

加急

四川省发展和改革委员会 文件 四川省能源局

川发改能源〔2026〕232号

四川省发展和改革委员会 四川省能源局 关于印发《四川省 2026 年电力需求侧市场化 响应实施方案》的通知

各市（州）发展改革委（能源局、办）、电力运行主管部门，国网四川省电力公司、四川电力交易中心，四川能源发展集团，有关市场主体：

为贯彻落实省委、省政府电力保供工作要求，进一步完善电力需求侧管理，优化电力资源配置，运用市场化机制充分调动需求侧资源参与电力供需调节，实现全省电力电量平衡，省发展改

革委、省能源局牵头制定了《四川省 2026 年电力需求侧市场化响应实施方案》。现予以印发，请贯彻落实。

四川省发展和改革委员会



四川省能源局
2026年6月12日



四川省 2026 年电力需求侧市场化响应实施方案

为进一步完善电力需求侧管理，优化电力资源配置，运用市场化机制充分调动需求侧资源参与电力供需调节，实现全省电力电量平衡，按照国家发展改革委等 6 部门《关于印发〈电力需求侧管理办法（2023 年版）〉的通知》（发改运行规〔2023〕1283 号）、四川省发展和改革委员会等 3 部门《关于印发〈四川 2026 年电力市场交易总体方案〉及〈四川电力市场规则体系 V4.0〉的通知》（川发改能源〔2025〕594 号）等文件要求，充分发挥交易机制和价格引导作用，完善需求侧市场化响应机制，确保全省电力供应保障，制定本实施方案。

一、工作目标

全省形成“统一市场、统一规则、统一平台”，按照“自愿参与、权责对等”的原则，运用市场机制和价格杠杆，充分挖掘全省需求侧资源潜能。完善“月度备用夯基、日前响应为主、应急响应补充”的需求侧市场化削峰响应体系，形成四川电网最大用电负荷 5% 左右的需求侧市场化削峰响应能力，满足系统高峰时段调峰需求。

二、市场参与条件

（一）电力用户。

1.四川省内的 10 千伏及以上专变工商业电力用户，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。其中，钢铁、水泥、电解铝、铁合金等

高载能用户参与主动错避峰，不参与需求侧市场化响应。

2.拟参与需求侧市场化响应的电力用户应在四川电力交易中心（以下简称交易中心）完成市场注册（已注册参加电能量交易的用户无需重复注册）。

3.拟参与需求侧市场化响应的电力用户应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（包括削峰响应的最大响应能力、最小响应能力、最小响应时长、可响应时段，下同），申请模板见附件1，经电网企业校核后纳入全省需求侧响应资源库。

4.尖峰电价增收资金纳入全省统筹使用的地方电网，其网内工商业电力用户可参与需求侧市场化削峰响应，须满足上述同等分时计量与数据传输条件，接入新型电力负荷管理系统。

5.国网四川省电力公司负责做好全省需求侧响应资源库管理，及时向交易中心推送符合准入条件的电力用户的响应参数信息、基线负荷及其相关电力电量基础数据，明确其并网分区信息并动态更新。

6.电力用户可选择直接参与、通过售电公司或虚拟电厂运营商（含负荷聚合商，下同）代理参与需求侧市场化响应。同一电力用户的所有用电户号仅可通过同一家售电公司或虚拟电厂运营商代理。

（二）售电公司。

1.现阶段，当年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,可在电力交易平台申请代理电力用户参与需求侧市场化响应。

2.鼓励自建安全、可靠的负荷管理运营系统,并接入新型电力负荷管理系统,具备对聚合资源的调节或控制能力。

3.应在四川省内具有固定经营场所,能提供需求响应政策咨询、技术支持服务。

4.聚合资源为符合准入条件的电力用户。

(三) 虚拟电厂运营商。

1.具备独立分时计量、控制等技术条件,与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议,正式接入四川虚拟电厂运营管理平台并在交易中心完成市场注册。

2.聚合资源为符合准入条件的电力用户,且已在四川虚拟电厂运营管理平台建立聚合关系并上传聚合协议。

三、月度削峰备用容量交易组织

(一) 月度削峰备用启动条件。

当预计次月全网(及局部区域)将出现电力缺口时,国网四川省电力公司向省级政府主管部门报备后按程序启动月度削峰备用。

(二) 月度削峰备用容量需求发布。

国网四川省电力公司于每月25日13:00完成次月削峰备用容量需求(包括需求容量、需求时段、需求原因等,下同)、对应用户名单匹配,并推送至交易中心,其中需求时段以1小时为最小

单位，以整点作为起止时间。交易中心于每月 25 日 14:00 通过电力交易平台，发布次月备用容量需求。

（三）月度削峰备用容量交易申报。

电力用户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：

1.削峰备用容量（千瓦）。最小申报单位为 10 千瓦。以用电户号作为交易单元，单个用电户号削峰备用容量申报下限不小于其最小削峰响应能力，申报上限不大于其最大削峰响应能力。公共充电站（桩）等重点民生保障行业单个用电户号月度削峰备用容量申报上限不得超过当月 1 日至 24 日（不含开展响应、执行负荷管理日，下同）参与时段平均负荷的 50%，纳入国家车网互动规模化试点示范项目，单个用电户号月度削峰备用容量申报上限不得超过当月 1 日至 24 日参与时段平均负荷的 70%。

2.削峰备用容量价格（元/千瓦·月）。单个交易单元只能申报一个削峰备用容量价格，备用容量价格的上下限分别为 5 元/千瓦·月和 0 元/千瓦·月。

在此期间，国网四川省电力公司应及时校核可参与月度削峰备用交易对应的用户名单，并实时更新推送至电力交易平台。

（四）市场出清。

交易中心于每月 28 日 11:30 组织市场出清。根据削峰备用容量需求，按“价格优先、时间优先、容量优先”原则开展边际出清，出清价格为边际交易单元的申报削峰备用容量价格，边际交易单

元削峰备用容量大于剩余需求容量时全量出清。同时，按照申报价格由低到高、申报时间由先到后、申报容量由大到小，形成月度削峰备用容量资源库及削峰备用响应序位表。

（五）出清结果发布。

交易中心于每月 28 日 12:00 在电力交易平台发布次月月度削峰备用容量出清结果，包括削峰备用响应序位表、各用电户号的削峰备用容量、削峰备用容量价格等，并将相关信息推送至国网四川省电力公司。

四、日前削峰响应交易组织

（一）削峰响应启动条件。

当全网（及局部区域）出现电力缺口时，国网四川省电力公司向省级政府主管部门报备后按程序启动削峰响应。

（二）削峰响应需求确认。

国网四川省电力公司根据省内发用电预测、跨省跨区交易计划、设备检修计划等相关边界条件，滚动开展电力供需测算，当研判 D 日需启动日前削峰响应时，于 D-1 日 15:00 前完成 D 日的削峰响应需求确定（包括需求容量、需求地区、需求时段、需求原因等，下同），并将对应用户名单及基线匹配推送至交易中心，其中需求时段以 1 小时为最小单位，以整点作为起止时间。

（三）削峰响应需求发布。

交易中心根据国网四川省电力公司推送的削峰响应需求、对应用户名单及基线匹配情况，原则上于 D-1 日 17:00 前通过电力

交易平台发布 D 日削峰响应需求，并按用电户号发布基线负荷，电力用户、经用户授权的售电公司或虚拟电厂运营商可通过电力交易平台查询。

（四）削峰响应申报。

需求发布后至 D-1 日 21:30 前，售电公司或虚拟电厂运营商以及电力用户可在电力交易平台分时段（按小时）进行市场交易申报及确认。申报信息包括：

1.可响应容量（千瓦）。最小申报单位为 10 千瓦。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削峰响应能力，申报上限不大于其最大削峰响应能力，其中公共充电站（桩）等重点民生保障行业单个用电户号申报上限不得超过对应时段基线负荷的 50%，纳入国家车网互动规模化试点示范项目，单个用电户号申报上限不超过对应时段基线负荷的 70%。

2.削峰响应价格（元/千瓦时）。单个交易单元只能申报一个削峰响应价格，削峰响应价格的上下限分别为 3 元/千瓦时和 0 元/千瓦时。

（五）市场出清。

交易中心于 D-1 日 21:30 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，则全量出清。

(六) 出清结果发布。

交易中心于 D-1 日 22:00 在电力交易平台发布日前削峰响应出清结果，包括中标响应容量、响应价格、响应时段等，相关市场主体可查询，并将相关信息推送至国网四川省电力公司。售电公司或虚拟电厂运营商应及时、准确、如实将出清结果告知其代理用户，并督促执行到位。国网四川省电力公司负责组织各市(州)供电公司通知并督促其供电范围内的中标用户按出清结果执行需求削峰响应。其中，涉及地方电网的中标用户，由地方电网负责通知并督促执行。

(七) 出清结果执行。

电力用户在 D 日按照日前削峰响应出清结果，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。

五、应急削峰响应

应急削峰响应是日前削峰响应出清结果未满足 D 日削峰响应需求容量的 1.1 倍或日内提前 4 小时预测出现新增全网缺口时，由国网四川省电力公司组织开展应急削峰响应，优先按照月度削峰备用容量交易形成的备用响应序位表组织备用容量资源库用户参与应急削峰响应，不足部分由国网四川省电力公司在实施范围内，组织非保障类高压工商业用户签订协议后参与。应急削峰响应的响应价格为日前削峰响应出清价格的 10%。

六、代理合同签订

D-2 日前，售电公司或虚拟电厂运营商与电力用户应按照合

同模板（见附件2）签订需求侧市场化响应交易代理合同，形成唯一的代理关系，在一个交易年内不能更换售电公司或虚拟电厂运营商。虚拟电厂运营商仅可代理与其建立聚合关系并接入四川虚拟电厂运营管理平台的聚合用户资源。若代理关系与电能量交易代理关系不一致的，电力用户应告知电能量交易代理售电公司或虚拟电厂运营商。售电公司仅可针对日前削峰响应与电力用户分享响应电量收益，虚拟电厂运营商可针对削峰备用容量和日前削峰响应与电力用户分享收益，提供两种套餐模式供选择：

（一）“保底+分成”模式。

售电公司或虚拟电厂运营商与代理用户按用电户号约定对应日前有效响应容量的保底价格（日前削峰响应为 $0 \leq \text{保底价格} \leq 3$ 元/千瓦时）、响应费用分成比例 $\alpha_{\text{削}}$ （ $0 \leq \alpha_{\text{削}} \leq 100\%$ ），并约定日前考核费用向代理用户分摊比例 $\theta_{\text{削}}$ （ $0 \leq \theta_{\text{削}} \leq 100\%$ ）。若日前响应出清价格小于或等于保底价格，代理用户按保底价格获取响应费用；若日前响应出清价格大于保底价格，代理用户按[保底价格+（日前响应出清价格-保底价格） $\times \alpha_{\text{削}}$]获取响应费用。此外，虚拟电厂运营商与代理用户按用电户号约定虚拟电厂运营商削峰备用容量收益分成比例 $\gamma_{\text{削}}$ （ $0 \leq \gamma_{\text{削}} \leq 100\%$ ），以及虚拟电厂运营商削峰备用容量考核分摊比例 $\lambda_{\text{削}}$ （ $0 \leq \lambda_{\text{削}} \leq 100\%$ ）。

（二）“固定价格”模式。

售电公司或虚拟电厂运营商与代理用户按用电户号约定对应日前有效响应容量的固定价格（日前削峰响应为 $0 \leq \text{固定价格} \leq 3$

元/千瓦时), 并约定日前考核费用向代理用户分摊比例 $\theta_{\text{削}}$ ($0 \leq \theta_{\text{削}} \leq 100\%$)。此外, 虚拟电厂运营商与代理用户按用电户号约定虚拟电厂运营商削峰备用容量收益分成比例 $\gamma_{\text{削}}$ ($0 \leq \gamma_{\text{削}} \leq 100\%$), 以及虚拟电厂运营商削峰备用容量考核分摊比例 $\lambda_{\text{削}}$ ($0 \leq \lambda_{\text{削}} \leq 100\%$)。

七、基线负荷计算及实际负荷采集

基线负荷计算以用电户号为单元、按时段开展, 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, 通过电力交易平台于 D-1 日 12:00 前向市场主体发布 D 日基线负荷及其计量样本。

(一) 工作日。

从 D-1 日向前选择 5 个不参与响应、未执行负荷管理的工作日, 以该 5 个工作日相同采集时点对应的 15 分钟计量样本的均值作为该时点基线负荷, 根据某小时内 4 个采集时点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 个采集时点基线负荷中的最大值作为该小时的基线最大负荷。在选择基线负荷计量样本时, 应剔除低于 5 个工作日相同采集时点对应样本平均值 25% 或高于 5 个工作日相同采集时点对应样本平均值 200% 的计量样本, 并向前依次递推另选。

(二) 非工作日。

基线负荷计算方法参照工作日计算方法执行, 原则上选取 D-1 日前连续 3 个不参与响应、未执行负荷管理的非工作日作为典型日。

（三）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，由电网企业用电信息采集系统提供，采集周期为 15 分钟，以整点作为起止时间。如个别时点采集数据缺失，按照四川省电力市场交易计量管理规则拟合处理。电力用户某小时的实际平均负荷为该小时 4 个采集时点实际用电数据的算术平均值，实际最大负荷为该小时 4 个采集时点实际用电数据的最大值。地方电网用户采集数据由地方电网企业推送至新型电力负荷管理系统。

八、响应结算

电力用户参与需求侧市场化响应的收益包括削峰备用容量收益和响应电量收益两部分。削峰备用容量收益为用户参与月度削峰备用交易产生的收益，响应电量收益为用户参与日前削峰响应、应急削峰响应产生的收益。虚拟电厂运营商可与电力用户分享削峰备用容量收益、日前削峰响应电量收益，售电公司可与电力用户分享日前削峰响应电量收益。若某月未启动日前削峰响应，仅结算电力用户、虚拟电厂运营商削峰备用容量收益。

（一）削峰备用容量收益。

1.削峰备用容量评估标准

如用户所在地区当月未启动日前削峰响应，则用户实际削峰备用容量为中标削峰备用容量。如用户所在地区当月启动日前削峰响应，则用户实际削峰备用容量为中标削峰备用容量和当月该用户在所有时段平均日前申报削峰响应容量两者取小。其中：中

标备用容量为该用户各时段剔除最大和最小备用容量后的算数平均值，备用容量价格为该用户剔除最大和最小备用容量后的剩余时段的出清备用容量价格与备用容量的加权均价。

2.削峰备用容量收益计算

对纳入削峰备用容量资源库的电力用户，按月执行削峰备用容量收益计算。削峰备用容量收益=实际削峰备用容量×削峰备用容量价格。若用户在当月有两个日前削峰响应启动日的所有时段均未申报日前削峰响应，按照中标削峰备用容量×0.1倍削峰备用容量价格予以考核。若在削峰备用容量执行期间用户销户或过户，当月削峰备用容量视为无效容量，不结算该户削峰备用容量收益。虚拟电厂运营商削峰备用容量收益= Σ (相关代理用户削峰备用容量收益× $\gamma_{削}$) - Σ (相关代理用户削峰备用容量考核费用× $\lambda_{削}$)，相关代理用户实际削峰备用容量收益=代理用户削峰备用容量收益×(1- $\gamma_{削}$) - 代理用户削峰备用容量考核费用×(1- $\lambda_{削}$)。

虚拟电厂运营商按月度代理关系进行月度削峰备用容量收益计算。

(二) 日前削峰响应电量收益。

1.结算方式

削峰响应执行后，国网四川省电力公司于 D+4 工作日向交易中心按用电户号推送实际用电数据及过户销户名单，交易中心据此计算实际削峰响应负荷、有效削峰响应容量等，于 D+6 工作日完成 D 日的日清分，按月将售电公司或虚拟电厂运营商和电力用

户的结算依据推送电网企业。

2.电力用户有效削峰响应容量计算

电力用户有效削峰响应容量计算以用电户号为单元、按小时开展。

用电户号在削峰响应时段内按小时同时满足以下两个条件则认定为有效削峰响应，形成有效削峰响应容量，否则为无效削峰响应，无效削峰响应视为有效削峰响应容量为 0。

①实际平均负荷低于基线平均负荷；

②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削峰响应后，将实际削峰响应负荷（即基线平均负荷与实际平均负荷的差值）与日前中标削峰响应容量做比较，按以下方式确定有效削峰响应容量。

③若实际削峰响应负荷小于或等于日前中标削峰响应容量的 110%，则有效削峰响应容量=实际削峰响应负荷；

④若实际削峰响应负荷大于日前中标削峰响应容量的 110%，则有效削峰响应容量=日前中标削峰响应容量×110%+（实际削峰响应负荷-日前中标削峰响应容量×110%）×0.5；其中，对于公共充电站（桩）等重点民生保障行业用户，若实际削峰响应负荷大于日前中标削峰响应容量的 110%，则有效削峰响应容量=日前中标削峰响应容量×110%，超出部分不结算削峰响应费用，并按照日前削峰响应出清价格的 1.1 倍予以考核，考核费用不向售电公司或虚拟电厂运营商分摊。

3.售电公司或虚拟电厂运营商有效削峰响应容量计算

售电公司或虚拟电厂运营商有效削峰响应容量为代理用户日前有效削峰响应容量之和。

4.直接交易用户结算

①直接交易用户削峰响应费用。直接交易用户每个提供有效削峰响应容量的用电户号按小时计算削峰响应费用，日清月结。具体计算公式如下：

直接交易用户削峰响应费用= \sum 日前有效削峰响应容量 \times 日前削峰响应出清价格

②直接交易用户考核费用。对有效削峰响应容量不足中标削峰响应容量 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= \sum max（日前中标削峰响应容量 \times 90%-日前有效削峰响应容量，0） \times 日前削峰响应考核价格

其中，日前削峰响应考核价格暂定为日前削峰响应出清价格的 1.1 倍，并视市场运行情况调整。

③直接交易用户削峰响应收益。直接交易用户削峰响应收益=直接交易用户削峰响应费用-直接交易用户考核费用。

5.售电公司或虚拟电厂运营商及其代理用户结算

①代理用户日前削峰响应费用。代理用户每个提供日前有效削峰响应容量的用电户号按小时计算削峰响应费用，日清月结。具体计算公式如下：

(1) “保底+分成”模式下，当日削峰响应出清价格小于或等于保底价格，代理用户日前削峰响应费用= \sum 日前有效削峰响应容量×保底价格；当日削峰响应出清价格大于保底价格，代理用户日前削峰响应费用= \sum 日前有效削峰响应容量×[保底价格+(日前削峰响应出清价格-保底价格)×削峰响应费用分成比例 $\alpha_{削}$]

(2) “固定价格”模式下，代理用户日前削峰响应费用= \sum 日前有效削峰响应容量×固定价格

②代理用户日前预考核费用。对代理用户日前有效削峰响应容量不足日前中标削峰响应容量 90%的部分进行预考核，预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= \sum (\max (代理用户日前中标削峰响应容量×90%-代理用户日前有效削峰响应容量, 0) ×考核价格)

其中，考核价格暂定为日前削峰响应出清价格的 1.1 倍，并视市场运行情况调整。

③售电公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应费用。对参与日前削峰响应的售电公司或虚拟电厂运营商按小时计算削峰响应费用，日清月结。具体计算公式如下：

售电公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应费用= \sum 售电公司或虚拟电厂运营商有效削峰响应容量×日前削峰响应出清价格

其中，售电公司或虚拟电厂运营商有效削峰响应容量= \sum 相关代理用户日前有效削峰响应容量。

④售电公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应预考核费用。对

售电公司或虚拟电厂运营商有效削峰响应容量不足日前中标削峰响应容量 90%的部分进行预考核，预考核费用按小时计算，日清月结。具体计算公式如下：

售电公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应预考核费用= Σ (max(售电公司或虚拟电厂运营商日前中标削峰响应容量 \times 90%-售电公司或虚拟电厂运营商有效削峰响应容量, 0) \times 考核价格)

其中，售电公司或虚拟电厂运营商日前中标削峰响应容量= Σ 相关代理用户日前中标削峰响应容量；考核价格暂定为日前削峰响应出清价格的 1.1 倍，并视市场运行情况调整。

⑤代理用户日前削峰响应实际考核费用。某代理用户日前削峰响应实际考核费用=售电公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应预考核费用 \times 该代理用户日前预考核费用占该售电公司或虚拟电厂运营商相关用户日前预考核费用的占比 $\times\theta_{削}$ ，其中 $\theta_{削}$ 为售电公司或虚拟电厂运营商与其代理用户在代理合同中约定的日前削峰响应考核分摊比例。

⑥售电公司或虚拟电厂运营商实际考核费用。售电公司或虚拟电厂运营商实际考核费用=售电公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应预考核费用- Σ 相关代理用户日前削峰响应实际考核费用。

⑦代理用户日前削峰响应收益。代理用户日前削峰响应收益=代理用户日前削峰响应费用-代理用户日前削峰响应实际考核费用。

⑧售电公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应电量收益。售电

公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应电量收益=（售电公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应费用- \sum 相关代理用户日前削峰响应费用）-（售电公司或虚拟电厂运营商日前削峰响应预考核费用- \sum 相关代理用户日前削峰响应实际考核费用）。

6.不予考核情况

①如因电网边界条件发生变化导致电网缺口取消，由国网四川省电力公司书面认定并通过电力交易平台披露，在此情况下，对有效削峰响应容量不足部分不予考核，有效削峰响应容量仍按上述规则结算。

②对于公共充电站（桩）等重点民生保障行业用户，有效削峰响应容量不足部分不予考核，在此情况下，售电公司或虚拟电厂运营商免考后预考核计算时偏差考核电量= \max [(预考核时自身偏差考核电量- \sum 用户免考电量), 0]。

③由于计量装置等设备原因造成重新计算响应基线导致的偏差经电网企业书面认定并报政府部门后不予考核。

7.结算单核对与申诉

交易中心于 D+6 个工作日通过电力交易平台向市场主体发布 D 日清算单，供电力用户和售电公司或虚拟电厂运营商查询。月度结算依据单独出具，不与电能量结算依据合并。如有异议，电力用户、售电公司或虚拟电厂运营商、电网企业在日清算单公示期 1 个工作日内、月度结算前提交申诉和相关证明材料，交易中心会同电网公司、核查处理。其中，对基线负荷、实际负荷的

异议申诉，交易中心于 D+7 工作日 18:00 前反馈申诉信息和相关证明材料至国网四川省电力公司进行核查，电网公司于 D+8 工作日 18:00 前统一反馈审核同意后的核查结果及相关资料至交易中心（如涉及基线负荷、实际负荷等关键数据变更的，则需同步提交经市（州）或区（县）公司、电力用户、售电公司或虚拟电厂运营商三方确认并签字盖章后的相关资料，）交易中心重新进行退补清算。

若基线、负荷推送时间滞后，则上述时间要求以实际基线、负荷推送日期进行顺延。

（三）应急削峰响应电量收益。

应急削峰响应工作结束后，电网企业通过供电营业厅发布响应确认公告。如有异议，电力用户应在公示后 2 个工作日内向属地供电公司提出申诉和相关证明材料，由电网企业统一核实处理。期间未提出异议的，视为无异议。

电网企业收到申诉材料后 5 个工作日内复查新型电力负荷管理系统记录的申诉用户完成响应情况。若异议不成立，按照新型电力负荷管理系统数据确认响应执行情况。

电力用户、县级供电公司在异议期后 15 个工作日内（涉及异议处理的，期限顺延）签订应急削峰响应确认单，明确执行负荷、响应时间、响应电量、响应电费等。

响应确认单签订后 5 个工作日内，电网企业根据负荷确认情况通过供电营业厅公示结算信息。

九、收益支付及资金来源

按月进行月度削峰备用容量、日前削峰响应、应急削峰响应收益结算。优先将满足主动错避峰负荷响应费用后的尖峰电价增收资金，作为月度削峰备用容量、日前削峰响应、应急削峰响应收益资金来源。若尖峰电价增收资金使用完毕，经省级价格主管部门同意后，不足部分按照“谁受益、谁承担”原则，由工商业用户和发电侧主体按照各 50%共同承担，具体方式另行明确，且单个主体每月度电分摊上限暂定为 0.005 元/千瓦时；超过上限的部分不再分摊。

十、衔接事项

（一）与售电公司履约保障凭证管理的衔接。

1.履约保函、保险额度接收

售电公司申请参与需求侧市场化响应前的 3 个工作日内，应按规定向交易中心提交足额的履约保函或履约保险等履约保障凭证。

2.履约保函、保险使用申请和执行

当预测售电公司响应收益为负时，国网四川省电力公司应及时书面通知售电公司补缴。售电公司未在交易中心正式发布结算单后的 10 个工作日内足额支付相关费用时，国网四川省电力公司可根据交易中心出具的结算依据申请使用履约保函、保险。

3.履约保函、保险额度返还

售电公司申请参与需求侧市场化响应后，如需申请退还多缴

纳的履约保函、保险，剩余额度不可低于 800 万元。

4. 违约处理

售电公司未按时足额缴纳履约保函、保险，或未能在规定时限内足额缴纳相关结算费用，经国网四川省电力公司书面提醒后，3 个工作日内仍拒不足额缴纳的，将参照《四川省售电公司履约保函、保险管理办法》（川电交〔2022〕1 号）实施取消其后续参与需求侧市场化响应交易及电能量交易资格等措施。

（二）与有序用电的衔接。

坚持“保安全、保民生、保重点”原则，国网四川省电力公司发布电力缺口后，优先启动需求侧市场化削峰响应，并同步准备有序用电兜底备用方案。

（三）与电力现货市场的衔接。

需求侧市场化响应出清结果在系统负荷预测中体现，按照考虑需求侧市场化响应出清结果后的负荷预测曲线开展现货市场出清计算。

（四）基线负荷或实际负荷为负时结算方式。

当基线负荷或实际负荷为负值时，沿用正值的计算规则，按照“实际响应负荷=基线平均负荷-实际平均负荷”进行结算。

十一、成员要求

（一）电力用户。

按本方案要求纳入全省需求侧响应资源库管理。参与需求侧市场化响应，提交需求侧市场化响应申请书，签订和履行相应代

理合同；按规定披露和提供信息，获得需求侧市场化响应相关信息；遵守四川省电力需求侧管理有关规定，服从电力调度机构的统一调度，执行需求侧市场化响应出清结果。按时缴纳响应考核费用，对拖欠响应考核费用的电力用户，经政府主管部门及能源监管机构同意后，视情节轻重采取公开通报、暂停交易资格直至强制退市等措施，由此引起法律纠纷的，按相关法律法规处理。充电站（桩）等重点民生保障行业用户需保障基础服务能力，做好服务解释工作，将部分需求侧响应收益传导至服务对象。

（二）售电公司或虚拟电厂运营商。

按本方案要求纳入全省需求侧响应资源库管理。参与需求侧市场化响应，签订和履行相应代理合同，组织执行响应出清结果；经用户授权同意后，可查询用户基线负荷及其相关电力电量基础数据；按规定披露和提供信息，获取响应相关信息；售电公司须按规定向交易中心提交足额的履约保函或履约保险等履约保障凭证。

（三）市场运营机构。

交易中心负责需求侧市场化响应的市场注册、响应申报组织、响应出清、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。

（四）电网企业。

负责按要求提供经营范围内电力用户用电负荷曲线；负责按经营范围开展电费结算、计量管理、基线负荷计算等工作，严格

按时限要求组织开展相关工作；负责开展经营范围内需求侧管理相关工作；负责相关技术支持系统的建设和运维；负责监测督促中标用户按出清结果执行需求响应。国网四川省电力公司负责动态评估负荷缺口并提出响应需求，负责全省需求侧响应资源库建设，并将有关情况及时报省发展改革委、省能源局。

十二、组织保障

（一）省发展改革委、省能源局牵头负责需求侧市场化响应总体工作。

（二）电网企业、交易中心要制定具体的操作细则和宣传手册等，加强需求侧市场化响应的培训宣传；要做好相应代理合同签订、交易组织、结算依据出具、电费结算、信息披露等工作，加强全过程运行管控，积极采取有效措施防控风险；要及时将响应需求、市场出清结果、资金结算等情况报政府相关部门。

（三）各市（州）发展改革委（能源局、办）、电力运行主管部门以及电网企业要加强需求侧市场化响应的宣传动员，组织符合准入条件的售电公司或虚拟电厂运营商和用户积极参与，充分调动各类响应资源。

（四）电力用户应科学评估响应能力，合理安排生产方式，切实履约实施响应，严禁将影响企业安全生产、可能危及人身、设备安全的负荷纳入响应范围。售电公司或虚拟电厂运营商应积极服务其代理用户参与需求侧市场化响应，及时告知其代理用户出清结果，并与供电公司一同督促用户执行到位。对需求侧市场

化响应执行不到位的用户，优先纳入有序用电执行范围。

（五）建立沟通协调机制，各地要跟踪、评估本地区需求侧市场化响应执行效果，及时将工作进展成效、存在问题等情况反馈省级相关部门（单位）。省发展改革委、省能源局会同有关单位定期研究需求侧市场化响应组织和实施等工作，及时协调工作推进中存在的问题，推动需求侧市场化响应的顺利开展。针对极端天气导致省内电力缺口扩大，省发展改革委、省能源局会同有关部门（单位）研究确定需求侧市场化响应组织规模等相关事宜。

（六）当出现电力严重短缺、电网及设备故障、技术系统紧急事故等情况时，交易中心可以依照相关规定和程序暂停组织需求侧市场化响应，由国网四川省电力公司向政府主管部门报告后，组织实施有序用电。当发现市场主体存在恶意串通操纵行为并严重影响市场化响应等情况时，政府主管部门可依照相关规定和程序暂停市场交易。

（七）本方案原则上自印发之日起执行，后期视情况研究调整或沿用。国家及我省相关政策如有调整，从其规定。

附件 1

四川省电力需求侧市场化响应申请书

国网*****供电公司：

根据设备特性和生产规律，我方自愿申请参与四川省电力需求侧市场化响应，相关参数信息如下：

用户名称			
用户编号（户号）			
是否是充电设施用户			
是否是新装用户			
是否有参与削峰备用容量交易意愿（是/否）			
企业法人		企业法人联系方式	
企业响应负责人		响应负责人联系方式	
供电电压等级（kV）		变压器合同容量（kVA）	
保安负荷（kW）		变压器运行容量（kVA）	
最大削峰响应能力（kW）		最小削峰响应能力（kW）	
可削峰响应时段 （XX:00-XX:00）			
备注	可响应时段以 1 小时为最小单位，以整点作为起止时间。削峰备用容量用户需在备用时段备足响应能力，接受电网企业按时按量调控。		

（单位公章）

附件 2

四川省电力需求侧市场化响应代理合同

甲方（电力用户）： _____

住所： _____

法定代表人/负责人¹/法定代理人（授权代理人）： _____

税务登记号（统一社会信用代码/身份证号码²）： _____

开户名称： _____

开户银行： _____

开户账号： _____

联系人： _____

电子邮箱： _____

手机： _____

办公电话： _____

通讯地址： _____

乙方（售电公司/虚拟电厂运营商）： _____

住所： _____

法定代表人（授权代理人）： _____

税务登记号（统一社会信用代码）： _____

1.本合同所述负责人均指非法人组织登记注册的负责人。

2.此处仅限自然人电力用户填写身份证号码。

开户名称: _____

开户银行: _____

开户账号: _____

联系人: _____

电子邮箱: _____

手机: _____

办公电话: _____

通讯地址: _____

甲乙双方本着平等、自愿、诚信的原则，就代理参加四川省需求侧市场化响应事宜协商一致，签订本合同³：

第一章 双方陈述

1.1 甲、乙双方任何一方在此向对方陈述如下：

本方为一家依法设立并合法存续的法人、非法人组织或具有相应民事权利能力和行为能力的自然人，有权签署并有能力履行本合同。

第二章 双方权利和义务

2.1 甲方的权利包括：

3. 电力用户与售电公司或虚拟电厂运营商应按照本合同签订需求侧市场化响应交易代理合同，形成唯一的代理关系，在一个交易年内不能更换售电公司或虚拟电厂运营商，同一电力用户的所有用电户号仅可通过同一家售电公司或虚拟电厂运营商代理。

2.1.1 根据与电网企业签订的《供用电合同》，按照国家法律、法规、部门规章等获取电网企业提供的有关接入和用电服务。

2.1.2 获得乙方履行本合同义务相关的信息、资料及查阅基线负荷、计量、响应结算等数据。

2.2 甲方的义务包括：

2.2.1 科学评估自身响应能力，合理安排生产方式，严禁将实施需求侧市场化响应会影响企业安全生产、可能危及人身、设备安全的负荷纳入响应范围，并及时向乙方告知执行响应涉及的设备（线路）范围。

2.2.2 按照国家有关法规、规定和技术规范，运行、维护有关用电设施，根据预先确定的需求侧市场化响应策略，在要求时间内自觉实施电力负荷调整，响应指令执行到位。

2.2.3 事先向乙方和国网四川省电力公司如实、完整提供用电户号、用电性质、可响应时段、最大及最小响应能力、最大及最小响应时长等生产运行用电信息。

2.2.4 发生紧急情况时，按照相关规定执行。

2.2.5 当出现无法履行合同义务的情况时，必须及时书面告知乙方、四川电力交易中心以及其他相关方，并处理好相关事宜。

2.2.6 国家有关法律、法规和四川省相关政策文件规定、本合同约定的其他义务。

2.3 乙方的权利包括：

2.3.1 获得或查阅甲方履行本合同义务相关的信息，包括但不限于：用电户号、用电性质、最大及最小响应时长、最大及最小响应能力、可响应时段等生产运行用电信息，以及基线负荷、计量、响应结算等数据。

2.3.2 获得甲方与履行本合同相关的生产计划和检修计划信息。

2.3.3 乙方按照规则参与需求侧市场化响应，履行响应代理合同约定的交易、服务、结算等事宜。

2.4 乙方的义务包括：

2.4.1 按照国家有关法律、规定和技术规范，聚合甲方需求侧响应资源，参与需求侧市场化响应交易。

2.4.2 当出现无法履行合同义务的情况时，必须及时书面告知甲方、四川电力交易中心以及其他相关方，并处理好相关事宜。

2.4.3 如实向甲方宣传解释相关需求侧市场化响应方案、规则、流程等要求，协助甲方及时签订需求侧市场化响应代理合同。

2.4.4 及时准确向甲方提供与履行本合同相关的其他信息。

2.4.5 发生紧急情况时，按照相关规定执行。

2.4.6 国家有关法律、法规和四川省相关政策文件规定、本合同约定的其他义务。

第三章 交易和结算支付

3.1 甲、乙双方同意按照《四川省2026年电力需求侧市场化响应实施方案》等相关政策文件开展需求侧市场化响应代理交易和结算。

3.2 开展需求侧市场化响应代理交易时，甲乙双方按用电户号约定附件套餐明细，四川电力交易中心据此出具结算依据。

3.3 乙方应于四川电力交易中心发布响应需求后立即以书面、微信、电话或电子邮件等方式告知甲方本次响应需求相关信息，并在四川电力交易平台按照规则确认相关信息。

3.4 甲方应在接到乙方响应申报通知后立即以书面、微信、电话或电子邮件等方式及时告知乙方本次执行响应相关信息，并在四川电力交易平台按照规则确认相关信息。

3.5 出清价格、中标响应容量、实际响应负荷、有效响应容量等数据以四川电力交易中心公布为准，四川电力交易中心以此开展响应结算，并向甲、乙双方出具响应结算依据。

3.6 甲方按《供用电合同》及本合同相关约定与电网企业结算市场化需求响应收益，乙方按本合同相关约定与电网企业结算市场化需求响应收益。

3.7 甲方需求响应收益在电网企业月度电费结算时单列。

第四章 合同违约和赔偿

4.1 任何一方违反本合同约定条款视为违约，合同另一方有

权要求违约方赔偿违约造成的经济损失。双方违约条款约定如下：

4.2 违约的处理原则

在本合同履行期限届满之前，任何一方明确表示或以自己的行为表明不履行合同义务的，另外一方可在履行期限届满前解除合同并要求其承担相应的违约责任，因不可抗力导致除外。

4.3 违约赔偿

如发生提交虚假信息、停产、变更、退市等行为，影响企业履行合同义务的情形，违约方给守约方造成的一切直接及间接损失，由违约方承担违约赔偿责任。

第五章 合同变更和解除

5.1 本合同的任何修改、补充或变更必须以书面的形式进行，并满足本合同约定生效条件方为有效。生效的变更文件是合同的有效组成部分，应按有关规定办理合同备案。

5.2 因国家法律、法规发生变化或者政府有关部门、监管机构出台有关规定、规则或者经协商一致，双方另行签订新合同，原合同废止。

5.3 如任何一方发生下列事件，则另一方有权在发出解除通知后解除本合同：

(1)除另有约定外，合同任一方未及时支付本合同项下的任何到期应付款项，且未能在收到相关方书面通知5个工作日内得到纠正；

(2)一方被申请破产、清算或被吊销营业执照；

(3)一方与另一实体联合、合并或将其所有或大部分资产转移给另一实体，而该存续的企业不能合理地承担其在本合同项下的所有义务；

(4)国家有关法律、法规和四川省相关政策文件规定、本合同约定可以解除合同的其他情形。

第六章 争议的解决

6.1 凡因执行本合同所发生的与本合同有关的一切争议，双方应协商解决，也可在电力市场行业内部进行调解。协商或调解不成的，可按以下第___种方式处理：

(1)双方同意提请_____仲裁委员会，请求按照其仲裁规则进行仲裁。仲裁裁决是终局的，对双方均具有法律约束力。

(2)任何一方依法提请_____人民法院通过诉讼程序解决。

第七章 适用法律

7.1 本合同的订立、效力、解释、履行和争议的解决均适用中华人民共和国法律。

第八章 合同生效和期限

8.1 本合同的生效条件是：经双方签字并盖章或按指印⁴后为有效。双方在四川电力交易平台中使用电子签名的，经双方在四川电力交易平台中使用数字签名或电子签章后生效，一方为法人或非法人组织的，数字签名或电子签章前应经法定代表人、负责人或授权代理人实名确认。

8.2 本合同有效期：自__年__月__日至2026年12月31日止。

第九章 其他

9.1 电子合同

本合同原则上应当采用电子合同签订，双方在四川电力交易平台进行本合同签署、变更和解除的，应按本合同约定提交四川电力交易中心进行电子备案。双方使用电子签名在四川电力交易平台提交或者签署的所有文件与纸质文件具有同等法律效力。

9.2 合同全部

本合同及其附件构成双方就本合同标的达成的全部内容，取代所有双方在此之前就本合同标的所签订的协议和合同。

4.法人或非法人组织，经法定代表人、负责人或授权代理人签字并加盖公章或合同专用章；自然人经本人或授权代理人签字并按指印，无民事行为能力人或限制民事行为能力的，经法定代理人签字并按指印。

9.3 本合同一式__份，甲乙双方各执__份，及时准确提交合同原件予四川电力交易中心备案。若因备案文本发生争议，由备案操作一方承担因备案不一致所造成的损失和责任。本合同采用电子合同签订的，合同签署生效即视为完成电子备案。双方可以登录四川电力交易平台下载双方签署后的电子合同，供双方归档。

签 字 页

甲方：

法定代表人/负责人/法定代理人（授权代理人）：

盖章（或按指印）⁵：

签字日期： 年 月 日

乙方：

法定代表人（授权代理人）：

盖章：

签字日期： 年 月 日

5.此处仅甲方为自然人的按甲方指印。

附件 2-1

需求侧市场化响应代理交易明细

甲方（电力用户）名称	
甲方（电力用户）交易代码	
甲方（电力用户）户号	
乙方（售电公司/虚拟电厂运营商）名称	
乙方（售电公司/虚拟电厂运营商）交易代码	

甲乙双方按以下____进行代理交易结算(二选一):

(1) “保底+分成”模式:

日前削峰响应保底价格（ $0 \leq$ 日前削峰响应保底价格 ≤ 3 元/千瓦时）	_____元/千瓦时
日前削峰响应费用分成比例 $\alpha_{削}$	_____%
日前削峰响应考核费用向甲方分摊比例 $\theta_{削}$	_____%
削峰备用容量收益向虚拟电厂运营商分成比例 $\gamma_{削}$	_____%
削峰备用容量考核费用向虚拟电厂运营商分摊比例 $\lambda_{削}$	_____%

*1.对于日前削峰响应，甲方根据有效响应容量至少按保底价格获得响应费用，若出清价格大于保底价格，甲方按[保底价格+（出清价格-保底价格） $\times \alpha_{削}$]获取响应费用。此外，承担乙方响应考核费用向甲方分摊比例 $\theta_{削}$ 。2.保底价格最多保留六位小数， $0 \leq \alpha_{削}$ 、 $\theta_{削}$ 、 $\gamma_{削}$ 、 $\lambda_{削} \leq 100\%$ 且最多保留两位小数。

(2) “固定价格”模式:

日前削峰响应固定价格（ $0 \leq$ 日前削峰响应固定价格 ≤ 3 元/千瓦时）	_____元/千瓦时
日前削峰响应考核费用向甲方分摊比例 $\theta_{削}$	_____%
削峰备用容量收益向虚拟电厂运营商分成比例 $\gamma_{削}$	_____%

削峰备用容量考核费用向虚拟电厂运营商分 摊比例 $\lambda_{削}$	_____ %
--	---------

*1.对于日前削峰响应，甲方根据有效响应容量按固定价格获得响应费用，并承担乙方响应考核费用向甲方分摊比例 $\theta_{削}$ 。2.固定价格最多保留六位小数， $0 \leq \theta_{削}$ 、 $\gamma_{削}$ 、 $\lambda_{削} \leq 100\%$ 且最多保留两位小数。

甲方（电力用户）

乙方（售电公司/虚拟电厂运营商）

法定代表人/负责人/法定代理人(授权
代理人) 签字:

法定代表人（授权代理人）
签字:

（盖章或按指印）

（盖章）

年 月 日

年 月 日

信息公开选项：主动公开

四川省发展和改革委员会办公室

2026年6月12日印发

