

附件

2025 云南省年电力需求响应方案

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为进一步深化电力需求侧管理，发挥市场机制调节电力供需平衡的重要作用，根据《电力负荷管理办法（2023年版）》《电力需求侧管理办法（2023年版）》规定，结合我省电力供需形势和市场化改革实际，制定本方案。

第二条 需求响应按照“政府主导、电网实施、企业参与”原则，在省级电力主管部门领导下开展，需求响应重大事项报省人民政府统筹。

第三条 按照需求响应优先、有序用电保底的要求，坚持“安全可靠、公平公正、开放透明”原则，遵循“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，运用市场机制和经济杠杆，积极引导各类用户提升负荷管理能力，主动参与需求响应，削减高峰负荷，增加低谷负荷，提高用电精细化水平，培育售电侧主体增值服务能力，建立需求侧、供给侧协同参与电力电量平衡的新机制，助力能源消费向绿色低碳转型，形成年度最高用电负荷 5% 的需求响应规模。

第二章 市场成员

第四条 需求响应市场成员包括电网企业、市场运营机构

和市场主体三类。

市场主体包括电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂。负荷聚合商是需求侧负荷调节服务机构，具有通过技术、管理等手段整合需求侧资源的能力，可参与电力系统运行，为电力用户提供参与需求响应、电力市场等一种或多种服务。虚拟电厂是通过先进的信息通信技术、智能计量以及优化控制技术，将可调节负荷、分布式电源、分布式储能等分布式资源进行集成，构成能响应电网需求、参与电力市场运行或接受电网调度的系统。

市场运营机构包括电力负荷管理中心、电力交易中心和电力调度中心。

电网企业包括云南电网有限责任公司以及地方供电企业（包含增量配电网企业）。

第一节 权利与义务

第五条 电力用户权利和义务

（一）按照本方案参与电力需求响应，签订并履行需求响应代理合同、合作协议相关义务；

（二）提供需求响应所必须的响应能力及相关负荷信息，获取需求响应交易信息；

（三）服从电力负荷管理中心的统一管理，遵守省级电力主管部门有关电力需求侧管理规定，执行需求响应交易结果和负荷管理安排；

（四）按照本方案参与电力需求响应的电力用户享有获得相应收益的权利；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第六条 负荷聚合商权利和义务

（一）按规则参与需求响应交易，签订并履行代理合同、结算合同、合作协议，做好响应资源管控和运营，组织执行需求响应交易结果；

（二）确保接入新型电力负荷管理系统的相关控制设备和技术系统安全可靠；

（三）提供需求响应所必须的响应能力及相关负荷信息，获取需求响应交易信息；

（四）按照本方案参与电力需求响应的负荷聚合商享有获得相应收益的权利；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 虚拟电厂权利和义务

（一）与代理用户签订代理合同（结算合同），具备可观、可测、可调、可控能力,并向负荷管理机构提供相应信息接口；

（二）提供需求响应所必须的响应能力及相关负荷信息，保证提交材料的真实性、完整性；

（三）按要求配合省级电力负荷管理中心开展能力检测及认定、资源接入等工作，确保接入新型电力负荷管理系统的技术系统安全可靠；

（四）与省级电力负荷管理中心签订合作协议，并按规则参与需求响应交易，做好响应资源管控和运营，组织执行需求响应交易结果；

（五）按照本方案参与电力需求响应的虚拟电厂享有获得相应收益的权利；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 电网企业权利和义务

（一）组织与市场主体签订需求响应协议或结算协议；

（二）参与电力主管部门主导下的电力需求响应市场规则及机制完善工作；

（三）科学研判供需形势，就是否发起需求响应及其响应规模向省级电力主管部门提出意见建议；

（四）负责组织所属供电单位对参与需求响应用户的负荷管理装置运行状态进行监测检查；

（五）负责需求响应市场机制研究，并组织开展结算及兑付；

（六）负责满足电力用户开展电力需求响应所需计量装置的配置工作；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电力负荷管理中心权利和义务

（一）负责需求响应资源池建设；

（二）负责需求响应工作的组织和实施；

（三）负责组织实时型响应竞价交易及响应；

（四）负责市场主体用电数据管理、基线负荷认定；

（五）负责执行过程监测并指导中标用户实施响应；

（六）负责会同电力调度中心做好负荷需求响应效果评估及公示；

（七）负责组织虚拟电厂调节能力认定，并出具检测报告；

（八）负责新型电力负荷管理系统运维和优化；

（九）负责省、州（市）、县（区）三级电力负荷管理中心运转协调；

（十）负责审核市场主体注册申请；

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电力调度中心权利和义务

（一）负责动态评估负荷缺口并提出拟开展的需求响应规模；

（二）负责组织安全校核；

（三）负责配合省级电力负荷管理中心做好需求响应效果评估及公示；

（四）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力交易中心权利和义务

（一）负责市场主体注册平台、入市协议管理，组织开展邀约型响应申报、交易出清、信息披露、出具结算依据；

（二）负责根据职责范围完善电力交易平台相关功能；

（三）法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 市场主体准入条件

第十二条 资源类型

需求响应资源为市场主体可调节负荷，按负荷类型可分为工商业可调节负荷、建筑楼宇负荷、虚拟电厂、电动汽车充电设施、用户侧储能负荷等，鼓励独立储能和电源配套储能在满足调度指令要求的前提下参与需求响应。

第十三条 准入条件

（一）电力用户。在南方电网营销管理系统具有省内独立

的电力营销户号；具备全天 96 点负荷曲线采集能力及数据传送条件，数据准确性与可靠性应能满足交易要求；供电电压等级在 10 千伏及以上的电力用户可直接参与需求响应，也可通过负荷聚合商或虚拟电厂代理参与，供电电压等级在 10 千伏以下的电力用户由负荷聚合商或虚拟电厂代理参与需求响应；

（二）负荷聚合商。具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任，具体准入条件暂按售电公司有关要求执行，其代理的用户应满足参与需求响应用户的准入条件。

（三）虚拟电厂。具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的负荷聚合商、售电公司或电力用户均可注册成为虚拟电厂，实现可调节负荷、新型储能、分布式电源、电动汽车等需求侧资源的聚合、协调，可聚合资源需通过省级电力负荷管理中心认定，原则上总调节能力不低于 1000 千瓦。

（四）参加实时型（可中断）削峰响应的市场主体应具备电网直接控制条件，经电力负荷管理中心校验通过，并接入新型电力负荷管理系统。不具备电网直接控制条件的，由参与市场主体自行出资改造具备条件后，方可申请参加实时型（可中断）削峰需求响应。

第三章 市场注册

第十四条 参与需求响应的市场主体可通过电力交易平台进行注册。已经完成注册的售电公司，可向电力交易中心提出

申请注册成为负荷聚合商或虚拟电厂，经省级电力负荷管理中心对基本信息及技术信息审核通过后注册生效。

第十五条 电力用户的注册信息

（一）基本信息：用户编号、用户名称、计量点编号、结算户号、电压等级、资源类型、所处地区等。

（二）技术信息：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。

（三）注册流程：电力用户通过电力交易系统申请注册成为需求响应电力用户，填写提交基本信息及技术信息后，由电力负荷管理中心审核通过后生效。

（四）电力用户可自主选择负荷聚合商或虚拟电厂签订需求响应代理合同，形成唯一的需求响应代理关系，一户电力用户仅能由一个负荷聚合商或虚拟电厂代理参与需求响应交易。

（四）注册信息变更：需求响应电力用户通过电力交易系统发起信息变更，由电力负荷管理中心审核通过后生效。

第十六条 负荷聚合商的注册信息

（一）基本信息：提供代理电力用户参与需求响应的授权委托书及基本信息（用户编号、用户名称、计量点编号、结算户号、电压等级、资源类型、所处地区等），其代理用户须满足准入条件。

（二）技术信息：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（根据其代理需求响应电力用户技术信息动态计算）。

（三）注册流程：负荷聚合商通过电力交易系统录入基础

信息，经省级电力负荷管理中心审核通过后注册生效。

（四）注册信息变更：负荷聚合商变更注册信息时，通过电力交易平台发起变更申请，经省级电力负荷管理中心审核通过后生效。

第十七条 虚拟电厂的注册信息

（一）基本信息：提供代理用户参与需求响应的授权委托书及基本信息（用户编号、用户名称、计量点编号、结算户号、电压等级、资源类型、所处地区等），约定调节方式、收益分成等相关事项，其代理用户须满足准入条件。

（二）技术信息：包括调节能力上下限、调节速率、连续调节时长、系统数据交互等基础参数。

（三）注册流程：电力用户、售电公司或负荷聚合商通过电力交易系统录入虚拟电厂基础信息并选择参与市场交易品种（电力需求响应），经省级电力负荷管理中心组织能力检测、完善技术信息、上传报告后签订需求响应合作协议并注册生效。虚拟电厂在注册时应提供与被聚合资源的代理关系。

（四）注册信息变更：虚拟电厂变更注册信息时，通过电力交易平台发起变更申请，虚拟电厂经省级电力负荷管理中心组织测试、更新技术信息后生效。

第十八条 生效时间

市场主体完成注册后即时生效，昆电力交易中心通过电力交易系统向市场主体推送注册成功提示信息，并公示完成注册的负荷聚合商清单。市场主体因正当理由申请自愿退出需求响应市场的，原则上将待履行的合约交割完毕，结清相关费用后

方可退出。

第十九条 需求响应合同或协议

（一）电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂参与需求响应前，应与电网企业或省级电力负荷管理中心签订需求响应合作协议，明确各方权利、义务、争议解决、违约责任、协议终止等条款。

（二）电力用户由负荷聚合商或虚拟电厂代理参与需求响应交易的，双方应签订需求响应代理合同，作为需求响应零售交易及结算的执行依据。合同信息包括但不限于收益分成及费用分摊方式等。

（三）负荷聚合商、虚拟电厂需求响应结算与电能量交易结算共用履约保函。

第四章 交易品种及补偿标准

第二十条 交易品种

交易品种分为邀约型削峰、实时型（可中断）削峰、邀约型填谷、实时型填谷四类。

第二十一条 补偿标准

响应补偿标准单位为元/千瓦·次，起步阶段仅提交单段报价。其中：

（一）邀约型削峰响应补偿按调控时长确定上下限，最终补偿标准由当次市场竞价形成。

表 1：邀约型削峰响应补偿对照表

序号	调控时长	补偿标准
1	0≤调控时长≤1 小时	0~3 元/千瓦·次
2	1 小时<调控时长≤2 小时	0~8 元/千瓦·次
3	2 小时<调控时长≤3 小时	0~15 元/千瓦·次
4	3 小时<调控时长≤4 小时	0~24 元/千瓦·次

（二）实时型（可中断）削峰补偿按调控时长确定上下限，最终补偿标准由月前市场竞价形成。

表 2：实时型（可中断）削峰响应补偿对照表

序号	调控时长	补偿标准
1	0≤调控时长≤1 小时	0~5 元/千瓦·次
2	1 小时<调控时长≤2 小时	0~12 元/千瓦·次
3	2 小时<调控时长≤3 小时	0~21 元/千瓦·次
4	3 小时<调控时长≤4 小时	0~32 元/千瓦·次

表 3：实时型（可中断）削峰响应补偿系数对照表

序号	通知时间	补偿系数
1	通知时间>4 小时	1
2	0.5 小时<通知时间≤4 小时	1.25
3	通知时间<0.5 小时	1.5

（三）邀约型填谷响应补偿按调控时长确定上下限，最终补偿标准由当次市场竞价形成。

表 4：邀约型填谷响应补偿对照表

序号	调控时长	补偿标准
1	0≤调控时长≤1 小时	0~0.5 元/千瓦·次
2	1 小时<调控时长≤2 小时	0~1.5 元/千瓦·次
3	2 小时<调控时长≤3 小时	0~3 元/千瓦·次
4	3 小时<调控时长≤4 小时	0~5 元/千瓦·次

（四）实时型填谷响应补偿按调控时长确定上下限，最终补偿标准由月前市场竞价形成。

表 5：实时型填谷响应补偿对照表

序号	调控时长	补偿标准
1	0≤调控时长≤1 小时	0~1 元/千瓦·次
2	1 小时<调控时长≤2 小时	0~2.5 元/千瓦·次
3	2 小时<调控时长≤3 小时	0~4.5 元/千瓦·次
4	3 小时<调控时长≤4 小时	0~7 元/千瓦·次

表 6：实时型填谷响应补偿系数对照表

序号	通知时间	补偿系数
1	通知时间>4 小时	1
2	0.5 小时<通知时间≤4 小时	1.25
3	通知时间<0.5 小时	1.5

（五）电力用户或虚拟电厂参与实时型（可中断）削峰响应申报并出清的，按出清容量享受备用容量补偿（周期内参与多种时段响应场景申报并出清的，按最大出清容量进行补偿），

补贴标准为 0.1 元/千瓦。

第五章 需求响应实施流程

第二十二条 启动条件

（一）削峰类响应启动条件：系统备用容量无法满足要求，且无法通过南方区域跨省支援解决电力缺口时，电力调度中心可按需发起邀约型削峰或实时型（可中断）削峰响应。

（二）填谷类响应启动条件：清洁能源消纳困难时，为保障电网实时平衡，电力调度中心按需发起邀约型填谷或实时型填谷响应。

（三）电力缺口在执行日（D 日）前一天（D-1 日）10:00 前发布的，组织邀约型削峰响应。电力缺口不满足在执行日（D 日）前一天（D-1 日）10:00 前发布要求的，组织实时型需求响应。

第一节 邀约型响应实施流程

第二十三条 缺口评估

云南电力调度中心于执行日（D 日）前一天（D-1 日）9:30 前根据全省统调负荷预测、西电东送初步计划等相关信息，测算执行日（D 日）初步电力缺口。当缺口规模大于同类型历史最大实际执行规模时，按同类型历史最大实际执行规模提交调控需求；当缺口规模小于同类型历史最大实际执行规模时，按实际缺口规模提交调控需求。云南电网综合研判是否发起需求响应，并及时报告省能源局同意后启动需求响应。

第二十四条 需求发布

昆明电力交易中心于执行日（D 日）前一天（D-1 日）10:00 前，经电力交易平台向市场主体发布需求响应信息并同步发送邀约短信，具体包括参与主体信息、需求容量、需求时段、申报价格上下限等。

第二十五条 市场申报

收到邀约后，直接参与或由负荷聚合商代理参与的，以户为单元在电力交易平台提交申报信息；由虚拟电厂代理参与的，以虚拟电厂为单元在电力交易平台提交申报信息。申报截止时间为执行日（D 日）前一天（D-1 日）14:00，过期未反馈者视为放弃参与。市场主体申报信息包括：

（一）响应容量：直接参与响应的电力用户申报容量应不小于 10 千瓦，负荷聚合商、虚拟电厂响应申报容量应不小于 1000 千瓦；

（二）响应时段：响应时长不低于 1 小时；

（三）响应价格：单位为元/千瓦·次，响应价格不得高于价格上限要求；

（四）电解铝负荷报量不报价。

第二十六条 交易出清

执行日（D 日）前一天（D-1 日）15:00 前，电力交易中心根据市场主体申报价格、邀约确认情况、市场出清规则（优先成交电解铝负荷，其余负荷按照报价由低到高排序成交，价格相同时，按照积分高低排序，价格与积分均相同时，按照申报时间排序，采用边际出清定价模式，出清价格为中标容量对应的最高报价。当出清用户全部为电解铝用户时，出清价格按价

格标准上限的 50%执行) 形成出清预成交结果, 并送电力调度中心进行安全校核, 安全校核结束后确定成交结果。

第二十七条 竞价结果发布

执行日(D 日) 前一天(D-1 日) 18:00 前, 昆明电力交易中心通过电力交易平台发布需求响应交易成交结果(包括: 用户编号、用户名称、出清价格、响应时段、基线负荷和可响应负荷能力) 并同步发送中标短信(包括: 用户编号、用户名称、中标容量等)。负荷聚合商、虚拟电厂应将竞价结果告知其代理的用户。

第二十八条 响应执行

需求响应执行日(D 日) 市场主体按中标结果执行需求响应。电力负荷管理中心负责对中标用户实际响应情况进行监测和监督。

第二十九条 邀约型填谷响应根据电网运行需要参照执行。

第二节 实时型响应实施流程

第三十条 响应竞价

省级电力负荷管理中心、昆明电力交易中心每周三通过电力交易系统发布邀约并组织下一周(周一至周日) 实时型需求响应竞价, 市场主体在周五 17:00 点前以报量报价的方式通过电力交易系统填报可调节负荷、调节时长及预期价格。昆明电力交易中心在周五 18:00 点前按照连续调用 1 小时、2 小时、3 小时、4 小时及以上场景分别出清(按照报价由低到高排序成交, 报价相同时, 按照积分高低排序, 报价与积分均相同时, 按照

申报时间排序，采用边际出清定价模式，最终结算价格以当次最后一户调控用户月前申报价格为准）并将出清结果推送至新型电力负荷管理系统形成备用资源库。昆明电力交易中心通过电力交易平台发布需求响应交易成交结果并同步发送中标短信（包括：用户编号、用户名称、中标容量等）。

第三十一条 需求发布

电力调度中心根据全省统调负荷预测、西电东送初步计划等相关信息测算电力缺口，至少在响应前 1 小时向省级电力负荷管理中心发布实时需求响应调控需求。当缺口规模大于同类型历史最大实际执行规模时，按同类型历史最大实际执行规模提交调控需求；当缺口规模小于同类型历史最大实际执行规模时，按实际缺口规模提交调控需求。

省级电力负荷管理中心在收到调控指标信息后，通过新型电力负荷管理系统自动确定响应范围（根据用户出清顺序依次纳入响应范围，直至满足响应规模要求），向市场主体发布成交结果（包括：用户编号、用户名称、出清价格、响应时段、基线负荷和可响应负荷能力）、中标短信（包括：用户编号、用户名称、中标容量等）并同步推送至电力交易系统。

第三十二条 响应执行

电力负荷管理中心负责对中标用户实际响应情况进行监测和监督。确定参与需求响应的市场主体应按约定调控负荷，响应前 1 分钟仍未执行到位的，省级电力负荷管理中心可通过新型电力负荷管理系统直接下达远程调控指令。

第三十三条 实时型填谷响应根据电网运行需要参照执

行。

第三节 响应中止

第三十四条 响应中止

（一）需求响应开始前或执行过程中，电力负荷管理中心可视电网实际运行情况、协同电网企业及电力调度中心，通过新型电力负荷管理系统、电力交易平台通知用户中止需求响应，云南电网公司及时向省能源局报告。若响应中止时需求响应已启动执行，本次响应效果以实际响应时段内负荷数据开展效果评估，结算价格维持响应开始前实际出清价格不变。

（二）出于用电安全考虑，电力负荷管理中心在响应结束后只发出响应解除通知，参与响应的电力用户在收到响应解除通知后恢复响应负荷。

第六章 效果评估

第三十五条 基线负荷计算

（一）基线负荷计算方法

基线负荷指响应时段未实施需求响应时电力用户或虚拟电厂的平均用电负荷，是判定需求响应执行效果的依据。虚拟电厂代理多户用户参与响应的，以打包方式计算虚拟电厂的整体基线负荷。

1.邀约型需求响应基线计算方法

根据需求响应时间，将样本日的日期类型、划分为工作日和周末、节假日。

需求响应当天是工作日时，从电力用户或虚拟电厂负荷数

据中，取缺口发布日前 4 个同为工作日且该日不存在需求响应、紧急错避峰、配合电网停电检修等特殊情况下的用户同时段负荷数据，作为计算样本数据。

需求响应当天是周末、节假日时，从电力用户或虚拟电厂负荷数据中，取缺口发布日前 2 个同日期类型的且该日不存在需求响应、紧急错避峰、配合电网停电检修等特殊情况下的用户同时段负荷数据，作为计算样本数据。

2. 实时型需求响应基线计算方法

需求响应当天是工作日时，从电力用户或虚拟电厂负荷数据中，取缺口发布日前 1 个同为工作日且该日不存在需求响应、紧急错避峰、配合电网停电检修等特殊情况下的用户同时段负荷数据，作为计算样本数据。

需求响应当天是周末、节假日时，从电力用户或虚拟电厂负荷数据中，取缺口发布日前 1 个同日期类型的且该日不存在需求响应、紧急错避峰、配合电网停电检修等特殊情况下的用户同时段负荷数据，作为计算样本数据。

第三十六条 响应评估标准

（一）需求响应实施效果以电网企业计量自动化系统中电力用户负荷数据为基础计算，原则上以响应时段内 15 分钟平均负荷为评估依据；响应时段内用户侧计量故障或取数异常时：专线用户以响应时段内变电站侧电量为基数，参照上月线损率剔除线损电量后，折算出的小时平均负荷作为最终结算依据；非专线用户以基线负荷对应的日均电量为基数，减掉响应日电量后，折算出的小时平均负荷作为最终结算依据。

(二)实际响应容量以15分钟为作为一个时段进行计算(区分上网和下网),具体计算公式如下:

1.削峰需求响应每15分钟实际响应容量=(下网基线负荷—实际测量下网平均负荷)+(实际测量上网平均负荷—上网基线负荷)。

2.填谷需求响应每15分钟实际响应容量=实际测量下网平均负荷—下网基线负荷。

3.实际响应容量与中标容量比 $<50\%$ 的,视为无效响应; $50\%\leq$ 实际响应容量与中标容量比 $<80\%$ 的,实际响应容量的60%计入有效容量; $80\%\leq$ 实际响应容量与中标容量比 $\leq 120\%$ 的,实际响应容量全部计入有效容量;实际响应容量与中标容量比 $>120\%$ 的,有效容量按中标容量的120%计算。

单次响应有效响应容量= Σ 响应时段内每15分钟效果评估结果 $\div$ 响应时段数。

直接参与或由负荷聚合商代理参与需求响应的,有效响应容量以户为单元进行计算。以虚拟电厂方式参与需求响应的,以虚拟电厂为单元打包计算有效响应容量。

第三十七条 响应效果评估及公示

省负荷管理中心会同电力调度中心开展响应效果评估,并在响应结束3个工作日内发布公示信息。对响应效果评估结果有异议的,在7个工作日内通过电力需求管理平台进行反馈,由电力负荷管理中心进行核实和解释。仍不能解决争议的,报省能源局协调解决。

第三十八条 市场主体积分

依据最终公示结果对参与响应的市场主体进行积分，以兆瓦为单位（保留一位小数），每次每 1000 千瓦积 1 分。

第三十七条 交易中心参照《云南电力中长期交易实施细则》，对提供有效响应容量的零售交易用户，在计算其当月套餐偏差考核电量时应扣减有效响应容量对应电量。

第七章 结算与兑付

第三十九条 需求响应费用按照当月结算、次月结清的原则开展，待条件成熟后，参与需求响应当日结算响应费用，自动转存为预存电费。

第四十条 出具结算依据

（一）电力交易中心根据响应结果测算响应费用，出具结算依据。

（二）需求响应收益计算

响应收益按次计算，单次收益=有效响应容量×中标价格×价格系数。

备用容量收益按周计算，周收益=实时型（可中断）削峰出清容量×补贴标准（0.1 元/千瓦）。

需求响应总收益=Σ市场主体的需求响应收益+Σ市场主体的备用容量收益。

第四十一条 执行考核

（一）填谷类需求响应不考核执行效果；削峰类需求响应期间，若市场主体实际响应容量小于中标容量 50%的，考核费用=（中标容量-实际响应容量）×中标价格×考核惩罚因子（考

核因子暂取 0.6)。

(二) 因特殊情况导致无效响应的, 市场主体通过电力交易平台申诉, 经省级电力负荷管理中心认定, 可免于考核。

第四十二条 结算及收益兑付

(一) 云南电网公司按月出具响应费用结算单, 当月响应结算信息在次月 15 日前通过新型电力负荷管理系统及电力交易平台公示, 市场主体对响应费用有异议的, 在 7 个工作日内通过新型电力负荷管理系统或电力交易平台进行反馈, 由云南电网公司进行核实和解释。仍存在争议的, 报省能源局核查。

(二) 公示期满, 云南电网公司在 1 个月内将响应费用及参与企业明细报省发展改革委、省能源局、国家能源局云南监管办公室备案。

(三) 电力用户直接参与需求响应的, 响应收益以电费方式退至用户的营销管理系统账户, 考核费用以电费方式在结算月单列。电力用户由负荷聚合商代理参与需求响应的, 根据代理协议分成约定, 电力用户收益以电费方式退至用户的营销管理系统账户, 考核费用以电费方式在结算月单列; 负荷聚合商收益及考核费用与云南电网单独结算。虚拟电厂收益和考核费用单独与电网结算, 其代理用户收益及考核由虚拟电厂按约定分成比例与用户结算。

第四十三条 资金来源

需求响应资金按照“谁提供、谁获利, 谁受益、谁承担”原则进行分摊。

削峰类响应费用由直接参与市场化交易的用户(包括批发

用户及零售用户)按月度冻结用电量(扣除月度负荷管理电量后)分摊。

填谷响应费用先由云南电网地调及以上调管的集中式风电、光伏电厂分摊,剩余填谷响应费用由直接参与市场化交易的用户分摊(当直接参与市场化交易的用户月度分摊费用超过0.01元/千瓦·时,原则上当月不再组织需求响应)。

纳入分摊范围发电企业具体分摊规则如下:先按响应低谷时段月度上网电量等比例分摊月度填谷响应费用,形成各发电企业预分摊金额(即:发电企业预分摊金额=发电企业响应低谷时段月度上网电量÷ Σ 发电企业响应低谷时段月度上网电量×填谷响应费用);各发电企业的分摊金额上限不超过其结算价格的15%(即:分摊金额上限=发电企业低谷时段月度上网电量×结算价格×15%),当发电企业预分摊金额超过分摊金额上限时,最终分摊金额等于分摊金额上限;当预分摊金额小于分摊金额上限时,最终分摊金额等于预分摊金额。

需求响应结算结果发布后,因计量或抄表差错等原因造成用户实际用电量与前期用于结算的用电量不一致时,按照《云南电力市场结算管理办法》中用户差错处理规定的时限和流程开展需求响应结算结果差错清算,差错清算的金额纳入《云南电力市场结算管理办法》用户侧不平衡资金进行分摊分享。

第八章 保障措施

第四十四条 运行保障

(一)各级电力主管部门会同云南电网公司加强电力需求

响应政策宣传和解读，营造良好氛围，积极引导各类主体参与需求响应，组织电力用户申报需求响应资源。

（二）云南电网公司负责需求响应签约用户负荷管理装置的运维工作，确保数据监测的准确性和实时性，及时消除数据异常或通讯不畅等故障。做好执行情况数据统计，及时发放响应资金。

（三）需求响应签约用户应保证其负荷管理装置、电能管理系统正常运行，将用电设备监测数据实时传送至省新型电力负荷管理系统。积极响应电网需求，强化履约意识，确保执行效果。

（四）负荷聚合商、储能运营商应保证其所属用户的负荷管理装置、电能管理系统正常运行，将用电设备监测数据实时传送至省新型电力负荷管理系统。充分发挥专业技术优势，加强对代理用户用电习惯和设备特性分析，实现用户负荷精细化、规模化灵活调控。

（五）新型电力负荷管理系统和电力交易平台应保障稳定运行，各项功能正常，平台与用户之间的信息传输正确无误。

（六）各级电力负荷管理中心应加强实体化建设，不断提高科学化、专业化、精细化负荷管理水平，实现电力负荷资源统一管理、统一调控和统一服务。

第四十五条 监督检查

省能源局负责需求响应相关工作及成效的行政管理、监督及检查工作。

本方案由省能源局负责解释。