

附件

2024 年云南省电力需求响应方案

第一章 总则

第一条 为进一步深化电力需求侧管理,积极应对电网调峰困难,优化资源配置,促进清洁能源消纳,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。

市场主体为具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体,包括电力用户、负荷聚合商。负荷聚合商是一类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。

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虚拟电厂或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 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。

第八条 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月度竞价交易及响应；

(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)负责新型电力负荷管理系统运维和优化；

(八) 负责省、州市、县三级电力负荷管理中心运转协调;

(九) 负责审核市场主体注册申请;

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 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

第十一条 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、储能负荷、虚拟电厂、电动汽

车充电设施等。

第十二条 准入条件

（一）在南方电网营销管理系统具有省内独立的电力营销户号；

（二）具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性应能满足交易要求；

（三）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代理参与。供电电压等级在 380 伏及以上、响应负荷能力在 10 千瓦及以上且具备全天 96 点负荷曲线采集能力的其他电力用户由负荷聚合商代理参与需求响应；

（四）负荷聚合商具体准入条件暂按售电公司有关要求执行，其代理的用户应具有省内独立电力营销户号（包括直接购电用户、电网企业代理购电用户、虚拟电厂用户、储能用户等）；

（五）参加实时型（可中断）削峰需求响应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

第十三条 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，经省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。

第十四条 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）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。

第十五条 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。电力用户可自主选择负荷聚合商签订需求响应代理合同，形成唯一的需求响应代理关系。一个法人单位仅能由一个负荷聚合商代理参与需求响应交易。

（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，经省电力负荷管理中心审核通过后生效。

第十六条 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。用户因正当理由或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。

第十七条 需求响应合同或协议

（一）电力用户、负荷聚合商参与需求响应前，应与电网企

业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 交易品种及价格标准

第十八条 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。

需求响应原则上每天不多于3次，每次不超过3小时。

第十九条 价格标准

响应价格标准单位为元/千瓦，起步阶段仅提交单段报价。

（一）邀约型削峰响应价格按调控时长确定上下限，最终价格由当次市场竞价形成。

序号	调控时长	价格标准	备注
1	0≤调控时长≤60 分钟	0~3 元/千瓦·次	最高 3 元/千瓦时
2	60 分钟<调控时长≤120 分钟	0~8 元/千瓦·次	最高 4 元/千瓦时

3	120 分钟<调控时长≤180 分钟	0~15 元/千瓦·次	最高 5 元/千瓦时
---	--------------------	-------------	------------

（二）实时型（可中断）削峰价格按调控时长确定上下限，最终价格由月前市场竞价形成。

序号	调控时长	价格标准	备注
1	0≤调控时长≤60 分钟	0~5 元/千瓦·次	最高 5 元/千瓦时
2	60 分钟<调控时长≤120 分钟	0~12 元/千瓦·次	最高 6 元/千瓦时
3	120 分钟<调控时长≤180 分钟	0~21 元/千瓦·次	最高 7 元/千瓦时

（三）邀约型填谷响应价格按调控时长确定上下限，最终价格由当次市场竞价形成。

序号	调控时长	价格标准	备注
1	0≤调控时长≤60 分钟	0~0.5 元/千瓦·次	最高 0.5 元/千瓦时
2	60 分钟<调控时长≤120 分钟	0~1.5 元/千瓦·次	最高 0.75 元/千瓦时
3	120 分钟<调控时长≤180 分钟	0~3 元/千瓦·次	最高 1 元/千瓦时

（四）实时型填谷响应价格按调控时长确定上下限，最终价格由月前市场竞价形成。

序号	调控时长	价格标准	备注
1	0≤调控时长≤60 分钟	0~1 元/千瓦·次	最高 1 元/千瓦时
2	60 分钟<调控时长≤120 分钟	0~2.5 元/千瓦·次	最高 1.25 元/千瓦时
3	120 分钟<调控时长≤180 分钟	0~4.5 元/千瓦·次	最高 1.5 元/千瓦时

第五章 需求响应实施流程

第二十条 启动条件

原则上优先启动邀约型需求响应，紧急情况下可启动实时型（可中断）需求响应。

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（可中断）削峰响应。

清洁能源消纳困难时，为保障电网实时平衡，按需组织邀约型填谷或实时型填谷需求响应。

第一节 邀约型响应实施流程

第二十一条 缺口评估

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，云南电网综合研判是否发起需求响应，确定需求响应规模，并及时报告省能源局同意后启动需求响应。

第二十二条 需求发布

电力交易中心于执行日（D 日）前一天（D-1 日）10:00 前，

经新型电力负荷管理系统及电力交易平台向市场主体发布需求响应信息，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。

第二十三条 市场申报

签约用户（负荷聚合商）在收到邀约后，以户号为单元在电力交易平台提交申报信息，执行日（D 日）前一天（D-1 日）14:00 为应邀截止时间，未反馈者视为放弃参与。市场主体申报信息包括：

- 1.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，负荷聚合商响应申报容量应不小于 1000 千瓦；
- 2.响应时段：响应时长不低于 1 小时；
- 3.响应价格：单位为元/千瓦，响应价格不得高于价格上限要求；
- 4.电解铝负荷报量不报价。

第二十四条 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。

第二十五条 竞价结果发布

执行日(D 日)前一天(D-1 日) 18:00 前，交易中心通过新型电力负荷管理系统和电力交易平台发布需求响应交易成交结果通知书，明确用户编号、参与响应的价格、响应时段、基线负荷和可响应负荷能力。负荷聚合商应将竞价结果告知其代理的用户。

第二十六条 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。

第二十七条 响应中止

(一) 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，经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并通知用户，云南电网及时向省能源局报告。

(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。

第二十八条 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

第二十九条 月前竞价

省电力负荷管理中心、昆明电力交易中心每月最后一周通过电力交易系统发布邀约并组织次月实时型需求响应竞价,市场主体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。昆明电力交易中心按照连续调用1小时、连续调用2小时、连续调用3小时三种情况分别全部出清(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,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。

第三十条 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,并向省电力负荷管理中心发布实时需求响应调控指标信息。

省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),通知用户并同步推送至电力交易系统。

第三十一条 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用户(负荷聚合商)应按约定调控负荷,响应前1分钟仍未执行到位的,省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。

第三十二条 实时型填谷响应根据电网运行需要参照执行。

第六章 效果评估

第三十三条 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和负荷管理时电力用户的小时平均用电负荷,是判定需求响应执行效果的依据。现阶段,基线负荷以小时平均功率计算。条件具备时,以15分钟功率计算。

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，从用户小时负荷数据中，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小时负荷数据，作为计算样本数据。

需求响应当天是周末、节假日时，从用户小时负荷数据中，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小时负荷数据，作为计算样本数据。

（二）负荷聚合商基线负荷计算方法

负荷聚合商聚合的负荷资源，基线负荷计算方法与直接参与需求响应的电力用户计算方法一致。

第三十四条 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，原则上以响应时段的小时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)电力用户实际响应容量由响应时段内基线负荷与实际测量平均负荷之差确定(区分上网和下网),具体计算公式如下:

削峰需求响应实际响应容量=(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)

填谷需求响应实际响应容量=实际测量下网平均负荷—下网基线负荷

响应时段内,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。

第三十五条 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。

第三十六条 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

第三十八条 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。

第三十九条 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）削峰、填谷需求响应收益计算

响应按次计算收益，单次收益=有效响应容量×中标价格。

需求响应总收益=Σ市场主体的需求响应收益。

（三）市场主体实际响应容量小于中标容量 50%的，按小时计算考核费用，具体计算公式如下：考核费用=中标容量×中标价格×考核惩罚因子（考核因子暂取 0.6）。

第四十条 执行考核

（一）有效响应获得需求响应收益，无效响应不得享受需求

响应收益。

（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，经省电力负荷管理中心认定，可免于考核。

第四十一条 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，当月结算数据在次月 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 个工作日内通过电力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）电力用户独立参与需求响应的，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；负荷聚合商分成和考核单独与电网结算。负荷聚合商与其代理电力用户参与需求响应的收益和考核分成应在双方所签订合同中明确并在电力交易系统录入

及确认。

第四十二条 资金来源

需求响应资金来源，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，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）计算度电分摊价格，分摊价格通过需求响应平台及电力交易平台公示，公示无疑义后该月分摊价格不得更改。直接参与市场化交易的用户按月度实际用电量（扣除月度负荷管理电量后）与度电分摊价格计算有效需求响应的分摊费用。当月度分摊价格超过 0.01 元/千瓦时，原则上当月不再组织需求响应。

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

第四十三条 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电力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电力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。

第四十四条 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，会同有关部门开展监管工作。

本方案由省能源局负责解释。