

云南省能源局 文件 国家能源局云南监管办公室

云能源运行〔2022〕121号

云南省能源局 国家能源局云南监管办公室 关于印发《2022年云南省电力需求 响应试行方案》的通知

云南电网有限责任公司，昆明电力交易中心有限责任公司，各市场主体：

为进一步深化电力需求侧管理，积极应对电网调峰可能出现的困难局面，发挥市场机制在调节电力供需平衡中的重要作用，促进“源-网-荷-储”友好互动，提升电力系统调节能力，经研究，现将《2022年云南省电力需求响应试行方案》印发你们，请遵照执行。

附件：2022年云南省电力需求响应试行方案



国家能源局云南监管办公室
2022年4月28日

云南省能源局办公室

2022年4月29日印发



附件

2022年云南省电力需求响应试行方案

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局面，发挥市场机制在调节电力供需平衡中的重要作用，根据《电力需求侧管理办法（2017修订版）》《国家发展改革委关于深入推进供给侧结构性改革做好新形势下电力需求侧管理工作的通知》（发改运行〔2017〕1690号）和《云南省能源局关于进一步加强需求侧管理的通知》（云能源运行〔2021〕75号）要求，结合我省电力供需形势和市场化改革发展情况，制定本方案。

第二条 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，遵循市场经济和电网运行客观规律，探索市场化需求响应模式，运用市场机制和经济杠杆，引导可中断负荷用户主动削减高峰负荷，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，试行阶段形成最高负荷3%的需求响应规模。

第二章 市场成员

第三条 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，其中市场运营机构包括电力交易中心和电力调度中心，市场主体包括电力用户和负荷聚成商等。

现阶段，暂由售电公司注册为负荷聚成商，聚合需求响应资源。建立代理关系的用户提出参与市场化需求响应且符合响应要求时，负荷聚成商原则上应受理。

第一节 权利与义务

第四条 电力用户及负荷聚成商权利和义务

（一）按照本细则参与电力需求响应，尊重市场，遵守规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益；

（二）提供需求响应所必须的响应能力及相关负荷信息；

（三）遵守省级电力主管部门有关电力需求侧管理规定，执行需求响应结果；

（四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电；

（五）按照本方案参与电力需求响应的电力用户及负荷聚成商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。

第五条 电网企业权利和义务

（一）负责需求响应建设工作；

（二）负责组织电力需求响应平台建设和运维；

（三）负责市场主体基线负荷认定、需求响应结算及补贴支付；

（四）负责开展实施过程监督检查，指导需求响应评价考核；

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第六条 电力交易中心权利和义务

(一) 负责组织开展市场主体的注册、申报和协议管理、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。

第七条 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、响应评价、评价考核；

(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

第八条 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业负荷、建筑楼宇负荷、储能负荷、电动汽车负荷等。

第九条 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) 安装数据采集周期为 15 分钟的计量表计，计量数据可传送至电网企业；

(三) 响应能力大于等于 1000 千瓦的电力用户可自主参与需求响应，也可通过负荷聚成商代理参与；响应能力低于 1000 千瓦的用户可通过负荷聚合商代理参与；

(四) 具备电网自动控制条件的电力用户，应通过云南电网公司的响应性能校验，并接入电网侧相应控制系统。

第三章 市场注册

第十条 电力用户及负荷聚成商等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，向电力交易中心提出申请后可注册成为负荷聚成商。

第十一条 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。

第十二条 负荷聚成商的注册信息

(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零售用户技术信息动态计算）。

第四章 交易品种及补贴标准

第十三条 交易品种

市场化邀约包括削峰类、填谷类两类；按照响应时序，可将其划分为邀约型、实时型两类。根据我省目前实际运行需要，初期优先开展邀约型削峰（填谷）类需求侧响应，同时对电解

铝等高载能负荷建立政企邀约模式，后期根据市场发展需要，逐步丰富市场交易品种。

第十四条 补贴标准

邀约型削峰类响应补贴标准单位为元/千瓦时，起步阶段仅提交单段报价。削峰类响应补贴标准的上下限起步阶段分别暂定为3元/千瓦时、0元/千瓦时；填谷类响应补贴标准的上下限起步阶段分别暂定为1元/千瓦时、0元/千瓦时；电解铝负荷参与响应的补贴标准按中标价格（边际出清价格）的10%执行，若当次除电解铝负荷外无其他负荷参与响应，响应补贴标准按价格上下限平均值的10%执行，运行中可根据实际情况进行调整。

第五章 实施流程

第十五条 缺口评估

调度中心于执行日（D日）前两天（D-2日）14:00前根据全省统调负荷预测、西电东送初步计划等相关信息，测算响应日（D日）初步电力缺口，提出初步需求响应需求，响应需求规模原则上不超过有序用电IV级规模（2022年为150万千瓦）。

第十六条 需求发布

电力交易中心于邀约日（D-2日）16:00前，经需求响应平台及电力交易平台向市场主体发布需求响应信息，具体包括需求容量、需求时段等。

试行阶段，削峰需求响应容量原则上不高于运行日预计省内最大用电负荷的3%。需求响应原则上每天不多于2次，每

天不超过3小时，全年不超过10次。

第十七条 市场申报

竞价日（D-1日）11:00前，市场主体以户号为单元在电力交易平台提交申报信息，市场主体申报信息包括：

- 1.响应资源：参与响应日的需求响应资源；
- 2.响应容量：市场主体响应申报容量应不小于1000千瓦；
- 3.响应时段：响应时长不低于1小时；
- 4.响应价格：单位为元/千瓦时，响应价格不得高于补贴上限要求；
- 5.电解铝负荷报量不报价。

第十八条 交易出清

竞价日（D-1日）12:00前，电力交易中心根据市场主体申报价格、邀约确认情况、补贴资金规模、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）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。

第十九条 竞价结果发布

竞价日（D-1日）15:00前交易中心发布需求响应交易成交结果通知书，明确用户编号、参与响应的补偿价格、响应时段和可响应负荷能力，响应提前通知时间和方式等信息，通过需

求响应平台和电力交易平台通知相关市场主体参与需求响应。

负荷聚成商将结果告知其代理的用户。

根据需求响应中标响应容量及次日剩余缺口情况据实安排有序用电计划，由调度中心根据需求响应及有序用电安排修正执行日（D日）负荷预测并用于发电计划编制。

第二十条 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。当实际需求响应执行不到位时，电网企业按照地方政府主管部门印发的有序用电方案执行。

第二十一条 响应中止

（一）电力调度中心可视电网实际运行情况，协同电网企业经由需求响应平台、电力交易平台、短信平台等方式通知用户中止需求响应，事后及时向省能源局报备。

（二）出于用电安全考虑，电力调度中心在响应结束后只发出响应解除通知，不发送自动复电指令，参与响应的电力用户在收到响应解除通知后自行复电。

第六章 效果评估

第二十二条 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有序用电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。根据计量系统接收的注册用户时间和需求响应时间，划分时间区域，将样本日的日期类型划分为周末、节假日和工作日。

如果是工作日，则从用户小时负荷数据中，取近5个同为

工作日且该日不存在需求响应和有序用电情况的用户小时负荷数据，作为计算样本数据。确定用户日常复核基准线

如果是周末、节假日，则从用户小时负荷数据中，取近3个同日期类型的且该日不存在需求响应和有序用电情况的用户小时负荷数据，作为计算样本数据。工作日及节假日取线法

第二十三条 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。

(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，具体计算公式如下：

削峰需求响应实际响应容量=基线负荷-实际测量平均负荷。

填谷需求响应实际响应容量=实际测量平均负荷-基线负荷。

响应时段内，实际响应容量与中标容量比<70%的，视为无效响应；70%≤实际响应容量与中标容量比<90%的，实际响应容量的60%计入有效容量；90%≤实际响应容量与中标容量比≤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。

试行阶段暂不开展填谷需求响应。

第二十四条 响应效果评估及公示

由电力调度中心开展响应效果评估及公示。对补贴费用有异议的，在7个工作日内通过电力需求管理平台进行反馈，由

电力调度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。

第二十五条 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），每次每兆瓦积1分，电力用户可用积分抵扣有序用电指标，每100积分可抵扣有序用电任一执行日的10兆瓦，参与抵扣的积分在需求响应平台相应进行调减。

第二十六条 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市场化交易用户及其零售关系所属售电公司，在计算其当月偏差考核电量时应扣减有效响应容量对应电量。用户侧有效响应导致的发电侧偏差，具备交易合同对应关系且可溯源的电厂，在计算其当月偏差考核电量时应扣减有效响应容量对应电量。需求相应容量可进行偏差减免

第七章 结算与兑付

第二十七条 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**结算响应补贴**，自动**转存为预存电费**。

第二十八条 出具结算依据

（一）电力交易中心根据响应结果**测算补贴费用**，出具**结算依据**。

（二）削峰需求响应收益计算

补偿按时段计算收益，**以小时为单位**，具体计算公式如下：

市场主体的需求响应收益=有效响应容量×补偿价格×响应时间

需求响应总收益=∑市场主体的需求响应收益

第二十九条 执行考核

(一) 有效响应获得需求响应补贴，无效响应不得享受需求响应补贴。

(二) 因电网原因导致中标电力用户、负荷集成商的无效响应容量免于考核。

第三十条 结算及补贴兑付

(一) 云南电网公司按月出具补偿费用结算单，通过电力需求响应平台及电力交易平台公示，市场主体对补偿费用有异议的，在7个工作日内通过电力需求响应平台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。

(二) 公示期满，云南电网公司在1个月内将补贴费用及补贴企业明细报省能源局，并以电费方式退至参与响应用户的营销管理系统账户。

(三) 负荷集成商与其代理电力用户参与需求响应的收益分成及其支付方式在双方所签订合同中自行协商约定。

第三十一条 补贴费用来源

需求响应补贴费用来源，按照“谁受益，谁承担”的原则，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与度电分摊价格计算有效需求响应的分摊费用。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不平衡资金机制处理。

第八章 保障措施

第三十二条 运行保障

（一）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。

（二）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需求响应平台。

（三）负荷聚成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需求响应平台。

（四）需求响应平台和电力交易平台应保障系统稳定运行，各项功能正常，平台与用户之间的信息传输正确无误。

第三十三条 监督检查

（一）省能源局、国家能源局云南监管办负责需求响应相关工作及成效的监督检查工作。

(二) 云南电网公司负责组织各州市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督检查。