

云南电力中长期市场实施细则

（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为加快推进全国统一电力市场体系建设，规范电力中长期交易行为，依法保护电力市场主体合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，落实《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）要求，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力市场运行基本规则》《电力中长期市场基本规则》和有关法律法规、规定，结合云南电力市场建设经验和电力系统运行实际，制定本实施细则。

第二条 本实施细则所称电力中长期市场，是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

第三条 本实施细则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第四条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自

律，不得操纵市场价格、损害其他市场成员的合法权益。

第五条 国家能源局云南监管办公室（以下简称“云南能源监管办”）、云南省发展和改革委员会（以下简称“云南省发展改革委”）和云南省能源局根据职能依法履行云南电力中长期市场监管职责。

第二章 市场成员

第一节 经营主体注册

第六条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》及《云南电力市场注册管理实施细则》要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

第七条 直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。经营主体所属的独立新型储能充放电户号只能选择批发市场，其他户号可按自然年以注册主体（企业/个人）为单位选择参与批发市场或零售市场。

第八条 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

第二节 市场成员权利

第九条 发电企业的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的电网接入服务和输配电服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第十条 售电公司的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息，根据电力用户授权获得其历史用电负荷信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第十一条 电力用户的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，与发电企业签订电力中长期交易合同，或与售电公司签订电力零售合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第十二条 新型经营主体的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约分散资源的相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第十三条 电网企业的权利主要包括：

（一）收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等；

（二）对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函或其他结算担保品的使用申请；

（三）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（四）法律法规规定的其他权利。

第三节 市场成员义务

第十四条 发电企业的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）签订并执行并网调度协议、购售电合同，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（五）法律法规规定的其他义务。

第十五条 售电公司的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

（三）按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，在交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担电力用户信息保密义务；

（四）具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，开展配电区域内电费结算和收取业务；

（五）按照规定向电力交易机构提交履约保函或其他结算担保品；

（六）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（七）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（八）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（九）法律法规规定的其他义务。

第十六条 电力用户的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费；

（二）按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（五）法律法规规定的其他义务。

第十七条 新型经营主体的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同（或聚合服务合同），在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系，履行合同规定的各项义务；

（三）按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，承担信息保密义务；

（四）按照市场规则向电力交易机构提交履约保函或其他结算担保品；

（五）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（六）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（七）聚合负荷侧资源的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（八）法律法规规定的其他义务。

第十八条 电力调度机构的义务主要包括：

（一）合理安排电网运行方式，开展安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规执行电力市场交易结果；

（二）向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）配合开展电力中长期市场分析和运营监控；

（五）法律法规规定的其他义务。

第十九条 电力交易机构的义务主要包括：

（一）电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同；

（二）电力交易平台建设、运营和管理；

（三）组织电力中长期交易，提供结算依据及服务；

（四）执行信息披露有关规定，提供信息披露平台，承担信息保密义务；

（五）开展市场运营监测和分析，依法依规执行市场干预措施，并向经营主体公布干预原因，防控市场风险；

（六）向电力监管机构、政府有关主管部门及时报告经营主体违规行为，并配合调查；

（七）法律法规规定的其他义务。

第二十条 电网企业的义务主要包括：

（一）保障输变电设备正常运行，建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度；

（二）加强电网建设，为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担信息保密义务；

（四）负责电费结算，按期向经营主体出具电费账单；

（五）分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

（六）法律法规规定的其他义务。

第三章 交易品种和价格机制

第一节 交易品种及交易方式

第二十一条 云南电力中长期交易现阶段主要包括电能交易和合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第二十二条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能交易。数年、年度、月度交易应定期开市，可探索连续开市；月内交易原则上按日连续开市。

原则上，数年交易以 1 年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内交易以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

第二十三条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易等。

第二十四条 电能量交易是指发电企业、售电公司、直接参与电力中长期市场的电力用户、电网企业（代理购电）和新型经营主体直接开展的电量交易，主要包括：优先发电计划电量、跨省区和跨经营区中长期市场化交易电量（简称“跨省跨区中长期交易电量”）、直接参与的省内中长期交易电量、电网企业代理购电交易电量及绿色电力交易。

（一）优先发电计划电量是指国家指令性计划和云南省级政府主管部门通过优先发电计划规定明确的计划电量，包括省内优先发电计划电量和跨省优先发电计划电量。

（二）跨省跨区中长期交易电量是指经营主体自主参与跨省区和跨经营区交易电量以及承接的跨省区跨经营区网对网电力交易电量，具体交易按照有关规则执行。（三）省内中长期直接交易电量是指电力交易机构组织的，发电企业、新型经营主体发电角色作为售电方，售电公司、批发用

户、新型经营主体用电角色作为购电方，在省内集中交易、双边协商等交易中所成交的电量。

（四）电网企业代理购电交易电量是指暂未直接从电力市场购电和已直接参与电力市场交易又退出的工商业用户，由电网企业代理参与电力市场购电电量，代理工商业用户购电的偏差电量应按照现货市场价格结算（非现货市场运行期间则按照省内代理购电相关要求执行），为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，由全体工商业用户分摊或分享。电网企业代理购电交易时，电网企业应根据本实施细则中的中长期交易时段划分确定分时曲线。电网企业代理购电的相关要求按照国家和云南省有关规定执行。

（五）经营主体直接参与的省内中长期交易电量和电网企业代理购电交易电量合称为省内中长期交易电量；跨省优先发电计划电量及跨省跨区中长期交易电量合称为跨省区中长期交易电量，跨省区中长期交易电量按跨省区交易有关机制进行衔接。

（六）绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）。

第二十五条 绿电交易主要包括跨省跨区绿电交易（含跨电网经营区绿电交易）、省内绿电交易，其中：

跨省跨区绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力交易平台向非本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。跨电网经营区绿电交易是指由电力用户或售电公司向跨电网经营区的发电企业购买绿色电力的交易。

省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第二十六条 交割时段。参加批发交易的经营主体应签订分时段的电力中长期合同，以1小时为最小签约时段（每日24个时段，00:00—01:00为第一个时段）。

第二十七条 未履行的合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。

第二十八条 省内中长期交易与省内优先发电计划衔接。根据云南省级政府主管部门对省内优先发电计划分配的有关规定，明确省内优先发电计划的执行责任主体。云南电网公司与相关发电企业应确保省内优先发电计划在市场化交易前优先足额落实，作为省内市场化交易的边界。

第二十九条 省内中长期交易与跨省区中长期交易衔接。云南省内经营主体的跨省区中长期交易电量，按如下原则衔接：

（一）根据国家指令性计划、政府间框架协议确定跨省优先发电计划电量及分时曲线。

（二）根据云南省级政府主管部门对跨省优先发电计划电量分配的有关规定、“网对网”跨省中长期市场化交易结果，形成跨省中长期交易的执行责任主体。

（三）云南电网公司根据跨省优先发电计划和跨省区中长期市场化交易结果，负责按时在电力交易平台填报跨省优先发电计划、“网对网”跨省市场交易合同电量及分时电力曲线的事前计划、事前调整计划情况，以及上述电量和曲线可分配至市场化电厂的值。

（四）电力交易机构根据云南电网公司提供的数据，按照云南省级政府主管部门明确的分配原则及市场化交易形成的责任主体，分解落实带分时电力曲线的优先计划电量至具体的市场化电厂，纳入发电企业交易计划。

（五）“网对网”送电类别中直接参与（以“点对网”交易模式参与）跨省区中长期市场交易的省内发电企业，纳入相应发电企业的交易计划。

（六）在现货结算期间省内市场化交易组织前，昆明电力交易中心根据广州电力交易中心提供的运行日（D日）“网对网”送出侧的计划曲线，按照云南省能源局印发的优先发电计划文件等相关规定要求分配至具体电厂。

第三十条 当出现西电东送仅有日总曲线，无法分出西电东送日送电不同类别电量和曲线时，根据西电东送每日电量占月度实际送电量的比例，对日电量和总曲线进行修正，再按月度实际分类别电量比例，对每日总曲线进行分解，形

成不同类别分时曲线，并用于结算“网对网”西电东送协议实际送电小时电量。如果某日没有实际总曲线，当日总曲线按照 D-2 日确定的 D 日的西电东送交易结果曲线执行。

第三十一条 月度事前合同转让交易包括发电合同转让交易和用电合同转让交易。月度事前合同转让交易标的为除政府或规则明确不能转让电量外的全部合约。

（一）发电合同转让交易是指发电企业、新型经营主体之间，对已持有的省内发电合同进行相互转让的交易。省内发电合同是指发电侧在省内中长期电能量市场形成的交易合同，包括省内中长期直接交易电量、电网代理购电交易电量等。

（二）用电合同转让交易是指批发电力用户、售电公司、新型经营主体之间，对已持有的省内用电合同进行相互转让的交易。省内用电合同是指用电侧在省内中长期电能量市场形成的交易合同，包括省内中长期直接交易电量等。

（三）发电合同、用电合同转让交易自主选择结算参考点，经营主体可出让的电量为其所有的省内发电或用电合同分时段电量，出让价格为其所有省内发电或用电合同电量的分时段加权平均价。发电侧受让电量不得超过其剩余发电能力，用电侧受让电量不得超过其剩余用电需求。

（四）当月度所有电能量交易品种关闸后，每月采用双边协商、挂牌交易方式，开展次月的合同电量（带分时曲线）转让交易。

（五）月度事前合同电量转让交易中，经营主体仅能选择作为出让方、受让方任意一方参与。

第三十二条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

第三十三条 双边协商交易是指经营主体之间自主协商交割时段、分时段交易电量、价格，形成双边协商意向协议，在交易时间内通过电力交易平台进行申报和确认，非现货期间经校核成交。

（一）双边协商合同内容应包括合同周期、交易电量、交易价格、分时电力曲线（或曲线分解机制）以及结算参考点等要素，双边协商采用自定义分解曲线。

（二）交易双方应在其可申报电量额度范围内开展交易，交易电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量的整数倍，交易价格应满足最小价格单位。交易双方应考虑成本、供需形势等因素，在合理范围内申报交易价格。

第三十四条 集中竞价交易和滚动撮合交易，按照 D1 时段（全时段曲线）、D2 时段（高峰时段曲线）、D3 时段（平时段曲线）、D4 时段（谷时段曲线）、D5 时段（6:00—20:00）分别组织，峰、平、谷的具体时段根据云南省级政府主管部门发布的有关政策规定执行。其中，组织 D1—D4 时段的交易电量平均分解至各时段，D5 时段的交易电量按照光伏发电典型曲线分解至各时段。集中交易申报和成交的价格为加权平均价。当具备条件时，电力交易机构可按照最小交易时段

(1 小时) 为单位, 组织开展对应时段的集中交易, 具体以交易机构发布的交易通知为准。

第三十五条 集中竞价交易采用统一边际出清或撮合匹配出清规则。

(一) 统一边际出清规则

1. 根据申报时间内购售双方有效申报的电量和价格, 形成购售双方价差, $\text{价差} = \text{购方申报价} - \text{售方申报价}$ 。按价差从大到小的顺序依次成交, 确定成交电量和成交价格。价差为负不能成交。

2. 根据购方与售方最后一个交易匹配对确定成交电量、成交价格。边际出清价格为 $K1 \times \text{最后一个成交的购方申报价} + K2 \times \text{最后一个成交的售方申报价}$, 其中 $K1=K2=0.5$ 。

(二) 撮合匹配出清规则

1. 根据申报时间内购售双方有效申报的电量和价格, 形成购售双方价差, $\text{价差} = \text{购方申报价} - \text{售方申报价}$ 。按价差从大到小的顺序依次成交, 确定成交电量和成交价格。价差为负不能成交。

2. 根据购方与售方交易匹配确定成交电量、成交价格, 成交价格为 $K1 \times \text{购方申报价} + K2 \times \text{售方申报价}$, 其中 $K1=K2=0.5$ 。

3. 多个价差相同时, 如售方申报电量之和大于 (或等于) 购方申报电量之和, 则购方按申报电量全部成交, 售方按申报电量等比例分配购方申报电量之和进行成交; 如购方

申报电量之和大于售方申报电量之和，则售方按申报电量全部成交，购方按申报电量等比例分配售方申报电量之和进行成交。

第三十六条 滚动撮合交易规则：

（一）购方申报价大于等于售方申报价时即时成交。

（二）售方按照申报价格从低到高顺序成交，申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交，申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

（三）购方按照申报价格从高到低顺序成交，申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交，申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

（四）成交价格为 $K3 \times \text{购方申报价} + K4 \times \text{售方申报价}$ ，其中 $K3=K4=0.5$ 。

第三十七条 挂牌交易规则：

（一）挂牌方申报挂牌电量（或分时电量曲线）、挂牌价格。

（二）摘牌方根据挂牌信息，申报摘牌电量（或分时电量曲线）。当全部摘牌电量之和小于（或等于）全部挂牌电量时，摘牌电量全部成交，挂牌电量按等比例分配摘牌电量进行成交；当全部摘牌电量之和大于全部挂牌电量时，挂牌电量全部成交，摘牌电量按等比例分配挂牌电量进行成交。

（三）成交价格为挂牌价格。

第三十八条 在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，可由省级相关主管部门授权电网企业代理省内发电企业利用剩余输电容量进行跨省跨区、跨电网经营区交易；具备条件的发电企业也可直接进行跨省跨区、跨电网经营区交易，但交易申报电量需进行合理性校验，优先满足省内用电和西电东送框架协议履行。

第二节 价格机制

第三十九条 云南省发展改革委会同云南省能源局、云南能源监管办组织制定价格结算实施细则。

第四十条 除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。

第四十一条 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。

第四十二条 中长期合同电价可选择固定合同价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。市场初期暂以固定价格签订中长期合同，具备条件时建立灵活价格机制。

第四十三条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；对电网代理购电用户，由云南省价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时

段划分和价格浮动比例。

第四十四条 跨省跨区交易价格由市场形成，相关价格机制按照有关规定执行。

第四十五条 直接参与交易的用户侧用电价格由电能量价格、输配电价、线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。输配电价、政府性基金及附加按照国家和云南省有关规定执行。电网企业代理购电用户的用电价格按国家和云南省相关规定执行。

第四十六条 为避免市场操纵及恶性竞争，由云南省发展改革委同云南省能源局、云南能源监管办对市场申报价格和出清价格设置上、下限，云南电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第四十七条 逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。

第四十八条 上调服务基准价。根据每日各个时段省内电力中长期市场中批发交易用户（不含电网代理购电）与发电企业（不含新型储能）年度分月交易和月度交易的成交量价情况，计算得到每日各时段的上调服务基准价 P_{0t} 。分时段 P_{0t} 计算公式为：

$$P_{0t} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (P_{j\text{双边协商},t} \times Q_{j\text{双边协商},t} + P_{j\text{集中竞价},t} \times Q_{j\text{集中竞价},t} + P_{j\text{滚动撮合},t} \times Q_{j\text{滚动撮合},t} + P_{j\text{挂牌},t} \times Q_{j\text{挂牌},t})}{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (Q_{j\text{双边协商},t} + Q_{j\text{集中竞价},t} + Q_{j\text{滚动撮合},t} + Q_{j\text{挂牌},t})}$$

上式中， $Q_{j\text{双边协商},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的双边协商交易成交量， $P_{j\text{双边协商},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段双边协商

交易成交价格； $Q_{j\text{集中竞价},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段集中竞价交易成交电量， $P_{j\text{集中竞价},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段集中竞价交易成交价格； $Q_{j\text{滚动撮合},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段滚动撮合交易成交电量， $P_{j\text{滚动撮合},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段滚动撮合交易成交价格； $Q_{j\text{挂牌},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段挂牌交易成交电量， $P_{j\text{挂牌},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段挂牌交易成交价格； $N_{\text{批发交易用户}}$ 为参与市场化交易的批发交易用户总数。

根据 P_{0t} 计算月度加权均价后可得到月度上调服务基准价 P_0 。

第四十九条 偏差电量基准价。根据每日各时段批发交易用户（不含电网代理购电）与发电企业（不含新型储能）的所有省内成交量价情况（含日交易），计算得到每日各时段偏差电量基准价 P_{dt} ，作为分时段偏差电量的结算价格。分时段 P_{dt} 计算公式为：

$$P_{dt} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (p'_{j\text{双边协商},t} \times q'_{j\text{双边协商},t} + p'_{j\text{集中竞价},t} \times q'_{j\text{集中竞价},t} + p'_{j\text{滚动撮合},t} \times q'_{j\text{滚动撮合},t} + p'_{j\text{挂牌},t} \times q'_{j\text{挂牌},t})}{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (q'_{j\text{双边协商},t} + q'_{j\text{集中竞价},t} + q'_{j\text{滚动撮合},t} + q'_{j\text{挂牌},t})}$$

上式中，上标'表示批发交易用户在电力中长期市场中含日交易的所有成交量价情况。

根据 P_{dt} 计算月度加权均价后可得到月度偏差电量基准价 P_d 。

第五十条 上调服务基准价、偏差电量基准价应用于市场交易、结算、考核、市场管控等机制中，电力交易机构应

及时公开发布计算结果。电力交易机构在交易结束、相关交易价格全部确定后计算并发布上调服务基准价和偏差电量基准价，为经营主体提供参考。原则上，月度上调服务基准价 P_0 和月度偏差电量基准价 P_d 最晚于月底最后一个自然日发布，相关价格正式发布后不得再进行调整，如确需调整的应说明调整理由，并上报云南能源监管办、云南省发展改革委和云南省能源局。

第四章 交易组织

第一节 总体要求

第五十一条 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第五十二条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第五十三条 云南电力中长期交易通过电力交易机构运营的电力交易平台开展，交易申报信息（主体信息、电量、价格、申报时间等）以电力交易平台接收到的申报信息为准。

第五十四条 经营主体通过年度（多年）交易、月度（多月）交易、周（多周）交易和日（多日）交易等满足发用电需求，同一经营主体在满足交易约束条件下，可根据生产消费需要，在电力交易机构开展的月度合约转让交易、日双边协商交易和日合约转让交易中，选择购入或售出电能量。在

同一交易日的同一次交易组织中，除新型经营主体外的经营主体不能在同一序列中同时以购电主体和售电主体参与同一时段（1 小时）标的的交易，且该时段（1 小时）的交易方向以经营主体当日该标的时段（1 小时）的首笔交易申报方向为准。

第五十五条 中长期电能量交易均需约定电力曲线或曲线分解原则。电力交易机构可会同电力调度机构、电网企业提供典型曲线作为参考。经营主体可采用典型曲线或自行协商确定曲线分解原则。

第五十六条 合同要素。中长期电能量交易合同应具备交易单元、合同周期、合同电量、电力曲线或曲线分解机制、交易价格或价格机制以及结算参考点（经营主体可自主选取所在省区某一节点日前市场出清价格或者实时市场出清价格作为中长期结算参考点，若未自主选择默认采用用户侧统一结算点，经营主体选取非用户侧统一结算点作为结算参考点的合同产生的中长期合约阻塞费用由自身承担。）等合同要素。各类型发电企业之间、用电主体之间开展发电合同电量转让交易、用电合同电量转让交易，应明确交易曲线。

第五十七条 交易组织。电力交易机构可组织的中长期交易品种详见附件 2。电力交易机构常态化组织的交易品种包括：年度、月度（多月）、日前电力直接交易，年度、月度（多月）绿电直接交易，年度、月度（多月）、日合约转让交易，年度、月度（多月）代理购电交易。

第五十八条 省内中长期电能量交易的基本流程包括交易准备、交易公告、交易申报、申报数据合理性校验、发布结果等环节。

（一）交易准备。电力交易机构根据经营主体省内优先计划、电力电量平衡以及供需形势等进行省内电力中长期交易准备。

（二）交易公告。交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。具体内容及披露方式根据信息披露要求执行。

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 3 个工作日发布，月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布，连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

（三）交易申报。经营主体通过电力交易平台申报电力、电量和价格等。

（四）申报数据合理性校验。为降低市场操纵风险，保障电力中长期合同有效履约，经营主体所有申报数据均应通过电力交易机构交易约束合理性校验。

（五）交易出清。电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

（六）结果发布。电力交易机构发布交易结果。经营主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由市场运营机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第五十九条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第六十条 发电企业所有交易申报、成交电量均为上网侧电量；电力用户、售电公司所有交易申报、成交电量均为用电侧电量。所有申报数据均应通过发电能力、用电需求等合理性校验。

第二节 交易类型

第六十一条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）分月的日分时电量。月度（多月）交易的标的物为次月日分时电量或年度内剩余月份的月度日分时电量。月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的日分时电量，包括周（多周）、日（多日）交易。年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易通过双边协商或集中交易方式开展。

第六十二条 采用双边协商方式开展交易时，经营主体需要在双边交易申报截止前将双边协商形成的意向协议通过电力交易平台提交至电力交易机构。采用集中竞价方式开展交易时，经营主体需要在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。其中：

（一）在每月的双边交易关闸日，关闭次月的双边交易申报，后续其他月度的双边交易可继续申报、修改。在月内组织的日双边交易关闸时，关闭相应的日双边交易申报，月内剩余其他日的双边交易可继续申报、修改。

（二）交易双方可在规定时间内对双边交易合同价格进行调整，由一方填报经双方协商一致后的合同价格，另一方确认后生效。若未填报或未经确认，则继续执行原交易合同价格。

第六十三条 在非现货市场运行期间，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果后，提交电力调度机构统一进行安全校核。安全校核应当在如下时间内完成：年度（多年）交易为5个工作日，月度（多月）为2个工作日，月内（多日）为1个工作日。安全校核越限时，由电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第六十四条 经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第六十五条 日双边协商交易中可允许经营主体同时作为合约的买方、卖方参与交易。当交易双方均为发电侧或均为用电侧时，则判定当前交易为合同电量转让交易。当发电企业为买方、批发交易用户为卖方时，则判定为反向交易，反向交易成交后将同时扣减发电企业和批发交易用户约定

形成的合约电量数（不超过发电企业和批发交易用户该时段已有省内合约），并形成反向交易合约，反向交易的结算参考点双方自主协商确定，反向交易的价格为分时段的上调服务基准价。

第六十六条 非现货运行期间，交割日（D日）的日交易在（D-1日）工作日组织。现货运行期间，D日的日电量交易可提前到（D-2）日组织。具体交易时间、交易组织方式等事项以电力交易机构发布的信息披露或交易公告为准。

第三节 交易约束与出清

第六十七条 交易约束条件。交易约束条件主要包含净合同量约束和累计合同约束。

第六十八条 月度净合同量约束，指经营主体所交易标的月合同电量的代数和。

第六十九条 月度净合同量上限。为降低市场操纵风险，保障电力中长期合同有效履约，合理设置经营主体月度净合同上限作为交易约束，发电侧的月度净合同上限与经营主体的月度可用发电能力相挂钩，用电侧的月度净合同上限与经营主体的月度用电需求相挂钩。年度（多年）的净合同上限由各月度净合同量上限组成。

第七十条 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

第七十一条 电厂可向电力调度机构申请调整发电能力，能力调整时间及电力调度机构交互新的可用发电能力至电力交易机构时间以交易通知为准，电力交易机构收到新的可用发电能力后更新交易约束。

第七十二条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。

第七十三条 发电侧月度净合同量计算与调整。

（一）发电能力默认值

发电能力默认值为综合历史发电量、一次能源预测等信息确定的可以大概率完成的发电能力：

水电厂、风电场、光伏电厂发电能力默认值按其历史前3年对应月份月度上网电量的平均值确定。

火电厂发电能力默认值按其可调装机容量、上年度平均厂用电率计算确定。

独立新型储能充放电能力默认值根据其可调装机容量、最大连续储能时长，按照“两充两放”原则确定。

如发电企业投产时间不足3年，则相应参数（上网电量或平均利用小时数）根据历史同期对应月份月度平均值确定。如当月无历史同期值，则相应参数采用省级电力调度机构披露的同类型发电厂同期月度平均利用小时数确定。

（二）发电企业月度净合同量上限计算（新增拆分原则）

电力交易机构根据发电企业发电能力默认值计算得到其初始月度净合同量上限，调度机构提供新可用发电能力后的次日则以新可用发电能力更新月度净合同量上限，发电企业月度净合同量上限具体计算公式为：

电厂月度净合同量上限= \min （电厂月度可用发电能力，电厂注册装机容量折算月度发电能力） \times （1-机制电量比例）。

电厂月度净合同量下限为 0。

（三）发电企业交易单元月度净合同量上限拆分原则

由调度机构提供的电厂调度单元可用交易能力计算得到的月度净合同量上限，若一个调度单元对应多个交易单元，由电厂在规定的时间内自行确认分解比例，未自行确定分解比例的电力交易机构默认按照其装机容量比例分配至各交易单元，若多个调度单元对应一个交易单元，则将多个调度单元可用发电能力加和得到该交易单元可用发电能力并以此计算月度净合同量上限，若多个调度单元对应多个交易单元则按照每个调度单元依次拆分至多个交易单元的方式开展。

第七十四条 用电侧月度净合同量计算与调整。

（一）用电需求默认值

电力用户用电需求默认值为该用户上年度对应月份用电量，如暂无用电量的，取有用电量数据的历史最近一年对应月份用电量。售电公司用电需求默认值为其在电力交易平台中对应月份所有正式签约零售用户用电需求默认值之和。

电网企业代理购电的用电需求由电网企业根据代理购电有关规定合理确定。

（二）用电需求调整

电力用户可在每月最后一个工作日前通过电力交易平台调整次月用电需求。批发用户的用电需求自行负责调整，零售用户的用电需求由其签约售电公司负责调整。调整后的用电需求如不超过其历史前 24 个月月度用电量最大值则自动生效。如需进一步增加，则应提供供电单位受理的该用户增容、升压改造文件或用户投产计划等相关书面材料，经电力交易机构确认后生效，如材料不详或理由不足则不得通过。用电需求调减时，不得低于其当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量之和。电力用户可申请进一步调减或调增当月用电需求 2 次，对拟新增投产但暂无营销户号的电力用户，在提供项目规划、审批、用电报装、双方签约零售协议等相关书面材料后，可调整售电公司的用电需求。

（三）用电需求调整风险控制

电力用户调整后用电需求超过其历史 24 个月月度用电量最大值的，应同时做出诚信交易承诺。批发交易用户用电需求预测偏差值和预测准确率纳入其交易行为信用评价，零售用户用电需求预测偏差值和预测准确率纳入其签约售电公司评价指标。批发交易用户用电需求预测偏差值超过 0.5 亿千瓦时且超过自身用电量 3%的，应书面说明原因，出现上

述情况且无正当理由累计 2 次及以上的，即时暂停该批发用户或售电公司（含其全部签约零售用户）用电需求调整权限 3 个月，期间采用默认值作为其用电需求。用电需求预测偏差值和预测准确率计算方法如下。

$$\begin{aligned} \text{用电需求预测偏差值} &= |\text{用电需求} - \text{实际用电量}| \\ \text{用电需求预测准确率} &= \left(1 - \frac{\text{用电需求预测偏差值}}{\text{实际用电量}} \right) \times 100\% \end{aligned}$$

（四）发布与调整

交易中心实时发布经营主体月度净合同量上限，经营主体可按规定进行发电能力、用电需求的调整，以最新的发电能力、用电需求计算月度净合同电量上限。

（五）用户侧月度净合同量上限计算

批发交易用户（批发用户和售电公司，下同）实时获取其用电需求参与交易，批发交易用户用电需求与其在电力交易平台中对应月份用电需求（售电公司为所有正式签约电力用户用电需求之和）相关。电网企业代理购电需求为其自行预测需要通过优先发电保障和市场化采购的电量规模。具体计算公式为：

批发用户月度净合同量上限=批发用户月度用电需求

售电公司月度净合同量上限=所有正式签约电力用户用电需求之和

批发用户/售电公司月度净合同量下限均为 0。

第七十五条 日（多日）净合同量上限计算。发电企业日（多日）净合同电量不得超过其当日有效装机容量（发电

企业需扣除检修等不可用容量)满发电量,且对应月度累计成交净合同量不超过其月度最大发电能力。发电交易单元日(多日)净合同量下限为0。批发交易用户日(多日)净合同电量不得超过其月度用电需求扣减当月已成交电量后的剩余电量除以当月剩余天数。周(多周)的净合同上限根据各日净合同量上限确定。

第七十六条 月度累计交易量约束。月度累计交易量是指经营主体买入和卖出标的月合同电量的绝对值之和。

第七十七条 月度累计交易量上限

发电交易单元月度累计交易量上限=月度净合同量上限 $\times K$,其中 K 暂取值为1.3。

用户侧月度累计交易量上限=月度净合同量上限 $\times K$,其中 K 暂取值为1.3。

电力交易机构实时发布经营主体月度累计交易量上限。

第七十八条 可申报电量约束。

(一)经营主体应在可申报电量额度范围内参加中长期市场交易。

(二)交易中心根据经营主体净合同量上限以及累计交易量上限,确定并发布经营主体可申报电量额度。已申报未成交电量视同已成交电量纳入可申报电量计算,交易结束后根据交易结果更新。

（三）经营主体在进行交易申报时，月以上合同电量分解至月度后须满足各月可申报电量额度，跨月合同电量按日所属月份计入月度合同电量后须满足月度可申报电量额度。

第四节 交易申报数据合理性校验

第七十九条 交易申报数据合理性校验内容包括发电能力、用电需求等校验。

第八十条 发电能力校验。发电企业售电的申报电量不得超过其交易周期净合同量上限扣减优先发电计划电量、当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余发电能力。购电量不得超过其售出电能量合约的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。

第八十一条 用电需求校验。批发交易用户购电申报电量不得超过其交易周期净合同量上限扣减当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余用电需求。售电量不得超过其购入电能量合约的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

第八十二条 开展申报数据合理性校验时，按照批发交易用户、发电企业的顺序依次开展。由未通过合理性校验的经营主体在规定时间内填写申报电量削减方案，削减方案涉及到的经营主体在规定时间内全部完成确认后，按削减方案进行申报电量削减，否则按照申报电量等比例原则同步削减交易双方的申报电量，直至通过申报数据合理性校验。

第八十三条 交易申报最小交易电量单位为兆瓦时、保

留三位小数或千瓦时、保留整数，最小价格单位为元/兆瓦时、保留三位小数或元/千瓦时、保留六位小数。

第五节 绿电交易组织

第八十四条 绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

第八十五条 鼓励经营主体参与数年绿电交易，参与数年绿电交易的购售双方需在电力交易机构进行备案。

第八十六条 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第八十七条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

第八十八条 参与绿电交易的发电企业为满足绿证核发条件的可再生能源发电企业，电力用户为直接参与电力中长期市场的电力用户，售电公司为参加云南电力市场交易的售电公司。

第八十九条 已注册的售电公司和电力用户可直接参与绿电交易，不需要提供额外的注册信息。发电企业应按照相关政策要求在国家可再生能源发电项目信息管理平台完成可再生能源发电项目建档立卡后，在国家绿证核发交易系统注册绿证账户。获得发电项目代码后，发电企业需及时向电

力交易机构提供绿电项目信息及绿电项目与交易单元的对应关系，经电力交易机构审核通过后可参与绿色电力交易。发电企业对绿电项目信息及其与交易单元的对应关系的真实性和准确性负责。具备条件后，可由电网企业直接将营销档案与发电项目代码的对应关系提供给电力交易机构，用于生成交易单元与发电项目代码的对应关系，发电企业应及时进行核对，如有异议及时向电网企业提出维护申请。经营主体注册信息发生变更时，应及时向电力交易机构提出变更申请。

第九十条 参与绿电交易的主体需满足云南省中长期电力市场的交易资格要求。

第九十一条 交易单元。市场初期，可再生能源发电企业以厂（交易电厂）为交易单元参与绿电交易；批发用户（参加批发交易的电力用户）以营销户号为交易单元参与绿电交易，零售用户（参加零售交易的电力用户）在交易时可选择按企业交易单元（统一社会信用代码）或营销户号交易单元参与绿电交易；售电公司以公司为交易单元参与绿电交易。具备条件后，可再生能源发电企业原则上以发电项目作为交易单元参与绿电交易。

第九十二条 根据交易对象的差异，绿电交易可分为批发侧绿电交易和零售侧绿电交易。

（一）批发侧绿电交易指批发交易用户（参加批发交易的电力用户和售电公司）与可再生能源发电企业之间开展的绿电交易。

（二）零售侧绿电交易指零售用户与售电公司之间开展的绿电交易。

第九十三条 批发侧绿电交易

（一）云南绿电交易现阶段主要包括直接交易和事前合同转让交易。

（二）交易周期。直接交易暂按年（多年）、月（多月）、日开展，合同转让交易暂按月开展。

（三）直接交易是指发电企业与售电公司、批发用户直接开展的绿电交易。

（四）事前合同转让交易包括发电合同、用电合同转让，绿电环境价值随电能量部分一并转让。

发电合同转让交易是指可参与绿电交易的发电企业之间，对已持有的绿电交易合同进行相互转让的交易，转让交易按照各笔合同进行，转让电量不得超过合同电量，经合同对应的批发交易用户确认后转让成功。电能量部分的出让价格为被转让合同对应电能量价格，绿电环境价值的出让价格为被转让合同对应的绿电环境价值。发电企业受让电量不得超过其剩余发电能力。

用电合同转让交易是指批发用户、售电公司之间，对已持有的绿电交易合同进行相互转让的交易，转让交易按照各

笔合同进行，转让电量不得超过合同电量，经合同对应的发电企业确认后转让成功。电能量部分的出让价格为被转让合同对应电能量价格，绿电环境价值的出让价格为被转让合同对应的绿电环境价值。用电侧受让电量不得超过其剩余用电需求。

当月度所有交易品种关闸后，每月采用双边协商和挂牌的方式，开展次月的合同电量（带分时曲线）转让交易。

（五）交易方式

交易方式包括双边协商、挂牌等，后续根据市场需要进一步拓展交易方式，具体以电力交易机构的交易公告信息为准。

售电公司参与批发侧绿电交易时，应提前与零售用户签订绿电零售套餐，并在申报每笔交易时，明确承接该笔交易的零售用户。虚拟电厂聚合分布式新能源参与批发侧绿电交易时，应提前与分布式新能源签订资源代理套餐，明确承接该笔交易分布式新能源项目。

（六）交易申报

1. 参与交易的主体应在申报绿电交易电量的同时，分别申报绿色电力的电能量价格、绿电环境价值。

2. 绿电交易电量申报值大于零，最小单位为 0.001MWh。

3. 绿电环境价值申报值大于零，最小单位为 0.001 元/MWh。

4. 其他申报要求按照本实施细则执行。

（七）申报数据合理性校验。批发侧绿电交易与其他中长期电力交易共用上限。

第九十四条 零售侧绿电交易

（一）零售侧绿电交易通过零售用户向售电公司购买绿电零售套餐的方式开展。相较于普通的电力零售套餐，绿电零售套餐的套餐参数增加绿电交易电量、绿电环境价值、绿电环境价值偏差补偿标准。

1. 绿电交易电量。申报值大于零，最小单位为 0.001MWh。

2. 绿电环境价值。申报值大于零，最小单位为 0.001 元/MWh。

3. 绿电环境价值偏差补偿标准。是指当售电公司为零售用户代理购买的绿电总电量，小于套餐约定的绿电电量，导致零售用户无法足额获得绿证时，售电公司应向零售用户支付的偏差补偿标准。补偿标准由双方自行约定，最高不超过套餐约定的绿电环境价值，最小单位为 0.001 元/MWh。

（二）绿电零售套餐可通过标准套餐交易、定制套餐交易两种方式进行，交易流程按省内电力零售市场实施细则规定执行。

（三）根据售电公司与零售用户签订的绿电零售套餐，售电公司在批发侧绿电交易申报需满足以下要求：

1. 售电公司申报绿电环境价值不得高于双方套餐约定的绿电环境价值。零售用户最终的绿电环境价值为售电公司关联至零售用户的批发侧绿电交易合同中约定的价格。

2. 售电公司对应单个零售用户的已成交绿电电量与申报电量合计值，不得高于双方套餐约定的绿电电量。

（四）本细则印发后已签订未交割的绿电零售套餐按照本细则要求重新签订，未按要求及时重新签订的套餐系统将自动失效。

第九十五条 发电类虚拟电厂参与绿电交易

（一）相较于普通的资源代理套餐，参与绿电交易的资源代理套餐的套餐参数增加绿电交易电量、绿电环境价值。

1. 绿电交易电量。申报值大于零，最小单位为 0.001MWh。

2. 绿电环境价值。申报值大于零，最小单位为 0.001 元/MWh。

根据虚拟电厂和分布式新能源签订的资源代理套餐，虚拟电厂在批发侧绿电交易申报需满足以下要求：

1. 虚拟电厂申报绿电环境价值不得低于双方套餐约定的绿电环境价值。

2. 虚拟电厂对应单个分布式新能源已成交绿电电量与申报电量合计值，不得高于双方套餐约定的绿电电量。

第五章 交易校核

第九十六条 电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第九十七条 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第九十八条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第九十九条 非现货运行期间的各类中长期批发交易应当通过电力调度机构安全校核。电网安全校核按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行。

第一百条 电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第一百〇一条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将越限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。

第一百〇二条 电力交易机构根据各电厂需要削减的电量规模，先由未通过安全校核的经营主体在规定时间内填写双边协商交易预成交电量削减方案，削减方案涉及到的经营主体在规定时间内全部完成确认后，按削减方案确定削减电量规模；再按成交时间倒序原则，成交时间相同时，按照等比例原则削减的方式确定需要削减的电量规模；再按各时段成交电量占比同步进行交易合同削减。另外削减电量时（含双边协商交易预成交电量、集中交易预成交电量），对合同另一方按原合同曲线进行同步削减形成新的交易合同。。

第一百〇三条 成交结果应在形成后 1 个工作日内由电

力交易机构发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第六章 合同管理

第一节 合同签订

第一百〇四条 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

开展电力中长期交易合同签约工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第一百〇五条 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

第一百〇六条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

第二节 合同执行

第一百〇七条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、跨电网经营区、省内交易合同，作为执行依据。

第一百〇八条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机

构可基于安全优先的原则实施调度，事后及时向电力监管机构、政府有关主管部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第七章 计量和结算

第一节 计量

第一百〇九条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第一百一十条 虚拟电厂等资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

第一百一十一条 其他计量有关要求按《云南电力市场计量与结算实施细则》执行。

第二节 结算

第一百一十二条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

第一百一十三条 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定。

第一百一十四条 电力中长期市场结算可按差价结算或差量结算方式开展，具体方式按《云南电力市场计量与结算实施细则》执行。

已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

第一百一十五条 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

第一百一十六条 资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第一百一十七条 其他结算有关要求按《云南电力市场计量与结算实施细则》执行。

第一百一十八条 绿电交易结算

（一）绿电交易结算包含电能量部分结算和绿电环境价值部分结算（包含绿电环境价值结算及绿电环境价值偏差补偿费用结算），两部分结算同步开展。电能量部分结算按照《云南电力市场计量与结算实施细则》执行，绿电环境价值部分结算按照本实施细则执行，月结月清。

（二）绿电交易保持电网企业结算模式：根据电力交易机构出具的结算依据，电力用户向电网企业缴纳电能量部分

结算费用和绿电环境价值部分结算费用；电网企业向发电企业支付相应费用；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。电网企业承担电力用户欠费风险。

（三）发电项目电量分割

绿电环境价值部分结算以发电项目为单元开展，根据省内绿电交易发电企业的交易单元和发电项目之间的对应关系，进行交易合同分割并用于结算。若可再生能源发电企业以发电项目作为交易单元参与绿电交易，则无需开展发电项目电量分割。具体方式如下：

1. 若省内绿电交易发电企业的交易单元对应多个发电项目，即“对多”关系，则以发电项目上网电量为权重，逐笔对交易单元的省内绿电合同进行拆分，形成发电项目层级的绿电合同。即若某发电企业的交易单元对应 n 个发电项目， $Q_{i\text{上网}}$ 为发电项目 i 的上网电量， $q_{\text{绿电合同}}$ 为发电企业的交易单元的某笔绿电交易成交电量，则该笔绿电交易成交电量分割给发电项目 i 的合同电量 $q_{i\text{绿电合同（分割）}}$ 为：

$$q_{i\text{绿电合同（分割）}} = q_{\text{绿电合同}} \times \frac{Q_{i\text{上网}}}{\sum_{i=1}^n Q_{i\text{上网}}}$$

2. 若省内绿电交易发电企业的交易单元对应一个发电项目，即“对一”关系，则发电项目直接承接交易单元的各笔绿电合同。

（四）绿电环境价值结算

发电项目（含发电类虚拟电厂聚合的分布式新能源发电项

目)、批发用户、零售用户绿电环境价值结算费用 $f_{\text{绿电环境价值}}$ 为:

$$f_{\text{绿电环境价值}} = \sum_{i=1}^M p_{i\text{绿电环境价值}} \times q_{i\text{绿电结算}}$$

其中, $p_{i\text{绿电环境价值}}$ 为经营主体当月第 i 笔绿电交易约定的绿电环境价值, 批发用户为其自行参与绿电交易的绿电环境价值, 零售用户为售电公司为其代理购买的批发侧绿电交易的绿电环境价值, $p_{i\text{绿电环境价值}}$ 含月度绿电交易和日前绿电交易; M 为经营主体当月参与绿电交易的笔数; $q_{i\text{绿电结算}}$ 为第 i 笔绿电交易中绿电环境价值的结算电量。计算方式为:

$$q_{i\text{绿电结算}} = \min(q_{i\text{实际匹配用电量}}, q_{i\text{实际匹配上网电量}}, q_{i\text{绿电合约}})$$

其中, $q_{i\text{实际匹配用电量}}$ 为第 i 笔绿电交易对应的用户实际匹配用电量, 按照该笔交易电量占该电力用户当月总绿电交易电量比例, 乘以该用户总用电量确定, 以兆瓦时为单位取整数; $q_{i\text{实际匹配上网电量}}$ 为第 i 笔绿电交易对应的发电项目实际匹配上网电量扣减对应机制电量后的剩余电量, 按照该笔交易电量占该发电项目当月总绿电交易电量比例乘以该发电项目总上网电量扣减对应机制电量后的剩余电量确定, 以兆瓦时为单位取整数; $q_{i\text{绿电合约}}$ 为第 i 笔绿电交易的交易电量, 批发用户为其自行参与的绿电交易, 零售用户为售电公司为其代理购买的绿电交易, 均以兆瓦时为单位取整数。跨省跨区、跨电网经营区绿电交易的绿证部分结算与省内绿电交易的绿证部分结算优先级相同, 按照结算时跨省跨区、跨电网经营区、省内绿电交易电量各自占比计算应匹配的用电量或上网电量。

绿电环境价值结算电量应小于等于该发电项目当月绿证核发申请电量扣减机制电量后的剩余电量。

（五）绿电环境价值偏差补偿结算

根据售电公司为零售用户代理购买的绿电总电量与套餐约定的绿电电量之间的偏差，以及售电公司与零售用户约定的补偿标准，计算售电公司应向零售用户支付的绿电环境价值偏差补偿费用 $f_{\text{绿电偏差}}$ 。计算方式为：

$$f_{\text{绿电偏差}} = p_{\text{绿电偏差}} \times \max \left[\left(\sum_{i=1}^{N_{\text{绿电}}} q_{\text{绿电套餐}} - q_{i\text{绿电合约}} \right), 0 \right]$$

其中， $p_{\text{绿电偏差}}$ 为售电公司与零售用户约定的偏差补偿标准； $q_{i\text{绿电合约}}$ 为售电公司为零售用户代理购买的第 i 笔绿电合同电量； $N_{\text{绿电}}$ 为售电公司为零售用户代理购买的绿电合同数量； $q_{\text{绿电套餐}}$ 为绿电零售套餐中约定的绿电电量。

（六）其他结算要求

1. 绿电环境价值部分结算以电力用户、发电项目每月冻结电量版本为准，不随后续发用电计量数据调整而调整。

2. 平价（低价）可再生能源项目参与绿电交易，绿证产生的附加收益归发电企业所有。享受补贴的可再生能源项目自主选择参与绿电交易时，高于项目所执行的煤电基准价的溢价收益，在国家可再生能源补贴发放时等额扣减。发电企业放弃补贴的，参与绿电交易的全部收益归发电企业所有。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

3. 电力交易机构应向经营主体出具绿电交易结算依据，包含以下内容：

- （1）电能量部分结算电量、价格、结算费用；
- （2）绿电环境价值部分结算电量、价格、结算费用；
- （3）电能量部分偏差结算费用。

4. 电网企业应及时将发电项目的上网电量、绿证核发电量信息，以及营销户号与发电项目对应映射关系提供给电力交易机构，用于绿电环境价值部分结算。

（七）结算流程

（1）电能量部分结算：按照省内结算实施细则要求开展结算。

（2）绿电环境价值部分结算：获取发电项目上网电量信息后3个工作日，获取绿电交易信息（发电企业、发电项目、批发用户、零售用户），合同双方发用电量信息，按照绿电环境价值部分结算规则核算，并推送至电网营销系统并入电费进行后续资金结算。

（八）绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。

（九）趸售用户、园区用户、增量配电网等可自主向电力交易机构申请开通权限，购买绿电后，按照要求可将相应电量对应的绿证匹配至实际消费的用户，并及时将匹配结果提交至电力交易机构。

1. 电力交易机构依托电网企业档案数据进行趸售用户、园区用户、增量配电网的识别，经对应经营主体核实后确认身份标识。

2. 绿色电力交易结算完成后，趸售用户、园区用户、增量配电网等主体需按电力交易机构公告信息的相关要求，将匹配对象基础信息，匹配电量、用户实际用电量等提交至电力交易机构，用于后续绿证划转。匹配电量需小于等于用户实际用电量。趸售用户、园区用户、增量配电网等主体对匹配对象的基础信息、匹配电量、用户实际用电量等信息准确性负责。

（十）电力交易机构按月将电力用户注册相关信息、绿电交易结果、结算依据等经广州电力交易中心同步至国家绿证核发交易系统，用于绿证账户生成及绿证划转。

第八章 信息披露

第一百一十九条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于 2 年，且封存期限为 5 年。

第一百二十条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以解释。

第一百二十一条 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第九章 市场技术支持系统

第一百二十二条 电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和本实施细则要求。

第一百二十三条 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第一百二十四条 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百二十五条 各电力交易平台应实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

第一百二十六条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十章 风险防控及争议处理

第一百二十七条 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。

第一百二十八条 市场运营机构依法依规制定电力市场风险防范及处置预案，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。

第一百二十九条 电力市场运营机构应加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，并按要求向电力监管机构、政府有关主管部门报告。

第一百三十条 当市场运行发生紧急风险时，市场运营机构根据政府有关规定执行市场干预措施，并在3日内向电力监管机构、政府有关主管部门提交报告，按规定程序披露。

第一百三十一条 市场成员产生争议，可自行协商解决，也可通过云南电力市场管理委员会调解，协商无法达成一致时可提交电力监管机构、政府有关主管部门依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

市场成员应向电力监管机构、政府有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十一章 法律责任

第一百三十二条 对于电网企业、市场运营机构、市场经营主体违反本实施细则规定的，电力监管机构依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

第一百三十三条 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十二章 附则

第一百三十四条 本实施细则由国家能源局云南监管办公室负责解释。

第一百三十五条 本实施细则自 2026 年 3 月 1 日起施行，有效期 5 年。原《云南电力中长期交易实施细则》《云南绿色电力交易实施细则》同时废止。

第一百三十六条 本实施细则与国家最新的政策、规则、文件规定不符的，从其规定。

附件 1 名词解释

1. 新型经营主体

新型经营主体是指具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视作智能微电网。

2. 按日连续开市

按日连续开市是指电力交易机构在每日（工作日或自然日）组织电力中长期交易的活动。

3. 交易序列

交易序列是指由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

4. 集中竞价交易

集中竞价交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“撮合匹配、边际出清”。

5. 滚动撮合交易

滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行

周期等要素的电力产品，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。

6. 挂牌交易

挂牌交易指经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。挂牌交易按照摘牌情况成交，可由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

7. 绿色电力

绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。初期，参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

8. 电力市场风险类型

（1）电力供需失衡风险

电力供需失衡风险指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（2）市场价格异常风险

市场价格异常风险指某地区、时段市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（3）不正当竞争风险

不正当竞争风险指经营主体违规行使市场力操纵市场价格、持留容量、达成垄断协议等，或串通报价、哄抬价格，并严重影响交易结果的风险。

（4）技术支持系统运行异常风险

技术支持系统运行异常风险指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，或因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的安全性、完整性和可用性被破坏，影响市场正常运行的风险。

（5）合同违约风险

合同违约风险指经营主体失信、失去正常履约能力、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行已签订的电力中长期合同的风险。

（6）其他市场风险

其他市场风险指经营主体交易申报差错、滥用高频量化交易、提供虚假注册资料获取交易资格等，影响市场正常秩序的风险。

附件 2 云南电力市场中长期电能量交易品种库

序号	交易组织 时间	交易品种	交易标的	交易 类型	交易方式
1	年度交易	省内多年（年度）市场电 量直接交易	多年（年度） 市场电量	直接 交易	协商/竞价/滚动 撮合/挂牌
2		省内多年（年度）绿色电 力直接交易	多年（年度） 绿色电力	直接 交易	协商
4		省内年度代购电量代购交 易	年度代购电量	代购 交易	挂牌
5	月度交易	省内多月（月度）市场电 量直接交易	多月（月度） 市场电量	直接 交易	协商/竞价/滚动 撮合/挂牌
6		省内月度绿色电力直接交 易	月度绿色电力	直接 交易	协商/竞价/滚动 撮合
7		省内月度市场合约转让交 易	月度市场合同 电量	转让 交易	协商/挂牌
8		省内月度代购电量代购交 易	月度代购电量	代购 交易	挂牌
9	周交易	省内周（多周）市场电量 直接交易	周（多周）市 场电量	直接 交易	协商/竞价/撮合/ 挂牌
10	日交易	省内日（多日）市场电量 直接交易	日（多日）市 场电量	直接交 易	协商/竞价/滚动 撮合
11		省内日（多日）市场合同 电量转让交易	日（多日）市 场合同电量	转让 交易	协商/挂牌
12		省内日（多日）代购电量 代购交易	日（多日）代 购电量	代购 交易	挂牌