

云南电力市场中长期电能量交易 实施细则

（征求意见稿）

目 录

1 总则	3
2 市场主体	4
3 基本要求	7
3.1 交易品种库	7
3.1.1 执行周期	7
3.1.2 交易标的	8
3.1.3 交易组织方式	10
3.1.4 参与方式	11
3.2 市场衔接	11
3.2.1 省内优先发电计划衔接	11
3.2.2 跨省电力中长期交易衔接	12
3.3 电力中长期交易品种	13
3.3.1 电能量直接交易	13
3.3.2 电网企业代理购电交易	13
3.3.3 合同电量转让交易	14
3.3.4 绿色电力交易	14
3.4 合同要素	14
3.4.1 交易单元	15
3.4.2 合同周期	15
3.4.3 合同电量	15
3.4.4 分解曲线	15
3.4.5 交易价格	15
3.4.6 结算参考点	15
3.5 分解曲线	16
3.5.1 自定义分解曲线	16
3.5.2 典型分解曲线	16
4 价格机制	18
5 交易组织	19
5.1 交易组织原则	19
5.2 交易约束条件	24
5.2.1 月度净合同量约束	24
5.2.2 发电侧月度净合同量计算与调整	24
5.2.3 用电侧月度净合同量计算与调整	26
5.2.4 日（多日）净合同量上限计算	28
5.2.5 月度累计交易量约束	29
5.2.6 可申报电量约束	30
5.3 标准流程	31
5.3.1 双边协商交易	31
5.3.2 集中竞争交易	33
5.3.3 挂牌交易	37

5.4 交易组织时序	39
5.4.1 优先发电计划	39
5.4.2 年度（多年）交易	40
5.4.3 月度（多月）交易	40
5.4.4 周（多周）交易	41
5.4.5 日（多日）交易组织	41
6 交易申报数据合理性校验	42
6.1 交易申报数据合理性校验内容	42
6.2 发电能力校验	42
6.3 用电需求校验	42
6.4 交易申报数据合理性校验削减	42
7 交易执行	43
7.1 合同签订	43
7.2 优先发电合同	43
7.3 合同执行	44
8 特殊情况处理	44
9 附则	44
附录 1：术语定义	45
附录 2：云南电力市场中长期电能量交易品种库	47

1 总则

1.1 为规范云南电力市场中长期电能量交易，保障中长期电能量交易与现货市场交易有序衔接，依据《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）及其配套文件《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》（云发〔2016〕10号）、《南方区域电力市场运营规则》、《南方区域电力市场中长期电能量交易实施规则》和有关法律、法规、规定，制定本细则。

1.2 本细则所称中长期交易是指交易标的周期为日及以上的电能量批发交易，包括年度（多年）、月度（多月）、周（多周）、日（多日）等电能量批发交易。

1.3 云南电力中长期交易遵循以下原则：

（1）安全可靠。组织开展云南电力中长期交易应满足电力供应安全有序和电力系统安全稳定的要求。

（2）竞争有序。云南电力中长期交易面向市场主体公平开放，充分发挥市场在电力资源优化配置中的决定性作用。

（3）低碳绿色。云南电力中长期交易应服务国家“双碳”目标，落实西电东送战略，服务云南省经济社会低碳绿色发展，促进清洁能源发展与消纳，实现电力系统经济运行、电力资源优化配置。

（4）统一规范。云南电力中长期交易坚持统一规则、

统一流程和统一标准。

（5）协同高效。云南电力中长期交易市场与南方区域电力中长期交易跨省市场有序衔接，电力中长期交易市场与现货市场、辅助服务市场等有序衔接。

（6）开放合作。加强与南亚东南亚电力市场的有序衔接，加强与周边国家电力市场的国际合作。

1.4 市场成员应严格遵守本规则，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。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

1.5 本细则适用于电力现货市场环境下的云南电力中长期电能量交易。电力现货市场环境下的云南电力零售市场交易规则另行制定。

2 市场主体

2.1 云南电力中长期交易主体包括符合准入条件并在昆明电力交易中心完成准入注册的各类电力用户、售电公司、发电企业、负荷聚合商、储能企业（包括新型储能、抽水蓄能电站）等。云南电力市场的准入条件由云南电力市场相关规则另行明确。云南电力市场的准入范围按照云南省能源局发电计划放开有关政策执行。

2.2 具备批发交易资格的市场主体，按照本细则参与云南省内中长期电能量市场的各项交易。

2.3 参加批发交易的电力用户，以下简称“批发用户”；参加零售交易的电力用户，以下简称“零售用户”；批发用户和售电公司，以下简称“批发交易用户”；电网企业代理

工商业用户参与市场购电时，按照批发用户管理。现阶段电网企业代理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，依据电网代购相关规定参与购售电交易。

2.4 售电公司通过零售交易平台与零售用户签订零售合同并建立零售关系后，方可参加中长期交易。

2.5 昆明电力交易中心根据首注负责制要求，负责对市场注册有关材料进行完整性审查，负责办理市场主体首次注册手续。

2.5.1 云南省符合准入条件的市场主体，在昆明电力交易中心办理市场注册，按照规定履行承诺、公示、备案等程序。市场主体应保证注册资料的真实性、完整性，并持续满足注册条件。

2.5.2 同一个市场主体（企业法人单位）需要以不同的市场主体类别参与电力交易的，应按照不同的市场主体类别分别办理市场注册。

2.5.3 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，昆明电力交易中心可组织已注册市场主体补充相关注册信息，或重新办理市场注册。

2.5.4 市场主体注册信息发生变更时，应及时向首次注册的电力交易机构提出变更申请。其中，涉及重要注册信息发生变化的售电公司，应再次履行承诺、公示程序。

2.6 电力用户在电网企业办理供电业务，涉及用户名称、报装容量、用电类别、电压等级等注册信息发生变化的，应

同时在电力交易机构办理市场注册信息变更手续。注册信息变更期间，电网企业应向电力交易机构提供分段计量数据。

2.7 市场主体原则上不得自行退出市场；符合国家和云南省能源局规定情形的，妥善处理其全部合同义务后可按规定办理退市手续。

2.8 昆明电力交易中心根据国家和政府有关规定履行市场运营监控和风险防控职责，采取有效风险防控措施。

2.9 昆明电力交易中心按规定拟定市场主体信用评价制度、市场主体信用等级评价标准，并定期评价市场主体信用状况。

2.10 昆明电力交易中心负责做好电力交易相关数据存储，确保信用管理基础数据和信息可查询、可追溯，按照相关要求接受市场主体的监督与质询，相关数据存档不少于五年。

2.11 昆明电力交易中心按要求拟定售电公司履约保函（保险）管理制度，建立履约额度跟踪预警机制，负责履约保函（保险）的接收、管理、退还、使用偿付申请受理、偿付执行记录、履约额度跟踪和通报程序。

2.12 市场主体在参与云南电力市场交易过程中，存在滥用市场力、严重违反规则等扰乱市场秩序的不良交易行为时，由国家能源局云南监管办公室（以下简称“云南能源监管办”）、云南省能源局依法依规处理。

3 基本要求

3.1 交易品种库

3.1.1 执行周期

3.1.1.1 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易品种划分为年（多年）、月（多月）、周（多周）、日（多日）交易等品种。

（1）年度交易时，组织执行周期为年、多年的各类交易。合同执行周期为年时，交易标的应包含次年年度总量、分月总量和分时曲线，部分月份分时曲线可以为零。

（2）月度交易时，组织执行周期为月和多月的各类交易。市场主体通过选择首、末月份，确定执行周期。当执行周期为多月时，交易标的须包含次月至年底前任一月份的总量、分时曲线，部分日期分时曲线可以为零。执行周期为月时，交易标的仅包含次月总量、分时曲线，部分日期分时曲线可以为零。

（3）周交易时，组织执行周期为周和多周的各类交易。市场主体通过选择首、末周，确定执行周期。当执行周期为多周时，交易标的须包含次周至月底前一周的总量、分时曲线，部分日期或时段的分时曲线可以为零。执行周期为周时，交易标的仅包含次周总量、分时曲线，部分日期或时段分时曲线可以为零。

（4）日（多日）交易时，结合电力保供应、清洁能源消纳等市场交易需求，组织执行周期为日或多日的各类交易。市场主体可通过选择月内首、末日，确定执行周期，交易标

的须包含合同执行周期内的总量、分时曲线，部分日期或时段的分时曲线可以为零。

3.1.1.2 各市场主体应不迟于交割日（D 日）日前现货市场启动前 3 个工作日按照调整机制确定中长期交易计划曲线并向昆明电力交易中心申报。

3.1.2 交易标的

中长期电能量交易包括发用市场主体之间直接开展的电量交易和合同电量转让交易。

3.1.2.1 电量交易是指发电企业作为售电方，售电公司、批发用户、电网企业（代理购电）作为购电方的电能量交易。电量交易主要包括：优先发电计划电量、跨省中长期市场化交易电量、省内中长期直接交易电量、电网代理购电交易电量。

（1）优先发电计划电量是指云南省能源局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。

（2）跨省中长期市场化交易电量按照南方区域电能量交易有关规则执行。

（3）省内中长期直接交易电量是指昆明电力交易中心组织的，发电企业作为售电方，售电公司、批发用户作为购电方，在省内集中交易、双边协商等交易中所交易的电量。

（4）电网企业代理购电交易电量是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，包括由优先发电保障的电量和市场化方式采购的电量。

(5) 省内中长期直接交易电量和电网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和跨省中长期市场化交易电量合称为跨省中长期交易电量，跨省中长期交易电量按跨省中长期交易衔接机制进行衔接。

3.1.2.2 合同电量转让交易包括发电合同、用电合同电量转让。每月采用双边协商交易、集中竞价交易方式，开展次月的合同电量转让交易。

(1) 发电合同电量转让交易是指发电企业之间，对已持有的发电合同进行相互转让的交易。发电合同是指发电企业在中长期电能量市场形成的交易合同，包括优先发电计划电量、跨省中长期市场化交易电量、省内中长期直接交易电量、电网代理购电交易电量等。出让价格为其所有可出让电量的加权平均价，发电企业受让电量不得超过其剩余发电能力。

(2) 用电合同电量转让交易是指批发用户、售电公司、电网企业（代理购电）之间，对已持有的用电合同进行相互转让的交易。用电合同是指批发用户、电网企业、售电公司在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。出让价格为其所有可出让电量的加权平均价，用电侧受让电量不得超过其剩余用电需求。

3.1.2.3 合同电量转让交易标的为除政府或规则明确不能转让的电量外的全部合约，不针对具体的合同。过程中原合同相关的电量电费分摊、分享以及考核电费，不随合同电量交易发生转移和变化。

3.1.3 交易组织方式

根据交易组织方式不同，云南中长期交易包括双边协商交易和集中交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

3.1.3.1 双边协商交易：双边协商交易指市场主体间通过自主协商形成交易结果的交易方式，由合同双方在规定时间节点前通过电力交易平台完成交易申报与确认，采用自定义分解曲线形成交易合同。

3.1.3.2 集中竞价交易：集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果，采用典型分解曲线形成交易合同。

3.1.3.3 滚动撮合交易：滚动撮合交易指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交，采用典型分解曲线形成交易合同。

3.1.3.4 挂牌交易：挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，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。挂牌交易采用自定义分解曲线形成交易合同。

3.1.3.5 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边合同在双边协商交易申报截止时间前均可提交或者修改。

3.1.3.6 集中竞价交易、滚动撮合交易联合开展时（以下简称“集中竞争交易”，下同），前序集中竞价交易未成交申报数据可自动转入滚动撮合阶段，视为滚动撮合交易开始时的同一时间申报。

3.1.4 参与方式

3.1.4.1 发电企业、售电公司、批发用户可自主通过双边协商、集中交易方式参与省内中长期直接交易、合同电量转让交易，成交电量、价格、电力曲线等通过市场机制形成。

3.1.4.2 根据省级政府主管部门政策或交易规则规定，可由市场主体委托，昆明电力交易中心汇总参与挂牌交易的市场主体电量、电价、电力曲线等信息，统一对外发布要约，由符合资格要求的市场主体提出接受该要约的申请，组织开展统一挂牌交易。

3.1.4.3 并入云南电网的周边省区发电企业、境外发电企业，满足相应准入条件的，视同为省内发电企业参与省内市场。南方区域电力市场规则另有规定的，按有关规定执行。

3.1.4.4 并入云南电网的周边省区用电企业、境外用电企业，视同为省内电力用户，可选择作为批发用户参与省内批发交易，也可参加零售交易或电网企业代理购电交易。

3.2 市场衔接

3.2.1 省内优先发电计划衔接

根据云南省能源局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。

3.2.2 跨省电力中长期交易衔接

跨省中长期交易包括跨省优先发电计划和跨省中长期市场化交易。云南省内市场主体的跨省中长期交易电量，按如下原则衔接：

3.2.2.1 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。

3.2.2.2 根据云南省能源局对跨省优先发电计划、“网对网”跨省中长期市场化交易电量分配的有关规定，明确跨省中长期交易的执行责任主体。

3.2.2.3 云南电网公司根据跨省优先发电计划和跨省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。

3.2.2.4 昆明电力交易中心根据云南电网公司提供的数据，按照云南省能源局明确的分配原则，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，在省内参与交易和结算。

3.2.2.5 “网对网”送电类别中直接参与（以“点对网”交易模式参与）跨省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，按照省内规则参与省内交易和结算。

3.3 电力中长期交易品种

云南电力市场中长期交易以云南省能源局规定的优先发电计划为边界，在中长期电能量直接交易的基础上，灵活开展市场化合同电量转让交易和电网企业代理购电交易等。电力中长期交易合同均为差价合约。优先发电计划、电网企业代理购电交易、绿色电力交易等纳入电力中长期交易管理范畴。

3.3.1 电能量直接交易

3.3.1.1 以年度（多年）、月度（多月）、周（多周）、日（多日）为执行周期的电能量直接交易品种，采用双边协商交易或集中交易的方式。

3.3.1.2 为降低市场风险，保障电力中长期合同有效履约，市场主体应在其发电能力、用电需求范围内开展交易。

3.3.1.3 市场成员按照中长期交易规模不低于发用电量一定比例(k%)要求，参与省内电力中长期交易，具体比例(k%)按国家及云南省相关政策文件执行。

3.3.2 电网企业代理购电交易

电网企业代理购电交易按照国家和云南省关于电网企业代理购电有关规定执行，事前中长期未成交电量可通过市场化机组剩余容量等比例承担等机制，确保代理购电足额落实，实际执行产生的偏差按照现货市场价格结算。

3.3.3 合同电量转让交易

3.3.3.1 在中长期电能量直接交易和电网企业代理购电交易的基础上，采用双边协商交易、集中交易方式，按月组织开展发电合同、用电合同电量转让交易。

3.3.3.2 发电合同电量转让交易。发电合同电量转让交易仅在发电企业之间开展。除省级政府主管部门政策或市场规则明确不可出让的电量外，发电企业可对预计无法完成的合同电量进行出让，具备能力的发电企业可受让合同电量，且受让电量不得超过发电企业的剩余发电能力。

3.3.3.3 用电合同电量转让交易。用电合同电量转让交易仅在批发交易用户之间开展。除省级政府主管部门政策或市场规则明确不可出让的电量外，批发交易用户可对预计无法完成的合同电量进行出让，具备能力的批发交易用户可受让合同电量，且受让电量不超过批发交易用户的剩余用电需求。

3.3.4 绿色电力交易

绿色电力交易是指电力用户或售电公司与绿色电力发电企业依据规则开展电力中长期交易，获得附带绿色电力证书（简称“绿证”，下同）的绿色电力的过程，按照绿色电力交易有关规则执行。

3.4 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、结算参考点等合同要素。

3.4.1 交易单元

3.4.1.1 风电、光伏、水电等类型电厂以厂为交易单元进行交易，燃煤电厂以机组为交易单元进行交易；电力用户以营销户号为交易单元进行交易，电网企业以公司为交易单元进行代理购电交易，售电公司以公司为交易单元进行交易。

3.4.1.2 中长期交易的成交双方不能为同一交易单元。

3.4.2 合同周期

中长期合同的起止时间，以完整日历日为基本单位。

3.4.3 合同电量

中长期合同周期内交易的总电量。

3.4.4 分解曲线

合同电量的分解曲线或曲线分解机制，用于合同电量在合同周期内的分解。

3.4.5 交易价格

合同电量的成交价格或价格形成机制，采用上网侧的绝对价格（含税），其中燃煤发电成交价格包括脱硫、脱销、除尘和超低排放电价。

3.4.6 结算参考点

3.4.6.1 购售电双方在结算参考点约定中长期合同的交割电量、电价，现货环境下，中长期合同的阻塞费用，根据购售电主体所在位置日前现货价格与结算参考点日前现货价格的差值结算。

3.4.6.2 现阶段云南跨省优先发电计划、跨省中长期市场

化交易按照送电类别（即“网对网”、“点对网”等类别）分设省间送出侧关口结算参考点，省内中长期交易设置统一的结算参考点；条件成熟后，允许市场主体自行选择结算参考点。

3.5 分解曲线

分解曲线包括自定义分解曲线和典型分解曲线两类。

3.5.1 自定义分解曲线

自定义分解曲线由市场主体自主提出，将合同电量在合同周期内转换为分时电量。

3.5.2 典型分解曲线

典型分解曲线由昆明电力交易中心会同省级电力调度机构、电网企业根据统调负荷特性、用户负荷特性、发电特性等制定发布，将合同电量在合同周期内转换为分时电量，包括年度、月度、周典型分解曲线。

3.5.2.1 曲线比例

（1）年度分月电量比例（Y）：年度分月电量比例。

（2）分日电量比例（M）：工作日、周六、周日、节假日等多种典型日的电量比例。

（3）日分时电量比例（D）：

日分时电量比例 D1：将日电量平均分解至 24 小时的电量比例。

日分时电量比例 D2：将日电量平均分解至高峰时段（9:00-12:00、18:00-23:00）的电量比例。

日分时电量比例 D3：将日电量平均分解至平时段

(7:00-9:00、12:00-18:00) 的电量比例。

日分时电量比例 **D4**：将日电量按照光伏发电典型曲线分解至 06:00-20:00 的电量比例。

根据发电特性，光伏电厂仅能参与 **D4** 时段集中交易，其他类型电源不受限制。交易中心可根据市场需要采用其他日分时电量比例，具体以昆明电力交易中心发布的交易公告为准。

3.5.2.2.分解方式

(1) 年度典型分解曲线包括 **Y+M+D1~D4** 等形式，用于年度市场合同电量的分解：按照年度分月电量比例 (**Y**) 和分日电量比例 (**M**)，将年度市场合同电量转换为分日电量，再按日分时电量比例 (**D**)，将分日电量转换为分时电量。

(2) 月度典型分解曲线包括 **M+D1~D4** 等形式，用于月度市场合同电量的分解：按照分日电量比例 (**M**)，将月度市场合同电量转换为分日电量，再按日分时电量比例 (**D**)，将分日电量转换为分时电量。

(3) 周典型分解曲线包括 **M+D1~D4** 等形式，用于周的市场合同电量的分解：按照分日电量比例 (**M**)，将周的市场合同电量转换为分日电量，再按日分时电量比例 (**D**)，将分日电量转换为分时电量。

4 价格机制

4.1.1除优先计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格由市场主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。

4.1.2除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。在集中竞价交易、连续挂牌等集中交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由云南电力市场管理委员会提出，经云南能源监管办会同云南省发展和改革委员会、云南省能源局共同审定，应当避免政府不当干预。其中，燃煤发电交易价格在“基准价+上下浮动 20%”范围内形成，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制，国家另有规定的按有关规定执行。

4.1.3直接参与市场用户的用电价格由电能量交易价格、上网环节线损费用、输配电价格、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。

4.1.4电网企业代理购电参与方式、价格机制按照国家和云南省相关规定执行。

4.1.5中长期电能量交易形成的峰谷电价价差应满足云南省发展和改革委员会关于分时电价有关规定。具体参与分时段交易结算的用户范围由云南省发展和改革委员会明确。国家有专门规定不执行峰谷电价的电力用户继续按照国家有关规定执行。

4.1.6 省级政府主管部门可依从国家及地方有关政策，以市场化电能量电价为基础，增加差额或折扣系数等方式执行本地差异化电价机制。具体包括发用电侧峰谷分时电价、不同成本电源价格定价机制、行业特殊电价，高耗能行业用电价格、新能源发电补贴或用电补贴、煤电联动、成本分摊、清洁能源环境溢价的用电价格机制等。

4.1.7 昆明电力交易中心应及时公开发布中长期电能量交易成交价格统计值及计算过程，包括上调服务基准价 P_0 、偏差电量基准价 P_d 等，按照政策和交易规则应用于市场交易、结算、考核、市场管控等机制中。原则上，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，并向云南能源监管办、云南省发展和改革委员会和云南省能源局报备。

5 交易组织

5.1 交易组织原则

5.1.1 交易资格。完成市场准入的发电企业、批发用户、售电公司还应满足如下条件，方能具备交易资格参与市场化交易：

- (1) 按时足额缴纳交易服务费等费用；
- (2) 未因不良市场行为导致交易受限；
- (3) 满足电力市场信用管理有关要求；
- (4) 具备参与市场化交易的技术条件要求；
- (5) 符合电力市场交易相关政策要求。

5.1.2 云南电力中长期电能量交易通过电力交易平台开

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。

5.1.3 市场主体通过年度（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，促进供需平衡。同一市场主体在满足交易约束条件下，可根据生产消费需要，选择购入或售出电能量。任何一次交易组织中，同一市场主体在集中交易过程中不能同时以购电主体和售电主体参与相同合约周期内的交易。

5.1.4 中长期电能量交易均需约定电力曲线或曲线分解原则。购售电主体也可自行协商确定电力曲线或曲线分解原则。昆明电力交易中心可会同省级电力调度机构、电网企业提供典型曲线作为参考。

5.1.5 综合考虑一次能源供应预测、网络安全约束、设备综合停电计划等因素，确定电厂发电能力，作为发电企业后续申报数据合理性校验条件；综合考虑供需形势、电网检修、历史用电量，生产计划等因素，确定电力用户、售电公司用电需求，作为电力用户、售电公司后续申报数据合理性校验条件。发电能力和用电需求可按规则动态合理调整。

5.1.6 交易限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要应当公开说明原因。

5.1.7 昆明电力交易中心负责组织开展云南省可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳量相应的电力交易，在中

长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应当向昆明电力交易中心作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

5.1.8 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。

5.1.9.1 交易准备。昆明电力交易中心根据市场主体省内优先计划、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。

5.1.9.2 交易公告。定期或连续开市的交易，应提前 1 个工作日发布交易公告，不定期开市的交易，应提前 5 个工作日发布交易公告。交易公告内容包括：交易品种名称、交易标的、参与市场主体、申报起止时间、申报要求或交易限定条件、市场参数、交易关口、交易方式、价格形成机制、输电通道能力情况等。

5.1.9.3 交易申报。市场主体通过电力交易平台申报电力、电量和价格等。

5.1.9.4 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，市场主体所有申报数据均应通过昆明电力交易中心交易约束合理性校验。

5.1.9.5 交易出清。按照交易规则，昆明电力交易中心在省级电力调度机构提供的安全约束条件下开展电力交易出清，形成预成交结果。

5.1.9.6 结果发布。昆明电力交易中心发布交易结果。市场主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布 1 个工作日内向昆明电力交易中心提出，由市场运营机构在 1 个工作日内给予解释。

5.1.9 在电能量交易中，市场购电用户全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发和零售交易。

5.1.10 分时价格。发、用两侧市场主体，全部合同电量均需明确分时曲线和分时价格，优先发电计划、跨区跨省交易计划分时要求按照有关规定执行，省内市场化交易分时价格峰谷时段上下浮动要求按照政府有关规定执行。

5.1.11 上调服务基准价 P_{0t}

根据每天每个时段市场主体的月度成交量价情况，计算得到每天每个时段的 P_{0t} 。每天分时上调服务基准价 P_{0t} 计算公式为：

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

上式中， $Q_{j\text{双边协商},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的月度双边协商交易成交电量， $P_{j\text{双边协商},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的月度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 时段的月度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 时段的月度集中竞价交易成交价格； $Q_{j\text{连续挂牌},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的月度连续挂牌交易成交电量， $P_{j\text{连续挂牌},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的月度连续挂牌交易成交价格； $N_{\text{批发交易用户}}$ 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均值 P_0 ，也可根据零售交易等需求计算发布不同时段的加权均价。

5.1.12 偏差电量基准价 P_{dt}

根据每天每个时段市场主体的成交量价情况（含多周、周、多日、日交易），计算得到每天每个时段的 P_{dt} ，作为分时段偏差电量的结算价格。每天分时偏差电量基准价 P_{dt} 计算公式为：

$$P_{dt} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (p_{j\text{双边协商},t} \times q_{j\text{双边协商},t} + p_{j\text{集中竞价},t} \times q_{j\text{集中竞价},t} + p_{j\text{连续挂牌},t} \times q_{j\text{连续挂牌},t})}{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (q_{j\text{双边协商},t} + q_{j\text{集中竞价},t} + q_{j\text{连续挂牌},t})}$$

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电量， $p_{j\text{双边协商},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的双边协商交易成交价格； $q_{j\text{集中竞价},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的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 时段的集中竞价交易成交价格； $q_{j\text{连续挂牌},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的连续挂牌交易成交电量， $p_{j\text{连续挂牌},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的连续挂牌交易成交价格； $N_{\text{批发交易用户}}$ 为参与市场化交易的批发交易用户总数。

根据 P_{dt} 计算月度加权均价后可得到月度偏差电量基准价均值 P_d ，也可根据零售交易等需求计算发布不同时段的加权均价。

5.1.13 相关交易参数由政府主管部门明确，或由市场运营机构提出，经电力市场管理委员会审议后由政府主管部门审定。

5.2 交易约束条件

5.2.1 月度净合同量约束

月度净合同量是指市场主体所交易标的月合同电量的代数和。

(1) 月度净合同量计算

发电交易单元标的月净合同量=标的月跨省优先发电计划电量- Σ 买入标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 卖出标的月跨省中长期市场化交易电量- Σ 买入标的月跨省中长期市场交易电量+标的月省内优先发电计划电量- Σ 买入标的月省内优先发电计划电量+ Σ 标的月电网代购市场电量+ Σ 卖出标的月电网代购市场电量- Σ 买入标的月电网代购市场电量+ Σ 卖出标的月省内市场化交易电量- Σ 买入标的月省内市场化交易电量

批发用户/售电公司标的月净合同量= Σ 买入标的月市场合同电量- Σ 卖出标的月市场合同电量。

(2) 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，合理设置市场主体月度净合同上限，市场主体的月度净合同量上限按照以下方法确定。年度（多年）的净合同上限由各月度净合同量上限组成。

5.2.2 发电侧月度净合同量计算与调整

5.2.2.1 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。

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。

5.2.2.2 发电能力调整

发电企业可在每月最后 1 个工作日内通过电力交易平台申请调整次月发电能力。调整后的发电能力如不超过其历史前 3 年对应月份上网电量最大值则自动生效。如需进一步增加，则应提供来水预测、新投增容等相关书面材料，经昆明电力交易中心确认后生效。发电能力调减时，不得低于其优先发电计划电量、当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量之和。

发电企业在月内可申请调增当月发电能力不超过 2 次。发电企业调整后发电能力超过其历史前 3 年对应月份上网电量最大值的，应同时做出诚信交易承诺。发电企业发电能力预测偏差值和预测准确率纳入其交易行为信用评价。发电企业（火电企业除外）发电能力预测偏差值超过 0.5 亿千瓦时的，应通过书面方式说明原因，出现上述情况且无正当理由累计 2 次及以上的，即时暂停该发电企业调整发电能力权限 3 个月，期间采用默认值作为其发电能力。发电能力预测偏

差值和预测准确率计算方法如下：

$$\text{发电能力预测偏差值} = |\text{发电能力} - \text{上网电量}|$$

$$\text{发电能力预测准确率} = \left(1 - \frac{\text{发电能力预测偏差值}}{\text{上网电量}} \right) \times 100\%$$

5.2.2.3 发电企业月度净合同量上限计算

发电企业实时获取其发电能力参与交易，发电企业发电能力与其在电力交易平台中对应月份发电能力、省内交易服务费以及信用额度对应的可交易电量（具体计算方式按照信用管理有关规定执行）相关。具体计算公式为：

电厂月度净合同量上限 = $\min$ （电厂月度发电能力 $\times y1$ ，交易服务费额度对应的月度市场电量，信用额度对应的月度可交易市场电量）。其中参数 $y1$ 由省级政府主管部门确定，或由市场管理委员会讨论后经政府主管部门审定。

电厂月度净合同量下限为 0。

5.2.3 用电侧月度净合同量计算与调整

5.2.3.1 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。

5.2.3.2 用电需求调整

电力用户可在每月最后一个工作日通过电力交易平

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，经昆明电力交易中心确认后生效，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。如月内实际用电量已超过当前用电需求，电力用户可申请进一步调增当月用电需求 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，可调整增加售电公司的用电需求。

5.2.3.3 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 0.2 亿千瓦时的，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与发电能力相同。

5.2.3.4 发布与调整

交易中心实时发布市场主体月度净合同量上限，市场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。

5.2.3.5 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）、省内交易服务费以及信用额度对应的可交易电量（具体计算方式按照信用管理有关规定执行）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= $\min$ （批发用户月度用电需求 $\times y_2$ ，交易服务费额度对应的月度市场电量，信用额度对应的月度可交易市场电量）

售电公司月度净合同量上限= $\min$ （所有正式签约电力用户用电需求之和 $\times y_3$ ，交易服务费额度对应的月度市场电量，信用额度对应的月度可交易市场电量）。其中参数 y_2 、 y_3 由省级政府主管部门确定，或由市场管理委员会讨论后经政府主管部门审定。

批发用户/售电公司月度净合同量下限均为 0。

5.2.4 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月度最大发电能力扣减当月已成交合约电量后的剩余电量除以当月剩余天数，并不超过其当日可调装机容量满发电量。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）的净合同上限由各月度净合同量上限组成。

5.2.5 月度累计交易量约束

月度累计交易量是指市场主体买入和卖出标的月合同电量的绝对值之和。

（1）月度累计交易量计算

发电交易单元标的月累计合同量=标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 买入标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 卖出标的月跨省中长期市场化交易电量+ Σ 买入标的月跨省中长期市场交易电量+标的月省内优先发电计划电量+ Σ 买入标的月省内优先发电计划电量+ Σ 卖出标的月电网代购市场电量+ Σ 买入标的月电网代购市场电量+ Σ 卖出标的月省内市场化交易电量+ Σ 买入标的月省内市场化交易电量

批发用户/售电公司标的月累计合同量= Σ 买入标的月市场化交易电量+ Σ 卖出标的月市场化交易电量

（2）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×调整参数 f_1

用户侧月度累计交易量上限=月度净合同量上限×调整参数 f_2

其中参数 f_1 、 f_2 由省级政府主管部门确定，或由市场管

理委员会讨论后经政府主管部门审定。

(3) 发布与调整

交易中心实时发布市场主体月度累计交易量上限。

5.2.6 可申报电量约束

5.2.6.1 基本要求

(1) 市场主体应在可申报电量额度范围内参加中长期市场交易。

(2) 交易中心根据市场主体月度净合同量上下限、月度累计交易量上限、信用额度对应可交易电量及历史交易情况，计算并发布其可申报电量额度。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。

(3) 市场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。

5.2.6.2 交易可申报电量额度

(1) 发电侧

发电交易单元可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合同量上限}-\text{本交易日前持有月度净合同量}-\text{本交易日申报卖出合同电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

发电交易单元可申报买入电量限额= $\min\{(\text{本交易日前持有月度净合同量}-\text{本交易日申报买入合同电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

(2) 用户侧

批发用户/售电公司可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合同量上限}-\text{本交易日前持有月度净合同量}-\text{本交易日申报买入月内市场合同电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

批发用户/售电公司可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持月度净合同电量}-\text{本交易日申报卖出月内市场合同电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

(3) 交易申报最小交易电量为 1MWh、基本单位电量为 0.001MWh, 最小价格单位为 0.01 元/MWh。

5.3 标准流程

5.3.1 双边协商交易

5.3.1.1 交易要求

(1) 双边协商交易可按年度（多年）、月度（多月）、周（多周）、日（多日）等时序定期组织，其中，年度双边协商交易的标的为次年（多年）电量；月度双边协商交易的标的为次月（多月）电量；周双边协商交易的标的为次周一起的电量，以 7 天（若当月剩余天数不足 7 天的则次周一起至月底）为最小合同周期，可同时组织月内多周交易；多日双边交易的标的为同一月内市场主体选择的首、末日之间的执行周期的电量。双边协商采用自定义分解曲线。

(2) 双边协商合同内容应包括合同周期、交易电力电量、交易价格、分时电力曲线（或曲线分解参数）等要素。

(3) 年度双边协商交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司和批发用户只可作为市场合约买

方参加交易。月度、周双边协商交易中，可允许市场主体同时作为合约的买方、卖方参与交易。

（4）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，不得超过市场成交价格上下限。

5.3.1.2 交易流程

双边协商交易包括交易公告发布、交易申报与确认、申报数据合理性校验、交易出清和结果发布等环节：

（1）交易公告发布

交易中心依规提前通过电力交易平台发布交易公告，公告应包括但不限于以下信息：

- 1) 交易申报起止时间、交易标的时段等；
- 2) 最小交易电量、基本单位电量、最小价格单位、交易约束等。

（2）交易申报

交易双方达成意向后，由一方在电力交易平台提交交易申报，另一方对申报内容进行确认。申报提交后，计入提交方已申报未成交电量；申报确认后，计入确认方已申报未成交电量。交易双方应于交易公告发布的截止日期前完成交易申报与确认。

（3）申报数据合理性校验

昆明电力交易中心对同一交易组织周期内市场主体所有中长期市场化交易申报数据进行申报数据合理性校验。通

过申报数据合理性校验后，生成正式交易申报数据。未通过申报数据合理性校验的，由昆明电力交易中心按规定进行申报电量削减、调整，以削减或调整后的结果作为正式交易申报数据。

（4）交易出清

交易申报截止后，昆明电力交易中心根据规则对已确认并通过申报数据合理性校验的申报信息开展电力交易出清。

（5）结果发布

昆明电力交易中心通过电力交易平台发布双边协商交易结果。市场主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布1个工作日内向昆明电力交易中心提出，由昆明电力交易中心会同省级电力调度机构在1个工作日内给予解释。

5.3.2 集中竞争交易

5.3.2.1 交易要求

（1）集中竞争交易可按年度、月度、周等时序定期组织，其中，其中，年度集中竞争交易的标的为多年（次年）年度电量；月度集中竞争交易的标的为多月（次月）电量；周集中竞争交易的标的以7天（若当月剩余天数不足7天的则次周一起至月底）为最小合同周期，可同时组织月内多周交易。竞价交易采用典型曲线。

（2）年度集中竞争交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司和批发用户只可作为市场合约买方参加交易；月度（多月）、周（多周）、日（多日）集中竞争交易中，可允许市场主体同时作为合约的买方、卖方参

与交易。

(3) 集中竞争交易实行单向交易制度。市场主体单个交易日内对相同标的只可进行单方向买入或卖出，以其第一笔成交合约电量的方向为准。当第一笔成交交易为买入电量，则当天只可继续提交买入电量申报；当第一笔成交交易为卖出电量，则当天只可继续提交卖出电量申报。相同标的买入电量申报和卖出电量申报不能同时存在。

5.3.2.2 交易流程

集中竞争交易包括交易公告发布、交易申报、交易申报合理性校验、交易出清、结果发布等环节。

(1) 交易公告发布

昆明电力交易中心依规提前通过电力交易平台发布交易相关信息，包括但不限于：

- 1) 交易时段、交易标的、交易代码、曲线形式等；
- 2) 最小交易电量、基本单位电量、最小价格单位、交易约束等。

(2) 集中竞价

集中竞价阶段包括集中申报、集中撮合、结果发布等环节。

1) 集中申报。市场主体在申报时间窗口内，按标的申报拟买入或卖出的交易电量与价格，申报信息不公开。

市场主体应在可申报电量额度范围内开展交易申报，申报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍，满足最小价格单位，不得超过相关价格约束。

2) 集中撮合。集中申报结束后, 电力交易平台按不同标的分别进行集中撮合, 采用高低匹配的价格形成机制, 原则如下:

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。

根据购方与售方交易匹配对确定成交电量、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 $K1=K2=0.5$ 。

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。

3) 预成交结果发布。集中竞争交易阶段结束后, 由交易中心发布预成交结果。

4) 若集中竞价阶段与滚动撮合阶段联合两阶段开展, 集中竞价阶段先开展, 在集中竞价阶段未成交的交易申报自动进入滚动撮合阶段。

(3) 滚动撮合

滚动撮合阶段包括交易申报、滚动撮合、结果发布等环节。

1) 交易申报。市场主体在交易时段内, 按标的申报拟

买入或卖出的交易电量与价格，申报信息匿名即时公布。

市场主体应在可申报电量额度范围内开展交易申报，申报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍；申报价格采用绝对价格形式，满足最小价格单位，不得超过相关价格约束。

市场主体未成交的交易申报可在交易窗口时间内撤销，已成交的交易申报不能撤销。

2) 滚动撮合。电力交易平台按不同标的进行即时自动匹配撮合，原则如下：

购方申报价大于等于售方申报价时即时成交。

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。

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。

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

3) 预成交结果发布。由交易中心即时发布滚动撮合阶段预成交结果。

(4) 申报数据合理性校验

昆明电力交易中心对同一交易组织周期内市场主体所有中长期市场化交易申报数据进行申报数据合理性校验，包括交易约束校验等。通过申报数据合理性校验后，生成正式

交易申报数据。未通过申报数据合理性校验的，由昆明电力交易中心按规定进行申报电量削减、调整，以削减或调整后的结果作为正式交易申报数据。

（5）结果发布

昆明电力交易中心通过电力交易平台发布集中竞价交易结果。市场主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布1个工作日内向昆明电力交易中心提出，由昆明电力交易中心会同省级电力调度机构在1个工作日内给予解释。

5.3.3 挂牌交易

5.3.3.1 交易要求

（1）挂牌交易可按年度、月度、周等时序定期组织，其中，年度挂牌交易的标的为次年（多年）电量；月度挂牌交易的标的为次月（多月）电量；周挂牌交易的标的为次周一开始的电量，以7天（若当月剩余天数不足7天的则次周一起至月底）为最小合同周期；挂牌交易采用自定义分解曲线。

（2）年度挂牌交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司和批发用户只可作为市场合约买方参加交易。月度、周挂牌交易中，可允许市场主体同时作为合约的买方、卖方参与交易。

（3）挂牌交易中，市场主体可以只挂牌或只摘牌，也可同时挂牌和摘牌。

（4）挂牌交易实行单向交易制度，市场主体在单个交易日内，对相同合约周期内电量只可进行单方向的买入或卖

出（包括挂牌和摘牌操作），以其合约周期内第一笔成交电量的方向为准。

（5）挂牌交易的合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线等信息由挂牌方确定。

5.3.3.2 交易流程

挂牌交易包括交易公告发布、挂牌申报、摘牌交易、交易出清、结果发布等环节。

（1）交易公告发布

交易中心依规提前通过电力交易平台发布交易相关信息，包括但不限于：

- 1) 交易时段、交易代码；
- 2) 最小交易电量、基本单位电量、最小价格单位、交易约束等。

（2）挂牌申报

市场主体在交易时段内申报挂牌，挂牌内容包括合同周期、交易电量、交易价格、分解曲线等内容。挂牌采用匿名机制。

市场主体应在可申报电量额度范围内开展交易申报，申报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍，满足最小价格单位，不得超过相关价格约束。

（3）摘牌交易

市场主体根据电力交易平台发布的挂牌信息进行摘牌操作，接受挂牌方全部或部分挂牌电量、挂牌价格、分解曲线等信息。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。成交价格即为挂牌价格。摘牌操作生效后形成预成交结果，由交易中心即时发布。

（4）申报数据合理性校验

昆明电力交易中心对同一交易组织周期内市场主体所有中长期市场化交易申报数据进行申报数据合理性校验，包括交易约束校验等。通过申报数据合理性校验后，生成正式交易申报数据。未通过申报数据合理性校验的，由昆明电力交易中心按规定进行申报电量削减、调整，以削减或调整后的结果作为正式交易申报数据。

（5）结果发布

昆明电力交易中心通过电力交易平台发布集中竞价交易结果。市场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，由昆明电力交易中心会同省级电力调度机构在1个工作日内给予解释。

5.4 交易组织时序

昆明电力交易中心发布电力市场交易日历安排，依次组织开展云南电力市场中长期电能量年度（多年）、月度（多月）、周（多周）、日（多日）交易。

5.4.1 优先发电计划

云南电网公司根据优先发电计划相关规定，负责按时在电力交易平台报送省内优先发电计划、西电东送框架协议计

划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。昆明电力交易中心根据云南电网公司提供的数据，按照云南省能源局明确的分配原则和调整原则，分解落实至具体的市场化电厂，纳入发电企业中长期交易计划，以差价合约形式在省内参与交易和结算。

5.4.2 年度（多年）交易

5.4.2.1 原则上每年年底组织开展次年年度交易，交易标的为次年的分月电量，可采用双边协商和集中交易方式开展，交易主体为具备交易资格的发电企业、批发交易用户。次年年度交易时，市场主体的年度发电能力和年度用电需求均采用默认值，且不可修改。

5.4.2.2 市场主体存在多年交易需求的，可向昆明电力交易中心申请以双边协商方式进行合同备案。多年交易时，市场主体的年度发电能力和年度用电需求与次年年度交易规定一致。

5.4.2.5 年度交易形成预出清结果，在后续相应月度交易时，与该月的月度交易统一形成正式成交结果。其中双边协商交易在交割月前可由双方自主协商调整。

5.4.2.6 年度交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

5.4.3 月度（多月）交易

5.4.3.1 每月组织开展次月或年度内剩余月份电量交易，交易标的为次月及之后某个月的电量，可采用双边协商和集

中交易方式开展，交易主体为具备交易资格的发电企业、批发交易用户。

5.4.3.2 月度双边交易。某交割月的双边协商交易可持续开展，直至交割前一个月的双边协商交易关闸日。双边协商交易的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。

5.4.3.3 月度集中交易。集中交易仅开展次月电能量交易，直至集中交易关闸日，集中竞价交易采用高低匹配价格形成机制。

5.4.3.4 月度合同电量转让交易。月度合同电量转让交易可采用双边协商交易、挂牌交易的方式。电量转让交易的受让方承担该部分受让电量的经济责任，若该电量类别电量需调整的，受让方按其受让电量比例同步调整。

5.4.3.6 月度（多月）交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

5.4.4 周（多周）交易

5.4.4.1 周交易可采用双边协商交易、集中竞争交易等方式开展。

5.4.4.1 周交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

5.4.5 日（多日）交易组织

5.4.5.1 按日滚动组织开展当月后续每日的电量交易，交易标的为日电量。交割日（D日）的日（多日）交易应在不

迟于 D 日前 2 个自然日组织完成。

5.4.5.2 日（多日）电量交易可采用双边协商交易、集中竞价交易、连续挂牌交易等方式开展，或选择其中一种交易方式开展。

5.4.5.4 日（多日）交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

6 交易申报数据合理性校验

6.1 交易申报数据合理性校验内容

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。

6.2 发电能力校验

发电能力校验。发电企业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。

6.3 用电需求校验

用电需求校验。批发交易用户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。可根据供需形势，对年度、月度的用电需求进行限制。

6.4 交易申报数据合理性校验削减

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市场主体在规定时间内填写申报电量削减方案，削减方案涉及到的市场主

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。

7 交易执行

7.1 合同签订

7.1.1 电力交易平台出具的入市协议、交易公告、交易结果通知书等视同为电子合同。电子合同与纸质合同具备同等效力。其中，年度中长期双边合同应按照示范文本签订电子合同。

7.1.2 交易合同应明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、曲线等内容。

7.2 优先发电合同

7.2.1 对于优先发电计划，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排优先发电电量，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

7.2.2 优先发电电量，原则上每年年度双边协商交易开始前，对执行政府定价的电量签订厂网间年度购售电合同，约定年度电力电量规模及分月计划、交易价格等。年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

7.2.3 优先发电电量分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认，其执行偏差可通过偏差现货结算的方式处理，具体由云南省能源局另行明确。

7.3 合同执行

7.3.1 昆明电力交易中心汇总省内市场成员参与各类交易合同（含优先发电合同、市场交易合同），形成省内市场成员的月度交易计划，并根据月内（周、多日）交易，进行更新和调整。

7.3.2 实际发用电结束，中长期交易全部以差价合约的方式，进行财务结算。

8 特殊情况处理

8.1 电力现货市场熔断或中止等特殊情况下，分短期内可恢复、短期内无法恢复两种情况分别进行处理。

8.2 短期内可恢复的情形一般为市场熔断或市场中止 7 天及以下，则继续按照本细则组织现货环境下的中长期电能量交易。

8.3 短期内无法恢复的情形一般为市场中止 7 天以上。现货市场中止且短期内无法恢复时：中止当月，现货中止前按照本规则开展中长期交易组织；中止后如有需要，转按非现货环境下的中长期交易规则开展当月交易组织。后续月份不再按照本细则组织现货环境下的中长期电能量交易，转按非现货环境下的电力中长期交易规则执行，直至现货市场恢复。

8.4 现货市场熔断或中止时，结算按相关机制处理。

9 附则

本规则与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。

附录 1：术语定义

（1）跨省优先发电计划。指根据国家指令性计划、地方政府间送电协议，通过购售双方协商形成的电力、电量合同，纳入跨省中长期交易的范畴。

（2）差价合约。指根据事先约定的合同价格以及合同交割对应的市场价格（如现货市场价格）之差进行结算的一种财务合同。

（3）交易单元。指市场主体参加中长期各交易品种的基本单位。

（4）合同周期。指合同的起止时间，以日历日为基本单位。

（5）合同电量。指市场主体在中长期市场中所成交的市场化合同电量。

（6）电网代购交易合同电量。指电网企业为满足代理购电用户需求，从市场机组购买并接受市场价格的电量合同。

（7）交易价格。指市场主体在参加电力中长期交易时成交的电能量价格。

（8）综合价格，指根据集中竞争交易中所有成交量价计算出的电能量价格，采用绝对价格形式，按标的分别计算。

（9）分解曲线。指合同电量在合同周期内按照一定比例进行分解的电力特性曲线。

（10）结算参考点。指市场主体购售双方约定中长期合同的交割电量、电价的唯一节点。

（11）净合同电量上下限。指市场主体所交易的标的物

在一定周期内合同电量代数和的上下限值。

(12) 累计合同电量上下限。指市场主体买入和卖出的标的物在一定周期内合同电量绝对值之和的上下限值。

(13) 可申报电量上下限。指市场主体参加中长期交易时可申报电量额度，该额度按不同交易标的分别计算。

(14) 交易平台。指电力交易平台。

(15) y_1 、 y_2 、 y_3 ，发用两侧净合同量上限调整系数，用于计算发用两侧累计合同量上限。

(16) f_1 、 f_2 ，发用两侧累计合同量上限调整系数，用于计算发用两侧累计合同量。

附录 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
3		省内年度优先电量直接交易	年度优先电量	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
7		省内月度市场合同电量转让交易	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	省内周市场电量直接交易	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