

国家能源局云南监管办公室 云南省发展和改革委员会 文件 云 南 省 能 源 局

云监能市场〔2024〕145号

国家能源局云南监管办公室 云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于印发《云南 电力中长期交易实施细则》《云南省绿色 电力交易实施细则》的通知

各电力市场成员：

为贯彻落实国家最新规则和政策要求，进一步完善云南电力中长期市场建设，结合云南电力市场运行实际和发展需要，云南能源监管办会同云南省发展改革委、能源局在征求

各电力市场成员意见建议后，修订了《云南电力中长期交易实施细则》，制定了《云南省绿色电力交易实施细则》，现予以印发，请遵照执行。

特此通知。

- 附件：1.云南电力中长期交易实施细则
2.云南省绿色电力交易实施细则



国家能源局云南监管办公室



云南省发展和改革委员会



云南省能源局
2024年12月6日

(主动公开)

附件 1

云南电力中长期交易实施细则

第一章 总则

第一条 为规范电力中长期交易，依法维护电力经营主体的合法权益，推进云南电力市场体系建设，根据《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）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场运行基本规则》（发展改革委令 2024 年第 20 号）、《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）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 云南电力中长期交易遵循以下原则：

（一）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。

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

坚持更好发挥政府作用，保障有效竞争和市场秩序。

（三）绿色低碳。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，服务碳达峰、碳中和目标实现和新型电力系统建设。

（四）协同高效。云南电力中长期市场与南方区域中长期电能量交易跨省市场有序衔接，云南电力中长期市场与现货市场、辅助服务市场等有序衔接。

（五）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。

第三条 市场成员应尊重市场，严格遵守本细则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他经营主体的合法权益，未严格执行相关规则 and 规定导致的损失由经营主体自行承担。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第四条 执行政府定价的优先发电电量和基数电量（二者统称为计划电量）视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本实施细则。

第五条 本细则所称中长期交易是指具备批发交易资格的经营主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的以年度（多年）、月度（多月）、周（多周）、日（多日）等为时间周期的电能量批发交易。

第六条 本细则所称年、月、日均为自然年、自然月、

自然日，所称枯水期指每年 1—4 月、12 月，平水期指每年 5 月、11 月，汛期指每年 6—10 月，省级相关政府主管部门对枯平汛期时间有调整的，按最新要求执行。

第七条 国家能源局云南监管办公室（以下简称“云南能源监管办”）和云南省能源局根据职能依法履行云南电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第八条 本细则所称的电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含新型储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。储能企业、虚拟电厂等同时存在发用电特性的新型主体，可根据其自身的购售电需求作为用电企业或发电企业参与省内中长期市场的注册、交易、结算，相关要求可参照本细则和省内相关电力市场细则执行。

第九条 除特殊明确外，本细则所指电力交易机构均为昆明电力交易中心，电力调度机构均为云南电力调度控制中心。

第一节 权利与义务

第十条 发电企业的权利和义务：

（一）按照本实施细则参与电力交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算，在规定时间内可对结算结果

提出异议；

（二）获得公平的输电服务、电网接入服务和电力交易服务，按规定缴纳交易服务费，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）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

（四）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力用户的权利和义务：

（一）按照本实施细则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易所必需的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息；

（二）获得公平的输配电服务、电网接入服务和电力交易服务，按规定支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等，按规定缴纳交易服务费；

（三）依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务；

（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）遵守云南省能源局有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰避峰；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 售电公司的权利和义务：

（一）按照本实施细则参与电力市场化交易，提供增值服务，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务，可以采取多种方式通过电力市场购售电；

（二）按照信息披露相关规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求，获得电力交易、输配电服务和代理零售用户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担用户信息保密义务；

（三）获得电网企业的电费结算服务；

（四）可向用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用，具有配电网运营权的售电公司负责提供相应配电服务，按照政策或用户委托提供代理购电服务；

（五）受委托代理用户与电网企业的涉网事宜；

（六）按照国家有关规定，在电力交易平台或政府指定网站上公示公司资产、从业人员、场所、技术支持系统、经

营状况等信息、证明材料和信用承诺，依法及时对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（七）不得干涉用户自由选择售电公司的权利；

（八）按照可再生能源电力消纳责任权重有关规定，承担与年售电量相对应的可再生能源电力消纳量；

（九）同意电力交易机构对其公司及公司从业人员满足注册条件的信息、证明材料对外公示，以及对其持续满足注册条件开展的动态管理。

（十）可根据国家售电公司相关要求，开展电力市场保底售电业务，云南电力市场保底售电方案等具体要求由省级主管部门另行明确。

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电网企业的权利和义务：

（一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

（三）建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，并承担保密义务，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（五）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

（六）保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电供应，执行国家最新电价政策；单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线；

（七）向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

（八）按规定与售电公司签订结算协议，按协议与售电公司开展损益结算；

（九）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设；

（十）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力交易机构的权利和义务：

（一）参与拟定相应电力交易规则；

（二）向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务；

（三）坚持公平、公正、公开原则，按照规则组织电力市场交易，并负责交易合同的汇总管理，负责现货交易申报和信息发布；

（四）提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定收取交易服务费；

（五）建设、运营和维护电力市场化交易技术支持系统

(以下简称“电力交易平台”);

(六) 按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息, 承担保密义务; 提供信息发布平台, 为经营主体信息发布提供便利, 获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等; 制定信息披露标准格式, 及时开放数据接口;

(七) 配合云南能源监管办和云南省政府主管部门对市场规则进行分析评估, 提出修改建议;

(八) 监测和分析市场运行情况, 依法依规干预市场, 预防市场风险, 并及时向云南能源监管办、云南省能源局和云南省发展改革委报告;

(九) 对经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查;

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 电力调度机构的权利和义务:

(一) 组织电力现货交易, 负责安全校核、市场监测和风险防控;

(二) 按照调度规程实施电力调度, 负责系统实时平衡, 保障电网安全稳定运行;

(三) 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据, 配合电力交易机构履行市场运营职能;

(四) 合理安排电网运行方式, 保障电力交易结果的执

行（因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任），保障电力市场正常运行；

（五）按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务；

（六）开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向云南能源监管办、云南省能源局和云南省发展改革委报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 市场注册、变更与注销

第十六条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销及零售用户与售电公司业务关系确定等。

第十七条 电力交易机构具体负责电力市场注册管理工作。建设并运维电力交易平台市场注册业务功能，依法依规披露市场注册业务的相关信息。

第十八条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承

诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第十九条 市场注册基本条件：

（一）电网企业在电力交易机构履行相关注册手续后，为暂未直接从电力市场购电的工商业用户提供代理购电服务。

（二）发电企业、电力用户、售电公司、新型储能企业、虚拟电厂（含负荷聚合商）、分布式电源、电动汽车充电设施、智能微电网等经营主体按《电力市场注册基本规则》明确的条件办理市场注册业务。

（三）境外经营主体参与云南电力市场交易的，应满足所在国家（地区）和我国相关法律法规和政策规定，依法合规完成发/用电所需手续办理（具备政府批文、经营许可或完成云南电网发/用电系统接入等条件），可参照《电力市场注册基本规则》流程，向电力交易机构提交注册申请。

（四）当国家政策调整或者交易规则变化导致经营主体类型或进入电力市场基本条件发生变化时，按照全国统一标准进行调整。

第二十条 经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》

执行。

第二十一条 经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。经营主体如因注册信息不一致影响市场运行，由经营主体自行承担相关后果及影响。

第二十二条 电力交易机构收到经营主体提交的市场注册申请和注册材料后，在 5 个工作日内进行审查，必要时组织对经营主体进行现场核验。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第二十三条 市场注册审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示，注册手续直接生效。电网企业代理购电的工商业用户入市注册手续生效后，其所属各营销户号可参与市场交易的时间按代理购电有关规定执行；其余各类经营主体注册手续生效后，可参与交易标的为次月及以后的市场交易。

第二十四条 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，按要求报云南能源监管办和云南省能源局备案。

第二十五条 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册。办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电企业和售电公司的经营主体类别进行注册，新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方。

第二十六条 直接参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力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交易和零售交易。

参加市场化交易的电力用户，允许在合同期满的下一个年度，按照交易单元选择参加批发或者零售交易。其中，选择零售交易的，在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，双方在电力交易平台绑定确认后，电力交易机构不再受理新的绑定申请，电力用户全部电量通过该售电公司购买。

第二十七条 电力交易机构按照《电力市场注册基本规则》规范受理经营主体信息变更和市场注销有关工作。

第二十八条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。信息变更主要包含以下内容：

（一）经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换；

（二）公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等；

（三）电力业务许可证变更、延续等；

（四）发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（五）新型储能企业主体储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（六）售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等。

第二十九条 已经选择市场化交易的经营主体，原则上不得申请市场注销。有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件；

（四）经营主体所有机组关停退役的；

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

第三十条 电力交易机构可对经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报云南能源监管办和云南省能源局备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，售电公司退出市场，其所

有已签订但未履行的购售电合同可按照自主协商、公开竞价转让（拍卖）、保底售电、保底供电等流程进行处置。虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十一条 电力用户无正当理由转为电网企业代理购电的，用电价格按省级政府价格主管部门明确的价格政策执行。

第三十二条 交易机构应积极实现与电力调度机构电力调度自动化系统及电网企业营销、新型电力负荷管理系统的市场注册所需信息交互，提升经营主体市场注册业务便捷性。地方电力企业和配售电企业应配合做好计量、营销等技术支持系统与电力交易平台信息的互联互通，为地区经营主体的统一注册管理、交易和结算创造条件。

第三十三条 参与批发交易的经营主体，应当办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。参与零售交易的经营主体，应采用双因子身份鉴别等方式进行身份认证。

第三十四条 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

第三十五条 电网企业、发电企业、电力用户、配售电企业根据交易需求和调度管理关系在相应的电力交易机构办理注册手续。其中，售电公司工商注册地在云南省的，向电力交易机构办理注册手续，工商注册地不在云南省的，在

其他交易机构办理注册后，可将注册信息共享至电力交易机构，按照云南电力市场的准入条件和市场规则完善注册信息，无须重复注册。电力交易机构根据经营主体注册情况报送云南能源监管办、云南省能源局，并通过政府指定网站和电力交易机构网站向社会公布。

第三十六条 电力交易机构可根据市场发展情况，开展经营主体交易行为信用管理，组织交易行为信用评价。各类经营主体违反电力市场规则的行为，经电力市场运营机构核实，请示云南能源监管办、云南省能源局认定后，纳入云南电力市场交易行为信用管理。

第三章 交易品种和交易方式

第三十七条 云南电力中长期交易现阶段主要包括直接开展的电量交易和合同电量转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第三十八条 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能交易划分为年（多年）、月（多月）、周（多周）、日（多日）交易等周期。

第三十九条 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（包括省内市场化交易电量、跨省跨区框架协议计划电量和市场化电量、代理购电电量），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）。

第四十条 电能量交易是指发电企业、售电公司、批发

用户、电网企业（代理购电）和新型经营主体参与的直接开展的电能量交易。直接开展的电能量交易主要包括：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、电网企业代理购电交易电量及绿色电力交易。以上交易品种均纳入电力中长期交易管理范畴。

（一）优先发电计划电量是指国家指令性计划和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。

（二）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。

（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、新型主体的发电角色作为售电方，售电公司、批发用户、新型主体的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交易的电量。

（四）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，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，参照国家和云南省关于电网企业代理购电有关规定执行。

（五）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南方区域跨省中长期交易机制进行衔接。

（六）绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力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），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。具体要求按照绿色电力交易有关规则执行。

第四十一条 省内中长期交易与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。

第四十二条 省内中长期交易与跨省电力中长期交易衔接。云南省内经营主体的跨省中长期交易电量，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）根据云南省能源局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,按照云南省能源局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,并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。

第四十三条 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。

第四十四条 月度事前合同电量转让交易包括发电合同、用电合同电量转让。月度事前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。

（一）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。

（二）用电合同电量转让交易是指批发电力用户、售电公司之间，对已持有的用电合同进行相互转让的交易。用电合同是指批发电力用户、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。

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

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

第四十五条 电能量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易（集中撮合交易）、连续挂牌交易（滚动撮合交易）和挂牌交易三种形式。

第四十六条 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（或曲线分解参数）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。

第四十七条 集中交易包括集中竞价、连续挂牌（滚动撮合），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的时段确定。其中，集中交易 D1—D4 时段交易电量按照等比例原则分解至各时段，D5 时段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。

第四十八条 集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总经营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。集中竞价交易可采用边际出清或

高低匹配等价格形成机制。

（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 $\text{K1} \times \text{最后一个成交的购方申报价} + \text{K2} \times \text{最后一个成交的售方申报价}$ ，其中 $\text{K1} = \text{K2} = 0.5$ 。

（二）高低匹配出清规则

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 $\text{K1} \times \text{购方申报价} + \text{K2} \times \text{售方申报价}$ ，其中 $\text{K1} = \text{K2} = 0.5$ 。

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。

第四十九条 连续挂牌交易是指在规定的交易起止时间

内，经营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。连续挂牌交易规则：

（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 $K3=K4=0.5$ 。

第五十条 挂牌交易指经营主体通过电力交易平台，将需求电量（或分时电量曲线）或者可供电量（或分时电量曲线）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，由符合资格要求的经营主体提出接受该要约的申请。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。

第五十一条 除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报；发电权交易、合约转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

第五十二条 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或委托的企业和机构代理省内发电企业利用剩余输电容量进行跨区跨省交易；具备条件的发电企业也可直接进行跨区跨省交易，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。在满足省内用电和西电东送框架协议履行的前提下，鼓励省外的电网企业、电力用户和售电公司通过电力交易机构进行市场化购电。

第五十三条 充分发挥市场机制决定性作用，更好发挥政府作用，通过市场化机制合理疏导各类电源发电成本，建立完善电能量市场，做好中长期电力交易和云南省煤电容量电价机制衔接，根据市场发展情况，探索通过容量补偿机制、容量市场、稀缺电价等多种方式，保障电源成本回收和长期电力供应安全。

第五十四条 持续丰富交易品种，推动市场机制不断完善。强化与绿色电力交易衔接，以市场化方式引导绿色电力

消费。探索建立灵活调节、储能、应急等不同类型的电源参与电力市场机制，引导各种类型电源的投资建设。建立需求侧响应机制，充分挖掘各类经营主体响应潜力，共同保障电力供应安全。

第四章 价格机制

第五十五条 除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应当由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。鼓励计划电量采取市场化机制确定价格。

第五十六条 电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格均为上网侧的绝对价格（含税），包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第五十七条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上网电量超出其合同电量的部分，采用市场化机制确定价格。加强对必开机组组合和约束上电量的监管，保障公开、公平、公正。

新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

第五十八条 直接参与交易的用户侧用电价格由电能量价格、输配电价（含交叉补贴）、上网环节线损费用、系统运行费用（包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等）、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 and 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。

第五十九条 执行峰谷电价的用户范围、分时电价峰谷比例要求以及其他分时电价要求，根据国家及云南省级政府主管部门的分时电价政策执行。云南省电力市场的经营主体应签订分时段电力中长期合同，反映各时段价格，分时段交易和结算价格按照市场机制形成。具体参与分时段交易结算的用户范围由省级政府主管部门明确。

第六十条 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改革委、云南省能源局共同审定，应当避免政府不当干预。其中，燃煤发电交易价格浮动范围及相关要求按照国家及云南省有关规定执行。

第六十一条 清洁能源市场上调服务基准价。根据每日各个时段清洁能源市场中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清洁能源市场上调服务基准价 P_{0t} 清洁。分时段 P_{0t} 清洁计算公式为：

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

上式中， $Q_{j\text{双边协商},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的清洁能源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 时段的清洁能源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 时段的清洁能源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 时段的清洁能源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 时段的清洁能源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 时段的清洁能源连续挂牌交易成交价格； $Q_{j\text{挂牌},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的清洁能源挂牌交易成交电量， $P_{j\text{挂牌},t}$ 为批发交易用户 j 在 t 时段的清洁能源挂牌交易成交价格； $N_{\text{批发交易用户}}$ 为参与市场化交易的批发交易用户总数。

根据 $P_{0t\text{清洁}}$ 计算月度加权均价后可得到清洁能源市场月度上调服务基准价均值 P_0 。

第六十二条 清洁能源市场偏差电量基准价。根据每日各时段清洁能源市场的所有成交量价情况（含日交易），计算得到每日各时段的清洁能源市场偏差电量基准价 $P_{dt\text{清洁}}$ ，作为分时段偏差电量的结算价格。分时段 $P_{dt\text{清洁}}$ 计算公式为：

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

上式中，上标'表示批发交易用户在清洁能源市场中含日交易的所有成交量价情况。

根据 $P_{dt\text{清洁}}$ 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 。

第六十三条 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。燃煤发电市场 $P_{0\text{褐煤}}$ 、 $P_{0\text{烟煤无烟煤}}$ 、 $P_{0t\text{褐煤}}$ 、 $P_{0t\text{烟煤无烟煤}}$ 等相关价格可参照清洁能源市场计算。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均值 P_d 以月底最后一个工作日发布值为准，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，并报送云南能源监管办、云南省发展改革委和云南省能源局。

第五章 交易组织

第一节 总体原则

第六十四条 云南省能源局应当在每年 11 月底前确定并下达次年优先发电计划和基数电量。电力交易机构按照年度（多年）、月度、周（多周）、日（多日）的顺序组织开展电能交易。

第六十五条 云南电力市场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）以电力交易平台服务器接收到的申报信息为准。

第六十六条 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经营主体，促进供需平衡。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周（多周）交易和日（多日）交易双边中，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场次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。

第六十七条 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。电力交易机构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。

第六十八条 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、结算参考点（暂用用户侧统一结算点）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。

第六十九条 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。交易公告内容包括交易品种、经营主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、

其他准备信息等必要信息。具体内容及披露方式根据信息披露要求执行。

（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。按照交易规则，电力交易机构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。

（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。

第七十条 为应对清洁能源出力波动，防范市场风险，综合考虑来水预测、气象条件、网络安全约束、检修计划等因素，确定电厂发电能力，可作为发电企业后续申报和成交电量的合理性校验条件；综合考虑电网检修、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，可作为电力用户、售电公司后续申报和成交电量的合理性校验条件。发电能力和用电需求可按规则动态合理调整。

第七十一条 交易的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，确有必要的应当公开说明原因。

第七十二条 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。

第七十三条 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展中长期电力交易出清。

第七十四条 电力交易机构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经营主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，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经营主体给予提醒。各承担消纳责任的经营主体参与电力市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。电力交易机构可根据交易、结算等数据，对电力用户的可再生能源消纳责任完成情况、开展消纳责任的经营主体的消纳量账户设立、消纳量核算及转让（或交易）、消纳量监测统计工作。

第二节 年度（多年）交易

第七十五条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的分月的日分时电量。年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第七十六条 经营主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，需要在年度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。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，批发交易用户（含电网代理购电）只可作为市场合约买方参加交易。申报数据通过合理性校验后，电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第七十七条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，经营主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。年度集中交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，批发交易用户（含电网代理购电）只可作为市场合约买方参加交易。申报数据通过合理性校验后，电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第七十八条 在非现货运行期间，年度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。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。

第七十九条 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。

第三节 月度（多月）交易

第八十条 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。月度交易可通过双

边协商或者集中交易的方式开展。

第八十一条 经营主体经过双边协商形成的意向协议，需要在双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。月度（多月）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，批发交易用户（含电网代理购电）只可作为市场合约买方参加交易。申报数据通过合理性校验后，电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

（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。

（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。

第八十二条 采用集中交易方式开展月度交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。月度（多月）集中交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，批发交易用户（含电网代理购电）只可作为市场合约买方参加交易。申报数据通过合理性校验后，电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第八十三条 在非现货运行期间，月度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度

机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据市场规则组织进行交易削减和调整。

第八十四条 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。

第八十五条 电力交易机构应当根据经安全校核（现货运行期间不开展）后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，原则上于每月月底最后1个工作日前发布汇总后的月度交易结果。

第四节 月内（多日）交易

第八十六条 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。月内交易可通过双边协商或者集中交易方式开展。

第八十七条 周双边协商交易的标的为次周的日分时电量，以7天（若当月剩余天数不足7天的则次周至月底）为最小合同周期，可同时组织月内多周交易；日（多日）双边交易的标的为同一月内经营主体选择的首、末日之间的执行周期的日分时电量。周、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，此时各时段合约转让价格为出让方各时段已有合同的加权

均价。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，该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合约），并形成反向交易合约，反向交易的合约价格为清洁能源上调服务基准价。申报数据通过合理性校验后，电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第八十八条 月内集中交易中，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。周集中交易的标的为次周的日分时电量，以7天（若当月剩余天数不足7天的则次周至月底）为最小合同周期，可同时组织月内多周交易；日（多日）集中交易的标的为同一月内经营主体选择的首、末日之间的执行周期的日分时电量。周、日集中交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，批发交易用户（含电网代理购电）只可作为市场合约买方参加交易。申报数据通过合理性校验后，电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第八十九条 云南中长期批发市场中，定期开市的交易包括年度（多年）交易和月度（多月）交易；连续开市的交易包括日（多日）交易；周（多周）交易为不定期开市交易，根据市场经营主体需求视情况开展。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。

第九十条 电力交易机构分别汇总年（多年）、月（多月）、周（多周）、日（多日）交易每类交易的预成交电量，在非现货运行期间提交电力调度机构进行安全校核（现货运行期间按有关规定开展），并对校核完成后的交易结果进行汇总、发布。

第五节 交易约束条件

第九十一条 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。

第九十二条 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。

第九十三条 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，发电侧的月度净合同上限与经营主体的月度发电能力相挂钩，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。

第九十四条 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。

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、气象条件、新投增容等相关书面材料，经电力交易机构确认后生效。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或调减当月发电能力各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0.5亿千瓦时且超过自身上网电量3%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：

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

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

（三）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，具体计算公式为：

电厂月度净合同量上限=电厂月度发电能力。

电厂月度净合同量下限为 0。

第九十五条 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。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，可调整增加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与发电能力相同。

（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。

第九十六条 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）的净合同上限根据各日净合同量上限确定。

第九十七条 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。

第九十八条 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

×K，其中 K 暂取值为 1.1。

用户侧月度累计交易量上限=月度净合同量上限×K，其中 K 暂取值为 1.1。

电力交易机构实时发布经营主体月度累计交易量上限。

第九十九条 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。

第六节 交易申报数据合理性校验

第一百条 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。

第一百〇一条 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）。

第一百〇二条 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）。

第一百〇三条 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。

第一百〇四条 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。

第七节 偏差电量处理机制

第一百〇五条 允许发用双方在协商一致的前提下，在双边协商交易申报截止前进行动态调整。鼓励经营主体通过月内（多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

第一百〇六条 实际发用电结束后，根据经营主体的实际发用电情况，开展偏差电费结算。

第八节 电力零售交易

第一百〇七条 开展电力零售交易的售电公司和电力用户均需在电力交易机构注册并纳入经营主体目录。在做好结算风险防控措施的情况下，电网企业与售电公司自愿签订结算协议，约定双方结算有关事项。

第一百〇八条 电力零售交易主要以电力零售套餐的形

式组织开展，采用双边协商或者集中交易等方式组织开展。电力零售套餐成交后形成电力零售交易合同，售电公司和电力用户建立零售关系。

第一百〇九条 任何单位和个人不得干预电力用户自由选择售电公司的权利。在一个交易周期内，电力用户只能向一家售电公司购买电力零售套餐。成功购买电力零售套餐后，电力用户全部电量通过该售电公司购买。

第一百一十条 根据售电公司在批发市场与零售市场的交易情况，可采用售电公司履约保函（保险）管理机制，合理控制零售市场结算风险。

第一百一十一条 售电公司因政策调整等原因在批发交易中承担或分享的损益，按省级政府有关部门的政策执行。

第六章 安全校核

第一百一十二条 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。安全校核的主要内容包括：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制、电力电量平衡等内容。

第一百一十三条 跨境经营主体参与云南电力市场交易时，电力调度机构仅对调管范围内的联络线、电厂等开展安全校核。

第一百一十四条 电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发

布必开机组组合和发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修、新能源电厂典型日曲线等内容。

第一百一十五条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

其中，对于年度交易，应当在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照不低于关键通道可用输电容量的80%下达交易限额。

对于月度交易，应当在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照不低于关键通道可用输电容量的90%下达交易限额；发电设备利用率应当结合调峰调频需求制定，并向经营主体公开设备利用率。

对于月度内的交易，参考月度交易的限额制定方法，按照不低于关键通道可用输电容量的95%下达交易限额。

第一百一十六条 安全校核未通过时，由电力交易机构按规则进行交易削减。对于双边交易，可按照经营主体自行协商削减方案或时间优先、等比例等原则进行削减；对于集中交易，可按照价格优先或者时间优先原则进行削减，价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。交

易合同削减后，若经营主体双方一致同意转为结算合约模式，则安全校核部分的电量可转为结算合约，纳入合约电量电费结算。

第一百一十七条 电力交易机构按交易周期汇总全部预成交电量提交电力调度机构进行安全校核。

（一）年度（多年）交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的总预成交电量，提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。

（二）月度（多月）直接交易结束后，电力交易机构汇总次月每类交易的总预成交电量，提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。

（三）每月发电侧事前合约转让交易结束后，电力交易机构汇总发电企业事前合约转让交易的总预成交电量，提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在1个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核未通过的电量继续由合约出让方承接。

（四）周（多周）直接交易结束后，电力交易机构汇总次月每类交易的总预成交电量，提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。

（五）日交易结束后，电力交易机构汇总每类交易总预成交电量提交电力调度机构进行安全校核。原则上电力调度机

构应在当日 17:00 前返回安全校核结果，由电力交易机构发布。

第一百一十八条 安全校核未通过时，电力调度机构应给出未通过的具体原因。如预成交电量超过交易前电力调度机构提供的断面（设备）、路径可用输电容量，通道输电能力限制原因导致安全校核不通过的，电力调度机构可对该越限的断面（设备）、路径进行安全校核，明确需要削减的电量规模，由电力交易机构按等效装机容量等比例、通道充分利用的原则削减到具体电厂；其他原因导致的安全校核不通过的，电力调度机构应明确具体市场化电厂需要削减的电量规模。

第一百一十九条 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量、集中交易预成交量），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。年度、月度双边协商交易合同削减后，若经营主体双方一致同意转为结算合约模式，则安全校核部分的电量可转为结算合约，纳入合约电量电费结算。

第一百二十条 安全校核应当在规定的期限内完成。安

全校核未通过时，电力调度机构须出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第一百二十一条 经营主体对安全校核结果存在异议的，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，视为无异议。

第七章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第一百二十二条 各市场成员原则上应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

第一百二十三条 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第一百二十四条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第二节 优先发电合同

第一百二十五条 跨区跨省的政府间协议原则上在上一年度的11月底前预测和下达总体电力电量规模和分月计划，由购售双方签订相应的购售电合同。合同需约定年度电量规模以及分月计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、交易价格等，纳入优先发电计划，并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第一百二十六条 对于省内优先发电计划，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竞争的手段。

第一百二十七条 省内优先发电电量，原则上在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，约定年度电量规模以及分月计划、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。

第一百二十八条 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

第三节 合同执行

第一百二十九条 电力交易机构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

省内发电企业的月度发电计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。电力调度机构应当根据经安全校核后（现货运行期间不开展）的（含调整后的）发电计划以及清洁能源消纳需求、保电力供应安全要求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

第一百三十条 电力交易机构定期跟踪和公布月度（含多日交易调整后的）发电计划完成进度情况。经营主体对发电计划完成进度提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

第一百三十一条 全部合同约定交易曲线的，按照合同约定曲线形成次日发电计划；部分合同约定交易曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要，安排无交易曲线部分的发电曲线，与约定交易曲线的市场化交易合同共同形成次日发电计划。

第一百三十二条 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，事后向云南能源监管办、云南省能源局报告事件经过，并向经营主体进行相关信息披露。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第一百三十三条 电网企业应当根据市场运行需要为经营主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应

的变（线）损。电网企业应当在跨区跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，跨区跨省交易均应当明确其结算对应计量点。

第一百三十四条 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第一百三十五条 发电企业、跨区跨省交易送受端计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标识，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第一百三十六条 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，按照每台机组的实际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，可按照不同项目批次参考计量点、额定容量比例或事前电厂自行确定分解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。

第一百三十七条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将可用于结算的计量数据提交电力交易机构。执行分时结算的，电网企业应提供发电企业（机组）和电力用户的分时

计量数据，不具备分时计量条件的用户，用电曲线可按照年度公布的典型曲线分解方式形成。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第一百三十八条 电网企业应当为参与现货市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。计量装置满足经营主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

第二节 结算

第一百三十九条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据相关规则进行电费结算。其中，跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场成员出具结算依据。

第一百四十条 电网企业负责经营主体交易周期内实际电量的确认，按期向电力交易机构提供发电企业和电力用户交易周期内（月、日）实际电量。发电企业以交易周期内的实际上网电量作为计费依据；电力用户、售电公司以交易周期内的实际用电量作为计费依据，售电公司用电量为其全部签约零售用户用电量之和。

第一百四十一条 电网企业（含地方电网企业和配售电企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第一百四十二条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；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。经营主体可自行约定结算方式，未与电网企业签订委托代理结算协议的，电网企业不承担欠费风险。

第一百四十三条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及云南省有关规定进行结算。

第一百四十四条 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括但不限于以下内容：

（一）实际结算电量；

（二）各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）电量、电价和电费；

（三）偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余等信息；

（四）新机组调试电量、电价、电费；

（五）接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

第一百四十五条 经营主体因偏差电量引起的电费资金，暂由电网企业收取和支付，并应当在电费结算依据中单项列示。

第一百四十六条 发电企业结算基本原则：

（一）发电企业的中长期分时段结算按照小时为最小交易结算时段，对各类合同电量均按同一顺序进行结算，采用

“日清月结”的结算模式，按照“中长期合约照付不议，事后偏差结算”的原则开展结算。现货运行期间，则按照现货规则明确的三部制结算原则等开展现货结算。

(二) 发电企业偏差电量指发电企业的超发或者少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。

超发电量结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times R1$ 。 $R1$ 为发电侧超发电量惩罚系数， $R1=1$ 。

少发电量结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times R2$ 。 $R2$ 为发电侧少发电量惩罚系数， $R2=1$ 。

第一百四十七条 批发交易用户（包括电力用户、售电公司）结算基本原则：

(一) 批发交易用户的中长期分时段结算按照小时为最小交易结算时段，对各类合同电量均按同一顺序进行结算，采用“日清月结”的结算模式，按照“中长期合约照付不议，事后偏差结算”的原则开展结算。现货运行期间，则按照现货规则明确的三部制结算原则等开展现货结算。

(二) 批发交易用户偏差电量分为超用电量 and 少用电量，超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。

批发交易用户偏差电量=用户实际网供电量—（各类交易合同购入电量—各类交易合同售出电量）。

超用电量的结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times U1$ 。 $U1$ 为用户侧超用电量惩罚系数， $U1=1$ 。

少用电量的结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times U2$ 。 $U2$ 为用

户侧少用电量惩罚系数， $U_2=1$ 。

当售电公司所有签约用户月度实际总用量偏离售电公司月度交易计划时，售电公司承担偏差电量电费。

当电网企业与售电公司签订结算协议后，电力交易机构根据售电公司与电网企业签订的结算协议向售电公司出具结算依据，电网企业根据结算依据与售电公司进行结算。

第一百四十八条 电力零售用户以户号为单位进行结算，根据售电公司与零售用户在电力交易机构备案生效的协议向零售用户出具结算依据。

第一百四十九条 电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响应，由此产生的偏差电量，由电力用户自行承担。

第一百五十条 拥有配电网运营权的售电公司，与省级电网企业进行电费结算，并按照政府价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百五十一条 电力调度机构应当对结算周期内发电企业的偏差电量进行记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。在发电企业实际上网电量基础上，扣除各类合同电量、偏差电量、调度认定免责少发电量后，视为发电企业的上下调电量。发电企业的上下调电量，按照其申报价格结算。

第一百五十二条 风电、光伏发电企业的电费按照当月实际上网电量以及政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。

第一百五十三条 市场化交易结算工作原则上应在次月

中旬完成，经营主体可通过电力交易平台查询相关结算数据。

第一百五十四条 现货市场运行期间可采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

第一百五十五条 现货结算期间采用三部制结算原则等开展电能电费结算，中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。

第一百五十六条 交易机构出具经营主体市场化结算依据，市场化结算依据包括现货电能量电费、中长期合同电费（包括双边合同、政府授权合约等）、不平衡费用等。电网企业汇总交易机构出具的市场化结算依据后形成结算账单，结算账单内容包括结算依据、汇总表及其他适用的附加项目。向用户侧主体收取电费的结算账单应包括电能量费用、输配电价、线损电费、系统运行费、政府性基金及附加等。向发电侧主体支付电费的结算账单应包括电能量费用（包括现货和中长期交易的电能量电费）、系统运行费、相关成本补偿费用等。市场化结算依据、结算账单发布主体负责向经营主体解释各项费用的构成。

第一百五十七条 结算的具体流程及执行方式按照云南省电力市场结算相关细则执行。

第九章 信息披露

第一百五十八条 本实施细则所称信息披露主体包括发

电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体、电网企业和市场运营机构。

第一百五十九条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

第一百六十条 信息披露主体应严格按照本细则要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责，不得有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。

第一百六十一条 云南电力市场相关的具体信息披露流程及执行方式，按照国家电力市场信息披露基本规则要求执行。

第一百六十二条 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，为信息披露主体创造良好的信息披露条件，做好云南能源监管办、政府相关部门、市场经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。电力交易机构提供省内统一的信息披露标准数据格式，在保障信息安全的前提下提供数据接口服务。

第一百六十三条 信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露应披露的信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于2年。信息披露应以结构化数据为主，非结构化信息采用PDF等文件格式。

第一百六十四条 电力交易机构主要通过信息披露平台披露电力市场相关信息，在确保信息安全基础上，按信息公开范围要求，可同时通过信息发布会，交易机构官方公众号

等渠道发布。

第一百六十五条 电力市场信息根据国家电力市场信息披露基本规则明确的职责分工开展披露。按照年、季、月、周、日等周期开展披露。

第一百六十六条 涉及云南省业务的信息披露主体应以法人为主体在云南的信息披露平台披露其对应省份信息，根据信息披露需要也可披露其他省份信息。

第一百六十七条 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，电力交易机构根据本细则规定要求相关信息披露主体予以解释及配合。

第一百六十八条 电力交易机构负责云南省内电力市场信息披露的实施。涉及区域电力现货市场的信息披露按南方区域电力市场信息披露有关细则执行。

第一百六十九条 为保障云南电力市场的稳定运行，不断提高市场运营机构的市场运营管理、监测、分析能力，防范市场运行风险，应不断健全电力交易机构和电力调度机构信息交换机制，电力调度机构按照信息披露要求，向电力交易机构准确及时提供市场交易需要的可公开数据。电力调度机构和电力交易机构之间，应通过技术支持手段、业务协同机制等方式，做好电力交易信息、发电运行信息、电网运行信息、运行方式安排等信息数据的全面、及时互通，双方应相互做好信息管理和保密等措施，避免超范围向经营主体公布有关保密信息、市场交易特定信息。

第一百七十条 市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。公众信息是指向社会公众披露的信息；公开信息是指向有关市场成员披露的信息；特定信息是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第一百七十一条 信息披露主体相关的信息披露内容等各项具体要求，按照国家及云南省内电力市场信息披露相关规则及文件执行。

第十章 市场监管和风险控制

第一百七十二条 云南能源监管办依法依规制定和完善云南电力市场监管实施办法或相关指引，持续加强电力市场科学监管，规范电力市场行为，指导云南电力市场管理委员会建立市场自律监督工作机制，共同维护良好的市场秩序。建立健全交易机构专业化监管制度，积极引入第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第一百七十三条 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，可进行市场内部曝光，依据《电力监管条例》等规定依法依规处理。

第一百七十四条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责。根据云南能源监管办的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，确保数据和信息传输安全可靠。按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险控制措施，

加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向云南能源监管办、云南省发展改革委和云南省能源局提交市场监控分析报告。

第一百七十五条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

（一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；

（二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；

（四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；

（五）云南能源监管办、云南省发展改革委和云南省能源局作出暂停市场交易决定的；

（六）市场发生其他严重异常情况的。

第一百七十六条 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向云南能源监管办、云南省发展改革委和云南省能源局备案。

第一百七十七条 电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交云南能源监管办和云南省能源局调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十一章 附则

第一百七十八条 云南能源监管办可以根据国家电力体

制改革政策、云南省电力市场建设进程及电力运行相关情况会同云南省发展改革委、云南省能源局对本实施细则进行修订，调整和优化相关条款。修订程序为：

（一）由电力交易机构按照市场运行情况和市场成员建议提出修订意见；

（二）云南电力市场管理委员会组织市场成员研究讨论；

（三）云南电力市场管理委员会报送云南能源监管办，由云南能源监管办会同云南省发展改革委、云南省能源局进行修订。

第一百七十九条 本实施细则自发布之日起施行，有效期2年。原有的云南电力中长期交易实施细则、云南电力市场交易组织管理办法、现货市场环境下的云南电力市场中长期电能量交易实施细则（试运行1.0版）、云南电力市场信息披露管理办法、云南电力市场信息披露管理实施细则（试运行1.0版）以及云南电力市场准入与退出管理办法不再执行。

第一百八十条 本实施细则由国家能源局云南监管办公室负责解释。

第一百八十一条 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. 基数电量。指计划电量或非市场电量，是指上网电量中执行国家批复电价的电量。

3. 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。

4. 交易单元。指经营主体参加中长期各交易品种的基本单位。

5. 合同周期。指合同的起止时间，以日历日为基本单位。

6. 合同电量。指经营主体在中长期市场中所成交的市场化合同电量。

7. 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。

8. 交易价格。指经营主体在参加电力中长期交易时成交的电能量价格。

9. 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。

10. 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。

11. 结算参考点。指经营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。

12. 净合同电量上下限。指经营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。

13. 累计合同电量上下限。指经营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。

14. 可申报电量上下限。指经营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。

15. 交易平台。指电力交易平台。

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
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

附件 2

云南省绿色电力交易实施细则

第一章 总则

第一条 为深入贯彻党中央、国务院关于碳达峰碳中和的战略部署，进一步落实《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）、《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号）、《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）、《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿色电力交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75号）等文件要求，服务新型能源体系和新型电力系统建设，引导绿色电力消费，加快绿色能源发展，结合云南电力市场实际，制定本细则。

第二条 本细则所称绿色电力、可再生能源绿色电力证书、绿色电力交易按以下定义。

（一）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生产的全部电量。

（二）可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）是指国家能源局对符合条件的可再生能源电量核发具有唯一代码标识的凭证，作为可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证，1个绿证对应1000千瓦时可再生能源电量。

（三）绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力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绿证，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期，参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、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。

第三条 本细则适用于开展2025年度及之后的云南省内绿色电力交易。

第二章 市场成员

第四条 云南省绿色电力交易的市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。

第五条 发电企业范围为云南电力市场已注册，满足绿证核发条件的可再生能源发电企业。根据绿证类型，发电企业分为两类：核发可交易绿证的可再生能源发电企业；暂不核发可交易绿证，相应的绿证随电量直接无偿划转的2023年1月1日（不含）

之前投产的存量常规水电。

第六条 电力用户为直接参与交易的市场化用户。

第七条 售电公司为云南电力市场注册的售电公司。

第八条 电网企业应为绿色电力交易提供公平的报装、计量、抄表、结算和收费等服务。电网企业对享受国家可再生能源补贴的绿电项目参与绿色电力交易所产生的溢价收益，按相关规定做好参与电力市场交易补贴项目绿证收益的补贴扣减。

第九条 昆明电力交易中心负责组织开展云南省绿色电力交易，向广州电力交易中心提供绿色电力交易相关数据，配合做好绿证核发、划转工作。

第十条 电力调度机构在确保电网安全的前提下，提供安全约束条件，开展安全校核，合理安排运行方式，执行绿色电力交易结果。

第三章 注册登记

第十一条 已注册的售电公司和电力用户可直接参与绿色电力交易，不需要提供额外的注册信息。

第十二条 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，包括存量常规水电在内的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，存量常规水电项目与交易单元的对应关系主要用于开展电力交易溯源。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。市场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。

第十三条 落实绿证全覆盖等工作部署，鼓励可再生能源项目加快提升建档立卡比例，进一步加强行业精细化管理和服务，支撑绿色电力证书核发和交易等工作，充分发挥云南绿电价值。

第四章 交易组织

第一节 基本要求

第十四条 参与绿色电力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，按照省内相关电力市场细则执行。

第十五条 交易单元。市场初期，可再生能源发电企业以厂（交易电厂）为交易单元参与绿色电力交易；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色电力交易，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色电力交易；售电公司以公司为交易单元参与绿色电力交易。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色电力交易。

第十六条 根据交易对象的差异，绿色电力交易可分为批发侧绿色电力交易和零售侧绿色电力交易。

（一）批发侧绿色电力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色电力交易。

（二）零售侧绿色电力交易指零售用户与售电公司之间开展的绿色电力交易。

第二节 批发侧绿色电力交易

第十七条 云南绿色电力交易现阶段主要包括直接交易和事前合同转让交易。

第十八条 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。

第十九条 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色电力交易。

第二十条 事前合同转让交易包括发电合同、用电合同转让，绿证部分随电能量部分一并转让。

(一)发电合同转让交易是指可参与绿色电力交易的发电企业之间，对已持有的绿色电力交易合同进行相互转让的交易。其中，同一发电企业成交多笔绿色电力交易合同的，各笔绿色电力交易合同的出让电量，按照该笔绿色电力交易合同电量占该发电企业当月所有可出让绿色电力交易电量的比例，乘以该发电企业总出让绿色电力交易电量确定，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其所有转让成功的绿色电力交易电量的加权平均价；绿证部分的出让价格为对应出让绿色电力交易合同的绿证价格。发电企业受让电量不得超过其剩余发电能力。

(二)用电合同转让交易是指批发用户、售电公司之间，对已持有的绿色电力交易合同进行相互转让的交易。其中，同一批发用户、售电公司成交多笔绿色电力交易合同的，各笔绿色电力交易合同的出让电量，按照该笔绿色电力交易合同电量占该批发用户、售电公司当月所有可出让绿色电力交易电量的比例，乘以该批发用户、售电公司总出让绿色电力交易电量确定，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其所有转让成功的绿色电力交易电量的加权平均价；绿证部分的出让价格为对应出让绿色电力交易合同的绿证价格。用电侧受让电量不得超过其剩余用电需求。

（三）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。

（四）事前合同转让其他事项按照省内相关电力市场细则要求执行。

第二十一条 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。

（一）双边协商交易

市场主体之间自主协商交易标的数量、价格等交易初步意向，在绿电双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台进行申报确认。申报数据经过合理性校验后，形成绿电双边交易预成交结果。交易双方可在规定时间内对绿电双边交易合同的电能量价格和绿证价格进行调整，由一方填报经双方协商一致，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。

（二）挂牌交易

市场主体通过电力交易平台，将需求绿电电量或者可供绿电电量的数量和价格（电能量价格、绿证价格）等信息对外发布要约，由另一方市场主体提出接受该要约的申请。挂牌交易规则：

1. 挂牌方申报挂牌电量、挂牌电能量价格、挂牌绿证价格。
2. 摘牌方根据挂牌信息，申报摘牌电量。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，挂牌电量按等比例匹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，摘牌电量按等比例匹配挂牌电量进行成交。

3. 成交价格为挂牌价格（挂牌电能量价格、挂牌绿证价格）。现阶段采用卖方挂牌，买方摘牌的方式组织交易。

第二十二条 交易申报

（一）核发可交易绿证的可再生能源发电企业的绿色电力交易结算结果用于支撑绿证划转。存量常规水电按照省内相关电力市场细则要求及交易流程参与中长期交易，并据此开展电力交易溯源明确存量常规水电的电量流向，用于支撑存量常规水电绿证划转。

（二）参与交易的主体应在申报绿色电力交易电量的同时，分别申报绿色电力的电能量价格、绿证价格。

（三）绿证价格申报的最小单位为 0.01 元/MWh。核发可交易绿证的发电企业绿证价格申报值不小于零。

（四）交易电量、电能量价格等其他申报要求按照省内相关电力市场细则执行。

第二十三条 申报数据合理性校验。批发侧绿色电力交易与其他中长期电力交易共用上限，具体要求按照省内相关电力市场

细则执行。

第二十四条 安全校核。电力交易机构在电力调度机构提供的安全约束条件下依据规则出清，形成无约束交易结果，提交至电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在规定时限内返回安全校核结果，电力交易机构根据安全校核结果发布交易结果。经营主体对交易结果有异议的，应在规定时间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负责解释。

第二十五条 除年度双边交易外，各类绿色电力交易不再另行签订合同，以交易正式结果作为结算依据。

第三节 零售侧绿色电力交易

第二十六条 零售侧绿色电力交易通过零售用户向售电公司购买绿色电力零售套餐的方式开展。

第二十七条 相较于普通的电力零售套餐，绿色电力零售套餐的套餐参数增加绿电类型、绿色电力交易电量、绿证价格、是否允许售电公司确认溯源结果。

（一）绿电类型。现阶段，可选绿电类型包括“其他水电”（除存量常规水电外的其他水电）、“风电”“光伏”。后续若其他类型绿电，如“生物质发电”“地热能发电”等进入市场，经电力交易机构公告后，可选绿电类型相应增加。

（二）绿色电力交易电量。分别约定“其他水电”“风电”

“光伏”等各类型绿电的电量，绿电电量通过交易周期内实际用电量的一定比例的方式明确。比例最小单位为 1%，分别约定“其他水电”“风电”“光伏”等各类型绿电的比例，绿电类型可多选，各约定比例不大于 100%，不小于 0，且所有比例加总不大于 100%。

（三）绿证价格。申报值不小于零，最小单位为 0.01 元/MWh。

（四）是否允许售电公司确认溯源结果。若零售用户选择“是”，则在零售市场溯源过程中，售电公司可以调整并确认该零售用户的溯源结果，无需零售用户确认；若零售用户选择“否”，则售电公司调整溯源结果后，需经零售用户确认后才生效。

第二十八条 绿色电力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，交易流程按省内相关电力市场细则有关规定执行。

第二十九条 绿色电力交易零售匹配。售电公司在批发侧绿色电力交易后，需根据绿色电力零售合同约定，将常规批发侧绿色电力交易结果（含“其他水电”“风电”“光伏”等核发可交易绿证的各类发电企业的交易结果）匹配给零售用户。

第三十条 匹配遵循如下要求：

电力交易机构在交割月结束后、绿色电力交易结算前组织零售匹配，具体以电力交易机构的交易公告信息为准。匹配由售电公司依据绿色电力零售套餐约定开展，无需用户确认。

(一) 交易电量匹配

售电公司按照营销户号，将交易合同逐笔匹配给签订了绿色电力零售套餐的零售用户，匹配满足：

$$\sum_{k=1}^L g_{k \text{其他水电匹配}} \leq G_{\text{其他水电合同}}$$

$$\sum_{k=1}^L g_{k \text{风电匹配}} \leq G_{\text{风电合同}}$$

$$\sum_{k=1}^L g_{k \text{光伏匹配}} \leq G_{\text{光伏合同}}$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^{N_{\text{其他水电}}} g_{k,i \text{其他水电}} \leq Q_k \times \varepsilon_{k \text{其他水电}}$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^{N_{\text{风电}}} g_{k,i \text{风电}} \leq Q_k \times \varepsilon_{k \text{风电}}$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^{N_{\text{光伏}}} g_{k,i \text{光伏}} \leq Q_k \times \varepsilon_{k \text{光伏}}$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{其他水电}}} g_{k,i \text{其他水电}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{风电}}} g_{k,i \text{风电}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{光伏}}} g_{k,i \text{光伏}} \leq Q_k$$

$$p_{k \text{其他水电匹配}} \leq p_{k \text{其他水电约定}}$$

$$p_{k\text{风电匹配}} \leq p_{k\text{风电约定}}$$

$$p_{k\text{光伏匹配}} \leq p_{k\text{光伏约定}}$$

公式中， L 为售电公司零售用户数量； $g_{k\text{其他水电匹配}}$ 为售电公司匹配给零售用户 k 的其他水电绿色电力交易电量； $G_{\text{其他水电合同}}$ 为售电公司在批发侧成交的其他水电绿色电力交易电量； $g_{k\text{风电匹配}}$ 为售电公司匹配给零售用户 k 的风电绿色电力交易电量； $G_{\text{风电合同}}$ 为售电公司在批发侧成交的风电绿色电力交易电量； $g_{k\text{光伏匹配}}$ 为售电公司匹配给零售用户 k 的光伏绿色电力交易电量； $G_{\text{光伏合同}}$ 为售电公司在批发侧成交的光伏绿色电力交易电量； $N_{\text{其他水电}}$ 为售电公司向零售用户匹配的其他水电绿色电力交易合同数量； $g_{k,i\text{其他水电}}$ 为匹配给零售用户 k 的第 i 笔其他水电绿色电力交易电量； $N_{\text{风电}}$ 为售电公司向零售用户匹配的风电绿色电力交易合同数量； $g_{k,i\text{风电}}$ 为匹配给零售用户 k 的第 i 笔风电绿色电力交易电量； $N_{\text{光伏}}$ 为售电公司向零售用户匹配的光伏绿色电力交易合同数量； $g_{k,i\text{光伏}}$ 为匹配给零售用户 k 的第 i 笔光伏绿色电力交易电量； Q_k 为零售用户 k 的实际用电量，在每月零售用户结算前锁定，不随后续因零售用户抄表、计量差错等原因导致的电量差错引起的差错清算而调整； $\varepsilon_{k\text{其他水电}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的其他水电绿色电力交易电量占其实际用电量的比例； $\varepsilon_{k\text{风电}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的风电绿色电力交

易电量占其实际用电量的比例； $\varepsilon_{k \text{ 光伏}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的光伏绿色电力交易电量占其实际用电量的比例。

$p_{k \text{ 其他水电匹配}}$ 为售电公司向零售用户 k 匹配的其他水电绿证价格；

$p_{k \text{ 其他水电约定}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的其他水电绿证价格；

$p_{k \text{ 风电匹配}}$ 为售电公司向零售用户 k 匹配的风电绿证价格；

$p_{k \text{ 风电约定}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的风电绿证价格；

$p_{k \text{ 光伏匹配}}$ 为售电公司向零售用户 k 匹配的光伏绿证价格；

$p_{k \text{ 光伏约定}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的光伏绿证价格。

若售电公司未按时匹配，则该售电公司的零售用户的其他水电、风电、光伏的绿色电力交易匹配电量均为 0。

（二）绿证价格匹配

绿色电力零售套餐约定绿证价格为上限价格，最终匹配给用户的绿证价格以交易电量匹配中售电公司与对应发电企业交易合同的绿证价格为准。

第三十一条 零售侧绿色电力交易匹配结果仅用于零售用户匹配电源属性判断以及绿证部分结算，零售用户电能量部分结算按照省内相关电力市场细则执行。

第五章 交易执行

第三十二条 云南省绿色电力交易合同通过电子合同的方式签订。电力交易机构通过电力交易平台出具的入市协议、交易公

告、交易结果等视同为电子合同。

第三十三条 绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分，在现货市场运行期间，绿色电力交易的电能量部分按照省内相关电力市场细则开展结算。

第六章 结算

第三十四条 绿色电力交易结算按照“月结月清”的原则开展，绿色电力交易结算包含电能量部分结算和绿证部分结算，两部分结算同步开展。电能量部分结算按照省内相关电力市场细则执行，绿证部分结算按照本实施细则执行。

第三十五条 绿色电力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证部分结算费用；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。

（一）绿证部分结算

发电企业、批发用户、零售用户绿证部分结算费用 $f_{\text{绿证价格}}$ 为：

$$f_{\text{绿证价格}} = \sum_{i=1}^M p_{i\text{绿证价格}} \times q_{i\text{绿电结算}}$$

其中， $p_{i\text{绿电价格}}$ 为市场主体当月第*i*笔绿色电力交易约定的绿证价格，批发用户为其自行参与的绿色电力交易的绿证价格，零售用户为售电公司向其匹配的批发侧绿色电力交易的绿证价格，

$p_{i\text{绿电价格}}$ 含月度绿色电力交易和日前绿色电力交易；M 为市场主体当月参与绿色电力交易的笔数； $q_{i\text{绿电结算}}$ 为第 i 笔绿色电力交易绿证部分的结算电量， $q_{i\text{绿电结算}}$ 按第 i 笔合同的电力用户的实际匹配用电量、发电企业的实际匹配上网电量以及双方之间的合同电量三者取小确定。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 笔绿色电力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色电力交易电量比例，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 笔绿色电力交易对应的发电企业实际匹配上网电量，按照该笔交易电量占该发电企业当月总绿色电力交易电量比例乘以该发电企业总上网电量确定，以兆瓦时为单位取整数； $q_{i\text{绿电合约}}$ 为第 i 笔绿色电力交易的交易电量，批发用户为其自行参与的绿色电力交易，零售用户为售电公司向其匹配的绿色电力交易，均以兆瓦时为单位取整数。跨省跨区绿色电力交易的绿证部分结算与省内绿色电力交易的绿证部分结算优先级相同，按照结算时跨省跨区、省内绿色电力交易电量各自占比计算应匹配的用电量或上网电量。

（二）其他要求

1. 绿证部分结算以电力用户、发电企业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。因计量差错导致的绿证部分结算调整，根据国家有关规定另行明确。

2. 平价（低价）可再生能源项目参与绿色电力交易，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色电力交易时，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，参与绿色电力交易的全部收益归发电企业所有。

3. 电力交易机构应向市场主体出具绿色电力交易结算依据，包含以下内容：

- (1) 电能量部分结算电量、价格、结算费用；
- (2) 绿证部分结算电量、价格、结算费用；
- (3) 电能量部分偏差结算费用。

第三十六条 结算流程

(1) 电能量部分结算：按照省内相关电力市场细则要求开展结算。

(2) 绿证部分结算：冻结电量后3个工作日，获取绿色电力交易信息（发电企业、批发用户、零售用户），合同双方发用电量信息，按照绿证部分结算规则核算，并推送至电网营销系统并入电费进行后续资金结算。

(3) 电厂侧发电项目绿色电力交易匹配

核发可交易绿证的可再生能源发电企业，按照电力交易机构公告，发电企业需根据发电企业交易单元与发电项目的映射关系，结合各发电项目的实际上网电量情况，将同一交易单元结算的每笔绿色电力交易结算电量、电费匹配至各发电项目（发电企业、电力用户的结算对应关系应与交易对应关系保持一致），匹配电量不超过发电项目的上网电量。

具备条件后，可由电网企业直接将可再生能源发电企业营销档案与发电项目之间的映射关系、各发电项目的上网电量数据提供给电力交易机构。电力交易机构将同一交易单元结算的每笔绿色电力交易结算电量按照从大到小的顺序排序，交易单元映射各发电项目按照上网电量从大到小的顺序排序，按照排序依次匹配，直至排在最后的那笔绿色电力交易结算电量匹配完成，形成发电项目与电力用户的绿色电力交易结算结果。

发电企业对匹配的正确性负责，若因发电企业匹配等原因导致电力用户无法获得绿证，发电企业应将对应绿证价格费用退还电力用户，并根据双方合同约定给予交易对手方相应补偿。

第三十七条 绿证价格不参与输配电损耗计算，不执行峰谷分时电价政策。输配电价格、政府性基金及附加依据国家有关规定、相关市场规则执行。

第七章 存量常规水电绿证划转

第三十八条 依据《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号），对存量常规水电，暂不核发可交易绿证，相应的绿证随电量直接无偿划转。按照国家有关文件规定，通过电力交易溯源，明确存量常规水电项目的电量流向，作为已建档立卡的存量常规水电绿证划转的依据。

第三十九条 电力交易溯源。原则上电力交易机构每年上半年基于上一年度的电力交易合同、结算依据等，对各类型发电、各类型用电进行全量溯源，经电力交易机构公告后，溯源安排可相应调整。本细则印发前历史年度的电力交易溯源按需开展。现阶段，以月度为周期开展溯源，条件成熟后进一步探索将溯源周期调整为小时。电力交易溯源分为批发市场溯源和零售市场溯源。

第四十条 批发市场溯源

（一）合同溯源

1. 合同溯源类型。在发电侧，将优先发电整体作为一个单位进行溯源，其他发电上网电量以电厂为单位进行溯源。在用电侧，以跨省跨区受端省份为单位进行溯源，优先用电和代购电整体作为一个单位进行溯源，省内市场化部分以批发交易用户为单位进行溯源。用于溯源的交易合同具体分为以下几种类型：

（1）市场化电厂与批发交易用户的各类批发交易合同。根

据交易出清规则能够确定购售双方匹配关系的，按照出清结果形成购售双方的对应关系以及对应匹配电量明确的合同，支撑后续溯源。交易出清规则不能确定购售双方匹配关系的，首先计算售方出清的电源成分（存量常规水电、其他水电、风电、光伏、煤电）及占比。购方出清电量与各类电源成分占比相乘得到购方应匹配的存量常规水电电量、其他水电电量、风电电量、光伏电量、煤电电量。按照存量常规水电、其他水电、风电、光伏、煤电五种类型，分别在售方、购方按电量从大到小的顺序排序，以匹配购方电量为目标，按照排序依次匹配，直至排在最后一位的购方匹配完成，形成购售双方的对应关系以及对应匹配电量明确的合同，支撑后续溯源。

合约转让交易、合同转让交易，由受让方按照出让方各笔可转让合同的电量占全部可转让合同的电量的比重，与转让电量的乘积进行承接。

2024年及之前按照《云南电力市场燃煤发电交易实施办法》开展的煤电—清洁能源电量置换交易，根据置换结果，对批发交易用户的燃煤电量合同、清洁能源电量合同进行调整。煤电电量换出方等比例承接清洁能源电量换出方的各笔清洁能源电量合同，清洁能源电量换出方等比例承接煤电电量换出方的各笔煤电电量合同。

(2) 市场化电厂的跨省跨区合同（含框架协议、市场化交易等各类分解到具体发电企业的电量）。

(3) 市场化电厂保障优先用电和代购电的合同。若优先发电上网电量 < (优先用户用电量+代购电用电量)，则溯源使用的清洁能源合同电量为电网企业成交的每笔电量与

$$\frac{\min(\sum \text{电网企业成交电量}, \text{优先用户用电量} + \text{代购电用电量} - \text{优先发电上网电量} - \sum \text{代购电用户应承担的燃煤电量} - \sum \text{优先认购交易结算电量})}{\sum \text{电网企业成交电量}}$$
的乘积；煤

电电量取代购电用户实际应承担的煤电电量合计值；绿色电力交易电量取优先用户、代购电用户优先认购交易结算电量的合计值。

若优先发电上网电量 \geq (优先用户用电量+代购电用电量)，则溯源使用的合同电量为 0。

(4) 优先发电整体与优先用电和代购电整体的合同，合同电量通过优先发电上网电量，与优先用户用电量和代购电用电量的合计值取小得到。

(5) 优先发电整体的跨省跨区合同，根据相应年度的云南电网优先发电计划安排、省内市场化交易规则等分解得到。

2. 合同溯源顺序。合同溯源按照煤电溯源、绿色电力交易溯源、存量常规水电交易溯源、其他清洁能源交易（主要指其他水电、风电、光伏等的清洁能源市场交易电量）溯源的顺序依次进行。

（1）煤电溯源

根据各用电侧主体的煤电电量、各用电侧主体用电量（跨省跨区受端省份为实际送出电量，下同）扣减绿色电力交易结算电量后的剩余电量二者取小得到煤电溯源电量。其中，售电公司实际应承担的煤电电量为其代理的全部零售用户实际应承担煤电电量的合计值。

（2）绿色电力交易溯源

绿色电力交易溯源电量等于绿色电力交易结算电量。

（3）存量常规水电交易溯源

在发电侧，通过各笔存量常规水电交易合同电量占发电企业全部存量常规水电合同电量的比重，与发电企业上网电量相乘得到各笔合同匹配的上网电量。

在用电侧，通过各笔存量常规水电交易合同电量占用电侧主体全部存量常规水电合同电量的比重，与用电侧主体用电量扣减煤电溯源电量、绿色电力交易溯源电量后的剩余电量相乘得到各笔合同匹配的用电量。

根据合同电量、合同匹配的上网电量、合同匹配的用电量三者取小得到各笔存量常规水电交易合同的溯源电量。

（4）其他清洁能源交易溯源

在发电侧，通过各笔其他清洁能源交易合同电量占发电企业

全部其他清洁能源交易合同电量的比重，与发电企业上网电量扣减绿色电力交易溯源后的剩余电量相乘，得到各笔合同匹配的上网电量。

在用电侧，通过各笔其他清洁能源交易合同电量占用电侧主体全部其他清洁能源交易合同电量的比重，与用电侧主体用电量扣减煤电溯源电量、绿色电力交易溯源电量、存量常规水电交易溯源电量后的剩余电量相乘得到各笔合同匹配的用电量。

根据合同电量、合同匹配的上网电量、合同匹配的用电量三者取小得到各笔其他清洁能源交易合同的溯源电量。

(5) 非全月现货的月份，跨省跨区框架协议电量作为其他合同溯源的边界。

(二) 平衡溯源

合同溯源后未被溯源的剩余上网电量和用电量，通过事后的平衡溯源明确对应匹配关系和匹配电量。发电侧，省内水火风光各类型发电企业上网电量扣减合同溯源电量后的剩余电量纳入平衡溯源。用电侧，各类用电侧主体用电量扣减合同溯源电量后的剩余电量纳入平衡溯源。

首先计算发电侧剩余电量中的电源成分（存量常规水电、其他水电、风电、光伏、煤电）及占比。各用电侧主体剩余电量与各类电源成分占比相乘得到各用电侧主体应匹配的存量常规水

电电量、其他水电电量、风电电量、光伏电量、煤电电量。

按照存量常规水电、其他水电、风电、光伏、煤电五种类型，分别在发电侧、用电侧按电量从大到小的顺序排序，以用电侧主体应匹配电量为目标，按照排序依次匹配，直至排在最后一位的用电侧主体匹配完成，形成发电企业与用电侧主体的对应关系以及对应匹配电量。

优先发电整体纳入平衡溯源的部分，参照上述规则溯源。

合同溯源和平衡溯源完成后，电力交易机构应对溯源数据进行校核，各发电侧主体溯源电量合计值应等于上网电量，各用电侧主体溯源电量合计值应等于用电量。校核通过后，电力交易机构应将校核通过后的存量常规水电的合同溯源电量和平衡溯源电量以特定信息的方式向涉及的特定主体发布。市场主体对溯源电量存在异议的，应当在结果发布5个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构在5个工作日内给予解释，逾期未提出异议的，视为无异议。据此得到批发市场溯源电量。

（三）若数据条件不具备，优先发电整体、优先用电和代购电整体平衡后，剩余电量纳入溯源。

第四十一条 零售市场溯源

批发市场溯源完成后，开展零售市场溯源。零售市场溯源按如下步骤进行：

（一）初始匹配

1. 先进行绿色电力交易匹配，匹配电量等于零售用户绿色电力交易结算电量。

2. 再进行煤电电量匹配。初始煤电电量匹配电量等于用户应承担的煤电电量占售电公司当月全部用户应承担的煤电电量的比重，与售电公司煤电溯源电量的乘积。若某零售用户的绿色电力交易结算电量与初始煤电电量匹配电量的合计值大于零售用户用电量，多余部分以零售用户用电量扣减零售用户绿色电力交易结算电量再扣减初始煤电电量匹配电量，与 0 二者取大为权重，等比例匹配给其他零售用户。

3. 最后进行其他电源成分匹配。以零售用户用电量扣减零售用户绿色电力交易结算电量再扣减零售用户煤电溯源电量的剩余电量，与 0 二者取大为权重，等比例承接售电公司除绿色电力交易溯源、煤电电量溯源外的其他电源成分的溯源电量。其中，存量常规水电溯源结果单独展示。

（二）调整匹配

在初始匹配结果的基础上，售电公司可选择两个及以上用户进行用户间匹配结果的调整，调整前后相关用户各类型电量合计值保持不变，且各用户各类型电量的合计值等于用电量。若绿色电力零售套餐约定允许售电公司确认溯源结果，则调整匹配结果

无需用户确认，直接生效；否则，调整匹配结果需经所有相关用户确认后生效。绿色电力交易匹配电量不可调整。调整匹配由电力交易机构按需适时组织开展。

（三）交易单元匹配顺序

1. 确定绿色电力交易匹配关系。绿色电力交易的匹配关系，与绿色电力交易结算时确定的匹配关系一致。

2. 确定其余电量匹配关系。初始匹配、调整匹配完成后，分不同的电源类型，在电厂侧、用电侧均按照电量从大到小排序，按照排序依次匹配，直至排在最后一位的用户匹配完成，形成各类电源与零售用户的对应关系以及对应匹配电量。

第四十二条 发电项目匹配

电网公司向电力交易机构提供各存量常规水电发电项目的上网电量数据，电力交易机构与发电企业进行数据核对，发电企业对数据的准确性负责。

将存量常规水电交易单元与电力用户的溯源电量按照从大到小的顺序排序，交易单元映射各发电项目按照上网电量从大到小的顺序排序，按照排序依次匹配，直至排在最后的发电项目上网电量匹配完成，形成存量常规水电发电项目与电力用户的对应关系，用于后续存量常规水电绿证划转。

发电项目匹配时，因项目未及时建档立卡等原因，导致未完

成发电项目匹配工作的，由电力交易机构适时组织发电项目补充匹配。

第四十三条 计量差错清算

因计量差错导致的溯源电量事后异议处理，根据国家有关规定另行明确。

第八章 绿证管理

第四十四条 存量常规水电项目绿证管理。通过电力交易溯源明确的流向市场化用户的存量常规水电电量对应的绿证划转至相应市场化用户。通过电力交易溯源明确的流向优先用电用户和代购电用户的存量常规水电电量对应的绿证划转至省级绿证账户，省级发改、能源部门负责省级专用账户统筹管理，后续由省级能源主管部门明确省级绿证专用账户接收到的无偿划转绿证分配规则。

第四十五条 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，购买绿色电力后，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。

（一）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，经对应市场主体核实后确认身份标识。

(二) 绿色电力交易结算完成后或者电力交易溯源完成后，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，用于后续绿证核发。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。

第四十六条 电力交易机构按月将电力用户注册相关信息、绿色电力交易结果、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。

第九章 市场服务

第四十七条 绿色电力交易电能量部分收费标准参照云南省中长期电力交易的交易服务费收费标准执行。

第四十八条 为实现绿色电力全生命周期的追踪溯源，电力交易机构需根据批发侧绿色电力交易及零售侧绿色电力交易数据、绿色电力交易结算数据等，整理形成购、售电主体对应关系明确，对应交易电量明确的数据，并将全业务环节信息通过区块链进行存储。

第十章 附则

第四十九条 本细则未尽事宜按照国家相关政策、省内相关

电力市场细则以及南方区域绿色电力交易规则等规定执行。执行过程中，遇国家相关政策调整的，按最新政策执行。

第五十条 本实施细则由国家能源局云南监管办公室负责解释。

第五十一条 本细则自公布之日起施行。