

000154

中共云南省委文件

云发〔2016〕10号



中共云南省委 云南省人民政府 关于印发《云南省进一步深化电力体制 改革试点方案》的通知

各州、市党委和人民政府，省委和省级国家机关各部委办厅局，各人民团体，各大专院校，省属各企事业单位：

现将《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》印发给你们，请结合实际，认真贯彻执行。

中共云南省委
云南省人民政府

2016年4月6日

(此件公开发布)

云南省进一步深化电力体制改革试点方案

为贯彻落实《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）精神，做好全国进一步深化电力体制改革试点省工作，缓解云南电力生产和消费等方面存在的突出矛盾，大力拓展电力市场，促进云南电力行业又好又快发展，推动结构调整和产业升级，提高电力普遍服务水平，结合我省实际，制定本方案。

一、电力体制改革的重要性和紧迫性

自2002年电力体制改革实施以来，在党中央、国务院领导下，我省电力行业破除了独家办电的体制束缚，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局。一是促进了电力行业快速发展。2014年，全省发电装机容量达到7257万千瓦，发电量达到2550亿千瓦时，以水电为主的可再生能源发电占到七成以上，西电东送电量达到1013亿千瓦时，电网220千伏及以上线路回路长度达到2.7万千米，220千伏及以上变电容量达到7961万千伏安，初步形成了内联南方、华东电网，外接越南、老挝、缅甸等周边国家的跨省区、跨国电力系统。二是提高了电力普遍服务水平。通过农网改造

和农电管理体制改革等工作，农村电力供应能力和管理水平明显提升，农村供电可靠性显著增强，基本实现城乡用电同网同价，无电人口用电问题基本得到了解决。三是初步形成了多元化市场体系。在发电方面，组建了多层面、多种所有制发电企业 1400 多户，建成电站 2400 多座；在电网方面，除云南电网责任有限公司外，保留了保山电力股份有限公司和农垦电力公司等地方电力企业；在辅业方面，推动改组了中国电建、中国能建驻滇企业。四是电价形成机制逐步完善。在发电环节实现了发电上网标杆价，在输配环节逐步核定了输配电价，在销售环节相继出台丰枯（峰谷）分时电价、差别电价、惩罚性电价和居民阶梯电价等政策，成为了国家输配电价试点省。五是积极探索了电力市场化交易和监管。相继开展了竞价上网、大用户与发电企业直接交易以及跨国、跨省区电能交易等方面的试点和探索，电力市场化交易取得重要进展，电力监管积累了重要经验。

同时，电力行业发展还面临着一些亟需通过改革解决的问题。一是交易机制缺失，资源利用效率不高。售电侧有效竞争机制尚未建立，发电企业和用户之间市场交易有限，市场配置资源的决定性作用难以发挥。丰富的水能资源得不到充分利用，弃水、弃风、弃光现象连年发生，仅 2015 年弃水、弃风、弃光电量达 153 亿千瓦时。二是价格关系没有理顺，市场化定价机制尚未完全形成。现行电价管理仍以政府

定价为主，电价调整往往滞后于成本变化，难以及时并合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度和环境保护支出。三是政府职能转变不到位，各类规划协调机制不完善。各类专项发展规划之间、电力规划的实际执行与规划偏差过大。四是发展机制不健全，新能源和可再生能源开发利用面临困难。可再生能源发电保障性收购制度没有完全落实，新能源和可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题未得到有效解决。五是“电矿结合”的发展目标未能实现，既影响了云南有色金属资源的深度开发利用，又影响了大量水电的消纳。

深化电力体制改革是一项紧迫的任务，事关云南能源安全和经济社会发展全局。党的十八届三中全会提出：国有资本继续控股经营的自然垄断行业，实行以政企分开、政资分开、特许经营、政府监管为主要内容的改革。《中共中央办公厅关于印发〈中央全面深化改革领导小组2015年工作要点〉的通知》（中办发〔2015〕5号）、《国务院批转发展改革委关于2015年深化经济体制改革重点工作意见的通知》（国发〔2015〕26号）对深化电力体制改革提出了新使命、新要求。按照党中央对云南要努力成为我国民族团结进步示范区、生态文明建设排头兵、面向南亚东南亚辐射中心的要求，亟需进一步深化电力体制改革，实现电力与其他产业的协同发展，促进经济社会实现跨越式发展。国家能源局把云

南作为进一步深化电力体制改革的试点省，社会各界对加快电力体制改革的呼声越来越高，推进改革的社会诉求和共识都在增加，具备了宽松的外部环境和扎实的工作基础。

二、深化电力体制改革的总体思路和基本原则

（一）总体思路

全面贯彻落实中发〔2015〕9号文件精神，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定电力价格的机制；按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，推进电力交易机构相对独立、规范运行，组建相对独立的省级电力交易机构；在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局；妥善处理交叉补贴问题，完善阶梯电价机制，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳；强化政府电力系统规划和电力市场监管职能，落实电力安全生产主体责任和政府监管职责，确保全省电力系统安全稳定运行。

（二）基本原则

坚持安全可靠与提高效率相结合。在电力体制改革过程中遵循电力的技术经济规律，坚持安全第一，效率优先，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不断提高电力系统运行效率。

坚持市场配置与政府调控相结合。使市场在资源配置中起决定性作用和更好发挥政府作用，促进有效竞争；政府管理重点放在规划、政策、标准、规则的制定实施，加强市场监管，依法维护电力市场秩序，保护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益，促进电力事业健康发展。

坚持保障民生和节能减排。政府保留必要的公益性调节性发用电计划，切实保障民生，确保维护电力调度安全，确保保质优价廉的可再生能源优先发电，优先用于民生；对火力发电机组，保障高效节能、超低排放的燃煤发电机组优先上网，优先参与直接交易。

三、近期推进电力体制改革的重点任务

(一) 有序推进电价改革，理顺电价形成机制

1. 单独核定输配电价。政府定价的范围主要限定在重要公用事业、公益性服务和网络型自然垄断环节。根据云南省输配电价改革试点方案，按照“准许成本加合理收益”的原则，分电压等级核定共用电网输配电价格和专项输电服务价格，并向社会公布，接受社会监督。在条件成熟的情况下，进一步考虑用电负荷特性、输电距离对输配电价的影响。用户或售电主体按照其接入的电网电压等级所对应的输配电价支付费用。

2. 分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。放

开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定。参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损）、政府性基金及附加三部分组成。其他没有参与直接交易和竞价交易的上网电量，以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，继续执行政府定价。

3. 妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴。过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经政府价格主管部门审定，扣除低电价老电厂提供的电价空间后，通过输配电价回收。

（二）推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制

4. 规范市场主体准入标准。按照接入电压等级、能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等确定并公布可参与直接交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。参与直接交易企业的单位能耗、环保排放均应达到国家标准，不符合国家产业政策以及产品和工艺属于淘汰类的企业不得参与直接交易。鼓励优先购买质优价廉和环保高效机组发出的电力电量，支持可再生能源和新能源机组通过直接交易和科学调度多发电。省政府按年度公布全省符合标准的发电企业和售电主体目录，并对用户目录实施动态监管，进入

目录的发电企业、售电主体和用户可自愿到交易机构注册成为市场交易主体。

5. 引导市场主体开展多方直接交易。有序探索对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确定交易对象、电力电量和价格，按照国家规定的输配电价向电网企业支付相应的过网费，直接洽谈合同，实现多方直接交易，短期和即时交易通过调度和交易机构实现，为工商企业等各类用户提供更加经济、优质的电力保障。

6. 鼓励建立长期稳定的交易机制。构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边直接交易市场模式，任何部门和单位不得干预市场主体的合法合规交易行为。直接交易双方通过自主协商决定交易事项，依法依规签订电网企业参与的三方合同。鼓励用户与发电企业之间签订长期稳定的合同，建立并完善实现合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制。

7. 建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务的新要求，完善并网发电企业辅助服务考核机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照谁受益、谁承担的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制。用户可以结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协议、可中断负荷协议等合同，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。

8. 积极参与跨省跨区跨境电力市场交易。按照国家的统一安排和省级政府间的合作协议，支持电力企业将省内富余的电力电量，采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式输送到区域或全国电力市场交易，促进电力资源在更大范围内优化配置。跨省跨区跨境电力交易的市场主体目录、出入量形成机制由省政府公布，交易合同要及时向电力交易机构、省政府有关部门、国家能源局云南监管办备案。

(三) 建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台

9. 遵循市场经济规律和电力技术特性定位电网企业功能。改变电网企业集电力输送、电力统购统销、调度交易为一体的状况，电网企业主要从事电网投资运行、电力传输配送，负责电网系统安全，保障电网公平无歧视开放，按照国家规定履行电力普遍服务义务。继续完善主辅分离。

10. 改革和规范电网企业运营模式。电网企业不再以上网和销售电价价差作为主要收入来源，按照政府核定的输配电价收取过网费。确保电网企业稳定的收入来源和收益水平。规范电网企业的投资和资产管理行为。

11. 组建和规范运行电力交易机构。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构相对独立运行。组建相对独立的、开放的、企业性质的昆明电力交易中心，由电网企业相对控股，发电企业、电力用户、售电企

业、第三方机构参股，接受省政府及其有关部门、国家能源局云南监管办的监管。由省政府组织有关部门和单位、国家能源局云南监管办建立电力市场协调机制，负责昆明电力交易中心的章程、电力市场设计方案、交易规则等重大问题的决策和协调。可建立由电网企业、发电企业、电力用户、售电企业等组成的议事协商机制。除政府保留的公益性调节性发用电计划电力电量和政府间框架协议内送往省外的电力电量外，其他电力电量都应当在电力交易平台上进行交易。电力交易机构可按国家有关规定适当收取交易服务费作为运行经费，由交易双方合理负担。具体标准由省价格主管部门按照“补偿成本”的原则合理核定。省政府职能部门、国家能源局云南监管办依据职责对电力交易机构实施有效监管。

12. 完善电力交易机构的市场功能。电力交易机构主要负责市场交易平台的建设、运营和管理，负责市场交易组织，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同并移送电力调度机构进行安全校核和执行，负责市场主体的注册和相应管理，披露和发布市场信息等。

(四) 推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用

13. 有序缩减发用电计划。根据市场发育程度，直接交易的电量和容量不再纳入发用电计划。鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易，其电量尽快实现以市场交易为主。

14. 完善政府公益性调节性服务功能。2004年电改前已投产的并网运行公用发电机组和由州市调度、县调度运行的中小水电站，具有年调节能力的水电站，以及对电网具有安全稳定支撑作用的电厂，其电力电量列入政府保留的公益性调节性发用电计划（计划外部分可到电力市场交易），确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，确保维护电网调峰调频和安全稳定运行，确保可再生能源发电依照规划保障性收购。积极开展电力需求侧管理和能效管理，通过运用现代信息技术、培育电能服务、实施需求响应等，促进供需平衡和节能减排。加强老少边穷地区电力供应保障。在重点生态功能区实施“以电代柴”，具体区划、数量、价格由有关部门确定。

15. 进一步提升以需求侧管理为主的供需平衡保障水平。有关部门要按照市场化的方向，从需求侧和供应侧两方面入手，搞好电力电量整体平衡，提高电力供应的安全可靠水平。常态化、精细化开展有序用电工作，有效保障供需紧张情况下居民等重点用电需求不受影响。加强电力应急能力建设，提升应急响应水平，确保紧急状态下社会秩序稳定。

（五）稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务

16. 鼓励社会资本投资配电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，积极探索社会资本

投资配电业务的有效途径。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。向国家级新区、省级以上重点工业园区、跨境经济合作区、边境经济合作区、保税区等符合条件的市场主体开放增量配电投资业务。

17. 建立市场主体准入和退出机制。根据开放售电侧市场的要求和各地实际情况，按照国家界定的符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求等售电主体的准入条件，按年度公布售电主体目录。售电主体必须具备独立法人资格、业务独立、信用良好、拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的注册资本、设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员。售电主体退出市场，需提前12个月向政府有关部门、监管机构和电力交易机构提出申请，经批准后，方可有序退出；当售电主体终止经营或无力提供售电服务时，由电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正常供电的前提下，按照规定程序、内容和质量要求向相关用户供电，确保电力用户安全可靠用电。监管部门要加强供电监管，依法维护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益。电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户有电可用。

18. 多途径培育市场主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区，组建售电主体直接购电；鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售；允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易；鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。

19. 赋予市场主体相应的权责。售电主体可以采取多种方式通过电力市场购电，包括向发电企业购电、通过集中竞价购电、向其他售电商购电等。售电主体、用户、其他相关方依法签订合同，明确相应的权利义务，约定交易、服务、收费、结算等事项。鼓励售电主体创新服务，向用户提供包括合同能源管理、综合节能和用能咨询等增值服务。各种电力生产方式都要严格按照国家有关规定承担政府性基金、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任等义务。

(六) 开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制

20. 积极发展分布式电源。分布式电源主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式，在确保安全的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。

21. 完善并网运行服务。严格执行国家及省政府制定的接入电网的技术标准、工程规范和相关管理办法，支持新能

源、可再生能源、节能降耗和资源综合利用机组上网，积极推进新能源和可再生能源发电与其他电源、电网的有效衔接，依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题。

22. 加强和规范自备电厂监督管理。规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设和运行应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能和环保排放标准，公平承担社会责任，履行相应的调峰义务。拥有自备电厂的企业应按照规定承担与自备电厂产业政策相符合的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费。落实余热、余压、余气、瓦斯抽排等资源综合利用类自备电厂相关支持政策。规范现有自备电厂成为合格市场主体，允许在公平承担发电企业社会责任的条件下参与电力市场交易。

23. 全面放开用户侧分布式电源市场。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范。放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家庭根据各自条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网络和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。

(七) 加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平

24. 切实加强电力行业特别是电网的统筹规划。政府有关部门要认真履行电力规划职责，优化电源与电网布局，加强电力规划与能源等规划之间、地方性电力规划与全国电力规划之间的有效衔接。提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规划的透明度和公众参与度，各种电源建设和电网布局要严格按规划有序组织实施。电力规划应充分考虑资源环境承载力，依法开展规划的环境影响评价。电力规划经法定程序审核后，要向社会公开。建立规划实施检查、监督、评估、考核工作机制，保障电力规划的有效执行。

25. 切实加强电力行业及相关领域科学监管。完善电力监管组织体系，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管，切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

26. 减少和规范电力行业的行政审批。进一步转变政府职能、简政放权，取消、下放电力项目审批权限，有效落实电力规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，完善市场规则，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。除法律法规有明确规定的外，电力企业不得对其他公民和法人设定接入电网和输配电服务方面的附加条件，确保电网对发电

企业、售电主体和用户无歧视开放。

27. 建立健全市场主体信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序。在发电企业和售电主体间建立第三方信用保证制度（或双方在交易时结清电费）。有关部门要建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。加大监管力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，要实行严格的行业禁入措施。

28. 抓紧修订地方电力法规。根据改革总体要求和进程，严格执行新修订的电力法，抓紧完成相关地方电力法规的修订及相关地方政府规章的研究起草工作，充分发挥立法对改革的引导、推动、规范、保障作用。加强电力依法行政。加大可再生能源法的实施力度。加快省级能源监管地方性法规制定工作，适应依法监管、有效监管的要求。

四、加强电力体制改革工作的组织实施

电力体制改革工作关系经济发展、群众生活和社会稳定，要加强组织领导，按照“整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行”的要求，调动各方积极性，确保改革规范有序、稳妥推进。

（一）加强组织协调。成立省电力体制改革工作领导小组，制定切实可行的专项改革工作方案及有关配套措施，进

一步明确职责分工，明确政府和企业的责任，确保电力体制改革工作顺利推进。

(二) 积极营造氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，引导社会各方面认识、理解和支持电力体制改革，充分调动各方积极性，凝聚共识，在全省形成推进电力体制改革的浓厚氛围和强大工作合力。

(三) 稳妥有序推进。电力体制改革是一项系统性工程，要在各方共识的基础上有序、有效、稳妥推进。着力推动售电侧改革、组建相对独立运行的电力交易机构等重大改革事项先行先试，在总结试点经验和国家修改完善有关法律法规的基础上再全面推开。

省直有关部门和有关企事业单位，要按照各自的法定职责和省电力体制改革工作领导小组的统一安排，审慎稳妥地推进各自承担的改革试点工作，为全省经济社会发展和人民生活改善作出应有的贡献。

附件：云南省省级电力交易机构组建方案

附件

云南省省级电力交易机构组建方案

为贯彻落实《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）精神，按照国家发展改革委、国家能源局《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》有关部署和要求，试点建立相对独立、运行规范的云南省省级电力交易机构，完善电力交易机制，制定如下组建方案。

一、组建思路

坚持市场化改革方向，落实中央提出云南建设面向南亚东南亚辐射中心的要求，结合云南作为电力生产和输出大省的实际，以构建公平、开放的电力竞争市场为目标，组建相对独立的、包含各类市场主体的电力交易机构，搭建定位清晰、功能适当的电力交易平台，依法依规提供规范、可靠、高效、优质的电力交易服务，促进市场在配置资源中发挥决定性作用和更好发挥政府作用。

由各类市场主体参与，由省政府组织组建我省电力交易机构。由省政府组织省直有关部门、国家能源局云南监管办共同建立电力市场协调机制。组建具有股份制企业性质、相对独立的电力交易中心，充分发挥市场功能。

二、组建原则

相对独立，各方参与。将原来由云南电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现昆明电力交易中心相对独立运行。在实现相对独立的基础上，由电网、电源、用户各方参与共同发起组建昆明电力交易中心，由云南电网公司相对控股。

依托电网，稳妥起步。依托现有的云南电力交易中心组建完善成立昆明电力交易中心，参与的各发起人就昆明电力交易中心组建事宜进行平等协商。

政府指导，公平开放。在昆明电力交易中心组建过程中的重大事项接受政府有关部门指导协调。昆明电力交易中心面向省内外开放，与区域电力交易中心合理衔接。

依法监管，保障公平。交易机构按照政府批准的章程和规则，构建保障交易公平的机制，为各类市场主体提供公平优质的交易服务，确保信息公开透明，促进交易规则完善和市场公平。国家能源局云南监管办、省政府授权的部门依法对交易机构实施监管，完善监管措施和手段，改进监管方法，提高科学监管水平。

民生优先，节能减排。结合省情和云南电力行业发展现状，充分考虑企业和社会承受能力，确保用电价格平稳，切实保障民生。从实施国家战略全局出发，促进经济结构调整、节能减排和产业升级，建立和完善清洁能源消纳机制，

充分挖掘能源结构优势。

三、组建重点工作

(一) 交易机构名称

将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构相对独立运行，成立云南省省级电力交易机构，名称为：昆明电力交易中心。

(二) 职能定位

昆明电力交易中心是不以营利为目的企业法人，在政府监管下为市场主体提供规范公开透明的电力交易服务。

昆明电力交易中心主要负责市场交易平台的建设、运营和管理，负责市场交易组织，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同并移送电力调度机构进行安全校核和执行，负责市场主体的注册和相应管理，披露和发布市场信息等。昆明电力交易中心面向省内外开放，近中期符合准入条件的市场主体都可以参与省内、跨省、跨区的市场交易，待条件成熟还将开展跨境电力交易。

起草交易规则。根据市场建设目标和市场发展情况，设计市场交易品种。起草市场准入、市场注册、市场交易、交易合同、交易结算、信息披露等规则。

交易平台建设与运维。逐步提高交易平台自动化、信息化水平，根据市场交易实际需要，规划、建设功能健全、运行可靠的电力交易技术支持系统。加强技术支持系统的运

维，支撑市场主体接入和各类交易开展。

市场成员注册管理。省政府按年度公布符合标准的发电企业和售电主体，对用户目录实施动态监管。进入目录的发电企业、售电主体和用户可自愿到昆明电力交易中心注册成为市场交易主体。昆明电力交易中心按照电力市场准入规定，受理市场成员递交的入市申请，与市场成员签订入市协议和交易平台使用协议，办理交易平台使用账号和数字证书，管理市场成员注册信息和档案资料。已注册的市场成员可通过交易平台在线参与各类电力交易，签订电子合同，查阅交易信息等。

交易组织。发布交易信息，提供平台供市场成员开展双边、集中等交易。按照交易规则，完成交易组织准备，发布电力交易公告，通过交易平台组织市场交易，发布交易结果。

交易计划编制与跟踪。根据各类交易合同编制日交易等交易计划，告知市场成员，提交并确保调度机构执行，跟踪交易计划执行情况，确保交易合同和优先发用电权合同得到有效执行。

交易结算。根据市场交易发展情况及市场主体意愿，逐步细化完善交易结算相关办法，规范交易结算职能。根据交易结果和执行结果，出具电量电费、辅助服务费及输电服务费等结算凭证。组建初期，可在昆明电力交易中心出具结算

凭证的基础上，保持电网企业提供电费结算服务的方式不变。

信息发布。按照信息披露规则，及时汇总、整理、分析和发布电力交易相关数据及信息。

风险防控。采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，当市场出现重大异常时，按规则采取相应的市场干预措施，并及时报告。

（三）组建形式

昆明电力交易中心由云南电网有限责任公司相对控股，用招募或竞争性谈判等方式确定电源企业、用户企业、配售电企业等参股，按自愿的原则共同发起成立。

组建初期，以现有的云南电力交易中心为依托，以云南电网有限责任公司的场所、交易系统、交易人员为基础，建立完善昆明电力交易中心。

（四）内设部门

为保证交易机构的日常运营，昆明电力交易中心内部可逐步设置相应工作部门。工作部门设置由昆明交易中心自行决定，初步考虑设置策划部、交易部、结算部、信息技术部、市场管理部、综合部等6个工作部门。

（五）人员及收入来源

人员来源。组建初期，依托云南电力交易中心，以电网企业现有交易人员、现有场所、交易系统为基础。根据业务

发展需要，可采取从电网企业其他部门、发电企业及社会招聘等途径择优选拔人员充实队伍。人员薪酬待遇原则上不低于电网调度机构相应人员，核心岗位还可引入职业经理人。高级管理人员由省电力体制改革工作领导小组同意，依法按有关程序聘任。

收入来源。运行初期，昆明电力交易中心不收取相关交易费用，由股东按出资比例进行分摊。条件成熟时，昆明电力交易中心可向市场主体收取交易服务费作为运行经费，具体标准由省价格主管部门按照国家相关规定和“补偿成本”原则合理核定，并按年度公布财务报告，适时调整收费标准。

(六) 与云南电网公司有关部门的职责界定

与电网公司调度机构的关系。昆明电力交易中心主要负责市场交易组织，调度机构主要负责实时平衡和系统安全，短期和即时交易由昆明电力交易中心和调度机构共同实现。昆明电力交易中心与调度机构任务分工按照国家发展改革委、国家能源局《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》有关规定明确。

与电网公司市场营销部的关系。电网公司市场营销部是云南电网公司电力交易业务的归口管理部门，负责本单位内部市场分析、营销计划、非市场化的传统购售电业务管理等工作。昆明电力交易中心主要承担省电力体制改革工作领导小组

小组赋予的全省电力市场交易管理职能，现阶段主要承担电力直接交易、场外交易、发电权交易等市场化交易内容。

(七) 昆明电力交易中心市场主体协商机制

昆明电力交易中心可建立市场主体的协商机制，由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等市场主体以及独立专家等按类别自主协调选择代表形成议事机制，定期协商市场主体自律、信用记录等自我管理事项，修改市场规则等重大事项。

四、建立完善协调监管机制

(一) 建立云南省电力市场协调机制

由省电力体制改革工作领导小组负责电力市场协调机制的建立，采用联席会议制度开展协调工作，负责昆明电力交易中心的章程、电力市场设计方案、交易规则、高级管理人员聘用、年度财务预算审核等重大问题的协调和决策。

涉及有关重大电力市场协调工作时，由省电力体制改革工作领导小组召集有关单位进行决策和协调，具体工作分工依据职能职责由省政府确定。

省电力体制改革工作领导小组作为社会公益代表，对电力交易市场决策未实现社会利益的有否决权。

(二) 对昆明电力交易中心的监管

国家能源局云南监管办、省政府授权的部门依法依规，按各自职能职权对昆明电力交易中心实施监管。

省电力体制改革工作领导小组要求昆明电力交易中心按年度聘请具有相关业务资格的会计师事务所进行外部财务审计，财务审计报告应向社会发布。

省电力体制改革工作领导小组可根据实际需要，要求昆明电力交易中心聘请第三方机构对交易开展情况进行业务稽核，并提出整改工作要求。

五、实施要求

（一）加强领导，有序开展

在省电力体制改革工作领导小组领导下，按省委、省政府确定的改革任务整体协调推进，凝聚共识，形成合力，组织协调推进昆明电力交易中心的组建、运营等重大事宜。

（二）成立昆明电力交易中心

在省电力体制改革工作领导小组领导下，省发展改革委牵头统筹组建昆明电力交易中心。尽快拟定公司章程报省电力体制改革工作领导小组审核后报省政府批准。章程审核通过后尽快挂牌成立昆明电力交易中心。

（三）昆明电力交易中心运行

昆明电力交易中心应及时将交易规则提交省电力体制改革工作领导小组审核后报省政府批准。同时，由昆明电力交易中心负责正式交易前的准备工作，结合省政府公布的发电企业、售电主体和用户目录，尽快开展电力交易。

中共云南省委办公厅

2016年4月7日印发

