

云南省工业和信息化委员会
云南省发展和改革委员会
云南省能源局

文件

云工信电力〔2017〕655号

关于印发2018年云南电力市场化交易
实施方案的通知

各州市工业和信息化委、发展改革委（能源局），昆明电力交易中心，各有关企业：

经省人民政府同意，现将《2018年云南电力市场化交易实施方案》予以印发，请遵照执行。

云南省工业和信息化委员会



云南省发展和改革委员会



云南省能源局

2017年11月21日



2018年云南电力市场化交易实施方案

第一章 总则

第一条 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）及其配套文件、《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）、《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》（云发〔2016〕10号），规范2018年我省电力市场化交易，进一步完善市场结构和市场体系，促进我省电力市场稳定发展，做强做优我省能源产业，在总结近年来我省电力市场化交易的基础上，结合我省电力系统运行实际，制定本方案。

第二条 我省电力市场化交易坚持有利于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；坚持有利于营造公平、开放的市场环境，发挥市场在资源配置中的决定性作用；坚持加强政府监管职能，更好发挥政府作用，保障有效竞争和市场秩序；坚持节能减排和清洁能源优先上网，促进清洁能源生产和消纳，鼓励用电增长，进一步将我省清洁能源优势转化为经济发展优势，更好促进我省电力工业和经济社会协同发展。

第三条 本方案适用于省内所有发电企业、电网企业、用电企业、售电企业以及并入云南电网统一调度运行的境外电厂，在省外电力交易中心注册通过的售电公司自愿到昆明电力交易中心交易的，需向昆明电力交易中心提供注册资料并报备，省外发

电企业、用电企业在具备条件时，依据有关跨省跨区交易规则或有关省区政府协商一致的意见与省内市场主体开展交易。

第四条 本方案所称电力(电量)交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户等市场主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，开展的以年、月等为周期的中长期电力交易，以及以日为周期的短期电力交易。

优先发电计划电量现阶段视为厂网双边交易电量，电网企业按照优先发电相关规定统一收购，纳入电力中长期交易范畴执行。

第五条 云南电力交易市场包括电力直接交易（含协议外西电东送电量交易），合约转让交易、辅助服务等，各类市场主体根据相应交易规则参与各类交易。

第六条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第七条 省工业和信息化委负责全省电力市场化交易管理工作，其他政府部门在各自职责范围内参与和监管电力市场化工作。

第二章 市场成员

第八条 市场成员包括各类发电企业、售电企业、电网企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构等，其中电力交易机构

指昆明电力交易中心有限责任公司（以下简称交易中心）；电力调度机构包括各级电力调度机构。

第九条 发电企业的权利和义务：

（一）按本方案参与电力市场化交易，执行优先发电计划，签订和履行市场化交易形成的购售电合同，对自身市场行为负责；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 售电企业（售电公司）、电力用户的权利和义务：

（一）按本方案参与电力市场化交易，签订和履行交易合同，提供直接交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息，对自身市场行为负责；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；

（三）按规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（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）按调度机构要求安排用电；

(五) 遵守省工信委有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电网企业的权利和义务：

(一) 保障输配电设施的安全稳定运行；

(二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

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

(四) 向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；

(五) 按规定收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等；

(六) 预测并确定优先购电用户的电量需求，执行优先发电计划；

(七) 按政府定价向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同；

(八) 按规定披露和提供信息；

(九) 根据政府授权参与电力市场化交易；

(十) 配电网运营企业在配电区域内的供电业务参照上述条款执行；

(十一) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 交易中心的权利和义务：

- (一) 组织各类电力交易，负责交易平台建设与运维；
- (二) 负责市场主体的注册管理；
- (三) 负责向市场主体培训宣贯交易方案及相关规定，指导市场主体参与市场化交易；
- (四) 编制交易计划；
- (五) 提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务等）及相关服务；
- (六) 监视和分析市场运行情况；
- (七) 配合省级电力管理部门和国家能源局云南监管办公室对交易方案进行分析评估，提出修改建议；
- (八) 按规定披露和发布信息；
- (九) 按照相关规定开展市场主体交易行为信用评价工作；
- (十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力调度机构的权利和义务：

- (一) 负责安全校核；
- (二) 按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；
- (三) 向交易中心提供安全约束条件和基础数据，配合交易中心履行市场运营职能；
- (四) 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行，并对执行结果做好解释说明；
- (五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入与退出

第十四条 交易中心按照《云南省售电侧改革实施方案》、《云南电力市场主体准入与退出管理实施细则》等规定对发电企业、售电公司、电力用户等市场主体的准入和退出进行管理。

第十五条 发电企业分为优先电厂和市场化电厂。

优先电厂指由地调/县调调度的并网运行公用中小水电及其他类型电厂、2004年1月1日前已投产的并网运行公用水电厂(以该电厂第一台机组投运时间为准,下同);市场化电厂指纳入省调电力电量平衡的风电场、光伏电厂、火电厂、2004年1月1日后投产由总调调度、省调调度、省地共调水电厂。新投电厂按上述原则划分电厂类别。

优先电厂按本方案参与辅助服务,暂不参与电力市场化交易,发电上网电量由电网企业根据优先发电相关政策统一收购。根据地州区域电力市场的建立以及一般工商业用户逐步纳入市场化交易,相应逐步放开优先电厂发电计划。

市场化电厂必须在交易中心进行注册,按本方案参与电力直接交易、合约转让交易、辅助服务。市场化电厂除了优先发电计划电量外,其余电量全部通过市场化竞争获得。机组如有新投调试电量,调试电量不参与市场化交易,按照调试电量相关价格政策执行。

第十六条 用电企业分为优先购电用户和市场化用户。

优先购电用户主要包括一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用户、居民生活用户等，优先购电用户由电网企业统一购电，按照政府定价向优先购电用户保障供电。

市场化用户指符合国家产业政策、环保安全、节能减排要求并已在交易中心注册的全部专变工业用户（执行大工业电价的电量），同时根据政府要求、市场需求及技术条件成熟逐步支持一般工商业参与市场化交易。

符合市场准入条件但未在交易中心注册的用户暂由电网企业按照政府定价承担保底供电服务。

省级电力主管部门发文明确同意参与市场化交易的重要公用事业、公益性服务行业用户，用户履行相关注册程序通过后，纳入市场化用户管理，按照本方案参与市场化交易。

符合准入条件的用户一旦注册进入电力市场，当年内不能退出市场，无论是否有交易成交电量，全部用电量均按本方案由市场机制定价，不再执行目录电价。

第十七条 售电公司按照相关规定在交易中心注册通过后，可按照本方案参与电力市场化交易购电，并向用户提供市场化交易零售服务。

第十八条 交易中心根据市场主体交易行为评价和诚信记录，对市场主体的准入和交易业务权限等进行相应放开或限制。

第十九条 电费、交易服务费未按时缴清的用户，保证金、

电费、交易服务费未按时缴清的售电公司，交易服务费未按时缴清的电厂，不得参与市场化交易。

第二十条 交易中心开通保证金专用银行账户，售电公司按规定缴纳保证金至保证金专用银行账户，售电公司可申报交易电量与保证金账户余额挂钩，并按保证金相关管理办法执行。

第四章 交易组织

第一节 交易时序安排

第二十一条 每年底组织开展次年年度交易。省内电量年度交易按照双边协商交易方式组织，协议外西电东送电量年度交易按照广州电力交易中心相关规则执行。

第二十二条 月度交易前，确定月度优先发电计划。

交易中心会同调度机构，根据省工信委公布的优先发电计划方案，并根据月度优先发电和优先购电电量平衡情况，形成电厂的无约束月度优先发电计划，经调度机构安全校核通过后，确定电厂月度优先发电计划。

优先发电计划包括优先电厂可发电量、风电场和光伏电厂保居民电能替代电量、火电厂保障电网安全稳定运行所需电量、火电备用状态确认电量、供气所需电量、贫困老区政策性电量、具有年调节能力及以上水库的水电厂调节电量、协议内西电东送计划分配电量（分为动态分配电量、固定比例分配电量）、其他政策性电量（相应电量按省级政府有关部门政策执行）。

风电场和光伏电厂保障居民电能替代电量根据居民电能替代需要的金额全年统筹平衡。其中，1至5月以及12月风电、光伏电厂不安排保居民电能替代电量，需参与市场化交易，6至11月风电、光伏电厂全部上网电量均安排为保障居民电能替代电量，不参与市场化交易。

第二十三条 省内电量月度交易采用双边协商、集中撮合、挂牌等方式进行。一般按照省内优先购电量挂牌交易、双边协商交易、集中撮合交易、挂牌交易（含增量挂牌交易）顺序组织，根据市场需要或其他必要情况，可对上述交易顺序进行调整，并提前告知市场主体。

协议外西电东送电量月度交易组织按照广州电力交易中心相关规则执行。

第二十四条 除落实国家指令性计划和政府间协议送电外，年度、月度交易优先开展省内交易，保障省内电力电量平衡，清洁能源电厂富余发电能力再参与协议外西电东送电量交易。

第二十五条 日电量交易在工作日开市，市场买卖双方进行次日发用电量交易（节假日在前一个工作日进行申报交易）。

第二节 交易基本要求

第二十六条 市场化电厂以厂为单位进行交易申报，申报电价为上网侧的绝对价格，为含环保电价、含税的价格。

各电厂在某交易环节申报电量不超过发电能力扣减已成交

电量和优先发电量。未开机火电厂（当月计划开机电厂除外）增加申报最小开机电量，一般不低于单台机组按稳燃出力运行7天电量。若未开机火电厂成交电量低于申报的最小开机电量，则不成交。

第二十七条 市场化用户以户号为单位进行交易申报，售电公司以公司为单位进行交易申报（包括双边协商交易、日交易在内的所有交易品种），申报电价为电厂上网侧的绝对价格。

第二十八条 申报电量的最小单位为0.1万千瓦时，申报电价的最小单位为0.001元/千瓦时。除双边协商交易与增量交易外，为保证有序竞争和市场稳定，考虑2018年供需关系，设置申报最低限价和最高限价，最低限价为0.13元/千瓦时，最高限价为0.42元/千瓦时。

第二十九条 交易组织应优先保障清洁能源生产和消纳，清洁能源电厂发电能力不足或未能成交的用电缺额，再由火电厂交易成交。

第三十条 电厂所有电力交易申报、成交、结算均为上网侧电量。如果政府确定的优先发电计划为发电侧负荷的，则在交易申报扣减发电能力时对火电厂发电负荷按照7%的厂用电率进行折算至上网侧，对于清洁能源电厂不折算厂用电率，发电结束后应按照实际厂用电率将发电侧负荷折算至上网侧进行结算。

第三节 电力直接交易

第三十一条 双边协商交易

(一) 可参与交易的市场主体

售电主体：水电厂、风电场、光伏电厂、涉热机组火电厂。

购电主体：用户、售电公司。

(二) 信息公示

市场主体可在电力交易平台公示双边交易需求的电量、价格及联系方式等信息，其中电量、价格分月明确。市场主体在交易系统中填报公示信息即为同意向所有市场主体公开，是否进行信息填报由购售电双方自行决定，不影响双边协商交易。

(三) 年度双边协商交易

年度双边协商交易在上一年12月15日前申报。购、售电双方协商确定年度（或多年）双边交易合同，明确分月的交易电量和价格，由售电主体在规定时间内在交易系统中填报，购电主体在规定时间内进行确认。经调度机构安全校核后形成初始成交结果，交易双方根据初始成交结果签订年度双边交易合同，并交由交易中心备案，交易系统具备签订电子合同条件后，年度双边交易应签订电子合同，不再签订书面合同。购、售电主体双方签订年度双边交易合同时，不得自行更改经调度机构安全校核后形成的初始成交结果。初始成交结果不作为执行依据，在月度交易时需再次进行复核，月度复核结果为最终成交结果，作为执行和结算依据。

双边合同中必须明确违约、合同电价调整等事宜，避免合同

执行和调整可能出现的争议和纠纷。

（四）月度双边协商交易

市场主体每月可协商确定次月或者本年度后续多个月度的双边交易电量，由售电主体在规定时间内在交易系统中填报，购电主体在规定时间内进行确认。月度双边协商交易不需要提交纸质合同至交易中心备案，交易系统具备签订电子合同条件后，月度双边交易应签订电子合同。

（五）双边协商补充交易

经市场主体申请，交易中心可适时组织开展双边协商补充交易，由售电主体在交易系统中填报电量、价格，购电主体进行确认后申报数据生效。双边协商补充交易不需要提交纸质合同至交易中心备案，交易系统具备签订电子合同条件后，双边协商补充交易应签订电子合同。

（六）双边合同月度调整

交易主体可对年度和月度双边交易次月电量的价格申请调整，电量不可调整，由售电主体在交易系统填报经协商调整后的价格，购电主体进行确认生效，可不提交书面申请。

（七）月度安全校核

月度双边交易申报结束后，交易中心将年度双边分月电量和月度双边交易次月电量依次提交调度机构进行安全校核。电厂双边合同电量因安全校核被调减时，等比例调减双边合同电量。双边合同实际成交电量以调度机构校核后交易中心发布的结果为

准。

（八）双边合同月度电量互保

电厂之间或用户（售电公司）之间可对双边合同成交电量进行互保。当一方无法履行合同时，向交易中心提交转让交易申请，电厂互保电量经调度机构安全校核通过后，由另一方互保部分或全部电量。

1、满足双边协商交易准入条件，需要互保电量的电厂和电厂之间、用户（售电公司）和用户（售电公司）之间，签订双边合同互保协议提交交易中心备案。

2、签订互保协议并备案后，后续月度，双方均可根据需要协商确定要转让的月度（含年度分月）双边合同对象和电量，在规定时间内，由合同出让方在交易系统填报，合同受让方进行确认，经调度机构安全校核后成交，成交电价为原合同电价，不可调整。互保电量转让成交后受让方负责成交电量的执行和所有责任，出让方不再对互保转让成交电量执行和负责。双边合同互保涉及的交易对象权责不受影响。

3、双边合同月度电量互保转让在月度交易结束后组织一次。

第三十二条 省内优先购电量挂牌交易

（一）可参与交易的市场主体

售电主体：水电厂、风电场、光伏电厂、涉热机组火电厂；

购电主体：电网企业统一代理优先购电用户购电。

（二）挂牌、摘牌

交易中心通过交易平台公布优先购电量的挂牌电量，挂牌电量=优先购电量预测值-优先发电量预测值，挂牌电量小于（或等于）零时，取消省内优先购电量的挂牌。挂牌价格暂按电网企业统一代购电价执行。

售电主体通过交易平台申报摘牌电量。

（三）成交规则

摘牌结束后，当售电主体摘牌电量之和大于挂牌电量时，按售电主体摘牌电量的比例进行成交；当售电主体摘牌电量之和小于（或等于）挂牌电量时，售电主体摘牌电量全部成交。

（四）成交价格

售电主体成交价格等于挂牌价格。

第三十三条 集中撮合交易

（一）可参与交易的市场主体

售电主体：水电厂、风电场、光伏电厂、涉热机组火电厂；
购电主体：用户、售电公司。

（二）撮合申报

售电主体可采用单段或多段（不高于3段）电量申报方式。每段电量申报两个意愿价格，第一意愿价格不低于第二意愿价格。

购电主体中，直接参与市场化交易的用户申报单段电量，每段电量申报两个意愿价格，第一意愿价格不高于第二意愿价格；售电公司可采用单段或多段（不超过服务的用户数量）电量申报

方式，每段电量申报两个意愿价格，第一意愿价格不高于第二意愿价格。

（三）成交规则

申报结束后，购、售电主体申报电量首先以双方第一意愿价格撮合成交，剩余电量采用第二意愿价格撮合成交。撮合成交规则如下：

计算购电主体与售电主体价差， $\text{价差} = \text{购电申报价} - \text{售电申报价}$ 。按价差从大到小的顺序确定成交对象、成交电量、成交价格，价差为负不能成交。价差相同时，按以下原则成交：

一个售电主体与多个购电主体价差相同，当售电主体申报电量大于（或等于）购电主体申报电量之和时，按购电主体申报电量成交；当售电主体申报电量小于购电主体申报电量之和时，购电主体按照申报电量比例分配售电主体申报电量。

一个购电主体与多个售电主体价差相同，当购电主体申报电量大于（或等于）售电主体申报电量之和时，按售电主体申报电量成交；当购电主体申报电量小于售电主体申报电量之和时，售电主体按照申报电量比例分配购电主体申报电量。

多个购电主体与多个售电主体价差相同，当售电主体申报电量之和大于（或等于）购电主体申报电量之和时，售电主体按申报电量比例分配购电主体申报电量；当购电主体申报电量之和大于售电主体申报电量之和时，购电主体按申报电量比例分配售电主体申报电量。

（四）成交价格

售电成交价=售电申报价，购电成交价=购电申报价。购电成交价和售电成交价之间的剩余价差收益纳入结算平衡机制处理。

第三十四条 挂牌交易

（一）月度集中连续挂牌交易

月度集中连续挂牌交易（以下简称月度集中挂牌交易）分为两步进行，第一步是信息公示，第二步是售电主体与购电主体同时进行挂牌和摘牌。

可参与交易的市场主体，售电主体为水电厂、风电场、光伏电站、涉热机组火电厂，购电主体为用户、售电公司。

第一步：在信息公示时间内，有需求的市场主体双方在交易系统上公布挂牌电量和挂牌价格，且公示的电量作为挂牌和摘牌申报上限。

第二步：售电主体与购电主体同时进行挂牌和摘牌。

1、挂牌、摘牌

售电主体、购电主体在电力交易平台上申报单段或多段挂牌（或摘牌）电量和价格。在交易过程中，双方均可新增申报或撤销已申报但还未成交的申报数据。

2、成交规则

开市申报二十分钟内所有申报数据视为同一时间节点数据优先匹配成交。开市申报二十分钟后，交易成交与申报同时进行，申报数据时间以交易系统服务器接受到申报数据时间为准，当购

售电双方提交申报数据或申报数据发生变动时，即时进行成交匹配。

购电主体价格大于等于售电主体价格时匹配成交。

售电主体按照申报电价从低到高顺序成交，申报价格相同时按照申报时间（申报后进行调整的按照调整时间）先后顺序成交，申报价格及时间相同时按照申报电量大小等比例成交。

购电主体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（申报后进行调整的按照调整时间）先后顺序成交，申报价格及时间相同时按照申报电量大小等比例成交。

当售电主体申报电量大于等于购电主体申报电量时，则购电主体申报电量全部成交；当售电主体申报电量小于购电主体申报电量时，则售电主体申报电量全部成交。售电主体成交电量等于购电主体成交电量。

无约束预成交电量经调度安全校核后，电厂成交电量为调度校核后的成交电量，用户最终成交电量仍然为无约束预成交电量，不受电厂校核影响。电厂被校核电量作为偏差电量，事后进入合约转让交易由超发电厂承接。

3、成交价格

购、售双方成交价格均为成交双方申报价格的平均值。

（二）增量挂牌交易

为鼓励全年增加用电，尤其是汛期多消纳水电。2018年1-4月以2017年1-4月用电平均值为基数，2018年5-12月以2017

年5-12月用电平均值为基数，超基数用电部分可参与增量挂牌交易。

1、可参与交易的市场主体

售电主体：水电厂、风电场、光伏电厂、涉热机组火电厂；

购电主体：用户、售电公司。

2、挂牌、摘牌

由购电主体挂牌，挂牌价格不设最低限价。挂牌结束后，售电主体摘牌。

售电公司参与增量挂牌交易挂牌的电量为其服务用户的用电增量。

3、成交规则

摘牌结束后，当售电主体摘牌电量之和大于挂牌电量时，按售电主体摘牌电量的比例进行成交；当售电主体摘牌电量之和小于（或等于）挂牌电量时，售电主体摘牌电量全部成交。

4、成交价格

购、售双方成交价格均为挂牌价格。

（三）补充挂牌交易

为稳定用电，促进清洁能源生产和消纳，对用户未成交电量或临时新增用电量可补充组织挂牌交易。

1、可参与交易的市场主体

售电主体：水电厂、风电场、光伏电厂、火电厂；

购电主体：用户、售电公司。

2、挂牌、摘牌

由购电主体挂牌，挂牌结束后，售电主体摘牌。

3、成交规则

摘牌结束后，优先由水电厂、风电场、光伏电厂、涉热机组火电厂成交，其次由非保障电网安全的火电厂成交，最后由保障电网安全的火电厂成交，火电厂可成交电量不够最小开机电量时，由单位能耗低的电厂优先成交。

当电厂摘牌电量之和大于挂牌电量时，按电厂摘牌电量的比例进行成交；当电厂摘牌电量之和小于（或等于）挂牌电量时，电厂摘牌电量全部成交。

4、成交价格

购、售双方成交价格均为挂牌价格。

第三十五条 日电量交易

日电量交易是指市场主体之间进行次日发用电量交易。现阶段日电量交易仅在工作日开展（节假日在前一个工作日进行交易）。

（一）可参与交易的市场主体

售电主体：水电厂、风电场、光伏电厂和当前已开机运行的火电厂；

购电主体：满足日计量要求的用户自愿向交易中心提出日电量交易申请，审核通过方可参与；售电公司服务用户有日电量交易资格时，才能参与日电量交易。

（二）交易申报

用户次日用电需求超出日电量交易申报基准值的部分，方可参与日电量交易。电厂、用户均申报单段电量和单一价格，售电公司可采用单段或多段（不超过服务的具备日交易资格用户数量）电量申报方式，每段电量申报单一价格。

用户日电量交易申报基准值=[用户月度交易总成交电量（含年度交易分月电量，下同）-月度交易累计完成电量]/本月剩余天数，基准值最小为 0。其中，售电公司服务的用户按月度交易预分成交电量作为用户月度交易总成交电量，计算日电量交易申报电量的基准值。

（三）成交规则

撮合成交规则参照月度集中撮合交易执行。其中，市场化电厂中的水电厂、风电场、光伏电厂和涉热机组火电厂首先成交，若成交之后有电量缺额，再由其他开机运行火电厂进行成交。

（四）成交价格

售电成交价=售电申报价，购电成交价=购电申报价。购电成交价和售电成交价之间的剩余价差收益纳入结算平衡机制处理。

第三十六条 交易中心在各类月度交易结束后，应当根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，并于每月月底发布汇总后的交易结果。

第四节 合约转让交易

第三十七条 电厂月度发电结束后，如月度交易电量（含年度交易分月电量及西电东送框架协议内动态分配电量，下同）和优先发电计划电量（不含西电东送框架协议内动态分配电量，下同）未完成，则少发电量为月度负偏差电量，如月度交易电量和优先发电计划电量全部完成后还有超发电量的，超发电量为月度正偏差电量。电厂以下偏差电量可进行合约电量转让交易：

（一）负偏差电量中，月度交易电量的负偏差电量全部可以参与合约转让，且各类交易电量视为等比例转让；优先发电计划电量的负偏差电量不允许转让。

（二）正偏差电量全部可以参与合约转让。

第三十八条 用户（售电公司）用电结束后，如月度交易电量未完成，则少用电量为月度负偏差电量，如月度交易电量全部完成后还有超用电量的，超用电量为月度正偏差电量。售电公司用电量为其服务用户用电量之和。用户（售电公司）以下偏差电量可进行合约电量转让交易：

（一）负偏差电量中，月度增量挂牌交易电量的负偏差电量不允许转让，其他月度交易电量可以参与合约转让，且各类交易电量视为等比例转让。

（二）正偏差电量全部可以参与合约转让。

第三十九条 合约转让交易只能在电厂与电厂之间，用户（售电公司）与用户（售电公司）之间，用户与售电公司之间进行，售电公司以公司为单位参与交易。

合约转让交易电量不能超过自身可转让的偏差电量，正偏差电量的一方为合约转让的受让方，负偏差电量的一方为合约转让的出让方。

负偏差电量价格为负偏差电量在电力直接交易中成交的加权平均价。

第四十条 每月交易计划执行完毕，相关发用电量数据确定后，交易中心公布市场主体交易电量执行偏差情况，并及时组织月度合约转让交易，对电厂依次开展合约协商转让、合约挂牌转让、同一发电集团合约转让交易，优先转让自身原因少发电量。对用户、售电公司依次开展合约协商转让、合约挂牌转让交易。

（一）合约协商转让交易

协商交易的出让方在电力交易平台填报出让电量，受让方予以确认后成交。

（二）合约挂牌转让交易

出让方在电力交易平台上申报单段挂牌电量，受让方申报摘牌对象和摘牌电量。

当摘牌电量大于或等于挂牌电量时，摘牌电量按比例成交，挂牌电量全部成交；当摘牌电量小于挂牌电量时，挂牌电量按比例成交，摘牌电量全部成交。

（三）同一发电集团合约转让交易

合约挂牌转让交易结束后，对隶属于同一发电集团的电厂少发电量和超发电量进行合约转让交易。

当集团少发电量小于超发电量时，少发电量全部转让成交，按超发电量的比例分配各超发电厂的成交电量。当集团少发电量大于等于超发电量时，超发电量全部成交，按少发电量的比例分配各少发电厂的成交电量。

第四十一条 全部合约转让交易结束后，仍有偏差电量的电厂，超发电量按上调服务价格机制结算，少发电量根据调度机构认定的偏差电量性质，按相应的结算价格机制处理；仍有偏差电量的用户，超用电量和少用电量按相应的结算价格机制处理。

第五节 零售服务

第四十二条 售电公司服务的用户必须是符合准入条件且在交易中心注册的用户。用户在同一时期内只可选择一家售电公司购电。用户一旦选择某个售电公司，全部市场电量通过售电公司购买，三个月内不能变更售电公司，不能退出市场。

第四十三条 售电公司在交易中心办理零售服务用户购电手续时，须将售电公司与用户签订的合同交至交易中心备案，并自愿依据双方合同按规定模板在交易平台填写售电公司向用户售电的合约价格等信息。

第四十四条 售电公司在月度交易成交结果公布后的第一个工作日内，须将除增量挂牌交易电量外的其他月度各类交易成交量（包括年度交易分月电量，下同）预分给相应服务的用户，预分价格默认为售电公司除增量挂牌交易电量外的其他月度各

类交易成交电量的加权平均价，增量挂牌交易成交量单独分配给具备增量挂牌交易条件的用户，预分价格为售电公司增量挂牌交易成交电量的加权平均价，并在交易系统中填报。若未进行预分，则默认为平均分配。

各售电公司须动态跟踪服务用户用电情况，在合约转让交易结束后的一个工作日内按户号在交易系统中分配用户最终成交电量和结算价格，交易中心按最终分配成交电量和结算价格对用户的双边协商交易和非双边协商交易（除增量挂牌外）进行结算和考核，分配规则如下：

（1）月度交易（包括年度交易分月电量、合约转让交易电量，不含增量挂牌交易，下同）成交电量和结算价格终分

所有服务用户分配成交电量之和应等于售电公司月度各类交易总成交量；分配给用户的结算价格不得高于售电公司月度各类交易成交价格的最大值，不得低于售电公司月度各类交易成交价格的最低值，且用户交易结算电量的加权平均结算价格等于售电公司除增量挂牌交易外月度交易电量的加权平均成交价 P_s 。

售电公司服务用户为 n 个，所有用户分配的结算价格应满足如下条件：

$$\sum_{i=1}^{i=n} \left\{ \begin{array}{l} \min(\text{用户}i\text{月度用电量} - \text{用户}i\text{日交易累计结算电量}, \\ \text{用户}i\text{最终分配成交电量}) \times \text{用户}i\text{分配结算价格} \end{array} \right\} \\ = \min(\text{所有服务用户月度用电量} - \text{所有服务用户日交易累计} \\ \text{结算总电量}, \text{售电公司月度交易成交量}) \times P_s$$

若售电公司未按要求填报各用户按户号最终分配的月度成

交电量和结算价格，则默认为按用户用电量大小等比例分配成交电量，结算价格为售电公司除增量挂牌交易外的月度交易电量的加权平均价。

（2）增量挂牌交易成交电量和结算价格终分

增量挂牌交易电量的最终分配电量和价格仍为预分配电量和价格，不得更改。

第四十五条 售电公司日交易成交的电量在交易当日 24:00 前应全部分配至具备日交易资格的用户，用户分配价格均为售电公司日交易电量成交价格，交易中心据此对用户进行结算和考核。

第六节 地方电力、配电公司参与交易

第四十六条 地方电力公司完成厂网分开、确定输配电价格后用户方可参与云南电力市场化交易。

第四十七条 地方电力、配电公司应积极进行计量、营销等技术支持系统的建设或改造，实现与交易中心交易系统信息的互联互通，实现地区市场主体的统一注册管理、交易和结算。

第七节 地州区域内电力交易市场

第四十八条 在德宏、怒江等送出受阻且电价体系相对独立的地区，为充分消纳地区水电，鼓励地区工业企业生产用电，促进地方经济发展，交易中心根据地区实际情况、地方政府政策和

诉求、以及本方案相关规定编制地区电力市场交易具体实施方案，报省工信委发布后组织实施。

第四十九条 地区电力市场参与的主体为地区内地调/县调调度的并网运行公用中小水电和大工业用户。地方大工业用户可自主选择参与地区电力市场或者参与全省电力市场。参与地区电力市场的，全部电量均与地区内中小水电进行交易购电。

第五十条 组织地区电力市场可按照地方政府政策（如硅电联动）、双边协商、集中竞价等方式开展，鼓励交易电价与用电量大小、增长幅度、工业产品价格等进行联动，双方互利共赢。

第五章 辅助服务

第一节 火电长期备用

第五十一条 为支持火电企业长期备用设备维护，开展月度长期备用市场。

2004年以前投产的110千伏及以上电压等级并网不参与市场化的总调调度、省调调度、省地共调水电厂（除大朝山、漫湾、以礼河电厂）上网电量按照0.02元/千瓦时分摊；市场化水电厂、风电场、光伏电厂上网电量（除调试电量）按0.01元/千瓦时分摊；大朝山电厂2018年分摊3072万元，按月平均提取。

第五十二条 火电长期备用的计算方法：

（1）保障电网安全稳定运行所需的火电机组容量（简称保安全装机容量）不计入长期备用，保安全装机容量=开机时间/月

度总时间×开机机组装机容量。其中阳宗海电厂开两台及以上不同容量机组时，按照每台机组发电量等比例计算开机机组装机容量。

(2) 火电厂竞争到市场化电量，其市场化电量的等效容量（简称市场化电量等效容量）不计入长期备用，市场化电量等效容量=市场化电量/(当月天数×24)。

(3) 其余容量计入长期备用，火电厂月度长期备用容量=(装机容量 - 保安全装机容量 - 市场化电量等效容量)。

(4) 系统需要火电支撑月份（4至6月），火电分配资金与电厂存煤情况挂钩，当火电存煤预警级别达到红色时，按上述计算的月度长期备用容量的90%对电厂进行备用结算。因电煤供应、设备等原因未能按调度机构要求开机的火电厂，当月长期备用容量由调度机构进行统计后上报省工信委认定。

第二节 月度平衡机制

第五十三条 在保障电网安全、电力供应的前提下，统筹国家关于清洁能源利用政策以及云南省能源结构特性等，遵循充分利用云南省清洁能源原则执行市场化交易计划。非输电阻塞区域风电场和光伏电厂，在不造成水电厂未按交易计划（包括市场化交易合约电量、优先发电量及其他分配电量）安排发电产生弃水的情况下其发电量全额收购。输电阻塞区域风电场和光伏电厂，统筹优先收购同一区域内优先发电量后的剩余通道能力、同一区

域内市场化电厂市场化交易电量、风电场和光伏电厂发电能力，遵循公平、充分利用电力外送通道送电能力原则消纳。

第五十四条 调度机构在实际调度过程中考虑保障系统安全、优先吸纳清洁能源、减少系统弃水等因素，安排火电厂、有调节能力的水电厂等电厂少发，事后采用合约转让交易、上下调服务等方式进行平衡实现。

（1）上调服务

清洁能源电厂完成所有合约电量（包括优先发电计划电量）后，有超发电量的视为上调服务。以月度集中交易（包括集中撮合和挂牌交易）中发电侧的加权平均成交价作为上调服务基准价格。

（2）下调服务

电厂未完成的合约电量（包括优先发电计划电量）由调度机构进行事后认定，因保障系统安全、优先消纳清洁能源、减少系统弃水等原因造成的少发电量计入下调服务；因自身原因造成的少发电量不计入下调服务，按相应的价格机制进行考核；经调度机构认定因第三方原因（如不可抗力、政策调整等）导致电厂无法完成月度交易计划的少发电量按免责处理，不计入下调服务，也不进行考核。

第六章 交易校核与交易执行

第一节 交易校核

第五十五条 电厂申报和交易成交数据合理性校核。

调度机构在月度交易组织前向交易中心提供电厂发电能力和考虑网络安全约束后的电厂安全约束能力。其中电厂发电能力作为电厂提交申报数据的约束条件，电厂安全约束能力作为电厂交易成交的约束条件。各发电企业在交易前需与调度机构沟通确认电厂发电能力。发电能力评估原则如下：

(1) 由省工信委确认大型年调节以上水库各关键节点时期内（枯水期末、平水期末、丰水期末、年末等）水位控制目标。

(2) 用于计算水电发电能力的月度预计天然来水原则上不高于同期多年平均来水水平的 1.1 倍。

(3) 对于具有年及以上调节性能水库或上游具有年及以上调节性能水库的水电厂，枯水期及平水期以全网水电不弃水且统调火电充分调减为前提，考虑系统平衡需求，以枯水期及平水期末政府确定水位为目标每月交易前确认下月末控制水位，综合考虑天然来水和月度水位控制目标核定相关水电厂月度发电能力。丰水期在考虑期末控制水位和各月预计天然来水情况下核定相关电厂各月发电能力。

(4) 其他调节能力较弱或无调节能力水电厂，按预计天然来水，考虑发电设备和电网设备检修等确定对应发电能力。其中，对于具有季调节性能的水电考虑需在 4-5 月份拉水时，由调度机构在发电企业申报能力前明确水位控制目标。

(5) 电力调度机构一般按 85% 负荷率确认火电的发电能力，

考虑厂用电率，火电一般按 80%装机容量进行申报电量校核。涉热机组按照确定的发电负荷作为发电能力。若火电有保障电网安全稳定运行所需电量、火电备用状态确认电量、火电其他分配计划电量，则在申报电量校核时相应扣除。

(6) 风电、光伏电厂月度发电能力原则上不超过上年同期各厂月度可利用小时数 1.1 倍，上年同期有新投产机组的电厂月度发电能力原则上不超过相同地区已投产的类似电厂月度平均可利用小时数 1.1 倍。

(7) 新投电厂按相同地区已投产的类似电厂确定发电能力。

第五十六条 用户（售电公司）申报数据合理性校核。

年度、月度交易中，用户每次申报电量不得超过用户申报前 12 个月最大月用电量的 1.1 倍扣减月度累计成交电量；售电公司每次申报电量不得超过申报前 12 个月其服务用户最大月用电量之和扣减月度累计成交电量；申报电量需超过上述规定的应提前提交用电需求相关证明材料，交易中心核实通过后方可申报。

年度交易分月电量月度复核前需对用户（售电公司）进行合理性校核。

第五十七条 安全校核。

调度机构根据电厂成交结果开展安全校核，安全校核通过的电量作为交易执行和结算依据。调度机构按如下原则进行校核：

(一) 网络约束校核。交易技术支持系统根据调度机构提供的电厂安全约束能力进行市场出清，形成满足电厂安全约束能力

的交易出清结果并提交调度机构进行安全校核。

（二）梯级水量匹配校核。对满足网络约束的交易结果进行梯级水量匹配校核。当下游电站交易结果超出上游来水对应发电能力时，直接削减下游电站市场电量。

（三）日电量交易校核。调度机构综合考虑系统需求和次日电厂发电能力，对电厂成交电量进行校核，电厂成交电量不得高于发电能力扣减电厂日电量校核基准值后的电量。电厂日电量校核基准值= $[月成交电量 - (本月已发电量 - 本月日电量交易累计成交电量)] / 本月剩余有效天数$ ，本月剩余有效天数为本月电厂剩余有效发电时间等效天数。系统需求较小，月度交易电量按日平均的量无法安排，所有日电量交易均可以不予通过。

（四）火电厂校核。当水库有拉水需要或清洁能源消纳困难时，涉热机组火电厂成交电量不得超过明确的供气需要电量，为保障电网安全运行和电力可靠供应、为满足节能减排或安全可靠运行需要开展升级改造调试及性能试验机组成交电量不得超过调试或实验所需电量，其他火电厂不得成交。

（五）电网调峰调频校核。为确保云南电网异步联网下的安全稳定运行，调度机构根据月度运行方式安排、电力供需平衡分析预测、市场化交易计划、电网调峰调频需要等，对市场化交易结果进行安全校核，对不满足电网调峰调频需要的交易结果进行削减。

第五十八条 市场主体对交易校核或交易结果有异议的，应

在结果发布一个工作日内向交易中心提出，由交易中心会同电力调度机构在一个工作日内给予解释。逾期不提出的视为无意见。

第二节 交易执行

第五十九条 交易中心根据调度机构安全校核后的各年度交易分月电量和各类月度交易成交结果，形成电厂的月度交易计划，包括优先发电和各类交易电量。电力调度机构应当合理安排电网运行方式并保障执行。

第六十条 以下两种情况需对电厂西电东送电量（包括协议内电量或协议外电量）进行调整：

1、分配协议内电量时仅有预计划，与正式下达计划存在偏差，则正式下达计划后相应对 500kV 水电厂西电东送框架协议内固定比例分配电量计划进行调整。并经调度安全校核通过后进行执行和结算。

2、西电东送的实际送电量与计划送电量存在偏差超过 3%，实际送电量确定后相应对 500kV 水电厂西电东送框架协议内固定比例分配电量计划进行调整，并按照调整后的电量进行结算。

当实际送电量大于计划送电量，即出现超送电量时，首先由具备跨省跨区交易资格电厂按照月度超发电量大小等比例承接超送电量，具备跨省跨区交易资格电厂超发电量不够承接的，再由不具备跨省跨区交易资格的清洁能源电厂按照月度超发电量大小等比例承接剩余超送电量，电厂承接电量不超过其超发电

量。超送电量为协议内电量的，电厂价格按照协议内电量价格结算，超送电量为协议外电量的，电厂价格按照协议外电量价格结算。

当实际送电量小于计划送电量，即出现少送电量时，则按比例调减 500kV 水电厂西电东送框架协议内固定比例分配电量计划，合计调减电量等于少送电量。

第六十一条 电力调度机构负责根据交易计划形成调度计划并执行，公布实际执行结果，向市场主体说明与交易计划产生偏差的原因，对交易计划执行结果及偏差责任进行认定并提交交易中心。交易中心每日跟踪月度交易计划执行进度情况，并以电力调度机构提供的交易执行结果及偏差责任认定情况作为结算考核依据。市场主体对月度交易计划执行提出异议时，电力调度机构负责出具说明，交易中心负责公布相关信息。

第六十二条 电力调度机构基于电力系统实际，在保障电网安全的前提下，合理安排电网运行方式，并综合考虑电网和电厂检修计划、电厂来水特性等因素，保证交易计划的公平、公正及有效执行。

第六十三条 电力系统发生故障或其他情况，如对市场化交易计划执行影响较大且无法通过后续调整、优化确保市场化交易计划完成时，电力调度机构应将相关情况及影响及时通报交易中心。

第七章 计量与结算

第一节 计量

第六十四条 电网企业应当根据市场运行需要为市场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，并按照相关计量运维。

第六十五条 同一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、副表应有明确标志，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。电力用户可根据实际情况配置必要的计量装置。

第六十六条 电网企业负责计量系统的规划和建设，为结算数据的采集、传输提供技术支持，确保能够自动、准确、及时采集发、用电企业计量相关数据。

第六十七条 电网企业按照电力市场结算要求定期抄录电厂（机组）和电力用户电能计量装置数据，并提交交易中心。当出现计量数据不可用时，由电能计量检测单位确认并出具报告，结算电量由交易中心组织相关市场主体协商解决。

第二节 结算总体原则

第六十八条 昆明电力交易中心负责向市场主体出具结算依据，其中跨省跨区电量交易结算依据由广州电力交易中心负责向

昆明电力交易中心出具，昆明电力交易中心根据本方案相关规则对市场主体进行结算。合约电量转让交易由昆明电力交易中心分别向出让方和受让方出具结算依据。

第六十九条 电网企业负责市场主体交易周期内实际结算电量的确认，按期向交易中心提供电厂和电力用户交易周期内（月、日）实际结算电量。电厂以交易周期内的实际结算上网电量作为计费依据，电力用户或售电公司以交易周期内的实际结算电量作为计费依据。

第七十条 交易中心根据各市场主体的实际结算电量，以及交易成交价格和成交电量，按照“按日核算，月结月清”的原则进行电费结算，并向市场主体出具电费结算依据。

第七十一条 市场化交易结算工作原则上应在次月 25 日前完成，市场主体可通过电力交易平台查询相关结算数据。市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在结算依据发布后 3 个工作日内通知交易中心，逾期则视同没有异议。

第七十二条 各市场主体暂时保持与电网企业的电费结算和支付方式不变。电网企业按照交易中心出具的结算依据向各市场主体结算电费，并承担电力用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

第三节 电厂结算

第七十三条 电厂结算原则

(1) 按厂为单位进行结算。

(2) 进入市场化的电厂，先进行预结算，待偏差电量责任认定、合约转让交易结束后再进行清算，电费多退少补。

(3) 除居民生活电能替代保障性电源（漫湾、大朝山和以礼河电站）外，其余未进入市场化的电厂，按电网企业代购的电价和电量进行结算。

(4) 优先发电量按月度实际的厂用电率折算上网电量。

第七十四条 预结算

市场化电厂预结算包括日、月度、年度分月的直接交易电量和优先发电计划电量的结算。

(一) 日交易电量电费计算

(1) 计算合约电量电费

根据电厂各日的成交电量和成交价格，计算日电量交易的总成交电量 Q_d 及加权平均价格 P_d ，电厂日电量交易的合约电量电费 $S_d = P_d \times Q_d$ 。

(2) 计算偏差电费

①当电厂次日实际上网电量小于日电量交易成交电量时，未完成的交易电量视为偏差电量。在日前成交电量 3%以内（含）内的偏差电量按 P_d 价格计算偏差电费；超过 3%的偏差电量，由于电厂自身原因按 $P_d'' = (P_d + 0.03)$ 元/千瓦时的价格计算偏差电费，由于系统原因少发电量（下调服务电量）暂按 P_d 元/千瓦时的价格计算偏差电费，后期根据结算平衡机制资金盈余情况按月

补偿，补偿价格不超过 0.03 元/千瓦时。

②当电厂次日实际上网电量大于日电量交易成交电量时，超出的电量计入月度交易发电量，无偏差电量结算费用。

(3) 计算日电量交易实际电费收益

日交易实际结算电量= $\min\{\text{日交易成交电量}, \text{日上网电量}\}$ ，
每月日交易实际结算电量 Q_{rd} 为月度内日交易实际结算电量累计值。电厂日电量交易实际电费收益等于合约电费与偏差电费之和。

(二) 月度电量电费计算

月度电量分为中长期交易电量和优先发电计划电量。

中长期交易成交电量 Q_L =年度交易电量+月度交易电量，其中月度交易电量包括省内通过协商、撮合、挂牌等方式成交电量、西电东送框架协议内动态分配电量和框架协议外西电东送成交电量。

中长期交易成交价格 P_0 为上述中长期交易成交电量的加权平均价格。

假设电厂月度上网电量为 Q 。

$$(1) Q - Q_{rd} - Q_L \leq 0$$

中长期交易电量电费= $(Q - Q_{rd}) \times P_0$

负偏差电量= $(Q - Q_{rd}) - Q_L$ ，按负偏差价格 0.03 元/千瓦时计算偏差电费。

负偏差电费=负偏差电量 $\times 0.03$

(2) $0 < Q - Q_{rd} - Q_L \leq$ 优先发电计划电量

中长期交易电量电费 = $Q_L \times P_0$

优先发电计划电量电费 = $(Q - Q_{rd} - Q_L) \times$ 优先发电价格

优先发电价格根据优先发电电量类型确定，其中：

风电场和光伏电厂保居民电能替代电量价格为月度集中撮合交易电厂侧加权平均成交价格；火电厂保障电网安全稳定运行所需电量价格为国家批复上网电价；火电备用状态确认电量、供气所需电量、贫困老区政策性电量价格为月度集中交易加权平均价格和 0.235 元/千瓦时中的较大值；具有年调节能力及以上水库的水电厂调节电量、框架协议内西电东送计划分配电量价格为西电东送框架协议送出价格扣减输配电价、线损电价倒推确定的价格；其他政策性电量价格按省级政府有关部门政策执行。

月度优先发电计划电量未完成时，其中西电东送框架协议内固定比例分配电量、贫困老区政策性电量、水电厂调节电量全年统筹，后续月度滚动调整，全年结束仍未完成的，不进行补偿和考核；其他优先发电计划电量不进行滚动调整，不进行考核和补偿。

(3) 优先发电计划电量 $\leq Q - Q_{rd} - Q_L$

中长期交易电量电费 = $Q_L \times P_0$

优先发电计划电量电费 = 优先发电计划电量 \times 优先发电价格

正偏差电量 = $Q - Q_{rd} - Q_L -$ 优先发电计划电量

偏差电费 = 正偏差电量 \times 正偏差价格

正偏差价格为上调服务基准价格×电厂市场化电量成交比，其中清洁能源电厂市场化电量成交比=电厂市场化成交电量/（电厂月度上网电量-优先发电计划电量），各清洁能源电厂分别计算，并设定相应限值，成交比上限值为1，下限值为0.8；火电厂市场化电量成交比取值为1。

月度电量电费=中长期交易电量电费+偏差电费+优先发电计划电量电费

预结算电费=日交易电量电费+月度电量电费

第七十五条 清算

清算电费包括合约转让交易清算电费、偏差电量清算电费、差错清算电费。

（一）合约转让交易清算

合约出让电量为负值，合约受让电量为正值。

（1）电厂少发，出让电量合约

电厂合约出让结算电费=合约出让电量×（-0.03元/千瓦时）

（2）电厂超发，受让电量合约

电厂合约受让结算电费=合约受让电量×（出让电厂中长期交易加权平均成交价格 P_0 -正偏差价格）

（二）偏差电量清算

合约转让交易后，电厂实际偏差电量如下：

电厂实际负偏差电量=电厂月度负偏差电量-合约出让电量

电厂实际正偏差电量=电厂月度正偏差电量-合约受让电量

根据偏差认定情况，计算电厂实际偏差电量的清算电费情况。

(1) 电厂实际负偏差电量绝对值不超过 Q_L 的 3%。

电厂实际负偏差电量免责。电厂实际负偏差电量价格返还电费=电厂实际负偏差电量 \times (-0.03 元/千瓦时)。

(2) 电厂实际负偏差电量绝对值超过 Q_L 的 3%，且电厂无双边协商交易电量。

Q_L 的 3%免考核，认定为系统原因的负偏差电量部分，暂不补偿，后期根据结算平衡机制资金盈余情况按月补偿，补偿价格 P_c 不超过 0.03 元/千瓦时；认定为自身原因的部分 0.03 元/千瓦时考核；认定为免责的负偏差电量不补偿也不考核。电厂实际负偏差电量价格返还电费= $3\%Q_L \times (0.03 \text{ 元/千瓦时}) + \text{系统原因负偏差电量} \times [- (0.03 + P_c) \text{ 元/千瓦时}] + \text{自身原因负偏差电量} \times 0 + \text{认定为免责的负偏差电量} \times (-0.03 \text{ 元/千瓦时})$ 。

(3) 电厂实际负偏差电量绝对值超过 Q_L 的 3%，且电厂有双边协商交易电量。

Q_L 的 3%免考核，认定为系统原因的负偏差电量部分，暂不补偿，后期根据结算平衡机制资金盈余情况按月补偿，补偿价格 P_c 不超过 0.03 元/千瓦时；认定为免责的负偏差电量不补偿也不考核，剩余负偏差电量= $\min\{\text{电厂实际负偏差电量} + Q_L \times 3\% - \text{系统原因的负偏差电量} - \text{认定为免责的负偏差电量}, 0\}$ ，按照双边协商成交电量和非双边协商成交电量比例区分为电厂双边协商交

易月度负偏差电量和电厂非双边协商交易月度负偏差电量两个部分。

电厂双边协商交易月度负偏差电量按 $\max\{\text{上调服务基准价格} - \text{电厂自身双边协商交易加权平均成交价}, 0\}$ 额外考核。

电厂实际负偏差电量价格返还电费 = $3\%Q_L \times (0.03 \text{ 元/千瓦时})$ + 系统原因负偏差电量 $\times [- (0.03 + P_c) \text{ 元/千瓦时}]$ + 认定为免责的负偏差电量 $\times (-0.03 \text{ 元/千瓦时})$ + 电厂双边协商交易月度负偏差电量 $\times \max\{\text{上调服务基准价格} - \text{电厂自身双边协商交易加权平均成交价}, 0\}$

(三) 差错清算

根据电费计算正确值与错误值之间的差值进行差错清算，差错资金结算单归入后续最近一次月度结算单一起进行资金结算。

第七十六条 火电长期备用电费

(1) 火电厂结算

1) 1-10 月，暂按每月火电长期备用提取资金确定月度长期备用容量总金额，11-12 月，根据前期火电长期备用费用支付情况统筹确定。

2) 月度火电长期备用容量计算单价 = 月度火电长期备用容量总金额 / 月度火电长期备用总容量。

3) 火电厂长期备用结算费用 = 月度火电厂长期备用容量 \times 月度火电长期备用容量结算单价。

(2) 分摊电厂结算

各分摊电厂根据分摊单价和分摊电量进行结算。

第七十七条 偏差认定

(1) 日电量责任认定

调度机构记录日交易电量少发原因，在月度结算时进行认定。

(2) 月电量责任认定

根据月度实际来水情况测算电厂实际发电能力 T_0 。假设电厂月度交易成交电量为 T_1 ，日电量交易累计结算电量为 T_2 ；电厂月度实际发电量为 T 。

当 $T < (T_1 + T_2) < T_0$ 时， $[(T_1 + T_2) - T]$ 为系统运行需要导致的少发电量，即下调服务电量。

当 $T < T_0 < (T_1 + T_2)$ 时， $[(T_1 + T_2) - T_0]$ 为因电厂自身原因导致的少发电量， $T_0 - T$ 为系统运行需要导致的少发电量，即下调服务电量。

第四节 用户(售电公司)结算

第七十八条 用户结算原则

(1) 按户号为单元结算，首先进行日交易电量结算，再进行月度交易电量结算。

(2) 直接交易用户和售电公司服务用户的电费分为电能电费、输配电费、线损电费、基金及附加。其中，输配电费、基金及附加根据用户实际用电量与政府核定价格标准计算。电能电费

按市场化交易方式结算。线损电费按用户实际用电量与线损电价计算，其中，线损电价以用户侧实际结算电能价格为基准值计算。

(3) 当售电公司服务用户存在少用电量时，用户自身承担少用电量偏差电费的 90%，售电公司承担该用户少用电量偏差电费的 10%。交易中心按照用户少用电量偏差电费的 100%向用户出具结算依据，电网公司按结算依据向用户收费，用户少用电量偏差电费的 10%由售电公司支付给其服务用户。

(4) 根据《云南省物价局转发国家发展改革委办公厅关于云南省丰枯峰谷分时电价政策文件的通知》（云价价格〔2017〕76号），符合准入条件用户一旦注册成功，用电量均按市场机制定价。已参加市场化交易的用户又退出的，在通过售电公司购电或再次参与市场化交易前，由电网企业按照政府定价承担保底供电服务。

(5) 注册用户未参与交易或者成交电量为零的用户，所有用电量按上年度统调电厂平均上网结算价格的 1.2 倍结算。

第七十九条 日交易电量结算

(1) 用户次日实际用电量 U_{rd} 扣减日电量交易申报基准值后，若大于日电量交易成交电量，日电量交易结算电量即为日电量交易成交电量，其余用电量计入月度交易用电量。

(2) 用户次日实际用电量 U_{rd} 扣减日电量交易申报基准值后，若小于日电量交易成交电量，则日电量交易结算电量为 $\max\{(U_{rd} - \text{日电量交易申报基准值}), 0\}$ ，未完成的日交易成交电量为日

电量交易成交电量减去日电量交易结算电量。

(3) 根据日电量交易各日的实际结算电量和成交价格，计算日电量交易电量电费；未完成的日电量交易成交电量超过日电量交易成交电量 3% 的部分按 0.03 元/千瓦时的价格支付偏差电费，3% 以内的部分免除偏差电费。

第八十条 月度交易电量结算

月度交易电量包括年度交易分月电量、月度通过协商、集中撮合、挂牌交易等方式进行交易的电量、合约转让交易电量。设置少用电量 3% 的免责阈值。

(一) 月度交易（不含增量挂牌交易）电量结算

月度交易（不含增量挂牌交易）电量电费=交易结算电费+偏差电量电费

月度交易成交电量（不含增量挂牌交易成交电量） Q_m =年度电量交易分月成交电量+月度成交电量（不含增量挂牌交易成交电量）+合约转让交易电量

成交价格= Q_m 的加权平均价格

(1) 交易电量结算

结算电量= $\min\{Q_m, (\text{月度用电量} - \text{日累计结算电量})\}$

月度交易（不含增量挂牌交易）电量结算电费=结算电量×成交价格

(2) 偏差电量结算

1) 月度用电量 - 日累计结算电量 $< Q_m \times 97\%$

少用电量= $Q_m \times 97\% - (\text{月度用电量} - \text{日累计结算电量})$

月度交易偏差电费=少用价格 \times 少用电量

当用户无双边协商交易时，认定为免责的少用电量，少用价格为零，其他情况少用价格为 0.03 元/千瓦时。

当用户有双边协商交易时，为防止用户虚量签订双边合同，影响系统电力电量平衡，对用户未完成的双边协商交易电量加重偏差结算。

用户责任偏差电量= $\max\{\text{少用电量} - \text{认定的免责电量}, 0\}$

用户双边协商交易责任偏差电量=用户责任偏差电量 \times 双边协商交易成交电量/月度交易成交电量

用户双边协商交易责任偏差电量按 $\max\{\text{双边协商交易加权平均成交价} - \text{上调服务基准价格} + 0.03, 0.03\}$ 结算，其他责任偏差电量按 0.03 元/千瓦时结算。

2) $Q_m \times 97\% \leq \text{月度用电量} - \text{日累计结算电量} \leq Q_m$

月度交易（不含增量挂牌交易）偏差电量在免责范围内，偏差电费为零。

3) $Q_m \leq \text{月度用电量} - \text{日累计结算电量}$

当用户无增量挂牌交易成交电量时：

超用电量=月度用电量 - 日累计结算电量 - Q_m

月度交易偏差电费=超用电量 \times 超用价格

超用价格= $\min\{\text{上年度统调电厂平均上网结算价格的} 1.2 \text{ 倍}, \text{上调服务基准价格} 1.2 \text{ 倍}\}$

当用户有增量挂牌交易成交电量时：

超用电量= $\max\{\text{月度用电量} - \text{日累计结算电量} - Q_m - \text{增量挂牌结算电量}, 0\}$ ，其中增量挂牌结算电量见增量挂牌交易电量结算。

月度交易正偏差电费=超用电量×超用价格

(二) 增量挂牌交易电量结算

增量挂牌交易电量电费=交易结算电费+偏差电量电费

(1) 交易电量结算

增量挂牌结算电量= $\min\{\text{增量挂牌成交电量}, (\text{月度用电量} - \text{月度基数电量}), (\text{月度用电量} - \text{日交易结算电量} - Q_m)\}$ ，如计算后小于零，则增量挂牌结算电量为零。

交易结算电费=增量挂牌结算电量×增量挂牌交易成交价格

(2) 偏差电量结算

为防止用户虚报增量电量，影响系统电力电量平衡，严格增量挂牌交易偏差电量结算。

1) 月度用电量 - 月度基数电量 \geq 增量挂牌交易成交电量

增量挂牌结算电量 $<$ 增量挂牌成交电量 $\times 97\%$ ，未完成的增量挂牌成交电量按 0.03 元/千瓦时进行偏差电量结算；

增量挂牌结算电量 \geq 增量挂牌成交电量 $\times 97\%$ ，无偏差电量电费。

2) 月度用电量 - 月度基数电量 $<$ 增量挂牌交易成交电量

用户增量交易偏差电量=增量挂牌交易成交电量-增量挂牌结

算电量，偏差结算电价=上调服务基准价格×1.1 - 用户增量挂牌成交价格，若偏差结算电价小于 0.03 元/千瓦时，则按 0.03 元/千瓦时偏差结算。

第八十一条 用户差错处理

当用户实际用电量与前期用于结算的用电量不一致时，不改变月度交易成交结果，用户实际用电量按照上述结算规则计算用户实际电费。用户实际电费与前期结算电费之间的差额资金出单结算，差错资金结算单归入后续最近一次月度结算单一起进行资金结算。

第八十二条 偏差认定

由于不可抗力因素、国家相关政策调整导致用户未完成的交易电量免除偏差费用。用户申请负偏差电量免责的，应在月度结算前通过交易系统提交免责申请及相关证明材料。其中不可抗力指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，包括：火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雪、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、超设计标准的地震、台风、雷电、雾闪等，以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等。

以下情况不予办理免责申请：

(1) 用户因安全、环保等不达标、或违法违规经营导致整改关停；

(2) 用户自身设备运维不到位导致设备跳闸、停产、减产；

(3) 用户因产品市场不景气或生产组织不力而减产、停产；

(4) 用户欠费被供电部门依法采取停电催收;

(5) 用户申报不切实际或自身申报错误;

(6) 其他未提及的“非不可抗拒”原因。

第八十三条 售电公司结算

售电公司结算费用包括服务用户的少用电费和服务费。售电公司的偏差电费为服务用户少用电量偏差电费累计值的 10%，服务费用由售电公司与其服务用户自行约定。

第五节 电费支付

第八十四条 结算依据

交易中心负责向市场主体出具结算依据，市场主体按此结算依据进行电费结算、支付。

(1) 电厂结算依据

交易中心按照电厂结算步骤出具电厂电费明细单，包括：本月电量预结算电费、火电长期备用电费以及上月清算电费。

(2) 用户结算依据

直接进入市场化交易的用户和售电公司服务用户，交易中心按照购电主体结算步骤出具用户侧电费明细单，主要包含电能电费、偏差电费、输电费用、配电费用、线损电费、基本电费、力调电费、政府性基金及附加。

(3) 售电公司结算依据

交易中心按照购电主体结算步骤出具售电公司收支明细单，

主要包含成交电价、与用户合同类型、与服务用户之间的收益明细、10%偏差金额。

第八十五条 电费支付

(1) 电厂电费支付

电厂与电网企业维持现有的电费支付方式。

(2) 用户电费支付

用户交易成功后，直接进入市场化交易的用户和售电公司服务用户须缴纳交易电量用电电费，交易用电电费=成交电量×（成交价格+该户号最高用电电压等级输配电价+线损电价+基金）。在用电月10日前缴纳交易电量用电电费的20%，在用电月15日前再缴30%（也可选择15日前一次性缴纳50%）；待交易中心出具交易月实际结算单后，用户缴纳剩余电费。

用户结算单，市场化电费金额为电度电费和功率因数调整电费，基本电费、政府性基金仍按国家现行电价政策执行。参与市场化交易的用户欠交电费的，将暂停交易资格，并按相关规定处理。

(3) 售电公司电费支付

售电公司依据交易中心出具的结算依据与服务用户开展服务收益、偏差电费结算，未及时支付偏差电费的售电公司，用户有权向交易机构申请取消售电公司的服务资格。

第八十六条 保证金制度

交易中心开通保证金专用银行账户，售电公司需按核定资产

总额的 10%缴纳保证金,低于 200 万元按 200 万元缴纳,高于 2000 万元按 2000 万元缴纳。交易申报时,可申报交易金额与保证金账户余额挂钩。

若售电公司服务用户未按时缴清电费,则冻结该部分金额的保证金,用户缴清电费后,被冻结的保证金解除冻结。

第八十七条 票据开具

电网公司依据交易中心出具的结算单向直接参与交易用户和售电公司服务用户收取电费,开具电费发票。售电公司与用户之间的费用按照交易中心出具的结算单进行费用结算和支付。

第六节 结算平衡机制

第八十八条 为确保 2018 年市场化交易顺利实施,兼顾发、供、用三方合理利益,特建立市场化交易结算平衡机制。

第八十九条 结算平衡机制建立

(一)月度/日集中撮合交易中,购售电双方成交价格价差部分。按集中撮合成交结果计算成交价差收益,然后根据购电主体侧、电厂侧成交电量的完成比例计算应提取的实际价差收益。

成交价差收益= Σ (购售匹配成交量 \times 购售匹配成交价差)

实际价差收益=成交价差收益 \times min{购电主体侧成交量完成比例,电厂市场化电量成交比}

(二)用户结算少用偏差电费。

(三)电厂结算少发偏差电费。

第九十条 结算平衡机制实施范围

- (一) 根据上述结算平衡机制的建立，月度计提平衡资金。
- (二) 平衡资金优先用于下调服务补偿资金。
- (三) 因保障系统安全需要的火电超发电量，经调度机构认定为上调服务电量，相应电量不参与合约转让交易，按国家批复上网电价进行结算，与月度交易电厂侧平均成交价之间的差额电费由结算平衡机制处理。
- (四) 火电长期备用资金等其他政府明确的用途。

第八章 信息披露

第九十一条 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场主体公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场主体有权访问且不得向其他市场主体公布的数据和信息。

第九十二条 市场主体应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。交易中心、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

第九十三条 电网企业应当向交易中心披露的信息，包括但不限于：

- (一) 电网结构情况，输配电线路和变电站规划情况，发电机组、电力用户并网接入情况；

(二) 政府批准的输配电价、销售目录电价及其他收费标准，电费结算信息；

(三) 供电服务信息。

第九十四条 电力调度机构应当向交易中心披露的信息，包括但不限于：

(一) 关键输电通道能力情况，关键设备检修计划等电网运行相关信息；

(二) 优先电厂及市场化电厂月度发电能力；

(三) 存在安全约束时，提供限制市场化交易的具体原因；

(四) 对交易计划执行影响较大的事件；

(五) 交易计划执行情况和偏差责任认定情况；

(六) 确定每月因保障系统安全需要的火电超发电量。

第九十五条 发电企业应当向交易中心披露的信息，包括但不限于：

(一) 注册信息及其变更情况；

(二) 机组技术信息；

(三) 与市场化交易有关的机组运行信息，如来水、来煤、发电能力、检修、故障、改造、热电联产情况等；

(四) 与发电成本相关信息；

(五) 其他对交易履约有较大影响的事件。

(六) 售电公司、用电企业应当向交易中心披露的信息，包括但不限于：

- (七) 注册信息、用电信息及其变更情况;
- (八) 零售服务关系;
- (九) 其他对交易履约有较大影响的事件。
- (十) 交易中心应当披露如下信息:
- (十一) 已注册市场主体的基本信息;
- (十二) 交易规则及交易组织计划;
- (十三) 市场供需信息、市场竞价信息及成交信息;
- (十四) 交易计划与执行情况, 市场运行情况;
- (十五) 交易结算情况;
- (十六) 市场主体交易行为信用评价;
- (十七) 经授权发布的市场干预信息;
- (十八) 其他信息。

第九十六条 交易中心应在电力交易开始前、交易过程中、交易结束后及时披露市场运行所需的相关信息。

(一) 交易开始前披露的信息至少应包含以下内容:

- 1、市场需求侧信息, 包括省内、西电东送、境外用电预测;
- 2、市场发电侧信息, 包括优先发电计划电量、市场化电厂发电能力;
- 3、市场可竞价电量预测;
- 4、电网阻塞管理信息;
- 5、外送直流通道能力及交流联络线运行控制要求;
- 6、交易事项及时间安排。

（二）交易过程中，交易前披露的信息发生变化，并影响市场主体参与交易的，应及时进行重新披露；同一交易周期组织多个交易品种的，每个交易品种结束后应披露该交易品种交易情况，包括总体申报电量、总体成交电量、平均价格、最高价格、最低价格、成交电量明细。

（三）交易结束后，应当对各类交易结果进行汇总后发布。

第九十七条 市场主体申报的电量和电价，以及成交电价为私有信息，交易中心仅向当事市场主体披露。

第九十八条 除上述披露内容外，电力管理部门可以根据市场运行要求增加披露信息。

第九十九条 在确保安全的基础上，电力市场信息主要通过电力市场交易平台、交易中心门户网站和微信公众号等进行披露。

交易中心负责管理和维护电力市场交易平台、公司门户网站和微信公众号，为其他市场主体通过交易平台和门户网站披露有关信息提供便利，各类市场成员按规定披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第一百条 市场主体如对披露的相关信息有异议及疑问，可向交易中心、电力调度机构提出，由交易中心、电力调度机构负责解释。

第一百零一条 任何单位和个人不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第九章 市场争议与干预处理

第一百零二条 发生以下争议时，可通过双方协商、市场管理委员会或省工信委等相关部门组织协调等方式解决。协调未能解决的，按照国家有关法律法规处理。

- (一) 注册或注销市场主体资格的争议；
- (二) 市场主体按照规则行使权利和履行义务的争议；
- (三) 市场化交易、计量、考核和结算的争议；
- (四) 其他方面的争议。

第一百零三条 市场主体扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由国家能源局云南监管办公室、电力管理部门、价格主管部门按照《行政处罚法》、《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国价格法》、《中华人民共和国反垄断法》、《电力监管条例》以及《电力市场监管办法》等法律法规调查处理，并纳入市场主体信用评价：

- (一) 提供虚假材料或以其他欺骗手段进行市场注册；
- (二) 滥用市场力，恶意串通、操纵市场；
- (三) 不按时结算，侵害其他市场主体利益；
- (四) 交易中心、电力调度机构对市场主体有歧视行为；
- (五) 提供虚假信息或违规发布信息；
- (六) 其他严重违反本方案的行为。

第一百零四条 集中撮合交易过程中，出现未成交的市场主体3家及以上不属于同一集团的电厂（或用户、售电公司）申报

电价各段均相同（申报限价除外），且该部分申报量占总申报量的比例达到 20%及以上，或者其他异常报价，操作或控制市场化交易的行为，经省工信委认定后，相关电厂电量报价按无效报价处理，按照最低限价进行撮合，相关用户或售电公司电量报价按无效报价处理，按照最高限价进行撮合。

第一百零五条 月度用电量累计出现 3 个月低于其双边协商交易电量 80%，或累计出现 2 个月低于其双边协商交易电量 60% 的用户和售电公司，不允许参加本年度后续月度双边交易，已签订的双边合同作废处理，并自行承担合同违约责任。

第一百零六条 任何单位和个人不得非法干预市场正常运行，当出现以下情况时，交易中心和电力调度机构要及时向省工信委、省发改委和国家能源局云南监管办公室报告，经批准后可采取措施对市场进行干预或终止市场化交易。

（一）发生市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约、不能履约等，导致市场秩序受到严重扰乱；

（二）用户侧月度总体成交电量低于用电需求的 50%；

（三）交易平台发生故障，导致交易无法正常进行；

（四）云南电力系统发生重大事故，严重影响到交易执行及系统安全时；

（五）云南电力系统调频、调峰容量及无功容量无法满足电力系统安全稳定运行要求，一次能源供应、用电需求与预期发生较大偏差；

（六）其他影响电力系统安全运行事件或不可抗力事件发生时。

紧急情况下，交易中心和电力调度机构可以在报告的同时采取干预市场或中止市场运行的措施。

第一百零七条 云南电力市场中止期间，电力调度机构应按照调度规程进行调度运行管理。

抄送：省政府办公厅，国家能源局云南监管办。

云南省工信委办公室

2017年11月23日印发

打印：赵向菊

校对：王馨（共印55份）

