

云南省工业和信息化委员会
云南省发展和改革委员会 文件
云南省能源局

云工信电力〔2017〕97号

关于印发 2017 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、发展和改革委员会（能源局），昆明电力交易中心，各有关企业：

经省人民政府同意，现予印发《2017年云南电力市场化交易实施方案》，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3月6日

2017年云南电力市场化交易实施方案

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）及其配套文件的有关要求，依据《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》（云发〔2016〕10号），在2016年云南电力市场化交易实施方案的基础上，结合云南电力系统运行实际，进一步完善市场结构和市场体系，特制定本方案。

本方案适用于云南省内所有发电企业、供电企业、用电企业及售电企业。省外及境外发电企业、售电企业、电力用户在具备条件时，按照本方案参与交易。

本方案分为四个部分：交易主体、市场交易、结算、其他事项。

一、交易主体

（一）售电主体

售电主体为并入云南电网运行的所有电厂，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）；市场化电厂指风电场、光伏电厂、火电厂、2004年1月1日及以后投运由总调调度、省调调度、省地共调电厂。新投电厂按上述原则划分电厂类别。

优先电厂称为非竞争性售电主体，暂不参与市场化交易，市

市场化电厂称为竞争性售电主体，按本方案参与市场化交易和结算。市场化电厂须在电力交易中心进行注册。

售电主体的发电量分为优先发电量和市场化发电量，其中优先发电量含优先电厂的发电量、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、供气所需电量及其他分配电量（相应电量按政府有关部门政策执行）、具有年调节能力及以上水库的水电厂调节电量；市场化发电量指市场化电厂优先发电量之外的所有发电量，通过市场化方式进行交易、结算。

风电场和光伏电厂的优先发电量根据居民电能替代需要的金额分月确定，月间滚动，年度平衡。其中，汛期风电、光伏电厂全部上网电量为优先电量，枯平期风电、光伏电厂按照上年度当月全网风电、光伏电厂平均利用小时数（风电、光伏电厂分别核算）的 1/4 折算的上网电量为优先电量，全年统筹平衡，剩余上网电量参与市场化交易。风电场和光伏电厂的优先发电量结算价格为竞争性售电主体月度集中撮合交易平均成交价，其他电量按市场化方式进行交易结算。

本方案中售电主体发电量特指用于结算的上网电量，调试期电量不参与市场化交易。

（二）购电主体

购电主体指云南省内所有的电力用户和符合准入条件的售电公司，分为竞争性购电主体和非竞争性购电主体。

竞争性购电主体是指符合市场准入条件且在电力交易中心注册成功的用户（以下简称竞争性用户）和售电公司，按本方案参与市场化交易和结算；非竞争性购电主体是指一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用户、以及居民生活用户等优先购电用户和符合市场准入条件但未在交易中心注册的用户，非竞争性购电主体的用电量统称为优先购电量，由电网企业统一购电，暂不参与市场化交易。

竞争性用户市场准入条件：符合国家产业政策、环保安全、节能减排要求的全部专变工业用户（执行大工业电价的电量），同时根据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。

符合准入条件用户一旦进入电力市场，三个月内不能退出市场，可采用自行申报、供电单位代报、售电公司代理购电等方式参与市场化交易。凡是有交易成交记录的用户（包括售电公司代理用户）的用电量均按市场机制定价，不再执行目录电价；凡是无交易成交记录的用户由电网企业按照相关规定实施保底供电服务。

售电公司代理的用户必须是符合准入条件且在电力交易中心注册的用户，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，三个月内不能进行更改，不能退出市场。电费未按时缴清的用户、保证金和电费未按时缴清的售电公司，不得参与市场交易。

二、市场交易

云南电力市场遵循“省内需求优先、外送消纳次之”的总体原则开展交易，现阶段电力市场化交易分为中长期交易和短期交易。中长期交易开展年度交易和月度交易，短期交易开展日前电量交易。本方案中所有交易都是实物合约交易，各类交易的成交结果一经确认，不得更改。

（一）数据申报

1.售电主体

竞争性售电主体以厂为单位进行申报，售电主体的申报电价为上网侧的绝对价格，为含环保电价、含税的价格。

若火电厂有保障电网安全的运行机组，则分为保安全机组和非保安全机组两部分，分别进行申报。

2.购电主体

选择自行申报和委托供电单位代报的用户以户号为单位进行申报；选择售电公司代理购电的，售电公司根据其代理用户的用电需求整体申报月度交易，按户号申报日前电量交易。

购电主体的申报电价为上网侧的绝对价格，即：购电主体申报电价=购电主体意愿电度价格-输配电价-线损电价-基金及附加，其中线损电价=基准价×综合线损率/(1-综合线损率)，双边协商交易按合同约定的上网价格作为线损电价计算基准价，集中撮合、挂牌交易按上月集中撮合交易平均成交价作为线损电价计算基准价。

3.申报数据约束

购、售电主体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；合约转让交易中，电厂各月申报电量的最小单位为 0.0001 万千瓦时，申报电价的最小单位为 0.00001 元/千瓦时。除年度和月度双边协商交易外，为保证有序竞争，考虑 2017 年供需关系，设置申报最低限价和最高限价，最低限价暂定为 0.13 元/千瓦时，最高限价暂定为 0.42 元/千瓦时。鼓励全年增加用电，尤其是汛期多消纳水电。2017 年 1—4 月以 2016 年 1—4 月用电平均值为基数，超基数用电部分不设最低限价；2017 年 5—12 月以 2016 年 5—12 月用电平均值为基数，超基数用电部分不设最低限价。

各电厂在某交易环节申报电量 \leq 确认的发电能力-已成交电量-优先发电量-协议内西电东送分配电量 \times 折算系数，为保证未分配协议内西电东送电量电厂与分配了协议内西电东送电量电厂公平参与省内电量市场，按月设置折算系数，折算系数=除火电外市场化电厂总发电能力/（协议内西电东送总分配电量+协议外西电东送预计增送电量+省内市场化电量预测值）。火电厂增加申报最小开机电量（单台机组按最低技术出力运行 7 天电量）。若火电厂（除有在运机组及当月计划开机机组外）累计成交电量低于申报的最小开机电量，则不成交。

经省级及以上相关部门或监管机构认定，某交易过程中售电主体或购电主体存在串谋或恶意报价行为并造成严重后果的，该

部分售电主体成交电量按月度集中撮合交易最低价 0.9 倍结算，该部分购电主体成交电量按上年度统调电厂平均上网结算价格的 1.1 倍与月度集中撮合交易电厂最高成交价格的 1.1 倍中的较大值结算。

4.售电公司电量分配

售电公司在电力交易中心办理代理用户购电手续时，须将售电公司与用户签订的合同交至电力交易中心备案，并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。

售电公司在月度交易成交结果公布后的第一个工作日内，须将月度各类交易成交电量、成交价格按户号预分给其代理用户并在交易系统中填报。若未进行预分，则默认为月度成交电量、加权平均成交价格平均分配给代理用户。

各售电公司须动态跟踪代理用户用电情况，在用电月结束后的三个工作日内按户号在交易系统中填报各代理用户最终分配的月度成交电量、成交价格，电力交易中心据此对用户进行结算和考核；若售电公司未填报各用户按户号最终分配的月度成交电量和价格，则按用户各户号实际用电量的比例将售电公司的月度成交电量、加权平均成交价格分配给代理用户，其中代理参与日交易用户的各户号预分成交电量为最终分配的成交电量，不能更改。

5.年度发用电需求预测申报

每年 12 月份，竞争性售电主体和竞争性购电主体须向电力交易中心申报次年各月的发电能力预测和用电需求预测。

（二）年度（多年）交易

电力交易中心根据交易主体需求按双边协商的方式组织年度交易，每年 12 月份开放一次年度交易，交易主体双边可签订一年或多年双边交易合同。

1.交易主体

竞争性用户，竞争性售电主体中的水电厂、风电场、光伏电站。

2.信息公示

满足条件的交易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。交易主体在交易系统中填报信息即为同意向所有市场主体公开，是否进行信息填报由交易主体自行决定，不影响双边合同签订和备案。

3.合同签订和合同备案

购、售电主体协商确定年度（多年）分月的交易电量和价格后，由售电主体在交易时间内在交易系统中填报，购电主体在交易时间内进行确认，在交易系统形成初步的年度（多年）交易合同。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标准的年度（多年）交易双边合同，并交由电力交易中心备案。购、售电主体双方签订标准的年度（多年）交易

双边合同时，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。

4. 月度安全复核

调度机构在月度集中撮合交易开始前，对电厂年度（多年）双边合同的次月电量进行安全复核，并以月度安全复核后的电量作为最终成交结果。

电厂双边合同电量不超过按装机等比例原则所分配的电力外送通道平均送电能力。电厂双边合同电量因安全复核被调减时，用户侧按等比例原则调减双边合同电量，电厂与用户应在双边合同中明确按照调度安全校核后的成交电量作为月度双边合同电量执行。

5. 双边合同月度确认

月度最后一个工作日前，交易主体可对年度（多年）双边合同的下月价格进行协商调整，分月电量不可进行调整。分月价格调整流程如下：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。若未填报或未经确认，则交易系统默认为年度（多年）交易合同中的分月价格。

（三）优先电量月度平衡

月度交易前，交易机构应会同调度机构对月度优先发电量、优先购电量进行电力电量平衡预测分析。

优先发电量=优先电厂的发电量+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+供气所需电量及其他分配电量（相应电量按政府有关部门政策执行）+具有年调节能力及以上水库的水电厂调节电量；优先购电量=优先购电用户用电量+符合市场准入条件但未交易的用户用电量。

优先发电量大于优先购电量时，偏差部分由框架协议内西电东送电量进行平衡。优先发电量小于优先购电量时，偏差部分由交易中心组织省内优先购电量挂牌交易。

（四）框架协议内西电东送电量分配

平衡优先发电量后，剩余的框架协议内西电东送电量作为计划性电量，根据电力主管部门有关分配政策安排，电力交易中心按要求执行。

电力交易中心按照按框架协议内西电东送电量送出价格扣减输配电价、线损电价对框架协议内西电东送分配电量进行结算。

框架协议内西电东送分配电量需进行事后调整。若框架协议内西电东送电量的实际送电量与计划送电量存在偏差或预分配电量与实际应分配电量存在偏差，则相应对电厂的分配计划进行调整。

（五）月度交易

月度交易采用双边协商、集中撮合、挂牌等方式进行。电力交易中心依次组织省内优先购电量挂牌交易、省内电量市场双边协商交易、省内电量市场集中撮合交易、省内电量市场挂牌交易和框架协议外西电东送电量挂牌交易。

1.省内优先购电量挂牌交易

(1) 交易主体

电网企业统一代理购电；竞争性售电主体中的水电厂、风电场、光伏电厂。

(2) 挂牌、摘牌

电力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。

挂牌价格暂按中小水电统一上网电价 0.235 元/千瓦时执行。

电厂通过交易平台申报摘牌电量。

(3) 成交规则

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

电厂成交价格为挂牌价格。

2.省内电量市场双边协商交易

(1) 交易主体

竞争性用户，竞争性售电主体中的水电厂、风电场、光伏电厂。

(2) 申报

电力交易中心每月开启次月月度协商交易，在交易时间内售电主体填报电量、价格，购电主体确认，月度最后一个工作日前

双方可对价格进行调整。

(3) 成交、校核

电力交易中心将购、售电主体双方填报结果提交调度机构进行安全校核，安全校核后的结果作为最终成交结果。

(4) 成交价格

成交价格为售电主体申报价格。

3. 省内电量市场集中撮合交易。

(1) 交易主体

竞争性购电主体，竞争性售电主体中的水电厂、风电场、光伏电站。

(2) 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，申报总量不得大于其发电能力。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；售电公司可采用多段（不超过代理用户数量）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。

(3) 成交规则

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。

（4）成交价格

售电成交价=售电申报价+ K_1 ×价差，购电成交价=购电申报价- K_2 ×价差，其中， $K_1=K_2=0.1$ 。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。

4.省内电量市场挂牌交易

（1）月度自主挂牌交易

月度自主挂牌交易分为三步进行，第一步是信息公示，第二步是电厂挂牌，用户摘牌；第三步是用户挂牌，电厂摘牌。

第一步：在信息公示时间内，有需求的电厂和用户在交易系

统上公布单段挂牌电量和挂牌价格。

第二步:电厂挂牌,用户摘牌

1) 挂牌、摘牌

竞争性售电主体中的水电厂、风电场、光伏电厂在电力交易平台上申报单段挂牌电量和挂牌价格(上网侧),用户申报摘牌电量。

2) 成交规则

当用户摘牌电量大于电厂挂牌电量时,用户按摘牌电量比例分配电厂挂牌电量;当用户摘牌电量小于或等于电厂挂牌电量时,用户全部电量成交。

3) 成交价格

用户的成交价格为对应成交电厂的挂牌价格。

第三步:用户挂牌,电厂摘牌

1) 挂牌、摘牌

用户在电力交易平台上申报单段挂牌电量和挂牌价格(上网侧),竞争性售电主体中的水电厂、风电场、光伏电厂、火电厂申报摘牌电量。

2) 成交规则

市场化电厂中的水电厂、风电场、光伏电厂首先成交。市场化电厂中的水电厂、风电场、光伏电厂成交之后,若有电量缺额,再由市场化电厂中的火电进行成交,非保障系统安全的火电先成交,成交之后仍有电量缺额,由保障系统安全的火电机组成交。

当电厂摘牌电量大于挂牌电量时,电厂按摘牌电量比例分配

用户挂牌电量；当电厂摘牌电量小于或等于用户挂牌电量时，电厂全部电量成交。

3) 成交价格

电厂的成交价格为对应成交用户的挂牌价格。

(2) 月度增量挂牌交易

用户 2017 年 1—4 月以 2016 年 1—4 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；2017 年 5—12 月以 2016 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。增量挂牌交易不设最低限价。

(3) 临时挂牌交易

根据市场需求及政策需要适时开展临时挂牌交易。

5. 框架协议外西电东送增送电量挂牌交易

(1) 交易主体

由电网企业代理购电，竞争性售电主体中的水电厂、风电场、光伏电厂参与。遵循“省内市场优先，外送消纳次之”的原则，参与西电东送增量交易的电厂，需优先满足省内月度电量交易。有拉水压力和弃水风险的电厂参与框架协议外西电东送增送电量挂牌交易。

(2) 挂牌、摘牌

增送电量的挂牌价格在框架协议内西电东送电量价格的基础上进行调整。电力交易中心对框架协议外的增送电量和价格进行挂牌。竞争性售电主体中的水电厂、风电场、光伏电厂申报摘牌电量。

(3) 成交规则

统筹考虑对西电东送通道的安全支撑、保障西电东送通道充分利用、以及国家核准文件中明确承担“西电东送”开发任务的水电厂等情况，框架协议外西电东送增送电量挂牌交易由 500kV 电压等级并网的市场化水电厂优先成交。500kV 电压等级并网的市场化水电厂成交之后，若有电量缺额，再由其他电厂进行成交。

当电厂摘牌电量大于挂牌电量时，电厂按摘牌电量比例分配挂牌电量；当电厂摘牌电量小于挂牌电量时，未成交的增送电量如实际安排了送电，则月度发电结束后，根据各市场化水电厂、风电场、光伏电厂超发电量等比例对未成交的增送电量进行分配，按照电厂挂牌成交的规则进行结算。

(4) 成交价格

电厂的成交价格为挂牌价格。

若省政府相关部门、广州电力交易中心出台西电东送有关政策和交易规则，交易组织方式按规定进行调整。

(六) 日前电量交易

日前电量交易是指竞争性售电主体与竞争性用户之间进行次日发用电量交易。现阶段日前电量交易仅在工作日开市（节假日在前一个工作日进行申报交易）。

1. 交易主体

满足日计量要求的竞争性用户自愿向电力交易中心提出日前电量交易申请，审核通过方可参与。售电公司只能代理有日前电量交易资格的用户参与日前电量交易。

竞争性售电主体中的水电厂、风电场、光伏电厂和当前已开机运行的火电厂。

2.撮合申报

竞争性售电主体按厂、竞争性用户(包括售电公司代理用户)按户号申报单段电量和单一价格。竞争性用户次日用电需求超出日前电量交易申报基准值的部分,方可参与日前电量交易。

用户日计量数据能够采集时,用户日前增量申报基准值= $[(\text{用户月度交易总成交量(含年度合同分月电量)} - \text{月度交易累计完成电量}) / \text{本月剩余天数}]$ 。用户日计量数据无法按时采集时,用户日前增量申报基准值= $[(\text{用户月度交易总成交量(含年度合同分月电量)}) / \text{本月天数}]$ 。其中,售电公司代理用户按月度交易预分成交量作为用户月度交易总成交量(含年度合同分月电量),计算日前电量交易申报电量的基准值。

3.成交规则

市场化电厂中的水电厂、风电场、光伏电厂首先成交。市场化电厂中的水电厂、风电场、光伏电厂成交之后,若有电量缺额,再由市场化电厂中的火电进行成交,非保障系统安全的火电先成交,成交之后仍有电量缺额,由保障系统安全的火电机组成交。

撮合成交规则参照月度集中撮合交易执行。

4.成交价格

售电成交价=售电申报价+ $K_1 \times$ 价差,购电成交价=购电申报价- $K_2 \times$ 价差,其中, $K_1=K_2=0.1$ 。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。

（七）月度合约转让交易

电厂月度上网电量结完月度所有合约电量（含日交易电量、年度双边合同分月电量、月度双边协商交易电量、月度集中交易电量、各类计划分配电量）后仍有剩余电量则为超发电量。如因上网电量不足，造成月度交易电量未完成，则为少发电量。

月度交易执行完毕后，月度合约转让交易在有超发和少发电量的市场化电厂间开展，其中年度、月度双边协商的合约偏差电量不能进行月度合约转让交易。

月度合约转让交易依次开展合约协商转让交易、同一发电集团合约转让交易。

1. 合约协商转让交易

（1）交易规则

有超发电量的市场化电厂与少发电量的市场化电厂自愿协商进行合约转让交易，优先转让自身原因少发电量。

（2）成交价格

合约协商转让交易的成交价格由交易双方协商确定，买入合约价格等于卖出合约价格。

2. 同一发电集团合约转让交易

（1）交易规则

合约协商转让交易结束后，对隶属于同一发电集团的少发电量和超发电量进行合约转让交易，优先转让自身原因少发电量。

当集团少发电量小于超发电量时，少发电量全部成交，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。

（2）成交价格

少发电量竞争性售电主体的合约出让成交价格为自身各类月度交易成交电量（不包含年度、月度双边协商的合约电量）的加权平均价（ P_0 ），多发电量竞争性售电主体合约承接价格等于合约出让成交价格。

（八）清洁能源交易机制

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站，在不造成水电厂未按交易计划（包括市场交易合约电量、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站的发电量，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、风电场和光伏电站发电能力，遵循公平、充分利用电力外送通道送电能力原则消纳。

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，采用清洁能源交易机制对电厂间的不平衡电量进行转让。清洁能源交易机制主要通过月度平衡机制实现。

（九）月度平衡机制

月度平衡机制包括不平衡电量转让交易和月度上、下调服务

1.不平衡电量转让交易

(1) 交易规则

月度合约转让交易结束后，对市场化电厂剩余少发电量（保障系统安全和平抑负荷波动需要）和市场化电厂的剩余超发电量进行不平衡电量转让交易（不包含年度、月度双边协商的合约偏差电量）。当少发电量小于超发电量时，按超发电量的比例分配各超发电厂的成交电量。当少发电量大于等于超发电量时，按少发电量的比例分配各少发电厂的成交电量。

(2) 成交价格

少发电量电厂合约出让价格为自身各类电量交易成交电量（不包含年度、月度双边协商的成交电量）的加权平均价（ P_0 ）的 90%，多发电量电厂的合约承接价格等于少发电量电厂的合约出让价格。

不平衡电量转让交易结束后，仍有超发或少发电量的电厂，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。

2.上、下调服务

(1) 上调服务

电力交易中心公布月度集中撮合交易中发电侧的最低成交价和平均成交价。

电厂申报上调服务价格，申报价格限定在月度集中撮合交易中发电侧的最低成交价和平均成交价之间，电厂上调服务的申报

价格作为调度机构安排发电计划的依据之一。

进行事后合约转让交易后仍存在的超发电量，按其上调服务申报价格结算；未参与上调服务预招标的电厂，进行事后合约转让交易后仍存在的超发电量，按月度集中撮合交易中发电侧的最低成交价结算。

（2）下调服务

电厂少发电量由调度机构进行事后认定，因系统原因产生的少发电量计入下调服务，因自身原因产生的少发电量不计入下调服务。电厂事后合约转让交易结束后，剩余下调服务电量根据交易平衡账户资金盈余情况，按月进行补偿，补偿金额不超过 0.03 元/千瓦时。

（十）月度长期备用市场

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。全年火电补偿总金额初步按 20 亿元确定，其中大朝山电厂 2017 年共分摊 4389 万元，按月平均提取；2004 年以前投产的 110kV 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，大朝山、漫湾、以礼河电厂作为居民生活电能替代电量的保障型电源，按照云政办发〔2016〕73 号文件有关规定执行；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。

三、结算

(一) 总体原则

以“按日核算，月结月清”的结算原则开展结算。

(二) 购电主体结算

1. 结算原则

(1) 竞争性购电主体以户号为单位进行电费结算。

(2) 非竞争性购电主体按目录电价和月度实际用电量进行结算。

(3) 直接参与交易用户和售电公司代理用户的电费分为电能电费、电能偏差电费、输配电费、线损电费、基金及附加电费。其中，输配电费、线损电费、基金及附加电费根据用户实际用电量与政府核定价格标准计算。日前交易电量及偏差电量在用电日结束后进行结算；月度用电结束后首先进行年度交易分月电量和月度双边协商电量结算、其次进行月度集中交易电量结算和偏差电量结算。

(4) 当售电公司代理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%。电力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代理用户。

2. 直接参与交易用户的电能电费、电能偏差电费结算步骤

(1) 日前电量交易电量、偏差电量结算

1) 用户次日实际用电量 U_{rd} 扣减日前电量交易申报基准值后，若大于日前电量交易成交电量，日前电量交易结算电量即为

日前电量交易成交电量，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} 扣减日前电量交易申报基准值后，若小于日前电量交易成交电量，则日前电量交易结算电量为 $\max\{(U_{rd}-\text{日前电量交易申报基准值}), 0\}$ ，未完成的日前交易成交电量为日前电量交易成交电量减去日前电量交易结算电量。

3) 由于表计原因导致日用电量数据无法取得时，用户次日实际用电量 $U_{rd} = \text{月度实际用电量} / \text{本月天数}$ ，日前电量交易申报基准值 = $[\text{用户月度交易总成交电量} (\text{含年度合同分月电量})] / \text{本月天数}$ 。 U_{rd} 扣减申报基准值大于日前交易成交电量，则日前电量交易结算电量为日前电量交易成交电量，否则日前电量交易结算电量为 $(U_{rd}-\text{日前电量交易申报基准值})$ ，未完成的日前交易成交电量为日前电量交易成交电量减去日前电量交易结算电量。

4) 根据日前电量交易各日的实际结算电量和成交价格，计算日前电量交易电量电费；未完成的日前电量交易成交电量超过日前电量交易成交电量 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。

(2) 年度双边合同分月电量、月度双边协商交易成交电量
结算

用户月度用电量 U_r 扣减日前增量交易累计结算电量 U_d 作为月度交易用电量 U_{rt} 。即： $U_{rt} = \max\{U_r - U_d, 0\}$ 。汇总用户年度双边合同分月电量、月度双边协商交易成交电量的合同（两者合并简称双边协商合同），用户第 i 个双边协商合同电量为 U_{gi} ，合同总量 U_g 。用户分配给第 i 个合同的月度交易用电量

$U_{rti} = U_{rt} \times U_{gi} / U_g$, 对应成交电厂电量为 Q_{rti} 。

用户第 i 个双边协商合同结算电量 $U_{ghi} = \min\{U_{rti}, U_{gi}, Q_{rti}\}$ 。 U_{ghi} 按双边合同约定价格结算。当 $U_{ghi} \leq U_{rti} \leq U_{gi}$, $U_{rti} - U_{ghi}$ 按上年度统调电厂平均上网结算价格的 1.1 倍与月度集中撮合交易电厂最高成交价格中的较大值结算; 当 $U_{ghi} \leq U_{gi} \leq U_{rti}$, $U_{gi} - U_{ghi}$ 按上年度统调电厂平均上网结算价格的 1.1 倍与月度集中撮合交易电厂最高成交价格中的较大值结算。

用户双边协商合同结算电量 $U_{gh} = \sum U_{ghi}$ 。

由于系统安全原因导致电厂的双边协商成交电量(年度双边合同分月电量、月度双边协商成交电量)未完成的部分电量, 该部分电量按合同价格对用户进行结算。

(3) 月度集中交易电量、偏差电量结算

用户月度集中交易成交电量包括月度集中撮合交易成交电量、月度挂牌交易成交电量。

用户月度集中交易用电量 $U_{rm} = \max\{\min\{U_{rt} - U_{gh}, U_{rt} - U_g\}, 0\}$

1) 当 U_{rm} 大于该用户月度集中交易成交电量 U_m 时, 交易实际结算电量为 U_m 按月度成交电量的加权平均价格结算, 该用户超用电量为 $(U_{rm} - U_m)$, 超用电量按上年度统调电厂平均上网结算价格的 1.2 倍与月度集中撮合交易电厂最高成交价格中的较大值结算。

2) 当 U_{rm} 小于或等于该用户月度集中交易成交电量 U_m 时, 交易实际计算电量为 U_{rm} 按月度成交电量的加权平均价格结算,

该用户总少用电量为 ($U_m - U_{rm}$), 少用电量超过月度交易成交量 3% 的部分按 0.03 元/kWh 的价格支付偏差电费, 3% 以内的部分免除偏差电费。

由于电网检修、故障等系统原因、不可抗力因素以及国家相关政策调整导致用户未完成的交易电量免除考核。具体认定范围见偏差电量责任认定章节。

3. 售电公司代理用户的电能电费、电能偏差电费结算步骤

年度双边合同分月电量、月度双边协商交易成交量结算与直接参与交易用户一致。

日前电量交易 (或月度交易) 实际结算电量确定方法与直接参与交易用户一致, 日前交易实际结算电量的结算价格为售电公司代理用户参与日交易成交量对应成交价格, 月度交易实际结算电量的结算价格为售电公司最终分配给代理用户月度成交电量的成交价格。

日前电量交易 (或月度交易) 偏差电量及其结算价格确定方法与直接参与交易用户一致, 用户自身承担少用电量偏差电费的 90%。

4. 售电公司结算步骤

售电公司的偏差电费为代理用户少用电量偏差电费累计值的 10%。

(三) 售电主体结算

1. 竞争性售电主体结算

(1) 结算原则

竞争性售电主体按厂为单位进行结算。日前交易电量及偏差电量在发电日结束后进行结算。月度发电结束后首先进行年度双边合同分月电量和双边协商成交电量结算，其次进行月度交易电量结算和负偏差电量结算，最后进行优先发电量结算、月度正偏差电量结算。

(2) 竞争性售电主体的结算步骤

1) 日前交易电量结算和偏差电量结算

a) 计算合约电量电费

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

b) 计算偏差电费

①当电厂次日实际发电量小于日前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，由于系统需要少发电量（下调服务电量）暂按 $P_d'' = P_d$ 元/千瓦时的价格计算偏差电费，下调服务电量根据交易平衡账户资金盈余情况，按月补偿。

②当电厂次日实际发电量大于日前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。

c) 计算日前电量交易实际电费收益

电厂日前电量交易实际电费收益 $S_{rd} = S_d + S_d' + S_d''$ 。

表 3-1 电厂日前电量交易结算表

交易	电量		电价	电费	
日前交易	日前电量交易成交电量		Q_d	P_d	$S_d=Q_d \times P_d$
	日前电量交易偏差电量	多发电量, 计入月度交易发电量	0	0	0
		少发电量 3%以内	$-Q_{d'}$	$P_{d'}=P_d$	$S_{d'}=-Q_{d'} \times P_{d'}$
		少发电量 3%以外	$-Q_{d''}$	$P_{d''}$	$S_{d''}=-Q_{d''} \times P_{d''}$
日前累计结算电量	$Q_{rd}=Q_d-Q_{d'}-Q_{d''}$				
电费合计	$S_{rd}=S_d+S_{d'}+S_{d''}$				

2) 年度双边合同分月电量、月度双边协商交易成交电量结算

电厂月度发电量 Q_r 扣减日前增量交易累计结算电量 Q_{rd} 为月度交易发电量 Q_{rt} 。即： $Q_{rt}=Q_r-Q_{rd}$ 。汇总电厂年度双边合同分月电量、月度双边协商交易成交电量的合同（两者合并简称双边协商合同），电厂第 i 个双边协商合同电量为 Q_{gi} ，合同总量 Q_g 。电厂分配给第 i 个合同的月度交易用电量 $Q_{rti}=Q_{rt} \times Q_{gi}/Q_g$ ，对应成交用户电量为 U_{rti} 。

电厂第 i 个双边协商合同结算电量 $Q_{ghi}=\min\{Q_{rti}, Q_{gi}, U_{rti}\}$ 。 Q_{ghi} 按双边合同约定价格结算。当 $Q_{ghi} \leq Q_{rti} \leq Q_{gi}$ ， $Q_{rti}-Q_{ghi}$ 按月度集中撮合交易最低成交价的 0.9 倍结算；当 $Q_{ghi} \leq Q_{gi} \leq Q_{rti}$ ， $Q_{gi}-Q_{ghi}$ 按月度集中撮合交易最低成交价的 0.9 倍结算。

电厂双边协商合同结算电量 $Q_{gh}=\sum Q_{ghi}$

表 3-2 双边协商合同电量结算表

	结算电量	电价	电费
	Q_{gh}	$P_{\text{年度分月}}$	$S_{\text{协商1}} = Q_{gh} \times P_{\text{年度分月}}$
	$Q_{rt} - Q_{gh}$	$P_{0.9 \text{ 最低价}}$	$S_{\text{协商2}} = P_{0.9 \text{ 最低价}} \times (Q_{rt} - Q_{gh})$
$Q_g - Q_{gh}$	$P_{0.9 \text{ 最低价}}$	$S_{\text{协商3}} = P_{0.9 \text{ 最低价}} \times (Q_g - Q_{gh})$	
双边协商合同电费	$S_{\text{协商}} = S_{\text{协商1}} + S_{\text{协商2}} + S_{\text{协商3}}$		

由于系统安全原因导致电厂的双边协商成交电量（年度双边合同分月电量、月度双边协商成交电量）未完成的部分电量，该部分电量按 0.03 元/kWh 的价格补偿电厂。

由于系统安全原因导致用户的双边协商成交电量（年度双边合同分月电量、月度双边协商成交电量）未完成的部分电量，该部分电量按预招标价格对电厂结算。

3) 月度集中交易电量结算和负偏差电量结算

电厂月度集中交易包括：省内优先购电量挂牌交易、省内市场电量集中撮合交易、省内市场电量挂牌交易、框架协议外西电东送电量交易、月度合约转让交易、不平衡电量转让交易

电厂月度集中交易实际发电量 $Q_{rm} = \min\{Q_{rt} - Q_{gh}, Q_{rt} - Q_g\}$ 。

a) 计算月度集中交易合约电费 S_m 。

表 3-3 电厂月度交易合约结算表

月度交易类别		成交电量		成交价格	电费
省内优先购电量挂牌交易		Q_1		P_1	$S_1 = Q_1 \times P_1$
省内市场月度电量交易	集中撮合交易	Q_2		P_2	$S_2 = Q_2 \times P_2$
	挂牌交易	Q_3		P_3	$S_3 = Q_3 \times P_3$
框架协议外西电东送电量挂牌交易		Q_4		P_4	$S_4 = Q_4 \times P_4$
合约转让交易	合约协商转让交易	卖出合约	$-Q_5$	P_5	$S_5 = -Q_5 \times P_5$
		买入合约	Q_6	P_6	$S_6 = Q_6 \times P_6$
	同一发电集团转让交易	卖出合约	$-Q_7$	P_7	$S_7 = -Q_7 \times P_7$
		买入合约	Q_8	P_8	$S_8 = Q_8 \times P_8$

不平衡电量转让交易		卖出合约	-Q9	P9	S9=-Q9×P9
		买入合约	Q10	P10	S10=Q10×P10
合约电量	Qm= Q1+Q2+Q3+Q4-Q5+Q6-Q7+Q8-Q9+Q10				
合约电费	Sm= S1+S2+S3+S4+S5+S6+S7+S8+S9+S10				
合约转让基准价 (偏差电量结算基准价)	P0= (S1+S2+S3+S4) / (Q1+Q2+Q3+Q4)				

b) 计算负偏差电费

根据电厂月度交易发电量 Q_{rm} 和月度交易成交电量 Q_m 计算月度交易的偏差电费 S_m' 。

①当电厂月度交易发电量 Q_{rm} 小于月度交易成交电量 Q_m ，即 $Q_{rm} < Q_m$ 时：

3%以内的偏差电量 Q_0' 免除偏差责任，按 P_0 的价格计算偏差电费；3%以外的偏差电量进行责任认定，因系统需要导致的少发电量（即下调服务电量） Q_{11} ，暂按 $P_{11} = P_0$ 的价格计算偏差电费，下调服务电量根据交易平衡账户资金盈余情况，按月度统一补偿；因自身原因导致的少发电量 Q_{12} ，按 $P_{12} = (P_0 + 0.03 \text{ 元/kWh})$ 的价格计算偏差电费。

②当电厂月度交易发电量 Q_{rm} 大于（或等于）月度交易成交电量 Q_m ，即 $Q_{rm} \geq Q_m$ 时，负偏差电费为零。

表 3-4 电厂月度交易负偏差电量结算表

负偏差电量	少发电量	电量		电价	电费	
		少发电量少于 3% 的部分		-Q0'	P0	S0'=-Q0'×P0
		少发电量超过 3% 的部分	系统需要少发电量（下调服务电量）	-Q11	P11	S11=-Q11×P11
自身原因少发电量	-Q12		P12	S12=-Q12×P12		
偏差电费	Sm'=S0'+ S11+S12					

c) 计算月度集中交易电量电费收益

电厂月度集中交易电费收益 $S_{rm} = S_m + S_m'$ 。

4) 优先发电量结算

框架协议内西电东送分配电量同优先发电量合并结算。

Q_{rm} 扣减月度集中交易结算电量 $Q_{rms} = \min(Q_{rm}, Q_m)$ 为电厂优先发电量(含框架协议内西电东送分配电量,下同)实际发电量 Q_{rf} , $Q_{rf} = Q_{rm} - Q_{rms}$ 。

根据各电厂分月分配优先发电量总量 Q_{f0} 和优先发电量结算价格 P_{f0} (各类优先电量加权平均价格), 计算优先发电量电费 S_{f0} , $S_{f0} = \min\{Q_{f0}, Q_{rf}\} \times P_{f0}$ 。

其中, 火电厂优先发电量中, 保障电网安全稳定运行所需电量按国家批复上网电价结算, 若此部分优先电量由某火电厂内多个机组发电满足时, 按各机组总发电量比例和各机组国家批复电价加权平均计算该优先发电量结算价格 P_{f0} ; 火电备用状态确认电量及政策分配电量按政府确定价格计算优先发电量结算价格 P_{f0} 。

风电场、光伏电厂的优先发电量按竞争性电厂月度集中撮合交易平均成交价计算优先发电量结算价格 P_{f0} 。

水库具有年调节能力及以上水电厂调节电量、电厂框架协议内西电东送分配电量按西电东送框架协议送出价格扣减输配电价、线损电价倒推确定结算价格 P_{f0} 。

5) 月度正偏差电量电费 S_f

当 $Q_{rf} \geq Q_{f0}$ 时: 存在月度正偏差电量, 即电厂超发电量为 $Q_{13} = Q_{rf} - Q_{f0}$ 。调度机构认定的火电上调服务电量按 P_{13} 等于按国家批复上网电价结算; 其他上调服务电量参与了上调服务报价

按 P13 等于上调服务报价计算偏差电费，未参加上调服务报价，按月度集中撮合交易电厂侧最低成交价的价格计算偏差电费。

表 3-5 电厂月度正偏差电量结算表

偏差电量	超发电量	电量	电价	电费
		Q13	P13	S13= Q13×P13
正偏差电费		Sf= S13		

6) 总电费

电厂月度总电费 $S_{rt} = S_{rd} + S_{\text{协商}} + S_{rm} + S_{rf0} + S_f$ 。

2. 非竞争性电厂结算

非竞争性电厂按月度实际上网电量和其国家批复上网电价结算电费。

(四) 月度长期备用结算

1. 火电长期备用资金来源

- (1) 结算平衡机制的剩余资金；
- (2) 电厂分摊的火电长期备用资金。

2. 火电长期备用结算范围

(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）不进行长期备用结算，保安全装机容量=开机时间/月度总时间×开机机组装机容量。

(2) 火电机组竞争到市场化电量，其市场化电量的等效容量（简称市场化电量等效容量），不进行长期备用结算，其中等效容量=电量/(当月天数×24)。

(3) 其余容量进行长期备用结算，每台火电机组月度长期备用结算容量=(装机容量-保安全装机容量-市场化电量等效容量)。

3. 结算方式

(1) 1—10月，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) 月度长期备用容量计算单价=月度长期备用容量总金额/月度火电机组长期备用结算总容量

(3) 每台火电机组长期备用结算费用=每台火电机组长期备用结算容量×月度长期备用容量结算单价

(五) 电费支付方式

1. 结算依据

电力交易中心负责向竞争性购、售电主体出具结算依据，竞争性购、售电主体按此结算依据进行电费结算、支付。

(1) 竞争性用户结算依据

直接进入市场交易的用户和售电公司代理用户，电力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、输电费用、配电费用、线损电费、基本电费、力调电费、基金、偏差电费。

(2) 售电公司结算依据

电力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、与代理用户之间的收益明细 10%偏差金额。

(3) 电厂结算依据

电力交易中心按照售电主体结算步骤出具电厂侧电费明细单，主要包含上网电量、成交价格、电能电费。

2.竞争性用户电费支付方式

竞争性用户交易成功后，直接进入市场交易的用户和售电公司代理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%);待电力交易中心出具交易月实际结算单后，竞争性用户缴纳剩余电费。

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

售电公司依据电力交易中心向售电公司出具的偏差电费结算单向用户支付偏差电费，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代理资格。

3.电厂电费支付方式

电厂与电网企业维持现有的电费支付方式。

4.售电公司支付保证金制度

电力交易中心开通保证金专用银行账户，售电公司按核定资产总额的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。

售电公司未按时支付代理用户的偏差电费，则以保证金抵扣，不足部分售电公司需补缴。若售电公司代理用户未按时缴清

电费，则以保证金抵扣用户欠费，不足部分由售电公司补缴，用户缴清电费后，退还售电公司抵扣的保证金。

（六）票据开具方式

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

四、其他事项

（一）交易校核

交易校核主要包括申报数据校核、网络约束校核和梯级水量匹配校核。

月度各交易类型均按下述流程进行交易校核。

1.申报数据校核。由交易中心负责对交易主体提交的申报数据进行校核，申报数据校核包括发电能力校核和其他申报约束规定校核。发电能力由调度机构提供，各发电企业在交易前需与调度机构沟通确认。发电能力评估原则如下：

（1）由政府发文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) 电力调度机构按 85% 负荷率确认火电的发电能力；考虑厂用电率，火电按 80% 装机容量进行申报电量校核。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、火电其他分配电量，则在申报电量校核时相应扣除。

(6) 风电、光伏电厂按上年同期各厂月度平均利用小时数 1.1 倍作为月度发电能力，上年同期有新投产机组的电厂按相同地区已投产的类似电厂月度平均利用小时数 1.1 倍作为月度发电能力。

(7) 新投电厂按相同地区已投产的类似电厂确定发电能力。

2. 网络约束校核。交易技术支持系统根据调度机构提供的网络约束条件进行市场出清，形成满足网络约束的交易出清结果并提交调度机构进行安全校核。网络约束受限区域内各电厂交易电量不超过按装机等比例原则所分配的电力外送通道平均送电能力。

3. 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。

日前电量交易校核中，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= $[月成交电量-(本月已发电量-本月日前电量交易累计成交电量)]/本月剩余有效天数$ ，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（含年度合同分月电量）按日平均的量无法安排，所有日前电量交易均可以不予通过。

（二）信息披露

电力交易中心对云南电力市场交易各环节的重要信息进行公布和披露。

1.交易信息披露

（1）交易前信息披露

电力交易中心公布电力供需形势预测、优先发电量和优先购电量平衡预测情况、电网安全约束信息、报价约束、上月度集中撮合交易平均成交价等信息。电力供需形势预测包括系统发电能力预测、系统用电需求预测等。电网安全约束信息包括通道能力、主要设备检修计划等。报价约束信息包括各电厂和用户的申报电量约束、上限价格和下限价格等。

合约转让交易前披露各电厂未完成电量、超发电量及其责任认定结果等。

(2) 交易后信息披露

电力交易中心公布交易结果，包括年度、月度各类型交易成交电量、各类型交易最低成交价格、各类型交易最高成交价格、平均成交价格等。

2. 结算信息披露

电力交易中心公布包括优先发电、购电在内的交易计划执行情况、偏差电量责任认定、偏差处理资金收入及支出情况。

3. 昆明电力交易中心按月向电力监管机构、能源主管部门、电力运行主管部门报送年度、月度交易信息和执行情况。

(三) 偏差电量责任认定

1. 发电侧

(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 ，日前电量交易累计结算电量为 T_2 ；电厂月度实际发电量为 T 。

(1) 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）。

(2) 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）。

(3) 当 $T > (T_1 + T_2)$ 时, $[T - (T_1 + T_2)]$ 为电厂超发电量。

2. 用户侧

由于电网检修、故障等系统原因、不可抗力因素以及国家相关政策调整导致用户未完成的交易电量免除考核。免责范围仅限于系统原因或不可抗力因素导致市场用户和售电企业未完成的交易电量。

其中不可抗力包括: 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。

(四) 结算平衡机制

为确保 2017 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。

1. 结算平衡机制建立

(1) 月度/日前集中撮合交易中, 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×购售匹配成交价差)

实际价差收益=成交价差收益×min{购电主体侧成交量完成比例, 电厂侧成交量完成比例}

(2) 购电主体当月因自身原因少用电量考核电费部分。

(3) 电厂当月因自身原因少发电量考核电费部分。

2. 结算平衡机制实施范围

(1) 根据上述结算平衡机制的建立, 月度计提平衡资金。

(2) 平衡资金优先用于弥补因系统原因造成市场化电厂的少发电量(即下调服务电量)。

(3) 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, 相应电量按国家批复上网电价进行结算, 与上调服务报价(或月度集中撮合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。

(4) 火电长期备用资金等其他政府明确的用途。

(五) 交易时间表

表 4-1 各类交易的开展时间

序号	交易周期	交易品种	关闸时间/交易时间预安排	交易方式
1	年度交易	省内电量市场年度交易	上年 12 月	双边合同
		年度双边合同分月确认	上月 18 日前	双边合同
2	月度交易	省内电量市场月度协商交易	10 日	双边协商
		省内优先购电量交易	20 日	挂牌
		省内电量市场月度集中撮合交易	21 日	集中撮合
		月度自主挂牌交易	23 日	挂牌
		框架协议外西电东送电量交易	25 日	挂牌
		上、下调服务	26 日	预招标

3	日前电量交易	日前电量交易	工作日	集中撮合
4	事后合约转让交易	合约协商转让交易	交易结算前	双边协商
		同一发电集团合约转让	交易结算前	合约转让
		不平衡电量转让交易	交易结算前	合约转让

注:交易日期按信息披露公布为准。

(六) 电厂分类

表 4-2 保障电网安全稳定运行所需的火电厂

序号	电厂名称	分配电量 (亿千瓦时)	备注
1	滇东	32.062	最低开一台机带 36.5 万负荷(每日最低电量 876 万千瓦时)
2	宣威	14.054	最低开一台机带 16 万负荷
3	曲靖	14.054	最低开一台机带 16 万负荷
4	阳宗海	14.054	最低开一台机带 16 万负荷
5	昆明	20.203	最低开一台机带 23 万负荷

注:所有电量均为发电侧电量

表 4-3 年调节能力以上水电厂调节电量

序号	电厂名称	调节电量 (亿千瓦时)	年设计电量 (亿千瓦时)	备注
1	小湾	47.46	189.85	按年设计电量 25% 分配, 枯平水期每月分配调节电量的 10%, 丰水期每月分配调节电量的 6%。按月滚动平衡, 少发电量滚入下月。
2	糯扎渡	59.78	239.12	
3	龙江	2.57	10.28	
4	马鹿塘	3.04	12.14	
5	普西桥	2.07	8.25	
6	洒南江	2.3	9.196	
7	小中甸	0.138	0.552	

注:所有电量均为发电侧电量

表 4-4 竞争性电厂中的水电厂名单

序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)	所属集团或公司
1	阿海	200	华电
2	大盈江三级	20	德宏凯瑞
3	大盈江四级	87.5	盈江多源水电
4	大盈江一级	10.8	德宏福榕
5	富川	4.5	维西江海富川电站
6	岗曲河一级	6	大唐
7	戈兰滩	45	大唐

序号	电厂名称	装机容量（万千瓦）	所属集团或公司
8	功果桥	90	华能
9	观音岩	300	大唐
10	吉沙	12	国电
11	甲岩	24	中电投
12	金安桥	240	汉能
13	金汉拉扎	5.8	泥汝河
14	景洪	175	华能
15	居甫渡	28.5	大唐
16	克田	9.9	禄劝临亚水电
17	梨园	240	华电
18	龙江	26	龙江
19	龙开口	180	华能
20	龙马	28.5	大唐
21	鲁地拉	216	华电
22	倮马河	5.6	云南江海
23	马堵山	28.8	红河广源
24	马鹿塘	30	大唐
25	勐野江	6.8	大唐
26	那邦	18	盈江华富水电
27	那兰	15	大唐
28	弄另	18	德宏龙江水电
29	糯扎渡	585	华能
30	普渡河六级	9.6	中电投
31	普西桥	19	国电
32	三江口	9.9	国电
33	石门坎	13	大唐
34	洒南江	20.1	中电投
35	松山河口	16.8	保山槟榔江水电
36	苏家河口	31.5	保山槟榔江水电
37	天花板	18	中电投
38	土卡河	16.5	大唐
39	小湾	420	华能
40	小岩头	12.99	中电投
41	崖羊山	12	大唐
42	云鹏	21	华润电力
43	木星土	12	浙江瓯能
44	赛珠	10.2	中电投
45	南极洛河	8.6	云南江海
46	江边	4.2	昆明丰安电力
47	丹珠河	8	贡山县恒远水电开发有限责任公司
48	铅厂	11.4	中电投

序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)	所属集团或公司
49	太平江一级	24	大唐
50	溪洛渡	630	三峡
51	阿鸠田	10.5	苏帕河
52	乌泥河	3	苏帕河
53	象达	4	苏帕河
54	白水河三级	2	禄劝桂弘水电
55	白水江一级	1.5	中大盐津
56	白水江二级	1.5	中大盐津
57	白水江三级	4.8	中大盐津
58	高桥	9	恒安
59	柏香林	5	恒安
60	油房沟	6.8	恒安
61	悦乐	2	恒安
62	宝石	2.4	宝石
63	丰田	0.6	宝石
64	金源	0.72	宝石
65	不管河	1.89	中电投
66	泥堵河	1.5	中电投
67	小中甸	1.8	国电
68	达开	6	革香河水电
69	打窝 (南片河梯级)	1.89	镇康湘源水电
70	板桥 (南片河梯级)	0.8	镇康湘源水电
71	大春河一级	3	云南新景电业有限公司
72	大春河二级	2	云南新景电业有限公司
73	大湾	4.98	中国水电顾问集团双柏开发有限公司
74	大盈江二级	7	德宏宏晟
75	大寨河二级	2	临沧润达水电
76	大寨河三级	1.6	临沧润达水电
77	大寨河一级	1.8	临沧润达水电
78	多底河	5	多底河水电
79	哈依河四级	1.5	禄劝运弘水电
80	哈依河五级	1.5	禄劝运弘水电
81	金水河四级	3	大唐
82	金水河二级	1.98	大唐
83	景云四级	1.5	大关县景云水电实业有限公司
84	苦木当	1	苦木当
85	块泽河	3.6	富源块泽河
86	拉气	5	马关拉气
87	老渡口	3.75	老渡口
88	老石寨	1.6	云南湘能水电
89	大树脚	1	云南湘能水电

序号	电厂名称	装机容量（万千瓦）	所属集团或公司
90	龙门	1.3	云南龙禹电力发展有限公司
91	禄丰	4	华宁新九龙
92	罗闸河二级	5	云县南河发电有限公司
93	庙林	6.5	中电投
94	熊家沟	1.8	中电投
95	木加甲	6	福贡丰源水电发展有限公司
96	南河	4	云县亚太
97	南康河二级	2.4	西盟富边水电
98	南沙	15	红河广源
99	南袜河二级	1	丰源水电
100	南袜河三级	0.64	丰源水电
101	南袜河一级	0.56	丰源水电
102	糯租	7.5	南盘江糯租水电
103	撒鱼沱	6	横江发电
104	沙坝	2.64	祥龙能源
105	施坝河二级	1	云南恒益水电
106	施坝河一级	1.6	云南恒益水电
107	施底河	3	福贡鑫达水电
108	石房	2.1	云龙南方水电
109	松八	2.6	香格里拉县格基河水电开发有限公司
110	腾龙桥	8.1	腾龙桥
111	天生桥	5	恒安
112	铁川桥	4.2	大唐
113	听命河	4	泸水县兴达水电开发有限公司
114	威远江	7.2	威远江
115	西月各	1.71	贡山县恒远水电开发有限责任公司
116	林碧当	3.2	贡山县恒远水电开发有限责任公司
117	东月谷	2.1	贡山县恒远水电开发有限责任公司
118	力透底	2.1	贡山县恒远水电开发有限责任公司
119	下只恩	4	格基河
120	仙人山	2.4	临沧新华水利水电开发
121	小蓬祖	4	禄劝小蓬祖
122	马过河	1	新桥河
123	茅草坪	1.3	新桥河
124	四台山	1.26	新桥河
125	拉灯河	1.6	新桥河
126	瓦窑河	0.8	新桥河
127	漾洱	4.98	漾洱水电
128	金河	2.5	新源漾弓江
129	燕子崖	2.5	鑫盛

序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)	所属集团或公司
130	六合	3	潞弓江
131	迤资	1.92	永仁万源水电
132	渔泡江	2	大姚渔泡江
133	中寨	2.5	中寨
合计		4254.01	

注：统计截至 2016 年 12 月

表 4-5 竞争性电厂中的风电场、光伏电厂名单

序号	电厂名称	机组类型	装机容量 (万千瓦)	所属集团或公司
1	者磨山	风电	4.575	水电十四局
2	资家风电场 (杨梅山一期)	风电	4.95	云南龙源风力
3	大陆湾风电场 (杨梅山二期)	风电	4.95	云南龙源风力
4	大风坝	风电	4.8	华能
5	马鞍山 (一期)	风电	4.95	华能
6	黄草坡 (马鞍山二期)	风电	4.95	华能
7	干海子 (马鞍山三期)	风电	4.05	华能
8	大龙潭 (马鞍山四期)	风电	4.95	华能
9	观音山 (马鞍山五期)	风电	3.9	华能
10	罗平山	风电	4.875	大唐
11	李子箐	风电	4.95	中国水电顾问集团
12	东山 (李子箐二期)	风电	4.05	中国水电顾问集团
13	东华 (李子箐三期)	风电	3.15	中国水电顾问集团
14	大坡顶 (李子箐四期)	风电	4.95	中国水电顾问集团
15	骑龙山	风电	4.875	大唐
16	丰乐 (骑龙山二期)	风电	4.875	大唐
17	恩兆山 (骑龙山三期)	风电	4.95	大唐
18	风屯	风电	4.95	中广核
19	大尖峰 (风屯二期)	风电	4.95	中广核
20	五子坡	风电	4.95	华能
21	骑马山 (五子坡二期)	风电	4.95	华能
22	清水沟 (五子坡三期)	风电	4.95	华能
23	大风丫口	风电	3.3	国电电力
24	马英山 (大风丫口二期)	风电	4.05	国电电力
25	朗目山	风电	4.95	大唐
26	羊雄山	风电	4.95	大唐
27	赶马路 (羊雄山二期)	风电	4.95	大唐
28	雷应山	风电	4.95	国电
29	黑马井 (雷应山二期)	风电	4.95	国电

序号	电厂名称	机组类型	装机容量 (万千瓦)	所属集团或公司
30	板桥	风电	4.95	国电
31	海洋哨(板桥二期)	风电	4.95	国电
32	支锅山	风电	4.95	龙源风电
33	双龙箐(支锅山二期)	风电	4.95	龙源风电
34	牦牛坪	风电	4.95	华电
35	梅家山(大龙口一期)	风电	4.95	三峡新能源
36	尖山梁子(大龙口二期)	风电	4.95	三峡新能源
37	小箐山(大龙口三期)	风电	4.6	三峡新能源
38	大莫古	风电	4.95	龙源风电
39	百花山	风电	4.8	湘电众佳
40	朵古	风电	4.95	华电
41	马塘(一期)	风电	4.95	云南龙源风力发电公司
42	龙潭(马塘二期)	风电	4.95	云南龙源风力发电公司
43	仕官山(马塘三期)	风电	4.2	云南龙源风力发电公司
44	帕顶梁子	风电	6.95	中广核
45	雪邦山	风电	4.95	龙源风电
46	金公山(雪邦山二期)	风电	4.95	龙源风电
47	仙人洞	风电	4.65	云南中云电
48	昆明联合	风电	4.95	云南中云电
49	小白龙(昆明联合二期)	风电	4.95	云南中云电
50	巨龙山	风电	4.95	水电十四局
51	巨龙山二期(晴云山)	风电	4.95	水电十四局
52	巨龙山三期(九龙坡)	风电	4.95	水电十四局
53	巨龙山四期(斗顶山)	风电	4.95	水电十四局
54	永三	风电	4.8	云电投
55	永三二期(光照普)	风电	4.8	云电投
56	磨豆山	风电	4.8	中广核
57	沙帽山	风电	4.8	华能
58	沙帽山二期(扁担山)	风电	4.8	华能
59	石蒲塘	风电	4.95	华能
60	凤华山(石蒲塘二期)	风电	4.95	华能
61	朗山	风电	4.95	国电
62	千岭山(朗山二期)	风电	4.05	国电
63	金华(百山一期)	风电	4.95	龙源大理风力发电
64	甸南(百山二期)	风电	3.3	龙源大理风力发电
65	百山母(百山三期)	风电	4.95	龙源大理风力发电
66	漕涧梁子(一期)	风电	4.95	华能
67	白龙庙(漕涧梁子二期)	风电	4.95	华能
68	大海梁子	风电	4.8	会泽云能投新能源

序号	电厂名称	机组类型	装机容量 (万千瓦)	所属集团或公司
69	头道坪（大海梁子二期）	风电	4.8	会泽云能投新能源
70	文笔山	风电	4	华能
71	一把伞（文笔山二期）	风电	4.8	华能
72	云台山	风电	4.95	华能
73	瓦窑（云台山二期）	风电	4.95	华能
74	石洞山	风电	4.95	云南弥勒石洞山发电
75	吉丹山（石洞山二期）	风电	4.8	云南弥勒石洞山发电
76	茨柯山（石洞山三期）	风电	4.8	云南弥勒石洞山发电
77	对门山（石洞山四期）	风电	4.8	云南弥勒石洞山发电
78	莲花山	风电	4.2	云南华电莲花山风力发电
79	野猫山	风电	4.95	华能
80	杨家房（野猫山二期）	风电	3.6	华能
81	尼白木克	风电	4.95	红河石屏盛唐新能源
82	大坪子	风电	4.95	大唐
83	联珠	风电	4.95	大唐
84	大赖石山	风电	4.95	国电
85	大岩洞（大赖石山二期）	风电	3.9	国电
86	程子山	风电	4.2	三峡新能源
87	石梁山（程子山二期）	风电	4	三峡新能源
88	大黑山	风电	4.8	大黑山风力发电
89	鲁土白（大黑山二期）	风电	4.8	大黑山风力发电
90	小海子	风电	4.8	中国水电顾问集团
91	保顶山	风电	4.8	中国水电顾问集团
92	三道箐（保顶山二期）	风电	4.8	中国水电顾问集团
93	龙箐（保顶山三期）	风电	4.6	中国水电顾问集团
94	石楼梯（保顶山四期）	风电	4.4	中国水电顾问集团
95	对门梁子	风电	9	马龙云能投
96	茅稗田	风电	4.05	中广核
97	凉风坳（茅稗田二期）	风电	4.95	中广核
98	甲倮波	风电	4.8	中广核
99	羊岔街（北）	风电	6.6	中广核
100	羊岔街（南）	风电	9.8	中广核
101	老青山	风电	4.95	云南中云电新能源
102	野牛	风电	4.8	国投
103	红土坡	风电	15.46	云南中云电新能源
104	五街	风电	14.54	云南中云电新能源
105	左美果	风电	4	大黑山风力发电
106	阿普	风电	18.8	云南中云电

序号	电厂名称	机组类型	装机容量 (万千瓦)	所属集团或公司
107	三台坡	风电	9.8	云南中云电
108	白鹤厂	风电	4.95	华能
109	卓干山	风电	3.6	国电电力
110	大龙山	风电	4.8	大唐
111	大中山	风电	4	大姚云能投
112	金铜盆	风电	3.8	国电电力
113	苏撒坡	风电	4.95	中电中国风力发电
114	老尖山	风电	4.8	大姚云能投
115	禄膝	风电	8.6	华电
116	马厂	风电	4.95	华能
117	青龙	风电	8	华电
118	天峰山	风电	19.925	华能
119	高本山	风电	4.95	大唐
120	七棵树	风电	11.96	建水新天风能有限公司
121	多依树	风电	7.4	建水新天风能有限公司
122	五台山	风电	4	云南丰晟电力有限公司
123	大石山(五台山二期)	风电	4.8	云南丰晟电力有限公司
124	大营盘(五台山三期)	风电	4.8	云南丰晟电力有限公司
125	五埡山	风电	4.8	中广核
126	将军山	风电	4.8	云南华宁火特新能源开发有限公司
127	大丫口(将军山二期)	风电	4	云南华宁火特新能源开发有限公司
128	仓房	风电	4.8	会泽协合风力发电有限公司
129	大绿山	风电	4.8	中广核
130	株木山	风电	9.9	云南龙源风力发电有限公司
131	三月山	风电	4.8	国投
132	华能石林	光伏	10	华能
133	云投光伏	光伏	6.6	云投
134	永仁光伏	光伏	4	华电维的
135	干巴拉	光伏	5	永仁协和
136	干塘子	光伏	3	三峡新能源
137	秀田	光伏	5	中云电新能源
138	老鹰岩	光伏	3	大唐
139	白泥沟(老鹰岩二期)	光伏	3	大唐
140	大龙潭光伏	光伏	0.35	华能

序号	电厂名称	机组类型	装机容量 (万千瓦)	所属集团或公司
141	干海子	光伏	2	水电十四局大理聚能投资有限公司
142	西村	光伏	10	中电大理(西村)光伏发电
143	大佛山	光伏	3	洱源协和
144	砚山太科	光伏	5	砚山太科光伏
145	干箐	光伏	5	华坪协和
146	甘庄	光伏	2	元江中电
147	大庄	光伏	2.7	中国水电顾问集团双柏开发有限公司
148	南庄	光伏	30	云南冶金新能源股份有限公司
149	白石崖	光伏	2	绿能(富民)太阳能科技
150	龙潭山	光伏	1.98	永胜惠光光伏发电有限公司
151	四角山	光伏	4.5	中国能源建设集团永胜新能源有限公司
152	益州	光伏	3.3	西双版纳恒鼎新能源发展有限公司
153	刘家庄	光伏	1	沾益阿特斯光伏发电有限公司
154	芒街	光伏	1	孟连三犇新能源有限公司
155	南头山	光伏	1	曲靖英利光伏电力
156	河外	光伏	5	元谋中电电气光伏发电有限公司
157	北泽	光伏	4	元江中盛太阳能科技有限公司
158	清塘子	光伏	3.3	开远弘裕阳光新能源发电有限公司
159	班幸	光伏	3.5	永仁惠光光伏发电有限公司
160	小西村	光伏	2	元谋中电电气光伏发电有限公司
161	天子山	光伏	2	三峡新能源
162	石漠化	光伏	2	石林东旭新能源
163	岩溯	光伏	2	国投
164	西街口	光伏	4	华能
165	子牙关	光伏	3	鹤庆汇能
166	茂创转山包	光伏	3	昭通茂创能源

序号	电厂名称	机组类型	装机容量 (万千瓦)	所属集团或公司
167	拖卓	光伏	2.1	绿能(富民)太阳能科技有限公司
168	驻马哨	光伏	4.1	开远中能新能源有限公司
169	洛戈底	光伏	4	蒙自奥特斯维光伏发电有限公司
170	北大村	光伏	6	石林中云电新能源
171	宁边	光伏	2	华润新能源光伏发电(昭通)有限公司
172	大古衙	光伏	2	中国水电顾问集团大姚新能源
173	大平地	光伏	1	通海旷达光伏发电有限公司
174	大兴	光伏	4	凤庆县爱康电力有限公司
175	密落槽子	光伏	3	三峡新能源
176	星火山	光伏	1.7	勐海协鑫光伏农业电力有限公司
177	杨梅坪	光伏	2.17	大理瑞德兴阳新能源科技有限公司
178	下海尾	光伏	1	建水县奥特斯维光伏发电有限公司
179	长冲	光伏	2	楚雄长翔光伏发电有限公司
180	钢家岭	光伏	2	禄劝县爱康能源电力有限公司
181	干龙潭	光伏	3	云县汇能发电有限责任公司
182	青岩山	光伏	1	兰坪太科光伏电力有限公司
183	古木	光伏	1	文山太科光伏电力有限公司
184	小暑甸	光伏	1	兰坪昌盛太阳能科技有限公司
合计			897.185	

注：统计截至 2016 年 12 月

表 4-6 竞争性电厂中的火电厂名单

序号	电厂名称	装机容量(万千瓦)	所属集团或公司
1	滇东	240	华能
2	雨汪	120	华能

3	镇雄	120	华电
4	巡检司	60	华电
5	昆明	60	华电
6	威信	120	能投
7	宣威	180	国电
8	阳宗海	100	国电
9	小龙潭	60	国电
10	曲靖	120	东源
11	红河	60	大唐
合计		1240	

注：统计截至 2016 年 12 月

表 4-7 优先电厂名单

序号	电厂	装机容量（万千瓦）
1	柴石滩	6
2	大寨	6
3	老虎山	5.36
4	六朗洞	3.45
5	绿水河	9.55
6	硕多岗	13.03
7	响水	5
8	徐村	8.58
9	向阳	2.62
10	漫湾	167
11	大朝山	135
12	鲁布革	60
13	西洱河	25.5
14	以礼河	33.65
15	瑞丽江一级	20
16	地调/县调调度的并网运行公用 中小水电及其他类型电厂	约 1162
合计装机		1662.74

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3月7日印发

打印：赵向菊

校对：付晖（共印55份）

