

附件：

2016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）及其配套文件有关要求，总结云南电力市场近两年的运行经验，进一步构建有效竞争的市场结构和市场体系，结合云南省实际，开展以省内为主、跨区域的电力交易，特制定本方案。

本方案分为四个部分：术语定义、市场交易、结算、其他事项。

一、术语定义

（一）售电主体

售电主体为已并入云南电网运行的所有电厂，分为优先电厂和非优先电厂。

第一类优先电厂指 2004 年前已投产的并网运行公用水电厂（装机总量 472 万千瓦）和由地调、县调调度运行的中小水电及其他类型电厂。保障电网安全稳定运行所需的火电机组(含热电联产机组)的部分电量（见表 5-2）、跨境电厂电量（见表 5-3）归入第一类优先发电。

第二类优先电厂指风电场、光伏电厂及 2004 年电改后投产且以 110 千伏并入电网运行属于省地共调的水电厂（见表 5-4），水库具有年调节能力及以上水电厂调节电量（见表 5-5）归入第二类优先发电。

第三类优先电厂指第一类及第二类优先电厂以外的水电厂（见表 5-6）。

非优先电厂指火电厂（扣除优先发电电量）。

新投电厂及机组按以上原则划分电厂类别。

第一类优先电厂称为非竞争性售电主体；第二类优先电厂暂不参与市场竞争交易，通过价格调节机制参与市场，也称为非竞争性售电主体，待技术、管理等方面成熟适时参与市场竞争；第三类优先电厂和非优先电厂统称为竞争性售电主体。竞争性售电主体须在电力交易中心进行注册。

（二）购电主体

购电主体指满足市场准入条件且在电力交易中心完成注册的用户和售电企业。

未参与市场交易的用户（含公益性用户）统称为优先购电用户，由电网企业统一代理购电。

（三）优先购电量

优先购电量指优先购电用户的用电量。优先购电量首先由非竞争性售电主体供应，不足部分由竞争性售电主体供应。

（四）省内市场电量

省内市场电量指省内市场用户的用电量。

（五）事前合约转让交易

事前合约转让交易指在月度交易结束后、月度交易计划执行前进行的合约转让交易。

（六）事后合约转让交易

事后合约转让交易指在月度交易计划执行完毕后、交易结算前进行的合约转让交易。

（七）月度预招标

月度预招标指针对系统可能需要增发电量，电力交易中心提前面向电厂进行招标。预招标结果作为安排发电计划的依据之一。

（八）申报价格

1、售电主体申报电价

售电主体的申报电价为上网侧的绝对价格，即：售电主体申报电价=售电主体目录电价-售电主体调价幅度。

2、购电主体申报电价

购电主体的申报电价为用电侧的绝对价格，即：购电主体申报电价=购电主体目录电价-购电主体调价幅度。

3、申报数据约束

电厂和用户各月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。本方案所有交易中，各售电主体报价上限暂定为其国家批复上网电价，下限暂定为 0.1 元/千瓦时，根据市场情况进行调整。

各电厂在某交易环节申报电量不得高于调度机构确认的发电能力扣减已成交电量。非优先电厂按机组申报电量及价格，每台机组需增加申报最小开机电量。若非优先电厂某机组（除保障电网安全稳定运行开机机组外）在某交易环节

初步成交电量低于申报的最小开机电量，则不安排该机组开机，成交电量进行事后水火置换交易。

（九）发电量

发电量在本方案中特指用于市场化交易结算的上网电量，调试期电量不参与市场化交易。

二、市场交易

（一）交易顺序

云南电力市场交易分为中长期交易和短期交易。现阶段，中长期交易开展年度交易和月度交易，短期交易开展日前增量交易。云南电力市场交易中，参考《云南省电力用户与发电企业直接交易试点方案》（云发改能源〔2014〕1188号）文件签订的年度双边合同属于场外交易，其他交易都是在云南电力交易系统平台上进行的场内交易。

遵循“省内需求优先、外送消纳次之”的总体原则，按以下顺序开展各类电力交易：

1、年度交易

（1）汇总参考《云南省电力用户与发电企业直接交易试点方案》（云发改能源〔2014〕1188号）文件签订的年度双边交易合同。购售电主体双边合同之外的发用电量可参与其他市场交易。

（2）电厂与市场用户的集中竞价预交易。年度集中竞价预交易的申报数据作为月度集中竞价交易申报的约束条件，预交易结果不作为结算依据。

2、月度交易

(1) 省内优先购电量的挂牌交易。

(2) 框架协议内西电东送电量的挂牌交易。

(3) 省内市场电量的集中竞价交易和挂牌交易。

(4) 框架协议外西电东送赠送电量的挂牌交易。

(5) 月度合约转让交易。分为事前合约转让交易和事后合约转让交易。

(6) 月度预招标。

(7) 月度长期备用市场

3、日前增量交易

日前增量交易是指售电主体与购电主体之间进行的发用电增量交易。现阶段日前增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）。

(二) 省内优先购电量交易

1、交易周期：月度交易。

2、准入条件

(1) 售电主体：竞争性售电主体。

(2) 购电主体：电网企业统一代理购电。

3、交易方式：挂牌交易。

(1) 挂牌

电力交易中心通过交易平台公布优先购电量的挂牌电量，挂牌价格暂按中小水电统一上网电价 0.235 元/千瓦时执行。

挂牌电量=优先购电量预测值-非竞争性售电主体发电量预测值。

由上式计算得到的挂牌电量小于（或等于）零时，取消省内优先购电量的挂牌。

（2）摘牌

电厂通过交易平台申报摘牌电量。

（3）成交规则

第三类优先电厂首先按摘牌电量比例成交。第三类优先电厂成交之后，若有电量缺额，再由非优先电厂进行成交。

（4）成交价格

成交价格为挂牌价格，挂牌价格高于电厂目录电价则取电厂目录电价作为成交价格，差额部分按偏差平衡机制处理。

（三）框架协议内西电东送电量交易

1、交易周期：月度交易。

2、准入条件

（1）售电主体：第三类优先电厂。

（2）购电主体：框架协议内的西电东送电量，由电力交易中心进行挂牌。

3、交易方式：挂牌交易。

（1）挂牌

挂牌价格（折算至发电侧）根据框架协议内西电东送电量的送出价格倒推确定。

挂牌电量=框架协议内西电东送电量-max[0, (非竞争性售电主体发电量预测值 - 优先购电量预测值)]

(2) 摘牌

电厂申报摘牌电量和摘牌价格。

(3) 成交规则

摘牌价格低的电厂优先成交。摘牌价格相同时，按摘牌电量的比例进行成交。

(4) 成交价格

$$\text{电厂 } i \text{ 成交价格} = \text{摘牌价格} + \text{电厂 } i \text{ 返还价格}$$

$$\text{电厂 } i \text{ 返还价格} = \sum_{i=1}^n [(\text{挂牌价格} - \text{电厂 } i \text{ 摘牌价格}) \times$$

$$\text{电厂 } i \text{ 成交电量}] \times \text{电厂 } i \text{ 返还系数} / \text{电厂 } i \text{ 成交电量}$$

$$\text{电厂 } i \text{ 返还系数} = (\text{电厂 } i \text{ 目录电价} - \text{电厂 } i \text{ 摘牌价格}) \times$$

$$\text{电厂 } i \text{ 成交电量} / \sum_{i=1}^n [(\text{电厂 } i \text{ 目录电价} - \text{电厂 } i \text{ 摘牌价格}) \times$$

$$\text{电厂 } i \text{ 成交电量}]$$

其中，电厂 i 为第三类优先电厂， n 为所有第三类优先电厂总数。

当成交价格高于电厂目录电价时，电厂成交价格为目录电价，差额部分按偏差平衡机制处理。若省政府及政府相关部门出台西电东送电量有关政策，西电东送挂牌方式及成交价格按政府规定进行相应调整。

(四) 省内市场电量交易

1、交易周期：年度交易、月度交易和日前增量交易。

2、准入条件

(1) 售电主体：竞争性售电主体。

(2) 购电主体：符合国家产业政策和环保、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）和售电公司。

符合日前增量交易标准的购电主体名单由电力交易中心发布，名单内购电主体自愿参与日前增量交易。名单外购电主体自愿向电力交易中心提出申请，满足计量要求的方可参与日前增量交易。

不参与日交易的购电主体可以采用委托所属供电单位代报或自行申报等方式，参与日交易的购电主体所有交易须自行在交易系统中申报。

3、交易方式

(1) 年度交易

1) 年度双边合同

购售电主体参照《云南省电力用户与发电企业直接交易试点方案》（云发改能源〔2014〕1188号）文件签订的年度双边交易合同，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，须在规定的关闸日之前提交至电力交易中心进行备案。

2) 集中竞价预交易

年度集中竞价预交易按月申报、按月成交。年度集中竞价预交易的申报数据作为月度集中竞价交易申报数据的约

束条件，成交结果不作为结算依据。

（2）月度交易

月度集中竞价交易前，电力交易中心将年度双边合同中月度直接交易电量交由调度机构进行校核，形成有约束的成交结果，向成交的购售电主体公布。年度双边合同月直接交易电量需要变动，购售电主体需在月度集中竞价交易前两个工作日告知电力交易中心，并在交易平台上填报变动后的直接交易电量。电力交易中心、调度机构按日跟踪双边合同完成进度，即时调整电厂发电计划，尽可能实现双边合同内电量发用电匹配。

场内月度交易依次开展集中竞价交易和挂牌交易。

1) 集中竞价交易

① 竞价申报

售电主体月度集中竞价的申报电量只能在年度分月申报电量扣除已成交电量后的 70% - 130% 内进行调整。

本竞价环节售电主体可以采用单段或多段(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，校核时按撮合时采用的申报价格从高到低的顺序削减电量。购电主体按结算用计量点分别申报，每个计量点申报一个电量，申报两个意愿价格，第一意愿价格不高于第二意愿价格。

② 成交规则

首先购、售电主体申报电量以双方第一个意愿价格撮合

成交，未成交电量采用第二个意愿价格撮合成交。撮合成交规则如下：

第三类优先电厂首先成交。第三类优先电厂成交之后，若有电量缺额，再由非优先电厂进行成交，非保障系统安全的火电机组先成交，成交之后仍有电量缺额，由保障系统安全的火电开机机组成交。若非优先电厂某机组（除保障电网安全稳定运行开机机组外）初步成交电量低于申报的最小开机电量，则该机组成交电量置零。

按购电主体计量点申报电量由大到小确定用户侧成交顺序，申报电量相同时，按购电折价从高到低确定成交顺序；计算该购电主体与所有售电主体价差，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：

一个用户与多个电厂价差相同，当用户申报电量大于（或等于）电厂申报电量之和时，按电厂申报电量成交；当用户申报电量小于电厂申报电量之和时，按照电厂申报电量比例分配用户申报电量。

多个用户与多个电厂价差相同，当电厂申报电量之和大于（或等于）用户申报电量之和时，按电厂申报电量比例分配用户申报电量；当用户申报电量之和大于电厂申报电量之和时，按用户申报电量比例分配电厂申报电量。

③ 成交价格

价差 = 购电折价 - 售电申报价，购电折价 = 购电申报价 -

输配电价（含线损电价）-基金及附加。

售电成交价=售电申报价+ $K1 \times$ 价差，购电成交价=购电申报价- $K2 \times$ 价差。其中， $K1=K2=0.35$ 。售电成交价高于目录电价时取目录电价，差额部分按偏差平衡机制处理。

购电成交价和售电成交价之间的剩余价差收益按偏差平衡机制处理。

2) 撮合未成交用户挂牌交易

① 挂牌、摘牌

撮合未成交用户在集中撮合中申报第二意愿价格的调价幅度（相对于目录电价）低于集中撮合交易的平均成交调价幅度时，对用户未成交电量和第二意愿价格的调价幅度进行挂牌。电厂申报摘牌电量。

② 成交规则

第三类优先电厂首先进行成交，剩余部分非优先电厂成交。用户侧按照用户调价幅度从小到大的顺序成交，用户集中撮合申报的第二意愿价格扣减政府基金和线损后的价格不低于电厂目录电价扣减调价幅度后的价格方可成交。当用户电量大于电厂摘牌电量时，电厂全部电量成交，用户按等比例成交分配电量，当用户电量小于等于电厂摘牌电量时，用户全部电量成交，电厂按等比例分配成交电量。

③ 成交价格

用户的成交价格为集中撮合申报的第二意愿价格，电厂的成交价格为国家批复上网电价扣减成交用户对应的调价

幅度。

3) 绝对价格挂牌交易

① 挂牌、摘牌

明确参与月度挂牌交易的用户范围及挂牌价格（折算至发电侧）。用户在电力交易平台上申报挂牌电量和挂牌价格，电厂申报摘牌电量。

② 成交规则

第三类优先电厂首先进行成交，剩余部分非优先电厂成交。当第三类优先电厂摘牌电量之和大于用户挂牌电量时，按摘牌电量的比例进行成交；当第三类优先电厂摘牌电量之和小于（或等于）用户挂牌电量时，第三类优先电厂按摘牌电量成交，电量缺额由非优先电厂进行成交。

非优先电厂的成交规则同第三类优先电厂的成交规则。

③ 成交价格

当电厂的目录电价大于（或等于）挂牌价格时，电厂的成交价格为挂牌价格；当电厂的目录电价小于挂牌价格时，电厂的成交价格为目录电价，目录电价与挂牌价格之间的价差收益按偏差平衡机制处理。

4) 价差挂牌交易

① 挂牌、摘牌

用户对电量和价差进行挂牌。电厂申报摘牌电量。

② 成交规则

第三类优先电厂首先进行成交，剩余部分非优先电厂成

交。用户侧按照用户价差从小到大的顺序成交，用户申报价格（等于目录电价扣减价差）扣减政府基金和线损后的价格不低于电厂目录电价扣减价差后的价格方可成交。当用户电量大于电厂摘牌电量时，电厂全部电量成交，用户按等比例成交分配电量，当用户电量小于等于电厂摘牌电量时，用户全部电量成交，电厂按等比例分配成交电量。

③ 成交价格

用户的成交价格为目录电价扣减价差，电厂的成交价格为国家批复上网电价扣减成交用户的价差。

（3）日前增量交易

日前增量交易只进行增量交易，日前增量交易采用集中竞价方式。日前增量交易中，售电主体仅第三类优先电厂和当前已开机的火电机组参与交易。

1) 竞价申报

电厂申报增发电量 and 价格，用户申报增用电量 and 价格，电厂和用户均只申报单段电量和单一价格。电厂和用户日前增量交易的申报电量原则上不能超过日申报电量最大值，特殊情况下，购售电主体日增量发电或用电需求超过日申报电量最大值，向电力交易中心提出申请处理。

电厂日申报电量最大值= $\{[月发电能力 - (本月已发电量 - 本月日前增量交易累计成交电量)] / 本月剩余天数\} * 40\% + 月度撮合交易未成交电量 / 本月天数$ 。

用户日申报电量最大值= $\{[月申报电量 - (本月已用电量 -$

本月日前增量交易累计成交电量)]/本月剩余天数}*40%+月度电量交易未成交电量/本月天数。

除新投产用户和恢复生产用户之外，未参与月度申报的用户不得参加日前增量交易。

除新投产电厂外，未参与月度申报的电厂不得参加日前增量交易。

新投产用户或恢复生产用户，若有意愿参加日前增量交易，需向电力交易中心预先提交本月用电需求预测，日前增量交易申报电量根据实际用电需求申报。

新投产电厂，需向电力交易中心预先提交本月发电需求预测，日前增量交易申报电量根据实际发电需求申报。

2) 成交规则

第三类优先电厂首先成交。第三类优先电厂成交之后，若有电量缺额，再由非优先电厂进行成交。

按价差从大到小原则确定成交对象、成交电量和成交价格，价差为负不能成交。

价差相同时，按以下原则成交：

一个电厂与多个用户价差相同，当电厂申报电量大于（或等于）用户申报电量之和时，按用户申报电量成交；当电厂申报电量小于用户申报电量之和时，按照用户申报电量比例分配电厂申报电量。

一个用户与多个电厂价差相同，当用户申报电量大于（或等于）电厂申报电量之和时，按电厂申报电量成交；当

用户申报电量小于电厂申报电量之和时，按照电厂申报电量比例分配用户申报电量。

多个用户与多个电厂价差相同，当电厂申报电量之和大于（或等于）用户申报电量之和时，按电厂申报电量比例分配用户申报电量；当用户申报电量之和大于电厂申报电量之和时，按用户申报电量比例分配电厂申报电量。

3) 成交价格

价差 = 购电折价 - 售电申报价，购电折价 = 购电申报价 - 输配电价（含线损电价） - 基金及附加。

售电成交价 = 售电申报价 + $K1 \times$ 价差，购电成交价 = 购电申报价 - $K2 \times$ 价差。售电成交价高于目录电价时取目录电价，差额部分按偏差平衡机制处理。其中， $K1=K2=0.35$ ，购电成交价和售电成交价之间的剩余价差收益按偏差平衡机制处理。

（五）框架协议外西电东送电量交易

1、交易周期：月度交易。

2、准入条件

（1）售电主体：第三类优先电厂。

（2）购电主体：框架协议外的赠送电量，由电力交易中心进行挂牌。

3、交易方式：挂牌交易

（1）挂牌、摘牌

赠送电量的挂牌价格在框架协议内西电东送电量挂牌

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，电厂申报摘牌电量及价格。

（2）成交规则、成交价格

增送电量的成交规则和成交价格同框架协议内西电东送电量挂牌交易。

（六）合约转让交易

合约转让交易开展月度交易，分为事前合约转让交易和事后合约转让交易。

1、事前合约转让交易

事前合约转让交易开展水水置换合约转让交易。

水水置换合约转让交易指有年及以上调节能力的水电厂（以下简称有调节能力的水电厂）和无调节能力的水电厂之间的合约转让交易，仅在每年的6-10月开展。

（1）当有调节能力的水电厂尚有调蓄能力，其他电厂有弃水时，有调节能力的水电可通过协商方式按其各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价出让交易成交量，或将交易成交量按各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价进行挂牌，由有弃水的电厂进行摘牌。

（2）当有调节能力的水电厂已无调蓄能力时，其他电厂需将前期承接电量按当期自身各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价偿还给有调节能力的水电厂。

(3) 当其他电厂后期让出的交易电量不足以补偿有调节能力电厂让出的电量时，按前期置换电量的成交价格对有调节能力电厂进行补偿。其他电厂能够足额让出前期置换电量，但由于有调节能力电厂自身机组原因，以及由于来水差或者汛末蓄水任务等原因，导致不能全部承接置换电量时，则不能承接的电量不再补偿。

2、事后合约转让交易

事后合约转让交易开展水水置换合约转让交易、合约协商转让交易和水火置换合约转让交易。

月度交易执行完毕后，未完成合约电量的电厂与超发电厂按以下次序开展合约转让交易。

(1) 水水置换合约转让交易

事后水水置换合约转让交易仅在每年的 6-10 月开展。

在事前水水置换合约转让交易中，若其他电厂摘牌电量小于有调节能力电厂挂牌电量，有调节能力电厂实际少发电量（以下简称“差额电量”）按其交易加权均价由其他实际超发电厂承接。当所有电厂实际超发电量之和大于差额电量时，承接电量=差额电量×电厂实际超发电量/所有电厂实际超发电量之和；当所有电厂实际超发电量之和小于差额电量时，电厂实际超发电量即为承接电量。其他电厂需在后期将承接电量按当期自身各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价偿还给有调节能力的水电厂。

(2) 合约协商转让交易

1) 交易方式

有超发电量的电厂与少发的电厂自愿协商进行合约转让交易。

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。

卖出合约方成交价格不得高于自身各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价，买入合约价格等于卖出合约价格。

(3) 水火置换合约转让交易

1) 交易方式

经合约协商转让交易后，仍存在少发的火电与仍存在超发的水电厂进行事后水火置换合约转让交易。当所有水电厂实际超发电量之和大于火电厂少发电量时，承接电量=火电厂少发电量×水电厂实际超发电量/所有水电厂实际超发电量之和；当所有水电厂实际超发电量之和小于火电厂少发电量时，水电厂实际超发电量即为承接电量。未进行转让交易的电量视为偏差电量，按偏差电量的考核方法进行结算。

2) 成交价格

卖出合约方（火电）的卖出合约价格为其省内市场电量交易加权平均价格的 80%，买入合约价格等于卖出合约价格。当此价格大于买入合约方目录电价时，买入合约方的成交价格等于买入合约方目录电价，价差收益按偏差平衡机制处理。

（七）月度预招标

电力交易中心公布月度集中竞价交易中发电侧的最低成交价（P16'）和平均成交价（P16''）。

电厂申报增发电量价格，申报价格限定在 P16'和 P16''之间。电厂月度预招标的申报价格作为调度机构安排发电计划的依据之一。

参与月度预招标的电厂，进行事后合约转让交易后仍存在的超发电量，按其月度预招标的申报价格结算。

未参与月度预招标的电厂，进行事后合约转让交易后仍存在的超发电量，按月度集中竞价交易的最低成交价结算。

表 2-1 场内交易成交量、电价表

交易	交易品种		售电主体			购电主体			
			成交量		成交价	成交量	成交价		
日前增量交易	集中竞价交易		Qd		Pd	Ud	Fd		
月度交易	省内优先购电量交易	优先购电量挂牌交易	Q1		P1	U1	F1		
	框架协议内西电东送电量交易	框架协议内电量挂牌交易	Q2		P2	/			
	省内市场电量交易	集中竞价交易	Q3		P3				U2
		挂牌交易	Q4		P4	U3	F3		
	框架协议外西电东送电量交易	框架协议外增送电量挂牌交易	Q5		P5	/	/		
	事前合约转让交易	水水置换合约转让交易	卖出合约	-Q6	P6		/		
			买入合约	Q7	P7				
	事后合约转让交易	水水置换合约转让交易	卖出合约	-Q8	P8				
			买入合约	Q9	P9				
		合约协商转让交易	卖出合约	-Q10	P10				
			买入合约	Q11	P11				
		水火置换合约转让交易	卖出合约	-Q12	P12				
			买入合约	Q13	P13				

注：表中成交量为单类交易成交量之和，成交价格为单类交易加权平均成交价。

（八）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。火电机组提供长期备用服务，由系统统一购买，按各火电厂装机容量（除昆明、滇东、阳宗海、曲靖和宣威电厂保障电网安全稳定运行及热电联产火电机组外）比例分配长期备用成交容量。

三、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。

月度每种交易类型均按下述流程进行交易校核。

1. 申报数据校核。由交易机构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。各发电企业在交易前需与调度机构沟通确认发电能力。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。

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结果。网络约束受限区域内各电厂交易电量按装机等比例原则分配通道份额。双边协商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。交易技术支持系统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，直接削减下游电站竞价电量。

日前增量交易校核中，电厂成交电量综合考虑系统需求和电厂发电能力进行校核。

四、结算

(一) 购电主体结算

1、结算原则

(1) 优先购电用户按目录电价和月度实际用电量进行

结算。

(2) 市场用户和售电企业首先进行日前增量交易电量结算和偏差电量结算，其次进行年度双边合同当月交易（以下简称场外月度交易）电量的结算和偏差电量结算；最后进行场内月度交易电量的结算和偏差电量结算。

2、市场用户和售电企业的结算步骤

(1) 日前增量交易电量、偏差电量结算

日前增量交易按计量点进行交易电量、偏差电量结算。

1) 市场用户和售电企业次日实际用电量 U_{rd} 大于日前增量交易成交电量时，日前增量交易结算电量即为日前增量交易成交电量，超过日前增量交易成交电量的部分，计入月度交易用电量。

2) 市场用户和售电企业次日实际用电量 U_{rd} 小于日前增量交易成交电量时，日前增量交易结算电量即为实际用电量。

3) 由于表计原因导致日用电量数据无法取得，日前增量交易结算电量为日前增量交易成交电量。

4) 根据日前增量交易各日的实际结算电量和成交价格，计算加权平均价 (F_d)，加权平均价与累计结算电量 (U_d) 的乘积即为日前增量交易电量电费；未完成的日前增量交易电量超过日前增量交易成交电量的 3% 部分按 0.03 元/千瓦时的价格支付偏差电费，未完成的日前增量交易电量在日前增量交易成交电量的 3% 内，免除偏差电费。

(2) 场外月度交易电量、偏差电量结算

市场用户和售电企业月度用电量 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： $U_{rt}=U_r-U_d$ 。市场用户或售电企业年度双边合同当月成交电量 U_g ，对应成交电厂月度交易发电量 Q_{rt} ，则双边合同结算电量 $U_{gh}=\min\{U_{rt}, 103\%U_g, Q_{rt}\}$ 。 U_{gh} 按双边合同约定价格顺加输配电价和政府性基金后的价格结算。

当 $U_{gh} \leq U_{rt} \leq U_g$ ， $U_{rt}-U_{gh}$ 按用户目录电价 1.1 倍结算；

当 $U_{gh} \leq U_g \leq U_{rt}$ ， U_g-U_{gh} 按用户目录电价 1.1 倍结算。

(3) 场内月度交易电量的结算和偏差电量结算

场内月度交易用电量 $U_{rm}=\min\{U_{rt}-U_{gh}, U_{rt}-U_g\}$ 。

场内月度交易按户号进行交易电量、偏差电量结算。场内月度交易用电量 U_{rm} 按各户号、各计量点的实际用电量比例分配至各户号 U_{rmh} 、各计量点，简称各户号、各计量点的场内月度交易用电量。

1) 当某户号的 U_{rmh} 大于该户号场内月度交易成交总电量 U_{mh} 时，该户号总超用电量为 $(U_{rmh}-U_{mh})$ ，总超用电量按超用计量点超用电量等比例分配至各超用计量点，作为各超用计量点的结算超用电量，按各计量点的目录电价结算。该户号下某计量点的场内月度交易用电量小于或等于场内月度交易成交电量，按该计量点场内月度成交价结算该计量点用电量；该户号下某计量点的场内月度交易用电量大于场内月度交易成交电量时，该计量点成交电量按成交价格结

算，该计量点的场内月度交易用电量扣除成交电量和结算超用电量后剩余电量按少用计量点的少用电量加权平均上网侧电价加上输配电价和政府基金(超过用户该计量点目录电价则取目录电价)进行结算。

2)当某户号的 U_{rmh} 小于或等于该户号场内月度交易成交总电量 U_{mh} 时，该户号总少用电量为 $(U_{mh} - U_{rmh})$ ，少用电量在该户号场内月度成交电量 U_{mh} 的 3% 内，免除偏差电费，超过该户号场内月度成交电量 U_{mh} 的 3% 部分按 0.03 元/千瓦时的价格支付偏差电费。该户号下某计量点的场内月度交易用电量小于或等于场内月度交易成交电量，按该计量点月度成交价结算该计量点场内月度交易用电量；该户号下某计量点的场内月度交易用电量大于场内月度交易成交电量时，该计量点成交电量按成交价格结算，该计量点场内月度交易用电量扣除月度交易成交电量按少用计量点的少用电量加权平均上网侧电价加上输配电价和政府基金(超过用户该计量点目录电价则取目录电价)进行结算。

3) 由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，由州市工信委和当地供电局共同认定，免除考核。

表 4-1 市场用户和售电企业各类月度交易电量及对应电价表

月度交易	电量		电价
	集中竞价交易成交电量	U_2	F_2
挂牌交易成交电量	U_3	F_3	
成交电量合计	$U_m = U_2 + U_3$		
加权平均价格	$F_0 = (U_2 \times F_2 + U_3 \times F_3) / U_m$		

表 4-2 购电主体电费结算表

用户		电量		电价		电费		
优先购电用户		月度实际用电量	U1	目录电价	F1	$T1=U1 \times F1$		
市场用户和售电企业	日前增量交易	日前增量交易实际结算电量 (月度累计)		Ud	日前增量交易实际结算电量加权平均价格	Fd	$Td=Ud \times Fd$	
		偏差电量	多用电量		0	计入月度交易用电量	0	0
			少用电量在日前成交量 3% 内		偏差免责			
			少用电量超日前成交量 3% 部分		Ud'	按 0.03 元/千瓦时支付偏差电费	0.03	$Td'=Ud' \times 0.03$
	年度双边合同分月	年度双边合同分月结算电量		Ugh	合同约定价格	$F_{合同}$	$T_{合同}=Ugh \times F_{合同}$	
		用户用电量大于合同电量、结算电量		Ug-Ugh	目录电价 1.1 倍	$F_{合同1}$	$T_{合同1}=(Ug-Ugh) \times F_{合同1}$	
		用户用电量小于合同电量、大于结算电量		Urt-Ugh	目录电价 1.1 倍	$F_{合同2}$	$T_{合同2}=(Ug-Ugh) \times F_{合同1}$	
	月度交易	总成交量	某计量点按自身成交价格结算电量		Uicj	月度交易成交价格	Ficj	$T0=\sum(Uicj \times Ficj)$
			某计量点按其他计量点少用电量平均折算购电价加上输配电价和政府基金结算电量		Uic	少用计量点少用电量加权平均上网侧电价加上输配电价和政府基金	Fic	$T0c=\sum(Uic \times Fic)$
		总偏差电量	某计量点结算超用电量		Uicy	目录电价	Fis	$Ts=\sum(Uicy \times Fis)$
少用电量在月度成交量 Um 3% 内			偏差免责					
少用电量超月度成交量 Um 3% 部分			$U_{sy}=Um \times 97\% - U_{rm}$	按 0.03 元/千瓦时支付偏差电费	0.03	$T_{sy}=U_{sy} \times 0.03$		

优先购电用户电费 $T1=U1 \times F1$;

市场用户和售电企业电费 $Tt=Td+Td'+T_{合同}+T_{合同1}+T_{合同2}+T0+T0c+Ts+Tsy$ 。

(二) 竞争性售电主体结算

1、结算原则

竞争性售电主体中水电按厂进行结算，火电按机组进行结算。首先进行日前增量交易电量结算和偏差电量结算，其次进行场外月度交易电量结算和偏差电量结算；最后进行场内月度交易电量结算和偏差电量结算。

保障电网安全稳定运行所需的火电机组(含热电联产机组)的部分电量在日前增量交易结算之后，场外月度交易结算之前进行结算。保障电网安全稳定运行所需的火电机组(含热电联产机组)的部分电量月结月清，不在各月间滚动调整。

提供长期备用的火电机组首先按竞争性售电主体结算交易电量，然后结算长期备用费用。

水库具有年调节能力以上水电厂，场内月度交易偏差电量为负，调节电量为零，滚动至下月完成；场内月度交易偏差电量为正，调节电量的结算电量为月初分配的调节电量与场内月度交易偏差电量中的较小值。

2、竞争性售电主体电厂的结算步骤

(1) 日前增量交易结算

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，计算日前增量交易的总成交电量 Q_d 及加权平均价格 P_d ，电厂日前增量交易的合约电量电费 $S_d = P_d \times Q_d$ 。

2) 计算偏差电量结算费用

①当电厂次日实际发电量小于日前增量交易成交电量时，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，由于系统需要按 $P_d'' = (P_d - 0.03)$ 元/千瓦时的价格计算偏差电费，

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

3) 计算日前增量交易实际电费收益

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

表 4-3 电厂日前增量交易结算表

交易	电量		电价	电费	
日前 增量 交易	日前增量交易成交电量		Q_d	P_d	$S_d = Q_d \times P_d$
	日前增量 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	$-Q_d''$	$P_d'' = (P_d \pm 0.03)$	$S_d'' = -Q_d'' \times P_d''$
电量 合计	$Q_{rd} = Q_d - Q_d' - Q_d''$				
电费 合计	$S_{rd} = S_d + S_d' + S_d''$				

(2) 场外月度交易结算

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： $Q_{rt} = Q_r - Q_{rd}$ 。场外月度交易中，电厂与用户双边合同电量为 Q_g ，对应用户月度交易用电量 U_{rt} ，则双边合同结算电量 $Q_{gh} = \min\{U_{rt}, 103\%Q_g, Q_{rt}\}$ 。 Q_{gh} 按双边合同约定价格结算。

当 $Q_{gh} \leq Q_{rt} \leq Q_g$ ， $Q_{rt} - Q_{gh}$ 按月度集中竞价交易最低成交价的 0.9 倍 ($P_{0.9}$ 最低价) 结算；

当 $Q_{gh} \leq Q_g \leq Q_{rt}$, $Q_g - Q_{gh}$ 按月度集中竞价交易最低成交价的 0.9 倍结算。

表 4-4 年度双边合同分月电量结算表

年度双边合同	结算电量	电价	电费
	Q_{gh}	$P_{\text{年度分月}}$	$S_{\text{年度分月}} = Q_{gh} \times P_{\text{年度分月}}$
	$Q_{rt} - Q_{gh}$	$P_{0.9 \text{ 最低价}}$	$S_{\text{年度分月}} = P_{0.9 \text{ 最低价}} \times (Q_{rt} - Q_{gh})$
	$Q_g - Q_{gh}$	$P_{0.9 \text{ 最低价}}$	$S_{\text{年度分月}} = P_{0.9 \text{ 最低价}} \times (Q_g - Q_{gh})$

(3) 场内月度交易结算

电厂场内月度交易实际发电量 $Q_{rm} = \min\{Q_{rt} - Q_{gh}, Q_{rt} - Q_g\}$ 。

1) 计算省内优先购电量挂牌交易结算电费

表 4-5 省内优先购电量挂牌交易结算表

省内优先购电量挂牌交易	电量	电价	电费
	Q_1	P_1	$S_1 = Q_1 \times P_1$

2) 计算省内市场电量交易、西电东送电量交易、月度合约转让交易结算电费

根据电厂参与的各类省内市场电量交易和西电东送电量交易的成交电量和成交价格、各类月度合约转让交易的成交电量和成交价格，计算省内市场电量交易、西电东送交易、月度合约转让交易电量的总成交量 Q_0' 、平均成交电价 P_0' 和总电费 S_0' 。

表 4-6 电厂省内市场电量交易、西电东送电量交易、

月度合约转让交易结算表

交易类别	电量		电价	电费	
框架协议内西电东送电量交易	框架协议内西电东送成交量	Q2	P2	$S2=Q2 \times P3$	
省内市场电量交易	集中竞价交易成交量	Q3	P3	$S3=Q3 \times P3$	
	挂牌交易成交量	Q4	P4	$S4=Q4 \times P4$	
框架协议外西电东送电量交易	框架协议外赠送电量成交量	Q5	P5	$S5=Q5 \times P5$	
事前合约转让交易	水水置换合约转让交易	卖出合约	-Q6	P6	$S6=-Q6 \times P6$
		买入合约	Q7	P7	$S7=Q7 \times P7$
事后合约转让交易	水水置换合约转让交易	卖出合约	-Q8	P8	$S8=-Q8 \times P8$
		买入合约	Q9	P9	$S9=Q9 \times P9$
	合约协商转让交易	卖出合约	-Q10	P10	$S10=-Q10 \times P10$
		买入合约	Q11	P11	$S11=Q11 \times P11$
	水火置换合约转让交易	卖出合约	-Q12	P12	$S12=-Q12 \times P12$
		买入合约	Q13	P13	$S13=Q13 \times P13$
电量合计	$Q0'=Q2+Q3+Q4+Q5-Q6+Q7-Q8+Q9-Q10+Q11-Q12+Q13$				
电费合计	$S0'=S2+S3+S4+S5+S6+S7+S8+S9+S10+S11+S12+S13$				
加权平均价	$P0'=S0'/Q0'$				

3) 计算偏差电量结算费用

根据电厂场内月度交易实际发电量 Q_{rm} 、优先购电量交易成交量 $Q1$ 、其他月度交易成交量 $Q0'$ (包括省内市场交易电量、西电东送交易电量和合约转让交易电量), 计算偏差电量结算费用 S_m' 。

①当电厂场内月度交易实际发电量 Q_{rm} 小于优先购电量交易成交量 $Q1$, 即 $Q_{rm} < Q1$ 时:

少发的优先购电量交易电量 $Q1'=Q1-Q_{rm}$, 按 $P1$ 的价格计算偏差电费;

其他场内月度交易成交量 $Q0'$ 的少发电量, 3%以内偏差电量免除偏差责任, 按 $P0'$ 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 $Q14$, 按 $P14=(P0'-0.03 \text{ 元/千瓦时})$ 的价格计算偏差电费; 因自身

原因导致的少发电量 Q_{15} ，按 $P_{15} = (P_{0'} + 0.03 \text{ 元/千瓦时})$ 的价格计算偏差电费。其中， $Q_{14} + Q_{15} = Q_{0'} \times 97\%$ 。

②当电厂场内月度交易实际发电量 Q_{rm} 大于优先购电量交易成交电量且小于（或等于）优先购电量成交电量与其他月度交易成交电量 $Q_{0'}$ 之和时，即 $Q_1 < Q_{rm} < Q_1 + Q_{0'}$ 时，

对少发电量 $Q_1 + Q_{0'} - Q_{rm}$ 小于 3% 的 $Q_{0'}$ 部分免除偏差责任，按 $P_{0'}$ 的价格计算偏差电费；3% 以外进行责任认定，因系统需要导致的少发电量 Q_{14} ，按 $P_{14} = (P_{0'} - 0.03 \text{ 元/千瓦时})$ 的价格计算偏差电费；因自身原因导致的少发电量 Q_{15} ，按 $P_{15} = (P_{0'} + 0.03 \text{ 元/千瓦时})$ 的价格计算偏差电费。其中， $Q_{14} + Q_{15} = (Q_1 + Q_{0'} \times 97\% - Q_{rm})$ 。

③当电厂场内月度交易实际发电量大于月度交易合约电量，即 $Q_{rm} > Q_1 + Q_{0'}$ 时，

超发电量 $Q_{16} = Q_{rm} - (Q_1 + Q_{0'})$ ，按月度预招标的价格 P_{16} 进行结算；未参与预招标的电厂，按预招标下限价格 P_{16}' 结算。

表 4-7 电厂月度交易偏差电量结算表

偏差电量	少发电量	电量		电价	电费		
		少发的优先购电量交易电量			$-Q_{1'}$	P_1	$S_{1'} = -Q_{1'} \times P_1$
		少发电量少于 3% 的非保障性用电量交易电量			$-Q_{14'}$	$P_{0'}$	$S_{14'} = -Q_{14'} \times P_{0'}$
		少发电量超过 3% 的非保障性用电量交易电量	系统需要少发的非保障性用电量交易电量	$-Q_{14}$	P_{14}	$S_{14} = -Q_{14} \times P_{14}$	
			自身原因少发的非保障性用电量交易电量	$-Q_{15}$	P_{15}	$S_{15} = -Q_{15} \times P_{15}$	
		超发电量		Q_{16}	P_{16}	$S_{16} = Q_{16} \times P_{16}$	
				P_{16}'		$S_{16}' = Q_{16} \times P_{16}'$	
电费合计						$S_m' = S_{1'} + S_{14'} + S_{14} + S_{15} + S_{16}$	

5) 计算月度交易实际电费收益

电厂月度交易实际电费收益 $S_{rm}=S1 +S0'+Sm'$ 。

(3) 月度总电费结算

电厂月度总电费 S_{rt} =电厂月度交易实际电费收益+电厂

日前增量交易实际电费收益= $S_{rm}+S_{rd}$ 。

表 4-8 竞争性售电主体交易结算表

交易	电量		电价	电费	
日前 增量 交易	日前增量交易成交电量		Q_d	$S_d=Q_d \times P_d$	
	日前增量交易 偏差电量	多发电量, 计入月度交易发电量	0	0	
		少发 3% 以内电量	$-Q_{d'}$	$S_{d'}=-Q_{d'} \times P_{d'}$	
		少发超 3% 以外电量	$-Q_{d''}$	$S_{d''}=-Q_{d''} \times P_{d''}$	
年度 交易 分月	年度分月结算电量		Q_{gh}	$S_{年度分月} = Q_{gh} \times P_{年度分月}$	
	发电量小于合同电量, 高于结算电量		$Q_{rt}-Q_{gh}$	$S_{年度分月} = P_{0.9 \text{ 最低价}} \times (Q_{rt}-Q_{gh})$	
	发电量大于合同电量, 高于结算电量		Q_g-Q_{gh}	$S_{年度分月} = P_{0.9 \text{ 最低价}} \times (Q_g-Q_{gh})$	
月度 交易	省内优先购电 量交易	优先购电量交易摘牌电量	Q_1	$S_1=Q_1 \times P_1$	
	框架协议内西 电东送交易	框架协议内西电东送成交电量	Q_2	$S_2=Q_2 \times P_2$	
	省内市场电量 交易	集中竞价交易成交电量	Q_3	$S_3=Q_3 \times P_3$	
		挂牌交易成交电量	Q_4	$S_4=Q_4 \times P_4$	
	框架协议外西 电东送交易	框架协议外赠送电量成交电量	Q_5	$S_5=Q_5 \times P_5$	
	事前合约转让 交易	水水置换合约 转让交易	卖出合约	$-Q_6$	$S_6=-Q_6 \times P_6$
			买入合约	Q_7	$S_7=Q_7 \times P_7$
	事后合约转让 交易	水水置换合约 转让交易	卖出合约	$-Q_8$	$S_8=-Q_8 \times P_8$
			买入合约	Q_9	$S_9=Q_9 \times P_9$
		合约协商转让 交易	卖出合约	$-Q_{10}$	$S_{10}=-Q_{10} \times P_{10}$
买入合约			Q_{11}	$S_{11}=Q_{11} \times P_{11}$	
水火置换合约 转让交易		卖出合约	$-Q_{12}$	$S_{12}=-Q_{12} \times P_{12}$	
	买入合约	Q_{13}	$S_{13}=Q_{13} \times P_{13}$		
偏差 电量	少发电量	少发的保障性交易电量	$-Q_{1'}$	$S_{1'}=-Q_{1'} \times P_1$	
		少发电量少于 3% 的非 保障性用电量交易电量	$-Q_{14'}$	$S_{14'}=-Q_{14'} \times P_{0'}$	

交易	电量				电价	电费
		少发电量超过 3%的非保障性生活用电交易电量	系统需要少发的市场交易电量	-Q 14	P14	S14=-Q14×P14
			自身原因少发的市场交易电量	-Q 15	P15	S15=-Q15×P15
	超发电量		Q16		P16	S16=Q16×P16
					P16'	S16=Q16×P16'
电费合计	$S=S_d+S_d'+S_d''+S_{\text{年度分月}}+S_{\text{年度分月}}'+S_{\text{年度分月}}''+S_1+S_2+S_3+S_4+S_5+S_6+S_7+S_8+S_9+S_{10}+S_{11}+S_{12}+S_{13}+S_{14}'+S_{14}+S_{15}+S_{16}$					

(三) 非竞争性售电主体结算

(1) 第一类优先电厂

1) 2004 年前已投产的并网运行公用水电厂和由地调、县调调度运行的中小水电及其他类型电厂，按月度实际发电量和其目录电价结算。

2) 电网安全稳定运行所需要的火电厂部分电量，按目录电价结算。

3) 跨境电厂电量按月度实际发电量和其目录电价结算。

(2) 第二类优先电厂

1) 风电场、光伏电厂及 2004 年电改后投产且以 110 千伏并入电网运行属于省地共调的水电厂结算电价在国家批复上网电价基础上按参与市场竞争的优先电厂上网电价平均降幅比例扣减。上网电价与结算电价间的价差收益按偏差平衡机制处理。

结算电价= \max [月度集中竞价交易发电侧最低成交价，国家批复上网电价×(1-参与市场竞争的优先电厂上网电价平均降幅比例)]，若高于国家批复上网电价，按国家批复上网电价结算，差额部分按偏差平衡机制处理。

参与市场竞争的优先电厂上网电价平均降幅比例

$$= \frac{\text{参与市场竞争的优先电厂上网电价平均降幅}}{\text{电厂平均目录电价}}$$

其中：电厂平均目录电价 = $\frac{\sum_{i=1}^n (\text{电厂 } i \text{ 目录电价} \times \text{电厂 } i \text{ 月度实际发电量})}{\sum_{i=1}^n \text{电厂 } i \text{ 月度实际发电量}}$

其中：电厂 i 为第三类优先电厂，n 为所有第三类优先电厂总数。

2) 水库具有年调节能力以上水电厂调节电量按西电东送框架协议挂牌价格结算，挂牌价格高于电厂目录电价，按电厂目录电价结算，差额部分按偏差平衡机制处理。

表 4-9 非竞争性售电主体交易结算表

主体		电量	电价	电费
第一类优先电厂	发电量全额收购的第一类优先电厂	月度实际发电量	目录电价	月度实际发电量×目录电价
	电网安全稳定运行所需要的火电厂	月度电网安全稳定运行需要的发电量	目录电价	月度电网安全稳定运行需要的发电量×目录电价
	跨境电厂	月度实际发电量	目录电价	月度实际发电量×目录电价
第二类优先电厂	风电场、光伏电厂及2004年电改后投产且以110千伏并入电网运行属于省地共调的水电厂	月度实际发电量	结算电价	月度实际发电量×结算电价
	水库具有年调节能力以上水电厂	调节电量	西电东送框架协议挂牌价格	调节电量×框架协议西电东送挂牌价格

(四) 月度长期备用结算

根据偏差平衡机制，平衡资金优先支付因系统需要造成竞争性发电企业少发的交易电量补偿费，剩余部分支付火电机组长期备用费。

1、计算每千瓦时长长期备用容量价格。

用于支付火电机组长期备用的平衡资金除以长期备用成交总量，得到每千瓦时长长期备用容量价格。

2、火电机组长期备用结算

某火电机组的长期备用成交容量乘以每千瓦时长长期备用容量价格，得到该火电机组长期备用费用。

（五）电费支付方式

1、购电主体电费支付方式

购电主体交易成功后，在交易月 10 日前缴纳成交电量与成交价格计算电费的 20%，作为交易预付电费；在交易月 20 日前缴纳成交电量与成交价格计算电费的 30%；交易机构出具交易月实际结算单后，购电主体缴纳剩余电费。购电主体结算单中，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、政府性基金仍按国家现行电价政策执行。

参与市场化交易的用户欠交当月电费的，将取消交易资格，并立即启用预付费装置。

2、支付售电主体电费方式

售电主体与电网企业维持现有的电费支付方式。

3、火电机组长期备用费支付方式。授权云南电网有限责任公司根据云南电力交易中心提供的支付凭证向火电企业支付，火电企业按各自装机及支付标准作为计费依据开具发票与电网企业进行结算。

4、合约转让交易支付方式

合约转让交易结算中，若出让方结算电量仅为卖出合约

交易电量时，受让方按出让方成交价格为计费标准，开具增值税专用发票与电网企业进行电费结算。对应出让发按交易中确定的结算价格向受让方开具普通增值税发票作为受让方的记账依据，同时将发票扫描件提交云南电网有限责任公司。云南电网有限责任公司仅作为合约转让交易电费资金转移支付主体，按照电力交易中心出具的电费结算单中所列出让方、受让方企业应得收益金额分别支付电费。

五、其他事项

（一）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、电网安全约束信息和报价约束信息。

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售电主体和购电主体的申报电量约束、上限价格和下限价格等。

事后合约转让交易前披露各售电主体未完成电量、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

电力交易中心公布偏差电量责任认定、月度、年度偏差处理资金收入及支出情况。

(二) 电量偏差责任认定方法

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 ，日前增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。

(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。

(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，免除考核。

（三）偏差平衡机制

为确保 2016 市场化交易顺利实施，兼顾发、供、用三方合理利益，特建立市场化交易偏差平衡机制。

1、偏差平衡机制建立

（1）撮合交易中，购售电双方价差的 30% 部分。按撮合交易成交结果计算成交价差收益，然后根据用户侧、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 (购售匹配成交电量 * 购售匹配成交价差 \times 30%)

实际价差收益 = 成交价差收益 \times min { 用户侧成交量完成比例, 电厂侧成交电量完成比例 }

（2）各类型交易中（包括省内优先购电量交易、框架协议内西电东送电量交易、省内市场电量交易、框架协议外西电东送电量交易、合约转让交易）中，电厂成交价格高于电厂目录价格部分。根据成交结果，计算电厂侧成交阶段的价差收益，然后根据电厂侧成交电量的完成比例计算应提取的实际价差收益。

（3）风电厂、光伏电厂结算电价与国家批复上网电价价差部分。根据风电厂、光伏电厂的结算电量和结算电价与

国家批复上网电价价差计算价差收益。

(4) 2004 年电改后投产且以 110kV 并入电网运行属于省地共调的水电厂结算电价与国家批复上网电价价差部分。根据此部分电厂结算电量和结算电价与国家批复上网电价价差计算价差收益。

(5) 水库具有年调节能力以上水电厂的调节电量与西电东送挂牌价格高于电厂目录电价的价差计算价差收益。

(6) 用户当月负偏差电量考核电费部分。

(7) 电厂当月负偏差电量考核电费部分。

2、偏差平衡机制实施范围

(1) 根据上述偏差平衡资金的建议，月度计提平衡资金。

(2) 平衡资金优先用于弥补因系统需要造成竞争性发电企业少发的交易电量。

(3) 平衡资金剩余部分全部用于支付火电机组长期备用费。

(四) 交易时间表

表 5-1 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	交易方式
1	年度交易	省内市场电量交易	上年 12 月 31 日	双边合同
			上年 12 月 15 日	集中竞价
2	月前交易 (事前)	年度双边合同当月分解电量	18 日前	双边合同
		省内优先购电量交易	20 日	挂牌
		框架协议内西电东送电量交易	21 日	挂牌
		省内市场电量交易	22 日	集中竞价
			24 日	挂牌

		框架协议外西电东送电量交易	25日	挂牌
		水水置换合约转让交易	26日	双边协商/挂牌
		月度预招标	27日	预招标
3	日前增量交易	次日增量电量交易	工作日	集中竞价
4	事后交易	事后水水置换合约转让交易	交易结算前	置换交易
		事后合约协商转让交易	交易结算前	双边协商
		事后水火置换合约转让交易	交易结算前	置换交易

注:交易日期发生变化, 另行披露。

(五) 电厂分类

表 5-2 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 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	供热最低开一台机带 23 万负荷

注: 所有电量均为发电侧电量

表 5-3 跨境电厂名单

序号	电厂名称
1	瑞丽江一级
2	太平江

表 5-4 2004 年后投产且 110 千伏并网运行省地共调水电厂名单

序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)
1	阿鸠田	10.5
2	白水河三级	2
3	白水江一级	1.5
4	白水江二级	1.5
5	白水江三级	4.8
6	柏香林	5
7	板桥 (南片河梯级)	0.8
8	宝石	3.72
9	不管河	1.89
10	冲江河二期	4.8
11	达开	6

序号	电厂名称	装机容量（万千瓦）
12	打窝（南片河梯级）	1.89
13	大春河	5
14	大湾	4.98
15	大盈江二	7
16	大寨河二级	2
17	大寨河三级	1.6
18	大寨河一级	1.8
19	多底河	4
20	高桥	9
21	哈依河	3
22	金水河四级	3
23	景云四级	1.5
24	苦木当	1
25	块泽河	3.6
26	拉气	5
27	老渡口	3.75
28	老石寨	1.6
29	龙门	1.3
30	禄丰	4
31	庙林	6.5
32	木加甲	6
33	南河	4
34	南康河二级	2.4
35	南沙	15
36	南袜河二级	1
37	南袜河三级	0.64
38	南袜河一级	0.56
39	泥堵河	1.5
40	糯租	7.5
41	撒鱼沱	6
42	沙坝	2.64
43	施坝河二级	1
44	施坝河一级	1.6
45	施底河	3
46	石房	2.1
47	松八	2.6
48	腾龙桥	8.1
49	天生桥	5
50	铁川桥	4.2
51	听命河	4
52	威远江	7.2
53	乌泥河	3

序号	电厂名称	装机容量（万千瓦）
54	下只恩	4
55	象达	4
56	小蓬祖	4
57	小中甸	1.8
58	马过河	1
59	茅草坪	1
60	四台山	1.26
61	拉灯河	1.6
62	熊家沟	1.8
63	漾洱	4.98
64	金河	2.5
65	燕子崖	2.5
66	六合	3
67	迤资	1.92
68	油房沟	6.8
69	渔泡江	2
70	悦乐	2
71	中寨	2.5
合计		253.96

注：统计截至 2015 年 12 月

表 5-5 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，多发电量、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	泗南江	2.3	9.196	

注：所有电量均为发电侧电量

表 5-6 第三类优先电厂名单

序号	电厂名称	装机容量（万千瓦）
1	阿海	200
2	大盈江三	20
3	大盈江四	87.5
4	大盈江一	10.8

序号	电厂名称	装机容量（万千瓦）
5	富川	4.5
6	岗曲河一级	6
7	戈兰滩	24
8	功果桥	90
9	观音岩	180
10	吉沙	12
11	甲岩	24
12	金安桥	240
13	金汉拉扎	5.8
14	景洪	175
15	居甫渡	28.5
16	克田	9.9
17	梨园	120
18	龙江	24
19	龙开口	180
20	龙马	28.5
21	鲁地拉	216
22	倮马河	5.6
23	马堵山	28.8
24	马鹿塘	30
25	勐野江	6.8
26	那邦	18
27	那兰	15
28	弄另	18
29	糯扎渡	585
30	普渡河六级	9.6
31	普西桥	19
32	三江口	9.9
33	石门坎	13
34	洒南江	20.1
35	松山河口	16.8
36	苏家河口	31.5
37	天花板	18
38	土卡河	16.5
39	小湾	420
40	小岩头	12.99
41	崖羊山	12
42	云鹏	21
43	木星土	12
44	赛珠	10.2
45	南极洛河	4.3

序号	电厂名称	装机容量（万千瓦）
46	江边	4.2
47	丹珠河	8
合计		3052.79

注：统计截至 2015 年 12 月