

南方区域电力市场云南电力现货市场 连续结算试运行实施方案

(报审稿)

第一部分 调电安排

一、总体安排

按照《南方区域电力现货市场连续结算试运行实施方案》要求，开展云南现货市场结算试运行工作，通过跨省与云南省内联合出清，形成跨省和云南省内现货市场交易结果，日前市场按照申报、出清、执行的全流程开展，实时市场按照实时出清、执行全流程开展。现货市场组织流程按照《南方区域电力市场实施方案》《南方区域电力市场现货电能交易实施细则》《南方区域电力现货市场连续结算试运行实施方案》执行，区域层面如有方案或规则文件修订，以最新规则方案为准。

二、市场主体范围

省内火电机组报量报价参与现货市场。省内 220kV 及以上的清洁能源电厂原则上报量报价参与现货市场，其中，进入商业运营的 220kV 及以上风电、光伏全部报量报价参与现货市场，2025 年 12 月底前，力争所有 110kV 及以上新能源具备报量报价参与现货市场的技术条件；逐步扩大 220kV 及以上报量报价参与现货市场水电范围（名单根据区域方案确定），区域现货市场正式运行前力争实现 220kV 及以上清洁

能源电厂全部报量报价参与现货市场；纳入试点的 110kV 及以下电压等级的市场化电厂报量报价参与现货市场，其他电厂报量不报价参与现货市场。

新型主体方面，进入商业运营的储能电站、虚拟电厂等可自主选择以报量报价或报量不报价形式参与现货出清。报量报价参与现货市场的新型主体，需满足并网调试、AGC 接入、分时正反向计量等条件要求。

根据现货市场运行需要、机制优化、参数调整等，持续完善市场主体报量报价参与现货市场的范围。

三、参与优化的省间送电类别

结算试运行期间根据政府间送电协议、电网运行要求等，由区域层面动态确定参与优化的省间送电类别出清范围，具体根据区域市场统一安排确定。

跨省送电类别分为枯期和汛期，调度机构结合汛枯形势变化动态调整送电类别。枯期运行方案（上年 11 月 1 日-5 月 31 日）共有 13 项送电类别（贵州省网送广东、云南省网送广东（不含白鹤滩通过既有通道留存云南）、云南省网送广西、溪洛渡送广东、乌东德送广东、乌东德送广西、澜上送广东（核价电量内）、澜上送广东（核价电量外）、溪洛渡送云南、乌东德送云南、广西电网送广东、广东省网送海南、海南省网送广东）参与区域现货日前市场出清优化（前 10 项设置出清电量下限值约束，下限值不大于跨省优先计划最新交易结果，并与电网当期运行原则匹配；后 3 项无出清电量下限值约束、自由优化），其余交易成分根据实际系统

运行情况调度人工固定安排。汛期运行方案（6月1日-10月31日）有11项送电类别（贵州省网送广东、云南省网送广东（不含白鹤滩通过既有通道留存云南）、云南省网送广西、溪洛渡送广东、乌东德送广东、乌东德送广西、澜上送广东（核价电量内）、澜上送广东（核价电量外）、广西电网送广东、广东省网送海南、海南省网送广东）参与区域现货日前市场出清优化（前8项设置出清电量下限值约束，下限值不大于跨省优先计划最新交易结果，并与电网当期运行原则匹配；后3项无出清电量下限值约束、自由优化），其余交易成分根据实际系统运行情况调度人工固定安排。

日前市场、实时市场澜上送广东（含核价电量内、核价电量外）按整体进行出清。广州电力交易中心依据以下原则拆分形成澜上送广东（核价电量内）和澜上送广东（核价电量外）的日前、实时出清结果：日前环节，澜上送广东（核价电量内）与澜上送广东日前出清日电量取小，并按日前出清曲线等比例调整形成澜上送广东（核价电量内）日前出清曲线，日前出清曲线减去澜上送广东（核价电量内）日前出清曲线为澜上送广东（核价电量外）日前出清曲线；实时环节，澜上送广东（核价电量内）与澜上送广东实时出清日电量取小，并按实时出清曲线等比例调整形成澜上送广东（核价电量内）实时出清曲线，实时出清曲线减去澜上送广东（核价电量内）实时出清曲线为澜上送广东（核价电量外）实时出清曲线。

以上为南方区域电力现货市场转入连续结算试运行

的市场出清范围，具体按照区域市场要求执行。

四、衔接机制

（一）区域现货市场与调频辅助服务市场的衔接

日前区域现货市场与云南调频市场预安排按照分步出清的方式衔接。在日前区域现货市场出清云南 SCUC 结果基础上，开展云南调频辅助服务市场的前日预安排，根据云南调频市场出清结果开展日前区域现货市场经济调度（SCED）计算。

日内区域现货市场与云南调频市场正式出清按照调电结算考虑。区域现货市场与云南调频市场正式出清按照分步出清的方式衔接。 $t-45$ 分钟（ t 为整点），云南调频市场以最新的区域现货出清的开机组合结果作为边界，开展 t 时刻起未来至少 6 小时正式出清计算并将结果发送至区域现货市场， $t-15$ 分钟，以云南调频正式出清结果开展区域现货实时出清计算。

（二）开展调峰与现货融合出清

燃煤机组每日在交易中心申报最小可调出力及最小可调出力价格，并以该最小可调出力作为首段报价出力区间起点，同步开展报量报价，参与现货电能量交易出清。报价范围从最小可调出力至装机容量之间，最多可申报 10 段报价。开机曲线终点、停机曲线起点在已申报的开停机曲线上，按最小可调出力为基准截断。现货市场连续结算运行后，省内调峰辅助服务市场不运行。具体参照《南方区域电力现货市

场连续结算试运行实施方案》执行。

（三）区域现货市场与煤电容量电价机制的衔接

连续结算试运行期间，电力调度机构依规对煤电机组进行最大出力认定和考核，煤电机组不能提供申报最大出力的，将按容量电价机制进行考核。

（四）区域现货市场与跨省备用辅助服务市场的衔接

连续结算试运行期间，暂不开展跨省电力备用辅助服务市场。

（五）区域现货市场与“两个细则”的衔接

连续结算试运行期间，区域现货市场与“两个细则”有序衔接，不重复考核、不遗漏考核。

（六）新能源入市与省内电能替代政策的衔接

落实国家新能源上网电价市场化改革要求，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。原有存量风电和光伏电厂汛期（6-10月）按照报量报价（主要是220kV新能源电厂及部分110kV及以下试点）或报量不报价参与现货市场，通过现货市场出清形成新能源电厂发电安排，其中，汛期全部上网电量结算机制继续执行云南省城乡居民生活用能电能替代政策。后续省内城乡居民生活用能电能替代政策如有调整，按照规定执行。

五、系统运行考核与补偿

（一）火电方面

火电方面考核与补偿项见下表。

表 1 火电运行考核与补偿

	名称	费用分摊（享）要求	本次是否执行
考核机制	限高考核	原则上由用户侧按当月用电量比例分享	×
	限低考核		√
	热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核		√
	机组实时发电计划执行偏差费用返还		√
	机组日内临时非计划停运偏差费用返还		√
补偿机制	机组运行补偿	原则上由用户侧按当月用电量比例分摊	√
	机组启动补偿		√

说明：用户侧按当月用电量比例分摊（分享）时，具体按照本方案第三部分相关要求执行。

按照《南方能源监管局 云南能源监管办 贵州能源监管办关于明确南方区域煤电容量电费考核有关事项的通知》（南方监能市场〔2025〕6号）要求，非现货市场正式运行地区，现货市场结算细则中机组限高考核条款暂不执行。

后续结合省内新能源高渗透率、强波动性、泛随机性的特点，按照“谁产生、谁负责；谁受益、谁承担”的思路和公平分摊的原则，不断完善省内火电启动补偿费用分摊机制。

对于经现场试验验证热电比符合“以热定电”的涉热煤电机组，在相关政府部门组织核定机组供热流量曲线前，2025 年不开展限低考核。

在现货市场正式运行前，考虑省内火电企业长期经营困难、火电机组常年限高等特殊因素，对火电机组开展限高测算时，在火电机组额定容量的基础上豁免一定比例（豁免比

例纳入省内参数管理），豁免比例以内的限高纳入现货市场运行补偿；省级及以上电力调度机构发布电力供应风险预警期间，不再对火电机组进行豁免，按照额定容量开展限高测算。

（二）新能源方面

2025 年暂不按照现货模式对新能源场站进行考核。

表 2 新能源运行考核与补偿

	名称	费用分摊（享）要求	本次是否执行
考核机制	日前、实时预测准确率考核	原则上由用户侧按当月用电量比例分享	×
	日前、实时预测上报率考核		×
	超额获利回收及返还	全体新能源场站按当月上网电量比例分享	×

说明：用户侧按当月用电量比例分摊（分享）时，具体按照本方案第三部分相关要求执行。

（三）水电方面

进入连续结算试运行，暂不开展非点对网水电现货市场运行考核与补偿（含启动费用补偿），根据市场运行情况适时启动非点对网水电现货市场运行考核与补偿。

1. 考核机制

（1）限高考核

水电发生限高，是指报量报价市场化水电的出力上限未达到并网调度协议中额定有功功率。正常情况下，水电的出力上限应为水电额定功率，水电厂水头受阻时可扣减相应水头受阻容量。水电发生一次限高是指水电厂向电力调度机构申报限高后，又申报解除限高的过程。调度机构因电力系统

安全稳定原因设置的出力限制不纳入限高考核。

水电厂实际发生限高的时段，按以下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_3]$$

其中， n 为水电厂发生实际限高的时段，以小时为单位进行累计；

P_{max} 为水电厂的额定有功功率（水头受阻时，扣除相应容量）；

$P_{\text{限高}}$ 为水电厂的限高最大出力；

T_t 为第小时内水电厂实际发生限高的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第小时内水电厂所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；当水电厂机组存在多个并网点且节点电价不同时，按照最大节点电价进行计算；

α_3 为水电限高考核系数。

水电限高考核费用由省内全体工商业用户按当月用电量比例分享。

（2）限低考核

水电发生限低，是指报量报价市场化水电的出力下限未达到并网调度协议中最小技术出力的情况。水电发生一次限低是指水电实际发生限低后，向电力调度机构申报解除限低的过程。调度机构因电力系统安全稳定原因设置的出力限制

不纳入限低考核。

在水电实际发生限低的时段，按照如下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限低}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{限低}} - P_{\min}) \times T_t \times \max(\text{省内燃煤基准价}, LMP_{i,t,\text{实时}})] \times \alpha_4$$

其中， n 为机组实际发生限低的时段，以小时为单位进行累计；

$P_{\min}$ 为水电的最小技术出力；

$P_{\text{限低}}$ 为水电的限低最小出力；

T_t 为第 t 小时内机组实际发生限低的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内水电所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；当水电厂机组存在多个并网点且节点电价不同时，按照最小节点电价进行计算；

α_4 为水电限低考核系数。

水电限低考核费用由省内全体工商业用户按当月用电量比例分享。

（3）水电实时发电计划执行偏差费用返还

220kV 及以上市场化水电按照全厂出力计算实时发电计划执行偏差，发电计划执行偏差费用返还机制按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。220kV 报量不报价参与现货的市场化水电厂纳入发电计划偏差考核。

（4）水电日内临时非计划停运偏差费用返还

220kV 及以上市场化水电日内临时非计划停运偏差费用返还机制按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。

（5）水电来水预测准确率考核

参与现货市场水力计算的市场化水电厂日前、实时来水预测准确率纳入考核。日前、实时每 15 分钟的区间来水预测准确率的功率预测结果应满足日前来水预测准确率、实时来水预测准确率要求分别不低于 80%、90%，水电厂每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按照如下公式进行考核：

$$R_{\text{来水预测}} = P_{\text{额定}} \times \overline{LMP_{\text{实时}}}$$

其中， $P_{\text{额定}}$ 为水电厂额定容量；

$\overline{LMP_{\text{实时}}}$ 为当日水电机组每 15 分钟实时电能量市场结算价格的算术平均值。

水电来水预测准确率考核费用由省内全体工商业用户按当月用电量比例分享。

2. 运行补偿

报量报价市场化水电运行补偿定义参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定。当报量报价市场化水电厂在第 t 小时内出现下述情况时，八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段），若有一个及以上交易时段出现如下情形，则第 t 小时的相关费用不纳入系统运行补偿费用的计算范围：

① 当水电厂在运行日内存在非系统运行原因的调试（试验）时段时；

② 当水电厂在运行日被设置为非系统运行原因必开机组时；

③ 当水电厂因非系统运行原因发生限低时；

④ 当水电厂机组由于自身原因发生非计划停运或水电厂出现非系统原因需要固定出力时；

⑤ 当水电厂实时发电计划执行偏差率不满足要求时；

⑥ 水电机组振动区不满足国标、行标要求及并网调度协议相关要求时；

⑦ 全省水电蓄能不满足保障清洁能源消纳要求的上限值或全省水电蓄能不满足电力保供要求的下限值时（全省水电蓄能上下限另行确定）；

⑧ 水电来水预测准确率不满足要求时；

⑨ 水电厂水库因非系统运行原因导致水库运行水位上限/下限不能达到正常高水位/死水位时；

（2）水电机组每小时生产运行成本费用按照价格主管部门明确的水资源费、水库库区基金之和计算。

（3）水电运行补偿计算按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行；为鼓励水电企业开展机组技术改造，减少水电机组振动区、提升水电灵活性，更好服务新型电力系统运行，水电运行补偿费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{水电运行补偿},i,t} = R_{\text{op_compensate},i,t} \times \left(1 - \frac{P_{\text{振动区}}}{P_{\text{额定容量}}} \right)$$

其中， $R_{\text{op_compensate},i,t}$ 为《南方区域电力市场现货电能量交易

实施细则》中的运行补偿费用；

$P_{\text{振动区}}$ 为水电机组的振动区容量之和；

$P_{\text{额定容量}}$ 为水电机组的额定容量。

（4）梯级水电运行补偿计算时，要考虑相应上下游水位达界产生影子价格的影响。

报量不报价参与现货市场的市场化水电，因系统安全原因调增了水电厂出力，导致水电厂相应时段电能量收入无法覆盖成本时，参照报量报价市场化水电运行补偿机制开展补偿。

按照省内优先发电计划政策，未入市的优先水电厂不参与水电运行补偿计算。

水电运行补偿费用，纳入省内系统运行费用，由全体工商业用户按当月用电量比例分摊。

3. 启动补偿

水电机组启动补偿定义参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定。水电机组启动费用按下式计算：

$$R_{\text{启动补偿}, i} = \max(0, \text{水电有效启动次数} - \text{水电基本启动服务参数}) \times R_{\text{单次}} \times n_i$$

其中，水电有效启动次数 = $\min(\text{水电厂实际启动次数}, \text{实时市场出清安排水电厂的启动次数})$ ；

水电基本启动服务参数参照《云南省发展和改革委员会关于优化调整分时电价政策有关事项的通知》（云发改价格〔2024〕924号）文中有关分时电价对应的峰平谷段设计，水电基本启动服务参数按照 4 次/台 × 全厂可用机组台数设

置，后续根据现货市场运行情况和省内分时电价政策动态调整； $R_{\text{单次}}$ 为水电机组单次启动对应的费用，具体按照下式计算：

$$R_{\text{单次}} = \frac{Q_{\text{空载}} \times T_{\text{空载}}}{\eta} \times \overline{LMP}_{\text{实时}}$$

其中， $Q_{\text{空载}}$ 为水电机组平均空载流量；

$T_{\text{空载}}$ 为水电机组平均空转时间；

η 为水电厂运行日平均耗水率；

$\overline{LMP}_{\text{实时}}$ 为当日水电机组每 15 分钟实时电能量市场结算价格的算术平均值。

n_i 表示水电机组 i 在运行日内的启动补偿系数，具体按照下式计算：

$$n_i = n_{\text{start}} \times \left(1 - \frac{P_{\text{振动区}}}{P_{\text{额定容量}}} \right) \times \min \{ 1, \max \{ [1 - Q_{i,\text{中长期}} / Q_{i,\text{实际}}] 0 \} \}$$

其中， n_{start} 为水电机组启动费用模式参数，按照水电启动费用机制设计，当水电选择按照 1000 元/次的启动成本参与现货优化出清时， n_{start} 取 1；当水电选择按照 15000 元/次的启动成本参与现货优化出清时， n_{start} 取 0.1；

$P_{\text{振动区}}$ 为水电机组的振动区容量之和；

$P_{\text{额定容量}}$ 为水电机组的额定容量。

水电厂的启动费用等于厂内所有水电机组的启动费用之和。

按照省内优先发电计划政策，未入市的优先水电厂不参与水电启动补偿计算。

水电启动补偿费用，纳入省内系统运行费用，由全体工

商业用户按当月用电量比例分摊。

（四）新型主体方面

进入连续结算试运行，新型主体暂不执行系统运行考核与补偿机制，后续结合市场建设进程，适时推动新型主体按上述考核补偿机制执行。

六、省内现货市场参数管理

（一）省内现货市场参数初始设置

云南现货市场转入连续结算试运行，省内现货市场动态参数初始值按照下表确定。

表 3 省内现货市场动态参数

序号	参数名	参数取值说明	取值
1.	省内现货市场出清价格上限	采用区域统一设置	按照云南现货申报价格上限（688 元/MWh）的 1.5 倍确定，初始值为 1032 元/MWh
2.	省内现货市场出清价格下限	采用区域统一设置	0 元/MWh
3.	冷态启动费用上限	采用区域统一设置	详见表 3-1
4.	冷态启动费用下限		
5.	温态启动费用上限		
6.	温态启动费用下限		
7.	热态启动费用上限		
8.	热态启动费用下限		
9.	火电机组运行补偿系数	采用区域现货电能量实施细则计算方式	详见表 3-2
10.	火电机组启动补偿系数	根据区域现货电能量实施细则，确定省内计算方式	
11.	最小可调出力价格上限	采用区域统一设置	详见表 3-1
12.	最小可调出力价格下限		
13.	新能源市场机组日前市场出清出力下限系数 α	采用区域统一设置	0.5
14.	新能源市场机组实	采用区域统一设置	0.5

	时市场出清出力下限系数 β		
15.	煤机连续最小开停机约束	根据省内情况确定	省内煤机最小开机时间约束设置小于等于7天、连续最小停机时间约束小于等于2天
16.	火电机组限高考核系数	采用区域统一设置	0.1
17.	火电机组限低考核系数	采用区域统一设置	0.1
18.	水电限高考核系数	根据省内情况确定	0.1
19.	水电限低考核系数	根据省内情况确定	0.1
20.	启动额外考核的限高/限低次数	采用区域统一设置	详见表 3-3
21.	热电联产机组允许的申报供热流量曲线偏差率	采用区域统一设置	5%
22.	热电联产机组供热流量曲线偏差率考核系数	采用区域统一设置	0.4
23.	燃煤电厂厂内存煤可用天数阈值	采用区域统一设置	7天
24.	发电计划允许的执行业偏差率	结合各地机组特性及控制要求确定，采用区域建议值。	常规并网发电厂（机组）、核电厂（机组）、常规水电允许偏差率为2.5%；热电联产、循环流化床、燃-蒸联合循环、煤矸石发电机组允许偏差率为3%；单机容量20万千瓦及以下燃煤机组允许偏差率为4%；水煤浆机组允许偏差率为6%；同时符合上述多种技术特性的机组执行最大允许偏差率。 发电机组实时调频中标时段允许执行偏差率等于非实时调频中标时段允许的执行业偏差率加实时调频中标容量与实时发电计划的比值。

25.	突破最小连续停机时间约束机组启动额外补偿系数	采用区域统一设置	1.1
26.	用户侧系统运行补偿度电分摊上限	根据省内情况确定	0.001 元/千瓦时
27.	调用测试首段报价偏离阈值 K2	采用区域统一设置	35%
28.	火电限高豁免参数	根据省内情况确定	10%

说明：用户侧系统运行补偿度电分摊上限参数说明：省内现货市场运行补偿费用（含各类型电源运行补偿费用和启动费用）以月度为单位，由用户侧按当月用电量比例分摊，当用户侧当月分摊数值到上限后，对发电侧当月系统运行补偿进行等比例打折。

表 3-1：火电机组申报费用参数设置表

序号	参数名	参数取值																				
1	冷态启动费用上限	燃煤机组启动成本： 燃煤机组启动成本基准值如下： <table><tr><th>装机容量</th><th>冷态启动费（万元）</th><th>温态启动费（万元）</th><th>热态启动费（万元）</th></tr><tr><td>150MW 及以下</td><td>20</td><td>16</td><td>12</td></tr><tr><td>151-449MW</td><td>40</td><td>32</td><td>24</td></tr><tr><td>450-749MW</td><td>60</td><td>48</td><td>36</td></tr><tr><td>750-1249MW</td><td>80</td><td>64</td><td>48</td></tr></table>	装机容量	冷态启动费（万元）	温态启动费（万元）	热态启动费（万元）	150MW 及以下	20	16	12	151-449MW	40	32	24	450-749MW	60	48	36	750-1249MW	80	64	48
装机容量	冷态启动费（万元）		温态启动费（万元）	热态启动费（万元）																		
150MW 及以下	20		16	12																		
151-449MW	40		32	24																		
450-749MW	60		48	36																		
750-1249MW	80	64	48																			
2	冷态启动费用下限																					
3	温态启动费用上限																					
4	温态启动费用下限																					
5	热态启动费用上限	考虑到机组差别及燃料成本价格变化等，燃煤机组各态启动费用上限取基准值 2 倍，下限取基准值 0.5 倍。 燃煤机组的启动工况标准：停机时间 10 小时以内为热态启动，10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，72 小时以上为冷态启动。																				
6	热态启动费用下限																					
7	最小可调出力价格上限	燃煤电厂（单位：元/MWh） <table><tr><th>装机容量</th><th>最小可调出力价格上限</th><th>最小可调出力价格下限</th></tr><tr><td>449MW 及以下</td><td>700</td><td>120</td></tr><tr><td>450-749MW</td><td>650</td><td>115</td></tr><tr><td>750-1249MW</td><td>600</td><td>110</td></tr></table>	装机容量	最小可调出力价格上限	最小可调出力价格下限	449MW 及以下	700	120	450-749MW	650	115	750-1249MW	600	110								
装机容量	最小可调出力价格上限	最小可调出力价格下限																				
449MW 及以下	700	120																				
450-749MW	650	115																				
750-1249MW	600	110																				
8	最小可调出力价格下限																					

表 3-2：火电机组运行补偿、启动补偿系数

参数项	计算方法
火电机组运行补偿系数	$m_{i,t} = \min \{1, \max \{1 - Q_{i,t,中长期} / Q_{i,t,实际}, 0\}\}$

火电机组启动补偿系数	$k_i = \min\{1, \max\{1 - Q_{i, \text{中长期}} / Q_{i, \text{实际}}\}, 0\}$
------------	--

表 3-3：火电机组额外考核的限高/限低次数

全厂发电机组台 (台)	启动额外考核的限高/限低次 数 (次)	说明
2	2	在同一自然月内，若同一电厂的发电机组发生限高与限低次数之和超过 N 次，超出 N 次的次数按照上述公式计算得到的限高/限低考核费用的 2 倍进行考核。
3	2	
4	3	
5	3	
6 及以上	4	

(二) 动态参数管理

根据现货市场结算运行情况，可对省内现货市场动态参数进行调整。国家、南方区域市场对省内现货市场动态参数提出明确要求的，按照要求执行；省级政府主管部门明确省内现货市场动态参数具体设置的，按照要求执行；市场运营机构可根据现货市场结算运行情况，提出省内现货市场动态参数修改意见，报请省级政府主管部门、能源监管机构组织审定。当出现特殊紧急情况时，为确保电力系统安全稳定、现货市场正常开展连续结算，调度机构可对动态参数进行紧急调整，参数调整生效前应向能源监管机构、省级政府主管部门报告，并向省内经营主体披露调整情况。

七、连续结算运行期间新增、调整机制管理

为健全连续结算试运行期间南方区域电力市场机制新增或调整流程，规范电力市场运营程序，省内拟新增或调整的涉及现货市场机制，明显影响全区域范围的，纳入区域机制进行管理；影响范围不明确的，需进行推演，必要时由南方区域电力现货市场进行仿真并出具仿真报告，从而明确该

机制影响范围，若推演发现该机制影响其他省份出清或结算结果，则纳入区域机制进行管理。

八、处置预案

（一）现货市场中止与恢复

1. 现货市场运行过程中出现市场规则规定的情形时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实时发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告国家能源局云南监管办公室、云南省能源局。

2. 本次结算试运行期间，云南电力调度控制中心认为需要启动运营机构干预时，经报南方总调同意后触发云南现货市场干预并发布公告，其他省（区）继续参与区域现货出清。

3. 本次结算试运行期间，日前市场环节预计 22:30 以前无法完成出清，或实时市场持续 240 分钟及以上无法完成出清时，按有关预案执行。

4. 当异常情况解除，现货市场重启具备条件后，经国家能源局云南监管办公室、云南省能源局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

（一）市场存疑结果处理

市场运营机构发现尚未发布的交易结果存在异常时，应及时对相关结果进行修正。其中，需重新出清的部分由南方总调组织进行，并将修正后的正确结果推送至广州电力交易中心。若因结果修正导致交易结果未能及时发布，则由相关

方提供推迟发布原因，并由广州电力交易中心汇总后向相关经营主体发布。

经营主体发现已发布的交易结果可能存在异常时，可通过咨询热线将问题反馈至市场运营机构。经市场运营机构排查确认存在异常的，应在相关方出具说明后，由交易机构开展后续结算重算或清算退补工作。需出清的部分由南方总调组织进行，并将修正后的正确结果推送至广州电力交易中心，交易机构重新编制并发布 24 点交易计划，开展后续结算重算或清算退补工作。其中，在次月初 2 个工作日内重新发布的结果，在当月开展日清分重算工作，超出次月初 2 个工作日的，顺延至后续月份开展电费退补清算工作。

九、风险防控

（一）系统运行风险防控

当发生系统不平衡量较大等导致市场出清结果无法执行时，市场运营机构按照安全第一的原则短时人工安排电力系统运行，事后及时通过信息披露平台公布。

当发生气候异常和自然灾害或重大电源、电网故障等突发事件严重影响电力供应或电网安全时，或电力市场技术支持系统发生故障无法正常开展市场交易时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要可以中止现货试运行，恢复常规方式调度，并及时报告国家能源局云南监管办公室、云南省能源局。

（二）市场和舆情风险防控

加强政策解读引导，采取多种方式，向市场主体宣贯结算试运行方案，加强舆情监测预警，积极回应社会关切，做好应急预案，营造良好舆论环境。

十、其他

本方案内容若与国家及南方区域电力市场“1+N”制度体系、南方区域电力现货市场结算试运行方案等上位规定不一致的，从其规定。

第二部分 交易组织与实施安排

一、总体安排

（一）总体原则

按照南方区域连续结算试运行时间安排，将整月划分为现货连续结算试运行日和剩余日两个区间，分别独立组织交易和结算。其中：

现货连续结算试运行日区间内，按照云南最新的电力市场实施细则，组织现货环境下中长期交易和现货交易并开展批发市场结算。

剩余日区间内，按照最新的云南电力市场中长期分时段交易结算规则，组织中长期交易并开展批发市场分时段结算（含年度、月度）。月度上调服务基准价、偏差电量基准价、集中竞价交易均价按最新的中长期分时段交易相关规则，以月度为周期计算，不剔除结算试运行日数据。

电量划分。将月度总电量划分为商业结算试运行部分和剩余日非现货环境下省内中长期分时段交易结算电量部分。

（二）中长期交易品种

中长期市场包括交易周期为日的双边协商交易、挂牌交易、集中竞价和连续挂牌交易。

二、中长期交易组织

（一）中长期交易曲线分解

1. 优先发电计划分解

在现货连续结算试运行日，省内市场化交易组织前，昆明电力交易中心根据广州电力交易中心提供的“网对网”送出侧计划曲线，扣减电网企业提供的优先电厂保障西电东送电量，得到可分配市场化电厂的省间中长期计划曲线，按照《云南省能源局关于印发 2025 年云南电网优先发电计划安排的通知》原文第二部分明确的顺序、月度西电东送计划电量比例以及西电东送曲线分配原则分配至具体电厂。同一集团 500 千伏水电厂间 D-2 日的计划电量可灵活调整。如政府主管部门有最新要求的按照最新要求执行。

为与目前中长期模式保持衔接，月度实际发用电结束后，昆明电力交易中心按照云南省优先发用电计划文件及分时段交易结算衔接相关文件要求，以月度为周期对全月的西电东送电量进行事后分配，形成月分日的西电东送事后分配电量。其中，在现货连续结算试运行日期间，该日的西电东送事后分配电量不作为交易及结算依据；在剩余日期间，该日的西电东送事后分配电量则作为月度中长期交易模式的结算依据。西电东送月度计划电量等于现货连续结算试运行日期间 D-2 日西电东送计划累计值与剩余日期间西电东送计划值之和。

2. 西电东送市场化交易曲线确定

以广州电力交易中心发布的到具体发电企业的跨区跨省市场化日分时交易曲线，作为相关发电企业西电东送市场化分时段交易电量。

3. 省内市场化中长期合同

省内市场化中长期合同为省内中长期分时交易合同。

（二）现货环境下中长期交易

商业结算试运行区间内，按照云南电力中长期交易实施细则，按日滚动组织开展当月后续日交易，日交易不进行调度校核，市场主体在 D-2 日参加 D 日的日电量交易和在 D-1 日参加 D 日的日合约转让交易。发电企业之间进行合约电量转让时（清洁能源电厂合约转让至燃煤电厂、褐煤电厂转让至烟煤无烟煤电厂暂不开展），各时段可转让电量不得超过该时段已成交合约电量之和，出让价格为该时段可出让电量的加权均价（日合约转让交易电量受分时能力约束），批发交易用户之间进行合约电量转让时，各时段可转让电量不得超过该时段清洁能源合约电量之和，出让价格为该时段可出让清洁能源电量的加权均价（日合约转让交易电量受分时能力约束）。日合约转让交易中，当燃煤电厂为合约出让方，清洁能源电厂为合约受让方时，日合约转让交易的分时交易价格锚定 D 日的清洁能源市场上调服务基准价 $P_{0t_清洁}$ ；当烟煤无烟煤电厂为合约出让方，褐煤电厂为合约受让方时，日合约转让交易的分时交易价格锚定 D 日的褐煤市场上调服务基准价 $P_{0t_褐煤}$ 。其中现货市场运行初期西电东送电量、绿电交易合约电量暂

不可转让，待条件成熟后组织开展。

商业结算试运行区间内，不再组织开展现行中长期模式下的日交易。商业结算试运行区间内的日交易时间等具体交易事项，以发布的信息披露或交易通知为准。

三、现货交易组织

1. 日前交易申报

采用发电侧报量报价和报量不报价、用电侧报量不报价的申报方式申报。结算试运行期间，发用电侧均需要参与日前申报。对于发电侧市场主体，迟报、漏报或不报者均采用默认申报值作为申报信息；对于用电侧市场主体，迟报、漏报或不报者默认日前申报量默认申报值。当没有默认申报值时，市场主体的日前申报值为零。

报量不报价的电厂作为价格接受者参与现货市场，由调度机构将该部分电厂的日前（实时）出清曲线以及出清价格提供至昆明电力交易中心。

2. 用户侧统一结算点电价计算

依据最新的云南电力市场现货电能量交易实施细则等规则，现阶段，用户侧定价方法采用日前统一结算价和实时统一结算价。

用户侧日前统一结算点电价按照下式计算（新型经营主体出清电量和节点电价纳入计算）：

$$\overline{LMP}_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} [(Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{西电东送日前}}) \times LMP_{m,t, \text{日前}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{西电东送日前}})}$$

其中, $\overline{LMP}_{t, \text{日前}}$ 表示第 t 小时的日前用户侧统一电价; $Q_{m,t, \text{日前}}$ 表示发电侧市场化电厂 (机组) m 在第 t 小时的日前中标电量, 其中对于新型经营主体放电量为正值、充电量为负值; $Q_{m,t, \text{西电东送日前}}$ 表示发电侧市场化电厂 (机组) m 第 t 小时的“网对网”西电东送日前电量; $LMP_{m,t, \text{日前}}$ 表示第 t 小时发电侧市场化电厂 (机组) m 所在节点的日前结算价格, 即第 t 小时内每 15 分钟日前节点电价的算术平均值; $\sum_{m \in \text{市场机组}}$ 表示对发电侧全部市场化电厂 (机组) 求和。

当 $Q_{t, \text{西电东送日前}} \leq Q_{t, \text{西电东送}}$ 时,

$$Q_{m,t, \text{西电东送日前}} = (Q_{m,t, \text{西电东送}} / Q_{t, \text{西电东送}}) \times Q_{t, \text{西电东送日前}}$$

当 $Q_{t, \text{西电东送日前}} > Q_{t, \text{西电东送}}$ 时,

$$Q_{m,t, \text{西电东送日前}} = Q_{m,t, \text{西电东送}} + (Q_{t, \text{西电东送日前}} - Q_{t, \text{西电东送}}) \times R_{\text{日前}m,t};$$

$$R_{\text{日前}m,t} = \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0) / \sum_{m \in \text{市场机组}} \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0);$$

$Q_{t, \text{西电东送日前}}$ 为“网对网”西电东送 t 小时的全部发电侧市场化电厂 (机组) 日前出清电量之和; $Q_{t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量 (含跨省优先发电计划) 的发电侧全部市场化机组 (电厂) 对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量; $Q_{m,t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量 (含跨省优先发电计划) 的发电侧市场化电厂 (机组) m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量; $R_{\text{日前}m,t}$ 为发电侧市场化电厂 (机组) m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送日前出清电量分配比例; $Q_{m,t, \text{上网}}$ 为发电侧市场化电厂 (机组)

m 对应 t 小时的实际上网电量。

用户侧实时统一结算点电价按照下式计算（新型经营主体出清电量和节点电价纳入计算）：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} [(Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{西电东送实时}}) \times LMP_{m,t, \text{实时}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{西电东送实时}})}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时的实时用户侧统一电价； $Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示发电侧市场化电厂（机组）m 在第 t 小时的实际上网电量，其中对于新型经营主体放电量为正值、充电量为负值； $Q_{m,t, \text{西电东送实时}}$ 表示发电侧市场化电厂（机组）m 第 t 小时的“网对网”西电东送实际外送电量； $LMP_{m,t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时发电侧市场化电厂（机组）m 所在节点的实时结算价格，即第 t 小时内每 15 分钟实时节点电价的算术平均值； $\sum_{m \in \text{市场机组}}$ 表示对发电侧全部市场化电厂（机组）求和。

当 $Q_{t, \text{西电东送实时}} \leq Q_{t, \text{西电东送}}$ 时，

$$Q_{m,t, \text{西电东送实时}} = (Q_{m,t, \text{西电东送}} / Q_{t, \text{西电东送}}) \times Q_{t, \text{西电东送实时}}$$

当 $Q_{t, \text{西电东送实时}} > Q_{t, \text{西电东送}}$ 时，

$$Q_{m,t, \text{西电东送实时}} = Q_{m,t, \text{西电东送}} + (Q_{t, \text{西电东送实时}} - Q_{t, \text{西电东送}}) \times R_{\text{实时}m,t};$$

$$R_{\text{实时}m,t} = \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0) / \sum_{m \in \text{市场机组}} \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0);$$

$Q_{t, \text{西电东送实时}}$ 为“网对网”西电东送 t 小时的发电侧全部市场化机组（电厂）实时出清电量之和； $Q_{t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的发电侧全部市

场化机组（电厂）对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量； $Q_{m,t,西电东送}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的发电侧市场化电厂（机组） m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量； $R_{实时m,t}$ 为发电侧市场化电厂（机组） m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送实时出清电量分配比例； $Q_{m,t,上网}$ 为发电侧市场化电厂（机组） m 对应 t 小时的实际上网电量。

四、交易流程

（一）现货环境下中长期交易

1. 昆明电力交易中心按日滚动组织开展商业结算试运行日的日分时电量交易，交割日（D 日）的日分时电量交易在 D 日前 2 个自然日组织完成。日分时电量交易可采用双边协商交易、挂牌交易、集中竞价交易、连续挂牌交易等方式开展，或选择其中一种交易方式开展。日分时电量交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

2. D-2 日，市场主体可参加 D 日分时电量交易，确定 D 日的省内中长期合同小时电量，形成交易量价曲线。

3. D-2 日，广州电力交易中心根据南方总调反馈的安全校核结果，对跨省优先发电计划进行调整，叠加相应的市场化交易电量后，并将省间中长期“网对网”送出侧交易结果发至昆明电力交易中心。

4. D-2 日，昆明电力交易中心将省间中长期“网对网”送出侧交易结果发至云南电网公司，云南电网公司按规则

（详见附件）计算并提供优先电厂保障西电东送电量，昆明电力交易中心据此计算可分配给市场化电厂的西电东送电量。

5. D-1 日，市场主体可参加 D 日的日合约转让交易。

6. 昆明电力交易中心按照相关规定，对省间中长期“网对网”送出侧交易结果分解至现货交易单元，D-1 日昆明电力交易中心将分解结果报送广州电力交易中心，同时以特定信息向市场主体披露，相关结果作为开展三部制结算依据。

7. 各市场主体 D-1 日确定的跨省中长期合约曲线、省内中长期交易曲线（含电网代购电）作为最终结算依据，在事后结算阶段不作调整。

（二）信息披露

信息披露相关内容及时间要求按照最新的南方区域电力市场信息披露实施细则以及《南方区域电力现货市场连续结算试运行实施方案》执行。

（三）现货市场日前申报

D-1 日 12:30 前，昆明电力交易中心协助广州电力交易中心组织云南市场主体在交易系统完成日前申报。

（四）现货市场出清

现货市场出清相关要求按照南方区域电力现货市场连续结算试运行实施方案执行。

第三部分 市场结算

一、结算边界与衔接机制

（一）结算范围

参与结算范围：参与市场化交易的发电企业、售电公司及批发电力用户、电网企业代理购电用户、新型经营主体。零售用户通过售电公司代理参与。配建新型储能与所属经营主体视为一体参与结算；独立新型储能项目根据发用电特性，将出清结果拆分为发电出清曲线和用电出清曲线，其中出清结果的正电量部分视为发电出清结果，出清结果的负电量部分取反后视为用电出清结果，分别作为发电企业和电力用户参与结算。

（二）结算参数

本次结算试运行期间，未明确的电力市场试运行相关参数按照《南方区域电力现货市场连续结算试运行实施方案》执行。

（三）燃煤市场与现货市场衔接

非现货结算试运行日区间，用户侧燃煤发电分摊比例计算及电量分摊仍按时段开展，若出现分摊比例为负时取 0，用以开展中长期分时结算和分时损益控制。现货结算试运行日区间，继续按照中长期分时模式开展用户侧燃煤发电分摊比例计算及电量分摊，用以开展燃煤市场费用调整。

现货结算试运行日区间，为确保《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》（云发改价格〔2022〕1354 号）有效执行，批发交易用户（含售电公司、电网企业代理购电）在时段上的中长期少购和超购燃煤电量、燃煤电厂在时段上的中长期少发电量，以中长期燃煤市场和清洁能源市场价差进行燃煤费用调整。其中，现货结算试运行区间开展燃煤事

后费用调整原则如下：

月度发用电结束后，高耗能批发交易用户（含售电公司、电网企业代理购电）在结算试运行日时段 t 的超购或少购燃煤电量按照 $(P_{dt \text{ 烟煤无烟煤}} - P_{dt \text{ 清洁}})$ 调整费用，非高耗能批发交易用户（含售电公司、电网企业代理购电）在结算试运行日时段 t 的超购或少购燃煤电量按照 $(P_{dt \text{ 褐煤}} - P_{dt \text{ 清洁}})$ 调整费用，调整电费纳入其批发购电成本（售电公司按照代理高耗能用户和非高耗能用户分别开展）；

月度发用电结束后，烟煤无烟煤电厂时段 t 省内合约存在的少发电量按照 $(P_{dt \text{ 烟煤无烟煤}} - P_{dt \text{ 清洁}})$ 调整电费、烟煤无烟煤电厂时段 t 转让至清洁能源电厂的合约电量按照 $(P_{dt \text{ 烟煤无烟煤}} - P_{0t \text{ 清洁}})$ 调整电费、烟煤无烟煤电厂时段 t 转让至褐煤电厂的合约电量按照 $(P_{dt \text{ 烟煤无烟煤}} - P_{0t \text{ 褐煤}})$ 调整电费；褐煤电厂时段 t 省内合约存在少发电量按照 $(P_{dt \text{ 褐煤}} - P_{dt \text{ 清洁}})$ 调整电费、褐煤电厂时段 t 转让至清洁能源电厂的合约电量按照 $(P_{dt \text{ 褐煤}} - P_{0t \text{ 清洁}})$ 调整电费，其中燃煤电厂省内合约少发电量 = $\min(\max(\text{上网电量} - \text{电厂承接西电计划电量}, 0) - \text{省内中长期合约电量}, 0)$ ，电厂承接西电计划电量取 D-2 日分配的西电计划电量。同时燃煤电厂继续按照下文明确的运行补偿机制执行。

燃煤事后调整电费以单个运行日为单位，归集该运行日各时段高耗能批发交易用户（含售电公司、电网企业代理购电）、烟煤无烟煤电厂侧燃煤调整费用合计后，本次优先用于补偿该运行日烟煤无烟煤电厂的运行补偿电费，剩余部分

由该运行日烟煤无烟煤电厂省内合约存在的超发电量（若无超发电量则取上网电量）进行等比例分摊或分享，其中烟煤无烟煤电厂省内合约存在的超发电量= $\max(\max(\text{上网电量}-\text{电厂承接西电计划电量}, 0)-\text{省内中长期合约电量}, 0)$ ，电厂承接西电计划电量取 D-2 日分配的西电计划电量；归集该运行日各时段的非高耗能批发交易用户（含售电公司、电网企业代理购电）、褐煤电厂侧燃煤调整费用合计后，本次优先用于补偿该运行日褐煤电厂的运行补偿电费，剩余部分由该运行日褐煤电厂超发电量（若无超发电量则取上网电量）进行等比例分摊或分享。

二、结算安排

（一）批发市场结算

新投产发电机组和独立新型储能调试运行期上网电量按照《国家能源局云南监管办公室关于新投产发电机组参与云南电力市场相关事项的通知》，根据电网企业推送的市场化结算电量（上网电量扣除调试期电量）进行结算。

商业结算试运行日 D 日，根据日前、实时市场的成交结果及现货环境下中长期交易分解电量按照最新的《云南电力市场结算实施细则》开展结算，其中对结算方式和科目作如下安排。

1. 日清分

按照最新的《云南电力市场结算实施细则》，开展现货日清算。

2. 月结算

全月电费由商业结算试运行区间内电费和剩余日区间内电费两部分组成，由昆明电力交易中心出具结算依据。

3. 中长期合约阻塞电费

中长期合约阻塞电费的计算按照最新的《云南电力市场结算实施细则》中明确的方式执行，省内中长期合约阻塞电费计算汇总后（不含独立储能等新型主体，独立新型储能相当于独立承担节点电价，有利于储能合理配置，更好发挥调节作用），以自然月为周期，由直接参与交易的市场机组按试运行期间的省内中长期合约电量等比例分摊（分享）；跨省中长期合约阻塞电费单独结算至具有跨省送电中长期合约的机组（或电厂）。

4. 分摊及返还电费科目

分摊及返还电费包括中长期交易偏差收益回收（若现货结算试运行按自然月开展，以结算试运行区间内全部结算运行日为周期计算；若现货结算试运行周期跨自然月，则以单个自然月内所有试运行日为周期分别计算）、用户偏差收益转移电费、省间分摊或返还电费、市场发用电量不平衡偏差电费、现货部分阻塞盈余、计划与市场不平衡电费、运行补偿电费、启动费用及发电侧考核费用等科目。

其中，计划与市场不平衡电费在核算完成后的下月现货试结算中由批发市场用户侧主体进行分摊分享。

现货部分阻塞盈余方面，因优先发电与优先用电曲线不匹配，存在计划与市场不平衡电费，需扣除现货市场部分阻塞盈余中应结算至优先发电企业的电费部分，具体计算公式

如下。

$R_{\text{现货市场部分阻塞盈余}} = (C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{跨省总费用}}) - (R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{省间分摊或返还}}) - R_{\text{发用电量不平衡偏差}} - R_{\text{结算至优先发电企业的电费}}$

$$R_{\text{结算至优先发电企业的电费}} = \sum_t^N [\min(Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{市场化用户},t} - Q_{\text{西电东送},t}, 0) \times \overline{LMP}_{t,\text{实时}}]$$

其中， $\overline{LMP}_{t,\text{实时}}$ 为 t 时段实时用户侧统一电价，N 表示在运行日内各时段的集合。

独立新型储能分摊及返还电费结算有关要求，按照《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于明确 2025 年燃煤发电市场交易有关事项的通知》（云发改价格〔2024〕1016 号）、《云南省能源局关于做好 2025 年云南电力中长期合同签订履约工作的通知》（云能源运行〔2024〕232 号）、《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于进一步推进新型共享储能发展的通知》（云能源运行〔2024〕251 号）等政策规定执行。同时为做好与有关政策衔接，独立新型储能暂不参与中长期交易偏差收益回收费用、中长期阻塞费用、用户侧偏差收益转移费用、现货损益风险防控剩余电费的分摊或分享。如政府主管部门有最新要求的按照最新要求执行。

5. 燃煤运行补偿电费

燃煤运行补偿电费按照南方区域电力市场现货电能量交易实施细则相关规定计算（不包括变动成本补偿），其中运行补偿电费计算过程中转让前的年度、月度中长期合约电

量包括省内的日交易及日合约电量转让交易后确定的中长期合约。燃煤运行补偿费用以运行日为单位，按照上文“燃煤市场与现货市场衔接”小节中明确的处理方式，由对应燃煤市场事后调整费用进行补偿。

6. 燃煤启动费用计算

燃煤启动费用按照南方区域电力市场现货电能量交易实施细则和云南电力市场现货电能量交易实施细则相关规定计算。燃煤启动费用以月度为单位，由批发交易用户以及电网代理购电用户按当月用电量比例分摊，分摊时若未取到当月电网代理购电电量数据则取上月电网代理购电电量数据进行分摊。电网代理购电用户分摊的燃煤启动费用纳入电网代理购电用户购电成本。

7. 考核费用计算

考核费用按照南方区域电力市场现货电能量交易实施细则和云南电力市场现货电能量交易实施细则相关规定计算。根据上文，火电考核费用以月度为单位，由批发交易用户以及电网代理购电用户按当月用电量比例分享，分享时若未取到当月电网代理购电电量数据则取上月电网代理购电电量数据进行分享。电网代理购电用户分享的考核费用纳入电网代理购电用户购电成本。

8. 跨省送电省间不平衡电费及省间收益调节电费

若跨省送电日清分临时结果中未将跨省不平衡资金拆分成日前市场不平衡资金和实时市场不平衡资金两个部分，则按照分配给市场化机组（或电厂）对应时段的跨省送电实

时电量等比例承担，即：

$$R_{\text{跨省送电不平衡(省间)}i,t} = R_{\text{跨省送电不平衡(省间)},t} \times Q_{\text{跨省实时}i,t} / Q_{\text{跨省实时},t}$$

省间收益调节电费（如有），按照分配给市场化机组（或电厂）的跨省送电实时电量等比例承担。若 $Q_{\text{跨省实时},t}$ 为 0，则按照分配给市场化机组（或电厂）对应时段的跨省中长期合约电量等比例承担。

（二）零售市场结算

零售市场结算按照最新的云南电力零售市场实施细则执行。

三、结算流程

（一）日清分结算

1. D+1 工作日内，昆明电力交易中心完成日清分档案准备。

2. D+3 工作日内，电网企业推送参与电力交易的所有发电企业、电力用户 D 日分时电量。

3. 结算数据准备完成后 D+2 工作日内，广州电力交易中心推送跨省跨区日清分临时结果（如遇周末、法定节假日，相关日清分临时结果顺延至节后第一个工作日集中发布）。

4. 结算数据准备完成后的 2 个工作日内，昆明电力交易中心发布日清分临时结算结果并推送云南电网公司。市场主体在日清分临时结算结果发布后，对日清分临时结果进行确认，在 1 个工作日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

（二）月结算

云南电力市场运营机构，按照最新的《云南电力市场结算实施细则》规定的交易结算时序开展月度结算，并向国家能源局派出机构和政府主管部门汇报结算试运行结算情况。

若结算试运行期间出现特殊情况的，市场运营机构须向国家能源局派出机构和政府主管部门进行汇报，并根据相关部门明确的方式处理执行。

商业结算试运行结束后，市场运营机构及时披露本次调电期间商业结算试运行整体情况。

四、电网企业代理购电及不具备分时计量条件用户处理

本方案中的电网企业代理购电量含电网企业购买市场化电厂电量保障优先用户及一般工商业代理购电部分，下同。

（一）电网企业代理购电交易组织

电网企业按照中长期分时交易规则，通过挂牌方式参与代理购电交易。

（二）电网企业代理购电结算

实际发用电结束后，电网企业的代理购电市场化采购电量结算曲线可按照以下公式计算确定：

$$Q_{\text{电网代购},t} = \max(Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{西电东送},t} - Q_{\text{市场化用户},t}, 0)$$

其中， $Q_{\text{电网代购},t}$ 为 t 时段的电网企业代理购电市场化采购电量， $Q_{\text{市场化电厂},t}$ 为 t 时段全部市场化电厂的上网电量之和， $Q_{\text{西电东送},t}$ 为 t 时段全部市场化电厂承接的云南省“网对网”西电东送电量之和（由广州电力交易中心提供，包括西电东送框架协议电量和西电东送市场化电量）， $Q_{\text{市场化用户},t}$ 为 t 时段云

南省电力市场化用户用电量之和。

商业结算试运行期间，电网企业代理购电参照批发交易用户的结算方式，开展现货三部制结算，在工商业代理购电用户、居民农业等优先用户无法单独分拆用电曲线时，工商业代理购电用户、居民农业等优先用户偏差电费按规则统一结算、按电量比例分摊，其中工商业代理购电用户所对应的偏差电费由工商业代理购电用户直接承担，居民农业等优先用户对应的偏差电费由全体工商业用户分摊。

（三）不具备分时计量条件用户处理

不具备分时计量条件的用户，由电网企业按照典型曲线进行分解，形成用于结算的分時計费电量。电网企业可根据上年统调发电曲线减去西电东送及送境外曲线，再减去可计量的市场化用户曲线，得到典型曲线，在商业结算试运行前由电网企业公布。

五、结算风险控制

（一）现货市场申报

为降低现货结算试运行风险，避免现货市场产生较大偏差电量，对于日用电量在 100 万千瓦时及以上的电力用户，市场运营机构须及时提醒告知其参与现货结算试运行申报，及时提醒电力用户根据实际用电需求与负荷预测参与现货市场申报。

（二）现货结算损益风险防控机制

在现货市场结算试运行初期，为防范现货市场结算试运行期间市场主体的结算风险，保障市场由中长期模式平稳过

渡到现货模式，建立现货结算损益风险防控机制。若现货结算试运行以整个自然月为周期开展，现货结算损益风险防控机制在月度发用电结束后，以整个结算试运行区间内全部结算运行日为周期进行计算；若现货结算试运行周期跨自然月开展，现货结算损益风险防控机制在各自然月月度发用电结束后，以单个自然月内所有试运行日为周期，分周期分段汇总进行计算。

将各批发市场主体（指电厂、售电公司、批发交易用户及电网企业代理购电，下同）结算试运行期间的现货模式结算电费（含三部制、中长期合约阻塞分摊分享电费、事后燃煤调整和剩余分摊分享电费，分摊及返还，其中分摊及返还不含计划与市场不平衡电费、运行补偿与考核电费、启动费用）的最终计算结果与分时中长期模式（含合约电费、偏差电费、事后燃煤调整电费（仅批发市场的用户侧考虑此项），不考虑各项考核费用、其它分摊分享电费）电费差值控制在 $\pm k\%$ （现货结算损益风险防控系数）范围内，对超过中长期模式电费 $k\%$ 的收益部分进行回收，并以此对各批发市场主体超过其中长期模式电费 $-k\%$ 的损失部分，按照其应补偿损失部分占市场所有应补偿损失之和的比例进行补偿，若补偿后仍有剩余则由全体批发市场主体分享，具体计算方式按照最新的《云南电力市场结算实施细则》执行。

六、其他

本方案内容若存在未尽事宜的，以南方区域结算试运行方案为准。

附件：代理购电日前申报机制及优先承接西电东送测算

一、日前申报机制

代理购电在日前市场按照运行日预测需市场化采购电量曲线进行全电量日前申报。

$$Q_{\text{电网代购日前申报},t} = \max(Q_{\text{代理购电工商业用电量},t} + Q_{\text{优先用电},t} - Q_{\text{优先发电},t} - Q_{\text{调试期电量},t}, 0)$$

其中， $Q_{\text{电网代购日前申报},t}$ 为 t 时段的电网企业代理购电日前市场申报电量， $Q_{\text{代理购电工商业用电量},t}$ 为 t 时段代理购电工商业预测用电量， $Q_{\text{优先用电},t}$ 为 t 时段优先用户预测用电量， $Q_{\text{优先发电},t}$ 为 t 时段优先电厂预测上网电量， $Q_{\text{调试期电量},t}$ 为 t 时段发电机组和独立新型储能调试运行期上网电量，预测的时段电量参考典型曲线分解月度预测电量、历史电量等方法综合测算。

二、优先承接西电东送电量确定

事前预测优先承接西电东送电量根据“网对网”西电东送电量、优先发用电量、代理购电工商业用电量进行测算。

$$Q_{\text{优先电厂承接西电东送}} = \min \left[\max(Q_{\text{优先发电}} + Q_{\text{调试期电量}} - Q_{\text{优先用电}} - Q_{\text{代理购电工商业用电量}}, 0), Q_{\text{西电东送}} \right]$$

其中， $Q_{\text{优先电厂承接西电东送}}$ 为优先电厂承接西电东送电量。优先电厂承接西电东送曲线与“网对网”送出侧计划曲线保持一致。优先发电承担西电日前与实时电量暂按照优先承接西电东送的中长期合约曲线确定，有最新要求的按最新要求执行。

附录：结算试运行参数取值

现货市场日结算试运行参数取值：

序号	参数名	参数取值
1	用户侧日前市场申报 电量允许偏差比例 λ_0	0.1
2	中长期交易偏差考核 成交比例 $u\%$	90%
3	中长期偏差调整系数 h	1
4	褐煤发电机组 i 的核定平均发电成本价格 $C_{\text{核定成本},i}$ (单值)	取当月中长期交易的 $P_{d \text{ 褐煤}}$ (日清分临时结算时暂取褐煤 月度市场交易均价, 月度正式 结算时采用 $P_{d \text{ 褐煤}}$)
5	烟煤无烟煤发电机组 i 的核定平均发电成本价 格 $C_{\text{核定成本},i}$ (单值)	取当月中长期交易的 $P_{d \text{ 烟煤无烟煤}}$ (日清分临时结算时暂取烟 煤无烟煤月度市场交易均价, 月度正式结算时采用 $P_{d \text{ 烟煤无烟煤}}$)
6	现货结算损益风险防 控系数 $k\%$	10%

备注：其他参数按照南方区域结算试运行方案执行。