

云南省燃煤发电市场化改革 实施方案（试行）

为深入推进云南省燃煤发电市场化改革，完善主要由市场决定燃煤发电价格的机制，根据国家关于进一步深化电力体制改革的相关政策要求，制定《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》。

一、总体思路

充分发挥市场机制决定性作用，更好发挥政府作用，结合云南源网荷储特点和今后一段时期能源发展安全的实际需要，建立燃煤发电电能量市场和调节容量市场，并在实践中逐步完善制度规则。按照国家政策和电力市场化交易规则建立电能量市场，由燃煤发电企业和各类电力用户（含售电公司，下同）直接交易形成价格。建立调节容量市场，按照“谁受益、谁承担”“谁服务、谁收益”的原则，逐步建立健全与系统负荷曲线一致性相挂钩的调节容量市场交易机制，并通过市场化方式形成价格。完善电力市场监管和调控机制，维护市场稳定运行。

二、建立燃煤发电电能量市场

（一）关于省内电能量市场

1. 燃煤发电电量市场交易价格浮动范围。按照国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）规定，燃煤发电上网电量市场交易价

格为云南省燃煤发电基准价上下浮动 20%，高耗能用户交易电价不受上浮 20%限制。高耗能用户按照国家发展改革委等部门《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》（发改产业〔2021〕1609 号）明确的范围并结合云南实际执行（氮肥制造、磷肥制造企业暂不纳入）。

2. 燃煤发电电量市场交易方式。建立燃煤发电交易市场。鼓励各类电力用户与燃煤发电企业通过双边、集中交易等方式，签订交易合同，交易价格在合理区间内形成。试行期内，褐煤发电企业优先与非高耗能用户足额交易，高耗能用户要优先与烟煤无烟煤发电企业进行交易，售电公司按签约零售用户用电比例执行（涉及价格结算时也按照同样原则执行，下同）。鼓励电力用户通过燃煤发电电量与清洁能源电量置换、绿证交易等方式实现低碳零碳生产经营。

3. 年度市场交易方式。参与清洁能源年度交易的各类电力用户，原则上按照不低于上年燃煤发电上网电量（扣除西电东送分摊部分）占省内市场化用电量的比例，参考参与市场化交易的各类电力用户申报需求与清洁能源发电企业申报上网电量（扣除优先计划）的缺口占各类电力用户申报需求的比例，购买燃煤发电电量，双方自主协商在合理区间内确定价格。

4. 月度市场交易方式。鼓励买卖双方积极参与月度市场交易，自主在合理区间内确定价格。未成交的燃煤发电电量，由未采购燃煤发电电量及采购量不足的市场化用户（含电网代理购电用户）

按比例公平分摊，已采购燃煤发电电量部分不再重复分摊，签订燃煤发电以外电源品种交易合同能够足额满足用电需求的用户也按比例分摊。用户按分摊办法购买的燃煤发电电量与实际电量之间的偏差在月度发用电结束后进行调整并正式结算。

月度市场未成交燃煤发电电量结算价格按以下原则确定：当月度市场成交量达到或超过燃煤发电同期可交易电量的 50%时，非高耗能用户、高耗能用户分别按该类用户成交均价上浮 5% 结算；当月度市场成交量低于燃煤发电同期可交易电量的 50%时，非高耗能用户按基准价上浮 5% 结算，高耗能用户按照基准价上浮 25% 结算。褐煤发电企业未成交电量结算价格为基准价下浮 10%，烟煤无烟煤发电企业结算价格为基准价。发用两侧结算差额资金纳入电力成本分担机制统一平衡。

5. 月内市场交易方式。建立燃煤发电电能量月内交易市场，开发不同时段交易品种，满足买卖双方多样化需要。

（二）关于省外电能量市场

按照西电东送框架协议，云电送粤框架协议电量中的燃煤发电电量按省内、省外用电量占比纳入年度优先发电计划，双方年初商定电量，参与广东电力市场交易。年度合同按照云南省燃煤发电基准价上浮 20% 顺推形成落地电价结算。参与广东现货市场的电量，当价格低于云南省月度燃煤发电结算价格时，按照云南省月度燃煤发电结算价格结算；当价格高于云南省月度燃煤发电结算价格时，按照广东现货市场价格结算。云电送桂电量及价格

形成机制参照执行。

三、建立燃煤发电调节容量市场

设立燃煤发电调节容量市场。按照各类电源、用户对调节能力和系统容量的不同需求差异化分摊调节容量成本，逐步建立与系统负荷曲线一致性相挂钩的调节容量市场交易机制。先期鼓励未自建新型储能设施或未购买共享储能服务达到装机规模10%的风电和光伏发电企业（含已建成项目），自行向省内燃煤发电企业购买系统调节服务。燃煤发电企业最大发电能力和最小发电能力之间的可调节空间参与调节容量市场交易，试行期先按烟煤无烟煤额定装机容量的40%参与燃煤发电调节容量市场交易（褐煤发电企业暂不参与），并根据市场供需变化动态调整。燃煤发电调节容量价格由买卖双方 220 元/千瓦·年上下浮动30%区间范围内自主协商形成。未自建新型储能设施、未购买共享储能服务且未购买燃煤发电系统调节服务的新能源项目上网电价按清洁能源市场交易均价的90%结算，结算差额资金纳入电力成本分担机制。风电和光伏发电企业所购容量超出自用部分，可参与调节容量市场进行交易。

四、保障措施

（一）确保居民、农业用电价格稳定。居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业保障供应，执行目录销售电价政策，不参与分摊燃煤发电电量。

(二) 保持改革期间电价总体稳定。为防止燃煤发电市场化改革过程中电力市场价格大幅波动、对工商业用户正常生产经营造成负面影响，综合考虑近年来水电价格变化情况，试行期内水电和新能源全年分月电量电价加权平均电价在前3年年度市场均价上下浮动10%区间内形成，超过上限部分纳入电力成本分担机制。买卖双方可区分汛期、枯期发用电情况自主协商确定月度、月内等不同交易结算价格。试行期内水电和新能源发电企业与一般工商业用户、中小微企业交易价格原则上保持基本稳定。

(三) 鼓励燃煤发电企业增发保供。综合考虑燃煤发电市场交易和燃煤发电企业生产经营状况，视情通过电力成本分担机制对燃煤发电企业成本进行合理补偿，建立燃煤发电枯期多发奖励机制，保障燃煤发电企业正常生产供应不受影响。加快制定云南省电力成本分担机制管理办法，调节资金提取有关政策在调整前继续执行，视市场成熟度和电力行业发展需要逐步完善。

(四) 着力增加电煤供应。各方面严格执行省发展改革委、省能源局《关于落实煤炭市场价格形成机制的通知》(云发改价格〔2022〕925号)，加大市场监管力度，稳定电煤市场价格。积极采取有效措施，加快提升省内电煤安全生产供应能力和保障水平。继续实施外购煤鼓励政策。

(五) 支持新能源加快发展。综合考虑风光资源、开发成本，区分存量与增量，认真执行现行政策，坚持市场化改革方向，择机出台新能源价格形成机制相关政策，保障新能源开发合理收益，

充分调动各方面积极性，加快建设新能源大省。强化新能源落实储能或调节服务责任，并与储能电价政策、分时电价机制改革相协调，实现不同调节方式的成本收益保持相对平衡，共同维护电力系统运行安全。

（六）加强电力市场监管。发展改革部门会同相关部门要密切监测煤炭、电力市场动态和价格变化，及时查处市场主体价格串通、哄抬价格、实施垄断协议、滥用市场支配地位等行为，对典型案例公开曝光，维护良好市场秩序。指导发电企业特别是市场份额大的企业统筹考虑市场承受能力，合理参与电力市场报价，促进市场交易价格合理形成。

本方案自 2023 年 1 月 1 日起试行，省发展改革委负责解释，并根据市场运行情况开展动态评估，视需要及时作出调整修订。