

海南省发展和改革委员会文件

琼发改运行〔2025〕1299号

海南省发展和改革委员会 关于2026年海南电力市场化交易有关事项的通知

各市、县、自治县发展改革委，海南电网公司、海南电力交易中心，有关发电企业、电力用户、售电公司：

为贯彻落实国家关于深化电力体制改革相关工作部署，做好2026年电力市场化交易工作，根据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）《关于做好2026年电力中长期合同签约履约工作的通知》（发改运行〔2025〕1052号）及海南电力市场相关配套实施细则，结合我省实际，经商国家能源局南方监管局，现就2026年海南电力市场化交易有关事项通知如下。

一、市场化交易规模

落实国家关于有序推进全部工商业用户进入电力市场的要求，结合 2026 年统调机组装机和工商业用电增长预期，全年市场化交易电量规模确定为 233 亿千瓦时，其中直接交易电量 161 亿千瓦时（年度直接交易电量等于直接交易电量的 70%）。燃煤、燃气、风电、光伏上网电量全部进入市场；核电设置保障居民、农业的优先计划电量，剩余约 50 亿千瓦时作为市场化电量参与交易（详见附件 1）。

二、经营主体

经营主体包括电力用户、售电公司、发电企业、新型经营主体和电网企业（代理购电），各主体入市前应按要求在海南电力交易中心（以下简称“交易中心”）完成入市注册。

（一）电力用户

1. 年用电量50万千瓦时及以上的工商业用户，须于2026年5月15日前完成入市注册，2026年6月1日起全面直接参与交易；年用电量10-50万千瓦时的工商业用户，实行“自愿入市+帮扶引导”，2026年12月31日前完成入市过渡期。电网企业于2026年1月31日前完成2024年12月-2025年11月用电数据筛查，形成《应入市用户清单》，并通过短信、电话逐一通知用户，交易中心同步在交易平台等渠道发布清单。市县发改部门联合电网企业、交易中心，组建“一对一”服务专班，为应入市用户提供注册指导、合同范本解读等免费服务，2026年2-4月每月组织不少于1场线下培训。

《海南省2025年电力市场化交易方案》中关于推动工商业用户直接参与电力市场交易的相关政策，2026年不再继续执行。

2. 未办理退市手续且未在规定时间内完成零售签约或参与批

发交易的用户，视为无合同用户。在非现货模式下，电能量价格按照电网企业代理购电交易加权平均价的1.5倍执行；在现货模式下，电能量价格按现货实时市场出清加权平均价的2倍执行。

3. 高耗能电力用户原则上要直接参与市场化交易，暂不能直接参与市场化交易的由电网企业代理购电，用电价格按海南省电网企业代理购电实施方案相关规定执行。

（二）发电企业

1. 省内统调燃煤、燃气电厂上网电量全部进入市场。
2. 昌江核电#2机组、至来核电#3机组。
3. 风电、光伏项目上网电量全部进入市场。
4. 新投产机组按照国家最新相关文件规定参与2026年市场化交易。

（三）售电公司

1. 售电公司参与交易前，需按资产总额及年度预计交易规模，向交易中心提交履约保障凭证（保函或保险）。

2. 同一投资主体（含关联企业）绝对控股或相对控股的售电公司，全年售电规模上限为市场总额的15%。

（1）售电规模：已结算售电量+零售合约未执行电量（按用户近12个月月均用电量×未执行月数）。

（2）市场总额核算：已入市工商业用户近12个月用电量×调节系数1.1。

3. 售电公司月度批发电量上限=代理零售用户近12个月历史最大实际用电量×调节系数1.2。年累计成交电量不应超过售电公司资产总额或信用额度对应可交易电量规模。

4. 售电公司信用评价中提高服务中小用户指标权重，鼓励售

电公司积极主动服务年用电量 50 万千瓦时以下的中小企业用户参与市场交易，具体政策另行制定并印发执行。

（四）新型主体

独立储能、虚拟电厂准入条件按照相关规定执行。

三、中长期市场交易

2026 年中长期电能量交易按照年度、月度（多月）、月内不同周期开展。发用两侧电力中长期合同签约要求按国家关于电力中长期合同签约履约工作相关文件执行。鼓励发用两侧签订一定电量比例联动现货价格的中长期合约。

（一）年度交易。主要开展年度双边协商交易、年度集中竞价交易、年度电网代理购电挂牌交易，按年度电量交易组织。年度双边协商交易按照时间优先的原则成交（合同双方在交易平台确认的时间为准），成交电量应不超过年度直接交易规模的 80%，核电参与年度双边协商交易电量应不超过核电 2026 年市场化交易规模的 50%。年度集中竞价交易采用高低匹配出清，2026 年 K 竞价系数暂设为 0.05。

（二）月度（多月）交易。主要开展月度集中竞价交易、月度电网代理购电挂牌交易、月度（多月）双边协商交易，按月度（多月）电量交易组织。月度集中竞价交易采用高低匹配出清，2026 年 K 竞价系数暂设为 0.05。2026 年 1 月 1 日及以后入市的批发电力用户和售电公司（签约零售用户）方可参与月度（多月）双边协商交易，且全年只能参与首次月度（多月）双边协商交易，月度（多月）双边协商交易的标的为次月至年底 12 月 31 日，满足新入市批发电力用户和售电公司的交易需求。

（三）月内交易。主要开展多日分时段集中竞价交易、多日

分时段电网代理购电挂牌交易，按多日电量交易组织。多日分时段集中竞价交易采用高低匹配出清，2026 年 K 竞价系数暂设为 0.05。

（四）跨省跨区交易。支持省外和省内发电企业、售电公司（批发交易用户）根据省内供需情况参与省间市场化交易。

（五）辅助服务交易。按照南方区域调频、备用辅助服务交易实施细则要求，海南市场经营主体参与南方区域调频、备用辅助服务市场交易。

（六）保底售电。相关要求按最新印发的海南电力市场保底售电实施方案执行。

（七）绿色电力交易。按照年度、月度周期组织，年度绿电交易在年度双边协商交易前开展，月度绿电交易在月度集中竞价交易前开展。绿电交易方式以双边协商（年度、月度）为主，适时组织开展合同转让交易。相关要求按最新印发的海南电力市场绿电交易细则执行。

四、现货市场交易

现货市场交易按照区域电力市场有关规则和省内相关配套规则及方案执行。

五、零售市场交易

零售市场交易按本方案明确的规则执行，未提及部分参照省内相关零售交易规则执行。

（一）零售套餐调整。2026 年起，取消比例分成、固定价格+服务费套餐，统一调整为固定价格+市场联动套餐模式，联动比例为零售用户实际用电量的 10%-30%，联动价格可选择日前市场出清加权平均价或实时市场出清加权平均价。已参与零售市场的

用户须在 2026 年 1 月 31 日前完成套餐调整备案,未调整备案的,参与市场联动电量比例按照实际用电量 10%执行,联动的价格按照实时市场出清加权平均价执行。若现货市场熔断或中止时,联动现货价格按照南方区域电力市场连续结算试运行风险处置方案的通知相关要求执行。

(二) 风险管控

1. 当零售用户月度电能量结算均价超过月度批发市场结算均价正偏差上限 10%时,超过部分由其代理的售电公司承担,零售用户按照月度批发市场结算均价的 110%计算电费;当零售用户月度电能量结算均价低于月度批发市场结算均价负偏差下限 10%时,低于部分由售电公司享有,零售用户按照月度批发市场结算均价的 90%计算电费。所有零售用户和售电公司均需签订此条款。

2. 为进一步向零售用户传导市场改革红利,对于各售电公司当月度电收益均价高于0.015元/千瓦时的部分进行超额收益分享,超额部分由售电公司与其代理的零售用户按3:7比例分享,零售用户按当月结算电量比例返还。其中,批发购电电费不含绿证价格结算电费、退补电费;零售售电费不含峰谷浮动电费、绿证价格结算电费和退补电费。因历史用电量计量差错等原因的电费退补,超额收益分享费用不做联动调整。

具体零售交易套餐模式及合同范本详见附件2。风控条款后续视执行情况可适时调整。

六、市场关键机制

(一) 容量电价机制

参照《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》(发改价格〔2023〕1501号)等文件精神,研究适时

建立我省气电容量电价机制，有关气电发电机组获得容量电费，工商业用户分摊容量电费，具体方案由省发展改革委另行通知。

（二）政府授权合约机制

参与电力市场化交易的核电机组执行政府授权合约机制，以核电企业上网标杆电价作为政府授权合约价格。当发电交易单元月市场电能量结算均价高于政府授权合约价格时，超出部分回收；当发电交易单元月市场结算均价低于政府授权合约价格的 95% 时，发电交易单元市场化结算电量的 50% 按照政府授权合约价格的 95% 进行保底结算。政府授权合约差价费用由全体工商业用户分摊分享。

（三）新能源参与市场衔接机制

1. 新能源参与现货市场机制

新能源项目按照南方区域电力现货市场交易规则和有关实施方案参与现货交易，加快实现新能源项目自愿参与日前市场。

2. 新能源参与中长期市场机制

符合参与现货市场申报条件的新能源项目，每月15日前在交易中心完成注册及申请直接参与市场、或由发电类虚拟电厂聚合的，可参与后续交易。现货连续运行时，纳入机制的电量不再参与中长期交易。新能源项目中长期年（月）度净合约电量上限按新能源年（月）度发电能力扣减机制电量比例后形成，即年（月）度发电能力乘以（1-机制电量比例），其中年（月）度发电能力根据2025年同类电源年（月）度发电利用小时数均值乘以装机容量形成。新能源项目可参与年度、月度（多月）、月内等周期的中长期交易，允许供需双方自主确定中长期合同的量价、曲线等内容，不对中长期签约比例进行限制。

3. 新能源机制电量衔接机制

电网企业代理购电在市场化采购时，应优先考虑匹配新能源机制电量，并将其作为居民、农业用户和线损电量的采购来源，剩余部分用于匹配电网企业代理的工商业用户。

（四）发电企业交易价格

1. 中长期市场交易价格

所有类型发电企业中长期市场直接交易价格在“基准价+上下浮动”范围内形成，其中，基准价为 0.4298 元/千瓦时，上下浮动原则上均不超过 20%，具体交易价格上限为 0.51576 元/千瓦时，下限为 0.34384 元/千瓦时，后续按照国家最新规定执行。高耗能企业用户市场化交易电价不受上浮 20%限制。

2. 现货市场交易价格

“报量报价”及“报量不报价”参与现货市场的发电企业日前、实时价格由南方区域电力现货市场统一出清的电厂节点电价进行结算；“不报量不报价”的新能源项目，可以明确节点的按节点分时价格结算，未明确节点的按同类电源项目实时市场出清分时加权平均价进行结算。2026 年 1 月 1 日起海南电力现货市场申报价格上下限分别为 0.84 元/千瓦时、-0.057 元/千瓦时，海南电力现货市场出清价格上下限分别为 1.26 元/千瓦时、-0.057 元/千瓦时，后续由省发展改革委会同国家能源局南方监管局依据国家有关规定结合市场运行实际进行调整。风电、光伏企业享受国家可再生能源补贴的，参与常规电能量交易市场，可继续享受补贴。

（五）发电企业偏差结算价格

1. 非现货模式

(1) 当燃煤、燃气发电交易单元超发时，偏差价格为当月全市场直接交易的集中交易加权平均价，若当月没有集中交易加权平均价，则取当月全市场直接交易加权平均价。

(2) 当核电、风电、光伏、独立储能、虚拟电厂以及其他新型经营主体发电交易单元超发时，偏差价格为当月全市场直接交易的集中交易加权平均价和其自身省内中长期交易加权平均价取小者，若当月没有集中交易加权平均价，则取当月全市场直接交易加权平均价和其自身省内中长期交易加权平均价取小者。

(3) 当发电交易单元少发时，因自身原因少发，偏差价格为当月全市场直接交易的集中交易加权平均价和其自身省内中长期交易加权平均价取大者；非自身原因少发，偏差价格为当月机组自身省内中长期卖出合约加权平均价；未经认定原因的偏差电量均视为自身原因产生。

2. 现货模式

偏差价格按现货价格结算。

(六) 批发用户（售电公司）和电网企业代理购电偏差结算价格

1. 非现货模式

偏差价格为当月全市场直接交易的集中交易加权平均价，若当月没有集中交易加权平均价，则取当月全市场直接交易加权平均价。

2. 现货模式

偏差价格按现货价格结算。

七、交易结算

非现货环境下，发用电两侧解耦结算，经营主体合同电量和

偏差电量以月度为单位，按照“月结月清”的原则开展结算，相关结算要求按照最新印发的非现货市场结算实施细则执行。现货环境下，开展三部制电量电费和省内市场分摊及返还费用结算，相关要求按照最新印发的现货市场结算实施细则和现货市场连续结算试运行实施方案执行。其他相关要求如下：

（一）中长期交易偏差考核

1. 非现货模式

经营主体按交易单元以月度为周期进行偏差电量考核，超过允许偏差率以外的电量缴纳偏差考核费用。为保障电力供应平衡，经营主体允许的偏差率为 $\pm 10\%$ ，超出允许的偏差率以外的电量缴纳偏差考核费用；偏差电量考核价格=当期燃煤机组基准电价 $\times 10\%$ 。

2. 现货模式

按照最新印发的现货市场结算实施细则和现货市场连续结算试运行实施方案执行。

落实中长期合约比例要求。对经营主体（不包含新能源发电企业、独立储能）当月的年度、月度（多月）、及月内中长期成交电量之和应不小于其全月市场交易上（用）网实结电量（为负时置零）的80%，不足电量部分以月度为周期，实施偏差考核。

（二）绿电交易结算。新能源项目纳入可持续发展价格结算机制的电量不再参与绿电交易，不重复获得绿证收益，对应绿证统一划转至省级专用绿证账户。开展绿电交易结算时，对应绿证收益根据新能源实际上网电量扣除机制电量后的剩余电量、绿电合同电量、用户实际用电量三者取小进行结算。

（三）零售结算。交易中心根据零售交易平台备案信息按月

开展结算，未曾参与电力市场化交易的电力用户与售电公司零售服务关系在交易平台中确认后，即视同下个月起不从电网企业代理购电。

八、有关要求

（一）各市县发改部门要加强电力市场改革政策宣传，积极营造良好电力市场改革氛围，有序推动工商业用户直接参与市场交易。电网企业和交易中心要全力配合各级政府主管部门做好专题宣传，通过营业场所、营业网站、微信公众号、供电服务热线、线上线下培训宣讲等多种渠道、多形式，确保对要求直接参与市场交易的用户告知到位，积极引导工商业企业直接参与电力市场交易。电网企业按季度向省发展改革委、国家能源局南方监管局报告电网代理购电用户转直接参与市场交易情况。

（二）各经营主体应严格落实《国家能源局综合司关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》（国能综通监管〔2024〕148号）要求，遵守电力市场交易规则，规范交易行为。各经营主体不得违规行使市场力在电力市场中进行排他性行为、不正当竞争；不得滥用市场支配地位操纵市场价格；不得实行串通报价、哄抬价格及扰乱市场秩序等行为。拥有售电公司的发电企业不得利用“发售一体”优势直接或变相以降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额；不得区别对待民营售电公司等经营主体。发电侧、售电侧相关经营主体不得统一约定交易价格、电量等申报要素实现特定交易。如存在扰乱电力市场秩序的行为，一经查实，国家能源局南方监管局会同省发展改革委将依据《电力监管条例》《电力市场监管办法》等

有关规定对相关经营主体进行严肃查处，并纳入失信联合惩戒对象。

（三）市场运行过程中，遇国家电力市场化交易相关政策调整的，按最新政策执行，如遇有重大政策变化、规则调整的，可视情况组织经营主体重新签订批发、零售合同。

（四）其他未尽事宜遵照相关政策规定执行。

附件：1. 2026 年海南省参与电力市场核电发电企业分月优先
电量及市场电量上限表
2. 海南电力市场售电公司与电力用户零售交易合同
（范本）


海南省发展和改革委员会
2025 年 12 月 20 日

（此件主动公开）

抄送：国家能源局南方监管局。

海南省发展和改革委员会办公室

2025 年 12 月 20 日印发
