

贵州省能源局 贵州省发展和改革委员会 文件 国家能源局贵州监管办

黔能源运行〔2023〕96号

省能源局 省发展改革委 国家能源局贵州监管办 关于印发《贵州省2024年电力中长期 交易实施方案》的通知

各市（州）能源主管部门、发展改革委（局），贵州电网公司、贵州电力交易中心、各发电企业、售电公司、有关电力用户：

为持续推进电力体制改革，规范有序做好电力中长期合同签订履约工作，保障电力市场健康有序发展，我们研究制定了《贵州省2024年电力中长期交易实施方案》。

现将《方案》印发你们，请遵照执行，执行过程中，如遇重大问题，请及时报省能源局、省发展改革委、国家能源局贵州监管办。



2023年12月15日

贵州省 2024 年电力中长期交易实施方案

根据国家及省关于电力市场化改革、交易规则、电力市场建设等相关文件精神，为稳妥有序推进 2024 年度电力中长期交易工作，结合贵州电力市场建设情况，特制定本方案。

一、年度签约规模

按照国家发展改革委关于发电侧、用电侧年度中长期交易签约电量分别不低于上一年度上网电量和用电量 80% 的要求，初步安排 2024 年年度电力中长期直接交易电量签约规模不低于 580 亿千瓦时。

二、参与交易经营主体

通过贵州电力交易中心（以下简称交易中心）完成入市注册的电力用户、售电公司、发电企业和电网企业，可参与电力市场化交易。各经营主体注册、运营和退出机制按国家及省有关规定执行。

按照一地注册、信息共享原则，在其他电力交易机构注册的售电公司，与交易中心完成注册信息共享后，可进入贵州电力市场参与电力市场化交易。售电公司在未缴清年度价差费、交易手续费等相关费用前，暂缓参与电力市场化交易。

独立储能企业根据省级政府主管部门相关规定参与电力市

场化交易。

三、贵州电力市场界定

贵州电力市场分为批发市场和零售市场。其中，批发市场是指发电企业和电力批发用户或售电公司之间开展电力交易的市场；零售市场是指在电力批发市场的基础上，由售电公司和电力用户开展电力交易的市场。

电力用户可选择参与批发市场或零售市场，同一电力用户不得同时参与批发市场和零售市场。批发市场中电力用户在同一合同周期内可与多家发电企业确立购售服务关系，零售市场中电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系。

四、交易组织

（一）交易方式

包括双边协商和集中交易（集中竞价、挂牌、竞拍等）。通过竞拍方式开展交易的经营主体，应事先向交易中心提出申请，并通过交易平台发布交易竞拍公告，竞拍结束后1个工作日内，将结果报交易中心备案，结果一经备案不得更改。

（二）交易周期

主要包括多年、年、多月、月、周等。

（三）交易品种

1.省内电能量交易（电力直接交易）。省内经营主体以多年、年、多月、月、周为周期，通过双边协商、集中交易等方式开展，

所有交易电量均带分时曲线。

2.周边跨省区电能量交易。周边跨省区电能量交易可采用直接购电交易或委托购电交易模式开展。

直接购电交易模式：周边电网直接参与交易（直接向发电企业或售电公司购电），交易电价由周边电网与发电企业（或售电公司）通过双边协商或集中交易方式形成。

委托购电交易模式：周边电网委托电网企业代理参与周边跨省区交易，电网企业通过双边协商或挂牌交易方式向发电企业购电，交易电量电价通过市场化交易方式确定。

3.省内水火发电权交易。按照《贵州水电火电发电权交易实施方案》（黔能源运行〔2021〕25号）有关规则执行。

4.电力现货交易。按照《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）等国家及省相关规定执行。

5.电力辅助服务交易。按照国家及省相关规定执行。

6.绿色电力交易。按照《贵州省新能源参与电力市场交易管理办法（试行）》（黔能源运行〔2023〕97号）等有关规则执行。

7.需求响应交易。按照《贵州省电力需求响应实施方案（试行）》（黔能源运行〔2023〕54号）等有关规则执行。

8.电网企业代理购电交易。电网企业通过年度、月度挂牌交易方式代理电力用户采购燃煤电量。

代理购电交易按年度挂牌、月度挂牌的顺序组织开展。如果

年度挂牌交易已满足电网企业代理购电需求，不再组织开展月度挂牌交易。挂牌成交电量不足部分由燃煤发电市场化机组按剩余容量等比例承担。

（四）交易时序

相关交易时序安排以交易中心发布的交易公告为准。

五、批发市场和零售市场

（一）燃煤发电企业签约规模

各燃煤发电企业根据装机容量占比，按不低于 580 亿千瓦时等比例组织签订年度双边协商交易合同。拥有多个燃煤电厂的发电企业可按总量平衡、内部调剂原则组织签订交易合同。

当年度交易合同签约规模少于 610 亿千瓦时，对未按 580 亿千瓦时等比例签足年度交易电量的燃煤发电企业，由省级政府主管部门进行考核，考核规定另行制订。当年度交易合同签约规模超过 610 亿千瓦时（含），对未按比例签足的燃煤发电企业不进行考核。

（二）批发市场签约要求

开展年度、多月、月度双边协商交易和年度挂牌交易时，发电企业只可作为卖方参与交易，售电公司、批发用户只可作为买方参与交易。

开展周双边协商交易和月度、周挂牌交易时，允许经营主体作为买方或卖方参与交易，经营主体同一交易单元在同一窗口期

内只可进行单向买入或卖出，并以第一笔成交电量方向为准。

集中竞价交易以月度、周为周期开展，其中，月度集中竞价交易标的为次月市场电量，周集中竞价交易标的为次周市场电量。集中竞价交易实行单向交易制度，经营主体同一交易单元在同一窗口期内只可进行单向买入或卖出，并以第一笔成交电量方向为准。

（三）售电公司批零市场签约规模及要求

按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）及《贵州电力市场售电公司履约保障凭证管理细则（试行）》（黔电交易〔2023〕53号）等相关规定，售电公司应及时足额交纳履约保函（保险），并可采用多张小额度方式交纳履约保障凭证，便于根据实际交易规模灵活调换履约保函（保险）。

售电公司与零售用户经协商一致，可按月调整零售合同电量、电价；可签订电价与煤价或主要工业产品价格联动条款，按月明确平段电价。

售电公司与零售用户应按照零售平台中的合同模板签订合同，交易中心以双方最终在零售平台确认的交易数据作为结算依据。售电公司与零售用户新签和解除合同均为次月生效。

（四）保底售电服务

按照《贵州电力市场保底售电实施方案》（黔交易〔2022〕92号）有关规则执行。

六、价格及形成机制

（一）电价组成

直接参与市场交易电力用户和电网企业代理购电用户的用电价格由直接交易价格或代理购电价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

双边协商交易价格由发电企业、电力用户、售电公司协商确定。集中竞价交易、挂牌交易价格分别以统一出清价格和挂牌价格为准。竞拍价格以成交结果为准。

（二）中长期交易价格机制

落实“基准价+上下浮动”价格机制，基准价按燃煤发电上网基准价确定，上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。电力现货价格不受上述幅度限制。

无正当理由退出电力市场转由电网企业代理购电的用户，其价格按国家及省有关政策规定执行。

（三）峰谷电价机制

按照国家及省相关规定执行。

（四）代理购电价格机制

电网企业代理购电采取年度挂牌交易方式的，代理购电价格按《省发展改革委关于进一步组织做好电网企业代理购电工作有关事项的通知》（黔发改价格〔2023〕497号）等有关规定执行。

电网企业代理购电采取月度挂牌交易方式的，挂牌价格按当

月月度集中竞价交易价格确定。如未开展月度集中竞价或集中竞价电量占月度直接交易成交电量（不含电网代理购电量）比例低于 20%，代理购电价格按电力用户（含批发、零售）月度市场化交易签约加权均价（包含年度交易分解到月度交易价格）执行。

（五）煤电容量电价机制

按照国家及省有关规定执行。

（六）现货市场价格机制

按照《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）等国家及省相关规定执行。

七、交易合同

（一）合同签订

经营主体依法使用数字证书进行可靠电子签名，按照规范合同范本线上签订电子合同。通过电力交易平台提交、确认的双边协商交易，以及参与集中交易产生的结果，各相关经营主体可将交易中心出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

签订中长期交易合同时，燃煤发电企业以机组为单位，新能源企业以发电项目为单位。售电公司和电力用户在批发市场与发电企业、贵州电网公司统一签订年度电力中长期交易合同。月度和周交易成交结果通知书视同为电子合同作为执行依据。批发侧交易合同、电网代理购电合同全部带分时曲线签订。

（二）执行顺序

绿色电力交易合同优于其他发电企业交易合同。同类合同中，多年合同优于年度合同，年度合同优于多月合同，多月合同优于月度合同。交易合同按签订时间先后顺序依序结算。

八、市场结算

建立中长期交易发用两侧解耦结算机制，电力用户、售电公司按照合同执行顺序结算，并保持现有结算方式不变。发电侧按照中长期合约及实际上网电量结算，合同电量与偏差电量分开结算。建立中长期交易合同偏差电量结算机制，发电企业和电力用户、售电公司的合同偏差电量单独结算、月结月清。

（一）电力用户、售电公司合同电量结算及偏差处理

1.电力用户、售电公司以月度用电总量作为考核基数，电力用户、售电公司允许偏差范围为 $\pm 5\%$ 。对电力用户、售电公司月度实际用电量低于合同计划电量95%（不含）的部分进行偏差考核。偏差考核费用按其当月中长期市场所有批发侧交易合同平段电价加权均价（不含卖出合同）的5%计算。

2.电力用户、售电公司超出合同计划电量5%以内（含）的正偏差电量，偏差考核费用按原合同加权均价（不含卖出合同）计算；超5%（不含）的正偏差电量，按超用电量结算价格作为平段价格结算。

超用电量结算价格按照《贵州电力中长期交易规则》（黔监

能市场〔2022〕8号)执行,超用电量结算价格=发电侧上调服务电量加权均价 $\times U1$ 。如当月系统未调用上调服务时,超用电量结算价格=月度集中竞价交易加权均价 $\times U1$ 。如未开展月度集中竞价或集中竞价电量占月度直接交易成交电量(不含电网代理购电量)比例低于20%(不含),超用电量结算价格=批发市场月度市场化直接交易签约加权均价(含年度交易分解到月度交易价格,不含零售侧合同) $\times U1$ 。 $U1$ 暂定为1.02。

已参与市场化交易但未签订交易合同的电力用户,由保底售电公司代理参与交易,并按超用电量结算价格结算。未落实批发侧合同的售电公司按超用电量结算价格结算。

3.电网企业代理购电(中长期)不进行偏差考核。

(二)发电企业合同交易电量结算及偏差处理

1.燃煤发电企业结算顺序为“黔电送粤”、直接交易(含省内中长期交易电量和周边跨省区交易电量)、电网代理购电。新能源企业结算顺序为绿电交易、电能量交易。

2.燃煤发电机组月度结算电费包括“黔电送粤”电量电费(含线损电量电费)、直接交易合约电量电费、电网代理购电实结电量电费、偏差电量电费。新能源企业发电项目月度结算电费包括直接交易合约电量电费、偏差电量电费。

(1)燃煤发电机组、新能源企业发电项目直接交易合约电量电费等于其直接交易合约电量与其直接交易合约电价乘积。

(2) 燃煤发电机组电网代理购电月度总实结电量等于燃煤发电机组总上网电量扣减“黔电送粤”实结电量(含线损电量)、直接交易用户(含批发用户和售电公司)市场化实结电量(扣减绿电交易及新能源电能量交易电量)、周边电网市场实结电量(含线损电量)。燃煤发电机组电网代理购电实结电量等于燃煤发电机组电网代理购电月度总实结电量与其当月电网代理购电交易合约电量占比的乘积(如当月电网代理购电交易合约总电量为0时,按参与电网代理购电交易的燃煤发电机组月度实际上网电量占比进行计算),按照电网代理购电市场交易签约加权均价(年度交易分解到月度与月度交易签约加权均价,下同)结算。当电网代理购电月度总实结电量小于0时,暂按零执行。燃煤发电机组电网代理购电预结算电量按照同样方式计算。

(3) 燃煤发电机组实际上网电量与其“黔电送粤”实际送电量(含线损电量)、直接交易合约电量及电网代理购电实结电量之间的差值,作为燃煤发电机组偏差电量。正偏差电量按超发电量结算价格结算,负偏差电量按少发电量结算价格结算。

超发电量结算价格=发电侧下调服务电量的加权均价 $\times K1$,
少发电量结算价格=发电侧上调服务电量的加权均价 $\times K2$ 。其中,
 $K1$ 暂定为1, $K2$ 暂定为1.02(非自身原因导致的少发电量, $K2$ 为1)。如当月系统未调用上下调服务,超发或少发电量结算价格按月度集中竞价交易加权均价 $\times K1$ 或 $K2$ 计算。如未开展月度

集中竞价或集中竞价电量占月度直接交易成交电量(不含电网代理购电量)比例低于 20%，超发或少发电量结算价格按批发市场月度市场化直接交易签约加权均价(包含年度交易分解到月度交易价格，不含零售侧合同)×K1 或 K2 计算。

新能源企业发电项目实际上网电量与直接交易合约电量之间的差值，作为新能源企业发电项目偏差电量。正偏差电量由电网企业收购并按政府定价结算，负偏差电量按照少发电量结算价格结算。

“黔电送粤”考核偏差电费按国家及省相关规定，由燃煤发电机组分摊或分享。

3.如燃煤发电机组“黔电送粤”实际送电量未明确之前，燃煤发电机组按照其“黔电送粤”预结算电量、直接交易合约电量及实际上网电量进行月度预结算。燃煤发电机组预结算电费=“黔电送粤”预结算电量电费+直接交易合约电量电费+电网代理购电预结算电量电费+偏差电量电费。

(1) 燃煤发电机组、新能源企业发电项目直接交易合约电量电费按照上述 2(1) 执行。

(2) 燃煤发电机组电网代理购电预结算电量电费等于燃煤发电机组电网代理购电预结算电量与电网代理购电市场交易签约加权均价乘积。

(3) 燃煤发电机组实际上网电量与其“黔电送粤”预结算电

量、直接交易合约电量以及电网代理购电预结算电量之间的差值，作为燃煤发电机组偏差电量。正偏差电量按超发电量结算价格结算，负偏差电量按少发电量结算价格结算。

4.中长期市场发用电量不平衡资金为省内用电侧市场化交易结算电能量电费与发电侧省内市场化交易结算电能量电费之间的差值，由发电侧按照实际上网电量比例（新能源电厂发电项目按照市场化电量比例）进行分摊或分享。

中长期市场发用电量不平衡资金=[省内市场化交易用户批发市场中长期合约结算电量电费+偏差电量电费（不含负偏差考核费用）]-（发电机组直接交易合约电能量电费+偏差电量电费），其中，市场化交易用户包括批发用户和售电公司。

5.燃煤发电机组“黔电送粤”实际送电量提供后，按照电网公司提供的燃煤发电机组“黔电送粤”实际送电量及结算电费进行清算，对上述燃煤发电机组电网代理购电实结电量电费、偏差电量电费进行清算，对中长期市场发用电量不平衡资金进行计算并分摊或分享，连同次月预结算结果一并发布。

6.电力用户与新能源企业发电项目开展绿色电力交易时，按照证电分离方式结算，即按照合同电量及偏差电量结算方式开展电能量结算，按照“三者取小”方式计算环境溢价费用，获取相应电量的绿证。

7.参与周边跨省区交易的发电企业，按照周边跨省区中长期

合约计划电量比例占比，分摊周边跨省区交易实结电量对应的线损电量。

（三）考核费用结算及分配。电力用户、售电公司负偏差考核费用，按照发电企业上网电量（新能源企业发电项目市场化电量）进行等比例分摊。偏差考核费用由贵州电网随电费统一收取，并于当月结算周期根据交易中心出具的结算依据进行清算分配。

（四）现货市场结算试运行期间，按照国家及省相关规定开展交易和结算，当月剩余天数仍按中长期市场交易规则与交易方案开展交易和结算。

（五）非周期结算。当参与市场化交易的电力用户办理更名过户、结算户变更、暂停、销户业务时，电网企业通过非周期计费暂收电力用户电费，非周期的计费标准，暂定为按本月代理购电用户电价公告表中对应用电分类销售单价的 1.1 倍执行，待交易中心出具月度结算依据后进行清算。

（六）退补清算。对相关电力用户或发电企业差错电量按照发生退补清算月份的结算加权均价进行偏差结算，偏差结算费用计入开展退补清算月份中长期发用电量不平衡资金。

（七）其他。为保障市场电费按期结算、电费资金正常周转，已发布的市场结算规则和月度结算时间原则上不作临时性调整。因国家政策变化、市场规则确需调整或重大节假日等影响结算流程时，可适度延后结算并发布，具体以交易中心通知为准。

九、其他事宜

（一）市场化交易电量计划根据各燃煤发电企业交易情况，优先予以安排。燃煤发电企业市场化交易电量与发电量按 1:1.08 核定。

（二）当发生重大政策变化，存在重大市场风险、电力供需形势或一次能源价格发生重大变化、严重自然灾害等情况时，根据需要采取市场管控措施，确保市场平稳有序运行。

（三）经营主体应主动维护市场交易秩序，严格执行政府有关部门制定的政策文件，对扰乱市场秩序等行为，由相关部门按有关规定处理。对恶意诉讼、举报、诬告等情节严重行为，由相关部门按国家及省相关规定执行退市等强制措施。

（四）本方案由省能源局、省发展改革委、国家能源局贵州监管办根据职能负责解释。如遇国家及省政策调整或重大市场变化，按最新政策规定执行。