

索引号	1529000000000023/2024-02407	发布机构:	阿拉善盟能源局
公开方式:	主动公开	组配分类:	政策法规
发文字号:	内能源电力字〔2024〕55号	成文时间:	2024-01-19
公文时效:			

内蒙古自治区能源局关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜

- 发布日期：2024-01-19 21:03
- 浏览次数：
-

内蒙古电力(集团)有限责任公司，内蒙古电力交易中心有限公司，各有关发电企业、售电公司、电力用户：

按照国家和自治区有关文件精神，为加快构建以新能源为主体的新型电力多边交易市场，有效推进中长期交易与现货交易的协调配合，切实做好2024年内蒙古电力多边交易工作，充分发挥电力市场对稳定经济增长、调整产业结构的作用，经电力市场管理委员会审议通过，现将2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜通知如下。

一、交易规模

预计2024年蒙西电网区内电力市场交易电量规模2800亿千瓦时（区内用户及工商业代理购电预计2713亿千瓦时，网损预计87亿千瓦时），居民、农业用电228亿千瓦时。

二、市场主体

发电企业：符合电力市场入市条件的蒙西电网现役燃煤机组、风电（暂不含分散式风电）及光伏发电（暂不含分布式光伏和扶贫光伏）项目，可按要求直接参与市场。《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）（2015年3月16日）印发前投产的不享受可再生能源补贴新能源项目可暂不参与市场。满足电网调度与计量条件的地调公用燃煤机组可直接参与交易；不满足条件的地调公用燃煤机组作为电网公司代理工商业购电的电源，上网电量按照电网公司代理工商业价格结算。根据市场运行情况，逐步试点推动常规水电、生物质、燃气、分布式等电源类型参与市场。交易机构根据新能源核准（备案）、价格批复等文件，对平价（低价）、特许权、领跑者等项目进行认定，并建立相应的公示备案制度。《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）印发前投产的不享受可再生能源补贴新能源项目、常规水电、生物质、燃气、分布式等电源类型，可以主动申请参与电力市场并提出交易办法，经由市场管理委员会研究后作出是否参与市场及交易模式的建议。

电力用户：加快推动工商业用户全面参与市场，逐步缩小电网代理购电规模，除居民（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）、农业用电之外，10千伏及以上全部工商业用户（含限制类）原则上要直接参与市场交易；进一步细化电力用户市场交易单元，若同一用户涵盖多个产品（行业）需要分别参与市场交易，须提交行业认定并明确不同行业电量的计量方式，鼓励按照用电企业所属行业开展计量改造；因新增产能、主体变更等原因造成交易单元调整的，须向电网企业、交易机构提供相关证明后办理。

售电公司：参与2024年年度交易的售电公司，应与代理用电企业建立有效期包含2024年全年的售电代理关系，并根据年度交易电量规模，在交易开展前向电力交易机构足额缴纳履约保函或履约保险。电力用户完成市场注册公示后，可在规定时间内与售电公司建立代理关系，由售电公司参与下一季度市场交易。电力交易机构应加强售电市场运营管理，通过信息核验、市场行为评价、履约保函和履约保险管理等方式，按季度公布售电公司市场行为评价报告，防范售电市场运行风险。拥有配电网运营权的售电公司进行市场注册时，执行《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）中售电公司注册准入部分对专业技术人员人数和注册资本的要求。

新兴主体：积极推动六类市场化消纳新能源项目运行，按照相关要求符合并网运行和参与市场条件后，分类参与电力市场交易。充分发挥储能灵活调节资源作用，鼓励独立储能电站参与电力市场。电网企业应按照相关文件要求明确市场化并网新能源项目（含用电、发电）和虚拟电厂、市场化运作的光热项目等新兴主体发电、购电模式，尽快研究源网荷储一体化用电主体、工业园区绿色供电项目主体、风光制氢项目主体等自平衡调度运行机制，推动市场管理委员会研究提出新兴主体购网和上网电量参与电力市场的方案和细则。

三、“保量保价”优先发电计划安排

2024年，新能源“保量保价”优先发电电量对应居民、农业等未进入电力市场的电力用户。初步安排常规风电“保量保价”优先发电电量53亿千瓦时（折算利用小时数300小时）、特许权项目28亿千瓦时（折算利用小时数2000小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目2000小时以内电量按照竞价价格执行；除上述电量外风电项目所发电量均参与电力市场。初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划电量16亿千瓦时（折算利用小时数250小时），领跑者项目26亿千瓦时（折算利用小时数1500小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目1500小时以内电量按照竞价价格执行；除上述电量外光伏发电项目所发电量均参与电力市场。

新能源“保量保价”优先发电电量（含低价新能源项目按竞价价格结算电量）由电力交易机构根据月度居民、农业及非市场化机组预测曲线，按照公平原则对新能源发电场站优先发电电量进行预分配，预分配电量以月度挂牌交易方式开展，由电网企业挂牌、新能源发电企业摘牌。未摘牌或未完全摘牌电量视为放弃该部分“保量保价”优先发电电量，优先发电量满足优先购电需求后，富裕的电量可在全体工商业用户间分摊。

四、区内电力交易

（一）用户分类

区内用电企业直接交易按照用户行业分为一般行业和高耗能行业，交易机构应按照电力用户类别分别组织开展。

（二）交易安排

2024年电力中长期交易包括年度交易、月度交易和月内交易。鼓励市场主体签订一年期以上的电力中长期合同，多年期合同可在交易机构备案后按年度在平台成交并执行。按照国家发展改革委要求，市场化电力用户2024年的年度、月度、月内等中长期合同签约电量应高于上一年度用网电量的90%，燃煤发电企业中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的90%，新能源场站中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量或申报年度发电能力（二者取较大值）的90%。电力交易机构应做好动态监测，对签订率不满足要求的电力用户、燃煤发电企业、新能源场站及时给予提醒，对中长期合约不足的偏差电量执行偏差结算。

1. 年度交易

全部电力用户及发电企业均可参与2024年年度交易。年度交易优先开展新能源交易，总体按协商交易、挂牌交易、竞价交易的顺序组织，具体交易品种根据交易类别分别安排。

电力用户年度交易电量不低于上年度用网电量的70%；燃煤发电企业2024年年度中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的80%；新能源场站2024年年度中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量或本年度申报年度能力（二者取较大值）的65%。售电公司根据代理用户的整体用电情况按照上述要求签订年度中长期合同。鼓励发用电双方在年度交易合同中明确曲线和价格调整机制，按照合同约定的调整办法或经合同双方同意，年度协商交易曲线和价格可以按月调整。

如遇国家、自治区政策调整，所涉及的电力用户和发电企业已经签订的年度交易合同需按照相关文件要求进行调整。年度交易因特殊情况确实无法完成的，经合同双方同意可开展剩余合同电量回购交易，回购价格原则上不高于年度交易价格的90%。

2. 月度交易

全部电力用户及发电企业均可参与月度交易。月度交易优先开展新能源交易，总体按协商交易、挂牌交易、竞价交易的顺序组织，具体交易品种根据交易类别分别安排。

3. 月内交易

月内交易分为增量交易与置换交易两部分，交易标的为D+2日至月底交易电量。月内增量交易调整为工作日进行，以2日为周期，每周一、三、五组织开展（遇节假日顺延），采用连续挂牌交易模式开展。置换交易调整为工作日连续开展，燃煤发电侧合同电量转让交易原则上由大容量、高参数、环保机组替代低效、高污染火电机组及关停发电机组发电，火电机组不得替代新能源发电。签订价格联动合约电量及电力用户侧竞价交易优先成交电量暂不开展合同置换。

（三）交易模式

1. 协商交易

协商交易采用双边协商模式开展，即发电侧、用电侧任一方将协商一致形成的电力曲线及分时价格提交至交易平台，由另一方受理，经双方确认后达成交易合约。

2. 挂牌交易

挂牌交易模式包括单边集中挂牌、单边连续挂牌、双边集中挂牌和双边连续挂牌。

采用单边集中挂牌模式的，供给侧或需求侧（由具体交易品种确定）在挂牌时间内提交电力曲线及分时价格，完成挂牌操作；另一方在指定的摘牌时间段内参与摘牌，以时间优先为原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合约。年度、月度新能源（绿电）挂牌交易采用此模式。

采用单边连续挂牌模式的，供给侧或需求侧在挂牌交易开市时间段内进行挂牌或摘牌操作，以时间优先原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合约。月内新能源挂牌交易采用此模式。

采用双边集中挂牌模式的，供给侧和需求侧可同时在挂牌时间段内进行挂牌；摘牌时间段内，供给侧和需求侧可同时以时间优先原则摘取对侧挂牌，完成摘牌后双方即获得相应交易合约。年度、月度火电挂牌交易采用此模式。

采用双边连续挂牌模式的，供给侧和需求侧可同时在挂牌交易开市时间段内进行挂牌或摘牌操作，以时间优先原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合约。月内火电挂牌交易采用此模式。

3. 集中竞价交易

集中竞价交易包括单边竞价交易、双边竞价交易。本通知中集中竞价交易均采用边际出清模式，即交易中最后一个中标机组（边际机组）或用户（边际用户）的申报价格作为市场成交价格，若双边竞价中边际机组报价低于边际用户报价，则采用二者报价的算术平均值作为统一出清价格。

采用单边竞价模式的，由供给侧或需求侧（由具体交易品种确定）一方报量报价，另一方仅提供电量，作为价格接受者。申报价格方按照价格由低到高（供给侧单边竞价）或由高到低（需求侧单边竞价）排序，直到满足另一方电量要求。

（四）新能源交易

1. 交易开展前，新能源发电企业需向交易机构申报全年发电能力并分解到月，月分解电量原则上应介于近三年同月最大上网电量与最小上网电量之间，年内新并网的新能源企业申报电量应介于近3年所在区域同类型发电的（风电、光伏）平均水平及最大发电水平之间。未主动进行发电能力申报的，按同区域同类型平均申报发电能力曲线执行。每月交易开展前可以根据企业实际发电情况对次月发电能力做出调整。新能源月度发电能力作为当月新能源交易（含置换交易）电量上限。采取交易价格联动机制的电力用户暂不参与新能源发电交易。

2. 新能源交易按照年度、月度、月内等周期组织，执行峰平谷分时段价格，按照享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏、不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏分别组织开展。享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏仅组织单边竞价交易，由用户侧报量报价、发电侧报量接受价格，交易申报价格暂不得低于2023年享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏项目区内平均成交价格，后期可根据交易组织情况适当调整。不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏优先开展双边协商交易，协商交易结束后，未成交以及未参与协商交易电量可以参加挂牌

交易，挂牌交易价格在蒙西地区燃煤发电基准价的基础上浮动不超过10%。自治区明确支持的战略性新兴产业电力用户在新能源竞价交易中优先成交。

（五）交易曲线

用电企业应根据实际生产情况签订中长期合同曲线，合同曲线电力最大值原则上不超过运行变压器容量。

发电企业应根据实际情况确定中长期成交曲线，合同曲线电力最大值原则上不超过装机容量，光伏发电成交曲线时段不应超过光伏有效发电时段（暂定为每日5时至20时）。

（六）电网企业代理购电交易

电网企业代理购电交易按照年度交易和月度交易开展，其中，年度交易电量不得低于代理电力用户上一年度购网电量总和的70%。

电网企业代理购电年度和月度交易以挂牌交易方式开展，按火电、新能源分别组织，新能源比例不超过当期一般行业电力用户（不含签订年度价格联动合约和优先成交用户）平均新能源成交比例。电网公司代理购电挂牌交易价格按照当前交易周期一般行业用户（含售电公司，不含签订年度价格联动合约和优先成交用户）与对应类型发电企业签订合同（含双边交易、集中交易等各种形式）的加权平均价格执行。为保障各类型新能源企业公平参与，代理购电新能源挂牌交易分两阶段进行，第一阶段交易标的为光伏有效发电时段电力曲线，全部类型新能源发电企业可参与摘牌；第二阶段交易标的为全时段电力曲线，风电及具备全时段发电能力的一体化新能源发电项目参与。

年度、月度代理购电交易未全部成交时，剩余未成交电量按对应类型发电机组（场站）剩余发电空间比例分摊，分摊电量原则上不超过机组（场站）剩余发电空间。

按照《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）要求，上网环节线损电量由电网企业代理采购，纳入代理购电范畴。

五、网对网跨省区电力交易

国家发展改革委下达的跨省区优先发电计划全部通过中长期交易合同方式落实，年度签约比例不得低于优先发电计划的90%，剩余电量通过月度或者月内中长期交易确定。

优先发电计划由电力交易机构以挂牌交易模式组织，由电网企业及发电企业参与，鼓励发电企业直接参与跨省区电力交易。电网企业按照优先发电计划规模，结合蒙西电网输配电价确定外送交易电量（曲线）及价格，未成交的优先发电计划在蒙西电网发电机组间按剩余空间比例分摊。

蒙西电网在保障蒙西地区电力供应安全的基础上，应积极与华北电网通过市场化方式明确2024年交易意向并向市场成员公布，优先发电计划以外的交易电量可由电力交易机构组织区内发电企业开展补充挂牌交易。

新能源发电场站参与区内交易后的剩余发电能力可参与跨省区电力交易，参与跨省区交易电量占跨省区新能源交易总电量比例不得高于本场站参与区内新能源交易电量占区内新能源交易总电量比例。交易结束后，若跨省区补充挂牌交易电量仍有剩余且新能源发电场站仍有剩余发电空间，可组织开展第二轮跨省区新能源挂牌交易，新能源发电场站可按

剩余发电能力参与。跨省区交易（含优先发电计划及补充挂牌交易）累计新能源交易比例不得高于2024年蒙西地区可再生能源消纳责任权重要求。

每月跨省跨区交易结束后，当月度新能源预计供给量高于预测用户需求时，允许燃煤发电企业在月前合同置换时将跨省区交易合约电量转让至新能源发电场站，转让电量应满足累计外送新能源比例不高于本年度蒙西地区可再生能源消纳责任权重要求。电力交易机构应按要求按月核定置换上限，并按照燃煤发电机组在当月跨省跨区交易中成交电量比例对交易上限进行分配。

六、鼓励煤炭行业电力用户签订价格联动合同

煤炭是燃煤发电的主要生产原料，煤炭价格与燃煤发电成本具有强相关性。考虑2024年蒙西地区电力供需仍然偏紧的实际情况，为更好促进煤电企业提高机组运行水平，保障蒙西地区电力供应安全，根据国家发展改革委关于2024年电力中长期合约签约的相关要求，煤炭行业电力用户应自主与燃煤发电企业签订根据煤炭价格调整的电力交易合同，不再参与挂牌和集中竞价交易。煤炭行业电力用户与燃煤发电企业可以根据已发布的“基准交易价+浮动交易价”模式签订合约，也可以自行约定联动方式。“基准交易价+浮动交易价”选用的价格指数、燃煤发电企业与煤炭行业电力用户的签约比例等事项，由交易机构按照科学合理、公平公正、统筹兼顾的原则起草具体方案并交市场管理委员会研究通过后执行。

七、积极开展绿色电力交易

按照《国务院关于推动内蒙古高质量发展奋力书写中国式现代化新篇章的意见》（国发〔2023〕16号）要求，2024年积极开展内蒙古电力市场绿色电力交易，支持新能源企业在中长期交易中体现绿色价值。交易机构按国家和自治区要求组织开展绿色电力交易，新能源场站可在绿电交易中长期合约中与电力用户约定绿色价值，获取收益并适当承担市场交易风险；享受可再生能源补贴的新能源电量对应绿色价值的附加收益由电网企业单独归集，按照国家要求冲抵可再生能源发电补贴。支持自治区明确的战略性新兴产业电力用户高比例消费绿色电力，积极开展绿色制造。

新能源绿色交易初期，无法自担市场风险的新能源项目可在交易机构备案，将绿色属性初步根据中长期合约同步至电力用户，并主动提供绿色属性（绿证）申领数量、可划转和已划转数量等情况。未在中长期合同中明确绿色价值、也未在交易机构备案明确绿色属性暂随中长期合约同步至电力用户的新能源发电量，需要承担市场风险，不再执行现货市场风险防范机制。

发电侧上网电量、电力用户用电量、绿色交易合同电量的最小值作为绿色价值的实际结算量，绿色交易市场主体应约定少发、少用电量偏差补偿费用的计算办法，初期暂按蒙西电网绿色交易均价的5%向购方、售方支付偏差补偿费用。国家或自治区明确绿色电力交易规则和实施办法后，按照相关要求执行。

八、开展中长期合同偏差结算

中长期交易合同不满足签约比例要求的偏差电量，按年度、月度为周期分别开展偏差结算，居民、农业、独立储能暂不参与中长期合同偏差结算。

（一）年度合约偏差结算

年度中长期合约签约比例未达到本文件要求的发电企业和电力用户，实际签约电量和满足签约比例的电量之间的差额电量，燃煤发电企业按照燃煤机组年度交易平均成交价格的20%支付偏差结算费用，新能源企业按照同类型新能源年度平均交易电价的20%支付偏差结算费用；电力用户对应燃煤发电电量按照相应行业电力用户与燃煤发电机组年度交易成交价格的20%支付偏差结算费用，对应新能源电量按照各类型新能源年度平均交易电价的20%支付偏差结算费用。交易机构应预测区内交易成交情况，当全网燃煤发电企业按照上一年度上网电量的80%足额签约仍无法满足电力用户年度合约签约需求时，等比例核减电力用户偏差结算应成交年度合约比例。

若燃煤发电企业、新能源企业和电力用户2024年生产安排确有重大调整，全年发电、用电无法达到年度合约签约比例对应的电量水平，以至于不能满足年度中长期合同签约的要求，可以申请核减年度偏差结算电量，年内实际发电、用电量达到年度合约签约比例水平时需按1.1倍补缴核减的偏差结算费用。

（二）月度合约偏差处理机制

月度中长期合约（含年度合约月分解、月度交易及月内交易）签约比例未达到本文件要求的燃煤发电企业，实际签约电量和满足签约比例的电量之间的差额电量，发电企业按照其结算价格与现货最低价的差价支付偏差结算费用。若燃煤发电企业月度生产安排受不可抗力、政策调整或电网运行影响，全月发电无法达到月度合约签约比例对应的电量水平，以至于不能满足月度中长期合同签约的要求，可以申请核减月度偏差结算电量。

新能源场站应进一步优化发电预测，尽可能减少由于预测准确度过低造成的合约偏差，月度中长期合约实际持有比例达到月度发电量90%的新能源场站参与现货市场时风险防范比例按75%至120%执行，实际持有中长期合约比例降低数值的50%调减风险防范比例下限。月度中长期合约实际持有比例达到月度用电量90%的电力用户参与现货市场时风险防范比例按90%至110%执行，实际持有中长期合约比例降低数值的50%调增风险防范比例上限，同时执行现货市场超缺额回收相关要求。交易机构应分析月度交易成交情况，当全网燃煤发电企业签约比例达到要求仍无法满足电力用户月度合约签约需求时，等比例核减电力用户月度合约比例要求。自治区明确的战略性新兴产业电力用户应审慎合理申报交易电量，全部电量合同的超额偏差按非优先成交电量合同价格与优先成交电量合同价格的差值的1.2倍补缴偏差结算费用。

（三）发用电企业偏差结算电费进行分摊

按照发电侧(按照电源结算关系，区分火电、各类新能源)、用电侧分别设立账目。发电侧偏差结算费用按照用电企业交易电量比例进行分摊，用电侧偏差结算费用按照单位装机交易电量比例进行分摊。

九、交易平台建设

（一）交易中心加快推进新一代电力交易技术支持系统建设工作，应建立符合国家要求的备用系统或同城异地并列双活运行系统，实现双套系统互为主备和并列运行，防止各种原因而导致的系统瘫痪，提高交易系统稳定性、可靠性。

（二）努力为市场成员营造安全、公平和公正的交易环境，规范市场成员交易行为，提升系统安全主动防护能力，对于违反网站使用协议书的行为（通过非官方开发、授权的软件、插件、外挂等使用系统服务），视情节严重程度给予约谈、通报、暂停交易等处罚。

（三）技术支持系统应探索按照相关要求和数据接口规范为市场成员提供数据接口服务，支持市场成员按规定获取相关数据，市场成员在使用数据接口服务时应满足网络安全要求。

（四）交易机构要提高市场数据分析和治理能力，为政府决策和用户参与电力市场提供辅助分析功能。

十、其他事项

（一）电力交易机构应按照本通知要求做好2024年中长期交易组织相关工作。尽快完成技术支持系统功能优化调整，编制交易安排并及时向市场成员公布；同步开展针对本通知的宣贯和培训工作，确保市场主体尽快掌握市场政策变化。

（二）加强市场主体信息管理，探索建立市场主体发、用电信息“日核日固”信息共享机制，按日同步更新市场信息。

（三）推动虚拟电厂以聚合商身份注册入市，鼓励其根据自身负荷特性自主参与中长期、现货、辅助服务等交易品种，获取合理收益并承担市场主体责任。

（四）规范企业信息管理。各市场主体应保证信息真实、完备、准确，并持续满足注册条件，根据市场需要接受交易机构核验；企业应加强交易人员（含企业系统管理员）管理，系统备案信息须满足用户姓名、手机号码以及身份证信息一致性要求，确保交易人员市场操作均在授权委托有效期内。探索开展交易人员培训与认证工作，对于熟悉了解市场基础知识、市场政策、交易规则，熟练掌握系统交易操作，经培训、测试合格后，予以认证并颁发证书。

（五）推动开展电力市场主体交易行为信用评价及评级工作，拓展评价结果应用，为电力交易各方提供参考依据，提升市场交易透明度；推动分级分类监管，对信用评分较低的市场主体，加强风险管控与动态监管，提升市场运行效率和安全性，促进电力行业信用体系建设。

（六）做好绿色电力证书全覆盖工作。根据国家发改委、财政部、能源局的相关要求，做好可再生能源绿色电力证书全覆盖及绿色电力证书核发交易数据归集工作，做好区内绿色电力交易，体现可再生能源的绿色价值。

（七）充分发挥市场灵活调节资源作用，探索建立弹性互济交易机制，引导常规电源、储能等可调节资源参与多时间尺度资源转让交易，整合提升六类市场化等项目市场调节能力，降低运行偏差费用。

（八）基于高比例新能源参与市场的背景，分析电力交易与碳交易间的关联关系，研究碳电市场耦合机理与市场抵顶对冲交易机制。

（九）做好省间市场协同，更好融入全国统一电力市场。加强市场运行分析与模式研究，交易机构尽快结合市场需要探索开展输电权交易研究，提前锁定输电容量费用，保障系统稳定与电力传输，规避现货价格波动风险。

（十）探索现货条件下的需求侧响应机制。结合蒙西地区发用客观情况及网架结构，考虑省内与省间现货运行特点，深入研究与现货联合出清的需求侧响应机制，缓解供需矛盾，促进新能源消纳，保障电网安全。

- (十一) 交易机构要积极开展容量市场机制研究、电力市场价值与价格之间关系研究，进一步理顺价格形成机制。
- (十二) 研究探索分布式光伏、分散式风电等主体市场交易机制，完善调度运行机制，提升区域内部平衡运行能力，增强新能源就地消纳与系统稳定能力。
- (十三) 交易机构根据市场主体结算查询、异议反馈等需求，建立结算异常识别及处理机制。
- (十四) 开展短周期（中长期最短交易周期、日、清算时段等）现货市场事后效益回收工作，对签约比例超过允许偏差值的市场主体在现货市场中的收益予以回收。探索研究中长期辅助服务交易品种，开展促电网保供、促新能源消纳的中长期辅助服务机制研究。

[关闭](#) [打印](#)
[首页](#) > [政府信息公开](#) > [法定主动公开内容](#) > [政策法规](#)

索引号	152900000000023/2024-02407	发布机构:	阿拉善盟能源局
公开方式:	主动公开	组配分类:	政策法规
发文字号:	内能源电力字〔2024〕55号	成文时间:	2024-01-19
公文时效:			

内蒙古自治区能源局关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜

- 发布时间：2024-01-19 21:03
- 来源：

内蒙古电力(集团)有限责任公司，内蒙古电力交易中心有限公司，各有关发电企业、售电公司、电力用户：

按照国家和自治区有关文件精神，为加快构建以新能源为主体的新型电力多边交易市场，有效推进中长期交易与现货交易的协调配合，切实做好2024年内蒙古电力多边交易工作，充分发挥电力市场对稳定经济增长、调整产业结构的作用，经电力市场管理委员会审议通过，现将2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜通知如下。

一、交易规模

预计2024年蒙西电网区内电力市场交易电量规模2800亿千瓦时（区内用户及工商业代理购电预计2713亿千瓦时，网损预计87亿千瓦时），居民、农业用电228亿千瓦时。

二、市场主体

发电企业：符合电力市场入市条件的蒙西电网现役燃煤机组、风电（暂不含分散式风电）及光伏发电（暂不含分布式光伏和扶贫光伏）项目，可按要求直接参与市场。《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）（2015年3月16日）印发前投产的不享受可再生能源补贴新能源项目可暂不参与市场。满足电网调度与计量条件的地调公用燃煤机组可直接参与交易；不满足条件的地调公用燃煤机组作为电网公司代理工商业购电的电源，上网电量按照电网公司代理工商业价格结算。根据市场运行情况，逐步试点推动常规水电、生物质、燃气、分布式等电源类型参与市场。交易机构根据新能源核准（备案）、价格批复等文件，对平价（低价）、特许权、领跑者等项目进行认定，并建立相应的公示备案制度。《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）印发前投产的不享受可再生能源补贴新能源项目、常规水电、生物质、燃气、分布式等电源类型，可以主动申请参与电力市场并提出交易办法，经由市场管理委员会研究后作出是否参与市场及交易模式的建议。

电力用户：加快推动工商业用户全面参与市场，逐步缩小电网代理购电规模，除居民（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）、农业用电之外，10千伏及以上全部工商业用户（含限制类）原则上要直接参与市场交易；进一步细化电力用户市场交易单元，若同一用户涵盖多个产品（行业）需要分别参与市场交易，须提交行业认定并明确不同行业电量的计量方式，鼓励按照用电企业所属行业开展计量改造；因新增产能、主体变更等原因造成交易单元调整的，须向电网企业、交易机构提供相关证明后办理。

售电公司：参与2024年年度交易的售电公司，应与代理用电企业建立有效期包含2024年全年的售电代理关系，并根据年度交易电量规模，在交易开展前向电力交易机构足额缴纳履约保函或履约保险。电力用户完成市场注册公示后，可在规定时间内与售电公司建立代理关系，由售电公司参与下一季度市场交易。电力交易机构应加强售电市场运营管理，通过信息核验、市场行为评价、履约保函和履约保险管理等方式，按季度公布售电公司市场行为评价报告，防范售电市场运行风险。拥有配电网运营权的售电公司进行市场注册时，执行《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）中售电公司注册准入部分对专业技术人员人数和注册资本的要求。

新兴主体：积极推动六类市场化消纳新能源项目运行，按照相关要求符合并网运行和参与市场条件后，分类参与电力市场交易。充分发挥储能灵活调节资源作用，鼓励独立储能电站参与电力市场。电网企业应按照相关文件要求明确市场化并网新能源项目（含用电、发电）和虚拟电厂、市场化运作的光热项目等新兴主体发电、购电模式，尽快研究源网荷储一体化用电主体、工业园区绿色供电项目主体、风光制氢项目主体等自平衡调度运行机制，推动市场管理委员会研究提出新兴主体购网和上网电量参与电力市场的方案和细则。

三、“保量保价”优先发电计划安排

2024年，新能源“保量保价”优先发电电量对应居民、农业等未进入电力市场的电力用户。初步安排常规风电“保量保价”优先发电电量53亿千瓦时（折算利用小时数300小时）、特许权项目28亿千瓦时（折算利用小时数2000小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目2000小时以内电量按照竞价价格执行；除上述电量外风电项目所发电量均参与电力市场。初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划电量16亿千瓦时（折算利用小时数250小时），领跑者项目26亿千瓦时（折算利用小时数1500小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目1500小时以内电量按照竞价价格执行；除上述电量外光伏发电项目所发电量均参与电力市场。

新能源“保量保价”优先发电电量（含低价新能源项目按竞价价格结算电量）由电力交易机构根据月度居民、农业及非市场化机组预测曲线，按照公平原则对新能源发电场站优先发电电量进行预分配，预分配电量以月度挂牌交易方式开展，由电网企业挂牌、新能源发电企业摘牌。未摘牌或未完全摘牌电量视为放弃该部分“保量保价”优先发电电量，优先发电量满足优先购电需求后，富裕的电量可在全体工商业用户间分摊。

四、区内电力交易

（一）用户分类

区内用电企业直接交易按照用户行业分为一般行业和高耗能行业，交易机构应按照电力用户类别分别组织开展。

（二）交易安排

2024年电力中长期交易包括年度交易、月度交易和月内交易。鼓励市场主体签订一年期以上的电力中长期合同，多年期合同可在交易机构备案后按年度在平台成交并执行。按照国家发展改革委要求，市场化电力用户2024年的年度、月度、月内等中长期合同签约电量应高于上一年度用网电量的90%，燃煤发电企业中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的90%，新能源场站中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量或申报年度发电能力（二者取较大值）的90%。电力交易机构应做好动态监测，对签订率不满足要求的电力用户、燃煤发电企业、新能源场站及时给予提醒，对中长期合约不足的偏差电量执行偏差结算。

1. 年度交易

全部电力用户及发电企业均可参与2024年年度交易。年度交易优先开展新能源交易，总体按协商交易、挂牌交易、竞价交易的顺序组织，具体交易品种根据交易类别分别安排。

电力用户年度交易电量不低于上年度用网电量的70%；燃煤发电企业2024年年度中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的80%；新能源场站2024年年度中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量或本年度申报年度能力（二者取较大值）的65%。售电公司根据代理用户的整体用电情况按照上述要求签订年度中长期合同。鼓励发用电双方在年度交易合同中明确曲线和价格调整机制，按照合同约定的调整办法或经合同双方同意，年度协商交易曲线和价格可以按月调整。

如遇国家、自治区政策调整，所涉及的电力用户和发电企业已经签订的年度交易合同需按照相关文件要求进行调整。年度交易因特殊情况确实无法完成的，经合同双方同意可开展剩余合同电量回购交易，回购价格原则上不高于年度交易价格的90%。

2. 月度交易

全部电力用户及发电企业均可参与月度交易。月度交易优先开展新能源交易，总体按协商交易、挂牌交易、竞价交易的顺序组织，具体交易品种根据交易类别分别安排。

3. 月内交易

月内交易分为增量交易与置换交易两部分，交易标的为D+2日至月底交易电量。月内增量交易调整为工作日进行，以2日为周期，每周一、三、五组织开展（遇节假日顺延），采用连续挂牌交易模式开展。置换交易调整为工作日连续开展，燃煤发电侧合同电

量转让交易原则上由大容量、高参数、环保机组替代低效、高污染火电机组及关停发电机组发电，火电机组不得替代新能源发电。签订价格联动合约电量及电力用户侧竞价交易优先成交电量暂不开展合同置换。

（三）交易模式

1. 协商交易

协商交易采用双边协商模式开展，即发电侧、用电侧任一方将协商一致形成的电力曲线及分时价格提交至交易平台，由另一方受理，经双方确认后达成交易合约。

2. 挂牌交易

挂牌交易模式包括单边集中挂牌、单边连续挂牌、双边集中挂牌和双边连续挂牌。

采用单边集中挂牌模式的，供给侧或需求侧（由具体交易品种确定）在挂牌时间内提交电力曲线及分时价格，完成挂牌操作；另一方在指定的摘牌时间段内参与摘牌，以时间优先为原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合约。年度、月度新能源（绿电）挂牌交易采用此模式。

采用单边连续挂牌模式的，供给侧或需求侧在挂牌交易开市时间段内进行挂牌或摘牌操作，以时间优先原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合约。月内新能源挂牌交易采用此模式。

采用双边集中挂牌模式的，供给侧和需求侧可同时在挂牌时间段内进行挂牌；摘牌时间段内，供给侧和需求侧可同时以时间优先原则摘取对侧挂牌，完成摘牌后双方即获得相应交易合约。年度、月度火电挂牌交易采用此模式。

采用双边连续挂牌模式的，供给侧和需求侧可同时在挂牌交易开市时间段内进行挂牌或摘牌操作，以时间优先原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合约。月内火电挂牌交易采用此模式。

3. 集中竞价交易

集中竞价交易包括单边竞价交易、双边竞价交易。本通知中集中竞价交易均采用边际出清模式，即交易中最后一个中标机组（边际机组）或用户（边际用户）的申报价格作为市场成交价格，若双边竞价中边际机组报价低于边际用户报价，则采用二者报价的算术平均值作为统一出清价格。

采用单边竞价模式的，由供给侧或需求侧（由具体交易品种确定）一方报量报价，另一方仅提供电量，作为价格接受者。申报价格方按照价格由低到高（供给侧单边竞价）或由高到低（需求侧单边竞价）排序，直到满足另一方电量要求。

（四）新能源交易

1.交易开展前，新能源发电企业需向交易机构申报全年发电能力并分解到月，月分解电量原则上应介于近三年同月最大上网电量与最小上网电量之间，年内新并网的新能源企业申报电量应介于近3年所在区域同类型发电的（风电、光伏）平均水平及最大发电水平之间。未主动进行发电能力申报的，按同区域同类型平均申报发电能力曲线执行。每月交易开展前可以根据企业实际发电情况对次月发电能力做出调整。新能源月度发电能力作为

当月新能源交易（含置换交易）电量上限。采取交易价格联动机制的电力用户暂不参与新能源发电交易。

2. 新能源交易按照年度、月度、月内等周期组织，执行峰平谷分时段价格，按照享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏、不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏分别组织开展。享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏仅组织单边竞价交易，由用户侧报量报价、发电侧报量接受价格，交易申报价格暂不得低于2023年享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏项目区内平均成交价格，后期可根据交易组织情况适当调整。不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏优先开展双边协商交易，协商交易结束后，未成交以及未参与协商交易电量可以参加挂牌交易，挂牌交易价格在蒙西地区燃煤发电基准价的基础上浮动不超过10%。自治区明确支持的战略性新兴产业电力用户在新能源竞价交易中优先成交。

（五）交易曲线

用电企业应根据实际生产情况签订中长期合同曲线，合同曲线电力最大值原则上不超过运行变压器容量。

发电企业应根据实际情况确定中长期成交曲线，合同曲线电力最大值原则上不超过装机容量，光伏发电成交曲线时段不应超过光伏有效发电时段（暂定为每日5时至20时）。

（六）电网企业代理购电交易

电网企业代理购电交易按照年度交易和月度交易开展，其中，年度交易电量不得低于代理电力用户上一年度购网电电量总和的70%。

电网企业代理购电年度和月度交易以挂牌交易方式开展，按火电、新能源分别组织，新能源比例不超过当期一般行业电力用户（不含签订年度价格联动合约和优先成交用户）平均新能源成交比例。电网公司代理购电挂牌交易价格按照当前交易周期一般行业用户（含售电公司，不含签订年度价格联动合约和优先成交用户）与对应类型发电企业签订合同（含双边交易、集中交易等各种形式）的加权平均价格执行。为保障各类型新能源企业公平参与，代理购电新能源挂牌交易分两阶段进行，第一阶段交易标的为光伏有效发电时段电力曲线，全部类型新能源发电企业可参与摘牌；第二阶段交易标的为全时段电力曲线，风电及具备全时段发电能力的一体化新能源发电项目参与。

年度、月度代理购电交易未全部成交时，剩余未成交电量按对应类型发电机组（场站）剩余发电空间比例分摊，分摊电量原则上不超过机组（场站）剩余发电空间。

按照《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）要求，上网环节线损电量由电网企业代理采购，纳入代理购电范畴。

五、网对网跨省区电力交易

国家发展改革委下达的跨省区优先发电计划全部通过中长期交易合同方式落实，年度签约比例不得低于优先发电计划的90%，剩余电量通过月度或者月内中长期交易确定。

优先发电计划由电力交易机构以挂牌交易模式组织，由电网企业及发电企业参与，鼓励发电企业直接参与跨省区电力交易。电网企业按照优先发电计划规模，结合蒙西电网输配电价确定外送交易电量（曲线）及价格，未成交的优先发电计划在蒙西电网发电机组间按剩余空间比例分摊。

蒙西电网在保障蒙西地区电力供应安全的基础上，应积极与华北电网通过市场化方式明确2024年交易意向并向市场成员公布，优先发电计划以外的交易电量可由电力交易机构组织区内发电企业开展补充挂牌交易。

新能源发电场站参与区内交易后的剩余发电能力可参与跨省区电力交易，参与跨省区交易电量占跨省区新能源交易总电量比例不得高于本场站参与区内新能源交易电量占区内新能源交易总电量比例。交易结束后，若跨省区补充挂牌交易电量仍有剩余且新能源发电场站仍有剩余发电空间，可组织开展第二轮跨省区新能源挂牌交易，新能源发电场站可按剩余发电能力参与。跨省区交易（含优先发电计划及补充挂牌交易）累计新能源交易比例不得高于2024年蒙西地区可再生能源消纳责任权重要求。

每月跨省跨区交易结束后，当月度新能源预计供给量高于预测用户需求时，允许燃煤发电企业在月前合同置换时将跨省区交易合约电量转让至新能源发电场站，转让电量应满足累计外送新能源比例不高于本年度蒙西地区可再生能源消纳责任权重要求。电力交易机构应按要求按月核定置换上限，并按照燃煤发电机组在当月跨省跨区交易中成交电量比例对交易上限进行分配。

六、鼓励煤炭行业电力用户签订价格联动合同

煤炭是燃煤发电的主要生产原料，煤炭价格与燃煤发电成本具有强相关性。考虑2024年蒙西地区电力供需仍然偏紧的实际情况，为更好促进煤电企业提高机组运行水平，保障蒙西地区电力供应安全，根据国家发展改革委关于2024年电力中长期合约签约的相关要求，煤炭行业电力用户应自主与燃煤发电企业签订根据煤炭价格调整的电力交易合同，不再参与挂牌和集中竞价交易。煤炭行业电力用户与燃煤发电企业可以根据已发布的“基准交易价+浮动交易价”模式签订合约，也可以自行约定联动方式。“基准交易价+浮动交易价”选用的价格指数、燃煤发电企业与煤炭行业电力用户的签约比例等事项，由交易机构按照科学合理、公平公正、统筹兼顾的原则起草具体方案并交市场管理委员会研究通过后执行。

七、积极开展绿色电力交易

按照《国务院关于推动内蒙古高质量发展奋力书写中国式现代化新篇章的意见》（国发〔2023〕16号）要求，2024年积极开展内蒙古电力市场绿色电力交易，支持新能源企业在中长期交易中体现绿色价值。交易机构按国家和自治区要求组织开展绿色电力交易，新能源场站可在绿电交易中长期合约中与电力用户约定绿色价值，获取收益并适当承担市场交易风险；享受可再生能源补贴的新能源电量对应绿色价值的附加收益由电网企业单独归集，按照国家要求冲抵可再生能源发电补贴。支持自治区明确的战略性新兴产业电力用户高比例消费绿色电力，积极开展绿色制造。

新能源绿色交易初期，无法自担市场风险的新能源项目可在交易机构备案，将绿色属性初步根据中长期合约同步至电力用户，并主动提供绿色属性（绿证）申领数量、可划转和已划转数量等情况。未在中长期合同中明确绿色价值、也未在交易机构备案明确绿色属性暂随中长期合约同步至电力用户的新能源发电量，需要承担市场风险，不再执行现货市场风险防范机制。

发电侧上网电量、电力用户用电量、绿色交易合同电量的最小值作为绿色价值的实际结算量，绿色交易市场主体应约定少发、少用电量偏差补偿费用的计算方法，初期暂按蒙西电网绿色交易均价的5%向购方、售方支付偏差补偿费用。国家或自治区明确绿色电力交易规则和实施办法后，按照相关要求执行。

八、开展中长期合同偏差结算

中长期交易合同不满足签约比例要求的偏差电量，按年度、月度为周期分别开展偏差结算，居民、农业、独立储能暂不参与中长期合同偏差结算。

（一）年度合约偏差结算

年度中长期合约签约比例未达到本文件要求的发电企业和电力用户，实际签约电量和满足签约比例的电量之间的差额电量，燃煤发电企业按照燃煤机组年度交易平均成交价格的20%支付偏差结算费用，新能源企业按照同类型新能源年度平均交易电价的20%支付偏差结算费用；电力用户对应燃煤发电电量按照相应行业电力用户与燃煤发电机组年度交易成交价格的20%支付偏差结算费用，对应新能源电量按照各类型新能源年度平均交易电价的20%支付偏差结算费用。交易机构应预测区内交易成交情况，当全网燃煤发电企业按照上一年度上网电量的80%足额签约仍无法满足电力用户年度合约签约需求时，等比例核减电力用户偏差结算应成交年度合约比例。

若燃煤发电企业、新能源企业和电力用户2024年生产安排确有重大调整，全年发电、用电无法达到年度合约签约比例对应的电量水平，以至于不能满足年度中长期合同签约的要求，可以申请核减年度偏差结算电量，年内实际发电、用电量达到年度合约签约比例水平时需按1.1倍补缴核减的偏差结算费用。

（二）月度合约偏差处理机制

月度中长期合约（含年度合约月分解、月度交易及月内交易）签约比例未达到本文件要求的燃煤发电企业，实际签约电量和满足签约比例的电量之间的差额电量，发电企业按照其结算价格与现货最低价的差价支付偏差结算费用。若燃煤发电企业月度生产安排受不可抗力、政策调整或电网运行影响，全月发电无法达到月度合约签约比例对应的电量水平，以至于不能满足月度中长期合同签约的要求，可以申请核减月度偏差结算电量。

新能源场站应进一步优化发电预测，尽可能减少由于预测准确度过低造成的合约偏差，月度中长期合约实际持有比例达到月度发电量90%的新能源场站参与现货市场时风险防范比例按75%至120%执行，实际持有中长期合约比例降低数值的50%调减风险防范比例下限。月度中长期合约实际持有比例达到月度用电量90%的电力用户参与现货市场时风险防范比例按90%至110%执行，实际持有中长期合约比例降低数值的50%调增风险防范比例上限，同时执行现货市场超缺额回收相关要求。交易机构应分析月度交易成交情况，当全网燃煤发电企业签约比例达到要求仍无法满足电力用户月度合约签约需求时，等比例核减电力用户月度合约比例要求。自治区明确的战略性新兴产业电力用户应审慎合理申报交易电量，全部电量合同的超额偏差按非优先成交电量合同价格与优先成交电量合同价格的差值的1.2倍补缴偏差结算费用。

（三）发用电企业偏差结算电费进行分摊

按照发电侧(按照电源结算关系，区分火电、各类新能源)、用电侧分别设立账目。发电侧偏差结算费用按照用电企业交易电量比例进行分摊，用电侧偏差结算费用按照单位装机交易电量比例进行分摊。

九、交易平台建设

（一）交易中心加快推进新一代电力交易技术支持系统建设工作，应建立符合国家要求的备用系统或同城异地并列双活运行系统，实现双套系统互为主备和并列运行，防止各种原因而导致的系统瘫痪，提高交易系统稳定性、可靠性。

（二）努力为市场成员营造安全、公平和公正的交易环境，规范市场成员交易行为，提升系统安全主动防护能力，对于违反网站使用协议书的行为（通过非官方开发、授权的软件、插件、外挂等使用系统服务），视情节严重程度给予约谈、通报、暂停交易等处罚。

（三）技术支持系统应探索按照相关要求和数据接口规范为市场成员提供数据接口服务，支持市场成员按规定获取相关数据，市场成员在使用数据接口服务时应满足网络安全要求。

（四）交易机构要提高市场数据分析和治理能力，为政府决策和用户参与电力市场提供辅助分析功能。

十、其他事项

（一）电力交易机构应按照本通知要求做好2024年中长期交易组织相关工作。尽快完成技术支持系统功能优化调整，编制交易安排并及时向市场成员公布；同步开展针对本通知的宣贯和培训工作，确保市场主体尽快掌握市场政策变化。

（二）加强市场主体信息管理，探索建立市场主体发、用电信息“日核日固”信息共享机制，按日同步更新市场信息。

（三）推动虚拟电厂以聚合商身份注册入市，鼓励其根据自身负荷特性自主参与中长期、现货、辅助服务等交易品种，获取合理收益并承担市场主体责任。

（四）规范企业信息管理。各市场主体应保证信息真实、完备、准确，并持续满足注册条件，根据市场需要接受交易机构核验；企业应加强交易人员（含企业系统管理员）管理，系统备案信息须满足用户姓名、手机号码以及身份证信息一致性要求，确保交易人员市场操作均在授权委托有效期内。探索开展交易人员培训与认证工作，对于熟悉了解市场基础知识、市场政策、交易规则，熟练掌握系统交易操作，经培训、测试合格后，予以认证并颁发证书。

（五）推动开展电力市场主体交易行为信用评价及评级工作，拓展评价结果应用，为电力交易各方提供参考依据，提升市场交易透明度；推动分级分类监管，对信用评分较低的市场主体，加强风险管控与动态监管，提升市场运行效率和安全性，促进电力行业信用体系建设。

（六）做好绿色电力证书全覆盖工作。根据国家发改委、财政部、能源局的相关要求，做好可再生能源绿色电力证书全覆盖及绿色电力证书核发交易数据归集工作，做好区内绿色电力交易，体现可再生能源的绿色价值。

（七）充分发挥市场灵活调节资源作用，探索建立弹性互济交易机制，引导常规电源、储能等可调节资源参与多时间尺度资源转让交易，整合提升六类市场化等项目市场调节能力，降低运行偏差费用。

（八）基于高比例新能源参与市场的背景，分析电力交易与碳交易间的关联关系，研究碳电市场耦合机理与市场抵顶对冲交易机制。

（九）做好省间市场协同，更好融入全国统一电力市场。加强市场运行分析与模式研究，交易机构尽快结合市场需要探索开展输电权交易研究，提前锁定输电容量费用，保障系统稳定与电力传输，规避现货价格波动风险。

（十）探索现货条件下的需求侧响应机制。结合蒙西地区发用客观情况及网架结构，考虑省内与省间现货运行特点，深入研究与现货联合出清的需求侧响应机制，缓解供需矛盾，促进新能源消纳，保障电网安全。

（十一）交易机构要积极开展容量市场机制研究、电力市场价值与价格之间关系研究，进一步理顺价格形成机制。

（十二）研究探索分布式光伏、分散式风电等主体市场交易机制，完善调度运行机制，提升区域内部平衡运行能力，增强新能源就地消纳与系统稳定能力。

（十三）交易机构根据市场主体结算查询、异议反馈等需求，建立结算异常识别及处理机制。

（十四）开展短周期（中长期最短交易周期、日、清算时段等）现货市场事后效益回收工作，对签约比例超过允许偏差值的市场主体在现货市场中的收益予以回收。探索研究中长期辅助服务交易品种，开展促电网保供、促新能源消纳的中长期辅助服务机制研究。