

关于印发《〈吉林省电力中长期交易规则〉 补充规定》的通知

国网吉林省电力有限公司，吉林电力交易中心有限公司，各经营主体：

为认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，发挥电力中长期市场压舱石、稳定器作用，促进电力可靠供应和新能源消纳，助力全国统一电力市场建设，依据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会第20号令）《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源规〔2024〕1123号）等规定，结合吉林省实际，国家能源局东北监管局会同吉林省发展和改革委员会、吉林省能源局组织对《吉林省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕2号）有关内容进行补充和完善，制定了《〈吉林省电力中长期交易规则〉补充规定》，现予以印发。

请各有关单位认真履行自身职责，加强协调配合，有重大问题，及时报告。

附件：《〈吉林省电力中长期交易规则〉补充规定》



国家能源局东北监管局



吉林省发展和改革委员会



吉林省能源局
2025年1月26日

附件

《吉林省电力中长期交易规则》补充规定

一、市场准入注册及退市注销

（一）以《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》为基础，吉林省参与绿电交易的售电侧主体暂为集中式风电、光伏发电项目，适时推动其他可再生能源参与绿电交易。绿电交易购电侧主体为具有绿色电力消费及认证需求、愿意承担绿色电力环境价值的工商业用户。

（二）鼓励依法取得项目核准或备案文件、通过相关验收或安全性评价的各类新型经营主体（可调节负荷、负荷聚合商、独立新型储能、虚拟电厂等）参与电能量等市场交易。

鼓励符合市场准入基本条件且具备一定技术能力的新型经营主体参与可调节资源市场化互动交易；结合实际对新型经营主体调节能力开展后评估，不具备技术条件的新型经营主体停止参与相关市场化互动交易；具体按照国家政策、吉林省相关规定执行。相关技术能力要求如下：

1. 具备 96 点分时计量采集传输条件，具有发用电计划、负荷预测管理及策略执行等能力；
2. 常规工商业用户、电蓄热（冷）和电动汽车充换电负荷的调节能力不小于 10%（调节容量/总容量，下同）；

3. 独立新型储能、负荷聚合商和虚拟电厂应接入新型电力负荷管理等系统，聚合容量不小于 5 兆瓦，可调节能力不小于 10%，独立新型储能最大充（放）电功率符合国家和吉林省相关规定要求，充放电时间不低于 1 小时，独立新型储能、虚拟电厂主要设备依规通过相关检测认证、并网及消防验收。

（三）电网代理购电用户可在每月 15 日前选择转为市场交易用户，参与次月交易。市场交易用户和售电公司可在交易平台自主选择零售套餐并签订零售合同，合同期限为自然年，合同期内可按月调整后续月份的零售套餐。

（四）电力用户在电网营销部门办理销户、电价类别变更等业务时，电力交易机构按照如下原则处理：

1. 市场交易用户销户、电价类别由工商业电价改为居民或农业电价时，可在交易平台予以正常退市注销；

2. 发生更名用电主体（主要指统一社会信用代码，下同）未改变的，市场交易用户维持原有市场身份；发生更名且用电主体改变的，新增用户可依规自主选择入市或由电网企业代理购电；

3. 市场交易用户有部分营销户号过户、分户、并户给其他用户时，该用户维持市场身份，承接户号的用户若为非市场交易用户，可自主选择入市或仍由电网企业代理购电，承接户号的用户若为存量市场交易用户，按新增户号办理；市场交易用户的全部营销户号过户、分户、并户给其他用户时，该用户在交易平台正常注销。电网企业需逐步完善用户统一社会信用代码信息，确保

用户信息准确、完备，推动用户按统一社会信用代码信息进行准入、退市管理。

（五）电网企业办理电力用户信息变更时，须同步向电力交易机构推送相关变更信息。对于未完整开展市场注册业务的用户、在交易平台注册但未曾参与交易的用户、符合市场注销条件但未申请办理注销的用户，电力交易机构可依据电网企业推送的变更信息，按月梳理及公示，可予以零售代理关系解绑、执行偏差结算原则或者平台注销等处理。

二、交易组织

（一）交易原则

1. 结合省内电力市场基础条件，有序推进电力中长期市场连续运营。结合市场实际需要适时组织开展合同转让、置换、回购等交易。推动电力中长期市场实行按工作日开市分时段交易，引导经营主体通过市场交易形成分时段价格。

2. 电网企业分类预测居民、农业和代理工商业用电量，综合考虑上年度省级电网综合线损、省内优先发电量、政府间协议、省间联络线计划等因素，按各交易周期分类匹配优先发电量、优先购电量。电网企业负责预测代理购电量及典型曲线，合理确定市场化采购规模，参与电力中长期市场连续运营。

3. 逐步推动各类优先发电计划通过签订年度电力中长期合同方式落实，明确分月安排、月度调整机制及责任落实主体等。

（二）交易时段划分。为引导市场交易形成合理分时段价格，

将电力中长期市场按日暂划为 24 个交易时段，经营主体按各交易时段进行交易申报，后续结合市场发展适时进行交易时段细化调整。

（三）交易方式。包括双边协商、集中交易（挂牌、集中竞价、滚动撮合交易）。其中，滚动撮合交易由交易平台按不同交易标的的进行即时自动匹配撮合，当买方申报价格大于等于卖方申报价格时允许成交，价格较高的买方申报或价格较低的卖方申报可以优先成交；当买方或卖方申报价格相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。成交价格采用配对双方先申报一方的价格。

（四）交易组织模式。年度交易以每年各月各交易时段电量为标的，主要以双边协商、集中竞价方式开展，适时组织开展挂牌交易，集中竞价交易方式以统一边际价格出清。多月、月度交易按年度交易组织方式开展。月内（多日）交易以月内（多日）各交易时段电量为标的，均采用集中交易方式开展。日融合交易按工作日连续开市，每日（D-2 日）以滚动撮合方式组织开展融合交易，交易标的暂为 D 日至月底（含节假日）各交易时段电量，具备条件后调整为 D 日各交易时段电量（遇节假日组织多日交易）。

开展绿电交易时，电力用户或售电公司与新能源应分别明确电能量价格和绿证价格，电能量价格按照新能源与电力用户或售电公司分时段交易价格机制确定，绿证价格由双方协商确定。绿

电交易暂按照年、月度为周期组织开展，适时组织开展月内绿电交易，依规签订及执行绿电交易合同，鼓励经营主体签订多年期绿电购买协议。绿电交易可采用双边协商方式，适时拓展集中竞价、挂牌交易组织方式。具体按照《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》执行。

（五）交易曲线分解。双边交易、集中交易由经营主体按交易周期申报各交易时段总电量、价格，由交易平台将各时段成交总电量按照交易周期对应天数自动平均分解到每日对应时段。年度、月度及月内双边交易和集中交易形成的日曲线叠加日融合交易结果，形成每日交易合同曲线。电网企业代理购电量、优先发电计划电量、省间中长期及短期交易结果均需按照相关机制进行曲线分解。

三、结算

（一）现货市场未运行时，按照电力中长期交易规则及本规定开展电费结算，现货市场试运行期间，与现货市场相关结算原则相衔接。

（二）经营主体按“照付不议、偏差结算”原则，发用两侧解耦结算，月结月清。经营主体月度各时段所有省内交易合同（含优先发电计划）按照合同价格全量结算，根据交易合同净值与其实际发、用电量差值开展偏差结算。初期暂定免偏差考核范围为±10%。结合市场实际，经电力市场管理委员会审议，报送国家能源局东北监管局、吉林省发展和改革委员会、吉林省能源局审

定后，适时调整免偏差考核范围及考核系数。

（三）“照付不议、偏差结算”执行原则

1. 发电企业在免偏差考核范围内的电量按该企业当期省内各类中长期交易加权均价结算。煤电免偏差考核范围以外的超（少）发电量按煤电当期各类中长期交易最低（高）价的 0.95（1.05）倍结算；新能源免偏差考核范围以外的超（少）发电量按新能源当期各类中长期交易最低（高）价的 0.95（1.05）倍结算；农林生物质、垃圾发电免偏差考核范围以外的超（少）发电量按农林生物质、垃圾发电当期各类中长期交易最低（高）价的 0.95（1.05）倍结算。

在电网企业发布电力保供预警期间，煤电企业因电力保供超发合同电量，按照煤电当期省内各类中长期交易相应时段加权平均价的 1.5 倍结算。

2. 电力用户（批发用户、售电公司）在免偏差考核范围内的电量按该用户当期各类中长期交易加权均价结算。免偏差考核范围以外的超用电量按省内当期中长期交易最高价的 1.05 倍结算，少用电量按该用户当期各类中长期交易最低价的 0.95 倍结算。已参与交易且无正当理由申请办理退市的用户，从次月起由电网企业按国家电价政策执行；若批发或零售用户未申请办理退市、当期无交易合同但实际发生用电量，则全电量按省内当期中长期交易最高价的 1.05 倍结算。

3. 滚动撮合交易、合同转让交易、绿电交易、优先发电计划

中的价格不纳入市场相关最高（低）价计算。

4. 售电公司代理用户偏差电量以售电公司为整体进行偏差结算。售电公司收益为其在批发市场购电费用和零售市场售电收入的差额费用。售电公司与零售用户自主通过交易平台开展零售合同电量分解及结算单确认等业务，关键业务信息确认应在 2 天内完成，逾期未确认交易平台将自动默认各方均无异议。

5. 绿电交易电能量部分与绿证部分分开结算，结算依据出具、偏差处理、绿证核发划转等按照国家发布的《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》执行。

6. 电网企业代理购电用户按照批发用户结算原则，每月在电网代理工商业用电量及居民农业用电量（含线损电量）基础上扣除调试电量、省间购入电量、保障性电量后计算偏差电量。

7. 省间中长期交易偏差责任费用由参与外送交易的经营主体按照交易合同等比例分摊或分享。

8. 特高压输电通道配套电源按照省间实际结算结果分时段“照付不议、偏差结算”，月结月清，超（少）发电量按该企业当期各类中长期交易加权均价的 0.9（1.1）倍结算。

9. 因计量尾差、技术支持系统差错等原因导致需要进行电费追退补的，对于出具结算依据当月 2 天内经营主体反馈发现的问题，经电网企业核实确认的，重新计算并公布当期结算数据；对于差错月电费发行后发现的问题，由电网企业按差错月省内中长期交易加权平均价格进行电费退补。因计量故障导致需要进行电

费追退补的，从计量故障发生月电费发行之日起 60 日内经营主体可反馈异议，经电网企业核实确认后，按照购电当月用户购电价格清算并进行追退补；超过 60 日反馈异议的，由电网企业按差错月省内中长期交易加权平均价格进行电费退补。电网企业须按月将相关情况报送国家能源局东北监管局、吉林省发展和改革委员会、吉林省能源局备案。

10. 用户侧与发电侧偏差电量电费（含免偏差部分）之间的差额，按照当月发电企业（不含输电通道配套电源）上网电量（扣除省间结算电量和优先发电量）及用户用电量占比分摊或者返还所有经营主体，月结月清。

四、风险防控

依据国家《电力市场运行基本规则》，每年结合电力供需、市场运行等实际情况，由电力交易机构进行综合测算，并由电力市场管理委员会提出市场交易电量电价申报约束的建议，报送国家能源局东北监管局、吉林省发展和改革委员会、吉林省能源局审定后执行，引导市场交易量价运行在合理区间，防范电力市场运行风险。

五、其他

（一）省内中长期市场交易须遵循电力中长期交易规则及其补充规定的基本原则。需要调整关键市场参数标准及取值时，须经电力市场管理委员会审议，报送国家能源局东北监管局、吉林省发展和改革委员会、吉林省能源局审定后执行。

（二）本规定由国家能源局东北监管局、吉林省发展和改革委员会、吉林省能源局负责解释并监督执行。

（三）本规定自印发之日起执行。原有电力中长期交易规则及其补充规定与本规定不一致的，按照本规定执行。