

# 福建电力市场中长期交易实施细则

## ( 2024 年第二次修订版 )

福建电力交易中心有限公司  
2024 年 12 月

# 目 录

|                           |           |
|---------------------------|-----------|
| <b>第一章 总则.....</b>        | <b>1</b>  |
| <b>第二章 市场注册.....</b>      | <b>1</b>  |
| 第一节 基本条件.....             | 1         |
| 第二节 注册.....               | 4         |
| 第三节 信息变更.....             | 13        |
| 第四节 注销管理.....             | 16        |
| 第五节 异议处理.....             | 20        |
| <b>第三章 交易组织.....</b>      | <b>21</b> |
| 第一节 通则.....               | 21        |
| 第二节 价格机制.....             | 23        |
| 第三节 双边协商交易的组织.....        | 24        |
| 第四节 集中竞价交易的组织.....        | 25        |
| 第五节 挂牌交易的组织.....          | 27        |
| 第六节 滚动撮合交易的组织.....        | 27        |
| 第七节 分时段交易的组织.....         | 28        |
| 第八节 交易电量调整及处理.....        | 29        |
| 第九节 交易合同签订和执行.....        | 30        |
| <b>第四章 安全校核与交易执行.....</b> | <b>31</b> |
| <b>第五章 计量和结算.....</b>     | <b>33</b> |
| 第一节 通则.....               | 33        |
| 第二节 结算.....               | 34        |
| 第三节 偏差考核.....             | 40        |

|                    |    |
|--------------------|----|
| 第六章 市场监管和风险防控..... | 43 |
| 第七章 附则.....        | 44 |

## **第一章 总则**

第一条 为规范福建电力中长期市场秩序，维护经营主体合法权益，确保福建电力安全可靠稳定供应，促进电力市场健康发展，根据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 20 号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889 号）、《福建电力市场运营基本规则（试行）》（闽监能市场规〔2023〕2 号）和《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76 号）等相关实施细则及有关法律法规规定，结合福建实际，制订本细则。

## **第二章 市场注册**

### **第一节 基本条件**

**第二条 发电企业基本条件：**

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）；

（二）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

（四）并网自备电厂取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场交易；

（五）其他符合国家以及福建省有关规定的情况。

### **第三条 电力用户基本条件：**

- (一) 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；
- (二) 拥有自备电厂的电力用户应按规定承担与自备电厂产业政策相符合的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费；
- (三) 具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

**第四条 售电公司基本条件按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》(以下简称《售电公司管理办法》)中“第五条 售电公司注册条件”的要求执行。**

**第五条** 发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司所属售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格并且独立运营。上述公司申请经营范围增项开展售电业务的，新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方。

**第六条** 电网企业(含关联企业)所属售电公司(含全资、控股或参股)应当具有独立法人资格并且独立运营，确保售电业务从人员、财务、办公地点、信息等方面与其他业务隔离，不得通过电力交易机构、电力调度机构、电网企业获得售电竞争方面的合同商务信息以及超过其他售电公司的优势权利。

## 第七条 独立新型储能主体基本条件：

(一) 应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体；

(二) 独立新型储能主体应签订并网调度协议，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求；

(三) 独立新型储能主体参与电能量市场应满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间的基本条件，充电/放电功率不小于1万千瓦，且持续时间不小于1个小时。

**第八条** 配建新型储能通过技术改造满足与独立新型储能同等技术条件和安全标准时，具有法人资格时，可选择转为独立新型储能主体，作为经营主体直接参与电力市场交易。

## 第九条 虚拟电厂（含负荷聚合商）基本条件：

(一) 与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

(二) 具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

(三) 具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力；

(四) 具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统；

(五) 虚拟电厂（含负荷聚合商）可调节容量应不低于

1MW，持续调节时间不小于1小时。

**第十条** 源网荷储一体化、微电网经营主体参照电力用户基本条件和程序执行，后期视国家有关规定进行调整。

**第十一条** 分布式电源和电动汽车充电设施等新型经营主体的基本条件、注册、变更和注销等按照《电力市场注册基本规则》执行。

**第十二条** 直接参与市场交易用户（除居民、农业用电量外）原则上应全电量入市。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易。

## 第二节 注册

**第十三条** 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务。

**第十四条** 经营主体参与电力市场交易，应当符合基本条件，在电力交易机构办理市场注册。

**第十五条** 经营主体在电力交易平台办理市场注册，应按规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。经营主体应当保证注册提交材料的真实性、准确性、合规性和完整性，并持续满足注册条件。

**第十六条** 电力交易机构负责经营主体的注册管理，对经营主体提交的注册材料进行完整性核验。

**第十七条** 企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电单元等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。

**第十八条** 电力交易平台账号管理。

(一) 电力交易平台账号注册采用实名制管理，经营主体注册账号并通过实名认证后，方可登录电力交易平台并获取相应权限。

(二) 经营主体应妥善保管电力交易平台账号、手机号、密码、数字安全证书等信息和介质，仅限账号使用人本人使用，不得转借他人。使用人应积极采取措施防止账号信息失窃、遗失和过期失效，因怠于管理、使用不当造成的损失及法律后果由经营主体自行承担。

(三) 企业账号的使用方需根据国家相关法律法规、政策文件及本细则的规定，进行账号的注册、登录、使用等操作。企业账号的电力交易平台操作行为均代表经营主体的真实意愿表达，其法律责任由该账号使用方关联的经营主体承担。

(四) 参与批发交易的经营主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。参与零售交易的经营主体，应当使用手机短信验证码或者采取同等安全等级的身份认证手段。

(五) 若发现经营主体有虚假注册、网络攻击、恶意调用电力交易平台接口等不当使用行为，电力交易平台可采取

账号封禁、停止账号服务等措施，由此造成的损失由经营主体自行承担。

（六）经营主体不得非法访问、非法获取或篡改电力交易平台信息，不得使用接口、外挂程序等影响交易公平方式进行交易发起和申报操作，不得利用电力交易平台从事违反法律法规及电力市场交易规则的行为。发现上述情况后，电力交易机构有权查验事实，视情节严重情况采取暂停或终止交易资格、上报福建省发改委及福建能源监管办等相关措施。

**第十九条** 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册。当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

**第二十条** 发电企业注册程序。

（一）注册申请。符合注册基本条件的发电企业通过电力交易平台，向电力交易机构提交入市注册申请，办理注册获取入市资格。提交资料包括购售电合同、并网调度协议、建设核准文件等。

（二）注册审核。电力交易机构收到发电企业提交的注册申请后，5个工作日内完成申请材料的完整性核验。对于注册材料不完整或不符合规范的，电力交易机构应予以一次性告知。

（三）注册生效。电力交易机构完成核验后的发电企业注册手续自动生效，纳入经营主体目录，并实行动态管理。

已注册生效并进入商业运营的发电企业原则上次月起可参与电力中长期市场交易。

(四) 备案。电力交易机构定期汇总发电企业注册情况，向福建省发改委、福建能源监管办备案，并通过电力交易平台向社会发布。

**第二十一条** 除豁免情形外，发电项目应当在完成启动试运工作后3个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后6个月内）取得电力业务许可证；取得电力业务许可证后，应将有关许可内容及时上传电力交易平台。超过规定时间仍未取得电力业务许可证的、注册信息与许可证记录信息差异较大的机组不得继续参与交易。

**第二十二条** 电力用户注册程序。

(一) 注册申请。电力用户自主在电力交易平台注册并申请注册账号，企业注册时需要提供的资料包括营业执照、法定代表人信息和联系方式、第一联系人信息等，自然人注册时需要提供的资料包括有效身仹证明证件、联系方式和第一联系人信息等。

(二) 用电单元绑定。电力用户须绑定其实际用电的所有用电户号（不含居民、农业用电），履行承诺手续，实现用电户号全电量入市，并确保至少绑定一个有效的用电户号。

对于国网经营区内的电力用户在电力交易平台通过统一社会信用代码（企事业单位、机关团体等）或有效身仹证明证件号（自然人）从电网企业相关系统提取其名下执行工

商业电价的用电户号，经用户自主核实确认后，选择其实际用电的工商业用电户号进行用电单元绑定。若电力用户选择的名下执行工商业电价的用户户号已被其他市场化用户绑定，则应自行先与当前绑定该户号的市场化用户协商一致后进行用电户号换绑，若双方就换绑事宜无法协商一致，由电力用户根据自身与当前绑定该户号的市场化用户之间的权利与义务具体情况，自行决定是否绑定该户号。若电力用户决定仍要绑定该户号，则该户号与当前绑定该户号的市场化用户自动解绑，因此产生的风险由电力用户自行承担或处理。

对于增量配电网及地方电网经营区内的电力用户，通过电力交易平台自主录入其实际用电的工商业用电户号并提交增量配电网及地方电网审核，增量配电网及地方电网应在3个工作日内审核，审核通过后完成用电单元绑定。

（三）注册审核。电力交易机构收到电力用户提交的注册申请后，5个工作日内完成申请材料的完整性核验。对于注册材料不完整或不符合规范的，电力交易机构应予以一次性告知。

（四）注册生效。电力交易机构完成核验后的电力用户注册手续自动生效，纳入经营主体目录，并实行动态管理。

（五）备案。电力交易机构定期汇总电力用户注册情况，向福建省发改委、福建能源监管办备案。已注册生效的批发用户原则上次月起可参与电力中长期市场交易。

第二十三条 年购电量1000万千瓦时及以上的电力用

户可自主选择作为批发用户或零售用户，年购电量1000万千瓦时以下的用户仅可作为零售用户。批发用户在注册生效后的次月可参与电力市场交易。零售用户与售电公司通过零售商城服务平台（电力交易平台和“e-交易”App）签约生效后，次月起由售电公司代理参与电力市场交易。已注册的电力用户新增（或删除）用电单元，于生效次月起参与（或不参与）电力市场交易结算。

#### **第二十四条 售电公司注册程序。**

（一）注册申请。售电公司按照《售电公司管理办法》规定的各项注册条件，按要求准备完整的注册材料并通过电力交易平台提交注册申请，选择注册售电公司类型（配售电公司、独立售电公司），并提供企业基本信息（工商注册信息、法人信息、开户信息等）、资产总额、从业人员、经营场所和技术支持系统、信用信息（包括信用承诺书等）及证明等材料。配售电公司还需提供电力业务许可、配电网电压等级、供电范围等信息及证明材料。

（二）注册审核。电力交易机构收到售电公司提交的注册申请后，7个工作日内完成申请材料的完整性核验。对于注册材料不完整或不符合规范的，电力交易机构应予以一次性告知。注册申请审核通过后，首注地电力交易机构需对售电公司注册材料通过线上或线下方式进行原件核对，必要时进行现场核验。

（三）注册公示。核验通过后，电力交易机构通过电力

交易平台、“信用中国”网站将售电公司满足注册条件的信息和信用承诺书等材料向社会公示，公示期为1个月。公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效，纳入经营主体目录，并实行动态管理。

（四）备案。电力交易机构定期汇总售电公司注册情况，向福建省发改委、福建能源监管办备案，并通过电力交易平台、“信用中国”网站向社会发布。

#### **第二十五条 独立新型储能主体注册程序。**

（一）注册申请。符合注册基本条件的独立新型储能主体通过电力交易平台，向电力交易机构提交入市注册申请，办理注册获取入市资格。提交资料包括：营业执照、法人证件、第一联系人授权文件、政府核准（备案）文件、并网调度协议、购售电合同或充放电服务合同、高压供用电合同等。

（二）注册审核。电力交易机构收到独立新型储能主体提交的注册申请后，5个工作日内完成申请材料的完整性核验。对于注册材料不完整或不符合规范的，电力交易机构应予以一次性告知。

（三）注册生效。电力交易机构完成核验后的独立新型储能主体注册手续自动生效，纳入经营主体目录，并实行动态管理。已注册生效并进入商业运营的独立新型储能主体原则上次月起可参与电力市场交易。

（四）备案。电力交易机构定期汇总独立新型储能主体注册情况，向福建省发改委、福建能源监管办备案，并通过

电力交易平台向社会发布。

**第二十六条** 虚拟电厂（含负荷聚合商）注册程序。

（一）注册申请。符合注册基本条件的虚拟电厂（含负荷聚合商）通过电力交易平台提交注册申请，需提交的资料包括：《售电公司管理办法》明确的注册资料、虚拟电厂系统接入证明、调节能力测试报告等。已取得售电资质并在电力交易平台正式注册的售电公司，在满足注册基本条件的情况下可申请注册为虚拟电厂（含负荷聚合商）。

（二）注册审核。电力交易机构收到虚拟电厂（含负荷聚合商）提交的注册申请后，在7个工作日内完成申请材料的完整性核验，对于注册材料不完整或不符合规范的，电力交易机构应予以一次性告知。

（三）注册公示。电力交易机构完成核验后，电力交易机构通过电力交易平台、“信用中国”网站将虚拟电厂（含负荷聚合商）满足注册条件的信息和信用承诺书等材料向社会公示，公示期为1个月，公示期满无异议的自动生效，纳入经营主体目录，并实行动态管理。已具备售电公司资质的企业申请注册为虚拟电厂（含负荷聚合商）的，可缩短注册公示时长，公示期为1个工作日。

（四）备案。电力交易机构定期汇总虚拟电厂（含负荷聚合商）注册情况，向福建省发改委、福建能源监管办备案。

**第二十七条** 虚拟电厂（含负荷聚合商）聚合资源主体应具有电网企业独立营销户号并在电力交易平台完成市场

注册。虚拟电厂（含负荷聚合商）与代理的聚合资源主体应确定唯一的代理服务关系。同一合同签约周期内，代理的聚合资源主体仅可与一家代理服务机构（含售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）等）确立代理服务关系。

**第二十八条** 参与市场化交易的电力用户全部电量需通过电力批发市场或者电力零售市场交易购买，不得随意退出市场，不得同时参加电力批发市场交易和电力零售市场交易。

**第二十九条** 10千伏及以上工商业用户原则上要直接参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。

**第三十条** 已注册生效的售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）每年3月底前应通过电力交易平台自主披露其资产、人员、经营场所、技术支持系统等持续满足注册条件的信息和证明材料。电力交易机构根据需要启动售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）持续满足注册条件情况的核验，售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）未按要求持续满足注册条件的，电力交易机构立即通知售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）限期整改，限期整改期间暂停其交易资格，未在规定期限内整改到位的，经福建省发改委同意后予以强制退出。

**第三十一条** 发电企业、售电公司和虚拟电厂（含负荷聚合商）可通过电力交易平台提交电力用户历史用电信息授权查询申请，提出查询时间和内容。电力用户在电力交易平

台对涉及自身用电信息查询的授权申请进行确认，确认后即视为授权申请生效。电力交易机构根据授权申请查询时间和内容及时向申请人开放相应用户用电信息查询权限。在零售商城服务平台签约生效期间，售电公司有权直接查看所代理用户的历史分时用电数据、用电信息等有关信息，以满足参与市场交易的要求，无需再履行授权查询申请和授权确认手续。

### 第三节 信息变更

**第三十二条** 经营主体注册信息发生变更时，应在变更之日起5个工作日内向电力交易机构提交信息变更申请。经营主体应提交变更信息以及相关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

**第三十三条** 信息变更主要包含以下内容：

- (一) 经营主体身份名称变更、法定代表人(或负责人)更换；
- (二) 公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等；
- (三) 电力业务许可证变更、延续等；
- (四) 发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；
- (五) 储能企业储能项目(单元)转让、储能单元容量

调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

(六) 售电企业、虚拟电厂（含负荷聚合商）资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等；

(七) 电力用户用电单元新增、变更、删除等。

**第三十四条** 售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）信息变更程序。

售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）注册信息发生变化时，应在 5 个工作日内向首次注册的电力交易机构提交信息变更申请。售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）申请重大信息变更，需重新签署信用承诺书并予以公示，公示期为 7 天。公示期满无异议的，信息变更生效。虚拟电厂（含负荷聚合商）信息变更涉及聚合资源主体、聚合能力、调节性能等关键技术参数发生变更的，应重新出具聚合资源主体清单、与聚合资源主体签订的合同、发用电户号、能力校核报告等。

重大信息变更包括但不限于以下内容：

- (一) 企业更名或法定代表人变更；
- (二) 企业控制权转移，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化；
- (三) 资产总额发生超出注册条件所规定范围的变更；
- (四) 企业高级或中级职称的专业人员发生影响注册条

件的变更；

#### （五）配电网运营资质变化。

**第三十五条** 发电企业、电力用户、独立新型储能主体信息变更程序。

发电企业、电力用户、独立新型储能主体注册信息发生变化时，应通过电力交易平台提交信息变更申请，电力交易机构在5个工作日内完成审核，审核通过后信息变更生效。

#### **第三十六条** 电力用户用电单元变更程序。

##### （一）电力用户用电单元新增

国网经营区内电力用户在电网企业新装工商业用电户号的（包括过户后新增的工商业用电户号），电力用户应在当月倒数第二个工作日前（不含当日）通过电力交易平台新增用电单元。增量配电网及地方电网经营区内电力用户在增量配电网及地方电网办理工商业用电户号新增业务时，电力用户应通过电力交易平台提交用电单元新增申请，增量配电网企业及地方电网在3个工作日内审核，审核通过生效。

##### （二）电力用户用电单元变更

直接参与市场交易用户因发生过户、并户、分户等业务，导致用电单元所属法人主体变更为其他直接参与市场交易用户的，应及时将该用电单元换绑至相应主体名下；导致用电单元所属法人主体变更为电网企业代理购电用户的，变更后的用电主体应按新增电力用户注册程序申请进入市场。未绑定有效用电单元的电力用户，暂不参与结算，电网企业每

月底前与电力交易机构核实确认具体名单。

### （三）电力用户用电单元删除

对于用电单元统一社会信用代码与企业统一社会信用代码不一致的情况，电力用户可在每月倒数第二个工作日前（不含当日）通过电力交易平台进行用电单元删除。电力用户办理销户、过户、并户业务导致用电单元失效的或者办理改类、减容等业务导致用电单元不再属于工商业用电性质的，相应的用电单元自动删除。删除后工商业用电性质的用电户号执行代理购电价格。

**第三十七条** 因经营主体信息变更不及时造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

## 第四节 注销管理

**第三十八条** 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行。

**第三十九条** 已经选择直接参与市场交易的发电企业、电力用户和独立新型储能，有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属

性无法满足所在地区的电力市场进入条件；

（四）经营主体所有机组关停退役的；

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

符合正当理由退出电力市场的经营主体，电力交易机构予以办理市场注销手续。

**第四十条** 经营主体宣告破产、不再发电或者用电申请市场注销的，需向电力交易机构提交破产证明文件。

**第四十一条** 国网经营区内电力用户全部电量不再属于工商业用电性质申请市场注销的，其在电网企业相关系统内应无在用的工商业用电性质计量点（以电网企业相关系统向电力交易平台返回电力用户名下无执行工商业电价的用电户号结果为准）。增量配电网及地方电网经营区内电力用户全部电量不再属于工商业用电性质申请市场注销的，需向电力交易机构提供所属增量配电网或地方电网出具的无工商业用电相关证明。

**第四十二条** 发电企业、电力用户、独立新型储能申请注销程序。

发电企业、电力用户、独立新型储能符合正当理由时可提前 30 个工作日向电力交易机构申请市场注销。申请内容包括：退出原因、与其他经营主体之间的交易及结算情况、尚未履行的市场交易合同及对未履行合同的处理协议。

电力交易机构收到发电企业、电力用户、独立新型储能的注销申请后，在 5 个工作日内完成审核，审核通过后经电

力交易平台向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，方可办理注销手续。

**第四十三条** 售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）注销程序。

售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）可自愿申请退出市场，应提前 45 个工作日向电力交易机构提交退出申请，电力交易机构在 5 个工作日内完成审核，明确退出原因和计划的终止交易月。终止交易月之前（含当月）购售电合同由该售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）继续履行，并处理好相关事宜。对于自愿退出市场的售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商），电力交易机构将注销申请及相关材料通过电力交易平台、“信用中国”网站向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，方可办理注销手续。

**第四十四条** 售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）有下列情形之一的，经福建省发改委、福建能源监管办调查确认后，启动强制退出程序：

- (一) 隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；
- (二) 严重违反市场交易规则，且拒不整改的；
- (三) 依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的；
- (四) 企业违反信用承诺且拒不整改的；
- (五) 被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理的；

（六）连续3年未在任一行政区域开展售电业务的；

（七）出现市场串谋、提供虚假材料误导调查、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序的；

（八）与其他经营主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为售电公司存在诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的；

（九）未持续满足注册条件，且未在规定时间内整改到位的；

（十）法律法规规定的其他情形。

**第四十五条** 经福建省发改委确认售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）符合强制退出条件后，电力交易机构应通过电力交易平台、“信用中国”网站向社会公示10个工作日。公示期满无异议的，电力交易机构对该售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）实施强制退出。

**第四十六条** 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，电力交易机构予以自动注销处理，并报福建省发改委、福建能源监管办备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

**第四十七条** 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。经营主体自动注销公示期为10

个工作日。

**第四十八条** 对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

## 第五节 异议处理

**第四十九条** 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于异议内容、个人真实姓名、有效联系方式等信息。异议反馈应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

**第五十条** 对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构应根据调查情况分类处理。

(一) 如因公示材料疏漏缺失、人员等变更而产生异议，经营主体可以补充材料申请再公示；

(二) 如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5 个工作日内无法做出合理解释，电力交易机构终止其市场注册业务公示，将情况报送福建省发改委和福建能源监管办；

(三) 如对市场注销存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

**第五十一条** 对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查，对于调查后不满足电力市场注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

**第五十二条** 电力交易机构应对实名反映人相关身份信息进行保密，不得对外泄露，并及时回复调查处理情况。

### 第三章 交易组织

#### 第一节 通则

**第五十三条** 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，包括电力直接交易、合同转让交易等，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

**第五十四条** 为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力（剩余最大发电能力需综合考虑机组生产工况、预测负荷率、检修计划及既有的中长期合约总电量等相关因素），购电量不得超过其既有的中长期交易合同总电量。电力用户和售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）在单笔电力交易中的售电量不得超过其既有的中长期交易合同总电量。售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）在未签约零售用户或聚合可调节资源的情况下原则上不得参与中长期市场交易。

**第五十五条** 福建省发改委每年牵头会同相关部门编制次年度电力中长期交易方案，包括年度月度交易电量规模、发电企业准入机组容量、用户准入范围等内容。

**第五十六条** 电力交易机构根据年度交易总体方案组织开展各类中长期交易，并提前发布交易公告。原则上月度及以上交易应至少在交易日前2日发布交易公告，月内交易应至少在交易日前1日发布交易公告。

**第五十七条** 电力交易机构根据相关要求，发布发电侧各交易总电量限额。各经营主体交易总电量限额由福建省发改委或授权电力交易机构，在交易开始前发布。

**第五十八条** 单家电力批发市场电力用户和售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）在中长期交易中的交易电量原则上应不低于其全年交易电量的90%，具体要求以当年的交易方案规定为准。

**第五十九条** 全年交易电量，同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司及虚拟电厂（含负荷聚合商）合计成交总电量 $\leq$ 全年交易总电量 $\times$ 15%。其中，全年交易总电量以当年交易方案总电量为基准。同一投资主体（含关联企业）以交易平台注册登记的股东信息等为准。

同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司及虚拟电厂（含负荷聚合商）每一批次年度双边协商、年度集中竞价、年度挂牌及月度集中竞价等交易的申报交易电量限额由当批次对应的交易方案明确。

**第六十条** 发电企业按交易单元申报电量、价格；电力用户按该经营主体的用电单元组合作为交易单元申报电量、价格；售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）按其所代理的

零售用户的用电单元组合作为交易单元申报电量、价格。

**第六十一条** 电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。交易默认为购电交易，如需售出已持有合同电量，电网企业需在交易申报前1日登录平台改为售电交易。其中挂牌交易，年度挂牌交易以本年度集中竞价交易价格作为挂牌价格；月度、月内挂牌交易以最近一次集中竞价交易加权平均价格作为挂牌价格。成交电量按照等比例方式出清，摘牌电量不足部分由当次交易准入机组按剩余限额或摘牌后持有的中长期合同电量等比例分摊。

**第六十二条** 虚拟电厂（含负荷聚合商）在初期暂按照售电公司的原则参与各类交易，后续根据虚拟电厂（含负荷聚合商）市场注册情况另行制定参与交易方式。

**第六十三条** 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易。在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的经营主体给予提醒。各承担消纳责任的经营主体参与电力市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

## 第二节 价格机制

**第六十四条** 中长期电能量交易的交易价格第三方不得干预。交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。应急备用机组因电网安全运行需要，调用期间电量按照

有关规定执行。

**第六十五条** 双边协商交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格按照相应价格机制形成。其中，集中竞价交易采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用时间优先、价格优先的撮合机制形成价格，成交价格由购售双方申报价格共同确定；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

**第六十六条** 电力用户容（需）量电价按政府主管部门的有关规定收取，遇有调整则相应调整。

**第六十七条** 市场交易合同未申报用电曲线以及市场电价峰谷比例低于当地分时电价政策要求的，电力用户购电价按政府主管部门明确的分时电价时段及浮动比例执行。市场交易合同申报用电曲线且市场电价峰谷比例不低于当地分时电价政策要求的，按直接交易曲线价格执行。

**第六十八条** 鼓励经营主体签订中长期交易合同时申报用电曲线、反映各时段价格，原则上峰谷比例不低于我省分时电价政策要求。

### 第三节 双边协商交易的组织

**第六十九条** 经营主体按市场交易规则在规定时间内双边自由协商，在电力交易平台登记前，签订双边协议（合同），明确交易电量、交易价格及分月电量计划等。

**第七十条** 电力交易机构按交易公告开放电力交易平台，交易双方在规定的时间内通过电力交易平台登记交易电量、

交易价格、年度分月电量计划等交易信息。

**第七十一条** 电力交易机构在交易登记日结束后的下一个工作日内完成双边协商交易信息的汇总，并将汇总结果提交电力调度机构进行安全校核，电力调度机构在规定的时间内将校核结果返回电力交易机构。

**第七十二条** 电力交易机构在结果提交电力调度机构后的2—4个工作日（年度及以上4个、月度及多月3个，月内2个，下同）内根据安全校核结果，通过电力交易平台向经营主体发布最终交易结果。双边协商交易电量以安全校核结果为准。

#### 第四节 集中竞价交易的组织

**第七十三条** 集中竞价交易开始后，发电企业、售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）和电力用户等经营主体通过电力交易平台申报电量、价格。电网企业代理购电通过电力交易平台申报电量。电力交易平台对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。电网企业代理购电如遇相关政策调整，按照最新要求执行。

**第七十四条** 集中竞价交易可采用边际价格统一出清方式或高低匹配撮合出清方式，由系统自动出清结算。

（一）边际价格统一出清：根据发电企业申报曲线与电力用户、售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）等经营主体申报曲线交叉点对应的价格，确定市场边际成交价格。当发电企业与电力用户或售电公司边际成交价格不一致，则按两

个价格的算术平均值作为市场成交价格执行。

(二) 价格高低匹配撮合出清：报价最低的发电企业与报价最高的电力用户或售电公司、虚拟电厂(含负荷聚合商)优先配对，并依次类推。已配对的发电企业与电力用户或售电公司两个报价的算术平均值为此配对成交价格。

**第七十五条** 按照“价格优先原则”或“先价格优先、再时间优先原则”进行出清：

(一) 价格优先出清：按照“价格优先原则”，对发电企业按照申报价格由低到高排序，对电力用户、售电公司、虚拟电厂(含负荷聚合商)等经营主体按照申报价格由高到低排序。当价格相同的申报电量不能全部成交时，根据申报电量按等比例原则分配成交电量。

(二) 先价格优先、再时间优先出清：按照“先价格优先、再时间优先原则”，对发电企业按照申报价格由低到高排序、申报时间由先到后排序，对电力用户、售电公司、虚拟电厂(含负荷聚合商)等经营主体按照申报价格由高到低、申报时间由先到后排序。当价格相同且申报时间一致的申报电量不能全部成交时，根据申报电量按等比例原则分配成交电量。

**第七十六条** 电力交易机构在交易出清后的下一个工作日内，将预成交结果提交电力调度机构进行安全校核，电力调度机构在规定时间内将校核结果返回电力交易机构，形成最终交易结果。

**第七十七条** 电力交易机构在结果提交电力调度机构后的下2-4个工作日内根据安全校核结果，通过电力交易平台向经营主体发布最终交易结果。

#### 第五节 挂牌交易的组织

**第七十八条** 通过挂牌方式开展交易时，有意向发出要约的经营主体应将购买或出售电量的数量、价格等意向交易信息提交给电力交易机构。有意接受该交易要约的经营主体通过电力交易平台申报交易电量。

**第七十九条** 申报时间截止后，电力交易机构进行交易出清。交易出清规则可采用时间优先原则或采用等比例分配原则。挂牌交易成交电价均为挂牌价格。

**第八十条** 电力交易机构在交易出清后的下一个工作日内，将预成交结果提交电力调度机构进行安全校核，电力调度机构在规定时间内将校核结果返回电力交易机构，形成最终交易结果。

**第八十一条** 电力交易机构在结果提交电力调度机构后的下2-4个工作日内根据安全校核结果，通过电力交易平台向经营主体发布挂牌交易结果。

#### 第六节 滚动撮合交易的组织

**第八十二条** 滚动撮合交易开始后，经营主体通过电力交易平台随时申报电量、价格。

**第八十三条** 交易采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制申报方式，由电力交易平台按照“时间优先、价格优先”

的原则进行滚动撮合成交，形成预成交结果。滚动撮合交易出清原则为：

(一) 购方、售方申报交易信息按照“时间优先”原则进入申报队列等待；

(二) 售方按照价格由低到高、同等价格时间由早到晚的原则排序，购方按照价格由高到低、同等价格时间由早到晚的原则排序；

(三) 当购方申报电价 $\geq$ 售方申报电价时，按照排序先后顺序成交；当购方申报电价 $<$ 售方申报电价时，不成交。

**第八十四条** 滚动撮合交易每笔成交价格= $K \times A + (1-K) \times B$  ( $0 \leq K \leq 1$ )，其中：购售双方申报价格中申报时间在前的报价价格为A，申报时间在后的报价价格为B，K值暂定0.5，后期由福建省发改委商福建能源监管办视实际运行情况予以调整。

**第八十五条** 电力交易机构在交易出清后的下一工作日内，将预成交结果提交电力调度机构进行安全校核，电力调度机构在规定时间内将校核结果返回电力交易机构，形成最终交易结果。

**第八十六条** 电力交易机构在结果提交电力调度机构后的下2-4个工作日内根据安全校核结果，通过电力交易平台向经营主体发布滚动撮合交易结果。

## 第七节 分时段交易的组织

**第八十七条** 根据市场建设发展需要，适时组织开展中

长期分时段交易。

#### **第八十八条 双边协商交易。**

购售双方在交易合同中可约定每日 24 个时段的交易电量、价格提交电力交易机构，或者按照规定的原则确定曲线分解方式及量价形成机制开展交易。

#### **第八十九条 集中交易。**

(一) 集中竞价、滚动撮合交易：按照 24 个时段分时段组织开展。每批次交易均分时段申报、出清，分时段交易电量均分到交易周期内每日，不可调整。

(二) 挂牌交易：按照“典型曲线、一口价”的方式组织开展，典型曲线可参照一条平线、发电侧典型出力曲线或用电侧典型负荷曲线等方式确定。默认交易周期内每日曲线均相同，交易电量均分到交易周期内每日 24 个时段，不可调整。

#### **第九十条 合同调整交易。**

在合同调整交易中，双边协商交易可在保持合同总交易电量不变的前提下，双方协商一致后调整次月及后续月份的分月电量及电价；集中交易在同一时段内不开展分月电量调整。电网企业代理购电如遇相关政策调整，按照最新要求执行。

### **第八节 交易电量调整及处理**

#### **第九十一条 合同调整交易。**

月度以上周期的市场化双边协商交易，经营主体及电网

企业代理购电在保持合同总交易电量不变的前提下，可对次月及后续月份交易合同电量进行调整，双边协商交易经双方一致同意后还可申请对交易价格进行调整。电力交易机构根据电力调度机构的安全校核结果，对交易双方提出的合同调整申请进行处理。对月度及以内周期的市场化交易，交易电量实行月结月清，不进行调整。

### 第九十二条 合同转让交易。

发电侧之间、用电侧之间可以开展合同转让交易。如遇经营主体注销，可转让次月及后续月份所有电量。发电企业基数合同转让交易根据需求不定期开市，每月 15 日前收集转让意向并于月底前统一组织开展交易。

第九十三条 发电侧市场化合同电量转让的受让方应符合市场准入条件，原则上交易应符合节能减排相关要求。

## 第九节 交易合同签订和执行

第九十四条 电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求。

第九十五条 电力批发经营主体之间的所有交易合同均采用电子合同方式签订，不再签署书面合同文本或交易确认单。年度及以上双边协商交易电子合同由“经营主体通过电力交易平台确认交易承诺书和合同示范文本+交易公告+交易结果”三要素构成；挂牌、集中竞价、滚动撮合等其他所有交易电子合同由“经营主体通过电力交易平台确认交易承诺书+交易公告+交易结果”三要素构成。交易承诺书和合同

示范文本更新后，经营主体通过电力交易平台进行阅读确认。交易承诺书和合同示范文本一经确认后，即适用于对应交易品种的后续全部交易。

**第九十六条** 为简化工作流程，售电公司与零售用户在零售商城服务平台上签约生效后，视为已签署《零售市场供电合同》，不再签署书面合同。

**第九十七条** 经营主体对交易结果如有异议的，应在交易结果发布后的下一个工作日内以书面形式向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在下一工作日之内给予解释和协调。

#### **第四章 安全校核与交易执行**

**第九十八条** 电力调度机构负责电力中长期交易的安全校核工作，电力中长期交易、合同调整和合同转让交易按照要求经电力调度机构安全校核后方可生效。涉及跨区跨省的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核。安全校核的内容包括但不限于通道阻塞管理、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等。

**第九十九条** 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以发

布。

**第一百条** 月度以下交易安全校核应在 1 个工作日内完成，月度交易的安全校核应在 1 至 2 个工作日内完成，季度及以上周期的交易安全校核应在 3 个工作日内完成。安全校核完成后，由电力交易机构统一发布安全校核信息。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以发布。

**第一百〇一条** 安全校核未通过时，在保障电网安全运行的前提下，对于双边协商交易，发电企业可按等比例原则进行削减，与相关发电企业配对的所有电力用户和售电公司按等比例原则进行削减；对于集中交易，发用电两侧原则上均按等比例进行削减。对于约定中长期交易曲线的，最后进行削减。

**第一百〇二条** 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，并在事后向福建能源监管办和福建省发改委书面报告事件经过，并向经营主体进行相关信息披露。电网紧急情况导致发电企业交易兑现偏差的，允许电力调度机构在 10 个工作日内进行偏差调整。

**第一百〇三条** 电力交易机构根据各类中长期交易当月电量分解计划和各类月度交易的成交结果，编制发电企业的月度交易计划。电力调度机构应将月度交易计划纳入月度发电调度实施计划并遵照执行。

**第一百〇四条** 电力调度机构根据电力现货市场交易

模式，决定是否对中长期开展安全校核。

## 第五章 计量和结算

### 第一节 通则

**第一百〇五条** 经营主体应根据市场运行需要安装符合国家和行业规程规范的计量装置。具备条件的发电企业应安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，以副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

**第一百〇六条** 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

**第一百〇七条** 电网（配售电）企业应根据电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组、并网点）和电力用户电量数据，并将有关数据提交电力交易机构。

**第一百〇八条** 电网（配售电）企业应同步将电力用户月度用电信息按统一格式一并推送给售电公司和电力用户，并对电费构成项目备注清晰，保障其合法知情权。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关经营主体协商解决。

**第一百〇九条** 电网（配售电）企业之间结算的输配电费，按照政府价格主管部门核定的输配电价格和电量结算。

**第一百一十条** 电力交易机构按月将经营主体用于电费收付的结算依据相关数据推送给电网企业。

**第一百一十一条** 经营主体接收电力交易机构出具的结算依据后，如有异议应在规定时间内对结算结果提出异议，由电力交易机构负责协调处理。

**第一百一十二条** 电力市场结算不得设置不平衡资金池，每项结算项目均需独立记录，分类明确疏导。所有结算项目的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则事先商定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务，开展月清月结工作。

**第一百一十三条** 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）等补贴管理规定执行。

**第一百一十四条** 本章相关条款适用于履约时间为2025年1月起的市场化结算。

## 第二节 结算

**第一百一十五条** 批发用户的月度结算原则。

批发用户按照市场化交易合同电量、合同电价（绿电交易按照电能量电价）全量结算，用电量与市场化交易合同电量的正、负偏差电量按照当月月度集中竞价交易统一出清价格结算。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易统一出清价格。当采用高低匹配出清方式时，采用集中竞价交易加权平均价格；电力用户进入现货市场后，按照现货市场规则执行。

**第一百一十六条** 发电企业的月度结算原则。

(一) 燃煤发电企业、余热余压余气发电企业、独立新型储能参与市场交易的上网电量按照合同电量、合同电价全量结算，正偏差电量按照当月月度集中竞价交易统一出清价格 $\times k_1$  ( $k_1$  为发电侧超发电量偏差系数， $k_1 \leq 1$ ，暂定为 1.0) 结算，负偏差电量按照当月月度集中竞价交易统一出清价格 $\times k_2$  ( $k_2$  为发电侧少发电量偏差系数， $k_2 \geq 1$ ，暂定为 1.0) 结算， $k_1$ 、 $k_2$  取值由福建省发改委、福建能源监管办共同审定。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易统一出清价格；当采用高低匹配出清方式时，采用集中竞价交易加权平均价格。内陆燃煤电厂偏差电量结算价格原则上按省内价格主管部门明确的参与省内直接交易的实际售电价格相关政策执行。偏差系数产生的发电侧损益费用原则上返还发电企业。

(二) 其余参与市场交易的发电企业按照市场化交易合同电量、合同电价（绿电交易按照电能量电价）全量结算，上网电量减去市场化交易合同总电量的正偏差电量暂按照政府核定上网电价（不含补贴）结算，负偏差电量按照当月该结算单元对应的中长期交易合同均价（绿电交易按照电能量电价）结算。未直接参与市场交易的水电、燃气发电、生物质发电、核电、风电、光伏等发电企业按照政府核定上网电价（不含补贴）或者相关文件规定结算。

(三) 省间合同按省间外送实际执行电量结算，当省间外送实际执行电量和合同成交电量不一致时，按照省间外送

实际执行电量对合同成交电量进行等比例折算。

(四) 若存在相关结算限价政策，合同电价取限价后电价开展结算。

(五) 现货市场具备条件后，按照现货市场规则执行。

**第一百一十七条** 独立售电公司及其代理用户的月度结算原则。

(一) 售电公司与其代理用户的结算

售电公司和零售用户通过零售商城服务平台约定结算参数，由电力交易机构开展零售侧清分结算工作并出具结算依据。

(二) 售电公司代理用户与电网企业的结算

电网企业根据电力交易机构提供的结算依据对售电公司代理用户进行交易电量电费和偏差考核结算。

用户收到电网企业结算依据后如有异议，可向电网企业或售电公司提出，确实需要修改的经协商一致后，由售电公司在后续月份的结算参数中调整。

(三) 售电公司与电网企业的结算

售电公司与电网企业按照电力交易机构出具的售电公司结算依据中售电公司收益结算费用。以上费用为正时，由售电公司向电网企业开具发票，电网企业向售电公司支付费用；以上费用为负时，由电网企业向售电公司开具发票，售电公司向电网企业支付费用。

(四) 售电公司电力批发市场交易月度结算原则

售电公司按照市场化交易合同电量、合同电价（绿电交易按照电能量电价）全量结算，代理用户总用电量之和减去市场化交易合同电量之和的正、负偏差电量按照当月月度集中竞价交易统一出清价格结算。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易统一出清价格。当采用高低匹配出清方式时，采用集中竞价交易加权平均价格。售电公司进入现货市场后，按照现货市场规则执行。

**第一百一十八条** 电网代理工商业用户购电市场化采购电量月度结算原则。

电网代理工商业用户购电的市场化合同按照合同电量、合同电价全量结算，电网企业向电力交易机构提供当月电网代理工商业购电市场化采购电量，该电量与合同电量的偏差电量，按照当月月度集中竞价交易统一出清价格结算。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易统一出清价格。电网代理工商业用户进入现货市场后，按照现货市场规则执行。

**第一百一十九条** 拥有配电网运营权的售电公司月度结算原则。

配售电公司参照电网企业职责做好本配网范围内用户的电费结算，并将所代理用户应承担的省级电网输配电费、政府性基金及附加支付给电网企业。按照电力交易机构出具的结算依据，承担经营主体的电费结算责任，保障电费交易资金安全。

**第一百二十条** 除独立新型储能外的储能企业、新型经营主体的结算原则另行制定。其中虚拟电厂(含负荷聚合商)月度结算，在初期暂按照售电公司的原则开展各类费用结算，后续根据虚拟电厂(含负荷聚合商)市场注册、参与交易情况，参照相应经营主体的结算原则或另行制定结算原则开展结算。

**第一百二十一条** 绿色电力交易环境价值按照相关规则结算。

**第一百二十二条** 对于合同转让交易，电网企业分别与出让方和受让方按照转让交易价格结算，不影响出让方原有交易合同的结算，转让交易结算时对出让方合同电量按负值结算，对受让方合同电量按正值结算。

**第一百二十三条** 电力用户各用电单元执行相同的交易电价，偏差考核费、辅助服务费等按各用电单元结算电量比例分配，各用电单元电量均为零时按各用电单元容量比例分配。

**第一百二十四条** 市场不平衡费用分为省内市场发用不平衡费用、省间市场发用不平衡费用，省内市场不平衡费用为市场交易结算期间发电侧结算电量电费与用户侧购电费的偏差费用，省间市场发用不平衡费用为当月省内发电主体外送电量结算电费总额与省间售电收入的不平衡费用，原则上均按月计算及清算。

对于全月均未开展现货双边结算运行的月份，省内市场

发用不平衡费用由市场发电侧（包括除保障性优先发电电源外的市场化机组）、用电侧（包括电网企业代理购电工商业用户、批发用户、零售用户）按各 50% 的比例承担，单个经营主体分摊或分享的费用按照该经营主体当月省内结算电量与同侧经营主体省内结算电量的占比计算；省间市场发用不平衡费用由直接参与外送交易的机组按送电当月跨省外送合约成交电量比例分摊或分享。对于开展现货双边结算运行的月份，市场不平衡费用计算及清算规则按现货交易有关规则执行。

#### 第一百二十五条 结算退补管理。

（一）由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，由电力交易机构根据电网企业提供的修正后数据，重新计算涉及月份有关经营主体的结算结果。

（二）因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，依照相应规则或政策开展电费退补。

（三）零售用户出现历史用电量计量差错等原因需要进行电费和偏差考核费退补调整的，由电网企业与该零售用户、售电公司协商一致，将差错电量并入后续月份进行结算或重新计算涉及月份结算结果进行退补，原则上只对该用户和售电公司进行退补调整。

（四）用户侧差错退补调整追溯期原则上自月度结算依据发布之日起不超过 3 个月。超过 3 个月的，相关电量不纳入市场结算范畴，由电网企业按照差错发生当月的代理购电

价格开展电费结算，不联动影响其他经营主体。

(五) 参与绿电交易的发电企业与电力用户的历史发、用电量计量差错，视为非绿电交易电量进行退补计算。

(六) 电网企业代理购电用户的退补电价，按照差错发生当月的代理购电价格执行。

(七) 由于用户窃电原因需要进行电费退补调整的，按照退补调整当月的代理购电价格执行。

(八) 电力用户进入现货市场后，按照现货市场规则开展结算退补管理。

(九) 电力用户结算退补仅针对发生差错的用电单元，不影响其他未发生差错的用电单元。

### 第三节 偏差考核

**第一百二十六条** 批发用户正负偏差电量超过市场化合同电量(含绿电交易合同电量)3%的部分计入偏差考核电量，偏差考核费=偏差考核电量×当月月度集中竞价交易统一出清价格或当月月度集中竞价交易加权平均价格×5%。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易统一出清价格或集中竞价交易加权平均价格。

**第一百二十七条** 对售电公司的电量偏差考核，参照批发用户偏差考核规则执行。其实际执行的交易电量为所代理用户的实际执行交易电量的总和，售电公司与其代理用户之间按照双方合同约定处理偏差。

**第一百二十八条** 燃煤发电企业、余热余压余气发电企业、

独立新型储能参与中长期交易的上网电量正负偏差超过市场化合同电量 3%部分计入偏差考核电量。其余参与市场交易的发电企业负偏差超过市场化合同电量（含绿电交易合同电量）3%部分计入偏差考核电量。偏差考核费=偏差考核电量×当月月度集中竞价交易统一出清价格或当月月度集中竞价交易加权平均价格×5%。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易统一出清价格或加权平均价格。

**第一百二十九条** 除独立新型储能外的新型储能企业及其他新型经营主体偏差考核按有关规定执行。初期虚拟电厂（含负荷聚合商）的正负偏差电量超过市场化合同电量（含绿电交易合同电量）5%的部分计入偏差考核电量，偏差考核费=偏差考核电量×当月月度集中竞价交易统一出清价格或当月月度集中竞价交易加权平均价格×5%。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易统一出清价格或集中竞价交易加权平均价格。后续根据虚拟电厂（含负荷聚合商）市场注册、参与交易情况，参照相应经营主体的偏差考核原则或另行制定考核原则开展结算。

**第一百三十条** 电网代理工商业用户购电市场化采购电量与电网代理工商业用户购电市场化合同电量正负偏差超过电网代理工商业用户预测总购电量 3%部分计入偏差考核电量，偏差考核费=偏差考核电量×当月月度集中竞价交易统一出清价格或当月月度集中竞价交易加权平均价格×

5%。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易统一出清价格或加权平均价格。

**第一百三十一条** 现阶段，水电、风电、光伏的市场化交易合同偏差电量暂不考核。对燃煤发电企业、余热余压余气发电企业、独立新型储能、核电企业、燃气发电企业因电网安全稳定运行、清洁能源消纳需要及供热影响等导致的负偏差电量，电力调度机构认定后可免于考核；对燃煤发电企业、余热余压余气发电企业、独立新型储能因电厂自身原因造成的正偏差电量，电力调度机构认定后予以考核；电力调度机构应在当月结算前向电力交易机构明确认定结果，并在电力交易平台披露上述认定结果。

**第一百三十二条** 对于电网故障、电网改造等非不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，电网企业应按相关时限要求，将停电信息及时告知相关经营主体，提醒经营主体及时调整交易计划，避免合同执行偏差，此后产生的相关经济责任由经营主体自行承担；对于不可抗力因素导致的合同电量执行偏差免于考核，实施办法另行制定。

**第一百三十三条** 发用电两侧产生的偏差考核费在退补追溯期结束后开展清算，按照发用电两侧各 50% 的比例进行分配。发用电两侧分别向当月未发生偏差考核的发电企业（按结算单元）和批发用户、售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）、电网企业代理购电工商业用户、独立新型储能等经营主体，按当月市场化结算电量等比例返还。现阶段，水

电、风电、光伏暂不参与当月的偏差考核费用返还。

## 第六章 市场监管和风险防控

**第一百三十四条** 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据福建能源监管办的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范、谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向福建能源监管办、福建省发改委提交市场监控分析报告。

**第一百三十五条** 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

- (一) 电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- (二) 发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- (三) 市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- (四) 因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
- (五) 福建能源监管办作出暂停市场交易决定的；
- (六) 市场发生其他严重异常情况的。

**第一百三十六条** 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向福建能源监管办、福建省发改委提交报告。

**第一百三十七条** 电力批发交易发生争议时，经营主体可

自行协商解决，协商无法达成一致时可提交福建能源监管办、福建省发改委调解解决，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

## 第七章 附则

**第一百三十八条** 本细则由福建能源监管办、福建省发改委组织电力交易机构在《福建电力市场运营基本规则(试行)》框架下制修订，经福建省电力市场管理委员会审议通过后，报福建能源监管办、福建省发改委审定后执行。

**第一百三十九条** 本细则适用于福建电力用户正式参与现货市场交易结算前的中长期电能量交易，与电力用户参与现货市场交易后相关规定不符的条款，按照现货交易相关规则执行。绿色电力交易参照《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》(发改能源〔2024〕1123号)、《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则(2024年修订稿)》相关要求执行。

**第一百四十条** 本细则自印发之日起施行。本细则与国家政策文件规定不符的，按国家政策文件规定执行。

## 附录：名词解释

1.电力批发市场：发电企业、批发用户、售电公司等各类经营主体之间通过市场化方式开展的交易活动的总称。

2.电力零售市场：售电公司与零售用户之间开展的交易活动的总称。

3.电能量市场：以电能量为交易标的物的市场。

4.中长期交易：符合注册基本条件的发电企业、电力用户、售电公司等经营主体，通过双边协商、集中竞价、挂牌和滚动撮合等市场化方式，开展的多年、年、多月（包括季度）、月、多日（包括旬、周）等不同周期的电力批发交易。

5.电力交易平台：基于电力系统及电力市场理论和电力市场运行规则，应用计算机、网络通信、信息处理技术，支撑市场运营机构开展电力市场交易的各项业务，保障经营主体参与市场权益的技术支持系统。

6.独立售电公司：不拥有配网运营权、不承担供电服务的售电公司。

7.配售电公司：拥有配网运营权、承担供电服务的售电公司。

8.批发用户：直接参与电力批发市场交易的电力用户。

9.零售用户：参与电力零售市场交易，向售电公司购电的电力用户。

10.用电单元：指电力用户在电力交易平台注册生效期间，由电力用户实际使用并建立绑定关系的用电户号。

11.可调节负荷：电力系统中具备技术条件并参与电网调度的负荷资源，可以是满足注册基本条件的大用户，也可以是聚合后的主体，具备按照电网调度指令或既定控制策略参与调节的能力。

12.负荷聚合商：将某一区域中各类可调节负荷实时运行信息汇集，进行统一管控和运营的服务提供商。聚合方式可以是单一聚合，如容量较大的大工业负荷；也可以多体聚合，如数量众多的分布式小负荷。

13.市场注册：经营主体进入电力市场参与交易前，按照注册基本规定或交易规则，通过电力交易平台向电力交易机构申报基本信息并具备参与市场条件的过程。

14.市场注销：经营主体退出市场时，按照交易规则，向电力交易机构申报注销申请信息并获准退出市场的过程。

15.签约关系：售电公司与电力用户达成的购售电关系或代理购电关系。

16.电力直接交易：符合基本条件的发电企业、电力用户、售电公司等经营主体，按照自愿参与的原则，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的购售电交易。

17.合同转让交易：将合同全部或部分电量转让给合同之外的第三方的交易。

18.双边协商交易：经营主体之间自主协商交易电量、交易价格等，并通过电力交易平台进行申报确认、出清，经安全校核后形成最终交易结果。

19.集中竞价交易：设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总经营主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

20.挂牌交易：经营主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量、价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

21.滚动撮合交易：在规定的交易起止时间内，经营主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

22.交易日：指市场运营机构统一组织开放交易申报与确认的日历日。

23.交易单元：指经营主体参加中长期各交易品种的基本单位。

24.报价：经营主体向市场运营机构提交电量、电价申报信息。

25.市场出清：电力市场根据市场规则通过竞争定价确定交易电力、电量和电价。

26.电子合同：由电力交易平台根据已发布的交易结果自动生成的，用于约定交易成交各方权利义务以及交易各项条款的电子协议，电子合同具备与纸质合同相同的法律效力。

27.合同示范文本：根据不同的交易类型和性质而制定的含有详细标准条款的合同文本。

28.交易计划：根据交易合同情况，在考虑系统负荷平衡

和网络安全约束的条件下，形成的交易电量或电力安排。

29.安全校核：电力调度机构对发电计划、市场出清结果、电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力电量平衡的过程。电力调度机构按照一定规则，对市场出清结果进行安全性、合理性校验的过程。

30.阻塞管理：消除输电阻塞的管理和控制措施，以及阻塞费用的分摊等。

31.市场结算：根据交易结果和市场规则相关规定，对经营主体保证金、盈亏、手续费、交割货款和其它有关款项进行的计算、划拨。

32.退补：由于结算规则调整、抄表和计算差错等原因，对历史月份结算电量、电价调整，增加或减少经营主体结算电费。