



随处一顾
Wandering Gaze

电力市场政策规则 学习笔记

电力中长期市场基本规则

发改能源规〔2025〕1656号

广东·广州 瀚海阳天

2026年2月



目 录

CONTENTS

(一) 规则目的与背景

(二) 规则版本更迭

(三) 规则总体内容简介

(四) 规则总体章节变化

(五) 规则总体内容变化

(六) 具体规则分析

(七) 学习展望



为贯彻落实加快建设**全国统一电力市场**要求，深化电力中长期市场建设，规范电力中长期交易行为，适应电力改革发展需要，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2024年第20号）、《**国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见**》（发改体改〔2022〕118号）等有关规定，组织修订了《**电力中长期交易基本规则**》，修订形成的《**电力中长期市场基本规则**》于2025年12月17日正式印发，并于2026年3月1日正式实施。



该规则与《电力市场运行基本规则》对应条款



提取文字 ... 更多功能

第六章 电能计量与结算 (运行规则23-29条)

- 第23-24条 (计量装置) → 中长期规则第71条 (遵循计量结算配套规则)
- 第25条 (计量点) → 中长期规则第69-70条 (共用计量点分摊规则)
- 第26条 (计量数据) → 中长期规则第24条 (电网企业提供并维护计量数据)
- 第27-29条 (结算) → 中长期规则第72-80条 (结算周期/方式/绿电单独结算)

第七章 系统安全 (运行规则30-33条)

- 第30条 (主体责任) → 中长期规则第18-21条 (设备维护+服从调度)
- 第31条 (调度机构职责) → 中长期规则第22条 (安全校核+检修安排)
- 第32-33条 (技术支持系统) → 中长期规则第84-88条 (交易平台功能+安全保障)

第八章 市场风险防控和监管 (运行规则34-37条)

- 第34条 (风险防控机制) → 中长期规则第89-92条 (风险类型+预警+干预)
- 第35条 (干预规则) → 中长期规则第92条 (紧急风险干预+报告披露)
- 第36条 (运营机构防控责任) → 中长期规则第23条 (交易机构监测预警+风险防控)
- 第37条 (反市场分割) → 中长期规则第7条 (跨省跨区常态化交易+区域互济)

第九章 信息披露 (运行规则38-40条)

- 第38条 (披露原则) → 中长期规则第81条 (披露周期/格式/保存期限)
- 第39条 (信息提供) → 中长期规则第22-24条 (各主体按规提供信息)
- 第40条 (规则制定) → 中长期规则第83条 (遵循信息披露配套规则)

第十章 法律责任 (运行规则41-42条)

- 第41条 (运营机构违规) → 中长期规则第94条 (依据《电力监管条例》处理)
- 第42条 (扰乱市场) → 中长期规则第95条 (扰乱秩序+危害系统安全处理)

第十一章 附则 (运行规则43-45条)

- 第43条 (配套规则) → 中长期规则第97条 (区域/跨省实施细则制定)
- 第44条 (解释权) → 中长期规则第96条 (国家发展改革委+国家能源局解释)
- 第45条 (施行与废止) → 中长期规则第98条 (施行时间+旧规废止)



提取文字 ... 更多功能

第一章 总则 (运行规则1-3条)

- 第1条 (制定依据) → 中长期规则第1条 (明确以运行规则为制定依据)
- 第2条 (适用范围) → 中长期规则第3条 (适用于全国中长期市场全流程管理)
- 第3条 (监管主体) → 中长期规则第31/38/94条 (价格监管、限价设置、违规处理涉及监管机构)

第二章 电力市场成员 (运行规则4-9条)

- 第4条 (成员构成) → 中长期规则第4条 (成员分类一致) + 13-24条 (各主体权利义务细化)
- 第5条 (注册制度) → 中长期规则第10条 (注册/变更/注销流程+实名认证)
- 第6条 (运营机构职责) → 中长期规则第22条 (调度机构义务) + 23条 (交易机构义务)
- 第7条 (电网企业职责) → 中长期规则第17条 (电网企业权利) + 24条 (电网企业义务)
- 第8条 (经营主体义务) → 中长期规则第18-21条 (发电企业/售电公司/用户/新型主体履约义务)
- 第9条 (管理委员会) → 中长期规则第38条 (管理委员会可提限价建议)

第三章 交易类型与方式 (运行规则10-14条)

- 第10条 (交易类型) → 中长期规则第25-29条 (电能量交易细分) + 26条 (绿电交易新增细分)
- 第11条 (中长期交易定义) → 中长期规则第2条 (交易维度明确) + 25条 (交割周期细分)
- 第12条 (辅助服务交易) → 中长期规则第18条 (发电企业提供辅助服务) + 22条 (调度机构执行)
- 第13条 (容量交易) → 中长期规则第18条 (发电企业承诺有效容量)
- 第14条 (统一市场建设) → 中长期规则第7条 (跨省与省内交易耦合) + 9条 (统一技术系统)

第四章 电能量交易 (运行规则15-17条)

- 第15条 (交易组织) → 中长期规则第40条 (交易组织主体) + 42-43条 (交易日历/公告)
- 第16条 (主体交易行为) → 中长期规则第5条 (禁止操纵价格) + 18-21条 (合规义务)
- 第17条 (交易校核) → 中长期规则第56-63条 (交易出清+电网安全校核全流程)

第五章 电力辅助服务交易 (运行规则18-22条)

- 第18-19条 (辅助服务分类) → 中长期规则第18条 (发电企业提供辅助服务)
- 第20条 (公平准入) → 中长期规则第4条 (所有成员公平参与市场)
- 第21条 (规则制定) → 中长期规则第31条 (价格结算实施细则制定)
- 第22条 (考核管理) → 中长期规则第22条 (调度机构按规考核)



承接 2016、2020 版规则的实践积淀，顺应**全国统一大市场**建设与**新型电力系统**构建的部署要求，适配**双碳目标**下**新能源全面入市**、**新型经营主体涌现**的发展新形势，破解以往**市场衔接不畅**、**规则协同不足**等突出问题。

以“**统一规则、市场配置**”为核心导向，通过**统一技术标准**、**规范交易时序**夯实全国统一市场建设基础；以**全周期交易机制**适配新能源发展特性，支撑能源低碳转型；以**放开新型主体准入**、**强化与现货市场衔接**激活市场活力；以**风险防控**、**信用管理**、**市场监管**严守市场合规底线，最终实现**电力保供**、**低碳转型**、**价格稳定**多元目标的协同平衡。



目 录

CONTENTS

(一) 规则目的与背景

(二) 规则版本更迭

(三) 规则总体内容简介

(四) 规则总体章节变化

(五) 规则总体内容变化

(六) 具体规则分析

(七) 学习展望



电力中长期交易基本规则（暂行）

第一章 总则

第一条 为规范各地电力现货市场启动前的电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，根据《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）及其配套文件和有关法律、法规规定，制定本规则。

第二条 本规则适用于中华人民共和国境内现阶段各地开展的电力直接交易、跨省跨区交易（跨省跨区电力调度控制区）、合同电量转让交易等。随着竞争性环节电价放开或者发用电计划电量放开达到一定比例，或者合同执行偏差电量无法按照本规则规定的方法解决时，各地应当启动电力现货市场建设，建立以电力中长期交易和现货交易相结合的市场化电力电量平衡机制。

第三条 本规则所称电力中长期交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户和独立辅助服务提供者等市场主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周等日以上电力交易。

优先发电电量和基数电量现阶段视为厂网双边交易电量，签订厂网购售电合同，纳入电力中长期交易范畴，其全部电量交易、执行和结算均应符合本规则相关规定，辅助



电力中长期交易基本规则

第一章 总则

第一条 为规范电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《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）及其配套文件和有关法律、法规规定，制定本规则。

第二条 未开展电力现货交易的地区，电力中长期交易执行本规则。开展电力现货交易的地区，可结合实际，制定与现货交易相衔接的电力中长期交易规则。

第三条 本规则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力现货交易。

执行政府定价的优先发电电量和合同能源煤（气）机组的基数电量（二者统称为计划电量）视为厂网双边交易电量，签订厂网购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本规则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

第四条 电力市场主体应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。



电力中长期市场基本规则

第一章 总则

第一条 为加快推进全国统一电力市场体系建设，规范电力中长期交易行为，依法保护电力市场经营主体合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，落实《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）要求，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力市场运行基本规则》及有关配套规定，制定本规则。

第二条 本规则所称电力中长期市场，是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、日内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

第三条 本规则适用于全国范围内电力中长期市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理。

第四条 本规则所称电力市场主体包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第五条 电力市场主体应当严格遵守市场规则，自觉自律，不

电力中长期交易基本规则（暂行） 发改能源〔2016〕2784号

发布日期 2016年12月29日

发布日期
实施日期

实施日期 2016年12月29日

意义

电力体制改革后首个
全国性中长期交易规则

电力中长期交易基本规则 发改能源规〔2020〕889号

发布日期 2020年06月10日

实施日期 2020年06月10日

首个相对完整的
全国性中长期交易规则

电力中长期市场基本规则 发改能源规〔2025〕1656号

发布日期 2025年12月17日

实施日期 2026年03月01日

首个适合电力现货市场
的全国性中长期市场规则



目 录

CONTENTS

(一) 规则目的与背景

(二) 规则版本更迭

(三) 规则总体内容简介

(四) 规则总体章节变化

(五) 规则总体内容变化

(六) 具体规则分析

(七) 学习展望

总则

- 制定目的** 规范交易、保护权益、统一市场
- 适用范围** 全国中长期市场全流程
- 市场定义** 注册主体开展多周期电力交易
- 市场成员** 经营主体+运营机构+电网企业
- 基本原则** 统一、开放、竞争、有序

总体要求

- 统筹建设** 衔接中长期与现货市场
- 交易衔接** 跨省跨区与省内动态耦合
- 统一标准** 注册、交易、结算等统一
- 技术系统** 四统一(架构/标准/功能/规范)

市场成员

- 注册** 按规注册、实名认证、变更注销
- 权利** 各主体合法权益
- 义务** 遵守规则、履行合同、披露信息等

交易品种和价格机制

- 交易品种** 多周期电能量+绿电+合同转让
- 价格机制** 市场形成、绿电双价分离、设上下限
- 组织主体** 跨区/省内交易机构分工

交易组织

- 交易约束** 关键参数、电网安全约束
- 出清流程** 申报→预成交→安全校核→成交
- 绿电组织** 一一对应、溯源、灵活调整

交易校核

- 出清校核** 交易机构负责, 限定实现
- 安全校核** 调度机构负责, 未过则削减
- 异议处理** 1工作日提, 1工作日答复

合同管理

- 签订** 电子合同+确认单, 绿电明确溯源
- 执行** 汇总合同, 紧急调度事后披露

计量结算

- 计量** 拆分规则、区分上下网电量
- 结算** 按月结算、差价/差量结算, 绿电分开结算
- 绿证** 按电量核发并转划

信息披露

- 周期** 年/季/月/周/日
- 时限** 保留≥2年, 封存5年
- 异议** 向交易机构提, 相关主体解释

技术支持系统

- 核心功能** 注册、交易、结算等模块
- 互联互通** 数据交互、注册互通
- 保障** 备用系统、实时监测预警

风险防控及争议处理

- 风险类型** 供需/价格/竞争/技术等风险
- 防控** 制定预案、监测预警、干预措施
- 争议** 协商→协调→仲裁/诉讼

法律责任

- 违规处理** 依相关条例处罚
- 禁止干预** 不得干预市场
- 刑事责任** 构成犯罪的依法追究

附则

- 解释权** 国家发改委、国家能源局
- 实施细则** 交易机构拟定, 按权限批复
- 施行** 2026.3.1施行, 有效期5年, 废止旧规



目 录

CONTENTS

(一) 规则目的与背景

(二) 规则版本更迭

(三) 规则总体内容简介

(四) 规则总体章节变化

(五) 规则总体内容变化

(六) 具体规则分析

(七) 学习展望



新增第二章“总体要求”、第十章“市场技术支持系统”、第十二章“法律责任”。

合并《电力中长期交易基本规则》中“市场成员”与“市场注册、变更与注销”章节为《电力中长期市场基本规则》中“**市场成员**”章节。

合并《电力中长期交易基本规则》中“交易品种和交易方式”与“价格机制”章节为《电力中长期市场基本规则》中“**交易品种和价格机制**”章节。

更改《电力中长期交易基本规则》中“安全校核”章节为《电力中长期市场基本规则》中“**交易校核**”章节。

绿色电力交易不再形成专章，并入电力中长期交易基本规则中形成常规交易品种。



目 录

CONTENTS

(一) 规则目的与背景

(二) 规则版本更迭

(三) 规则总体内容简介

(四) 规则总体章节变化

(五) 规则总体内容变化

(六) 具体规则分析

(七) 学习展望



完善经营主体覆盖范围，明确各类经营主体的权利与义务，规范各市场环节运行，适配**新能源主体**及**新型经营主体**参与电力中长期市场的新情形，强化市场成员的分工与职责，彰显“**权责利相统一**”的规制理念，进一步彰显**市场公平**与**社会法治**精神。

完善多层次、多周期的电力中长期市场体系，推动跨区跨省交易协同、不同周期中长期交易协同，以及现货市场与中长期市场协同。

完善绿色电力交易机制，扩大可参与绿电交易的**主体范围**与**交易周期**，提升交易灵活性与市场流动性，强化交易**可溯源性**与**市场成员关联性**，保障绿色环境价值的唯一属性。

提升交易流程与市场信息的时效性和有效性，明确各交易流程及市场信息处理的**时限要求**，合理设置申报限额以增强市场**信息有效性**，持续提高市场**信息透明度**，降低市场运行成本。

强化市场监管、风险处置与信用管理工作，明晰**市场监管**执行部门及其职责，厘清各类**市场风险类型**，完善履约保函等**信用管理措施**。



目 录

CONTENTS

(一) 规则目的与背景

(二) 规则版本更迭

(三) 规则总体内容简介

(四) 规则总体章节变化

(五) 规则总体内容变化

(六) 具体规则分析

(七) 学习展望



观点1

完善经营主体覆盖范围，明确各类经营主体的权利与义务，规范各市场环节运行，适配**新能源主体及新型经营主体**参与电力中长期市场的新情形，强化市场成员的分工与职责，彰显**“权责利相统一”**的规制理念，进一步彰显**市场公平与社会法治精神**。



第四条

本规则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

电力中长期交易基本规则（暂行） 发改能源〔2016〕2784号

- 市场成员包括各类发电企业、售电企业、电网企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构和独立辅助服务提供者等。

电力中长期交易基本规则 发改能源规〔2020〕889号

- 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。

电力中长期市场基本规则 发改能源规〔2025〕1656号

- 本规则所称**电力市场成员**包括经营主体、电力市场运营机构和**电网企业**。其中，**经营主体**包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；**电力市场运营机构**包括电力交易机构、电力调度机构。

进一步涵盖了新型储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体，即**完善经营主体覆盖范围**，与《**电力市场运行基本规则**》保持一致。



进一步明确新型储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体参与中长期市场的相关规定，包括权利、义务、交易限额、参与绿电交易要求、聚合服务合同要求、计量结算方法、电能量结算方法，具体条款如下：

- 第十六条 新型经营主体的权利
- 第二十一条 新型经营主体的义务
- 第四十七条 新型经营主体交易申报限额确定方法
- 第五十四条 新型经营主体参与绿电交易要求
- 第六十四条 聚合类新型经营主体与分散资源签订聚合服务合同
- 第七十条 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源计量结算方法
- 第七十六条 资源聚合类新型经营主体与分散资源之间的电能量价格结算方法

明确各类经营主体的权利与义务，本规则首次采用分开阐述权利与义务的方式，与《电力辅助服务市场基本规则》和《电力市场计量结算基本规则》中表达方式不同，具体条款为

- 市场成员权利：第十三条-第十七条

售电公司的权利变化：明确“根据用户授权获取其历史用电负荷信息”。

电网企业的权利变化：新增“对逾期未付款售电公司，可向交易机构申请使用其履约保函/保证金”。



➤ 市场成员义务：第十八条-第二十四条

发电企业的义务变化：细化辅助服务要求(需提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息等)，明确“依法依规提供相关市场信息”的具体执行标准，强化了调度配合的信息支撑。

售电公司的义务变化：新增在交易平台公示所有零售套餐，强化用户信息保密义务，明确“依法依规履行可再生能源消纳责任”的刚性要求，需按规定提交履约保函/保证金。

电力用户的义务变化：将“清洁能源消纳责任”细化为“可再生能源消纳责任和消费义务”，明确需“按市场规则提交交易电量需求、典型负荷曲线”。

电网企业的义务变化：细化“代理购电服务”，需分别预测居民、农业、代理购电用户的用电量及负荷曲线；强化信息保密义务，明确按期出具电费账单的时限要求。

电力交易机构的义务变化：新增执行市场干预措施后需向经营主体公布干预原因；明确信息保密义务；要求实现注册信息互通互认。

电力调度机构的义务变化：新增配合开展电力中长期市场分析和运营监控；明确动态更新电网安全约束信息。



第二十八条

未履行的合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。

- **新增**了合同转让交易中“**相关权责一并转让**”的表述。意味着转让不仅涉及“电量”，还包括合同项下的全部权利（如电价执行权、绿证归属权）和义务（如偏差考核责任、辅助服务分摊义务），解决了前两版“仅转让电量、权责模糊”的问题。
- **绿色电力交易**单独设置了“**相关方协调一致**”，常规合同转让未强制要求“各方协商”（仅需符合准入和安全校核）。补充“绿电合同转让应一并转让对应的绿电环境价值”，确保绿电的“绿色属性”可追踪（如绿证需随合同转让划转至受让方）。允许“开展绿电合同转让”，但需以“绿电环境价值可溯源”为前提，平衡流动性与属性真实性。



第四十条

NEW!

跨电网经营区电力中长期交易由北京电力交易中心、广州电力交易中心联合组织，跨省跨区电力中长期交易由北京电力交易中心、广州电力交易中心按照电网经营区组织，省内电力中长期交易由各省（区、市）电力交易机构组织。鼓励跨省跨区电力中长期交易与省内电力中长期交易联合组织。跨省跨区专项输电工程配套的新能源外送大基地项目等参与电力中长期市场的方式另行规定。



分析

- 构建“省内 + 跨省跨区 + 跨电网经营区”多层次市场架构，符合《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》中提出的建设全国统一电力市场体系的基调。
- 进一步明确跨区域交易的执行机构，通过划分北交、广交及省级交易机构的职责边界，解决过往跨区域交易执行主体模糊、规则不一的问题，保障交易流程标准化。
- 明确执行主体为跨电网、跨省交易提供了固定协调载体，促进电力资源在更大范围互济互补，同时为新能源外送大基地等专项项目预留差异化路径，支撑绿色电力跨区域消纳。



第四十一条

电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

NEW!



分析

- 电力交易平台需具备连续开市、实时申报、滚动撮合、动态结算、风险监测等全流程功能，才能支撑“月内按日连续交易”的机制设计，避免因功能缺失导致交易中断或流程卡顿，为连续运营提供技术可行性。
- 人员配置精准对应平台功能模块（交易组织保障交易有序开展、结算人员确保资金及时清算、运营监测防范实时风险、技术保障解决系统突发问题），通过专业化分工实现“7×24小时级”的运营支撑，避免因人力不足导致功能闲置或运营漏洞。



第五十六条

NEW!

电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

- “安全校核” 改为 “电网安全校核”，并明确执行机构。
- “交易校核” 改为 “交易出清校核”，并明确执行机构。

第五十七条

NEW!

交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。涉及跨省跨区的交易，交易出清校核由北京电力交易中心、广州电力交易中心组织各省（区、市）电力交易机构完成。

- 明确了“交易出清校核”的内容及跨省跨区交易中交易出清校核的执行机构。



第五十九条

电网安全校核按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行。跨省跨区交易预成交结果发布后，电力交易机构将预成交结果推送至电力调度机构进行电网安全校核。跨省跨区数年交易，应逐年开展电网安全校核；月内交易根据交易组织时间按日统一推送至电力调度机构开展电网安全校核。

- 首次以国家规则形式锚定“全国统一的校核技术标准”，无论省内还是跨省跨区交易，均需**遵循同一技术规范**，避免“同一条通道、同一笔交易因省份不同导致校核结果差异”。
- 推送主体明确“跨省跨区交易预成交结果发布后，电力交易机构将预成交结果推送至电力调度机构”，**杜绝“交易机构与调度机构互相推诿”**。
- 调度机构需在**规定时限**返回结果，交易机构同步启动“逆序削减”。



第六十一条

电网安全校核未通过时，电力调度机构将越限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。

- 新规定电力调度机构需“主动推送越限信息”，明确了**电力调度机构需要履行的义务**，避免了机构之间权责的模糊边界。
- 电力调度机构需“以规范、统一的形式推送越限信息”至电力交易机构，**提高信息交互的效率，使得机构双方存在共同语言，避免信息错误传达，提高信息的准确性。**
- 在交易平台上公布电网安全校核未通过原因，**避免暗箱操作，体现信息透明，保障市场成员知情权，维护电力市场的公平**，存在唯一优先级导向但缺乏明确的优先级说明，需要在各省的实施细则中明确规定。



第九十四条

对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，电力监管机构依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

NEW!



分析

- 明确将“电网企业、电力市场运营机构（电力交易机构、调度机构）、经营主体（发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体）”纳入追责范围，覆盖所有市场参与方，通过清晰界定对象，避免因主体遗漏导致的“监管空白”。
- 首次明确援引《电力监管条例》《电力市场监管办法》的具体条款，而非旧版的“模糊依据”，法律依据具体化，压缩自由裁量权。
- 明确“电力监管机构”为唯一追责主体（即国家能源局及其派出机构），排除地方政府部门的多头干预。可避免地方因保护本地电厂、限制跨省电力流入等“地方保护主义”行为，对违规主体选择性执法，例如某省电网企业限制省外绿电落地，电力监管机构可跨区域统一追责，保障电力要素全国自由流动。



第九十四条

对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，电力监管机构依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

NEW!

第三十一条

电力企业违反本条例规定，有下列情形之一的，由电力监管机构责令改正；拒不改正的，处10万元以上100万元以下的罚款；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分；情节严重的，可以吊销电力业务许可证：

- (一)不遵守电力市场运行规则的；
- (二)发电厂并网、电网互联不遵守有关规章、规则的；
- (三)不向从事电力交易的主体公平、无歧视开放电力市场或者不按照规定公平开放电网的。

第三十三条 电力调度交易机构违反本条例规定，不按照电力市场运行规则组织交易的，由电力监管机构责令改正；拒不改正的，处10万元以上100万元以下的罚款；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分。

电力调度交易机构工作人员泄露电力交易内幕信息的，由电力监管机构责令改正，并依法给予处分。

第三十四条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由电力监管机构责令改正；拒不改正的，处50万元以上500万元以下的罚款；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- (一)拒绝或者阻碍电力监管机构及其从事监管工作的人员依法履行监管职责的；
- (二)提供虚假或者隐瞒重要事实的文件、资料的；
- (三)未按照国家有关电力监管规章、规则的规定披露有关信息的。



第九十四条

对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，电力监管机构依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

NEW!

第三十六条 **电力市场成员**违反本办法规定，有下列情形之一的，依照《电力监管条例》第三十一条的规定处理：

- （一）未按照规定办理电力市场注册手续的；
- （二）提供虚假注册资料的；
- （三）未履行电力系统安全义务的；
- （四）有关设备、设施不符合国家标准、行业标准的；
- （五）行使市场操纵力的；
- （六）有不正当竞争、串通报价等违规交易行为的；
- （七）不执行调度指令的；
- （八）发电厂并网、电网互联不遵守有关规章、规则的。

第三十八条 **电力市场运营机构**违反本办法规定，有下列情形之一的，依照《电力监管条例》第三十三条的规定处理：

- （一）未按照规定办理电力市场注册的；
- （二）未按照电力市场运行规则组织电力市场交易的；
- （三）未按照规定公开、公平、公正地实施电力调度的；
- （四）未执行电力调度规则的；
- （五）未按照规定对电力市场进行干预的；
- （六）泄露电力交易内幕信息的。

第三十九条 **电力企业、电力市场运营机构**未按照本办法和电力市场运行规则的规定披露有关信息的，依照《电力监管条例》第三十四条的有关规定处理。



第九十五条

NEW!

任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。



分析

- 明确将“危害电力市场技术支持系统安全”纳入追责范围，覆盖电力交易平台、计量结算系统、绿电溯源系统的安全风险，包括：黑客攻击交易平台篡改成交数据；恶意代码破坏绿电溯源区块链系统；非法获取交易平台内用户隐私数据（如售电公司客户的负荷曲线）。结合当前电力交易“全线上化”趋势，此条款填补了旧版对“技术安全违规”的追责空白。
- 旧版规则未提及“刑事追责”，仅依赖行政处分；新版明确“构成犯罪的依法追究刑事责任”，实现与《刑法》《网络安全法》的衔接。
- 通过“统一监管主体、统一法律依据、统一惩戒标准”，避免地方因规则差异导致的“监管套利”（如某省对操纵市场仅罚款，另一省则吊销许可证），为电力跨省跨区交易、绿电全国流通提供公平环境。
- 针对新能源高比例接入、新型主体（虚拟电厂、储能）入市、交易全线上化带来的新风险（如绿电造假、技术攻击），条款将监管范围从“传统交易违规”扩展到“技术安全、行政干预”，实现“全场景覆盖”。
- 从“原则性监管”转向“法条化执法”，让市场主体清晰知晓“可为与不可为”，同时约束监管机构的执法行为（需严格按援引条款追责），体现“市场化、法治化”的改革导向。



观点2

完善多层次、多周期的电力中长期市场体系，推动跨区跨省交易协同、不同周期中长期交易协同，以及现货市场与中长期市场协同。



第二条

本规则所称电力中长期市场，是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。



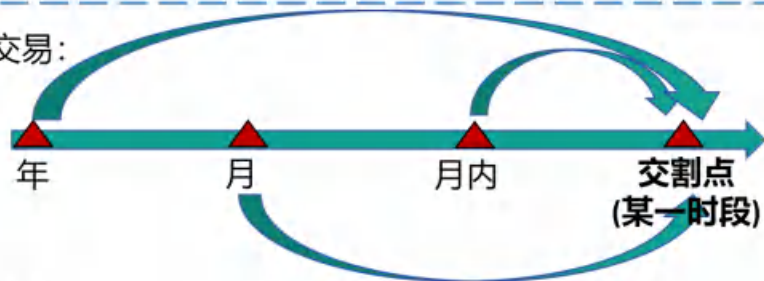
分析

与中长期交易相关的时间概念，至少有两个含义：远、长。这里也比较明确的对两个概念进行了区分。

“未来”（远）：说明是提前进行的，对未来的电力或服务的交易，该交易价格与现货价格的差异主要与**信息及不确定性**有关；

“某一时期内”（长）：说明进行的是一定长度的时间范围内的电力或服务的交易，该交易价格与**较短期的某个时间“点”（spot）**的电力或服务的价格的差异有关，还与**块内不同的时间点的电力或服务的价差差异**有关。

远期交易：



长期交易：





第六条

NEW!

统筹推进电力中长期市场、电力现货市场建设，在**交易时序**、**交易出清**、**市场结算**等方面做好衔接，发挥电力中长期市场在平衡电力电量长期供需、稳定电力市场运行等方面的基础作用。适应新能源出力波动特点，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。



分析

- **核心**：中长期与现货市场衔接的关键是**价格衔接**，当前衔接不畅的核心症结是价格不一致，远期、长期交易的中长期价格均需与现货价格适配。
- **价格衔接内涵**：中长期与现货的两者价格水平基本一致。**远期差价**源于预测偏差及风险溢价；**长期差价**体现打包、组合、批发价值。我国市场中，另有以下因素加剧价格错位：

1) 中长期市场的政策承载

市场建设初期，中长期市场需承担稳价、保障发电合理收入等政策目标，约束交易价格与交易量（理想状态下此类目标应通过市场外独立机制实现）。

2) 现货市场定价机制差异

中长期价格反映电能综合成本，现货发电收入含分时电能收入、补偿费用等多部分，导致价格不一致。且多数地区对三部制报价机组未全额补偿成本，易引发策略性报价，使分时电价偏离系统边际成本。



第七条

NEW

促进跨省跨区电力中长期交易（以下简称“跨省跨区交易”）与省（区、市）电力中长期交易（以下简称“省内交易”）相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面动态衔接。

开展跨电网经营区常态化交易。鼓励区域内省间交易机制创新，协同推进区域电力互济、调节资源灵活共享。



建议

跨省跨区与省内交易耦合核心维度：

- **经济责任耦合**：明确中长期合同物理履约义务，界定保供、消纳场景下交易双方责任边界。
- **价格形成机制耦合**：强化省间机制一致性，适配现货市场推广，提升资源配置效率、降低整体成本。
- **输电定价机制耦合**：统筹衔接跨区与省内输电定价规则，保障交易公平性。
- **电网约束耦合**：联动电网传输能力与安全约束条件，实现跨区与省内交易动态适配。



第二十五条

根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能交易。数年、年度、月度交易应定期开市，可探索连续开市；月内交易原则上按日连续开市。

原则上，数年交易以1年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内交易以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。



分析

- 涉及三个概念：**交易标的物的性质、标的物的交割期的时长，进行交易的频率。**
- 中长期交易电量含多年、年度、月度、日度、小时级等时长，现货市场建立前后核心差异在时间粒度与执行规则。以年度电量为例，建立前最小粒度为月，**分解至月**即可，小时级电量可滚动执行；建立后需**细化至小时级**且不可滚动，未执行部分按差价结算。核心原因是**现货市场下不同小时电量价值不同，视为独立产品。**



第三十九条

NEW!

逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。



分析

- 此前月内等短周期中长期交易的限价，与现货市场限价常存在明显脱节（如中长期限价偏刚性、现货限价随供需动态调整），导致同一时段电力价格信号矛盾。推动两者限价贴近，本质是让短周期中长期交易的价格约束与现货市场对齐，强化价格信号的一致性与有效性。
- 月内周期已接近现货的“近实时”维度，契合新能源出力、用电负荷的短周期波动规律。限价贴近后，短周期中长期交易的价格能更精准反映电力的时空价值，既帮助新能源企业通过月内交易匹配出力节奏，也引导用户灵活调整用电行为，助力高比例新能源消纳。
- 条款强调“逐步推动”，而非直接统一限价，是在政府主导限价的风险防控基础上，通过“限价贴近”适度提升短周期交易的市场属性，既避免完全放开限价带来的波动风险，又通过价格协同减少市场扭曲，为后续更深层次的市场化改革积累实践经验。



第七十二条

NEW!

电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。



分析

- 这种变化核心驱动是**现货市场的引入**，同时适配了电力市场短周期交易深化的需求。
- 旧条款的“按月清算”无法精准匹配现货的日度价格波动，新版“按日清分”可细化每日的偏差数据，准确核算偏差对应的现货价差，实现“中长期合同稳基荷、现货市场调偏差”的协同结算逻辑，这是**现货市场引入后，中长期与现货市场结算衔接的必然要求**。
- 旧条款区分“年度/月度交易”与“多日交易”的清算规则，而随着现货市场推进，“多日交易（月内、日内）”等短周期中长期交易占比提升，其**结算节奏需贴近现货的高频特性**。

第七十三条

NEW!

电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定。



分析

- **与各地的现货市场组成有关**，部分地区同时有日前市场和实时市场，部分地区只有实时市场。
- **还与日前市场的功能定位有关**，只具备机组组合功能或者具备结算功能。



第七十四条

电力中长期市场结算可按差价结算或差量结算方式开展。

已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

NEW!



分析

- 明确可选择“差价结算”或“差量结算”，引入**差价结算**的本质是**用金融化工具衔接中长期与现货**。
- 原版对“已注册未开展交易主体执行目录电价”的规定，是计划电向市场电过渡的残留设计，但也导致部分主体“注册不入市”。新版**统一按偏差结算**，彻底打破这一局面，核心目的是**倒逼所有注册主体纳入市场化轨道**。



观点3

完善绿色电力交易机制，扩大可参与绿电交易的**主体范围与交易周期**，提升交易灵活性与市场流动性，强化交易**可溯源性与市场成员关联性**，保障绿色环境价值的唯一属性。



第二十六条

绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）。



分析

删除了“初期，参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。”表述。

- 绿电的“环境价值”不再与发电技术类型绑定，而是基于其可再生属性统一核算，形成标准化绿证价值体系，契合“统一市场、公平竞争”原则，避免了不同可再生能源类型间的政策歧视，为多元化可再生能源发展创造平等市场环境；
- 允许市场主体根据资源禀赋、技术成本、出力特性自主选择交易策略，促进绿色电力资源在更大范围优化配置；
- 为水电等传统可再生能源提供新的价值实现渠道，助力其从“计划电量”向“市场电量+绿色溢价”转型。



第二十七条

绿电交易主要包括跨省跨区绿电交易（含跨电网经营区绿电交易）、省内绿电交易，其中：跨省跨区绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力交易平台向非本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

跨电网经营区绿电交易是指由电力用户或售电公司向跨电网经营区的发电企业购买绿色电力的交易。

省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。



分析

新增了与“跨电网经营区绿电交易”相关的表述。

- 我国在双碳目标牵引下，应对新能源资源与负荷需求跨电网错配、推进全国统一电力市场建设的关键举措。其**核心背景**在于：新能源富集区与消费中心分属不同电网经营区，**原有省内及单一电网内交易已难以满足大范围资源调配需求**；同时，**市场主体跨区域绿电采购、碳足迹管理的诉求日益迫切，新型电力系统也需更大范围的资源互济来平抑波动**。
- 这一表述的落地，将打破电网经营区壁垒，通过**北京、广州、内蒙古电力交易中心**的专业化组织，实现绿电跨国家电网、南方电网、蒙西电网等经营区高效流转，显著提升全国绿电资源配置效率，同时增强电力系统韧性，赋能市场主体实现低碳合规目标。



第三十三条

绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。



分析

- **在价格组成层面**，“绿证价格”表述改为“绿色环境价值”，“绿证价格”侧重绿证作为交易凭证的货币量化结果，易被解读为“证书本身的价格”；而“绿色环境价值”直指绿电的核心属性，即风电、光伏等可再生能源替代化石能源所带来的减排、环保等生态效益，明确该价值是绿电本身的固有属性，绿证只是其量化与流转的载体，避免本末倒置。
- **在计算方法层面**，**强化独立核算与不可替代性**，结合规则中“不纳入峰谷分时电价及力调电费计算”的要求，“绿色环境价值”的表述更能体现其独立于物理电能量的特性，表明它不是常规电价的附加项，而是**需单独核算、保障的生态权益**，这与“双碳”目标下对绿电环境效益的刚性需求相契合，避免**生态价值**被常规电力交易规则稀释。
- **在概念共识层面**，“价值”比“价格”更具原则性和统一性，可跨越不同区域的交易场景（如跨省跨区绿电交易、省内零售交易），形成**全国一致的绿电环境效益认知**。



第五十一条

NEW!

绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。



分析

随着“双碳”目标推进，越来越多企业将“绿电消费”纳入 ESG（环境、社会和治理）考核，但“溯源模糊”导致用户面临两大痛点：一是“买了绿电却无法证明”（如无溯源记录，ESG 报告无法采信）；二是“绿电环境价值被截留”（如售电公司隐瞒绿证，用户无法获得减排权益）。只有跨区绿电属性可追溯、责任可划分，才能吸引更多用户采购省外绿电。

第五十二条

鼓励经营主体参与数年绿电交易，探索数年绿电交易常态化开市机制。

数年周期（通常 2-5 年）与风电、光伏等新能源项目“投资回收周期长（15-25 年）、出力稳定（长期预测可实现）”的特性高度匹配，解决“短期交易与长期项目不匹配”的矛盾。

合同需约定“数年周期内的违约责任”，如用户提前终止合同需赔偿新能源企业的投资回收损失，保障长期履约。

数年绿电合同为新能源企业提供“长期现金流保障”，降低投资回报不确定性。

数年绿电合同可作为新能源项目融资的“增信材料”，金融机构可基于合同确认项目收益，降低融资门槛。



第五十三条

售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至代理用户。



分析

- 要求“提前建立代理关系”，售电公司需先有用户需求才能申报，**从源头杜绝“无真实需求的投机交易”**，让绿电价格回归供需本质。
- 要求“绿电需求电量全部关联至代理用户”，**每千瓦时绿电均对应唯一用户**，结合“绿证随交易划转”，**确保“电证一体、一电一主”**，避免因无电量关联要求，售电公司可将同一批绿电“拆分处置”：将电能量按普通电卖给用户 A，将环境价值（绿证）卖给用户 B，形成“电证分离”；或向多个用户出售同一批绿电的环境价值，导致“一电多卖”。
- 通过代理合同明确权责和交易平台披露关联信息，**用户可查询绿电溯源、价格构成及偏差责任，且可通过合同约定维权，提升话语权。**
- 要求售电公司关联受端用户，送受端可**基于关联信息明确消纳责任**，推动跨省绿电交易规模化。



第五十四条

虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。 NEW!



分析

- 将虚拟电厂（负荷聚合商）归为“资源聚合类新型经营主体”，赋予其**市场准入资格**，针对**虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易**，**单独制定操作要求**，明确其交易角色与流程。
- 虚拟电厂需“提前与分布式新能源建立**聚合服务关系**”，**明确双方权责**（如电量归属、收益分配），形成合法交易基础。虚拟电厂申报电量关联至具体分布式项目，正是**绿电溯源的核心环节**，**避免同一批绿电重复售卖环境价值**。

第五十五条

绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，建立灵活**的合同调整机制**，按月或更短周期开展合同转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。 NEW!



分析

- 支持“按月或更短周期”调整（如按周、按日），可**快速响应新能源出力波动**，短周期转让可同步参考现货价格信号（如绿电转让价格与现货日前价格联动），**避免绿电价格与市场供需脱节**。
- 转让内容包括“电能量使用权+绿电环境价值（对应绿证）”，确保**绿电全链条属性唯一、不重复**。
- 转让后对应的绿证需从卖方账户划转至买方账户，**形成“合同转让—绿证划转”的闭环溯源**。



第六十六条

绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

- 强调绿色电力交易的溯源性。

第七十七条

绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本章相关条款开展结算。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。



- 衔接136号文的做法。



第七十八条

绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量）、用电侧电量三者取小的原则确定。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。



分析

- **新增**绿色环境偏差补偿费用的规定，针对实际交付的绿电对应的环境价值与合同约定不符而产生的补偿性费用，**避免因环境价值偏差导致用户“买了绿电却无法抵扣碳排放”，从而提升市场主体参与绿电交易的信心。**

第七十九条

绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。



观点4

提升交易流程与市场信息的时效性和有效性，明确各交易流程及市场信息处理的**时限要求**，合理设置申报限额以增强市场**信息有效性**，持续提高市场**信息透明度**，降低市场运行成本。



第四十三条

交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少3个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少1个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。



分析

- 根据交易周期长短、影响范围大小**设定不同发布时限**，**贴合实际交易需求**。数年、年度交易涉及金额大、周期长、决策复杂度高，3个工作日的提前公告，能让市场主体充分测算供需、评估风险、制定交易策略；**月度交易**周期较短，1个工作日的时限既满足基础准备需求，又避免流程拖沓；**连续开市交易**本身具备高频灵活特性，不重复发布公告则简化冗余流程，适配新能源出力波动下的即时交易需求。
- 明确统一的公告发布时限标准，替代了过往可能存在的模糊要求，**避免因“发布时间不统一”导致部分主体信息获取滞后**，**确保所有市场主体在同等信息条件下参与交易**。同时，公告提前发布让交易规则、参数、约束条件等**信息充分公开**，**减少暗箱操作空间**，**保障交易过程的透明度**，为后续交易申报、出清等环节的顺利开展奠定基础。



第四十四条

在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。



分析

- 关键参数是**市场主体制定交易策略的核心依据**。提前明确且不得临时调整，能避免部分主体因“提前知晓调整信息”形成优势，或因突发调整导致已制定的申报方案失效，从源头杜绝“暗箱操作”空间，确保无论大小主体、新旧主体都享有同等信息权与竞争权，**根除信息不对称**。
- **关键参数的稳定性**，能让市场主体**精准测算风险与收益**，**敢于签订长期合约、开展规模化交易**。若参数随意变动，会导致主体因“规则不可控”不敢投入长期交易，进而削弱市场对冲风险、稳定供需的核心功能，影响绿电 PPA、跨区域长期互济等机制落地。
- **临时调整关键参数可能引发市场投机或混乱**，锁定参数能减少市场不确定性，避免主体因规则变动产生非理性申报行为，保障交易出清结果的可预期性。
- **关键参数的“事前明确、事中不变”**，是全国统一电力市场规则标准化的重要细节。不同区域、不同交易周期的参数发布与执行标准统一，能减少省间、网间交易的规则摩擦，避免因局部规则变动破坏全国市场的整体性。



第四十五条

电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。



分析

- **强调“动态”**，即根据电网运行实时变化调整信息，市场主体在申报前可实时查询“某断面当前可用容量”“某机组是否有可用发电能力”“近期是否有检修影响通道”，**主动规避与电网约束冲突的申报，实现市场自主调节与电网安全管控的协同。**
- 取消“关键”限定，覆盖“各断面（设备）、各路径”可用输电容量，**无局部遗漏**，明确将“影响断面（设备）限额变化的停电检修”纳入“电网安全约束信息”，直接关联容量限额调整，**避免因局部通道信息缺失导致跨省跨区交易“申报即无效”**，支撑全国电力资源高水平自由流动。
- 明确新增“向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力”，即机组当前实际可发电力，**从源头减少预成交结果与安全校核的偏差，避免无效交易，降低市场整体运行成本。**



第四十六条

电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力，形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清电量）；对于跨省跨区交易，交易申报限额不得高于对应标的物电量（电力）规模或剩余通道可用容量对应的电量（电力）规模。

交易申报限额应在交易申报前至少1个工作日通过电力交易平台统一公布。



分析

- 主观上某些企业**故意超能力申报**，例如虚增发电能力，占用通道资源。
- 客观上某些企业因**信息披露机制不完善**导致没有准确获取部分市场信息从而做出不合理的交易申报，进而增大了交易削减环节的工作量，增加了交易成本。
- 新型电力系统下，风电、光伏等新能源占比持续提升，其**“出力波动大、预测偏差难避免”**的特性，对交易限额的**“动态性、灵活性”**提出更高要求，相关信息的披露频次也需要同步。



第五十八条

交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过1个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

- 明确了“交易出清校核”的规定期限。

第六十条

电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，数年、年度交易5个工作日，月度交易2个工作日，月内交易1个工作日。

- 明确了“电网安全校核”的规定期限。

第六十二条

电力交易机构应当根据电网安全校核意见在规定时间内完成削减并形成成交结果。其中，数年、年度交易5个工作日，月度交易2个工作日，月内交易1个工作日。

- 明确了“电网安全校核”后形成成交结果的规定期限。



第八十一条

电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于2年，且封存期限为5年。



分析

- 市场信息是市场主体做出交易策略的关键要素。这种“周期与场景匹配”的设计，解决了此前信息披露“周期单一、与交易脱节”的问题，让不同类型主体都能获取适配自身需求的信息。
- 统一标准格式后，不仅实现“一地披露、全国可认”，还能支撑数据跨平台交互。
- 电力中长期合同通常周期1年，加上结算偏差处理，2年可查期能覆盖“交易-执行-结算-争议”交易全流程；2年足以应对常规合规检查（如核查某季度绿电交易是否存在环境价值重复计算），减少监管机构“信息灭失导致的追责困难”。
- 封存的“市场出清模型、申报量价、干预记录”是查处操纵市场、串通报价等严重违规的关键证据，此类违规可能隐蔽性强（如某企业通过年度报价策略操纵价格），5年封存期可确保监管机构在后续核查中调取完整数据；电力市场以“5年”为重要改革周期（如“十四五”“十五五”能源规划），5年封存数据可用于复盘市场运行效果（如评估绿电交易机制是否适配新能源消纳），为下一轮规则修订提供实证支撑。



第九十八条

本规则自2026年3月1日起施行，**有效期5年**。《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《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）同时废止。



分析

- 5年周期既**为市场主体提供了稳定的规则环境**，足够**支撑中长期投资**（如新能源电站、储能项目的5-10年周期规划）；同时避免规则长期僵化：当前新型电力系统建设（新能源高比例接入、新型主体入市）、全国统一电力市场推进均处于快速迭代阶段，5年后可基于实践问题（如绿电交易衔接、现货协同痛点）修订规则，适配市场新场景。
- 我国电力市场改革以**“五年规划”为核心节点**（如“十四五”“十五五”），5年有效期刚好覆盖一个规划周期：2026年实施的规则，到期（2031年）正处于“十五五”中后期，可**衔接下一阶段改革目标**，**避免规则与国家能源战略脱节**。
- 新规则涉及绿电交易、新型主体入市、中长期-现货协同等新机制，需5年时间**积累运行数据**，到期修订时可基于实践痛点调整。



观点5

强化市场监管、风险处置与信用管理工作，明晰市场监管执行部门及其职责，厘清各类**市场风险类型**，完善履约保函等**信用管理措施**。



第三十一条

NEW!

国务院价格主管部门制定电力中长期市场价格机制的总体原则，各省（区、市）价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构组织制定价格结算实施细则。



分析

首次**明确电力中长期价格主管部门分工**，是电力市场从区域试点分散管理向全国统一市场有序治理转型的标志性举措。其核心指向：以**国务院价格主管部门**定总体原则，锚定全国市场价格底层框架，避免地方规则碎片化，支撑跨区电力资源优化配置；**地方定实施细则**，适配本地资源禀赋，平衡市场化定价与保供稳价、清洁转型目标；同时理顺多部门协同权责，破解管理碎片化。这标志电力市场改革进入**制度定型期**，为全国统一市场**提供稳定制度预期**。



第三十二条

除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。



分析

- **在主体层面**，“市场主体”缩小为“经营主体”，核心逻辑是区分“交易定价参与方”与“市场服务/监管方”，电网企业（负责输配电服务）、电力交易/调度机构（负责交易组织、调度执行）属于“市场运营支持方”，不参与市场化定价，因此被排除在定价主体之外，避免非定价主体干预交易价格。
- **在定价方式层面**：“通过双边协商、集中交易等市场化方式形成”简化为“通过市场形成”，原因是“市场形成”的表述更具原则性和包容性，可适配未来交易方式的创新，避免具体列举导致的规则滞后，将具体的交易方式定义放在了最后的“名词解释”。
- **在约束范围层面**：“计划电量”扩展为“执行政府定价的电量”，是因为随着电力市场改革推进，政府定价的电量范围可能不限于传统“计划电量”，用“执行政府定价的电量”覆盖更全面，避免规则漏洞；同时，这一表述与《电力法》《能源法》中“政府定价与市场定价分类管理”的法律框架保持一致，提升规则合法性和严谨性。



第三十八条

NEW!

为避免市场操纵及恶性竞争，由政府价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构对申报价格和出清价格设置上、下限，电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。



分析

- 从“市场自治组织主导限价”转向“政府部门统筹设置”，反映出当前电力市场仍存在操纵、恶性竞争等潜在风险，在全国统一市场建设的关键阶段，优先通过行政统筹强化规则约束，保障市场平稳运行，避免区域规则碎片化导致的秩序混乱。
- 旧版“双边协商不限价”是电力市场化的核心标志之一，新版删除该表述并扩大限价覆盖，说明在市场主体成熟度、交易规范性不足的阶段，暂时收缩部分市场化自主空间，以“稳秩序”为优先目标，待市场基础完善后再逐步放开。
- 由政府部门主导设置限价，可减少不同区域、不同交易类型的规则差异，推动全国电力市场形成统一的价格约束标准，破解此前“区域自主定价、规则壁垒林立”的问题，适配全国电力要素自由流动的制度需求。



第八十八条

NEW!

电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。



分析

明确“电力交易平台”这一技术载体的角色，监测行为从依赖**交易机构的人工分析与定期报告**，到**技术系统刚性支撑**的转变，是对交易平台技术功能的法定赋能，同时也是对**市场治理模式**的深刻变革。



第八十九条

电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。NEW!



分析

- 以往传统电力系统以煤电等可控电源为主，风险类型单一，核心是**传统供需失衡**，并且以中长期固定价交易为主，风险仅集中在**合同违约、价格小幅波动**。
- 当前新能源高比例接入且存在源网荷储多元主体的新型电力系统，**催生了更复杂的风险场景**，由天气影响、新型负荷峰谷差加剧导致的**“非传统供需波动”**成为核心风险，新型主体（售电公司、虚拟电厂、储能运营商）大量入市后，出现**“售电公司低价恶性竞争”**、“虚拟电厂虚假聚合资源”等**新违规形式**，将其单独列为风险，是对**“多元主体竞争秩序”**的规范需求。
- 此前电力市场风险管控以**事后追责**为主（如合同违约后罚款），而现在明确风险类型是**事前识别**，**然后精准防控**的前提。
- 在区域电力市场阶段，**各地风险类型、防控规则差异大**（如某省不关注技术系统风险，某省侧重价格风险）；而全国统一电力市场需要**“风险识别、防控、处置”**的标准一致。



第九十条

NEW!

各地应制定电力市场风险防范及处置预案，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。



分析

- 风险管控的分层落地，**适配地方电力市场的差异化风险场景**，地方可结合本地风险特征，在预案中明确“预警指标、响应主体、处置流程”，避免一刀切行为从而无法适配局部场景的问题。
- 全国统一电力市场的核心是电力要素跨区流动，但**局部区域的风险若处置不当，极易传导至全国**。通过地方层面的监测预警（如提前预判新能源出力波动）、快速处置（如启动本地备用电源、切换交易备用系统），将局部风险控制区域内，避免风险跨区扩散。
- **新型电力系统的风险具有“突发性、随机性”**，这类风险的处置需快速响应并就地施策。
- 电力市场主体（如新能源电站投资方、跨省购电用户）的决策，**高度依赖风险可控的预期**，若风险发生后处置流程模糊，主体会因**不确定性**减少长期交易。

第九十一条

电力市场运营机构应加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，并按要求向电力监管机构、政府有关主管部门报告。



第九十二条

当市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据政府有关规定执行市场干预措施，并在**3日内**向电力监管机构、政府有关主管部门提交报告，按规定程序披露。



分析

- 原版是分开“电力交易机构、电力调度机构”，新版整合为“电力市场运营机构”，是因为**紧急风险处置需跨机构协同，整合主体可避免多头操作，提升干预效率。**
- 原版报告对象是“国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门”（内部监管报备），新版**报告对象扩展**为“电力监管机构、政府有关主管部门”（监管范围更全面），同时**新增**“按规定程序披露”要求，增加了市场透明度。
- 原版未规定报告时限，仅要求“提交报告”；新版明确“3日内”提交，**强化了应急处置的时效性，避免拖延。**



第九十七条

电力监管机构会同政府有关主管部门组织电力交易机构根据本规则拟定各地和区域电力中长期市场实施细则。

跨电网经营区、跨省跨区电力中长期交易实施细则由北京电力交易中心、广州电力交易中心组织编写，报国家发展改革委、国家能源局批复后，由电力交易机构印发执行。



分析

- **牵头主体**：旧版中分“国家能源局总部 + 派出机构”两级牵头，层级割裂，新版统一为“电力监管机构”牵头，模糊“总部 / 派出机构”层级差异，避免旧版“分级牵头”可能导致的规则协同不足。
- **协同主体**：旧版中协同主体仅为“地方政府电力管理等部门”，聚焦电力行业内部门，范围较窄，新版调整为“政府有关主管部门”，覆盖范围更广。
- **覆盖范围**：旧版分“区域”和“省（区、市）”两级细则，边界清晰但易形成“区域规则与省规则脱节”，新版：合并为“各地和区域”一体化细则，“各地”涵盖省（区、市）及更低层级（如地市），“区域”对应跨省区域。
- **执行单位**：旧版中执行单位分两类，行政部门与交易机构分工模糊，新版统一由电力交易机构拟定，行政部门仅负责组织。
- **细则类型**：旧版细则名称为“电力交易实施细则”，范围宽泛，新版明确为“电力中长期市场实施细则”，类型精准。



目 录

CONTENTS

(一) 规则目的与背景

(二) 规则版本更迭

(三) 规则总体内容简介

(四) 规则总体章节变化

(五) 规则总体内容变化

(六) 具体规则分析

(七) 学习展望



基本规则	实施时间	备注
电力市场运行基本规则	2024-	/
电力中长期市场基本规则	2026-2031	/
电力现货市场基本规则 (试行)	2023-2026	预计今年出 台新规则
电力辅助服务市场基本规则	2025-2030	/
电力市场注册基本规则	2025-2030	/
电力市场信息披露基本规则	2024-2029	/
电力市场计量结算基本规则	2025-2030	/

- 根据基本规则的变化，能看出各省份规则的普遍变化，然后就能看出不同省份规则的特殊变化。
- 与时俱进总是需要阅读大量的材料，同时在信息爆炸的时代还需要巧用AI力量化解信息量过大与人脑短时间接受信息有限的矛盾。