

# 京津唐电网电力中长期交易实施细则

## (征求意见稿)

### 第一章 总则

**第一条** 为规范京津唐电网电力中长期市场交易行为，依法维护电力市场秩序和市场成员合法权益，根据《电力市场运行基本规则》(国家发展和改革委员会 2024 年第 20 号令)、《电力中长期市场基本规则》(发改能源规〔2025〕1656 号)等文件精神 and 有关法律法规规定，结合京津唐电网实际，制定本细则。本细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。

执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，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细则。

**第二条** 本细则适用于京津唐电网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。

**第三条** 京津唐电网电力中长期交易应符合国家产业政策和宏观调控政策，坚持京津唐电网电力电量统一平衡原

则，坚持市场化方向，保证电力市场公平开放。

## 第二章 总体要求

**第四条** 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，推广数年购电协议机制，稳定长期消纳空间。

**第五条** 促进跨省跨区电力中长期交易与京津唐电网电力中长期交易相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面动态衔接。

**第六条** 电力市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。

**第七条** 京津唐电网电力中长期市场技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）包括北京电力交易中心平台和首都、天津、冀北省级电力交易中心平台，应实现统一平台架构、统一技术标准、统一核心功能、统一交互规范，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

## 第三章 市场成员

## 第一节 市场成员范围

**第一条** 本细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。

京津唐电网范围内电网企业包括国家电网有限公司华北分部和国网北京市电力公司、国网天津市电力公司、国网冀北电力有限公司。

京津唐电网范围内电力市场运营机构为北京电力交易中心市场交易二部（以下简称“京交二部”）和首都、天津、冀北电力交易中心。

京津唐电网范围内电力调度机构为国网华北分部调度控制中心（以下简称“华北网调”）以及国网北京、天津、冀北电力调控中心（以下简称“省调”）。

**第二条** 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场成员的合法权益。

## 第二节 经营主体注册

**第三条** 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

**第四条** 直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。

**第五条** 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

**第六条** 独立储能电站作为经营主体，以电力用户和发电企业双重身份参与中长期交易。独立储能电站充电时视同电力用户，放电时视同发电企业，同一独立储能电站不能以电力用户和发电企业两种身份在同一交易时段参与交易；现货市场未连续运行地区，（抽水）充电价格执行电网代理工商业用户购电价格。

### 第三节 市场成员权利

**第七条** 发电企业的权利主要包括：

1. 按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；
2. 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；
3. 获得公平的电网接入服务和输配电服务；
4. 法律法规规定的其他权利。

**第八条** 售电公司的权利主要包括：

1. 按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期

交易合同；

2. 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

3. 具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务；

4. 获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息，根据电力用户授权获得其历史用电负荷信息；

5. 法律法规规定的其他权利。

### **第九条** 电力用户的权利主要包括：

1. 按照市场规则参与电力中长期市场，与发电企业签订电力中长期交易合同，或与售电公司签订电力零售合同；

2. 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

3. 获得公平的输配电服务和电网接入服务；

4. 法律法规规定的其他权利。

### **第十条** 新型经营主体的权利主要包括：

1. 按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

2. 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

3. 获得公平的输配电服务和电网接入服务；

4. 获得签约分散资源的相关信息；

5. 法律法规规定的其他权利。

**第十一条** 电网企业的权利主要包括：

1. 收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等；
2. 对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请；
3. 按照信息披露有关规定获得市场信息；
4. 法律法规规定的其他权利。

#### **第四节 市场成员义务**

**第十二条** 发电企业的义务主要包括：

1. 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；
2. 签订并执行并网调度协议、购售电合同，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等；
3. 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；
4. 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；
5. 法律法规规定的其他义务。

**第十三条** 售电公司的义务主要包括：

1. 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；
2. 为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

3. 按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，在交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担电力用户信息保密义务；

4. 具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，开展配电区域内电费结算和收取业务；

5. 按照规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

6. 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

7. 依法依规履行可再生能源消纳责任；

8. 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

9. 法律法规规定的其他义务。

#### **第十四条** 电力用户的义务主要包括：

1. 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算、按规定支付电费；

2. 按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息；

3. 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

4. 依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

5. 法律法规规定的其他义务。

#### **第十五条** 新型经营主体的义务主要包括：

1. 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

2. 资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同(或聚合服务合同)，在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系，履行合同规定的各项义务；

3. 按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，承担信息保密义务；

4. 按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

5. 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

6. 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

7. 聚合负荷侧资源的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

8. 法律法规规定的其他义务。

## **第十六条** 电力调度机构的义务主要包括：

1. 合理安排电网运行方式，开展安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规执行电力市场交易结果；

2. 向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性；

3. 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

4. 配合开展电力中长期市场分析和运营监控;
5. 法律法规规定的其他义务。

**第十七条** 电力交易机构的义务主要包括:

1. 电力市场注册和管理, 汇总电力中长期交易合同;
2. 电力交易平台建设、运营和管理;
3. 组织电力中长期交易, 提供结算依据及服务;
4. 执行信息披露有关规定, 提供信息披露平台, 承担信息保密义务;
5. 开展市场运营监测和分析, 依法依规执行市场干预措施并向经营主体公布干预原因, 防控市场风险;
6. 向电力监管机构、政府有关主管部门及时报告经营主体违规行为, 并配合调查;
7. 法律法规规定的其他义务。

**第十八条** 电网企业的义务主要包括:

1. 保障输变电设备正常运行, 建设、运行、维护和管理电网相关配套系统, 服从电力调度机构的统一调度;
2. 加强电网建设, 为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务;
3. 依法依规提供相关市场信息, 执行信息披露有关规定承担信息保密义务;
4. 负责电费结算, 按期向经营主体出具电费账单;
5. 分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规

模及负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

6. 法律法规规定的其他义务。

## 第四章 交易品种和价格机制

### 第一节 交易品种及交易方式

**第十九条** 根据交易执行周期不同，京津唐电网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；月内交易根据交易标的物不同，可采用定期开市或按日连续开市两种形式开展。

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。交易电量、电价应通过约定或竞争形成。

交易优先级由高到低分别为：数年的非首年>数年的首年=年度>月度（含多月）>月内。

**第二十条** 根据交易类型不同，京津唐电网电力中长期交易包括电力直接交易、绿色电力交易、电网企业代理购电交易、合同交易等，可根据市场发展需要拓展其他类型交易。

（一）电力直接交易指直接参与电力中长期市场的发电

企业、电力用户、售电公司、新型经营主体通过电力交易平台以双边协商、集中交易的形式建立购售电关系的常规电能量交易。

（二）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”）。

（三）电网企业代理购电交易（以下简称“代理购电交易”）是指电网企业代理暂未直接参与市场的工商业用户进行购电的电能量交易及居民、农业优购用户市场化采购部分电量的交易。

（四）合同交易指对已达成中长期交易合同进行市场化交易的电力交易品种，主要包括合同电量转让交易、合同变更交易。

**第二十一条** 根据交易方式不同，京津唐电网电力中长期交易包括双边协商交易和集中交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易等。

（一）双边协商交易是指经营主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

（二）集中竞价交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前

集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“撮合匹配”。

（三）滚动撮合交易是指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。

（四）挂牌交易是指经营主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量的数据和价格对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

**第二十二条** 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

## 第二节 价格机制

**第二十三条** 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。

**第二十四条** 直接参与交易的用户侧用电价格由电能量价格、输配电价（含交叉补贴）、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等组成。

**第二十五条** 电能量价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。输配电价（含交叉补贴）、综合线损率等以政府核定水平为准。政府性基金及附加遵循政府有关规定。

**第二十六条** 绿色电力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。

**第二十七条** 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或者买入价格，由市场化方式形成，不影响出让方原有合同的价格和结算。

**第二十八条** 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。

**第二十九条** 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。

**第三十条** 原则上，考虑到京津唐区域特殊情况，现货市场运行前暂不取消分时电价政策。

## 第五章 交易组织

### 第一节 基本要求

**第三十一条** 电力中长期交易包括跨区跨省中长期交易和京津唐电网电力中长期交易。其中，跨区跨省中长期交易根据北京电力交易中心《跨区跨省电力中长期交易细则》《华北区域省间电力中长期市场实施细则》开展；京津唐电网电力中长期交易（以下简称“京津唐中长期交易”）按照

本实施细则开展。

**第三十二条** 国网华北分部代理京津唐电网统一向跨区跨省联络线和华北网调调管的特高压、燃煤火电发电企业开展购电交易，跨区跨省联络线和华北网调调管的特高压按照北京、天津、冀北地区居民农业总用电量等比例向三地电力公司开展送电交易，华北网调调管的燃煤火电按照北京、天津、冀北地区购华北网调调管的燃煤火电需求等比例向三地开展送电交易。

**第三十三条** 原则上，京津唐中长期分时段交易与京津冀北现货市场连续结算试运行同步开展。京津冀北现货市场连续结算试运行开展前，京津唐中长期交易按照发电侧分时段交易、用户侧分时段交易和结算开展。

**第三十四条** 京津唐电力中长期交易由京交二部会同北京、天津、冀北交易中心共同组织。

京津唐电网燃煤火电电力直接交易、火电发电侧合同转让交易、火电代理购电交易由京交二部会同首都、天津、冀北电力交易中心共同组织，统一协同出清。

京津唐电网跨行政区新能源电力直接交易、新能源发电侧合同转让交易、绿色电力交易、新能源代理购电交易由京交二部组织。北京、天津、冀北行政区内新能源电力直接交易、新能源发电侧合同转让交易、绿色电力交易、新能源代理购电交易由首都、天津、冀北电力交易中心组织。具体交

易组织流程由京交二部牵头制定。

**第三十五条** 数年交易主要开展绿电交易，按需开展电力直接交易。

年度交易主要开展电力直接交易、绿电交易、代理购电交易，分月申报、分月成交。原则上年度交易每年组织一次，具体时间以交易公告为准。

月度、月内交易主要开展电力直接交易、绿电交易、代理购电交易以及合同交易。原则上月度交易每月组织一次，以交易日历为准。1 月月度交易随年度交易一同开展，一般不再单独组织。

**第三十六条** 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

**第三十七条** 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。

## 第二节 交易约束与出清

**第三十八条** 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。

**第三十九条** 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。

原则上，每年 11 月上旬，电力调度机构应向电力交易机构提供次年分月各发电机组或发电厂及独立储能主体可用发电能力，并结合计算边界变化情况滚动更新。次月月度交易市场开市前，电力调度机构应向电力交易机构提供更新后次月各发电机组或发电厂可用发电能力。根据电网运行情况变化，电力调度机构可更新当月发电机组或发电厂可用发电能力，并提供给电力交易机构。若未能提供可用发电能力，原则上按照机组发电上限执行，即： $\text{机组容量} \times \text{交易执行天数} \times 24 \text{ 小时}$ 。

**第四十条** 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。

京津唐电网中长期分时交易开展前，发电机组交易申报限额按照全月发电上限（扣除已成交电量、已申报未出清电量）与执行日发电上限（ $\text{机组容量} \times \text{交易执行天数} \times 24 \text{ 小时}$ ）取小的方式确定申报限额。

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。京交二部负责公布网调调管的发电机组交易申报限额；首都、天津、冀北电力交易中心负责公布省调调管的发电机组交易申报限额。

**第四十一条** 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。独立储能月度可用充、放电能力根据独立储能电站容量、连续充放电时长等因素确定。

**第四十二条** 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据，结合机组可用发电能力、实际发用电需求、合同持仓水平等合理申报。在中长期交易中，可设置相应的约束条件。

**第四十三条** 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

**第四十四条** 集中竞价交易采用边际电价出清时，当购方申报曲线与售方申报曲线没有交叉，且计算后的购方报价大于售方报价时，预出清电量为购方与售方申报总电量的较小者。边际出清价格依据差值系数  $K1$  确定，该系数根据本次交易供需比  $G$  确定，当  $G \leq 3$  时， $K1=0.5$ ，当  $G > 3$  时， $K1=1/(1+G)$ 。

### 第三节 电力直接交易

**第四十五条** 电力直接交易包括燃煤火电、新能源电力直接交易。

**第四十六条** 原则上，燃煤火电、新能源电力直接交易应同台组织。考虑新能源全量入市初期，为保障市场平稳、有序过渡，可视情况独立开展交易。

**第四十七条** 年度电力直接交易方式主要为双边协商，月度、月内电力直接交易方式主要为集中竞价。

**第四十八条** 现阶段，月内电力直接交易按日连续开市，自公告发布后第二个工作日开放申报，申报截止时间为出清当日。

**第四十九条** 在相同交易周期的同一轮次交易中，在合同电量转让交易中作为出让方或者在合同变更交易中作为回购电量方达成交易结果的发电企业，不再参与本轮次电力直接交易。

#### **第四节 绿色电力交易**

**第五十条** 绿色电力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。

**第五十一条** 售电公司参与绿色电力交易时，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。

**第五十二条** 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿色电力交易时，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。

**第五十三条** 在同一交易周期中，绿色电力交易优先组织。

**第五十四条** 鼓励经营主体参与数年绿色电力交易，探索数年绿色电力交易常态化开市机制。

经营主体协商一致达成数年绿色电力交易合同后，向电力交易机构提交要约，电力交易机构及时对要约进行受理。受理通过后，经营主体按照要求通过电力交易平台提交分年交易电量、价格和电力曲线等要约信息及相关附件，交易电量至少应细分到年内各月，电力交易机构按照市场规则出清形成交易结果。

**第五十五条** 对于统一推送的交易，交易机构根据安全校核意见按交易优先级逆序削减（等比例），新能源参与交易优先级如下：内部省间绿电>内部省间新能源>区内绿电>区内新能源。

## 第五节 代理购电交易

**第五十六条** 京津唐电网代理购电交易主要由电网公司向京津唐电网燃煤电厂、新能源等发电企业采购电量。电网企业以报量不报价方式，作为价格接受者参与市场出清。交易方式主要采用挂牌方式。

**第五十七条** 根据电力交易机构发布的交易公告，电网

公司和发电企业登录相关电力交易平台进行申报。

**第五十八条** 北京、天津、冀北公司代理购京津唐电网燃煤上网价格依据中长期市场直接签约上网加权均价形成。省公司对发电企业进行年度代理购电的分月上网价格，按照发电企业与该省直接交易用户签订年度合同的分月加权平均价格形成；若发电企业与该省电力直接交易用户年度合同该月未成交，则按照发电企业与该省直接交易用户签订年度合同的上月分月加权平均价格形成。省公司对发电企业进行月度、月内代理购电上网价格，按照发电企业与该省直接交易用户月度交易价格、年度直接交易分月价格加权平均形成；若与该省直接交易用户当月年度交易、月度交易均未成交，则按照发电企业与该省直接交易用户上月月度交易价格、年度直接交易上月分月价格加权平均形成。

北京、天津、冀北公司代理购京津唐电网新能源上网价格依据本省购京津唐电网新能源中长期直接交易（含绿电交易）电能量上网加权均价形成。年度交易分月价格按新能源中长期直接交易（含绿电交易）年度交易分月均价确定，若年度交易当月未形成价格，则按照上月分月价格确定；月度、月内交易价格按当月新能源（含绿电）月度集中竞价交易价格确定，若当月未开展集中竞价交易或集中竞价交易未形成价格，则按照最近月月度集中竞价交易新能源电能量价格确定。

## 第六节 合同交易

**第五十九条** 合同交易主要包括合同电量转让交易、合同变更交易，原则上每月 20 日前组织，具体时间以交易日历安排为准。

合同电量转让交易指合同一方经营主体对未履行的合同全部或部分转让给第三方。

合同变更交易指购售双方对未执行部分交易电量、电力曲线、价格进行变更。

**第六十条** 发电企业之间可进行发电侧合同电量转让交易，电力用户、售电公司之间可进行用电侧合同电量转让交易。

**第六十一条** 合同电量转让交易在月度、月内开展，交易方式主要为双边协商。月度合同电量转让交易一般每月开展一次，月内合同电量转让交易原则上按照交易日历开展。

**第六十二条** 合同电量转让交易的约束条件：

1. 单一经营主体在同一次交易中同一时段不能同时作为出售方和购买方。

2. 出让方出售的电量不得超过合同电量一定比例。初期为防范市场投机行为，经营主体当月出让合同总电量不得超过其月前已持有合同总电量的 30%，该比例后续根据实际需要进行调整。

**第六十三条** 合同变更交易方式主要为双边协商。

仅涉及价格变更的，不需电力调度机构安全校核，达成价格变更后合同生效。变更交易电量、电力时，原则上仅可进行调减，需经过电力调度机构安全校核。初期为防范市场投机行为，经营主体当月调减合同总电量不得超过其月前已持有合同总电量的 30%，该比例后续根据实际需要进行调整。

绿色电力交易可以调减合同电量、电力外，对于年度或多月交易合同的执行周期内，购售双方可协商一致通过电力交易平台调整后续各月的合同分月电量，调整前后合同总量保持不变。开展分时段绿色电力交易的，调整前后合同各时段总量保持不变。

对于数年绿色电力交易合同执行周期内，经购售双方协商一致，通过电力交易平台可调整后续各月的合同分月电量（总量不变）；还可选择对后续各月的合同分月电量进行调增（或调减），年累计调增（或调减）电量不得超过本年度合同总量的 30%，后续根据数年绿色电力交易合同执行情况，可适时调整调增（或调减）幅度。数年绿色电力交易调整后的电量需通过电力调度机构安全校核。

**第六十四条** 关停机组、燃气压减等替代发电可通过电网企业代理购电交易和合同电量转让、滚动撮合等交易相结合的方式落实。其中，合同电量转让交易不受前述约束条件影响，交易方式可采用双边协商、集中竞价、挂牌、滚动撮合。替代发电相关交易在政府主管部门发文后按需开展。

## 第六章 交易校核

**第六十五条** 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。

**第六十六条** 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。交易出清校核按交易申报截止时间先后顺序开展，时间相同时按申报电量等比例校核。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。

京交二部统筹开展京津唐电网中长期交易出清校核，负责开展华北网调调管的发电机组交易出清校核，首都、天津、冀北电力交易中心负责开展本省调调管的发电机组、电力用户、新型经营主体交易出清校核。

**第六十七条** 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。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。

华北网调统筹开展京津唐电网中长期交易电网安全校核，负责开展华北网调调管的发电机组电网安全校核，首都、天津、冀北三地省调负责开展本省调调管的发电机组、电力用户、新型经营主体电网安全校核。

**第六十八条** 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。

**第六十九条** 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。

**第七十条** 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、年度交易需在 5 个工作日内完成，月度交易需在 2 个工作日内完成，月内交易需在 1 个工作日内完成。

**第七十一条** 成交结果应在形成后 1 个工作日内由电力交易机构发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内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 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

## 第七章 合同管理

### 第一节 合同签订

**第七十二条** 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。开展电力中长期交易合同签约工作，

应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

**第七十三条** 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

**第七十四条** 绿色电力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。

## 第二节 合同执行

**第七十五条** 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

**第七十六条** 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，事后向电力监管机构、政府有关主管部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

## 第八章 计量和结算

### 第一节 计量

**第七十七条** 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

**第七十八条** 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

**第七十九条** 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

## 第二节 结算

**第八十条** 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。

京津唐现货市场或中长期交易分时段交易正式启动前，由京交二部与三地电力交易中心共同协商，确定京津唐电网的日清分原则。具体执行如下：采用经京交二部与三地电力交易中心共同约定的分时曲线对月度总合同电量进行分解，以支撑日清分结算工作的开展。根据京津唐电力市场的实际情况与成熟程度，由京交二部与三地电力交易中心协商后进行日清分原则的动态评估与必要调整，并报监管机构备案。

**第八十一条** 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据现行规定进行电费结算。

**第八十二条** 发电侧与用户侧按照偏差结算原则解耦

结算，发电侧与用户侧偏差结算不平衡资金分开处理，发电侧偏差结算不平衡资金在京津唐全网范围内平衡，用户侧偏差结算不平衡资金在本省（市）范围内平衡。已注册入市但未签订电力中长期交易合同的经营主体，实际用电量或实际上网电量按偏差电量结算。

**第八十三条** 已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际上网电量按偏差电量结算。

**第八十四条** 资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

**第八十五条** 绿色电力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。

**第八十六条** 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。

**第八十七条** 绿色电力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色电力交易划转至买方账户。

**第八十八条** 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易

机构分别提供相关电量信息。

**第八十九条** 燃煤发电企业合同电量按照交易合同约定电价结算，燃煤发电企业合同偏差电量结算价格统一确定，以当月全网燃煤发电企业准入的各电力直接交易序列竞价出清电量加权均价为基础偏差价格，京津唐电网范围内，位于北京、天津、河北境内的燃煤发电企业合同偏差电量按照基础偏差价格结算，位于北京、天津、河北境外的燃煤发电企业合同偏差电量按照基础偏差价格减去华北电网输电价格、华北电网网损折价、送出省输电价格后的价格结算。

**第九十条** 国网华北分部与国网北京、天津、冀北公司的合同偏差电量按照基础偏差价格结算。

**第九十一条** 华北非交易购电电量与损益以当月北京、天津、冀北购华北分部关口电量为权重，分配给三家省公司，并疏导至各自用户。其中，华北非交易购电电量包括抽蓄发电量、跨区受入联络线波动偏差电量、调试期电量等；华北非交易购电损益包括未投产（或未改切至京津唐电网）机组合同电量转让电费结余、抽蓄电站打水成本等。

**第九十二条** 绿色电力交易合同电量按照交易合同约定电价结算，合同偏差电量部分的电能量偏差与绿色电力环境价值偏差分开进行处理。

**第九十三条** 新能源企业电能量偏差结算时，上网侧按照正偏差取低、负偏差取高的原则确定偏差结算基准价，并

根据项目合同完成情况形成偏差结算系数（以华北能源监管局发文为准）。

### 1. 正偏差电量结算价格

正偏差结算基础价为“项目所在省燃煤发电基准价，燃煤火电月度偏差结算价格，本平价新能源企业本月各笔交易合同电能量价格最小值”三者中的最小值。

注：对于分时段交易合同，仅交易合同平段电能量价格参与取小，其他时段电能量价格不参与取小。

正偏差结算系数  $D1$ 。正偏差结算按照阶梯方式执行，偏差电量在  $[0, 15\%]$  的部分， $D1=1$ ；偏差电量在  $(15\%, 25\%]$  的部分， $D1=0.9$ ；偏差电量在  $(25\%, 35\%]$  的部分， $D1=0.8$ ；偏差电量在  $(35\%, +\infty]$  的部分， $D1=0.5$ 。

正偏差电量结算价格为正偏差结算基础价与  $D1$  的乘积。

### 2. 负偏差电量结算价格

负偏差结算基础价为“项目所在省燃煤发电基准价，燃煤火电月度偏差结算价格，本平价新能源企业本月各笔交易合同电能量价格最大值”三者中的最大值。

注：对于分时段交易合同，仅交易合同平段电能量价格参与取大，其他时段电能量价格不参与取大。

负偏差结算系数  $D2$ 。负偏差结算按照阶梯方式执行，偏差电量在  $[-15\%, 0]$  的部分， $D2=1$ ；偏差电量在  $[-100\%, -15\%)$  的部分， $D2=1.2$ 。

负偏差电量结算价格为负偏差结算基础价与 D2 的乘积。因“安全运行要求”需要，主要包括输电线路故障、电网设备检修变化等安全控制需要引起的负偏差电量，经调度部门认定为免责电量后，该部分电量按负偏差结算基础价结算。

D1、D2 系数根据市场运行情况适时调整。

电能量偏差结算盈余全部向京津唐电网统调火电厂按季度进行分配。

**第九十四条** 绿色电力合同电能量与绿色电力环境价值分开结算。电能量当月结算，合同电量按照交易合同约定的电能量价格结算，偏差电量按照偏差价格结算（同新能源企业电能量偏差结算）；绿色电力环境价值次月结算。

绿色电力环境价值及偏差如下：

（1）绿色电力环境价值分配及结算

京交二部依据绿色电力交易结算结果将绿证（由国家能源局电力业务资质管理中心核发）分配至电力用户，并依据分配确认数据进行绿色电力环境价值结算。如遇核发机构发生变化的，以政策调整后的为准。

（2）绿色电力环境价值偏差结算

实际结算的绿色电力环境价值与合同约定产生偏差时，偏差部分按照购售双方在 e-交易平台签订的《绿电权益偏差条款》执行。

**第九十五条** 对于新能源企业，对纳入机制的电量，电

网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费用；初期不再开展其他形式的差价结算。京津唐新能源企业参加网内电力直接交易（不含绿色电力交易），当月年度、月度、月内交易加权均价作为当月市场交易均价，风电、光伏分开形成。将每年纳入机制的电量分解至月度，各月实际上网电量低于当月分解电量的，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。

**第九十六条** 绿色电力环境价值偏差补偿价格是经营主体上网电量或用电量对应的环境价值未达到合同约定要求时，按照偏差量向对方支付违约补偿时的价格标准。绿色电力环境价值偏差补偿价格原则上按照以下方式确定：

（一）对于双边协商方式达成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格由合同双方自行约定，分别明确购方偏差的补偿价格和售方偏差的补偿价格。

（二）对于集中交易方式形成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格按合同明确的绿色电力环境价值的一定比例确定。市场初期，对购售双方按同一比例设置，暂定为 25%，后续可适时调整；各地也可结合省内市场情况另行明确。

（三）绿色电力零售套餐中绿色电力环境价值偏差补偿方式、价格等，结合各地电力零售市场规则及经营主体零售合同约定执行。

其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

### 第三节 追退补和清算

**第九十七条** 追退补是指因市场经营主体原因或数据异常以及其他规则允许情况，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。追退补应设追溯期，原则上不超过 12 个月。

**第九十八条** 清算是指因政策或规则调整等原因，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。

**第九十九条** 结算依据或电费账单发布后，如市场经营主体存在异议，可在 15 个工作日内分别向电力交易机构、电网企业提出正式结算问询。电力交易机构、电网企业在收到问询后，5 个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行追退补或清算。

开展追退补和清算时，首先应由电力交易机构编制追退补和清算的结算依据，履行第五章结算依据发布流程后，再由电网企业开展电费追退补和清算。

追退补发起依据与分类处理：

为确保电费结算的准确性与及时性，当发生需对已结算电费进行追溯调整（追补或退补）的情形时，按以下分类启动流程：

（一）因上级单位提供数据引起的追退补：当追退补事由源于电网公司上级单位（如总部、上级系统）提供的原始结算数据存在错误或变更时，在完整保存相关数据变更通知、书面依据等证明材料后，应立即启动电费追退补流程。

（二）因电力调度机构数据引起的追退补：当追退补事由源于电力调度机构提供的原始运行数据、计量数据、考核数据等存在错误、遗漏或事后修正时，应在收到调度机构出具的正式数据更正书面凭证或双方确认依据后，启动电费追退补流程。涉及跨省跨区交易的，需依据相关交易规则及调度确认文件执行。

（三）市场主体发起的追退补：当市场主体对已结算电量、电费存在异议并主张调整时，市场主体须提交盖章说明材料，写明发起追退补的原因、需调整的科目及追补数据（如追补电量、追补电价等），由调度机构和电网企业认定后启动追补流程。

### **第一百条** 归档与备案：

整个追退补流程中产生的所有文档，包括但不限于起因依据、审批单、会签意见、计算过程、确认记录、批复文件等，必须由结算处按规定整理成册，统一归档备查。

重大追退补事项或监管机构要求报备的，应按相关规定向国家能源局华北监管局备案。

## 第九章信息披露

**第一百零一条** 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。

**第一百零二条** 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以解释。

**第一百零三条** 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

## 第十章市场技术支持系统

**第一百零四条** 电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

**第一百零五条** 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

**第一百零六条** 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并

列双活运行系统。

**第一百零七条** 各电力交易平台应实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

**第一百零八条** 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

## 第十一章 风险防控及争议处理

**第一百零九条** 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。

**第一百一十条** 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。

**第一百一十一条** 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，并按要求向国家能源局华北监管局、地方政府电力管理部门报告。

**第一百一十二条** 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。

**第一百一十三条** 市场成员产生争议，可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交国家能源局华北监管局、地方政

府电力管理部门依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。市场成员应向国家能源局华北监管局、地方政府电力管理部门提供争议处理所需的数据和材料。

## 第十二章 法律责任

**第一百一十四条** 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。

**第一百一十五条** 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。

## 第十三章 附则

**第一百一十六条** 本细则由国家能源局华北监管局负责解释。

**第一百一十七条** 本细则自 2026 年 X 月 X 日起施行，有效期 5 年。原《京津唐电网电力中长期交易规则》（华北监能市场〔2020〕221 号）同时废止。京津冀北电力现货市场启动连续结算试运行前，结合相关情况进行修订。