



华北电力大学
NORTH CHINA ELECTRIC POWER UNIVERSITY

新型电力系统市场运行机制

张 硕 副教授 博士生导师

华北电力大学 经济与管理学院





目 录



- 1.新型电力系统政策背景
- 2.新型电力系统建设体系框架
- 3.全国统一电力市场建设
- 4.新型电力系统市场运行相关建议
- 5.新型电力系统市场运行仿真



1.新型电力系统政策背景

- 2015年03月 中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》
- 2016年12月 国家发改委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》
- 2017年9月 国家发改委和国家能源局发布了《开展电力现货市场建设试点工作的通知》
- 2019年5月 国家发展改革委、国家能源局发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》
- 2020年6月 国家发改委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则》
- 2021年2月 国家发展改革委、国家能源局发布了《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》
- 2022年1月 国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》
- 2022年2月 南方区域各电力交易中心联合编制《南方区域绿色电力交易规则（试行）》
- 2022年5月 国家发展改革委、国家能源局发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》
- 2023年6月 国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书》
- 2023年9月 国家发展改革委和国家能源局联合发布《电力现货市场基本规则（试行）》
- 2024年2月 国家发展改革委、国家能源局印发《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》

1.新型电力系统政策背景

- 2024年7月 国家发展改革委发布《**电力市场运行基本规则**》，旨在规范电力市场行为
- 2024年8月 国家发展改革委、国家能源局、国家数据局《**加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）**》
- 2024年8月 国家能源局发布《**可再生能源绿色电力证书核发和交易规则**》
- 2024年10月 中国电力企业联合会印发《**全国统一电力市场发展规划蓝皮书（征求意见稿）**》
- 2024年10月 生态环境部发布《**2023、2024年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案**》
- 2024年10月 国家能源局组织起草《**电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）**》
- 2024年10月 国家发展改革委、国家能源局、生态环境部等部门联合印发《**完善碳排放统计核算体系工作方案**》
- 2024年11月 国家能源局发布《**关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见(国能发法改〔2024〕93号)**》
- 2025年02月 国家发展改革委、国家能源局发布《**关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知(发改价格〔2025〕136号)**》
- 2025年03月 国家发展改革委发布《**国家发展改革委等部门关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见发改能源〔2025〕262号**》



目 录



- 1.新型电力系统政策背景
- 2.新型电力系统建设体系框架
- 3.全国统一电力市场建设
- 4.新型电力系统市场运行相关建议
- 5.新型电力系统市场运行仿真



02 *Part Two*

新型电力系统建设体系框架

- **一、形势要求与内涵特征**
- 二、三个阶段及显著特点
- 三、新型电力系统建设重点任务
- 四、加快构建新型电力系统行动方案



一、新型电力系统的形势要求和内涵特征

1.新形势新理念提出的新要求

为完整、准确、全面贯彻落实党中央决策部署，积极践行“双碳”战略，推动构建新型能源体系，电力系统必须**立足新发展阶段、贯彻新发展理念**，主动实现“**四个转变**”。

3.新型电力系统四大基本特征——安全高效

- 安全高效是构建新型电力系统的基本前提。
- 煤电仍是电力安全保障的“压舱石”
- 多时间尺度**储能协同运行**
- “大电源、大电网”与“分布式”**兼容并举、多种电网形态并存**

3.新型电力系统四大基本特征——清洁低碳

- 清洁低碳是构建新型电力系统的**核心目标**。
- 非化石能源发电将逐步转变为**装机主体和电量主体**。
- 核、水、风、光、储等多种**清洁能源协同互补发展**。
- 各行业先进电气化技术及装备发展水平**取得突破**，电能替代在工业、交通、建筑等领域得到较为**充分的发展**。
- 电能逐步成为**终端能源消费**的主体，助力终端能源消费的**低碳化转型**。

二、新型电力系统的内涵特征

3.新型电力系统四大基本特征——柔性灵活

- 柔性灵活是构建新型电力系统的重要支撑。
- 不同类型机组的灵活发电技术、不同时间尺度与规模的灵活储能技术、柔性交直流等新型输电技术广泛应用，骨干网架柔性灵活程度更高，支撑高比例新能源接入系统和外送消纳。
- 随着分布式电源、多元负荷和储能的广泛应用，大量用户侧主体兼具发电和用电双重属性。
- 终端负荷特性由传统的刚性、纯消费型，向柔性、生产与消费兼具型转变，源网荷储灵活互动和需求侧响应能力不断提升，支撑新型电力系统安全稳定运行。
- 辅助服务市场、现货市场、容量市场等多类型市场持续完善，有效衔接融合，体现灵活调节性资源的市场价值。



3.新型电力系统四大基本特征——智慧融合

- 智慧融合是构建新型电力系统的必然要求。
- 新型电力系统以数字信息技术为重要驱动，呈现数字、物理和社会系统深度融合特点。
- “云大物移智链边”等先进数字信息技术在电力系统各环节广泛应用。
- 助力电力系统实现高度数字化、智慧化和网络化，支撑源网荷储海量分散对象协同运行。
- 推动以电力为核心的能源体系实现多种能源的高效转化和利用。



02 *Part Two*

新型电力系统建设体系框架

- 一、形势要求与内涵特征
- **二、三个发展阶段及显著特点**
- 三、新型电力系统建设重点任务
- 四、加快构建新型电力系统行动方案

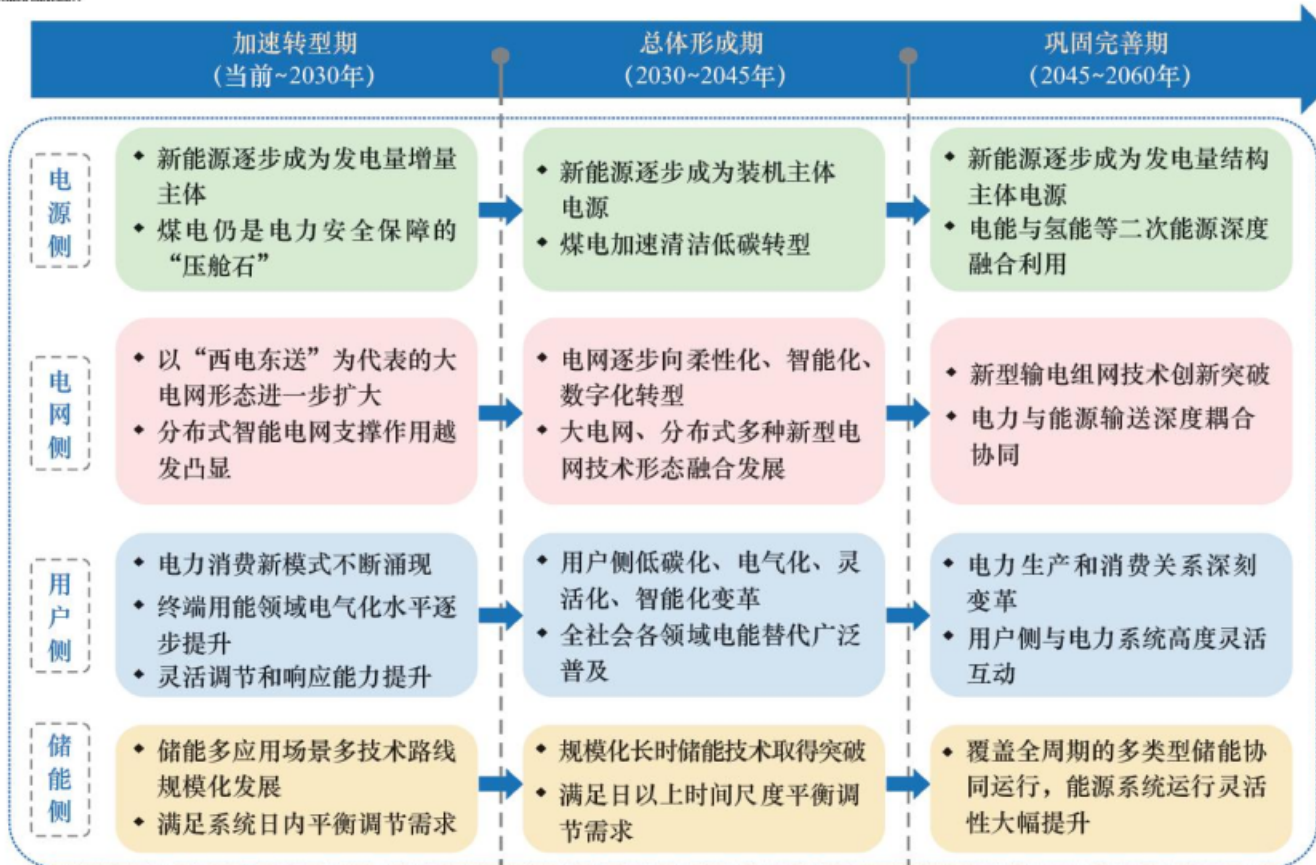




2.新型电力系统建设体系框架

新型电力系统建设“三步走”发展路径

演变路径





02 *Part Two* 新型电力系统建设体系框架

- 一、形势要求与内涵特征
- 二、三个阶段及显著特点
- **三、新型电力系统建设重点任务**
- 四、加快构建新型电力系统行动方案



三、总体架构与重点任务

总体架构：

着力打造以“锚定一个基本目标，聚焦一条主线引领，加强四大体系建设，强化三维创新支撑”为主的新型电力系统总体架构。

重点任务：

- 1.加强电力供应保障性支撑体系建设：**统筹绿色与安全，推动保障性支撑电源建设，积极发展常规水电、核电，在落实气源的前提下因地制宜建设天然气调峰电站，推动煤电清洁低碳发展、优化发展布局。
- 2.加强新能源高效开发利用体系建设：**加大力度规划建设以大型风电光伏基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。
- 3.加强储能规模化布局应用体系建设：**积极推动多时间尺度储能规模化应用、多种类型储能协同运行。
- 4.加强电力系统智慧化运行体系建设：**依托电力系统设备设施、运行控制等各类技术以及“云大物移智链边”等数字技术的创新升级，推动建设适应新能源发展的新型智慧化调度运行体系，推动电网向能源互联网升级。
- 5.强化新型电力系统标准与规范创新：**统筹谋划新型电力系统标准规范顶层设计，形成覆盖各环节。
- 6.强化核心技术与重大装备应用创新：**从源网荷储各环节挖掘技术发展潜力，大力推广应用一批关键技术与重大装备
- 7.强化相关配套政策与体制机制创新：**配套政策与体制机制是构建新型电力系统的制度保障

02 *Part Two*

新型电力系统建设体系框架

- 一、形势要求与内涵特征
- 二、三个发展阶段及显著特点
- 三、新型电力系统建设重点任务
- **四、加快构建新型电力系统行动方案**



四、加快构建新型电力系统行动方案





目 录



- 1.新型电力系统政策背景
- 2.新型电力系统建设体系框架
- **3.全国统一电力市场建设**
- 4.新型电力系统市场运行相关建议
- 5.新型电力系统市场运行仿真



03 *Part Three*

全国统一电力市场建设

体系框架

- 一、总体目标
- 二、健全多层次统一电力市场体系
- 三、完善统一电力市场体系的功能
- 四、健全统一电力市场体系的交易机制
- 五、加强电力统筹规划和科学监管
- 六、构建适应新型电力系统的市场机制
- 七、新能源全面参与电力市场机制



一、总体目标

指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，遵循电力运行规律和市场经济规律，适应碳达峰碳中和目标的新要求，更好统筹发展和安全，**优化电力市场总体设计，健全多层次统一电力市场体系，统一交易规则和技术标准，破除市场壁垒，推进适应能源结构转型的电力市场机制建设**，加快形成**统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善**的电力市场体系。

总体目标。到2025年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。**到2030年，全国统一电力市场体系基本建成**，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。



03 *Part Three*

全国统一电力市场建设

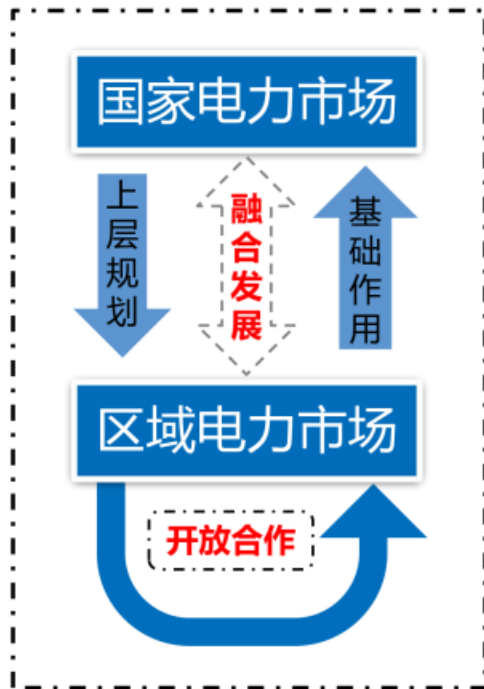
体系框架

- 一、总体目标
- **二、健全多层次统一电力市场体系**
- 三、完善统一电力市场体系的功能
- 四、健全统一电力市场体系的交易机制
- 五、加强电力统筹规划和科学监管
- 六、构建适应新型电力系统的市场机制
- 七、新能源全面参与电力市场机制





二、健全多层次统一电力市场体系



- **加快建设国家电力市场。**充分发挥北京、广州电力交易中心作用，**完善电力交易平台运营管理和跨省跨区市场交易机制。**
- **稳步推进省（区、市）/区域电力市场建设。**充分发挥省（区、市）市场在全国统一电力市场体系的**基础作用**，**提高省域内电力资源配置效率，保障地方电力基本平衡。**
- **引导各层次电力市场协同运行。**有序推动国家市场、省（区、市）/区域电力市场建设，加强**不同层次市场的相互耦合、有序衔接。**
- **有序推进跨省跨区市场间开放合作。**在落实电网安全保供支撑电源电量的基础上，按照先增量、后存量原则，**分类放开跨省跨区优先发电计划，推动将国家送电计划、地方政府送电协议转化为政府授权的中长期合同。**



03 *Part Three*

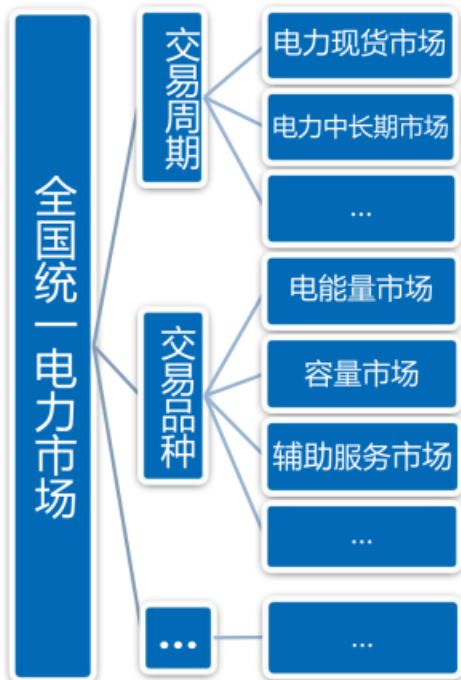
全国统一电力市场建设

体系框架

- 一、总体目标
- 二、健全多层次统一电力市场体系
- **三、完善统一电力市场体系的功能**
- 四、健全统一电力市场体系的交易机制
- 五、加强电力统筹规划和科学监管
- 六、构建适应新型电力系统的市场机制
- 七、新能源全面参与电力市场机制

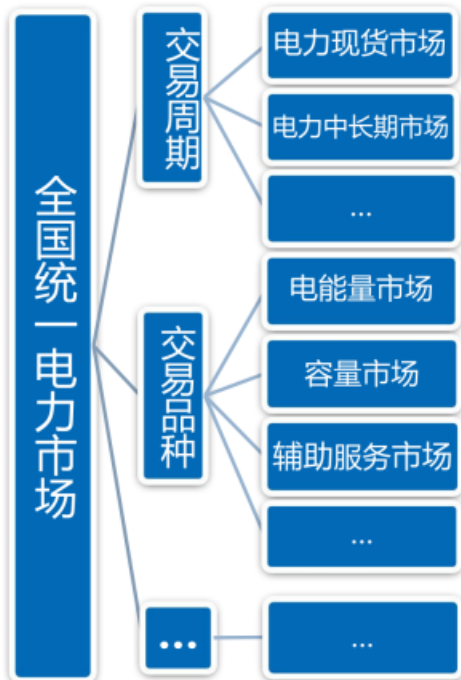


三、完善统一电力市场体系的功能



- **持续推动电力中长期市场建设。** 进一步发挥中长期市场在平衡长期供需、稳定市场预期**的基础作用**。
- **积极稳妥推进电力现货市场建设。** 引导现货市场更好发现**电力实时价格**，准确反映电能供需关系。
- **持续完善电力辅助服务市场。** 推动电力辅助服务市场更好体现灵活调节性资源的市场价值，**建立健全调频、备用等辅助服务市场**，探索用户可调节负荷参与辅助服务交易，推动源网荷储一体化建设和多能互补协调运营，**完善成本分摊和收益共享机制**。
- **培育多元竞争的市场主体。** 有序放开发用电计划，**分类推动燃气、热电联产、新能源、核电等优先发电主体参与市场**，分批次推动经营性用户全面参与市场，推动将优先发电、优先购电计划转化为政府授权的中长期合同。

三、完善统一电力市场体系的功能



电力现货市场建设——基本规则

- 2022年11月25日,《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》,面向社会公开征求意见。2023年发布《电力现货市场基本规则(试行)》,2024年4月发布国家能源局发布了《电力市场监管办法》。
- 两份文件是国家层面首次出台电力现货市场规则性文件,不仅明确了电力现货市场建设目标、路径、任务和运行要求,还对参与市场主体、市场衔接、信用管理等作出细则性要求,将推动电力现货市场从试点走向全国。



03 *Part Three*

全国统一电力市场建设

体系框架

- 一、总体目标
- 二、健全多层次统一电力市场体系
- 三、完善统一电力市场体系的功能
- **四、健全统一电力市场体系的交易机制**
- 五、加强电力统筹规划和科学监管
- 六、构建适应新型电力系统的市场机制
- 七、新能源全面参与电力市场机制





四、健全统一电力市场体系的交易机制

统一
标准

规范统一市场基本交易规则和技术标准。发改委、能源局组织有关方面制定市场准入退出、**交易品种、交易时序、交易执行结算**等基本交易规则，以及统一的交易技术标准和数据接口标准。各地组织省（区、市）电力交易中心依照基本交易规则制定本地交易细则。推动交易中心之间在技术和数据标准方面有效衔接、总体一致。

厘清
价格

完善电力价格形成机制。改革完善煤电价格市场化形成机制，完善电价传导机制，统一规范各地电力市场价格规则，有效平衡电力供需。有序推动工商业用户全部进入电力市场，**确保居民、农业、公益性事业等用电价格相对稳定。**提升跨省跨区输电价格机制灵活性，**探索跨省跨区交易按最优路径组合等方式收取输电费用。**

统筹
运行

做好市场化交易与调度运行的高效衔接。在保障电网安全运行和电力可靠供应的前提下，**统筹优化电力市场运行与电网调度运行，健全完善电网企业相关业务流程和制度标准。提升电网智能化水平，**加强电力运行调度和安全管理，依法依规落实电力市场交易结果。

信息
共享

加强信息共享和披露。推动全国电力市场主体注册信息共享。落实信息披露制度要求，规范披露流程，依法依规披露电网安全约束条件、跨省跨区可用输电能力等关键信息。**建设统一信息披露平台，**健全信息安全保障机制，确保电力运行信息安全可控。



03 *Part Three*

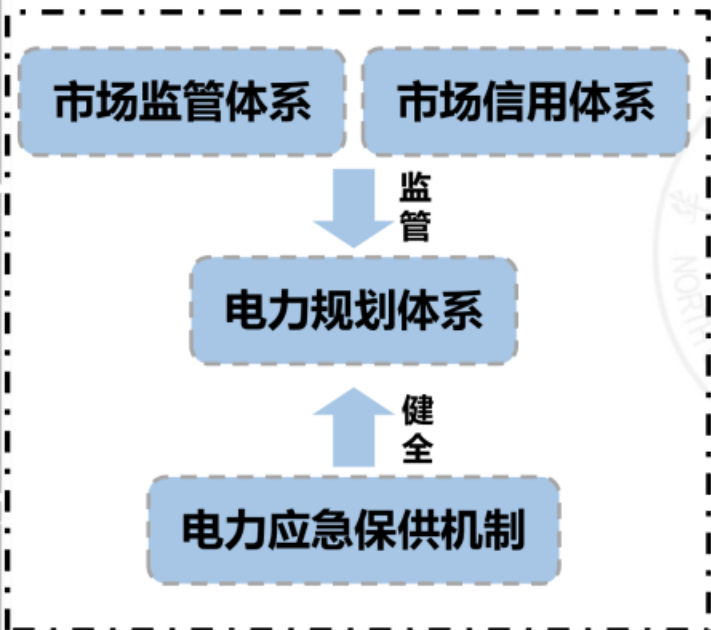
全国统一电力市场建设

体系框架

- 一、总体目标
- 二、健全多层次统一电力市场体系
- 三、完善统一电力市场体系的功能
- 四、健全统一电力市场体系的交易机制
- **五、加强电力统筹规划和科学监管**
- 六、构建适应新型电力系统的市场机制
- 七、新能源全面参与电力市场机制



五、加强电力统筹规划和科学监管



- **健全适应市场化环境的电力规划体系。**统筹可再生能源和常规电源规划布局，注重**发挥市场价格信号**对电力规划建设的引导作用。
- **完善现代电力市场监管体制。**加强对电网企业自然垄断性业务的监管，健全电网公平开放监管制度，强化运行安全和服务质量评价。
- **健全电力市场信用体系。**健全市场主体自律和社会监督机制，完善电力市场信用评价体系，构建以信用为基础的新型监管机制。
- **完善电力应急保供机制。**健全市场应急处置机制，优先保障民生用电供应，确保电力供应安全。



03 *Part Three*

全国统一电力市场建设

体系框架

- 一、总体目标
- 二、健全多层次统一电力市场体系
- 三、完善统一电力市场体系的功能
- 四、健全统一电力市场体系的交易机制
- 五、加强电力统筹规划和科学监管
- **六、构建适应新型电力系统的市场机制**
- 七、新能源全面参与电力市场机制



六、构建适应新型电力系统的市场机制



高比例
新能源



成本回
收机制



绿色电
力交易



分布式
交易

1.提升电力市场对高比例新能源的适应性，支撑新型电力系统市场化发展：

- 严格落实支持新能源发展的法律法规和政策措施
- 建立与新能源特性相适应的中长期电力交易机制
- 鼓励新能源报量报价参与现货市场。
- 在现货市场内推动调峰服务

2.因地制宜建立发电容量成本回收机制，促进新型电力系统灵活性资源发展：

- 针对高比例新能源参与电力市场，建立市场化的发电容量成本回收机制
- 鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节资源的投资建设

3.探索开展绿色电力交易，释放新型电力系统环境价值：

用户购电价格=绿色电力交易价格+输配电价+辅助服务费用+政府性基金及附加。国网方面，绿色电力交易价格=电能量价格+绿色环境权益价格；南网方面，绿色电力价格=电能量价格+环境溢价

4.健全分布式发电市场化交易机制，推进新型电力系统多元化发展：

- 鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易
- 完善微电网、存量小电网、增量配电网与大电网间的交易结算、运行调度等机制，增强就近消纳新能源和安全运行能力



03 *Part Three*

全国统一电力市场建设

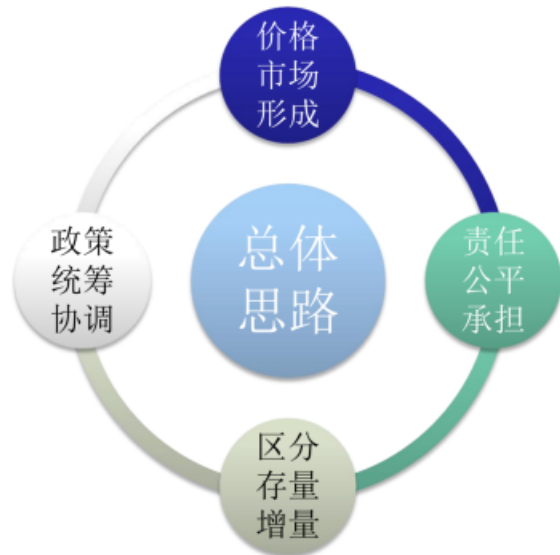
体系框架

- 一、总体目标
- 二、健全多层次统一电力市场体系
- 三、完善统一电力市场体系的功能
- 四、健全统一电力市场体系的交易机制
- 五、加强电力统筹规划和科学监管
- 六、构建适应新型电力系统的市场机制
- **七、新能源全面参与电力市场机制**



七、新能源全面参与电力市场机制

136号文总体思路



按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。

坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。

坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。

坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。

坚持统筹协调，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。

七、新能源全面参与电力市场机制

推动新能源上网电价全面由市场形成

(一) 新能源上网电量参与市场交易

- 新能源项目上网电量原则上**全部进入电力市场**。
- 可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。
- **参与跨省跨区交易的新能源电量**，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。

(二) 完善现货市场交易和价格机制

- **完善现货市场交易规则**，推动新能源参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。
- **适当放宽现货市场限价**，明确申报价格上下限。

(三) 健全中长期市场交易和价格机制

- **不断完善中长期市场交易规则**，缩短交易周期。
- 允许供需双方结合新能源出力特点，**合理确定中长期合同的量价、曲线等内容**，并根据实际灵活调整。
- **完善绿色电力交易政策**，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格；省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。
- 鼓励新能源发电企业与电力用户**签订多年期购电协议**。
- 指导电力交易机构在合理衔接、风险可控的前提下，**探索组织开展多年期交易**。

七、新能源全面参与电力市场机制

建立健全支持新能源高质量发展的制度机制



(四) 建立新能源可持续发展价格结算机制

- 新能源参与电力市场交易后，在**市场外建立差价结算的机制**，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。
- 对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，**由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。**

七、新能源全面参与电力市场机制

建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

(五) 新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限 2025年6月1日以前投产的新能源存量项目:

(1) **电量规模**, 由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在**规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年**。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力, 主动参与市场竞争。

(2) **机制电价**, 按现行价格政策执行, **不高于当地煤电基准价**。

(3) **执行期限**, 按照现行相关政策保障期限确定。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目, 按照各地现行政策执行。



七、新能源全面参与电力市场机制

建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

(五) 新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限 2025年6月1日起投产的新能源增量项目：

(1) 每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。

(2) 机制电价，由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。

(3) 执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。

七、新能源全面参与电力市场机制

建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

(六) 新能源可持续发展价格结算机制的结算方式

- 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。
- 电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。
- 各地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。

(七) 新能源可持续发展价格结算机制的退出规则

- 已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。
- 新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

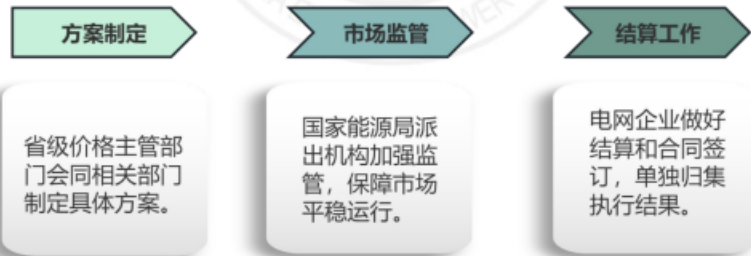


七、新能源全面参与电力市场机制

保障措施

(八) 加强组织落实

- 各省级价格主管部门会同能源主管部门、电力运行主管部门等制定具体方案，做好影响测算分析，充分听取有关方面意见，周密组织落实，主动协调解决实施过程中遇到的问题；加强政策宣传解读，及时回应社会关切，凝聚改革共识。
- 国家能源局派出机构会同有关部门加强市场监管，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行。
- 电网企业做好结算和合同签订等相关工作，对新能源可持续发展价格结算机制执行结果单独归集。



七、新能源全面参与电力市场机制

保障措施

(九) 强化政策协同

强化规划协同，各地改革实施方案要有利于国家新能源发展规划目标的落实，并做好与国家能源电力规划的衔接。**强化改革与绿证政策协同**，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。电网企业可通过市场化方式采购新能源电量作为代理购电来源。**强化改革与市场协同**，新能源参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。**强化改革与优化环境协同**，坚决纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。

规划协同

改革实施方案与国家新能源发展规划目标衔接。

绿证协同

纳入机制的电量不重复获得绿证收益。

市场协同

未上网电量不纳入新能源利用率统计与考核。

环境协同

纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用。



七、新能源全面参与电力市场机制

保障措施

(十) 做好跟踪评估

- 各地要密切跟踪市场价格波动、新能源发电成本和收益变化、终端用户电价水平等，认真评估改革对行业发展和企业经营等方面的影响，及时总结改革成效，优化政策实施，持续增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。
- 国家结合新能源技术进步、电力市场发展、绿色电力消费增长和绿证市场发展等情况，不断完善可再生能源消纳责任权重制度，适时对新能源可持续发展价格结算机制进行评估优化、条件成熟时择机退出。

跟踪监测

密切跟踪市场价格波动、新能源发电成本和收益变化。

政策优化

持续增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。

七、新能源全面参与电力市场机制——政策要点分析

政策要点分析：1.形成新能源全面参与的市场机制，加快推进全国统一电力市场建设

- (1) **明确新能源全量上网机制。**通过报量报价等多种**灵活的参与方式**，将风电、太阳能等新能源发电项目纳入到市场中，厘清了新能源公平竞争参与市场的模式。
- (2) **健全现货市场运行体系。**推动新能源公平参与**实时市场**，加快其自愿参与**日前市场**，提供更灵活的市场选择策略。适当**放宽现货市场限价**，以激发新能源在市场中的竞争力。
- (3) **完善中长期市场交易体系。**通过**缩短交易周期**，扩大**多年期**购电交易协议，**提高交易频次**，增强市场对供需变化的适应性。建立匹配新能源出力特点的**中长期合同量价、曲线**等内容，以提升电力合同灵活性与适应性。明确绿电交易申报价格和成交价格中的**电能量价格与绿证价格**，推动绿电交易与电力市场机制的有序衔接。

七、新能源全面参与电力市场机制——政策要点分析

政策要点分析：2.创新新能源可持续发展价格结算机制，保障新能源稳定可靠收益

- (1) **在市场外建立差价结算机制。**通过对新能源项目进行“**多退少补**”的调节，促进新能源公平交易，保障新能源项目在各地市场环境下的可持续发展。
- (2) **区分存量、增量项目。**对电量规模、机制电价和执行期限分类施策，实现**存量项目与政策衔接**，**保障增量项目收益预期**的关键举措，旨在引导新能源行业整体健康有序发展，体现政策统筹协调。
- (3) **健全市场结算方式。**将新能源项目全面入市的上网电量划分机制电量、市场电量两部分，**机制电量**在市场外通过差价结算获取稳定收益，另一部分**随行就市**与煤电等其他电源平等竞争，在提供稳定收益保障的同时，有效调控市场风险，推动新能源市场化改革向有序、协调、纵深方向发展。

七、新能源全面参与电力市场机制——政策要点分析

政策要点分析：3.引导新能源健康有序高质量发展，促进新型电力系统高效协同运行

- (1) **提出纳入新能源的系统运行费用机制。**对纳入机制的电量，**按月开展差价结算**，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，更好地体现公平承担电力系统调节成本作用。
- (2) **取消新能源强制性配储。**引导新能源综合考虑技术、环境 and 经济等因素**进行自主配备**储能装置，推动新能源配储向**市场化、经济性驱动**的方向协调发展。
- (3) **构筑新能源政策协同机制。**统筹协调**新能源等电力设施规划、多层次统一电力市场的建设**，以及**电-碳-绿证协同等政策**，体现新型电力系统发展方向、市场政策及与外部市场衔接政策的**有机融合**，为保障新能源市场化发展，促进新型电力系统的高效协同运行提供有力支撑。

七、新能源全面参与电力市场机制——政策建议

政策建议：1、进一步完善新能源全面参与市场的规则体系



(1) **进一步完善新能源参与现货市场运行体系。**现货申报价格区间应综合**工商业用户尖峰价格**、碳交易价格、CCER以及绿证价格等多种因素合理确定。将**现货市场**与调频、爬坡等**辅助服务**进行联合出清，实现市场与运行调度的有序衔接。

(2) **进一步完善新能源参与中长期市场运行体系。**丰富绿电交易方式，鼓励开展**逐日的绿电滚动交易**，拓展**多年期**购电协议（PPA）。进一步丰富中长期市场交易品种，积极探索**分时段绿电交易模式**，推进中长期交易向全周期延伸、实现全时段覆盖。

(3) **加强电力中长期市场和现货市场衔接。**逐步实现**多日、逐日**等时序上的衔接，推动带曲线的中长期合约物理执行，合理确定中长期与现货市场的电量**交易规模比重**，提升市场灵活性和资源配置效率。

七、新能源全面参与电力市场机制——政策建议

政策建议：2、持续规范新能源可持续发展价格结算机制



- (1) **合理设置机制电价等参数。**综合考虑新能源发展态势、**消纳责任权重实施成效**以及煤电上网价格、绿证及CCER价格、市场交易均价等因素，合理设置存量及增量项目的**机制电量、机制电价**，确保机制的灵活性和适应性，引导新能源行业高质量规划运行发展。
- (2) **明确电量分摊比例。**根据新能源项目的出力特性和市场供需情况，结合**市场交易均价与机制电价的价差**，明确机制电量分摊到各月的比例及范围，规避用户的无序套利行为。
- (3) **建立市场联动结算机制。**综合考虑现货价格、中长期价格、机制电价进行新能源电量结算，形成**场外机制价格与中长期、现货市场价格联合结算**的新能源市场联动结算机制。

七、新能源全面参与电力市场机制——政策建议

政策建议：3、推进全国统一电力市场、碳排放权交易市场、绿证市场协同运行

(1) **拓展绿电交易模式。**推广“**证电合一**”与“**证电分离**”多种交易模式，围绕电价、碳价、绿证三方价格，对各市场主体的**交易行为特征**、**价格形成机制**等进行系统梳理，丰富现有交易方式，增强市场灵活性与价格发现功能。

(2) **完善绿证核算体系。**建立**统一全覆盖**的绿证核发与交易核算体系，确保绿证的核发、交易、核销等环节**信息透明**、**全程可溯**，加速建立统一的数据平台，实现碳排放、绿证核发与交易的全流程管理，为电碳绿证市场的协同发展提供核算保障。

(3) **推动电碳绿证政策有机融合。**建立包括可再生能源电力消纳责任权重、绿电消费比例、CCER以及碳配额政策的**协同组合机制**，加强电碳绿证市场的顶层设计与部门协调，形成政策合力。建立电价、碳价与绿证价格的**联动机制**，促进环境权益的互认与市场信号的互通。

目 录



- 1.新型电力系统政策背景
- 2.新型电力系统建设体系框架
- 3.全国统一电力市场建设
- 4.新型电力系统市场运行相关建议
- 5.新型电力系统市场运行仿真

4.新型电力系统市场运行相关建议

1、加快神经网络等人工智能技术在市场预测的应用：应用**机器学习**等方法优化新能源出力预测模型，结合大数据等方法**提高市场价格预测精度**。

2、加强深度强化学习等方法在市场竞争的应用：设计基于**深度强化学习**等人工智能技术的竞价出清算法，建立更加精准快速的**智能化实时报价系统**。

3、推广市场仿真技术应用：

(1) 构建多类型市场运行仿真场景。综合考虑各省份的市场结构、供需特征、交易规则等复杂因素，构建多类型市场运行仿真场景，开展针对性的**市场运行仿真研究**，精准把握新型电力系统市场运行的动态复杂特性。

(2) 市场政策组合方案仿真推演。针对交易规则、碳配额、CCER占比等关联政策的不同组合方案，进行**多场景长周期**仿真运行分析，优化验证不同市场环境下政策组合方案成效，提供政策层面的仿真决策支持。

(3) 市场交易及结算机制仿真验证。对各省市区各级市场新能源项目纳入机制的**电量规模、机制电价、执行期限**等参数进行动态仿真模拟，分析不同场景下的竞价出清规则与新能源可持续发展价格结算机制的适配关系。

(4) 市场主体交易策略仿真分析。揭示各市场主体的**行为特征和交易策略**，充分把控市场运行动态，对仿真结果进行**量化分析**，厘清新能源与传统能源、新型经营主体等多元市场主体的互动关系。

目 录



- 1.新型电力系统政策背景
- 2.新型电力系统建设体系框架
- 3.全国统一电力市场建设
- 4.新型电力系统市场运行相关建议
- 5.新型电力系统市场运行仿真



5.新型电力系统市场化运行仿真

一、仿真研究理论与方法：

- 复杂适应系统理论
- 演化过程模型
- 多主体行为过程模型
- 多主体行为过程模型

二、仿真功能概述

- 开发平台：Python, MySQL
- 仿真周期：一年（35040时点）→多年
- 仿真步长：15分钟
- 仿真主要内容

三、仿真系统架构：

系统构成要素：

交易主体、资源对象、交易合同

四、仿真系统应用

仿真应用方式：

方案对比、仿真推演、仿真验证

仿真场景



仿真算例



◆ End

谢谢!

