

我国电力市场建设现状、挑战及思考

韩 放

2023年3月29日



目录 CONTENTS

1

电力发展基本情况

2

电力市场建设运行情况

3

电力市场建设面临的挑战

4

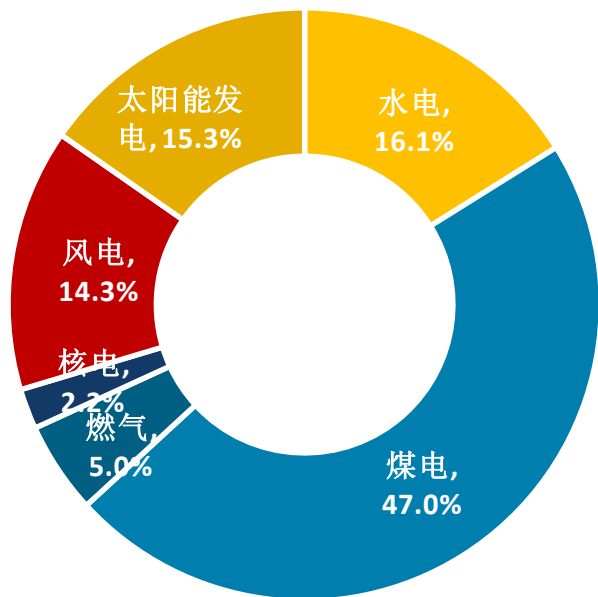
完善市场建设的几点思考

1

我国电力发展基本情况

1、全国发电装机容量

电力行业绿色低碳转型成效显著。



25.6亿千瓦



12.7亿千瓦, 49.6%

全国全口径非化石能源发电装机容量占比



3.65亿千瓦

风电并网发电装机容量



3.9亿千瓦

光伏发电并网装机容量

□ 截至2022年底, 全国全口径发电装机容量**25.6亿千瓦**, 同比增长7.8%。

其中, 火电**13.3亿千瓦**, 水电**4.1亿千瓦**; 核电**5553万千瓦**; 并网风电**3.65亿千瓦**

(其中, 陆上风电3.35亿千瓦、海上风电3046万千瓦); 并网太阳能发电3.9亿千瓦。³

2、全国发电量

- 2022年，全国全口径发电量为**8.69万亿千瓦时**，同比增长3.6%。其中，全口径非化石能源发电量**3.15万亿千瓦时**，同比增长8.7%，占总发电量的比重为36.2%。
- 风光发电量合计**1.19亿千瓦时**。
- 煤电装机11.2亿千瓦，占比43.75%；煤电发电量5.077亿千瓦时，占比58.3%。煤电仍是当前我国电力供应的最主要电源。

5、2023年电力供需预测

正常气候情况下，预计2023年全国全社会用电量**9.15万亿千瓦时**，同比增长**6%**左右。

正常气候情况下，预计全国最高用电负荷13.7亿千瓦左右，比2022年增加8000万千瓦。若出现长时段大范围极端气候，预计全国最高用电负荷可能比2022年增加近1亿千瓦。



预计2023年全国新增发电装机规模达到2.5亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机投产1.8亿千瓦。预计2023年底全国发电装机容量**28亿千瓦**左右，其中非化石能源发电装机合计14.8亿千瓦，占总装机容量比重上升至**52.5%**左右。

太阳能发电及风电装机规模均将在2023年首次超过水电装机规模。

2

电力市场建设运行情况



2015年9号文发布以来，电力市场建设取得显著成绩。

国家发改委相继发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）以及《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号），电力市场建设进入了加速推进的新阶段。中央深改委第二十二次会议审议通过《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，为下一步深化电力市场体系建设指明了方向。随着新型电力系统加快构建，发用电计划进一步放开，电力市场交易规模不断扩大，加之一次能源价格波动等因素影响，**电力市场建设和运营呈现一些新的特点。**

1、市场规模逐步扩大，市场化程度提高

市场交易电量规模大幅增加

2022年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量**52543亿千瓦时**，同比增长39%，**占全社会用电量比重为60%**，同比提高15.4个百分点。

省内交易电量合计为**42181**亿千瓦时，占比80%。

省间交易电量合计为**10362**亿千瓦时。

绿电交易电量**228**亿千瓦时。

绿证交易**969**万个。

煤电交易电量超过4万亿，交易价格0.449元/千瓦时。较全国平均基准价上浮18%。

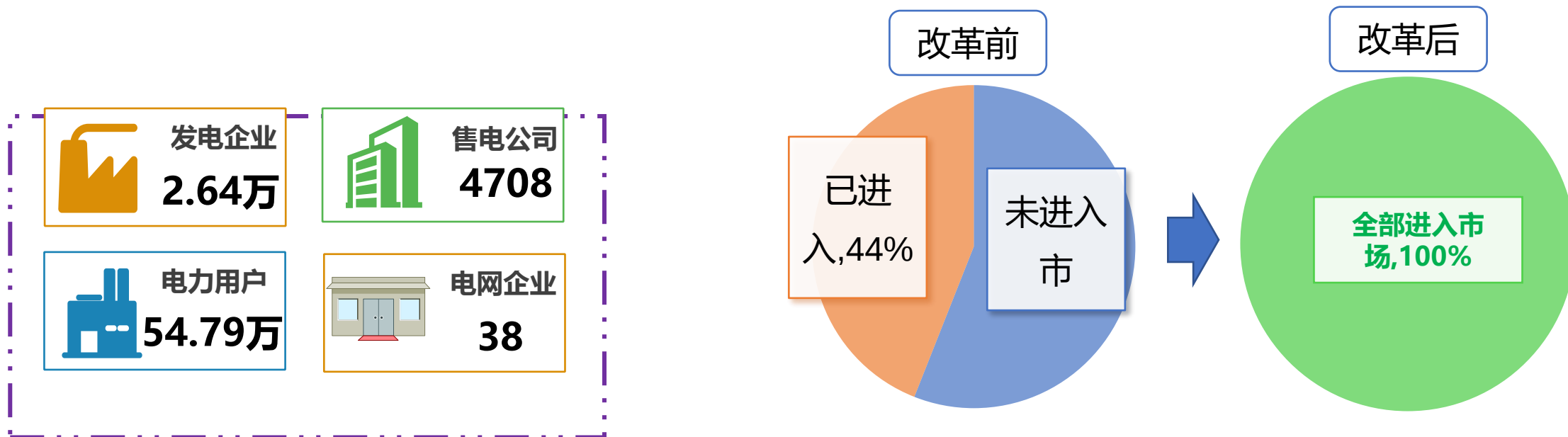
北京、广州电力交易中心组织完成市场交易电量为**10362亿千瓦时**。

其中：北京电力交易中心组织完成省间交易电量**9609亿千瓦时**，
广州电力交易中心组织完成省间交易电量**753亿千瓦时**。

2、市场主体显著增加且逐步成熟

2021年10月，按照国家政策要求，各地取消工商业用户目录电价，工商业用户通过直接从市场购电或由电网公司代理购电方式全部进入市场。

截至2022年底，我国各电力交易平台累计注册市场主体**579027**家。其中：发电企业**26386**家，电力用户**547895**家，售电公司**4708**家。



全部工商业用户将进入市场

市场主体参与市场能力逐步提高

各类主体市场参与度和能力不断提升，对于交易规则的理解更加透彻，在中长期市场、现货市场使用不同交易品种和机制，根据实际情况调整合同、减少偏差、争取收益，有序参与市场交易。市场主体“盯盘操作、分毫必争”，通过盯天气、抓时机、定策略等方法，努力争取市场收益。售电公司通过建立科学有效的经营体系、丰富多样的服务项目、提升精细化管理水平，提升竞争实力。电力用户充分结合自身用电特性，调节用电行为，甄选零售套餐，降低用能成本。

市场主体参与市场能力逐步提高

2022 年11月，中电联举办了全国电力行业职业电力交易员技能竞赛。发电企业、售电公司、大用户等市场主体积极参与。竞赛自启动之日起，就得到行业内单位广泛关注并踊跃参与，全国共有**91支**参赛队伍、**273名参赛选手**参加了比赛。

比赛在疫情防控形势下创新办赛模式，分为初赛和决赛两个阶段，初赛阶段通过线上开展，决赛阶段采取“线下分点集中+线上同时开赛”的创新模式，是近年来中电联主办的参赛队数量和参赛人数规模最大的一届竞赛。

通过竞赛，涌现了一批技术能手，26只队伍获得团体奖项，21名选手获得“电力行业技术能手”荣誉称号。49名选手“电力行业优秀技能选手”称号。选手们在竞赛过程中表现出了较高的政策水平和交易能力。

。



3、交易模式和交易品种日益丰富



中国电力企业联合会
CHINA ELECTRICITY COUNCIL

从交易品种上看，电力交易已形成电能量交易、辅助服务交易等多交易品种。同时为促进清洁能源发展，开展清洁能源替代交易、绿色电力交易、绿色电力证书交易等市场化交易品种。

从覆盖地理范围上看，分为省内市场和省间市场。

从交易周期上看，中长期市场覆盖多年、年度、多月、月度、月内交易，交易频次的提升更好地满足了市场主体灵活响应供需变化和清洁能源消纳的需求



电能量价值

电能量市场（按时间划分）

- 中长期市场（长期、年、月、月内）
- 现货市场（日前、日内、实时）



省间、省内中长期交易定期开市，山西等省开展中长期连续运营。山西等6家第一批现货试点省开展结算试运行。

可靠性价值

- 容量补偿机制
- 容量市场
- 稀缺电价



山东正在试点建立容量补偿机制。

灵活性价值

- 调频市场
- 备用
- 爬坡
- 转动惯量市场



各区域均开展；除西藏外，各省均已开展调峰/调频辅助服务

绿色环境价值

- 绿电
- 绿证市场



绿电交易，2022年结算228亿千瓦时，平均溢价3-5分。

4、电力市场建设步伐加快

中长期市场向连续运营目标推进，有效发挥稳定市场预期基础作用

夯实保供稳价基本盘

中长期交易电量占总交易电量的比重维持在90%以上。在保障电力供应、稳定价格方面充分发挥了“压舱石”和“稳定器”的作用。

缩短交易周期，灵活响应市场主体需求。

月内交易周期不断缩短，最小交易周期由月、旬（周）缩短至日（多日）。通过向连续运营推进，中长期交易结果更加贴近实际运行，

形成了分时段的交易机制和价格信号

改变以往只确定电量电价的方式，中长期交易明确电力曲线，引导市场主体发现电力的真实价格。

现货市场建设稳步推进，初步建立反映实时电力供需的价格机制

现货市场建设稳步推进

首批8个电力现货试点，南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃均已启动连续结算试运行，第二批6个试点也陆续开展了模拟试运行。

初步建立反映实时供需的价格机制

各试点省现货市场形成了初步反映实时供需的市场价格信号，价格波动符合电力供需规律，能够一定程度上反映电力不同时段的价值。

价格信号引导用户主动移峰填谷

现货带时标的价格引导用户主动参与调峰。

辅助服务市场逐步完善，通过市场化手段提升系统调节能力

(1) 调峰市场逐步与现货市场融合

根据国家发展改革委、国家能源局相关要求，在现货开展期间，调峰辅助服务市场与现货市场融合运行。部分省份已建立现货运行期间融合运行、非现货运行期间常态化启动的市场机制。

(2) 参与主体从发电厂扩展为各类并网主体

在辅助服务提供方引入用电侧主体，如负荷聚合商、可中断负荷、虚拟电厂、电储能等，提供调峰、调频、备用等辅助服务，部分地区根据国家政策要求，将电力用户纳入了辅助服务费用分担的主体。

5、新能源市场化消纳机制建设积极推进



中国电力企业联合会
CHINA ELECTRICITY COUNCIL

当前全国新能源电量平均市场化率约30%左右。全国有1/3的省份超过30%，主要集中在中西部地区。新能源市场化消纳主要以“保障性消纳+市场化交易”结合方式消纳新能源，市场交易机制各有特色。

3

电力市场建设面临的挑战

挑战一：如何促进发挥火电机组保供支撑作用



中国电力企业联合会
CHINA ELECTRICITY COUNCIL

- 近年来，火电发电量增长滞后于全社会用电量增长，但发电量占比依然超过60%。
在全社会用电需求仍保持中高速增长情景下，**火电在保障电力供应方面仍然发挥重要作用**，需要推动常规电源向调节性电源转型。
- 当前电力系统峰谷差拉大、最高负荷增速高于用电量增速，而系统顶峰调节发电能力建设相对滞后，需要出台相关政策和市场机制引导保障性和调节性电源的投资。
- 一次能源价格上涨、运行调节成本上涨如何疏导。

挑战二：如何促进新能源消纳和水平发展

电力市场中，新能源如何参与市场。

- 新能源电站承担了大部分市场运营分摊费用。
- 与火电的自主控制出力曲线相比，新能源更多是“靠天吃饭”。无论签订何种交易曲线，对新能源都存在较大的偏差考核或结算风险。

1 新能源由保障性收购向市场化消纳过渡缺乏明晰的路径

各地新能源参与市场规模的确定方式不尽相同。各地对新能源参与市场缺乏统一标准和明晰路径，给电力市场建设和新能源项目投资带来了不确定性。

2 高比例新能源下的系统调节成本缺乏合理有效的疏导机制

现行的辅助服务市场机制成本疏导不畅，系统调节费用主要在发电侧分摊，缺乏向用户侧疏导的机制，其中新能源分摊比例较大。**一方面**影响了火电等常规电源参与系统调节的积极性，**另一方面**也给部分新能源企业带来较大经营压力。

3 新能源参与市场存在收益下降的问题

新能源参与现货市场后，**市场价格普遍较低**。此外，新能源还需承担辅助服务费用、负荷预测偏差等考核费用，进一步拉低了其市场化收益，影响新能源企业参与市场的积极性。

4

新能源出力特性对现货市场电价影响日益凸显

新能源发电波动性对现货出清价格产生越来越大的影响，“地板价”“天花板价”出现比例较高，出现零电价、负电价等现象。

5

绿电、绿证交易政策机制需进一步完善

- 一是需要加强我国绿色电力消费与认证体系顶层设计。
- 二是用户侧绿色消费意识有待进一步激励和培育。
- 三是需要进一步统筹衔接绿电绿证与碳市场等政策机制。

25

挑战三：如何处理计划内和计划外的电力电量



中国电力企业联合会
CHINA ELECTRICITY COUNCIL

- **从电量空间来看**，对于典型受端省份，在市场化用户全面放开情况下，省内优发电量与省间购入电量规模总量将明显超出省内优先用电电量，省间、省内市场化交易电量空间出现不匹配的问题，需要有序推动省内用户参与省间市场购电。
- **从电力曲线来看**，发电侧放开的经营性发电调峰能力强、保留的优先发电呈现反调峰特性；而用户侧放开的经营性用户峰谷差小，保留的优购用户峰谷差大且需要发电侧提供调峰能力。优先发电、优先用电在电力交易曲线上难以匹配，保障优购用户高峰用电需求的机制需要设计。

挑战四：如何合理传导成本，保障电力价格稳定



中国电力企业联合会
CHINA ELECTRICITY COUNCIL

电力行业是国民经济重要的基础性行业，连接上游煤炭、天然气等一次能源市场，连接下游各行各业。为经济社会发展提供稳定的电力价格信号，对于平稳经济运行至关重要。现行“基准价+上下浮动”电价机制不能完全覆盖火电成本。

如何健全电力市场价格体系，促进一二次能源价格合理传导；如何发挥好中长期交易“压舱石”作用。

1 尽快实现连续开市

大部分省级电力市场中长期交易目前仍处在从固定开市向连续开市过渡的阶段。截至2022年底，我国只有山西、山东、江西、甘肃、云南五省实现中长期市场按日连续运营，其他地区仍需进一步提升中长期交易的频次，缩短市场交易周期

2 交易曲线形成方式进一步优化

部分省份市场主体在达成中长期交易时仅有电量合同，未形成中长期曲线或未约定曲线分解方式，没有真正实现分时段或带曲线交易。影响中长期与现货市场衔接，也不利于市场公平高效运作。



3 辅助服务市场不能充分调动发电企业参与调节的积极性

现行辅助服务市场交易品种相对较少，缺乏备用、爬坡、转动惯量等类型；补偿力度不够，难以覆盖火电机组参与调节的成本。

未按照“谁受益、谁承担”的原则建立完善的成本分摊与传导机制，影响了机组参与调节的积极性。

4 容量市场或补偿机制建设滞后不利于发挥火电兜底保障作用

火电从提供电量向提供电量和电源支撑转变，基于边际成本定价的单一电能市场收益不能完全覆盖发电企业全部成本。目前各地容量市场建设进度相对缓慢，电力系统长期充裕度难以保障。



5 省为主体的电力发展保供格局与全国资源配置之间需要加强统筹协调

一是政府规划与市场运行间缺乏有效衔接，造成了一些建成投运的线路送受省长期就电量、价格、曲线难以协商达成一致。**二是**“紧张时送端不送、宽松时受端不要”的情况时有发生，制约了资源大规模优化配置的能力。**三是**省间、省内市场的价格衔接机制需要完善。

6 省间合同履约率受省内供需形势变化与可再生能源随机性影响，难以持续保障

一是近年来部分送出省省内用电需求增速超过电源有效容量增速，省内平衡与外送合同履约不能完全兼顾。**二是**高比例新能源、水力发电波动性大，影响送出省内部平衡和外送合同履约率。

5

完善市场建设的几点思考

(一) 加强电力市场的规划设计

系统谋划市场总体设计。

省间与省内，中长期与现货，政策与市场，市场与运行，批发与零售，进一步优化完善多层次统一电力市场顶层设计。

明确电力市场电能价值、安全价值与绿色价值与市场机制的设计

明确省级电力市场功能定位，对省级电力市场的体系框架、市场形态、市场边界、市场主体、交易品种、技术标准等进行规范，确保符合多层次统一电力市场顶层设计要求，并满足省内电力运行和经济发展需要。

(二) 完善价格形成机制，发挥安全保供作用

建立燃煤基准电价评估与调整制度

现状：各省区基准价均为2017年以前核定，基准价大幅偏离核定时的煤价水平，企业连年亏损。

建议：统筹考虑各省区煤价、利用小时、固定成本、长期贷款利率等因素，**定期开展各省区煤电“基准价”评估，并建立煤电“基准价”调整制度**，使基准价能有效反映电煤价格、电力需求等供求因素变化，促进发电成本有效疏导。





放宽对煤电中长期交易价格上下浮动20%的限制

建议合理放宽煤电中长期交易价格上下浮动20%的限制，真实反应成本变化和供需关系，合理引导中长期价格的形成。在国家层面督导各省区**严格落实高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制的政策要求**。



建立更加科学的输电通道电价机制

结合全国统一电力市场建设的目标，根据市场建设需要，分阶段推动跨省跨区输电价格由单一制电量电价逐步向“容量电价+电量电价”的两部制电价过渡。





建立配套的容量保障机制

现状：容量电价机制尚未建立，难以有效引导充足的发电容量和灵活调节资源投资，发电容量充裕度面临挑战。

建议：规划建立配套的容量保障机制，加快推进在**西南水电大省、西北新能源基地试点容量补偿机制，通过容量价格解决固定成本回收问题，激励新建机组投资**，确保短期的保供容量供给和长期的可靠容量投资建设。相较于容量市场和稀缺电价，容量补偿机制是我国现阶段发电容量保障机制的可行选择。

(三) 系统设计体现新能源绿色价值的机制与路径



中国电力企业联合会
CHINA ELECTRICITY COUNCIL

应尽快建立和完善体现新能源绿色价值的政策体系，优化完善考虑新能源特点的电力市场体制机制，以此为前提和基础，推动新能源全面参与市场交易。

(三) 系统设计体现新能源绿色价值的机制与路径



中国电力企业联合会
CHINA ELECTRICITY COUNCIL

逐步推动新能源参与电力市场，建立与新能源发展相适应的市场机制

- 一是**建立政府授权的中长期差价合约机制
- 二是**加快全国统一电力市场建设，促进新能源跨省区交易。
- 三是**充分考虑新型电力系统转型成本，促进新能源消纳成本的公平承担。
- 四是**建立集中式新能源联营参与市场的机制。
- 五是**建立更加精细、灵活的市场交易机制，满足新能源出力波动性需求。



完善体现绿色价值的政策体系，推动绿电、绿证交易及电碳协同运作

- 一是**建立“绿证交易+配额制”制度。
- 二是**做好绿电、绿证交易与碳市场的衔接。
- 三是**确保绿色环境权益的唯一性。
- 四是**加强各个市场平台间的数据交互。
- 五是**进一步提升绿电需求和供给能力。

(三) 系统设计体现新能源绿色价值的机制与路径

新能源参与电力市场分阶段实施路径建议方案

第一阶段（当前-2025年）



- ☐ 采用“保障性消纳+市场交易”的模式
- ☐ 加快建设“配额制+绿证”政策体系
- ☐ 引导用户逐步参与绿色电力消费

第二阶段（2025年-2030年）



- ☐ 实施“强制配额制+绿证”制度
- ☐ 以强制配额制+绿证制度作为前提条件，尽快推动新能源全面入市
- ☐ 尽快建立“电-碳-证”市场协同机制

第三阶段（2030年-）



- ☐ 新能源全面参与电力市场交易
- ☐ 形成“市场+配额+绿证”的运转机制
- ☐ 全社会共同承担绿色电力消纳责任



改进新能源功率预测机制，完善支撑手段

- 加强新能源企业功率预测技术和管理水平，鼓励新能源企业之间进行数据共享，持续推动新能源功率预测精度提升工作；
- 整合国家和区域新能源功率预测的资源，建立国家级新能源出力预测系统，采取新能源场站购买系统服务等的方式，减少单个企业建设成本，提高功率预测准确率。

(四) 统筹市场建设，推动市场之间有效衔接

推动中长期市场向灵活化、精细化、标准化转变，开展中长期市场连续运营。

持续深化中长期市场建设，全面开展带曲线交易，推动中长期交易逐步缩短交易周期、提升交易频次、丰富交易品种，做好与现货市场协同运营；通过建立中长期带时标能量块交易，对交易周期、交易流程等交易组织关键要素进行标准化设计，更好适应电力供需时段性变化频繁和新能源发电波动性、随机性特点。



推动现货市场建设

- 尽快推动参与中长期交易的用户参与现货交易，实现中长期、现货市场有效衔接；
- 加快省间现货市场建设；
- 逐步扩大省级现货试点覆盖范围，支持具备条件的试点不间断运行，逐渐形成长期稳定的电力现货市场；
- 完善现货交易限价、报价机制，形成更加合理的现货市场价格。



完善辅助服务市场品种设计和费用疏导

- 建立多元化的辅助服务市场体系。
- 完善调频、备用辅助服务市场。
- 创新细化辅助服务交易品种。
- 辅助服务费用分摊应按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，深化辅助服务费用**分摊**方式。

(五) 电力市场建设保障

建立电力市场相关标准

加强电力市场交易人员的培养

加强对市场的监测分析

谢谢!



中国电力企业联合会

电话: 010-63415450 13426206831

通讯地址: 中国北京西城区白广路二条一号

邮编: 100761