**附件 2**

**关于推进电力市场建设的实施意见**

为贯彻落实《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）有关要求，推动电力供应

使用从传统方式向现代交易模式转变，现就推进电力市场建设提

出以下意见。

**一、总体要求和实施路径**

**（一）总体要求。**

遵循市场经济基本规律和电力工业运行客观规律，积极培育

市场主体，坚持节能减排，建立公平、规范、高效的电力交易平

台，引入市场竞争，打破市场壁垒，无歧视开放电网。具备条件

的地区逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电

力电量平衡机制；逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场

发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场。在全国范围内

逐步形成竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系。

**（二）实施路径。**

有序放开发用电计划、竞争性环节电价，不断扩大参与直接

交易的市场主体范围和电量规模，逐步建立市场化的跨省跨区电

力交易机制。选择具备条件地区开展试点，建成包括中长期和现

货市场等较为完整的电力市场；总结经验、完善机制、丰富品种，

视情况扩大试点范围；逐步建立符合国情的电力市场体系。

非试点地区按照《关于有序放开发用电计划的实施意见》开

展市场化交易。试点地区可根据本地实际情况，另行制定有序放

开发用电计划的路径。零售市场按照《关于推进售电侧改革的实

施意见》开展市场化交易。

**二、建设目标**

**（一）电力市场构成。**

主要由中长期市场和现货市场构成。中长期市场主要开展多

年、年、季、月、周等日以上电能量交易和可中断负荷、调压等

辅助服务交易。现货市场主要开展日前、日内、实时电能量交易

和备用、调频等辅助服务交易。条件成熟时，探索开展容量市场、

电力期货和衍生品等交易。

**（二）市场模式分类。**

主要分为分散式和集中式两种模式。其中，分散式是主要以

中长期实物合同为基础，发用双方在日前阶段自行确定日发用电

曲线，偏差电量通过日前、实时平衡交易进行调节的电力市场模

式；集中式是主要以中长期差价合同管理市场风险，配合现货交

易采用全电量集中竞价的电力市场模式。

各地应根据地区电力资源、负荷特性、电网结构等因素，结

合经济社会发展实际选择电力市场建设模式。为保障市场健康发

展和有效融合，电力市场建设应在市场总体框架、交易基本规则

等方面保持基本一致。

**（三）电力市场体系。**

分为区域和省（区、市）电力市场，市场之间不分级别。区

域电力市场包括在全国较大范围内和一定范围内资源优化配置

的电力市场两类。其中，在全国较大范围内资源优化配置的功能

主要通过北京电力交易中心（依托国家电网公司组建）、广州电

力交易中心（依托南方电网公司组建）实现，负责落实国家计划、

地方政府协议，促进市场化跨省跨区交易；一定范围内资源优化

配置的功能主要通过中长期交易、现货交易，在相应区域电力市

场实现。省（区、市）电力市场主要开展省（区、市）内中长期

交易、现货交易。同一地域内不重复设置开展现货交易的电力市

场。

**三、主要任务**

**（一）组建相对独立的电力交易机构**。按照政府批准的章程

和规则，组建电力交易机构，为电力交易提供服务。

**（二）搭建电力市场交易技术支持系统。**满足中长期、现货

市场运行和市场监管要求，遵循国家明确的基本交易规则和主要

技术标准，实行统一标准、统一接口。

**（三）建立优先购电、优先发电制度。**保障公益性、调节性

发用电优先购电、优先发电，坚持清洁能源优先上网，加大节能

减排力度，并在保障供需平衡的前提下，逐步形成以市场为主的

电力电量平衡机制。

**（四）建立相对稳定的中长期交易机制。**鼓励市场主体间开

展直接交易，自行协商签订合同，或通过交易机构组织的集中竞

价交易平台签订合同。优先购电和优先发电视为年度电能量交易

签订合同。可中断负荷、调压等辅助服务可签订中长期交易合同。

允许按照市场规则转让或者调整交易合同。

**（五）完善跨省跨区电力交易机制。**以中长期交易为主、临

时交易为补充，鼓励发电企业、电力用户、售电主体等通过竞争

方式进行跨省跨区买卖电。跨省跨区送受电中的国家计划、地方

政府协议送电量优先发电，承担相应辅助服务义务，其他跨省跨

区送受电参与电力市场。

**（六）建立有效竞争的现货交易机制。**不同电力市场模式下，

均应在保证安全、高效、环保的基础上，按成本最小原则建立现

货交易机制，发现价格，引导用户合理用电，促进发电机组最大

限度提供调节能力。

**（七）建立辅助服务交易机制。**按照“谁受益、谁承担”的原

则，建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制，积极开展跨省

跨区辅助服务交易。在现货市场开展备用、调频等辅助服务交易，

中长期市场开展可中断负荷、调压等辅助服务交易。用户可以结

合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协

议、可中断负荷协议等合同，约定各自的辅助服务权利与义务。

**（八）形成促进可再生能源利用的市场机制。**规划内的可再

生能源优先发电，优先发电合同可转让，鼓励可再生能源参与电

力市场，鼓励跨省跨区消纳可再生能源。

**（九）建立市场风险防范机制。**不断完善市场操纵力评价标

准，加强对市场操纵力的预防与监管。加强调度管理，提高电力

设备管理水平，确保市场在电力电量平衡基础上正常运行。

**四、市场主体**

**（一）市场主体的范围。**

市场主体包括各类发电企业、供电企业（含地方电网、趸售

县、高新产业园区和经济技术开发区等，下同）、售电企业和电

力用户等。各类市场主体均应满足国家节能减排和环保要求，符

合产业政策要求，并在交易机构注册。参与跨省跨区交易时，可

在任何一方所在地交易平台参与交易，也可委托第三方代理。现

货市场启动前，电网企业可参加跨省跨区交易。

**（二）发电企业和用户的基本条件。**

1．参与市场交易的发电企业，其项目应符合国家规定，单

位能耗、环保排放、并网安全应达到国家和行业标准。新核准的

发电机组原则上参与电力市场交易。

2．参与市场交易的用户应为接入电压在一定电压等级以上，

容量和用电量较大的电力用户。新增工业用户原则上应进入市场

交易。符合准入条件的用户，选择进入市场后，应全部电量参与

市场交易，不再按政府定价购电。对于符合准入条件但未选择参

与直接交易或向售电企业购电的用户，由所在地供电企业提供保

底服务并按政府定价购电。用户选择进入市场后，在一定周期内

不可退出。适时取消目录电价中相应用户类别的政府定价。

**五、市场运行**

**（一）交易组织实施。**电力交易、调度机构负责市场运行组

织工作，及时发布市场信息，组织市场交易，根据交易结果制定

交易计划。

**（二）中长期交易电能量合同的形成。**交易各方根据优先购

电发电、直接交易（双边或集中撮合）等交易结果，签订中长期

交易合同。其中，分散式市场以签订实物合同为主，集中式市场

以签订差价合同为主。

**（三）日前发电计划。**分散式市场，次日发电计划由交易双

方约定的次日发用电曲线、优先购电发电合同分解发用电曲线和

现货市场形成的偏差调整曲线叠加形成。集中式市场，次日发电

计划由发电企业、用户和售电主体通过现货市场竞价确定次日全

部发用电量和发用电曲线形成。日前发电计划编制过程中，应考

虑辅助服务与电能量统一出清、统一安排。

**（四）日内发电计划。**分散式市场以 5—15 分钟为周期开展

偏差调整竞价，竞价模式为部分电量竞价，优化结果为竞价周期

内的发电偏差调整曲线、电量调整结算价格、辅助服务容量、辅

助服务价格等。集中式市场以 5—15 分钟为周期开展竞价，竞价

模式为全电量竞价，优化结果为竞价周期内的发电曲线、结算价

格、辅助服务容量、辅助服务价格等。

**（五）竞争性环节电价形成。**初期主要实行单一电量电价。

现货市场电价由市场主体竞价形成分时电价，根据地区实际可采

用区域电价或节点边际电价。为有效规避市场风险，对现货市场

以及集中撮合的中长期交易实施最高限价和最低限价。

**（六）市场结算。**交易机构根据市场主体签订的交易合同及

现货平台集中交易结果和执行结果，出具电量电费、辅助服务费

及输电服务费等结算依据。建立保障电费结算的风险防范机制。

**（七）安全校核。**市场出清应考虑全网安全约束。电力调度

机构负责安全校核，并按时向规定机构提供市场所需的安全校核

数据。

**（八）阻塞管理。**电力调度机构应按规定公布电网输送能力

及相关信息，负责预测和检测可能出现的阻塞问题，并通过市场

机制进行必要的阻塞管理。因阻塞管理产生的盈利或费用按责任

分担。

**（九）应急处置。**当系统发生紧急事故时，电力调度机构应

按安全第一的原则处理事故，无需考虑经济性。由此带来的成本

由相关责任主体承担，责任主体不明的由市场主体共同分担。当

面临严重供不应求情况时，政府有关部门可依照相关规定和程序

暂停市场交易，组织实施有序用电方案。当出现重大自然灾害、

突发事件时，政府有关部门、国家能源局及其派出机构可依照相

关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。当市场

运营规则不适应电力市场交易需要，电力市场运营所必须的软硬

件条件发生重大故障导致交易长时间无法进行，以及电力市场交

易发生恶意串通操纵行为并严重影响交易结果等情况时，国家能

源局及其派出机构可依照相关规定和程序暂停市场交易。

**（十）市场监管。**切实加强电力行业及相关领域科学监管，

完善电力监管组织体系，创新监管措施和手段。充分发挥和加强

国家能源局及其派出机构在电力市场监管方面的作用。国家能源

局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法，会同

地方政府对区域电力市场及区域电力交易机构实施监管；国家能

源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行省（区、

市）电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电

网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力

调度机构执行市场规则的情况实施监管。

**六、信用体系建设**

**（一）建立完善市场主体信用评价制度。**开展电力市场交易

信用信息系统和信用评价体系建设。针对发电企业、供电企业、

售电企业和电力用户等不同市场主体建立信用评价指标体系。建

立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信

息平台，使各类企业的信用状况透明，可追溯、可核查。

**（二）建立完善市场主体年度信息公示制度。**推动市场主体

信息披露规范化、制度化、程序化，在指定网站按照指定格式定

期发布信息，接受市场主体的监督和政府部门的监管。

**（三）建立健全守信激励和失信惩戒机制。**加大监管力度，

对于不履约、欠费、滥用市场操纵力、不良交易行为、电网歧视、

未按规定披露信息等失信行为，要进行市场内部曝光，对有不守

信行为的市场主体，要予以警告。建立并完善黑名单制度，严重

失信行为直接纳入不良信用记录，并向社会公示；严重失信且拒

不整改、影响电力安全的，必要时可实施限制交易行为或强制性

退出，并纳入国家联合惩戒体系。

**七、组织实施**

在电力体制改革工作小组的领导下，国家发展改革委、工业

和信息化部、财政部、国务院国资委、国家能源局等有关部门，

充分发挥部门联合工作机制作用，组织协调发电企业、电网企业

和电力用户，通过联合工作组等方式，切实做好电力市场建设试

点工作。

**（一）市场筹建。**由电力体制改革工作小组根据电力体制改

革的精神，制定区域交易机构设置的有关原则，由国家发展改革

委、国家能源局会同有关省（区、市），拟定区域市场试点方案；

省级人民政府确定牵头部门并提出省（区、市）市场试点方案。

试点方案经国家发展改革委、国家能源局组织专家论证后，修改

完善并组织实施。

试点地区应建立领导小组和专项工作组，做好试点准备工作。

根据实际情况选择市场模式，选取组建区域交易机构或省（区、

市）交易机构，完成电力市场（含中长期市场和现货市场，下同）

框架方案设计、交易规则和技术支持系统基本规范制定，电力市

场技术支持系统建设，并探索通过电力市场落实优先购电、优先

发电的途径。适时启动电力市场试点模拟运行和试运行，开展输

电阻塞管理。加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订

完善有关规则、技术规范。

**（二）规范完善。**一是对比分析不同试点面临的问题和取得

的经验，对不同市场模式进行评估，分析适用性及资源配置效率，

完善电力市场。二是继续放开发用电计划，进一步放开跨省跨区

送受电，发挥市场机制自我调节资源配置的作用。三是视情况扩

大试点范围，逐步开放融合。满足条件的地区，可试点输电权交

易。长期发电容量存在短缺风险的地区，可探索建设容量市场。

**（三）推广融合。**一是在试点地区建立规范、健全的电

力市场体系，在其他具备条件的地区，完善推广电力市场体系。

进一步放开竞争性环节电价，在具备条件的地区取消销售电价和

上网电价的政府定价；进一步放开发用电计划，并完善应急保障

机制。二是研究提出促进全国范围内市场融合实施方案并推动实

施，实现不同市场互联互通，在全国范围内形成竞争充分、开放

有序、健康发展的市场体系。三是探索在全国建立统一的电力期

货、衍生品市场。