

# 江苏电力现货市场建设方案

(送审稿)

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)及其配套文件的改革部署,切实推进要素市场化配置改革,加快构建公平开放、有效竞争、安全高效、绿色低碳的电力市场体系,根据《国家发展改革委国家能源局〈关于深化电力现货市场建设试点工作的意见〉的通知》(发改办能源规〔2019〕828号)有关要求,结合江苏实际,制定本方案。

## 一、现货市场建设必要性及条件

### (一) 建设必要性

**1、完善电力市场交易体系。**近年来,我省电力中长期交易机制不断发展成熟、交易电量规模不断扩大,但缺乏与中长期交易衔接的短期交易环节,亟需开展电力现货市场建设,为市场成员提供更加灵活、更加精细的市场化偏差调整手段,发挥现货市场机制在短期时间尺度上配置资源的作用,形成

周期完整、协调运作的市场交易体系。

**2、建立健全市场价格体系。**我省依托电力中长期交易的开展，形成了相对完善的中长期市场价格机制，但市场化电价体系尚未完整建立。价格信号对电力资源的时、空价值属性反映程度有待增强，反映发电容量充裕性、电网运行调节能力的容量资源、辅助服务资源的价格机制尚未形成。需要通过电力现货市场建设，加快构建完善的市场化电价体系，控制市场运行风险，为保障市场化条件下的电网安全稳定运行提供制度基础，促进完备电力市场体系的形成。

**3、提高新能源消纳能力。**随着新能源发电规模快速增长，新能源消纳与电网调节矛盾日益突出，燃煤、燃气等常规电源承担电网调峰、调频的压力越来越大。通过电力现货市场建设，探索建立各种电源公平承担调峰、调频等电网调节义务的市场化途径，促进各种电源提高调节能力，调动各种电源参与电网调节的积极性，实现新能源消纳能力和电网调节能力同步提升。

**4、挖掘煤电节能减排潜力。**我省采取的发电权交易等市场化手段，促进了高效大机组多发电。通过电力现货市场建

设，可以为短周期发电权交易提供更加丰富的交易渠道，进一步挖掘节能潜力，提高大机组发电利用小时。

**5、推动用户侧调节能力发展。**通过电力现货市场建设，进一步完善用户侧参与电网调节的市场化机制，激发用户侧调节潜力，促进储能等用户侧调节资源的发展。

## **（二）现货市场建设条件**

**1、坚强电网具有基础支撑作用。**经过多年发展，江苏电网已形成“六纵六横”的 500 千伏骨干网架，通过 10 回 500 千伏超高压、4 回 1000 千伏特高压线路与华东电网形成交流环网，实现与上海、浙江、安徽电网紧密相连，通过 4 回跨省跨区直流输电线路接受四川、山西、内蒙、湖北的区外送电。全省拥有特高压直流换流站 3 座，特高压交流变电站 3 座，500 千伏变电站 64 座，500 千伏线路 242 条。

**2、发电侧形成多元化竞争格局。**截止 2020 年 10 月底，全省装机容量 13660 万千瓦。其中，煤电 7953 万千瓦，占比 58.2%；新能源 2823 万千瓦，占比 20.7%；燃机 1611 万千瓦，占比 11.8%；核电 549 万千瓦，占比 4.0%。全省电源投资主体趋于多元化，拥有各发电集团、地方和其他企业所属

的各类电厂，国家能源、省国信集团、华电、华能、华润、国家电投、大唐拥有装机占比分别为 13.7%、10.4%、9.7%、9.0%、7.4%、6.2%、5.4%，发电侧市场力较为均衡，有利于形成充分竞争的格局。

**3、中长期市场奠定较好基础。**持续推进中长期市场建设，2020 年，全省 10 千伏及以上用电计划全面放开，28520 家用户、100 家售电公司参与市场，交易规模达到 3150 亿千瓦时，约为全社会用电量的一半，发用电计划放开程度居全国前列。省内常规燃煤机组发电量计划基本完全放开，核电机组和“点对网”送电的阳城电厂均参与了市场交易。

目前，江苏市场化交易以直接交易为主，辅以发电权及合同电量转让、抽水招标、省间交易等其他品种。例行开展年度交易、次月平台集中竞价交易、发电侧次月发电权及合同电量转让交易、月内挂牌交易、月内合同电量转让交易，实现了电力中长期交易年度、月度、月内全周期覆盖。

**4、辅助服务市场初步建立。**2019 年 1 月 25 日，深度调峰辅助服务市场正式试运行。2020 年累计调用深度调峰机组 1634 台次，同比增长 90.4%，最大深度调峰容量 435 万千瓦，

平均调节深度达 36%。2019 年 9 月 27 日，启停调峰市场正式试运行。2020 年累计开市 8 天，实际调用燃气机组 70 台（套），最大提供短时顶峰容量 477 万千瓦。2020 年 3 月 31 日，调频辅助服务市场进入试运行，日均参与调频市场申报机组 100 台，日均调频里程 35000 万千瓦。

## 二、指导思想和基本原则

### （一）指导思想

认真贯彻党中央关于电力体制改革的决策部署，以习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略为指导，全面落实中共中央国务院关于新时代加快完善社会主义市场经济体制的意见，深化要素市场化配置改革。借鉴国内外电力市场建设先进经验，遵循市场交易和电网运行的客观规律，从省情、网情出发，结合江苏电力市场交易和电力生产运行实际情况，以构建有效竞争的电力市场体系为中心，进一步发挥市场在配置资源中的决定性作用，全面释放市场主体活力，提高电力发输配售各环节效率，推动能源消费绿色革命，激励电力体制创新和技术创新。

### （二）基本原则

**1、坚持统筹兼顾。**在国家发改委、国家能源局的指导下，充分考虑各市场主体合法权益和电力工业发展规律，通过建立完善现货交易机制，以市场价格信号引导电力生产和消费，发挥市场机制的激励作用，实现资源优化配置，提升电力系统调节能力，促进电力市场健康稳定发展。

**2、坚持安全第一。**尊重电力生产超前组织和实时平衡的物理属性，以及电力作为商品的普遍属性，通过建立电力现货市场，保证电力系统实时平衡和电网安全稳定运行。

**3、坚持积极稳妥。**按照总体规划、有序推进的原则，根据江苏省情、网情，明确市场建设方向，积极稳妥推进电力现货市场建设，逐步扩大市场主体，理顺价格机制，完善交易体系，确保市场建设规范有序、稳步推进、风险可控。

**4、坚持因地制宜。**综合考虑煤电装机比重大、清洁能源装机及区外受电占比高的客观情况，因地制宜，逐步深化，构建具有江苏特点的主体多元、竞争有序的电力现货市场体系。

**5、坚持清洁低碳。**通过现货市场价格信号，引导用户侧参与现货市场交易，充分挖掘系统调节潜力，扩大清洁能源

消纳范围，提升新能源消纳能力，促进能源清洁低碳发展。

**6、坚持科学监管。**加强电力现货市场监督管理，完善监管措施和手段，对安全管控、调度运行、市场交易、费用结算、信息披露等实施全过程监督管理，提高科学监管水平，保证电力现货市场平稳、规范、有序运行。

### **三、建设目标**

#### **（一）市场架构**

按照现货电能量市场和调频、备用辅助服务市场联合优化运行的总体架构，厘清日前和实时市场机制及界面，建立相对完备的电力现货市场体系。

现货电能量市场采用发、用双边全电量报价，基于分区电价机制，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合、安全约束经济调度方法进行集中优化出清，确定发、用两侧电能量市场价格。日前市场与中长期交易合同进行偏差结算，实时市场与日前市场进行偏差结算。

辅助服务市场包括调频和备用辅助服务，允许具有负荷调节能力的电力用户及辅助服务提供者参与辅助服务市场，逐步推动辅助服务市场与电能量市场联合优化出清，逐步推

动现货电能量市场代替调峰辅助服务市场。

(二) 第一阶段：现货市场初步建立阶段(2021年-2023年)

1、建立具备全电量分时分区电价特征的现货电能量市场，包括日前电能量市场、实时电能量市场等；建立与现货电能量市场相衔接的辅助服务市场，包括调频辅助服务市场、备用辅助服务市场等。

2、推动用户侧参与现货电能量市场，逐步扩大市场化用户参与现货电能量市场的规模。在保障现货电能量市场发用电力曲线总体匹配等基础上，合理确定市场规模。

3、允许具有负荷调节能力的电力用户及辅助服务提供者参与辅助服务市场。

4、初步建立现货分时电价与峰谷目录电价间的衔接机制。建立发电侧容量补偿机制、成本补偿机制。

5、初步建立市场力防控机制、市场运营风险防范体系和信用管理体系。

6、按照“谁受益、谁承担”的原则，明确责任主体，建立辅助服务费用、容量与成本补偿费用、不平衡资金等各类



费用的合理疏导机制。

7、研究省内及区外优先发电参与现货市场的交易机制。

8、进一步厘清电力交易机构和电力调度机构的工作界面，完善协同运作机制。建立与现货市场运营相适应的人员配置和技术支撑。

9、搭建贯通交易、调度、财务、营销等信息系统的现货市场技术支持系统，为市场成员提供高效、透明的现货市场交易平台。

### （三）第二阶段：现货市场完善提升阶段（2024年-）

1、不断完善现货电能量市场交易体系及运行机制，不断丰富辅助服务市场交易品种，实现现货电能量市场与辅助服务市场联合优化运行，促进辅助服务市场与电能量市场深度融合。

2、探索建立容量市场机制，通过市场机制发现容量补偿价格，引导电源合理布局发展。

3、持续提升现货市场的市场化发用电曲线平衡能力，实现更大范围的市场化用户参与现货市场。不断扩大省内发电机组参与现货市场的范围。根据国家跨省跨区现货市场推

进情况，推动区外优先发电参与现货市场。

4、健全现货分时分区电价机制，推动目录电价的峰谷价差及执行时段的动态调整。

5、健全市场力防控机制、市场运营风险防范体系和信用管理体系。

6、探索电力期货、期权等金融衍生品交易，满足市场成员对交易灵活性、市场风险控制等方面需求。

## **四、市场建设主要内容**

### **（一）市场主体**

参与现货电能量交易的市场主体包括发电企业、一类用户（直接参与批发市场交易的电力用户）、售电公司等。参与辅助服务市场的主体须具备提供辅助服务的能力，准入条件另行明确。

#### **1、第一阶段**

发电侧市场主体原则上与中长期电力市场交易的准入范围一致，现阶段主要包括省内统调公用常规燃煤机组、核电机组等。根据现货市场发展需要，试点燃气机组等参与现货市场，探索优先发电机组参与现货市场。

现货市场起步阶段，省内可再生能源机组暂不参与现货市场，但参与辅助服务费用的分摊。推动可再生能源发电机组提高负荷预测及调节能力，日前负荷预测偏差部分参与相关不平衡资金的疏导。

现货市场起步阶段，跨省跨区优先发电暂不参与省内现货市场，仅作为省内市场的边界。

用电侧市场主体原则上与中长期电力市场交易的准入范围一致。根据现货电能量市场建设进程、现货市场电力平衡、电价体系完善、市场主体风险防控能力、计量结算基础条件等情况，在自愿参与的基础上，合理确定市场化用户参与现货电能量市场的范围。根据现货电能量市场运行、各类费用疏导等情况，逐步扩大市场化用户参与规模。

允许具备负荷调节能力的用户及辅助服务提供者参与辅助服务市场。

## **2、第二阶段**

不断拓展发电侧市场主体，根据现货市场建设情况，推动燃气机组、可再生能源机组等优先发电机组参与现货市场交易。

根据现货电能量市场运行、各类费用疏导等情况，不断扩大市场化用户参与规模。

根据国家跨省跨区电力现货市场推进情况，推动跨省跨区送电参与现货市场，通过市场机制确定跨省跨区送电电量、电价。

## （二）市场运营机构

现货市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

电力调度机构主要负责现货市场技术支持系统的建设和运维，按规则组织和运营现货市场，执行市场交易结果，保障电网安全、优质、经济运行。

电力交易机构主要负责电力交易平台的建设、运营和管理，组织中长期市场交易，提供结算依据；负责市场主体注册和管理，披露和发布市场信息等。

## （三）电力现货市场交易机制

### 1、电能量市场

#### （1）日前电能量市场

现货市场建设第一阶段，日前电能量市场采用全电量竞价，发电侧报量报价、用户侧报量不报价，按照发电侧和用

户侧申报的量价信息，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合、安全约束经济调度方法进行集中优化出清，基于分区电价确定发用两侧日前电能量市场价格。日前电能量市场成交结果与中长期交易合同进行偏差结算。

日前电能量市场根据电力调度机构全网用电负荷预测，编制可靠性机组组合，拟定发电机组运行方式。

现货市场起步阶段，日前电能量市场发电侧单边报量报价，采用电力调度机构预测的负荷曲线，以发电成本最小为优化目标，实施集中优化出清。

现货市场建设第二阶段，不断扩大省内优先发电及区外受电的市场化交易电量比例。其中优先电量部分以政府授权合约的形式参与日前电能量市场，与政府授权合同进行差价结算。

## （2）实时电能量市场

实时电能量市场采用全电量竞价，发电侧单边报量、报价，按照发电侧申报的量价信息，采用调度超短期负荷预测，在日前市场确定的可靠性机组组合基础上，以发电成本最小为优化目标，采用安全约束经济调度算法进行集中优化出清，

基于分区电价确定发用两侧实时电能量市场价格，与日前电能量市场交易结果进行偏差结算。

现货市场起步阶段，实时电能量市场采用封存的发电侧日前市场申报的电量电价进行出清。

现货市场建设第二阶段，省内优先发电及区外受电参与实时电能量市场，与日前电能量市场进行偏差结算。

## 2、辅助服务市场

### （1）调频辅助服务

调频市场采用日前预出清、实时正式出清的方式。符合调频市场交易准入条件的发电机组在日前电能量市场申报环节需同步申报调频报价，通过集中竞争方式，经安全校核后形成调频市场预出清及出清结果。

现货市场起步阶段，进一步完善现有的调频辅助服务市场交易机制，调频辅助服务市场独立出清，逐步推动调频辅助服务市场与电能量市场联合优化出清。

### （2）备用辅助服务

备用辅助服务市场采用日前预出清、实时正式出清的方式。备用辅助服务市场包括一级备用和二级备用，基于机会

成本在日前和实时市场与电能量联合优化出清。

根据现货市场建设情况，适时开展备用辅助服务市场。

#### （四）现货市场相关的衔接机制

##### 1、中长期市场与现货市场交易的衔接

中长期交易包括年度交易、月度交易等，交易组织方式包括双边协商、集中竞价和挂牌交易等。双边协商交易时，市场主体通过双边协商的方式确定交易电量和电价；集中竞价交易时，市场主体申报交易电量、电价，通过边际统一出清的方式确定交易电量和电价；挂牌交易时，市场主体通过买卖双方同时连续挂牌的方式确定成交电量和电价。

参与现货市场的电力用户必须签订中长期电力交易合同，约定电力曲线，在现货市场按照约定电力曲线完成结算交割。

参与现货市场的电力用户中长期合同电量占实际用电量比率，应保持合理范围，有效发挥中长期市场稳定供需、平抑价格波动作用。

年度和月度中长期交易优先组织电力交易，电力交易采用双边协商交易方式时，可采用典型电力曲线、自定义电力

曲线；采用集中竞价、挂牌交易方式时，应采用标准电力曲线。

根据现货市场建设情况及市场交易的需要，建立市场主体中长期电力合同月内调整机制。

## 2、电力用户参与现货交易的范围

现货市场起步阶段，统筹考虑现货市场电力平衡、各类费用疏导、市场主体风险防控能力、计量结算基础条件等情况，按照用电量规模、电压等级、用电特性、负荷管理能力等条件，在自愿参与的基础上，确定参与现货交易的用户侧市场主体范围。

## 3、中长期交易合同在现货市场的曲线分解

参与现货市场的用户侧中长期交易合同，按照合同约定曲线（曲线分解方式）分解执行，发用两侧均在日前市场进行偏差结算。

不参与现货市场的用户侧中长期交易合同，由电力调度机构按照规则在日前市场开市前发布标准分解曲线。实时市场运行后，电力调度机构按照规则发布标准结算分解曲线。

## 4、发电侧生产组织



现货市场起步阶段，各市场化机组均应做好煤炭库存、燃气供应、发电设备运维等相关生产准备工作，确保机组能够满足日前机组组合的启停要求。电力调度机构根据近期电力平衡、电网安全、保障供应等方面的要求，结合市场化交易结果，滚动形成应做好生产准备机组的建议清单，并按期报送。列入建议清单的机组必须具备可调度发电的能力，日前机组组合仍由日前市场出清情况确定。

#### （五）市场价格体系

现货电能量结算价格包括分时电能量价格、容量补偿价格、成本补偿价格、辅助服务价格、各类费用分摊和返还等。

发电侧现货市场结算价格由分时电能价格、容量补偿价格、成本补偿价格、辅助服务价格及各类费用分摊和返还等构成。现货市场中，发电侧分时电能量价格对应机组上网节点所在价区的分区电价。

一类用户、售电公司现货市场结算电价由分时电能价格、输配电价、辅助服务费用、政府性基金及附加、容量补偿价格、成本补偿价格、各类费用疏导等构成。现货市场中，一类用户、售电公司的分时电能价格采用用户所在价区的分区

电价。

### 1、输配电价

输配电价按政府核定的江苏电网输配电价（含线损和政策性交叉补贴）执行，向所有参与现货市场交易的电力用户收取。

### 2、分时电能量价格

按照社会福利最大化原则，通过集中优化形成分区电价。现货市场起步阶段，根据发电侧单边报价形成分时电能价格，逐步推进发、用两侧报量报价形成分时电能价格。

### 3、容量补偿价格

同步建立容量补偿机制，根据现货市场建设进度，建设容量市场替代容量补偿机制。现货市场起步阶段，根据发电机组固定成本确定发电机组容量补偿价格，向所有参与现货市场交易的电力用户收取。

### 4、成本补偿价格

建立发电侧机组启动成本、空载成本、必开机组等成本补偿机制，形成成本补偿价格，向所有参与现货市场交易的电力用户收取。

## 5、辅助服务价格

辅助服务价格包括调频、备用等辅助服务价格。按照“谁受益、谁承担”的原则，建立辅助服务费用疏导机制。市场化机组、省内及区外优先发电机组、市场化用户共同承担辅助服务费用。

## 6、不平衡费用清算

包括市场化和非市场化发用电并存、分时电价和峰谷目录电价并存、分区阻塞盈余、市场运营及规则不完善等产生的各类费用，按照“谁受益、谁承担”的原则，明确责任主体，合理进行清算。

## 7、市场限价

现货市场起步阶段，根据发电机组变动成本、市场供需等情况，合理设置申报和出清价格上下限。

### （六）交易结算

参与现货交易的市场主体，日前市场交易合同与中长期电力交易合同进行偏差结算，实时市场交易合同与日前市场进行偏差结算。

未参与现货交易的市场主体，按照中长期交易规则结算，

继续执行月度偏差考核规则。其中，发电侧中长期电量交易合同按照标准结算曲线结算。

### （七）信息披露

建立适应市场规则和监管要求的市场信息披露机制。信息披露应遵循市场交易规则，依据“公正性、透明性、选择性、时效性”原则，在确保安全的基础上，市场信息统一通过江苏电力市场交易平台、电力交易机构网站进行披露。

电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会及市场主体、政府有关部门发布市场交易及电网运行等各类信息。电力交易机构和电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。

各市场成员应当按规定，通过江苏电力交易平台披露电力市场信息，并对所披露信息的准确性、及时性、完整性和真实性负责。

### （八）信用管理

#### 1、实施市场主体信用监管

省发展改革委（能源局）、江苏能源监管办负责健全完善

江苏电力市场信用管理体系。信用管理机构根据授权，开展信用备案、信用评价、信用监测、风险预警等工作，定期发布相应指标体系和分析报告，实现信用数据共享，确保信用状况透明、可追溯、可核查。省发展改革委（能源局）、江苏能源监管办根据职责实施全省电力市场信用管理和监管。

## 2、建立失信联合惩戒机制

按照相关法律法规和交易规则的要求，参照电力市场主体信用评价指标体系的要求，信用管理机构对市场主体的违法违规和失信行为定期进行汇总，经政府主管部门和监管机构同意后，在相应网站予以公开。对违法违规、严重失信的市场主体，按规定纳入失信黑名单，在全省范围内对其经营活动依法实施惩戒措施。严重失信且拒不整改、影响电力市场运行和其他市场主体合法权益的，按照有关规定取消其参与电力市场的资格。

### （九）市场监管

江苏能源监管办、省发展改革委（能源局）根据职责依法履行电力现货市场的监管，规范市场主体和市场成员信息发布、市场交易、信息披露等行为，对市场主体和市场成员

有关操纵市场力、公平竞争、电网公平开放等情况实施监管。

建立完善市场力评价标准和工作机制，加强对市场力的预防与监管，根据交易前、交易后的市场力评价结果，及时采取市场力抑制措施。

#### （十）应急处置

当系统发生紧急事故时，调度机构应按安全第一的原则处理事故，并及时报告省发展改革委（能源局）、江苏能源监管办。

当面临严重供不应求情况或出现重大自然灾害、突发事件时，省发展改革委（能源局）、江苏能源监管办可依据相关规定和程序暂停市场交易，组织或临时实施发用电计划管理。

当市场运行规则不适应电力市场交易需要，电力市场运行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，省发展改革委（能源局）、江苏能源监管办可依据相关规定和程序暂停市场交易。

### 五、组织实施

在国家发展改革委、国家能源局的指导下，省发展改革

委（能源局）会同江苏能源监管办共同推动相关工作。省发展改革委（能源局）作为全省电力体制改革第一责任单位，统筹负责电力现货市场建设和组织实施。省电力公司负责现货市场相关技术支持系统建设，调度机构负责现货各类市场交易组织、出清、清算和执行，江苏电力交易中心配合调度机构开展现货市场交易，为全省电力市场建设提供支撑。电网企业负责市场主体各类交易合同结算资金的收取和支付。各部门和单位按照职责分工，加强协调，密切配合，形成工作合力。