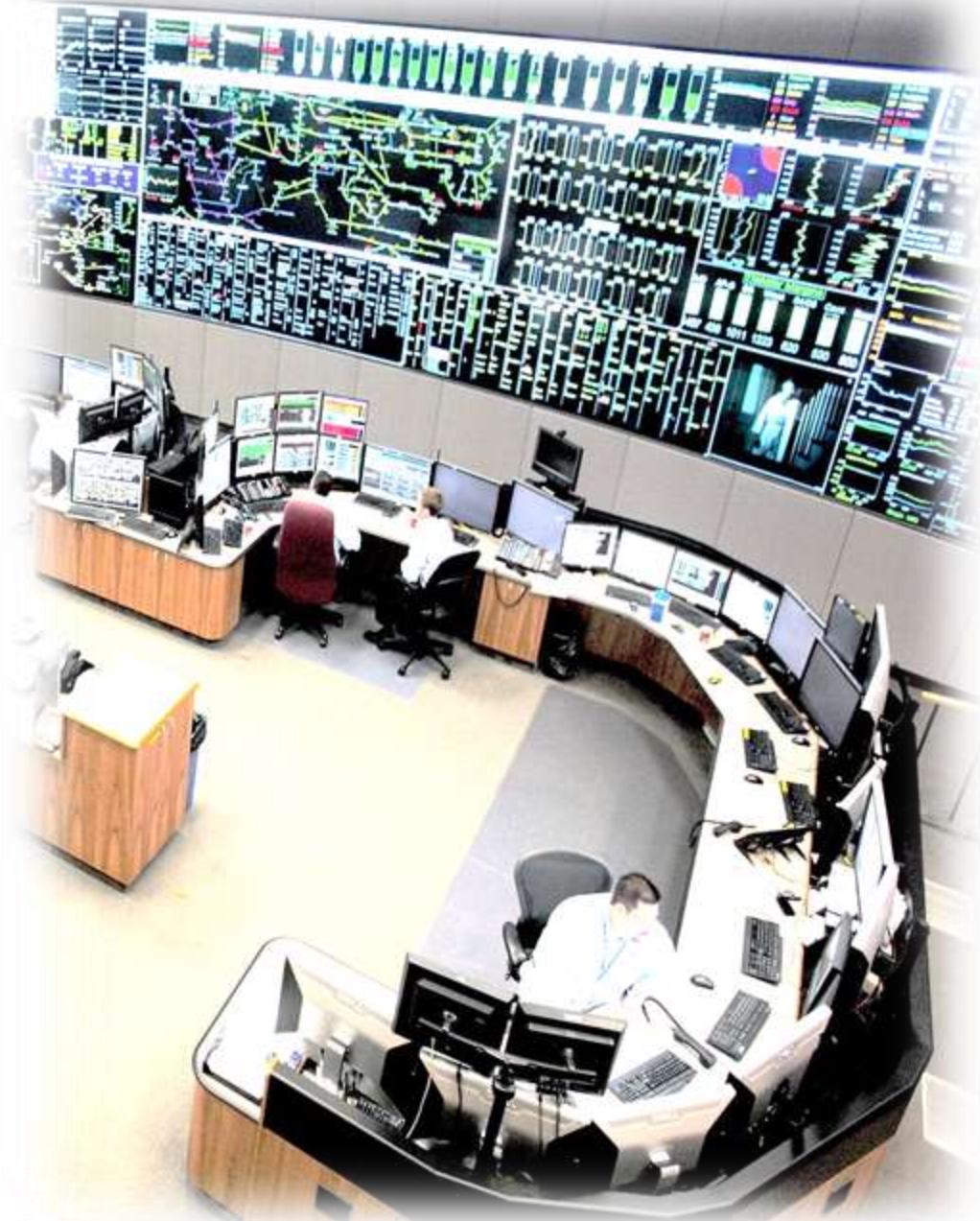
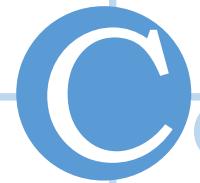


我国电力市场建设进展及若干 关键问题

武庚

2025年10月20日





目录

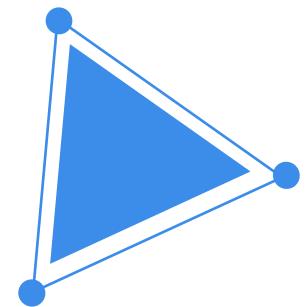
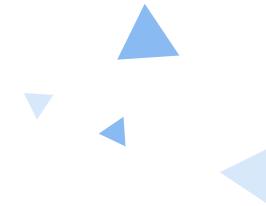
CONTENTS

-  **01 我国电力市场化改革的主要脉络**
-  **02 我国电力市场建设进展**
-  **03 现货市场中几个关键问题**
-  **04 燃气入市面临的几个关键问题**

01

Part One

我国电力市场化改革的主要脉络

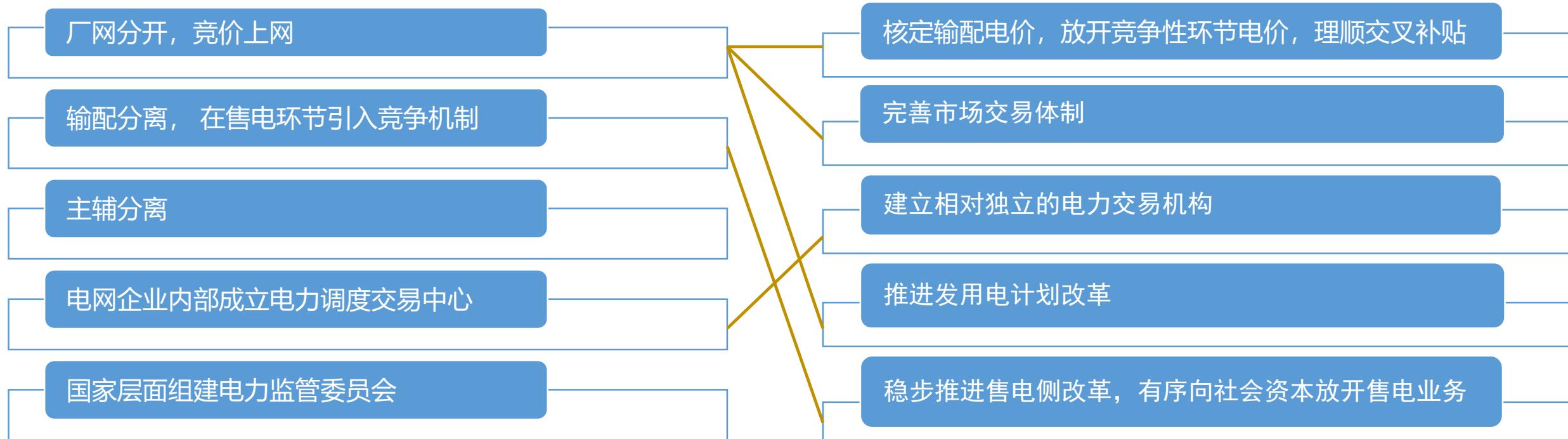


关于我国电力市场化改革的政策脉络

纲领性文件

国务院关于印发电力体制改革方案的通知
国发〔2002〕5号

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



关于我国电力市场化改革工作的政府管理体制

电改配套文件

- 《关于推进输配电价改革的实施意见》
- 《关于有序放开发用电计划的实施意见》
- 《关于推进售电侧改革的实施意见》

(基础)

- 《关于推进电力市场建设的实施意见》

我国电力市场建设的基本框架

(深化)

关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知
(发改运行〔2018〕1027号)

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)

关于《电力中长期交易基本规则》的通知
(发改能源规〔2020〕889号)

关于开展电力现货市场建设试点工作的通知
(发改办能源〔2017〕1453号)

《并网主体并网运行管理规定》
《电力系统辅助服务管理办法》

关于我国电力市场化改革工作的政府管理体制

电力现货市场建设之前的市场组织方式

第一阶段（9号文出台之前）：三公调度+调峰市场

政府根据电力电量平衡情况以及机组物理特性约束（比如容量大小、节能环保指标等），确定各个机组的年发电量计划

调度机构根据年发电量计划，按照公开、公平、公正原则分解月度发电量计划和机组组合

根据月度发电量计划及各机组的完成情况制定日前出力计划

根据实施运行情况，有限调整日前计划，下达实时调度指令

调峰市场本质上就是**风光、核电等无法灵活调节电源或者部分无法灵活调节的火电机组**不能完全按照系统需求或者调度指令发电（多数是需要压低出力的调谷时段），需要有能够灵活调节出力的火电机组调整发电计划，而**进行的补偿性市场，在发电企业之间内部平衡，收支两条线。**

第二阶段（9号文出台后）：中长期交易（代替了三公调度）+调峰（调频）市场

政府不再对各个机组下达年度电量指标，而是由发电企业根据在中长期市场竞价得到年度计划电量，政府只对市场化电量总盘子进行管控

市场主体（发电企业）能够根据市场情况和自身生产情况，在月度市场或者更短时间市场调整中长期合约仓位

调度机构根据月度市场关闸前机组的中长期合约电量，制定月度机组组合。根据月度合约电量完成情况制定日前出力计划

根据实施运行情况，有限调整日前计划，下达实时调度指令

部分地区补充了调频市场，原理和调峰市场类似，由AGC性能不好的机组给AGC性能好的机组补偿，在发电企业之间内部平衡，收支两条线。

关于我国电力市场化改革工作的政府管理体制

电力现货市场建立之后

现货市场一般分为日前市场和实时市场，日前市场形成日前机组组合和日前发电计划，实时市场在日前机组组合的基础上，形成了实时发电计划。调度机构要在现货市场中留够调频容量、旋转备用和停机备用，满足系统运行需要。

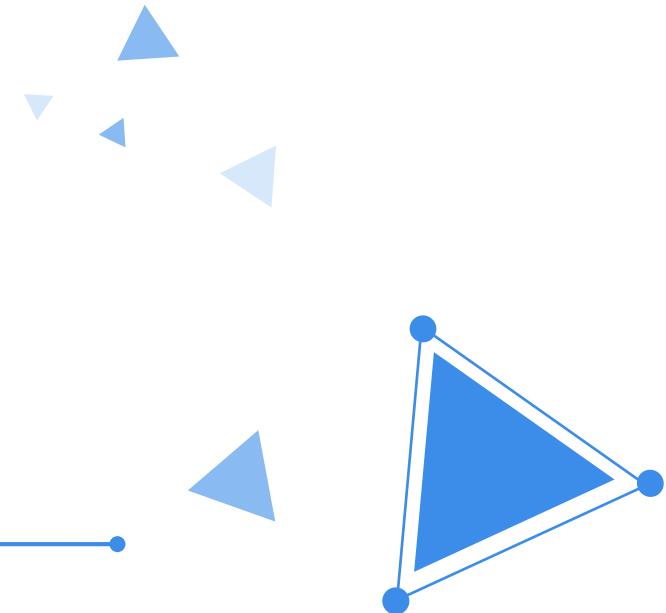
根本性的变化

- 机组组合和日前出力计划不再是根据中长期合同完成比例或者计划电量完成比例确定，是在考虑系统约束的情况下，由发电机组和用户侧报价曲线确定。日前市场是现货市场中最为关键的部分，因为日前市场决定了由哪些机组发电，并且**大部分发电机组发电计划和价格已经在日前市场中形成**，直接决定了市场优化效率。
- 现货市场决定了不同时间、不同位置的发用电价格，反应的是不同时间、不同位置的电能量价值，打破了原来中长期交易“价差模式”，让用电价格真正变成了**“电能量价格” + “输配电价”**的顺价模式，所有机组和用户在现货市场中一视同仁，原来电网统购统销模式下，对部分用户的照顾电价，已经不能在电费收支平衡盘子中平衡，所以对于单个市场主体来说，**机组的发电量和收益、用户的用电成本**可能会发生变化。
- 现货市场价格由系统供需形成，价格随负荷变化而变化。**中长期市场的功能不再是确定年度发电量和日前发电计划的依据，而成了市场避险手段。在我国当前主要以节点电价集中式现货市场的模式下，中长期合同变成了一个金融性质的合同，是财务合同。**如果现货价格高，机组势必会寻求突破中长期合同电量，在现货中多发电量，如果现货市场价格低，机组就会尽量压低出力，在现货市场中买电替自己发电，赚取中长期合同价格与现货市场价格之间的差价。

02

Part Two

我国电力市场建设进展



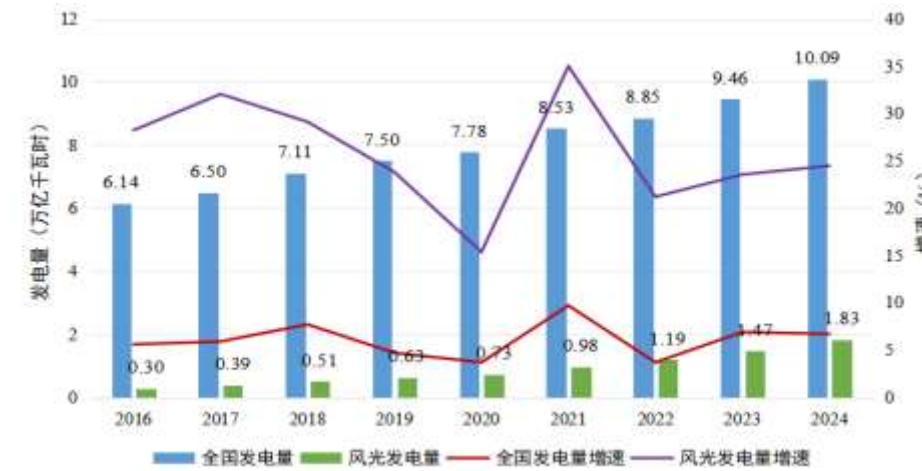
我国电力市场建设进展

(一) 电力供需情况

2024年，全国累计发电装机容量达33.49亿千瓦，新增发电装机容量4.29亿千瓦；其中，风光新增发电装机3.55亿千瓦，同比增长33.79%，累计达14.07亿千瓦。2024年，全国发电量10.09万亿千瓦时，同比增长6.7%；其中，风光新增发电量3597亿千瓦时，占总新增发电量的57.0%，达到1.83万亿千瓦时。



2016-2024年全国发电装机情况



2016-2024年全国发电量情况

我国电力市场建设进展

(一) 电力供需情况

2024年，全国全社会用电量达9.85万亿千瓦时，同比增长6.8%，2016-2024年年均增速6.6%。

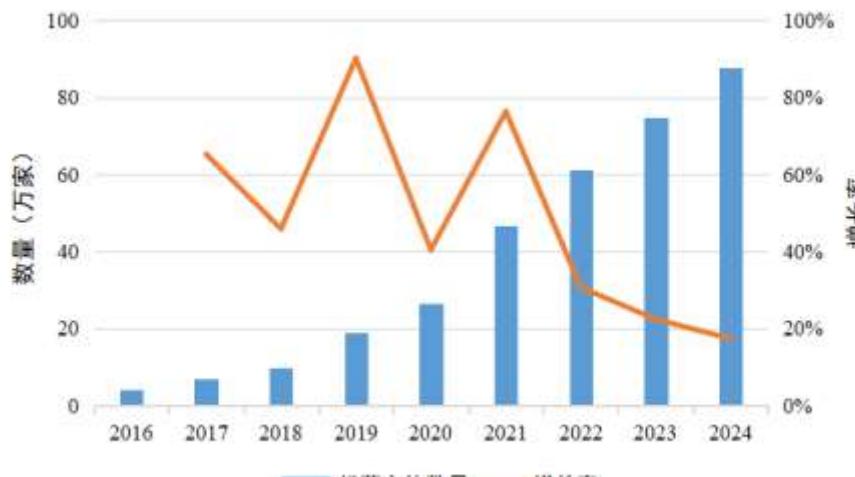


2016-2024年全国全社会用电量情况

我国电力市场建设进展

(二) 经营主体情况

各类经营主体数量稳步增加，市场参与度不断提升。2024年全国电力市场经营主体数量88.0万家，同比增长17.3%。其中，发电企业3.6万家，同比增长6.7%；电力用户83.9万家，同比增长17.9%；售电公司4409家，同比增长2.5%。发电侧燃煤机组全部进入市场，超过半数的新能源及部分燃气、核电和水电参与市场；用户侧除居民、农业用户外全部工商业用户进入市场。



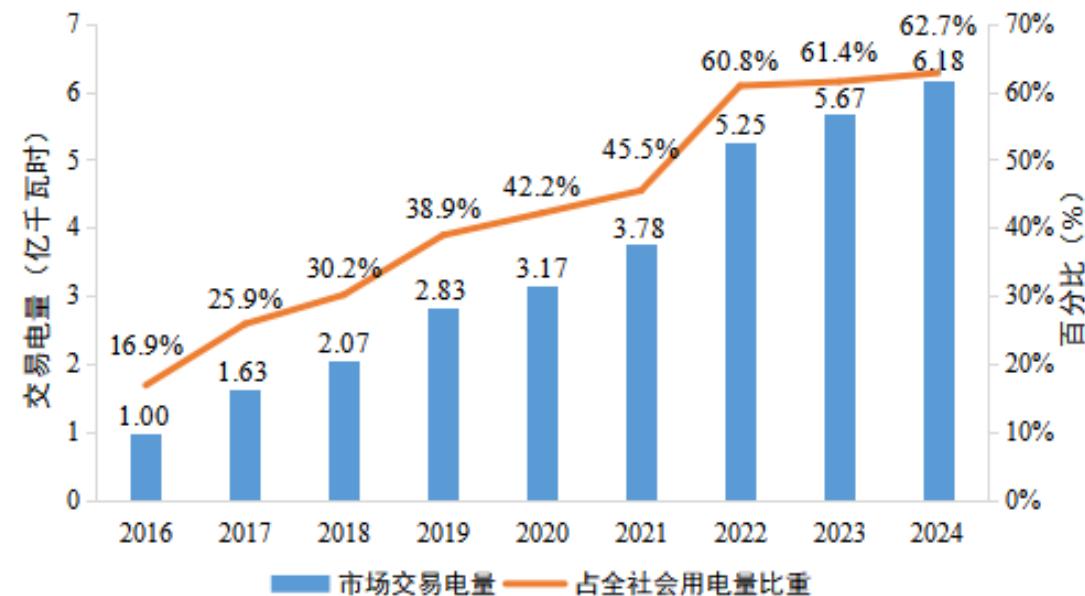
2016-2024年市场经营主体数量情况

我国电力市场建设进展

(三) 交易量价水平

1. 全国整体水平

全国市场化交易电量持续增长。2024年，全国市场化交易电量6.18万亿千瓦时，同比增长9.0%；占全社会用电量62.7%，同比提升1.3个百分点，连续三年超过60%。



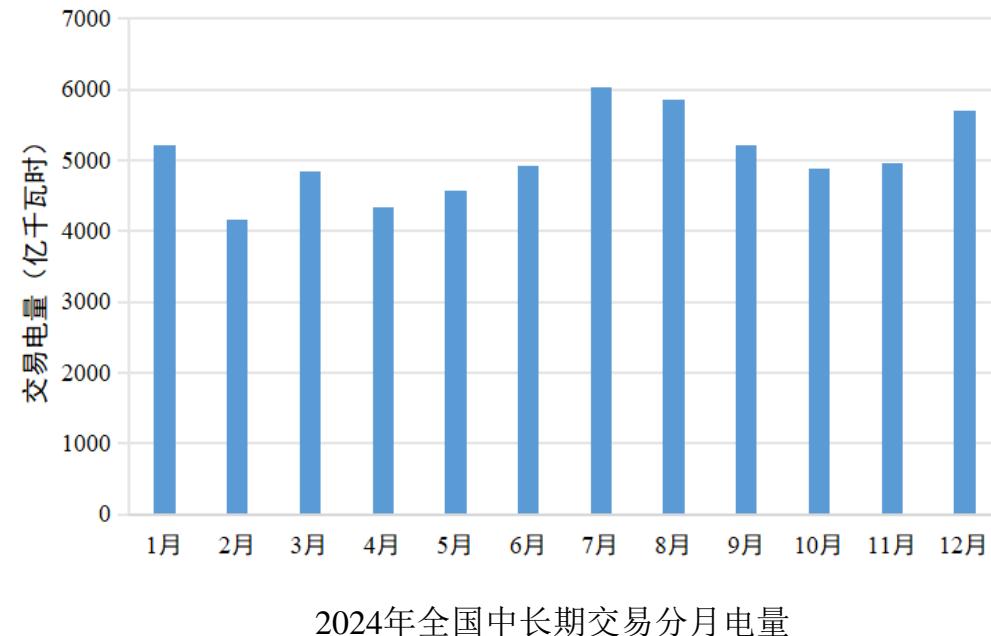
2016-2024年全国市场化交易电量及占全社会用电量比重

我国电力市场建设进展

(三) 交易量价水平

1. 全国整体水平

分月来看，分月市场交易最大规模出现在7月份，达6035亿千瓦时；市场交易最小规模出现在2月份，达4161亿千瓦时。

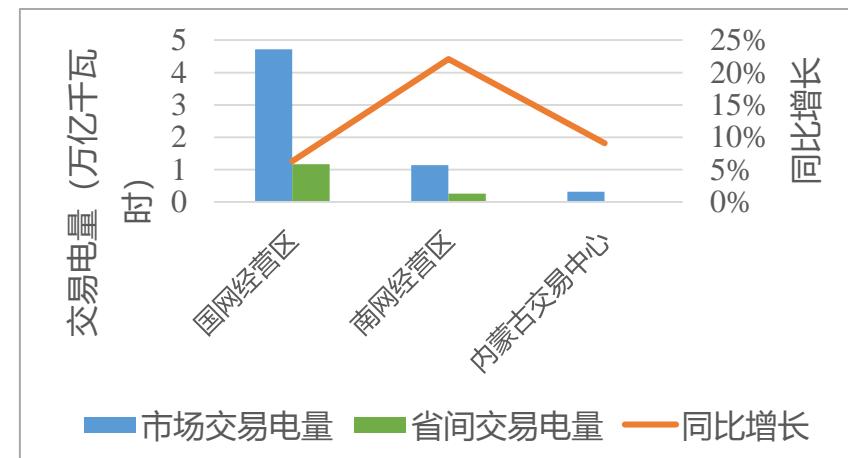


我国电力市场建设进展

(三) 交易量价水平

1. 全国整体水平

分经营区来看，国家电网区域各电力交易中心累计组织完成市场交易电量4.72万亿千瓦时，同比增长6.3%，其中省间交易电量1.17万亿千瓦时；南方电网区域1.14万亿千瓦时，同比增长22.1%，其中省间交易电量0.26万亿千瓦时；内蒙古电力交易中心0.32万亿千瓦时，同比增长9.1%。



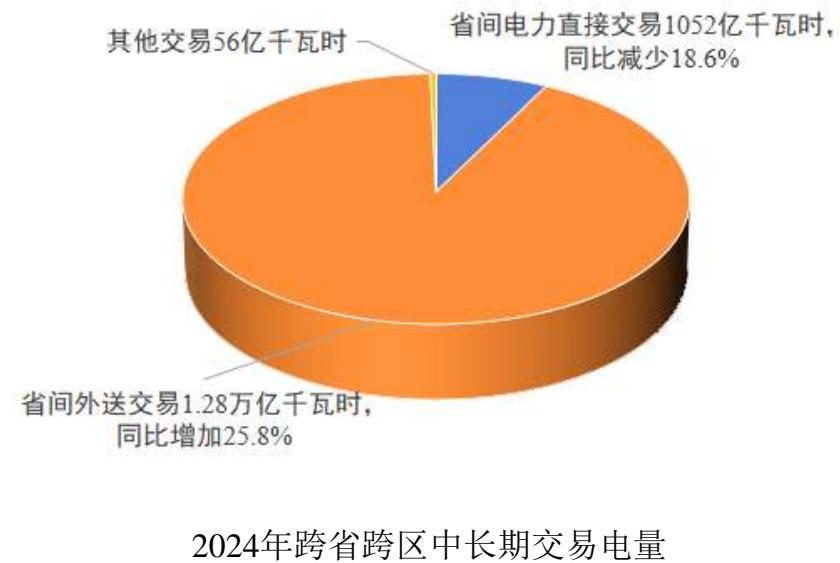
分经营区交易规模

我国电力市场建设进展

(三) 交易量价水平

2. 跨省跨区交易

跨省跨区中长期交易规模持续扩大。2024年，全国跨省跨区中长期交易电量合计1.39万亿千瓦时，同比增长19.8%。其中，省间电力直接交易1052亿千瓦时，同比减少18.6%；省间外送交易1.28万亿千瓦时，同比增加25.8%。

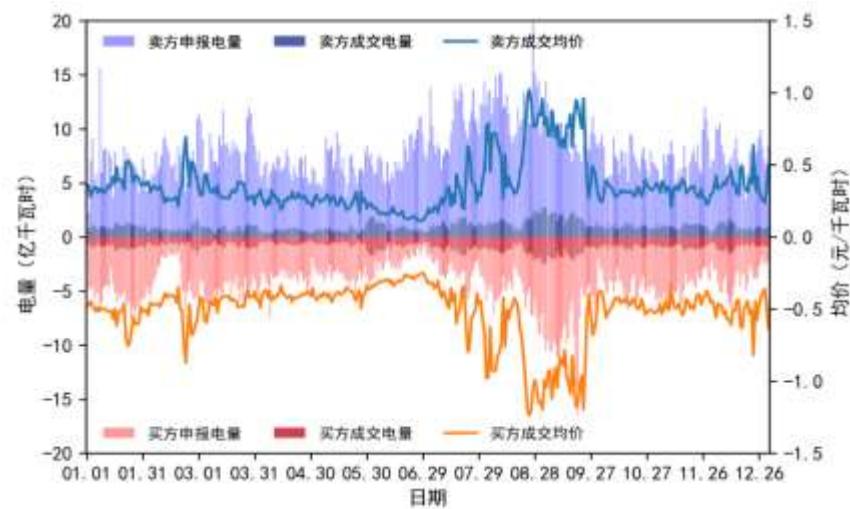


我国电力市场建设进展

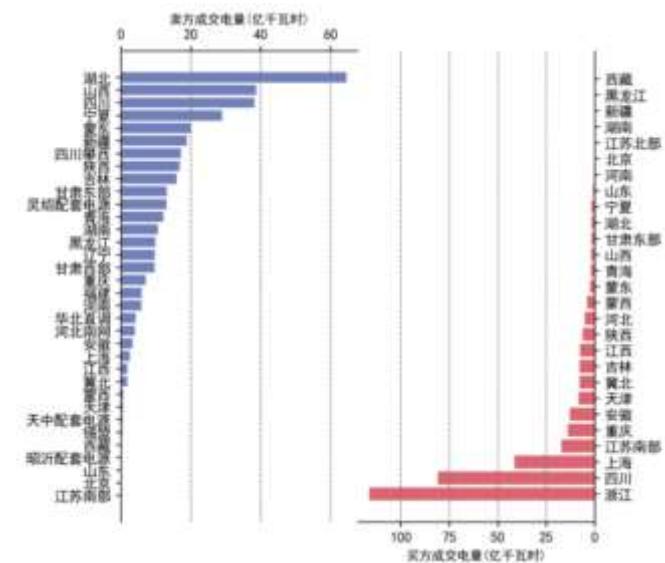
(三) 交易量价水平

2. 跨省跨区交易

省间电力现货交易活跃。省间电力现货总成交电量为376.31亿千瓦时，成交加权平均价为0.412元/千瓦时。湖北卖出电量最多，占总成交量约17.16%。买方总成交电量为341.17亿千瓦时，成交加权平均价为0.573元/千瓦时。浙江、四川买入电量最多，分别占总购入成交电量的34.12%、23.73%。



2024年省间电力现货成交量价

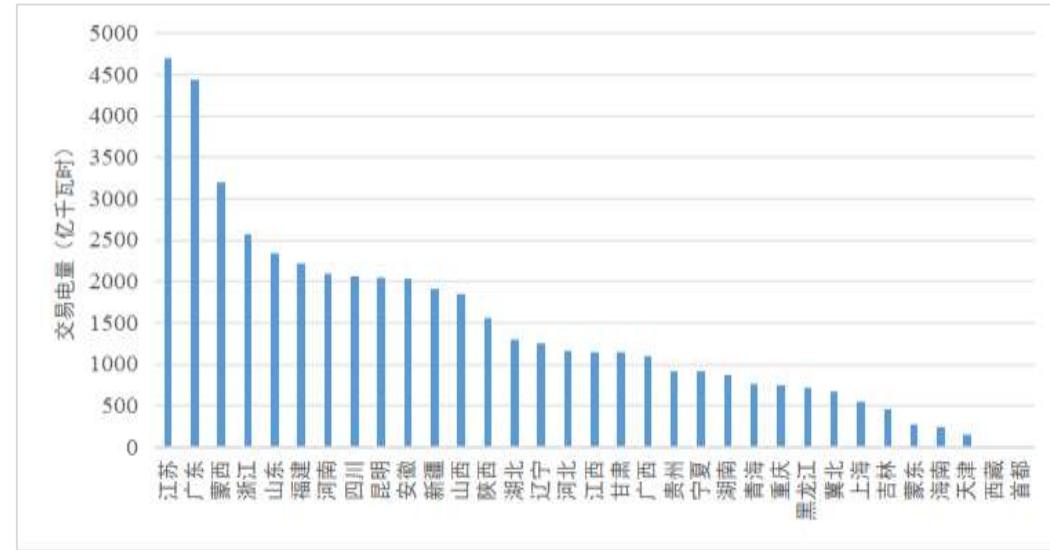


我国电力市场建设进展

(三) 交易量价水平

3. 省级市场交易

省内中长期交易电量总体增长。2024年全国各省级电力交易中心交易电量合计为4.75万亿千瓦时，同比增长5.4%。其中，省内电力直接交易4.55万亿千瓦时（含绿电交易0.20万亿千瓦时）、发电权交易0.20万亿千瓦时、其他交易49.4亿千瓦时。



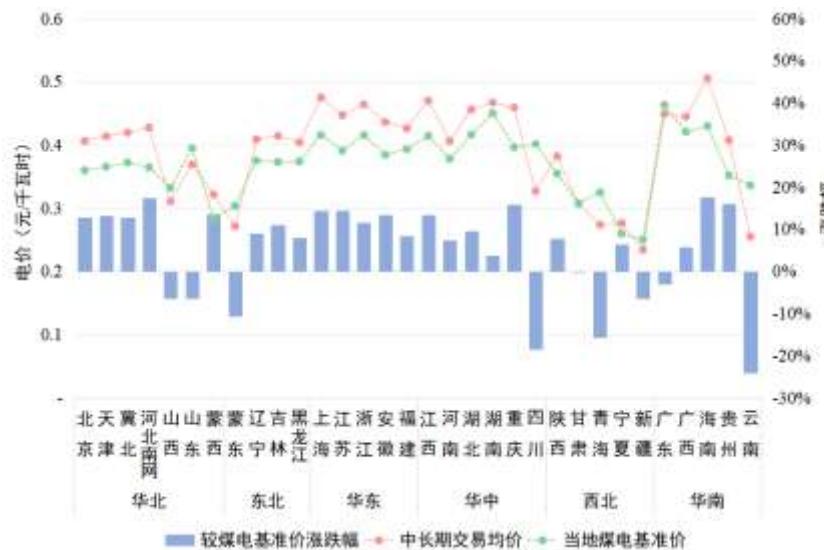
2024年各地中长期交易电量

我国电力市场建设进展

(三) 交易量价水平

3. 省级市场交易

各省中长期交易价格差异明显。2024年各地中长期交易均价在0.234—0.505元/千瓦时之间，较煤电基准价平均上涨0.021元/千瓦时，平均涨幅5.4%。其中23个省（区、市）高于煤电基准价，海南、河北南网、贵州、重庆涨幅在15%—20%之间；9个省（区、市）低于煤电基准价，云南、四川、青海降幅在15%—25%之间。

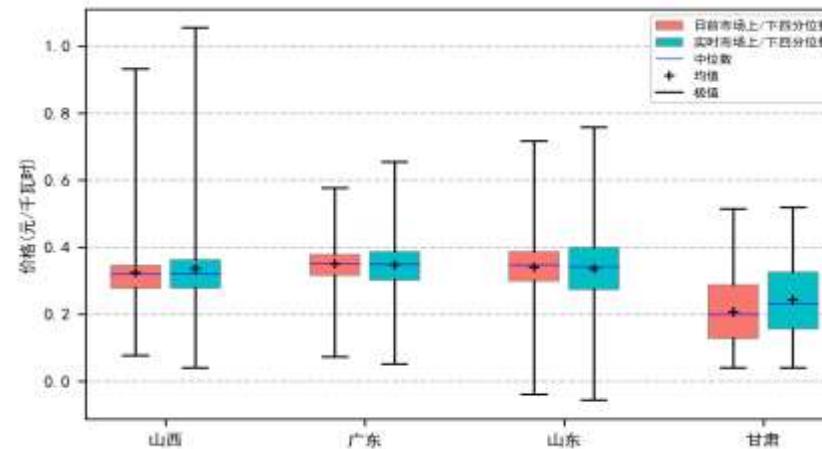


我国电力市场建设进展

(三) 交易量价水平

3. 省级市场交易

现货价格较中长期普遍下降。2024年已转正式运行的山西、广东、山东、甘肃电力现货市场，日前市场均价分别为0.324、0.349、0.340、0.206元/千瓦时，较中长期交易均价分别下降1.8%、22.3%、7.1%、29.0%；实时市场均价分别为0.336、0.347、0.335、0.242元/千瓦时，较中长期交易均价分别下降-1.8%、22.7%、8.5%、16.6%。



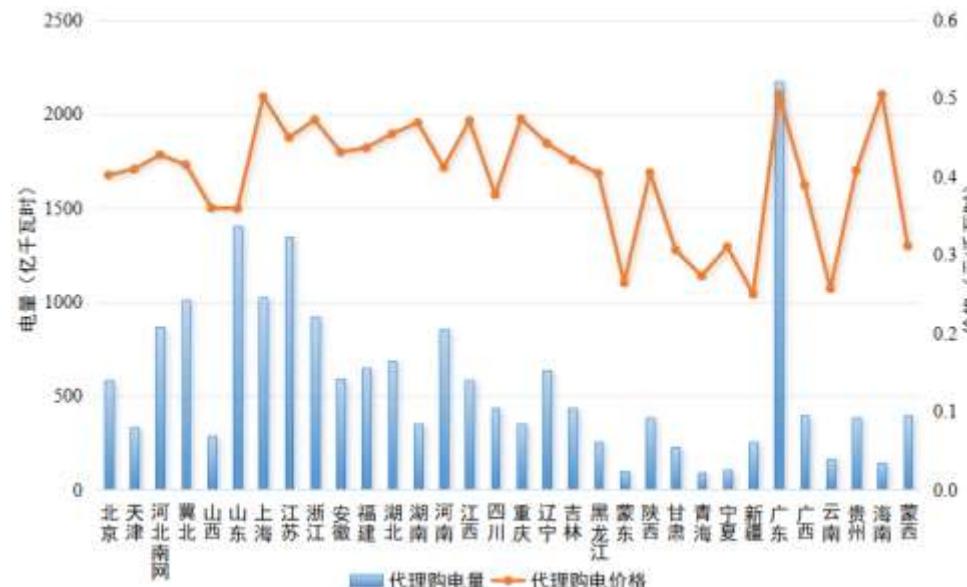
2024年山西、广东、山东、甘肃电力现货市场价格情况

我国电力市场建设进展

(三) 交易量价水平

3. 省级市场交易

电网代理购电各地量价差异较大。2024年，全国电网代理购电量1.84万亿千瓦时，其中优先发电量0.88万亿千瓦时，市场化采购电量0.96万亿千瓦时；全国电网代理购电均价0.426元/千瓦时，各地电网代理购电均价在0.250—0.474元/千瓦时之间。



2024年各地电网代理购电量价情况

全国统一电力市场体系建设目标和现状

2022年，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》

- ✓ 对我国电力市场建设阶段性的总结
- ✓ 对我国电力市场建设下阶段任务目标的明确

是对9号文市场建设相关要求的深化和调整

核心任务：健全多层次统一电力市场体系

加快建设国家电力市场

稳步推进省
(区、市) / 区域
电力市场建设

引导各层次电力
市场协同运行

有序推进跨省跨
区市场间开放合
作

全国统一电力市场体系建设目标和现状

省间市场规则体系

中长期市场

现货市场

《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》 《省间电力现货交易规则（试行）》

《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则》

《南方区域电力市场运营规则》

全国统一电力市场体系建设目标和现状

交易组织方式



省内首先预平衡
问题

根据平衡余缺情况，组织省间交易形成省间交易计划

省交易结果作为省内市场组织出清边界，省间形成的交易计划物理执行

- ✓ 由于省间市场和省内市场分级组织，在供需情况、价格机制、参与市场主体等方面均存在差异，特别是市场主体还无法自由选择在省间市场或省内市场中购买电量，省间市场价格和省内市场价格存在一定差异。
- ✓ 省间送电交易计划虽然物理执行，但是仍需要在省内市场中出清，导致省间送电计划执行偏差可能影响省内市场主体出清价格和出清电量，偏差导致的经济责任承担主体并不明确，外来电中长期和日前、日前和实时偏差处理方式与省内机组均不相同。

优势

- ✓ 对现有电价结构、跨省跨区送电国家战略落实、省为实体的电力电量平衡方式、调度管理体系影响较小，能够快速起步，提升跨省跨区送电的市场化交易水平，给予送受端省份和市场主体根据电力电量平衡情况和中长期市场持仓量开展市场化交易的途径和方式。对各省电价水平影响程度小，目前我国输配电价核定、交叉补贴统筹、燃煤上网基准价、未参与市场交易用户的售电价格均分省核算，避免在起步阶段对市场主体利益格局产生较大影响。

全国统一电力市场体系未来发展趋势

电网的物理形态：大规模的互联同步电网仍将是我国电力系统的主要形态



条件一

全国和东中部的分布式新能源资源尚不足以支撑当地负荷需求和可再生能源发展需要，西北部新能源集中开发利用需要互联大电网满足其外送消纳需求



条件二

传统电源，特别是大体量的传统清洁能源同步机组接入需要大电网，西部大库容水电是最重要的长时间尺度调节资源，需要通过大电网和更大范围电网互联互通实现电力电量优化配置



条件三

电网互联有助于提升可再生能源发电的最小出力水平

全国统一电力市场体系未来发展趋势

市场融合发展：电网互联意味着市场范围将不断扩大，电力市场模式和发展路径的选择应该与电力系统发展相互适应、相辅相成。



- 从电力市场自身建设发展的需要来说，扩大市场范围，引入更多的市场主体，降低单一市场主体或者企业在电力市场中行使市场力的风险，是电力市场保证竞争效率的关键。
- 可再生能源的发展，特别是分布式可再生能源的发展，极大的丰富了市场主体和电源类型，形成了发电侧更加多元化的市场竞争格局。

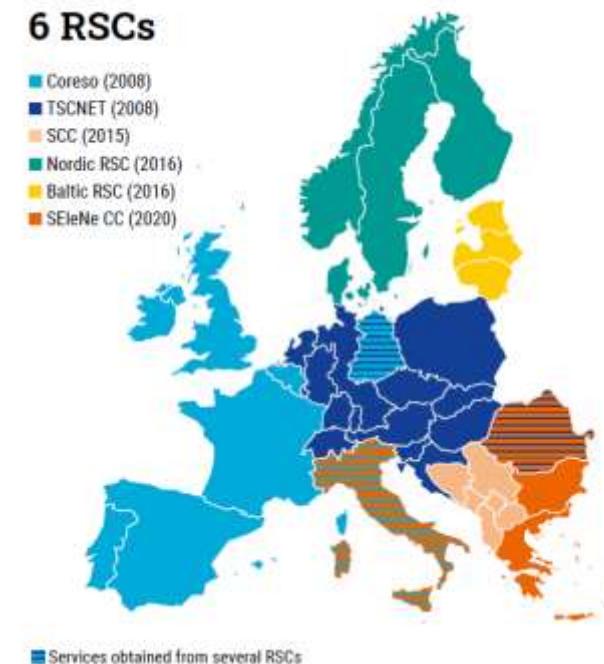
全国统一电力市场体系未来发展趋势

欧洲市场的融合方式

ENTSO-E:

更紧密、更大范围的电网互联和建设欧洲统一电力市场是实现欧洲可再生能源发展和减碳目标的重要手段

- ✓ 欧洲目前计划通过建立统一电网模型（CGM）实现欧洲TSO的共享系统规划和运行数据，实现统一电力电网模型构建
- ✓ 各国还没有安全通过CGM模型和相关标准向ENTSO-E提供有关电网运行数据等信息，所以欧洲市场中存在一个区域边境协调机构（RSC）



全国统一电力市场体系未来发展趋势

欧洲市场的融合方式

在市场层面，欧洲设计了基于市场耦合的出清算法

能够适应各类型复杂的报价形式

- 各国的报价形式不同，需要能够兼容各国际市场报价设计
- 欧洲市场基于分散式的实际思路，对于机组自身的约束并不纳入市场出清优化

报价区每小时的聚合报价

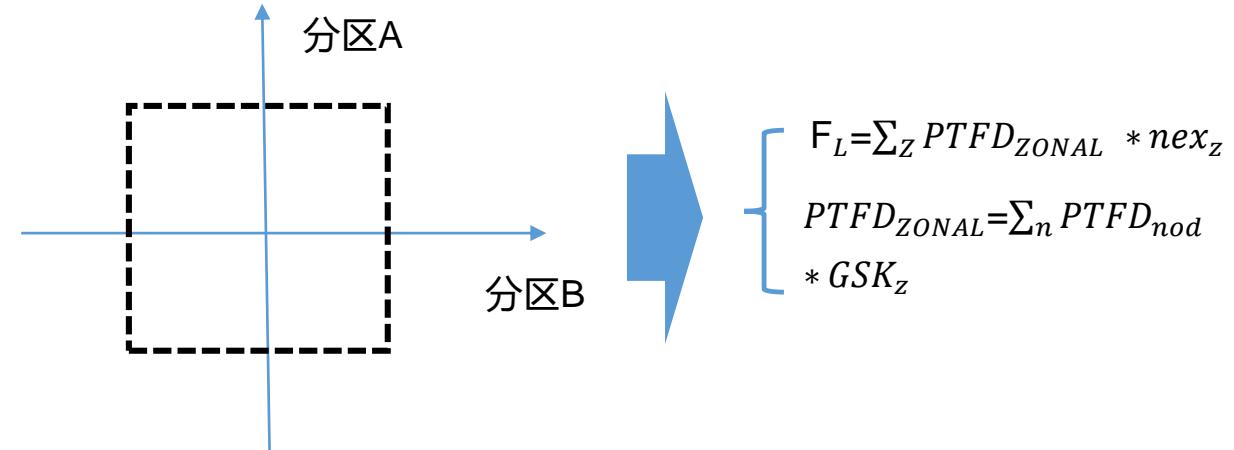
复杂报价 MIC 负荷梯度

能量块报价

负荷排序报价

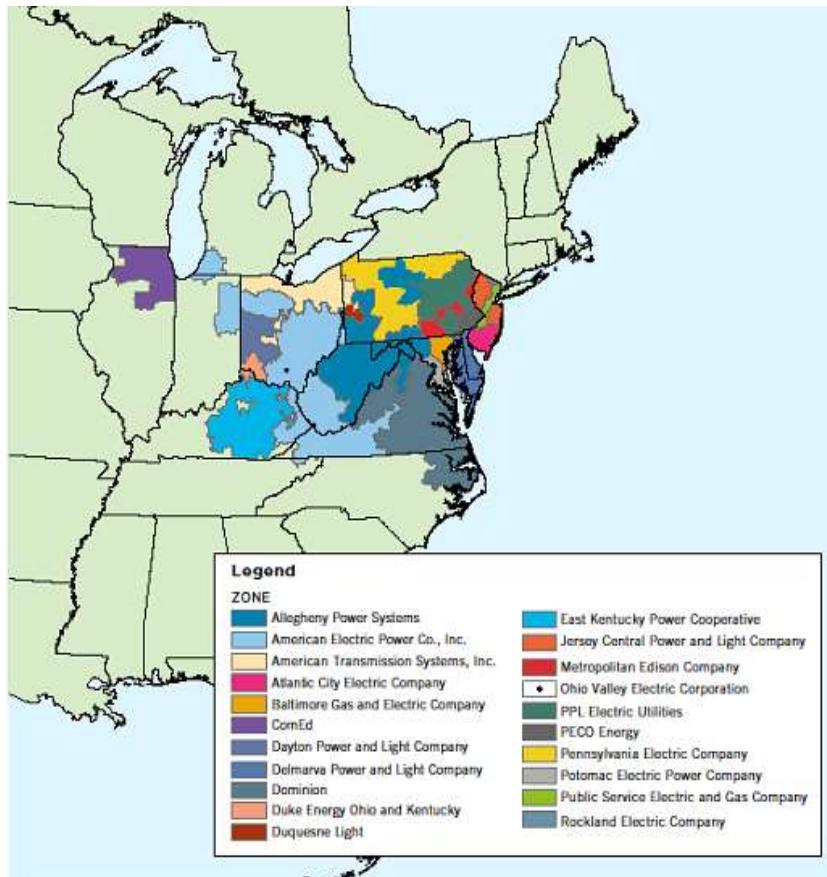
从基于ATC的电网模型向基于潮流的电网模型过度

- 传统跨国可用输电容量
- 基于报价分区和输电线路灵敏度的电网建模



全国统一电力市场体系未来发展趋势

美国市场的融合方式



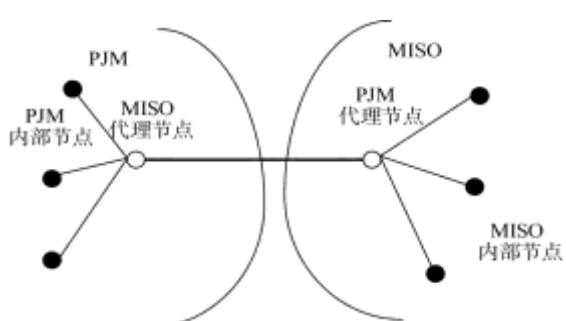
PJM是不断融合吸纳发展的过程。

1997年，FERC正式通过了PJM成为ISO的法令，PJM成为了美国第一个独立系统运营商后，2002年至2018年，周边又有13个本地的电力公司加入PJM区域电力市场，参与区域内的统一调度和市场竞争。

区域外的资源如何参与PJM市场？

方式一：机组处于PJM区域外，但是作为外部机组参与PJM市场，一般需要有固定输电服务。

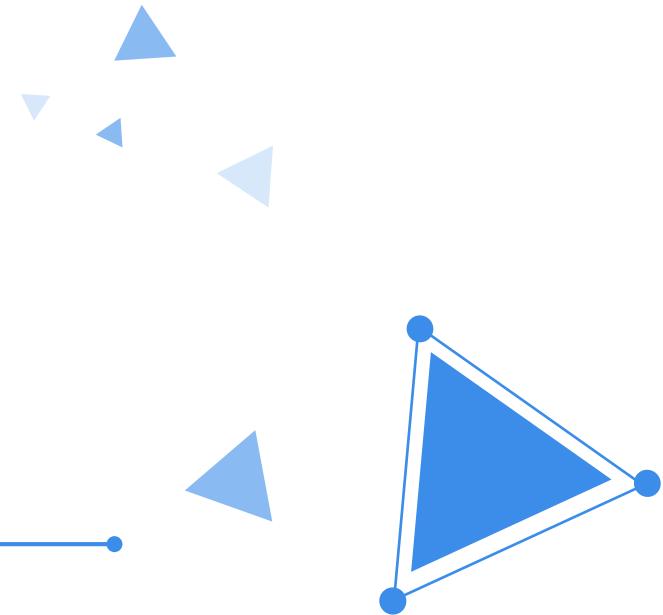
方式二：通过协同交易（CTS），实现不同市场间的功率交换和交易结算。



- 如果潮流从PJM流向MISO,就意味着CTS报价小于PJM代理节点电价减去MISO代理节点电价。
- 同理，如果潮流从MISO流向PJM,就意味着CTS报价小于MISO代理节点电价减去PJM代理节点电价。

03 *Part Three*

现货市场中几个关键问题



什么是节点电价

《电力现货市场基本规则》：可根据电网结构和阻塞等情况，选择节点边际电价、分区边际电价和系统边际电价等机制。



机组1：容量400MW，报价100元/MWh

机组2：容量200MW，报价300元/MWh

节点1：负荷200MW

节点2：负荷250MW

节点1的节点电价为100元/MWh，

节点2的节点电价为300元/MWh

输电线路L产生的阻塞费用是200元/MWh

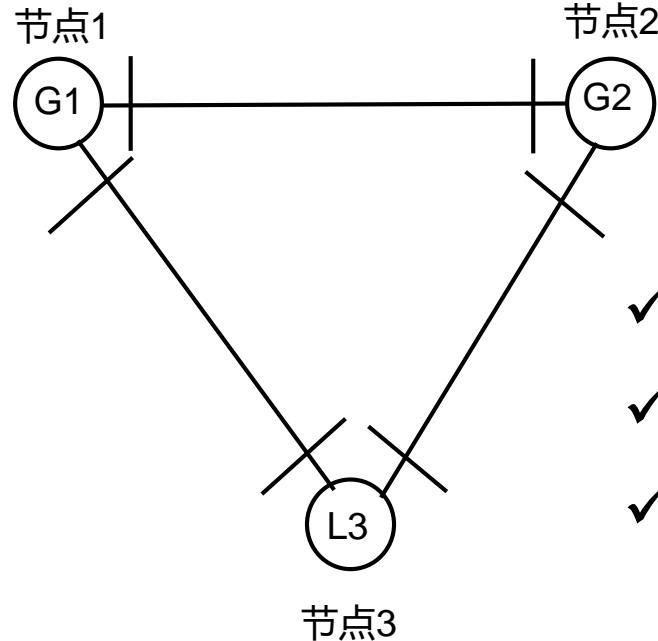
节点电价模型是基础，分区电价、系统边际节点电价都是节点电价模型的进一步简化。

节点电价模型更精细，但是也最复杂，会出现很多“反直觉”的现象。

- ✓ 节点电价的经济学意义：该节点处新增1MW负荷，系统增加的生产成本。
- ✓ 阻塞费用的经济学意义：受限输电线路增加1MW输电容量，系统减少的生产成本。

$$LMP = \text{能量分量} + \text{阻塞分量} + \text{网损分量}$$

节点电价的“怪”



- ✓ 为什么在市场规则中既要限制申报价格，又要限制出清电价？
- ✓ 为什么自己申报的价格比所在节点的节点电价高或者低？
- ✓ 为什么在没有新能源大发的情况下，还是会由节点出现负电价？

算例参数：节点1和节点2为功率净注入节点，节点3为功率净流出节点。

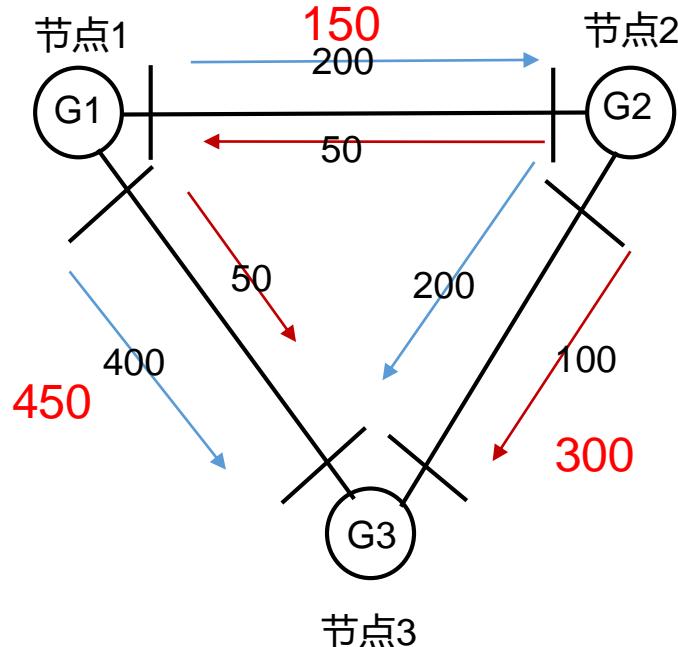
线路1-2、线路2-3、线路1-3阻抗相同。

节点1有发电机组1，发电成本为160元/MWh，最大出力不限（远大于系统负荷）

节点2有发电机组2，出力小于等于150MW时，发电成本为80元/MWh；出力大于150MW时，发电成本为600元/MWh

节点3有发电机组3，发电成本为400元/MWh，最大出力不限（远大于系统负荷），节点3处有750MW负荷

节点电价的“怪”



基本原理：在功率注入和功率输出节点，潮流会在所有联通路径中流动，在不同路径上功率的分配比例和联通路径的阻抗有关，成反比。

例如：由节点1到节点3，潮流可以通过线路1-3流动，也可以通过线路1-2，线路2-3流动到节点3.由于线路1-2、线路2-3的电抗更大，因此当节点1增加1MW出力时，线路1-3上将会有 $\frac{2}{3}$ MW潮流，线路1-2、线路2-3上将会有 $\frac{1}{3}$ MW潮流。

由此我们得出：按照之前系统设置的参数，在不考虑线路容量的情况下，系统出力基本方式为：

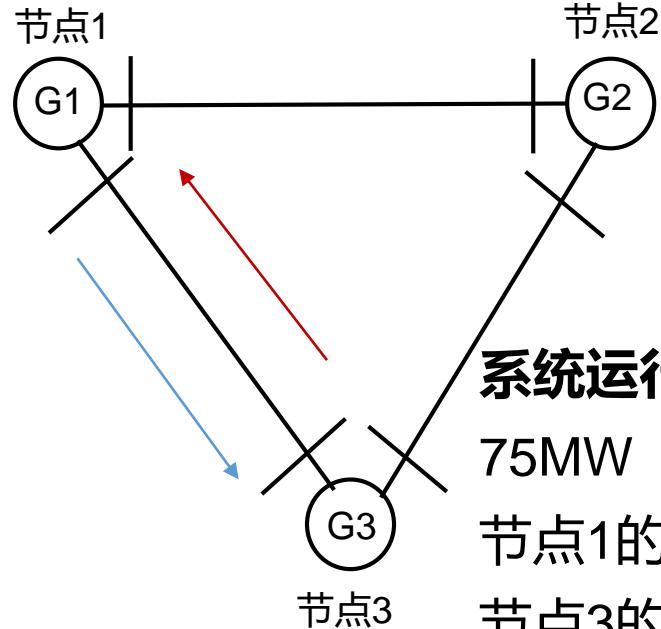
发电机2出力150MW, 发电机1出力600MW, 在节点3有负荷750MW，系统功率平衡。

节点1 电价为160元/MWh (节点1有负荷增加，由发电机1满足，因此节点电电价为160元/MWh)；

节点2 发电机报价为80元/MWh，但是节点2的节点电价不是80元，因为节点2增加负荷，只能由节点1来满足，因此，节点2的节点电价是160元/MWh。

同理，我们得出节点3的发电机组不发电，也由节点1机组来满足，节点电价也是160元/MWh

节点电价的“怪”



当线路1-3 存在传输限制，传输上限为400MW时，系统的节点电价和各机组出力又会怎么样？

1/3*发电机组2出力+2/3发电机组1出力<=400MW

系统运行成本最小的方式为： 机组2出力150MW, 机组1出力525MW, 机组3出力75MW

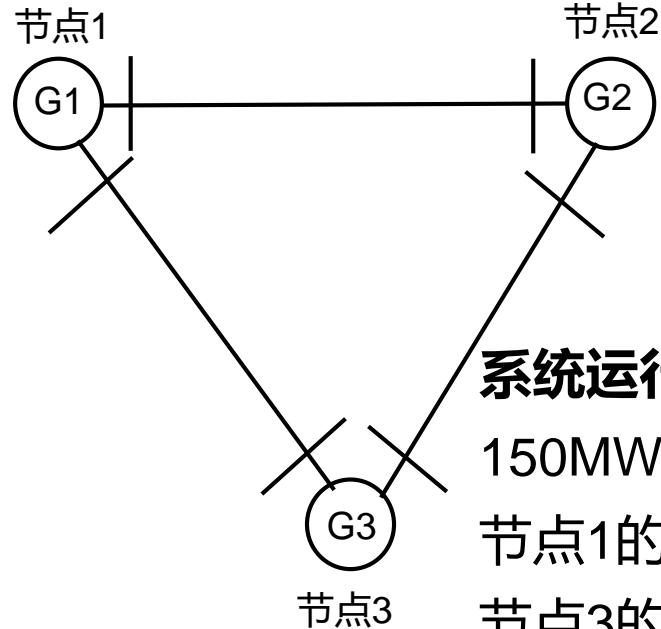
节点1的节点电价仍为160元/MWh

节点3的节点电价为400元/MWh, 因为线路1-3阻塞，发电机1和发电机2均无法再向节点3提供电力。

节点2的电价呢？

节点2的电价是多少呢，可以发现，如果节点2增加负荷，那么就要由节点1或者节点3的机组进行出力，但是目前线路1-3已经没有容量，所以必须由节点3和节点1共同出力满足节点2的新增负荷，同时共同出力还不能增加线路1-3的实际功率，因此发电机1和发电机3必须各出力50%，那么节点2的电价就是 $400/2+160/2=280$

节点电价的“怪”



当线路1-2存在传输限制，传输上限为100MW时，系统的节点电价和各机组出力又会怎么样？

1/3*发电机组1出力-1/3发电机组2出力<=100MW

系统运行成本最小的方式为： 机组2出力150MW, 机组1出力450MW, 机组3出力

150MW

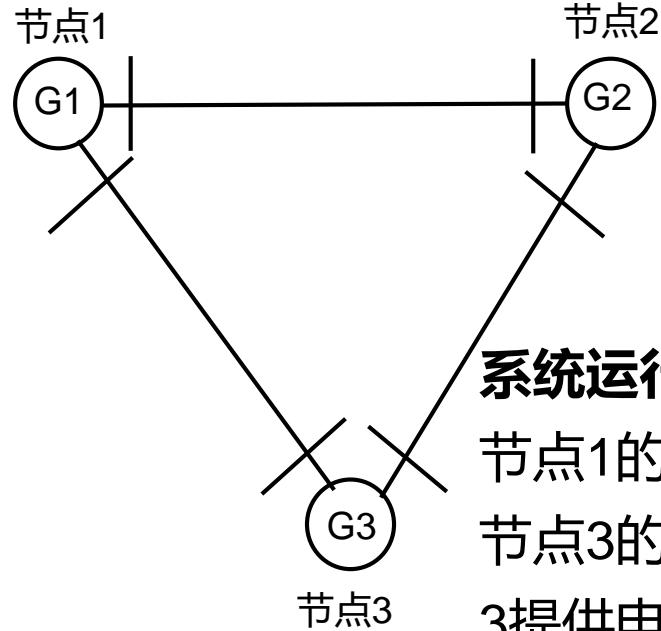
节点1的节点电价仍为160元/MWh

节点3的节点电价为400元/MWh, 因为线路1-2阻塞，发电机1和发电机2均无法再向节点3提供电力。

节点2的电价呢？

节点2的电价是多少呢，如果节点2增加负荷，那么就要由节点1或者节点3的机组进行出力，但是目前线路1-2已经没有容量，所以必须由节点3和节点1共同出力满足节点2的新增负荷，同时共同出力还不能增加线路1-2的实际功率，节点3对线路1-2的灵敏度为1/3，节点1对线路1-2的灵敏度为2/3，那么节点2的电价就是 $400*2-160*1=640$

节点电价的“怪”



当线路2-3存在传输限制，传输上限为200MW时，系统的节点电价和各机组出力又会怎么样？

1/3*发电机组1出力+2/3发电机组2出力<=200MW

系统运行成本最小的方式为： 机组2出力0MW, 机组1出力600MW, 机组3出力150MW

节点1的节点电价仍为160元/MWh

节点3的节点电价为400元/MWh, 因为线路2-3阻塞，发电机1和发电机2均无法再向节点3提供电力。

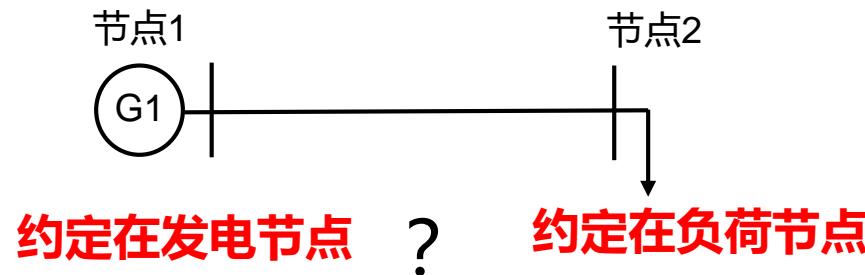
节点2的电价呢？

节点2的电价是多少呢，如果节点2增加负荷，是80元么？并不是

我们会发现从节点3和节点1向节点2输电，是可以缓解线路2-3这个方向的阻塞的，这时就可以让系统运行成本进一步下降。最优的组合是机组1多发2MW, 机组3少发1MW,

节点2的节点电价是-80

中长期交易的曲线和结算点



- ✓ 结算点是什么？
- ✓ 为什么中长期市场要约定结算点？
- ✓ 中长期合约为什么需要与金融输电权市场配合？

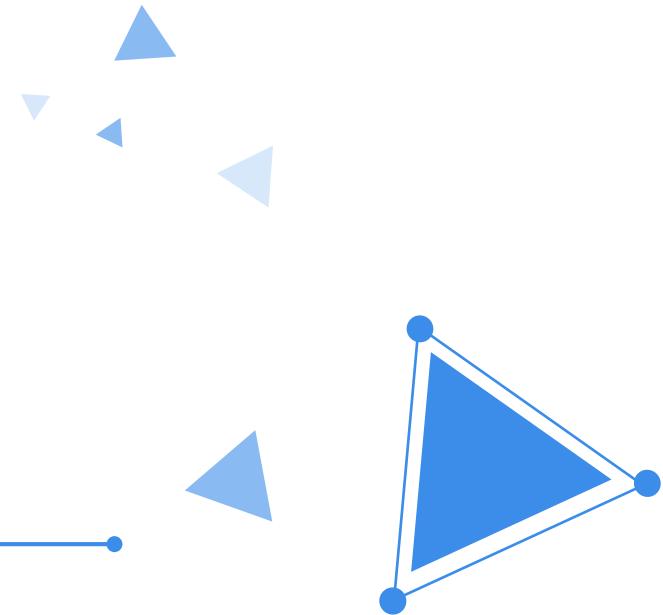
结算点，就意味着中长期合同对应哪个节点电价进行差价结算

节点1节点电价是0.4元，节点2的节点电价是0.5.

发用双方如果约定在负荷节点，那么发电企业就需要再向用户支付0.1, 用户的最终结算电价就成了0.4, 与中长期约定价格一样，发电就变成了0.3元，低于中长期约定价，其实这0.1，就是节点1到节点2的阻塞费用由发电机组承担了。

04 *Part Four*

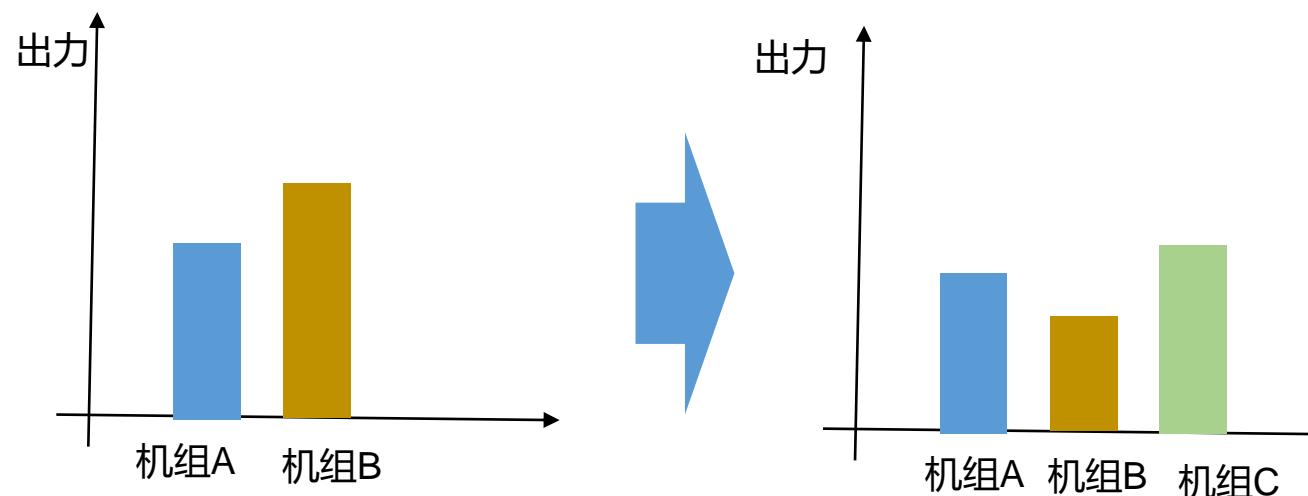
燃气入市面临的几个关键问题



关于现货市场中燃机定价问题

在集中式的现货市场中，机组一部分运行成本是无法通过市场获取收益或补偿的，比如开机和空载成本，或者为保证系统安全稳定运行，比如负荷中心的电压支撑、临时增加系统备用等，调度机构往往需要机组偏离“经济调度”原则开机或出力。边际节点电价的形成机制和混合整数优化模型的数学性质，也可能会造成机组所在节点电价低于其电能量报价的情况。

因此，国外市场中通过对机组在日前和实时市场中向系统提供的“总价值”和已经在市场中获得的“总收益”进行分析，对按照调度指令运行的机组进行全成本补偿（Made Whole），这部分成本也被称为上抬费用（Uplift cost）



负荷增加，边际机组不变，
市场出清电价不变，
机组C低于成本发电

关于计划气和市场电的矛盾

日内启停是燃气机组能够进行灵活调节的优势，但是在现货市场出清模式下，因为定价时考虑机组最小出力约束，往往会造成燃气机组解决了系统负荷缺口，却无法定价的局面。在国外市场中，FERC要求各个ISO使用**快速机组定价机制**。

$$\boxed{\alpha P^{\text{MIN}}} \leq P_t \leq \alpha P^{\text{MAX}}$$

具体做法就是将快速启停机组的最小技术出力，**在定价环节直接设置为0**，确保燃气等快速启停机组只要开机，就具有定价能力。

$$\boxed{0} \leq P_t \leq P^{\text{MAX}}$$

现货市场出清计算时，调度程序和定价程序一般是分开的，调度程序要确保系统出清的调度计划能够满足系统和机组运行物理约束，而定价程序是要保证市场设计的定价机制能够实现，且保证价格能够尽可能反应系统运行真实情况和成本。

关于计划气和市场电的矛盾

目前，燃气入市面临的一个较大的问题，就是计划气和市场电的矛盾，**不仅增加了现货市场出清的难度，也造成了燃气机组灵活调节和启停能力无法充分发挥。**

$$\sum_{T=1}^{96} P_T \geq Q_{GAS}$$

在存在计划气的情况下，现货市场出清中往往要考虑机组用气量计划，这不仅造成了燃气机组出力优化范围受限，给市场出清增加的计算复杂度，也会直接造成燃气机组因需要保证用气量约束，在电价较低的时段出力，造成机组运行经济效益下降。

关于燃气机组参与中长期市场问题

燃气机组作为高价机组如何在中长期市场中与其他机组同台竞价问题，一直是影响燃气机组入市的关键因素。**广东采用度电补贴，浙江采用了容量电价。**

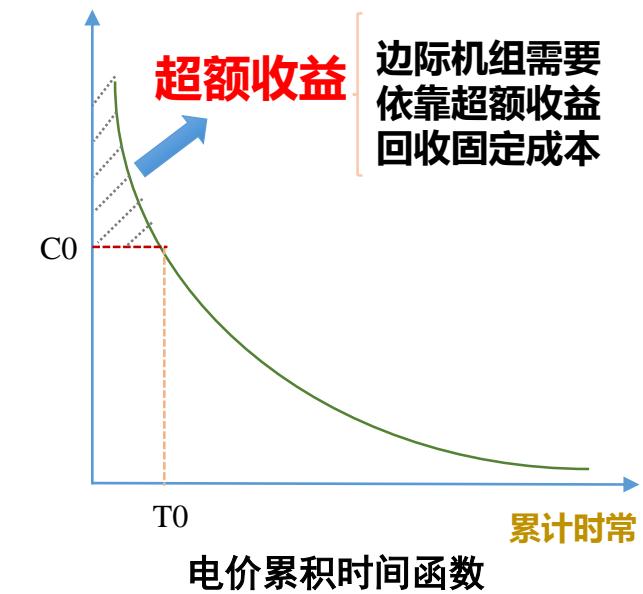
➤ 为什么会出现这个问题？

一是我国的中长期市场仍是一个存在量价管制的市场，整体电量和电价都受到一定的限制，无法与现货市场完全衔接。

二是我国现货市场的限价范围往往缺乏严格的设计思路，目前各地现货市场上限价格大多数是“经验”延续，现货市场高峰时段价格过低，如果仅靠高峰时段发电，燃气机组无法生存。

三是如果按照系统失负荷成本和发生概率来确定现货市场价格上限，即采用稀缺定价模式，可能会造成现货市场价格大幅度波动，但是目前又缺乏容量补偿的价格机制。

四是在规划层面，明确燃气机组在系统中的“作用定位”。



THANKS



能源政策与市场研究院



五更天



电力规划设计总院

China Electric Power Planning & Engineering Institute