

Part

5

配套电力辅助服务市场

调频市场、备用市场、调峰市场



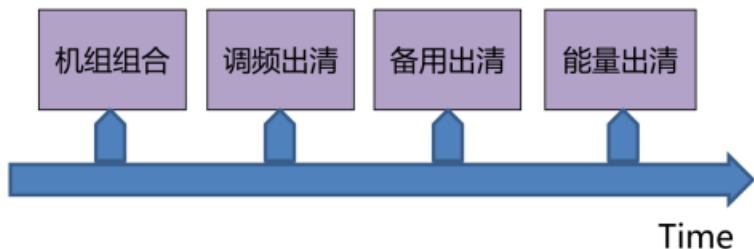
5.5-备用市场简介

备用辅助服务市场

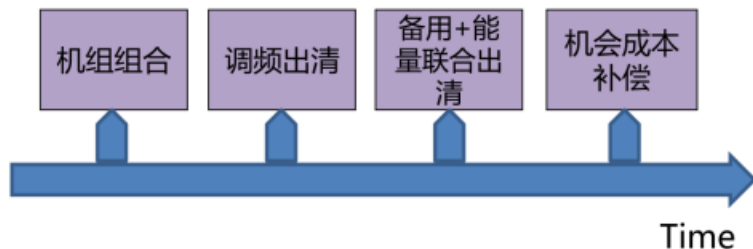
备用是指为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。分为旋转备用和非旋转备用，备用辅助服务市场一般指旋转备用，即规定时间内（一般为10分钟）可供调用的备用容量。通常采用“日前出清，实时按需调用”的交易机制。

与能量市场的衔接机制

模式一：备用和能量协调出清



模式二：备用和能量联合出清



5.5-备用市场交易流程（协调出清）



备用市场出清：

日前电力调度机构根据申报信息，在考虑安全校核的条件下，依据机组组合和调频市场出清结果，按机组报价从低到高依次出清，直至出清容量满足该时段备用需求。满足备用需求的最后一台机组报价为备用市场出清价格。

备用市场结算：

日清月结

收益：备用容量提供者每日收益为各交易时段收益之和，一个交易时段内的备用市场收益为：

中标备用容量*日前备用出清价格

分摊：除备用中标机组外的所有发电企业和市场用户分摊

5.5-备用市场交易流程（联合出清）



备用市场出清：

日前电力调度机构根据备用市场需求及报价，运行日的电网运行边界条件以及电网和机组运行约束条件，与日前电能量市场联合出清，以成本最小化为目标，得到机组备用计划、备用辅助服务出清价，以机组日前现货市场报价低于所在节点的节点电价，但是未能中标的部分作为日前现货市场**机会成本**，根据备用辅助服务出清价、日前现货市场机会成本，计算得到日前备用辅助市场**结算电价**，以日前备用计划、日前备用辅助服务市场结算电价为依据，向中标的备用资源支付费用。

备用市场结算：

日清月结

收益：备用容量提供者每日收益为各交易时段收益之和，一个交易时段内的备用市场收益为：

中标备用容量*日前备用结算价格

其中，日前备用结算价格=备用市场出清价格+机组日前市场机会成本

分摊：除备用中标机组外的所有发电企业和市场用户分摊

Part

6

与省间现货市场衔接

省内现货与省间现货衔接



6.1-建设背景

□ 建设背景

风电、光伏等可再生能源快速发展，要实现大量清洁能源长期有效大范围消纳，迫切需要打破省间壁垒。

可再生能源波动性较强，难以在中长期实现精确的电量分解，对于短期可再生能源预测偏差或中长期交易外的可再生能源发电能力，需要设计相应的市场机制和相应的系统建设，支撑跨区域省间交易。

我国已建设并规划了多条特高压输电通道，为跨区域省间富余可再生能源电力现货市场建设提供了输送路径。

6.2-基本规则

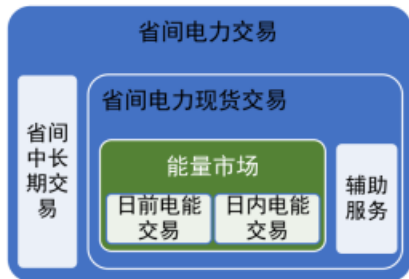
- 2021年11月1日，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2021〕837号），同意国家电网有限公司按照省间电力现货交易规则组织实施。
- 2021年11月22日，国家电网有限公司正式印发《省间电力现货交易规则（试行）》（国家电网调〔2021〕592号），报送国家发改委、国家能源局，并通过公司平台对公众发布。



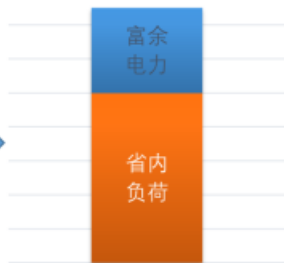
6.2-基本规则

交易范围：初期，在国家电网有限公司和内蒙古电力有限责任公司覆盖范围内开展试点。

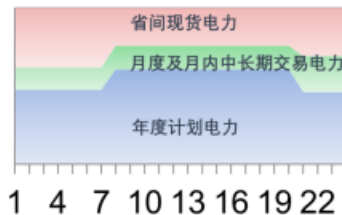
市场定位：本规则所称省间电力现货交易，主要是指在落实省间中长期交易基础上，利用省间通道剩余输电能力，开展省间日前、日内电能交易。



定位1：基于送端富余电力

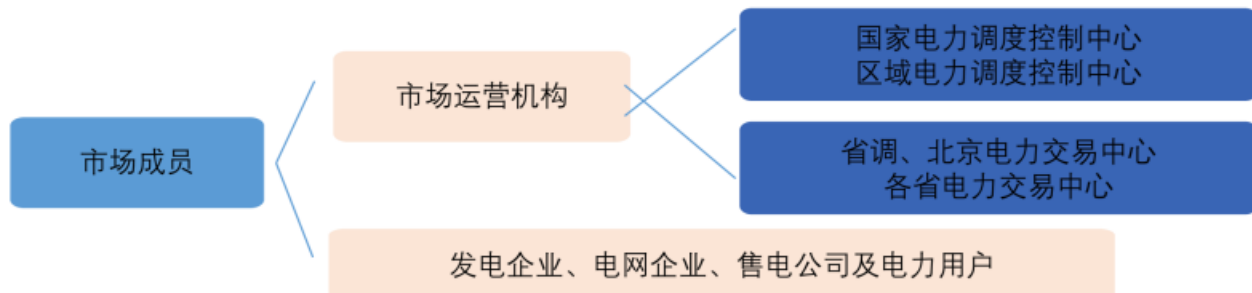


定位2：基于通道剩余能力



6.2-基本规则

市场成员



市场准入

1. 市场主体由各地方政府主管部门负责准入，可在任一电力交易机构注册，一地注册、全国共享。
2. 市场主体已在电力交易机构完成市场注册手续，并需具备电量分时计量条件。
3. 市场主体在参与省间电力现货交易前需阅知《省间电力现货交易风险提示书》，并签订《省间电力现货交易承诺书》（承诺书内容包括买卖双方的权利与义务、不可抗力、争议解决、调整和违约等）。
4. 满足政府主管部门其他相关准入条件。

6.2-基本规则

电能量交易：

- 电能量交易指发电企业与购电主体之间开展的以电能量为标的物的交易行为。

应用场景：

- 当出现富余电能时，发电企业将富余电能卖给有购入需求的市场主体。



6.3-基本流程-日前市场

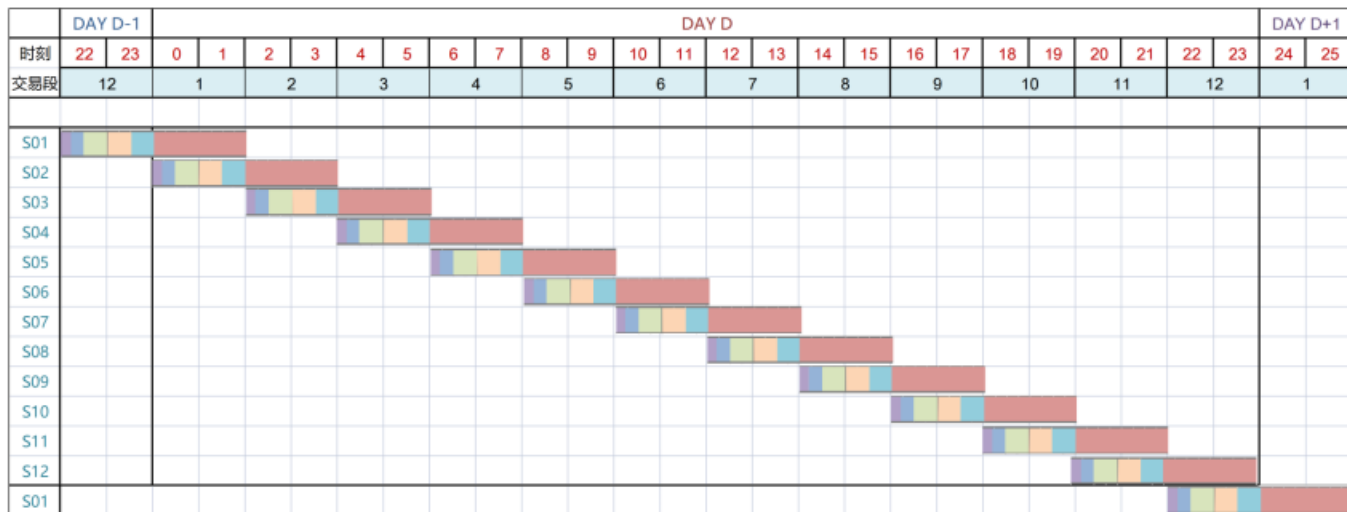
市场运营机构按日组织省间日前现货交易，每15分钟为一个交易时段，全天共96个交易时段



跨省区预计划下发	D-2日：14:00-15:30，国调中心编制下发跨区通道及直调机组D日96点预计划；15:30-17:00：网调编制下发省间联络线及直调机组D日96点预计划
交易前信息发布	D-1日：8:45前，电力交易机构向市场主体发布检修计划安排、电网安全约束条件等信息
省内预出清	D-1日：11:00各省调开展省内现货市场预出清，并将出清结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富裕程度提交至国调、网调、相应电力交易机构并向相关市场主体发布
交易申报	D-1日：11:00-11:30，市场主体申报省间现货分时“电力-价格”曲线；11:30-11:45，省调对申报数据进行合理性校验，保证申报电量可送出或受入，并将报价曲线上报至国调。国调、网调对直调发电企业申报量进行预校核，保证可执行。
省间市场出清	D-1日：11:45-12:30，国调和网调组织省间日前现货出清，经安全校核后，将包含省间日前现货交易结果的跨区发输电日前计划下发至相关调度机构和市场主体
省间联络线计划编制	D-1日：12:00-14:00，网调组织区域辅助服务交易，并将交易结果和省间联络线计划下发至相关省调和发电企业
省内发电计划编制	D-1日：14:30-17:00，省调依据上级调度下发的联络线计划，组织省内市场（省间交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源），交易机构发布出清结果

6.3-基本流程-日内市场

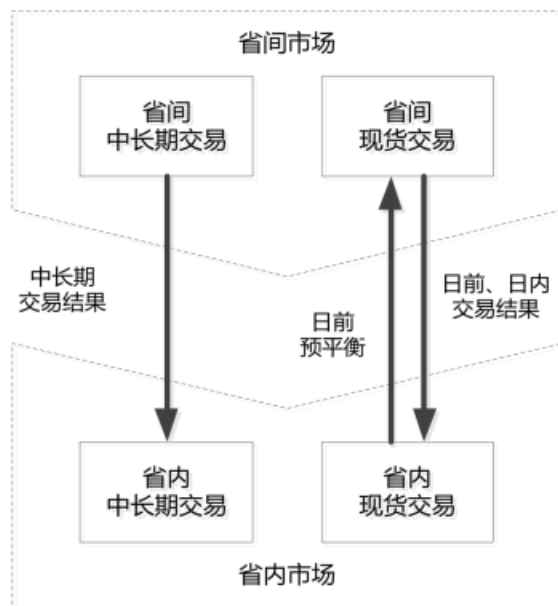
- 日内以2小时为一个固定交易周期，组织省间日内现货交易。



- | | | | | | |
|---|-------------|-------------------------|---|-----------|---------------------------------|
|  | T-120~T-110 | 市场主体申报“电力-价格”曲线。 |  | T-60~T-30 | 网调组织开展区域内辅助服务交易，下发省间联络线计划 |
|  | T-110~T-90 | 省调对申报数据进行合理性校验，上报至国调中心。 |  | T-30~T-15 | 省调编制省内实时发电计划或组织省内实时市场及辅助服务市场出清。 |
|  | T-90~T-60 | 省间市场出清及跨区通道计划下发 |  | T~T+120 | 电力交易机构向市场成员发布市场出清结果，本时段交易执行 |

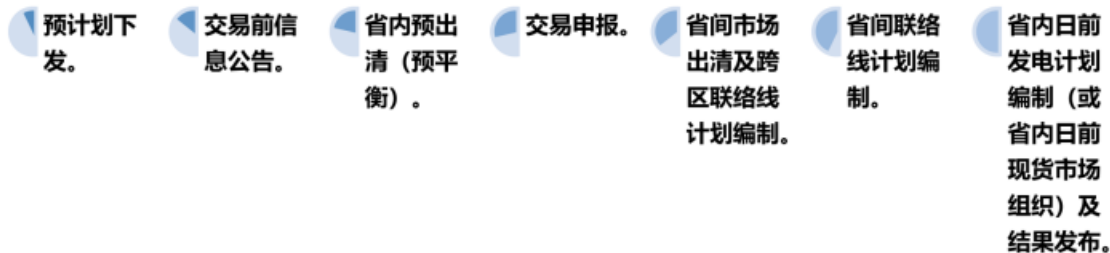
6.4-省间现货与省内现货衔接

- 省间与省内现货市场需要在功能定位、交易时序、偏差处理、安全校核及阻塞管理等方面做好统筹衔接。
- 省间、省内市场采取“分层申报、协调出清”模式。省内依据省间送受电预计划以及本网运行实际，形成省内开机方式和发电计划的预安排，在此基础上组织省间现货交易。省间交易形成的量、价等结果作为省内交易的边界，省内交易在此基础上开展。
- 建议省间现货市场开展日前、日内交易，省内现货市场开展日前、实时交易。

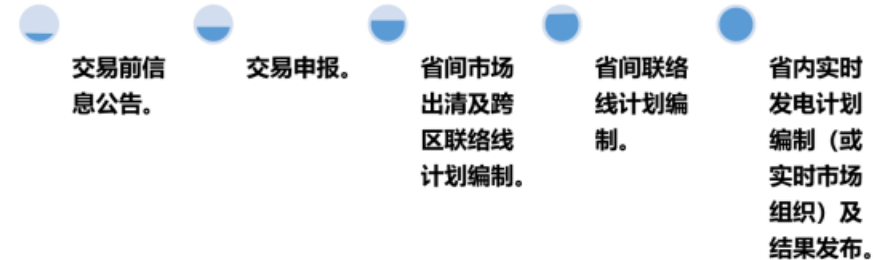


6.4-省间现货与省内现货衔接

□ 省间日前现货交易与省内日前现货交易时序衔接流程



□ 省间日内现货交易与省内实时现货交易时序衔接流程



Part

7

容量成本回收机制



7.1-容量成本回收机制的定义

由于在单一电能量市场中确保系统可靠性所需的发电机组**全年运行时间短**，**收回成本的机会时间有限**，所以单一电能量市场需要引入容量成本回收机制。

容量成本回收机制主要分为稀缺定价机制、容量成本补偿机制和容量市场三类

稀缺定价机制：在系统电能和备用稀缺的情况下提高电能价格。制定现货市场价格上限时，允许系统短时出现极高的价格尖峰。

容量成本补偿机制：通过对单位容量补偿标准和各发电机组可补偿容量的核算，实现对发电容量成本的合理补偿。

容量市场：以市场竞争的方式形成容量价格实现发电容量成本回收，是竞争性电力市场的有机组成。

建设容量市场的原因：容量成本补偿机制**“市场化”程度不足**

容量市场以可靠性装机容量为交易标的，是一种采用市场的方式进行容量补偿的机制，使可靠的发电机组或等同的需求响应负荷能够获得在不确定性较高的能量市场和辅助服务市场以外的稳定经济收入，从而鼓励机组建设。

7.2-容量市场

容量市场和现货市场的关系：电力现货市场的有效推进需要建立容量市场来调节

现货市场的稀缺资源价格信号在激励新增电源投资、保障电力长期平稳供给方面的作用是令人存疑的，需要建设容量市场来满足电源投资激励。

国外典型容量市场的建设经验

智利容量补偿机制	英国容量市场	美国PJM容量市场	美国纽约州容量市场
发电企业不报价，只上报可用容量； 发电侧现货市场运营中心审核运行成本。 由智利国家能源委员会决定容量电价； 智利国家电力调度机构决定发电企业能够获得补偿的容量； 进行容量补偿费用结算。	其容量市场包含容量定额、拍卖、交易、交付、支付5个阶段。 英国政府在容量定额和交付阶段进行市场引导，拍卖和交易实现完全市场竞争。	美国PJM的可靠性定价模型容量机制是一个多重拍卖市场。包括一个基本拍卖市场(BRA)、三个追加拍卖市场和一个双边市场，给予了市场充分的流动性，也为市场成员提供了多次报价的机会。	美国纽约州容量市场是一个短期的装机容量市场。 有两个为期6个月的容量期。通过容量期拍卖、月度拍卖和现货拍卖来确保容量，只有参与现货拍卖是强制性的。 仅提供短期容量价格。

Part

8

市场结算机制及流程



8.1-结算内容

电能量结算价格

- 现货市场通过集中竞价交易、优化出清并按现货市场结算机制形成的每个交易时段的市场结算电价
- 发电侧结算价格为节点边际电价或分区/系统边际电价
- 用户侧结算价格为节点边际电价或分区/系统边际电价或加权平均价

输配电价

- 按准许成本合理收益的原则由政府价格主管部门核定

辅助服务价格

- 调频、备用等辅助服务价格。按谁收益、谁承担原则分摊。发用两侧共同承担

市场运行各类费用

- 成本补偿费用
- 容量补偿费用
- 不平衡资金

8.2-结算原则



1、结算职责

(1) 电网企业负责向电力交易机构提供每天每小时机组上网电量和历史上网电量、参与现货结算市场用户每天每小时的实际用电量和历史用电量，以及政府核定上网电价等结算准备数据；负责批发市场、零售市场的统一结算付费。

(2) 交易中心负责结算系统开发运维、电费计算与复核、出具批发市场和零售市场结算凭据。

(3) 调度机构负责向电力交易机构提供日前、实时市场出清结果，负责向市场主体出具辅助服务市场结算依据。



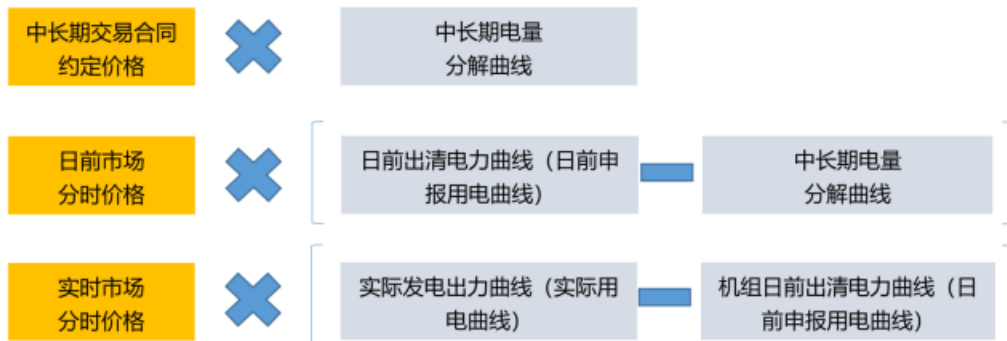
2、结算周期

交易结算以**小时（或15分钟）**为基本计算时段，采用“日清月结”的工作模式，即按**日**进行交易结果计算，按**月**发布市场化交易结算凭证。

8.2-结算原则



3、市场电量结算方法



现阶段，实时市场采用**事前定价**方式进行结算，即：结算价格为实时市场出清价格，结算电量为实际发、用电量。

8.2-结算原则



4、结算电价

- (1) 发电侧结算电价为所在物理节点的节点电价/分区电价。
- (2) 用户侧采用统一的结算电价，一般为发电侧加权平均电价。
- (3) 发电侧每小时的节点电价等于该时段内每15分钟节点电价（T+0、T+15分钟、T+30分钟、T+45分钟共4个）的算术平均值。



5、结算不平衡资金

- 电力现货市场不平衡资金包括：补偿费用、考核费用、阻塞盈余、双轨制偏差费用和其他（退补联动电费、分摊未付款项以及四舍五入差额等），按照“谁受益、谁承担”的原则，在市场主体间进行合理分摊和返还。

8.3-结算费用

【电力批发市场结算费用】

发电企业电费收入 = 市场化电费 + 容量补偿电费等

售电公司和电力批发用户的电费支出 = 市场化电费 + 输配电费 + 政府性基金及附加等

电网企业代购工商业用户的电费支出 = 代理购电电费 + 输配电费 + 政府性基金及附加等

其中，市场化电费包括电能量费用、辅助服务补偿与分摊费用、不平衡资金的分摊与返还费用等

【电力零售市场结算费用】

电力零售用户的电费支出根据零售合同约定价格、用户实际用电量以及约定结算方案计算

售电公司的收入为代理用户在零售市场支付的电费总额与售电公司在批发市场支付的电费总额的差额

8.4-结算流程

结算流程



一、中长期交易结果在日前市场开市前进行分解上报，分解原则根据交易规则而定。



二、电力调度机构D-1日完成日前市场出清，D日完成实时市场出清。



三、电力交易机构D日获取当日的日前现货交易结果，D+1日获取D日实时现货交易结果。



四、电网企业以机组和用户编号为最小单位，将机组分时电量和用户分时电量推送给电力交易机构

8.4-结算流程

结算流程



五、电力交易机构计算市场主体D日的临时结果结算电费，经审核后，发布给市场主体进行查询确认。



六、电力交易机构每月根据上月每日批发市场结算结果、零售申报结算结果以及历史月份的退补结算结果，出具上月月度临时出清结果，并发布市场主体查询确认。



七、电力交易系统每月形成上月月度结算正式结果，并发布到电网企业和市场主体。各市场主体根据正式结算依据，按照合同约定或相关法律法规的规定与电网企业完成结算。

8.5-结算不平衡资金

* 不平衡费用的两大特点：

- ①市场运行难以避免；
- ②无法找到具体承担主体。

不平衡资金：是结算中没有**明确承担主体**，需要向**全部或部分市场主体**分摊或返还的费用。

不平衡资金分类：

1. 双轨制不平衡资金

在**市场**和**计划**双轨制下，由于**优先购电量**与**优先发电量**之间存在规模和时段上的不平衡，电网企业购电、售电出现“高买低卖”或“低买高卖”引起的偏差费用。

2. 阻塞盈余费用

因**输电阻塞**需要调整电能交易计划而引起的**系统总购电成本费用**的增加部分。

3. 成本补偿费用

运行成本补偿费用包括机组启动费用、空载费用和必开机组成本补偿费用。

机会成本补偿费用是当机组参与**调频、备用等辅助服务市场**或因可靠性原因被调度指令干预，偏离最佳经济调度点运行而带来的**电能输市场上的损失成本**。

4. 其他费用（包括偏差考核、计量偏差等）

不平衡资金的处理方法：

1. **平衡池分组处理：**按某种分组原则分组，对每组资金池统一分摊。
2. **每项费用分别处理：**对每项不平衡费用，分别采用不同的分摊方法。

分摊或返还到全部或部分市场主体的措施：

1. 费用分摊周期：

平衡账户，累计清算，按季度、年度等较长周期以清算方式进行分摊
平衡结算，当期分摊，在每个结算周期直接进行不平衡结算。

2. 费用分摊方向：

收取类费用：需求响应补偿、机会成本补偿和运行成本补偿等
返还类费用：阻塞盈余费、收取的考核费用等

3. 费用分摊对象：

市场化用户、市场化机组、非市场化用户（定期将这部分费用滚动到目录电价，周期较长，一般减少采用非市场化用户的分摊方法）、偏差机组（实时市场出清电量与实际发电量偏差超过一定阈值的市场用户）、偏差用户（日前市场出清电量与实际用电量偏差超过一定阈值的市场用户）、外部市场主体。

Part

9

电力现货技术支持体系



电力现货市场技术支持体系

支撑电力现货市场运营的计算机、网络与通信设备和各功能原件的统称。

- 依据电力现货市场运营规则，实现市场注册、竞价、出清、结算、分析等现货市场运营全业务功能。
- 为市场主体提供了一个公开、透明、高效、便捷的交易平台
- 调度机构通过系统开展市场组织、管理及监管分析，交易主体通过系统开展交易报价、交易结果查询。

应用功能层

系统面向用户所提供的各自业务功能集合，支撑完成各项业务操作。包括申报发布数据管理，市场数据及模型管理，市场风险管控、模拟推演、分析、监管支持等

应用服务层

为应用功能层实现提供公共计算服务支撑，主要把核心算法和公共组件封装，包括核心出清算法服务、安全校核计算服务、数据管理服务

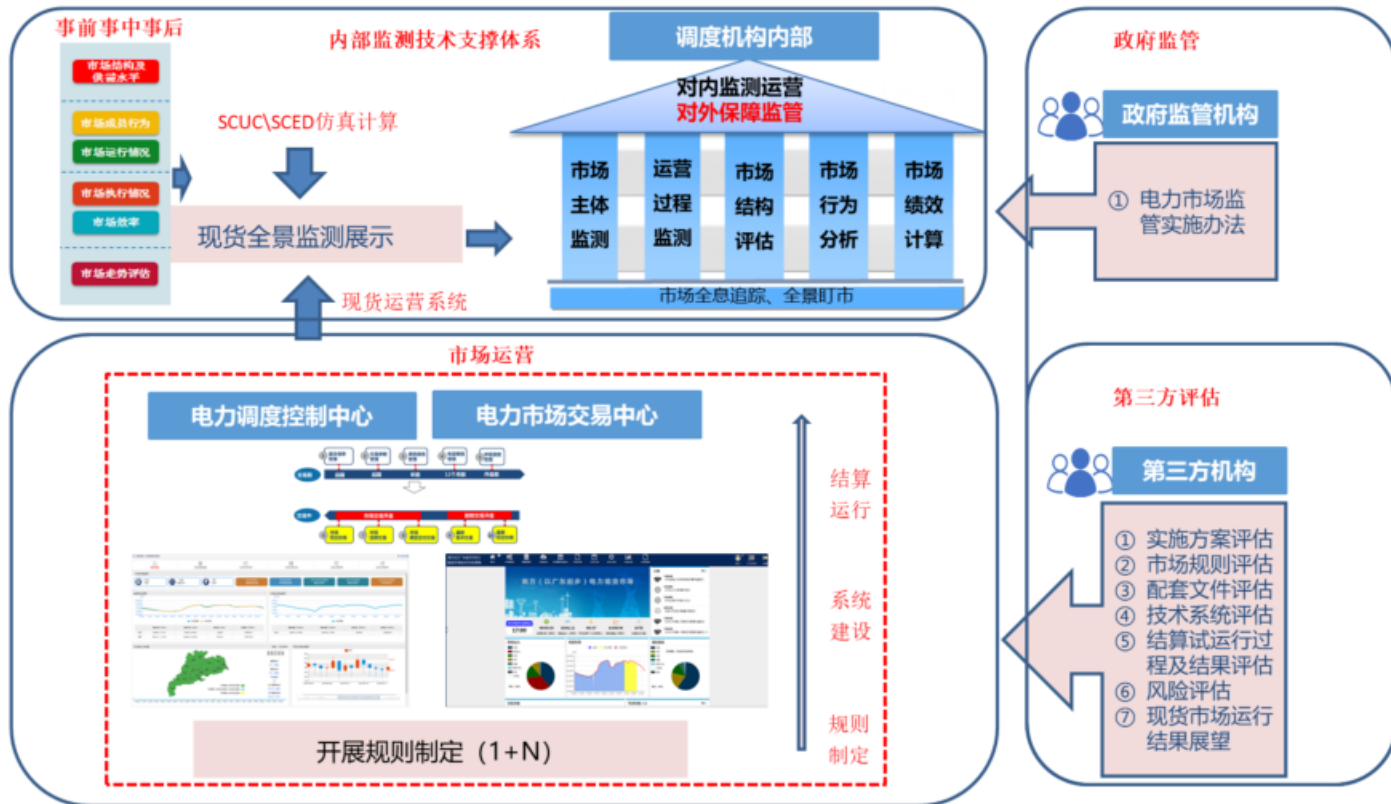
基础平台层

为系统运行提供基础支撑组件和服务，包括数据访问服务、消息总线、通信总线、图形画面、告警管理、日志管理、系统管理、权限管理、报表工具、安全防护等

基础设备层

为系统运行提供基础软硬件，包括应用服务器、存储设施、数据库软件、操作系统

电力现货市场技术支持体系



电力现货市场技术支持体系

电力现货技术支持系统进行第三方检验

第三方检验：对系统的市场出清功能进行第三方标准算例校核，确保系统市场出清功能与现货市场规则一致性及结果正确性，同时满足出清时效性及实用性要求。

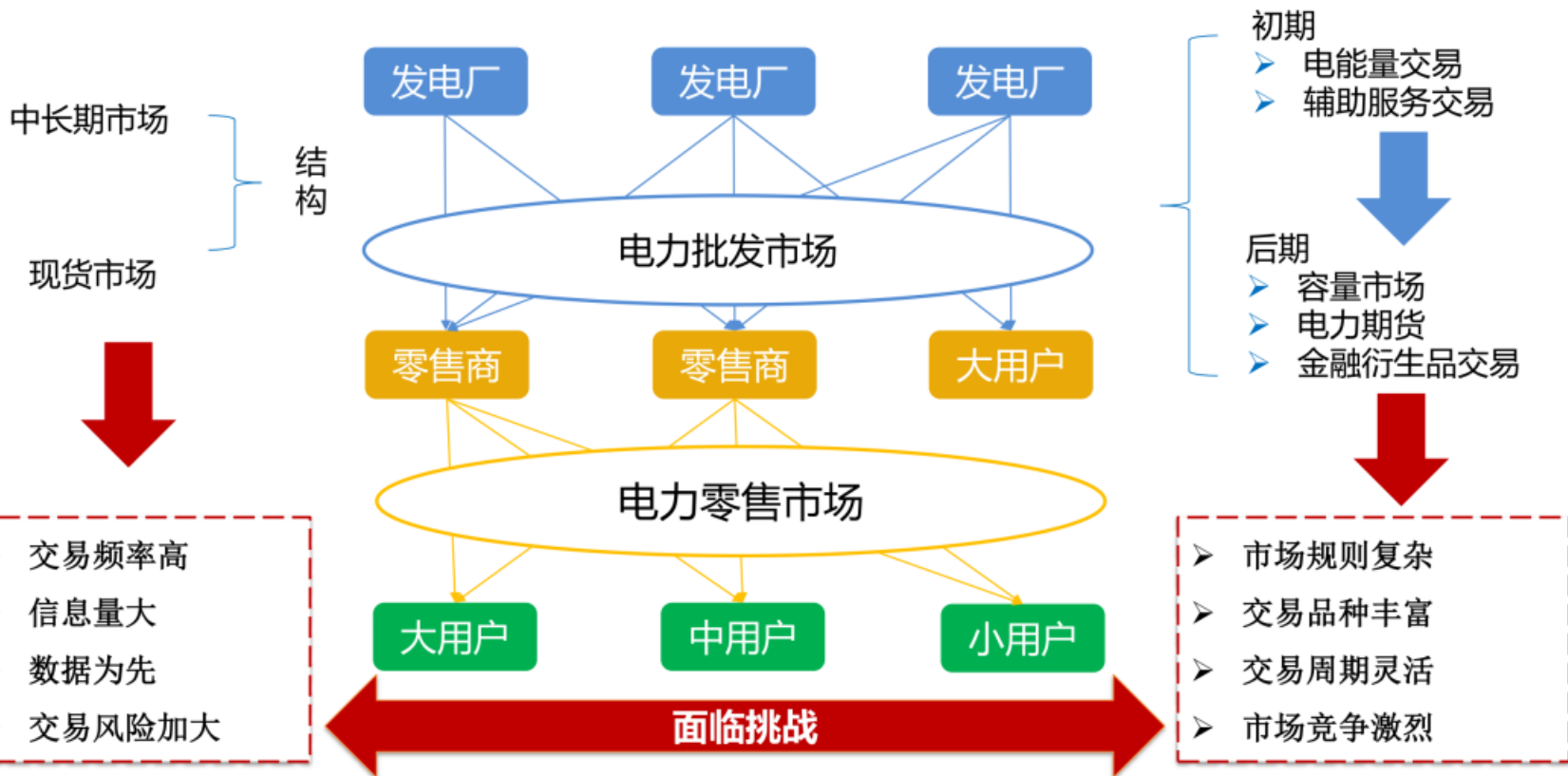
■ 标准算例效核（从正确性、计算效率和实用性等角度进行验证和评估）

- **简单算例：**权威机构已公开的电网模型算例，进行时间尺度扩展
- **标准复杂算例：**已公开多节点模型算例（大于1000），进行时间尺度扩展
- 无网络约束和考虑网络约束两个子场景，每个场景设多个算例
- 无网络约束和考虑网络约束两个子场景，每个场景设计多个算例
- 出清模型约束条件、控制参数等进行测试
- 改变收敛GAP、加重网络阻塞等进行测试
- 验证模型正确性
- 验证模型计算效率

■ 实际系统算例效核（采用实际电力现货算例数据，构建实际算例验证场景）

- 验证实用性以及模型与规则的一致性

电力现货市场开展对发电企业带来挑战



发售电企业在现货市场交易痛点

• 电力现货市场体系复杂

- 分时定价
- 电能量价格+补贴分摊
- 集中+双边
- 中长期+现货
- 新能源交易+火电交易
-

01

耦合度高

02

波动性强

工作量大

03

颗粒度细

04

• 现货市场交易工作量大

- 外部交易沟通
- 内部交易协调
- 海量数据获取、分析
- 多窗口高频交易、复盘
- 每日交易复盘、结算
-

• 价格大幅度变化频繁

- 各15分钟价格变化
- 各日月/季价格变化
- 各交易窗口价格变化
- 现货、中长期价格差异
- 不同能源类型价格差异
-

• 决策管理精细程度非常高

- 关注单个用户的价值
- 关注单个用户负荷波动的影响
- 关注每一条中长期曲线的价值
- 关注每一次日前报价
- 关注每一项偏差与考核
- 关注每一项分摊
-



• 规范化：控风险

- 1) 建立常态流程、规范制度与工作标准；
- 2) 确保交易风险可控、减少工作漏洞。

• 智慧化：求效益

- 1) 开展基于海量数据的分析、预测、建模；
- 2) 掌握用户价值、市场运行规律，挖掘经营潜力，优化售电策略，获取超额收益。

• 自动化：提效率

- 1) 工作量大的重复性工作自动化、工具化；
- 2) 确保高效、及时、准确完成，且降低人员投入、减少差错。

交易辅助决策系统建设必要性

现货交易必然趋势 ●

现货市场规则复杂，数据信息量大，交易耦合度高，工作负担重，现有系统和交易模式已**难以支撑**现货交易开展，**交易中心平台接口陆续开放**，现货辅助系统是参与交易的必备工具，**系统辅助决策**也是未来现货交易必然趋势。

建立现货交易技术优势 ●

辅助交易系统建设**集中资源**和优势，贯通市场内外数据，攻克现货交易中价格预测、负荷预测、交易优化策略等**关键技术**，建立国内领先的**技术优势**



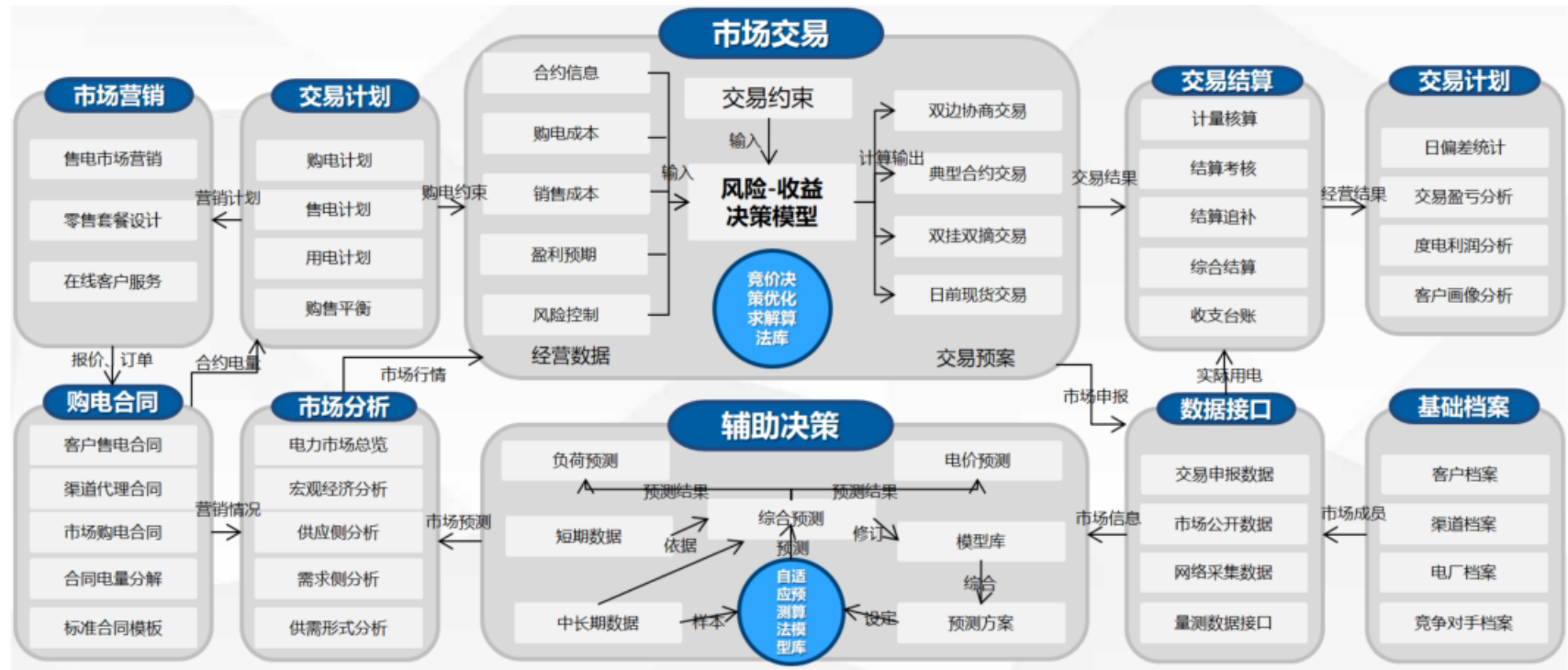
● 实现数字化驱动交易决策

系统建立能够**整合处理海量数据**，应用云计算、大数据分析、人工智能等技术，实现以**数据为依据**，数字化平台为支撑的**交易决策和风险管控**机制，提升交易竞价收益，有效控制风险。

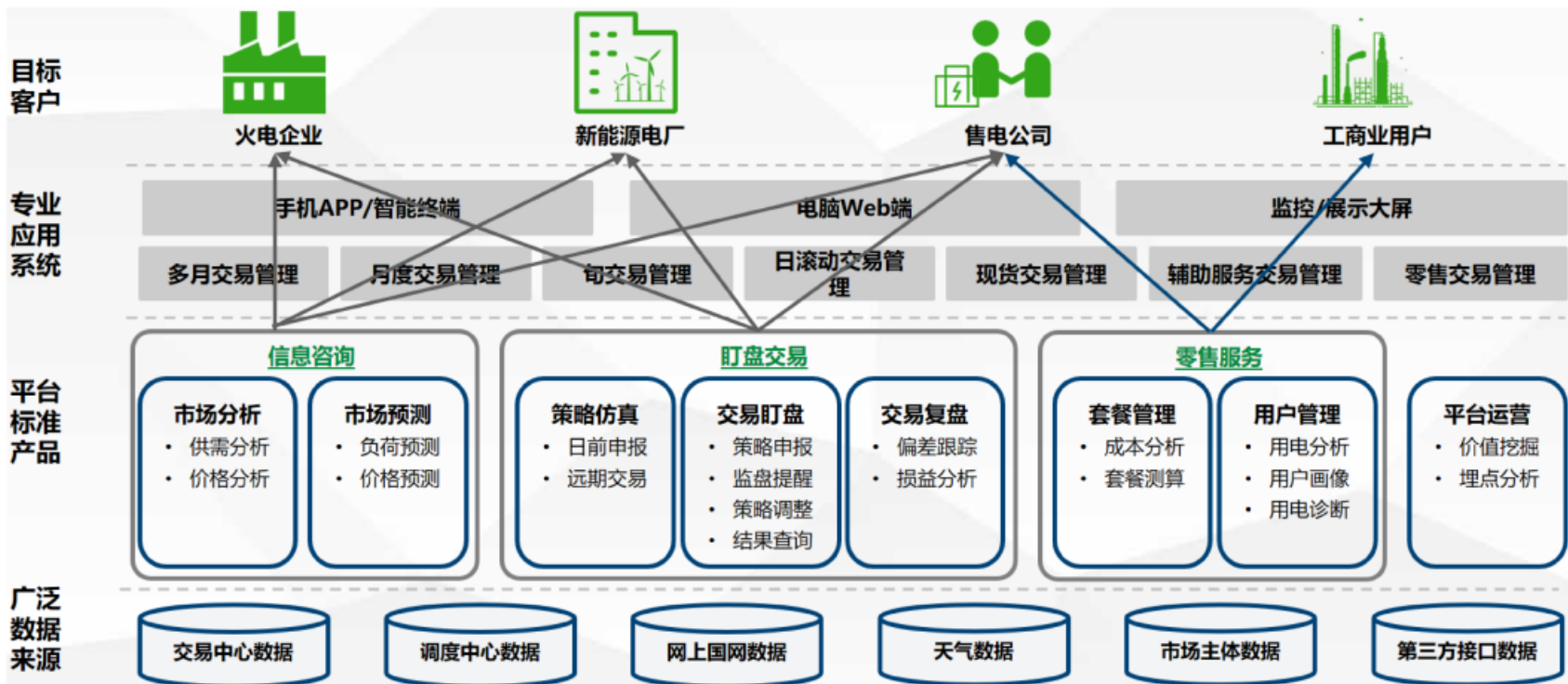
● 密切跟踪市场保障系统持续迭代

现货市场处于发展阶段，市场规则不断完善，需要**持续跟踪**市场进展，保障系统持续**迭代更新**，紧跟市场步伐，打造现货市场领域**专业营销团队**。

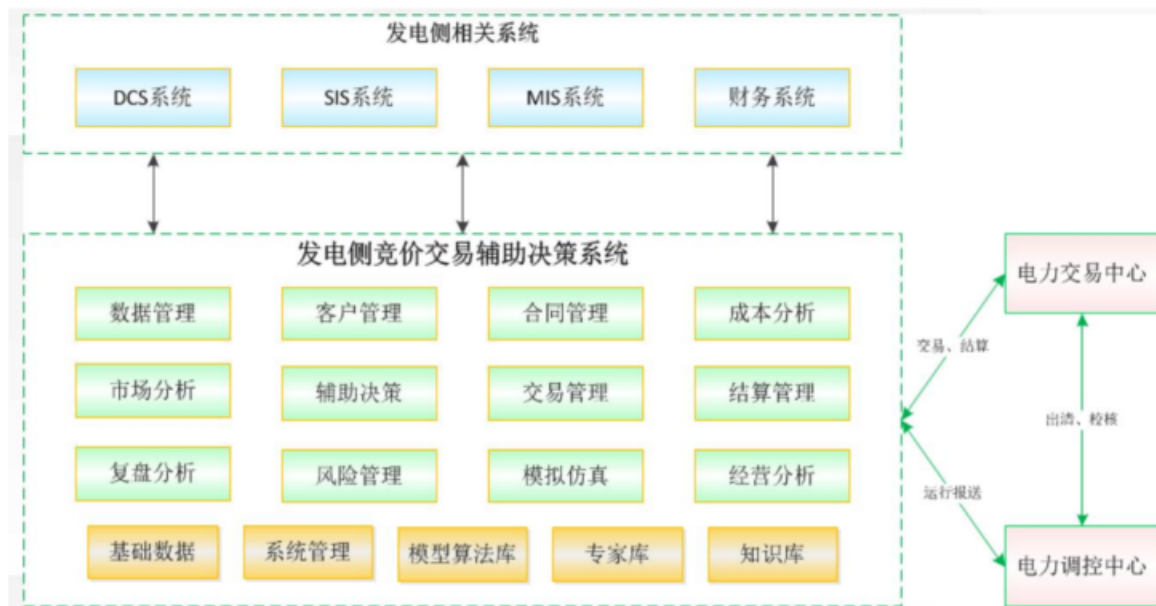
交易辅助决策~业务逻辑



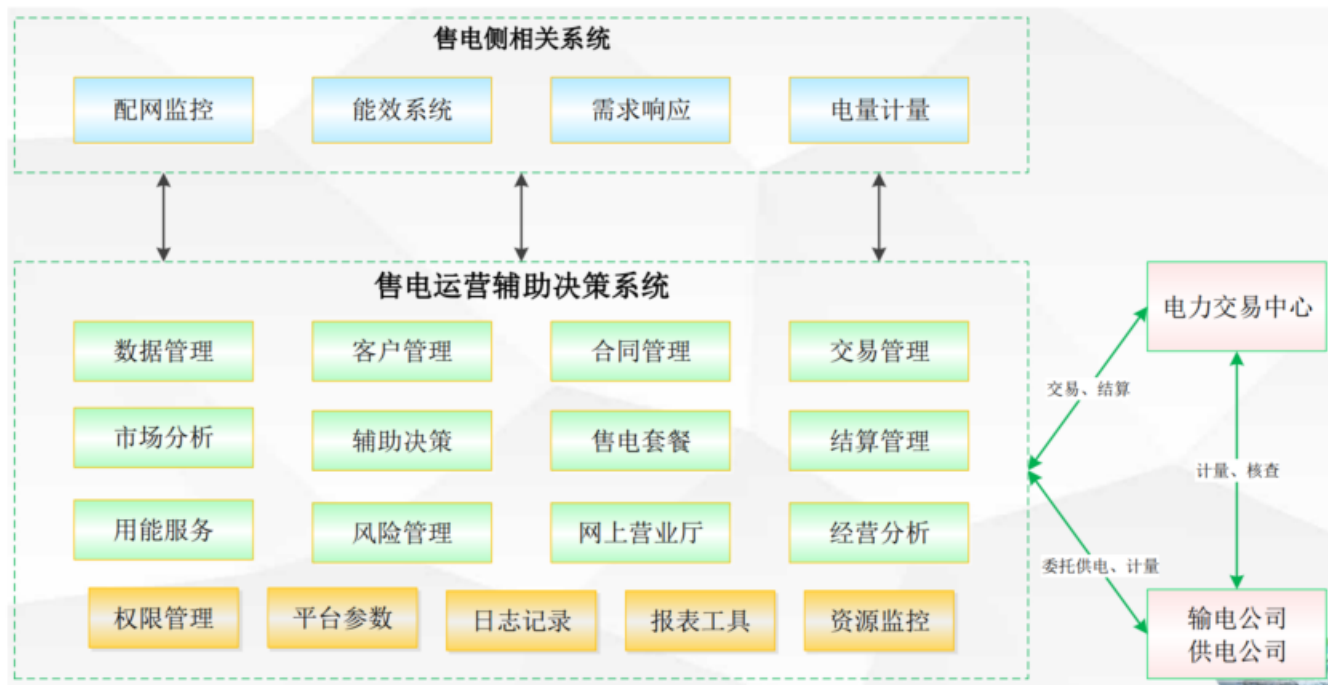
交易辅助决策~整体架构



电力现货市场技术支持系统



电力现货市场技术支持系统



谢谢

