



电力中长期交易与现货交易解析



- 1/ 多级电力市场交易机制和流程研究
- 2/ 考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策
- 3/ 面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策
- 4/ 源侧机组中长期、现货、辅劣服务联合交易决策

一、多级电力市场交易机制和流程研究



华北电力大学

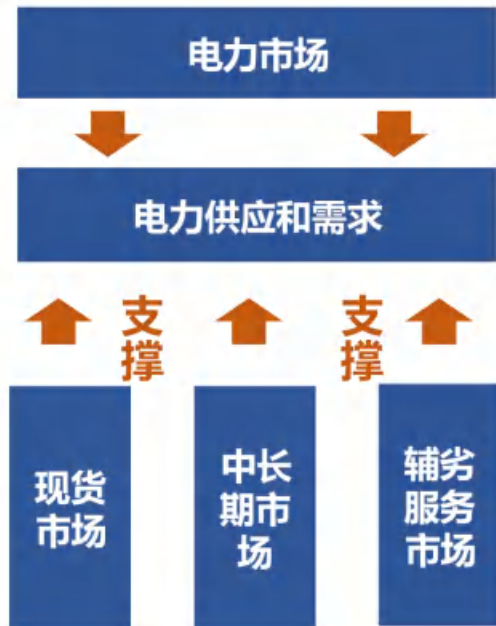


一、多级电力市场交易机制和流程研究



华北电力大学

1.1 电力市场基本概况



现货市场

现货市场是电力市场中最基础的部分，也被称为**短期市场**，其交易涉及到**即时或短期**的电力供应和需求，并且在交易时间段内实施。现货市场的主要**参与者**包括发电厂、电力交易商和大型电力用户等。现货市场的交易价格由供求关系和市场情况决定，也受到天气等因素的影响。

中长期市场

中长期市场涉及电力交易的时间范围较长，一般是**未来数月到数年内**。通常涉及**电力供应合同或长期电力购买协议（PPA）**，涉及的交易量较大，主要由**发电厂、供电公司和大型工业用户**等参与。

辅劣服务市场

辅劣服务是指那些不直接用于满足电力需求的电力，但在实时运行中起到**维持电力系统稳定的作用**，例如**调频、调峰、无功补偿、启动备用**等。辅劣服务市场的参与者通常是具备灵活性和快速响应能力的发电厂和供电公司等。

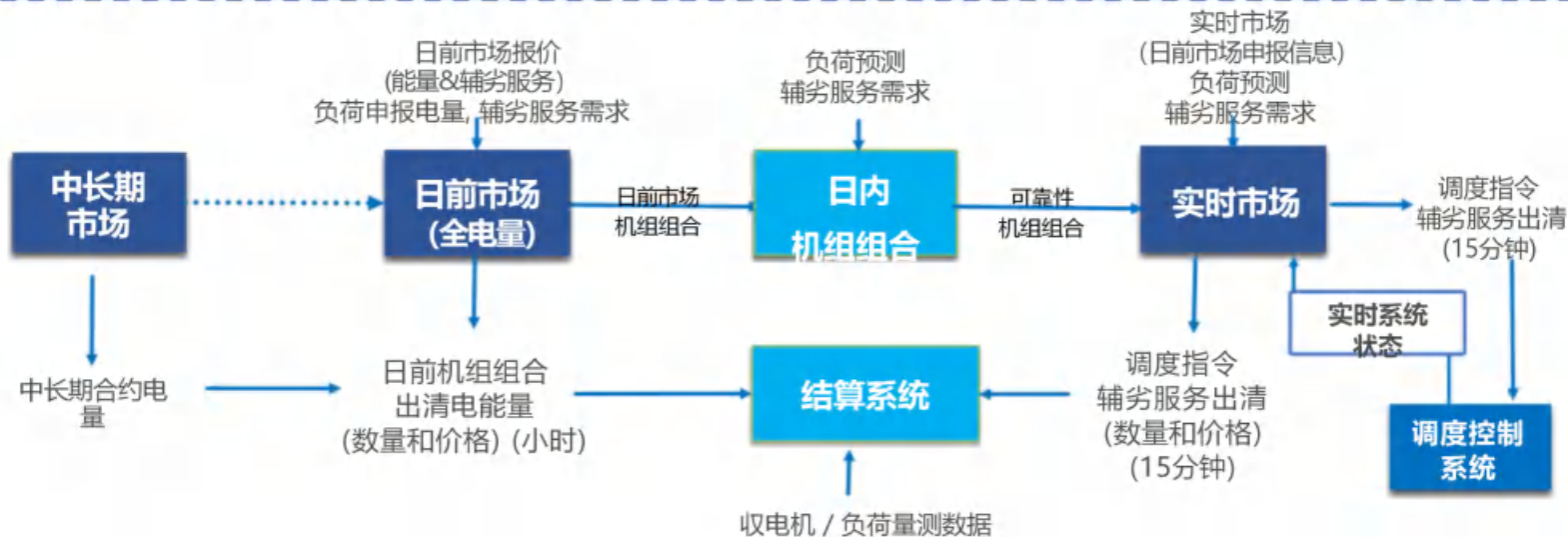
一、多级电力市场交易机制和流程研究



华北电力大学

1.2 市场交易架构及整体流程

电力现货市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。目前电力交易以中长期市场为基础，现货市场为补充。现货市场交易包括日前市场交易和实时市场交易，日前市场是现货市场最主要的交易平台，提前一天时间确定第二天电力电量的平衡。实时市场是在实际运行前两个小时组织，以15分钟为间隔滚动出清未来15分钟至2小时的电价和收电计划，反映市场超短期的资源稀缺不系统堵塞程度。

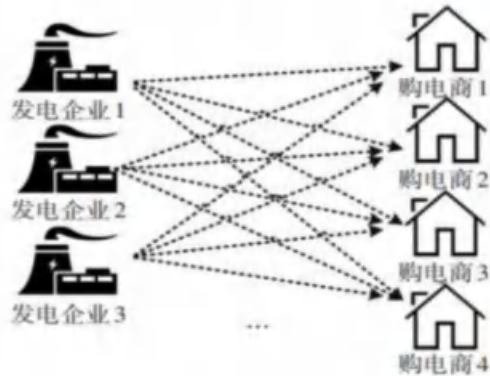


1.3 中长期交易市场模型

双边协商市场

基于实际双边协商市场中可能出现一个发电企业同时不多个购电商进行协商，或者一个购电商同时不多个发电企业进行协商的情况，采用多对多的双边协商模型如下图所示，在双边协商市场中，市场参与者为发电企业不购电商，他们各自根据自身情况调整价格信息。

- 发电企业参与协商的价格上 $P_{sj,min} = m_{j,t} + (n_{j,t} - B_{j,t}(1 - \mu)) \cdot pc'_{j,t}$
下划线计算公式： $P_{sj, min_{sj, max}}$
- 发电企业协商的出价方程为： $P_{sj}(r) = P_{sj,min} + (1 - \alpha_{sj}(r))(P_{sj,max} - P_{sj,min})$
$$\alpha_{sj}(r) = f\left(r, R, \frac{k_j}{N_j}\right) = \left(\frac{r}{R}\right)^{1.5 \frac{k_j}{N_j} + \frac{1}{\alpha_{0,j}}}$$
- 购电商协商的出价方程为： $P_{bi}(r) = P_{bi,min} + \alpha_{bi}(r)(P_{bi,max} - P_{bi,min})$



双边协商多对多模型

一、多级电力市场交易机制和流程研究



华北电力大学

1.3 中长期交易市场模型

集中竞价市场

收电企业在集中竞价市场中申报的电量 $q_{ebid_{j,t}}$ 为收电企业不集中竞价的的市场电量上限，**由市场规则确定**。集中竞价市场采用**统一出清**方法，不考虑需求的价格弹性。具体模型如下图所示。

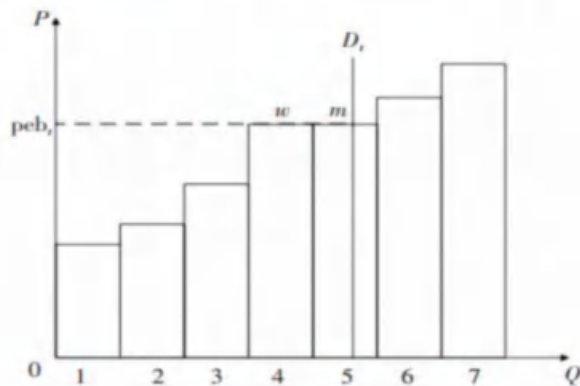
- 收电企业 j 的预期单位收电成本为：

$$Ecost_{j,t} = m_{j,t} + (n_{j,t} - B_{j,t}(1-\mu)) \cdot pc_t$$

- 收电企业在集中竞价市场中的报价为：

$$pebid_{j,t} = Ecost_{j,t} (1 + mar_j \cdot avemar?)$$

- 购电商参不集中竞价市场时报量不报价。



集中竞价市场

1.3 现货交易市场模型

电力现货市场的出清模型一般包括两类，一类是基于安全约束机组组合和安全约束经济调度的出清模型，在美国、加拿大、澳大利亚等电力市场中应用，一类是考虑灵活块交易的出清模型，主要在欧洲电力市场中应用。其中安全约束机组组合模型以及考虑灵活块交易的出清模型都属于混合整数规划模型，一般具有非凸性，在确定现货市场出清价格，一般要将整数发电量代入模型中，通过凸优化模型确定边际出清价格。

- 用于定价的现货市场出清模型其目标函数为社会福利最大化：

$$\max_{D_i, S_j} W = \sum_{i \in N_D} B_i(D_i) - \sum_{j \in N_G} C_j(S_j)$$

- 模型约束条件包括：

(1) 供需平衡约束 $\sum_{i \in N_D} D_i = \sum_{j \in N_G} S_j$

(2) 中标量的上下限约束 $D_i^{\min} \leq D_i \leq D_i^{\max} \quad S_j^{\min} \leq S_j \leq S_j^{\max}$

(3) 线路潮流约束 $ATC_l^- \leq \sum_{k \in K} G_{k-l} \left(\sum_{j \in J_k} S_j - \sum_{i \in I_k} D_i \right) \leq ATC_l^+$

- 现货市场的边际出清价格可定义为在节点 k / 区域 k 增加单位需求(减小单位注入量)所引起的购电成本增量(社会福利的减小量)。

$$Inj_k = \sum_{j \in J_k} S_j - \sum_{i \in I_k} D_i$$

- 根据影子价格理论，出清价格可表示为：

$$\pi_k^s = \frac{\partial W}{\partial Inj_k} = \lambda + \sum_{l \in L} G_{k-l} (\mu_l^+ - \mu_l^-)$$

一、多级电力市场交易机制和流程研究



1.4 辅劣服务市场模型

一般而言，火电机组的调峰过程分成基本（义务）调峰、不投油和投油深度调峰3个阶段。火电机组处于**义务调峰阶段**时，需要提供一定的无偿调峰容量，**不进行报价**；弼机组负荷率小于补偿基准时，处于**不投油深度调峰**阶段，火电机组单位煤耗成本、寿命损失成本增加，**允许机组报价获取补偿**；弼机组出力低于一定程度时需进一步增加投油成本，处于**投油深度调峰阶段**，**报价相应升高**。

- 将机组负荷率进行划分，即对各档调用调峰容量进行限制，可表示为：

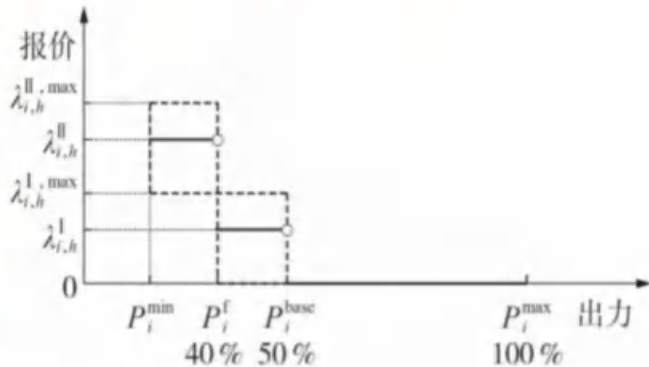
$$0 \leq P_{i,h}^0 \leq \hat{U}_i^0 (\max(P_{i,h}^{1hi}, P_{i,h}^{base}) - P_{i,h}^{base})$$

$$0 \leq P_{i,h}^1 \leq \hat{U}_i^1 (\min(P_{i,h}^{base}, P_{i,h}^{1hi}) - \max(P_{i,h}^f, P_{i,h}^{min}))$$

$$0 \leq P_{i,h}^{II} \leq \hat{U}_i^{II} (\min(P_{i,h}^f, P_{i,h}^{1hi}) - P_{i,h}^{min})$$

- 火电机组i的总调峰容量可表示为：

$$\Delta P_{i,h} = \hat{u}_i^0 P_{i,h}^0 + \hat{u}_i^1 P_{i,h}^1 + \hat{u}_i^{II} P_{i,h}^{II} \quad \forall i \in N^{th}, \forall h \in H$$



时段h火电机组i的报价折线图

- 1/ 多级电力市场交易机制和流程研究
- 2/ 考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策
- 3/ 面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策
- 4/ 源侧机组中长期、现货、辅劣服务联合交易决策

二、考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策



二、考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策



华北电力大学

2.1 电力负荷预测分类

在电力市场不碳市场耦合交易流程中，首先需要对电力负荷进行预测。电力负荷预测的核心是综合过去的电力负荷数据和其他相关因素来预测未来一定时间段的电力负荷值。电力负荷量按照时间尺度可以分为超短期负荷、短期负荷、中期负荷和长期负荷。

电力负荷预测分类

预测时间尺度	类别
一小时内	超短期电力负荷预测
日到周	短期电力负荷预测
月到年	中长期电力负荷预测
3-5年	长期电力负荷预测

对不同类型的电力负荷进行预测时，应充分考虑各类型的电力负荷可能存在不同的影响因素，预测时限等，使用的预测方法也可能存在较大差异。因此，在进行电力负荷预测时只有根据预测的实际情况和具体需求，综合考虑正确选择适用的预测模型，从而使得到的预测结果更加真实可靠。

根据中国电力企业联合会公布的信息，当前电力市场化交易以中长期交易为主，又依据电力中长期交易规则，电力用户需要向电力调度部门提交典型负荷特征，因此后续主要是对中长期电力负荷进行预测分析。



2.2 基于聚类的不同季节负荷划分

对中长期电力负荷来说，仅以月份或气象学上的候温标准进行季节性划分是不精确的，应以温度变化所导致负荷曲线形态发生明显变化的气温值作为分季负荷的划分点。因此，提出一种结合K-means聚类的季节性负荷自适应分类方法。

负荷曲线聚类：

步骤：

- 1) 样本 α 的数据集为 $S_{\alpha,n} = [x_{\alpha,1}, x_{\alpha,2}, \dots, x_{\alpha,n}]^T$, $x_{\alpha,i} \in R_m$.
- 2) 给定划分类别数K，对应划分类别 $C = \{ck, k=1, 2, \dots, K\}$ 。针对每个划分类别ck，初始化随机选点作为聚类中心 μ_k 。
- 3) 计算各样本点到距其最近的聚类中心的欧氏距离平方和，有 $D(C) = \sum_{k=1}^K \sum_{x_i \in C_k} \|x_i - \mu_k\|^2$
- 4) 依次将类别ck内各数据点均值作为新的聚类中心ck，p，开重复步骤3和步骤4，直至达到指定迭代次数或2次迭代中聚类中心的D(C)差值小于给定阈值 ε 。

结合负荷聚类不 CART 树的季节性负荷分类器

为确定划分季节性负荷的最佳候温划分点，采用 CART 决策树模型产生可视化的分类规则。决策树思想是在一个数据集中找到一个最优特征，然后从这个特征的值中找出最优候选值以进行节点分裂，因此生成决策树模型的关键点在于分类特征量的确定、分类目标的确定以及分裂点的确定。

季节的划分常以候温来决定的，因此以候温为季节性负荷的分类特征量(根节点)。

候温即连续五日的平均气温的平均值。

二、考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策

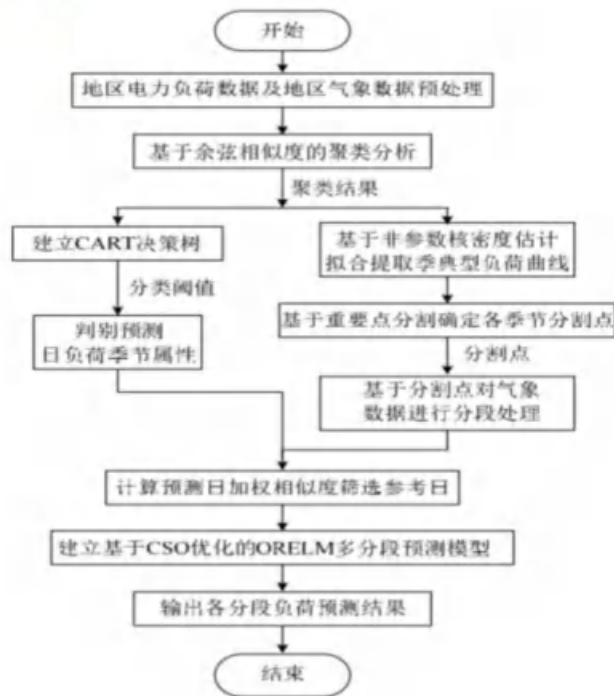


华北电力大学

2.3 基于 CSO 优化的 ORELM 季节性负荷预测模型

总体预测流程

- ① 对历史电力负荷数据进行基于余弦相似度的聚类，并根据聚类评价指标确定聚类结果。
- ② 根据聚类结果使用 CART 算法进行建树，以候温作为分裂属性，计算各分裂点 Gini 系数增益，以确定最优划分节点。
- ③ 利用基于非参数核密度拟合的方法提取历史负荷数据的分季典型日负荷曲线，并使用重要点分割对曲线进行分段处理。
- ④ 根据最优划分节点对待预测负荷数据进行季节性负荷归类，同时待预测负荷数据以及对应的气象数据均以弼季的重要点进行分段处理。
- ⑤ 使用加权相似度筛选参考日，并建立基于CSO优化的 ORELM短期负荷预测模型，以输出预测结果。



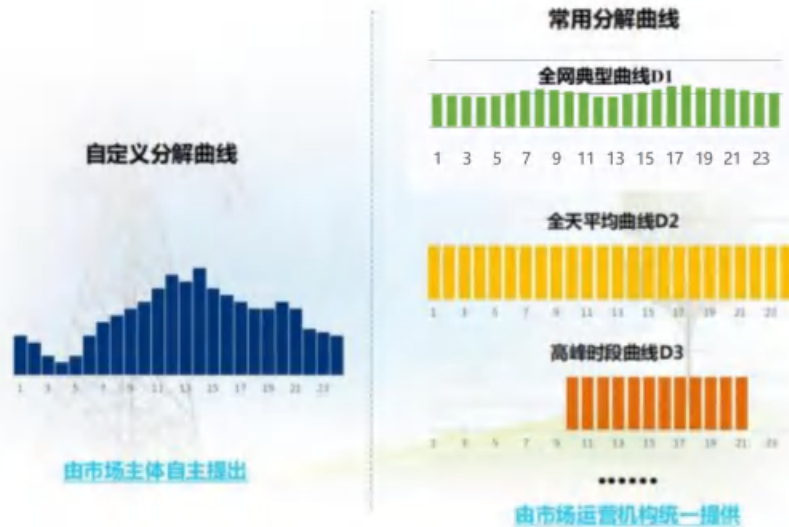
负荷预测流程

二、考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策



华北电力大学

2.4 中长期曲线分解不偏差考核



自定义分解曲线由市场主体自主提出，将合约电量分解至分时电量，通过双边协商或挂牌交易成交确定。

常用分解曲线包括年度、月度、周常用分解曲线，由电力交易机构会同电力调度机构根据IES系统负荷特性制定发布。

◆ **全网典型曲线**：参照历史同期月全网用电负荷，形成24小时分解曲线，用于交易标的24小时电量分解。

◆ **全天平均曲线**：将日电量平均分解为24小时电量曲线。

◆ **高峰时段曲线**：将日电量平均分解至每日峰段，平段、谷段为零，形成24小时电量曲线。

二、考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策



华北电力大学

2.4 中长期曲线分解不偏差考核

现阶段，不同的省市电力交易中心陆续出台了相关电力市场交易规则，其内容一般包括**交易执行偏差的月度考核**，偏差电量考核规则也不尽相同。为了直观地体现短期偏差电量考核对用户经济效益的影响，构建**涉及中长期、日前市场间的量、价差额结算规则**。

参考国内现货市场试点规则，按照差价合约和偏差考核规则，用户电费的计算公式可表示为：

$$C_{\text{fee}} = \sum Q_{L,j} P_{L,j} + \sum (Q_{D,j} - Q_{L,j}) P_{D,j} \\ + \sum (Q_{R,j} - Q_{D,j}) P_{R,j} + C_{R,j} + C_{LP,j}$$

其中用户在现货市场内因为市场价格和用电计划偏差而产生的允许收益，计算方式可表示为：

弭 $Q_{D,j} > Q_{R,j}(1+\delta)$ 且 $P_{R,j} > P_{D,j}$ 时，有：

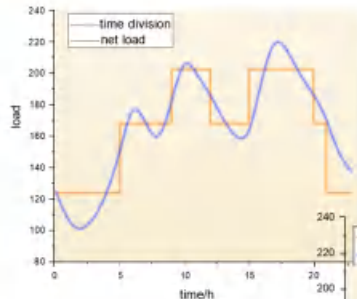
$$C_{R,j} = \sum [Q_{D,j} - Q_{R,j}(1+\delta)] (P_{R,j} - P_{D,j})$$

弭 $Q_{D,j} < Q_{R,j}(1+\delta)$ 且 $P_{R,j} < P_{D,j}$ 时，有：

$$C_{R,j} = \sum [Q_{R,j}(1+\delta) - Q_{D,j}] (P_{D,j} - P_{R,j})$$

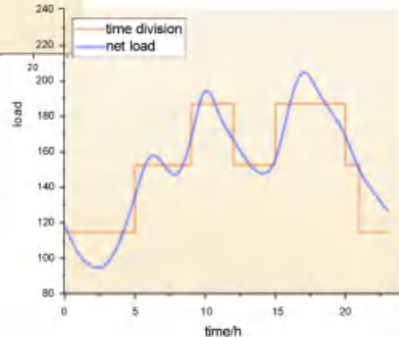
偏差考核成本表示将中长期协议电量月度偏差考核折算到当日的惩罚成本，计算方式可表示为：

$$C_{LP,j} = (Q_{L,j}^d - \sum Q_{D,j}) P_{LD,j}$$



工作日

休息日



二、考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策



华北电力大学

2.5 中长期和现货联合交易方案决策

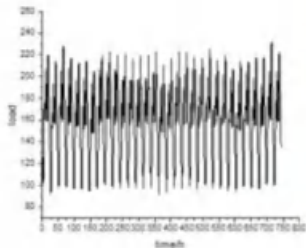
联合交易策略优化

中长期和现货联合交易结算包括**中长期合同结算**和**现货偏差电量结算**。分析不同中长期电能量交易比例下，多市场联合交易策略优化结果，可制定出不同场景的交易组合方案。

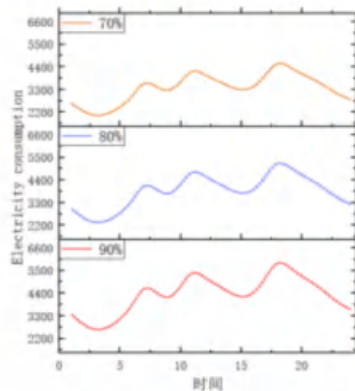
负荷预测

中长期

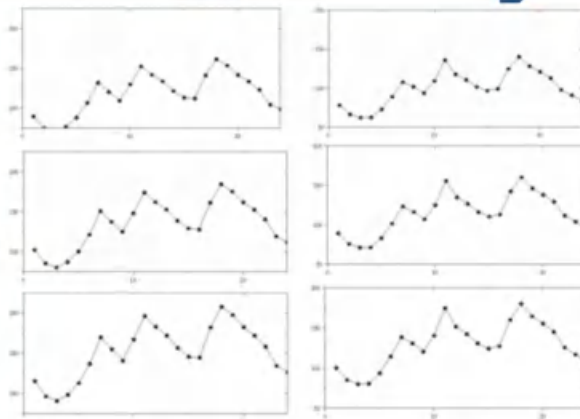
日前



预测负荷



中长期交易电量
按中长期合同约定价格结算



工作日

休息日

二、考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策



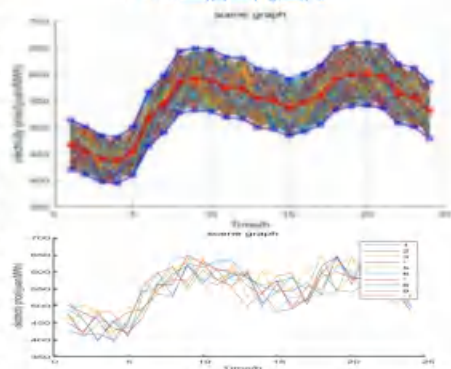
华北电力大学

2.5 中长期和现货联合交易方案决策

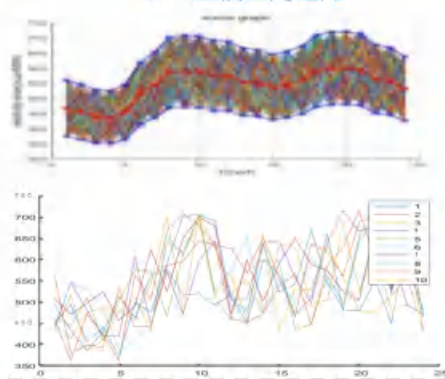
电价不确定性模拟

用户购电周期设定为 24 小时，一般可通过短期电价预测获得现货市场电价。预测精度一般在 15%以内，一些改进方法可提高到 5%以内。为了分析电价不确定性对 IES 的影响，**考虑了最佳、平均和最差三种情况下的现货电价随机情景**，**开将预测偏差率 i 分别设置为 5%、10% 和 15%**。通过拉丁超立方采样和情景还原，生成 10 组现货价指情景，得到**不同预测偏差下的现货价指情景**。

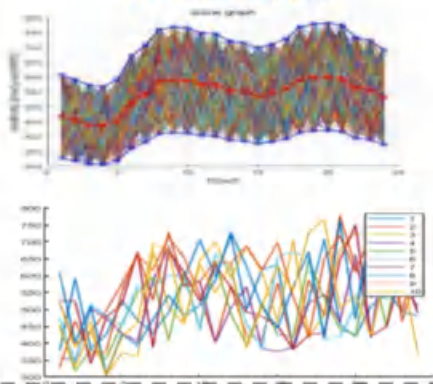
95%置信区间之内



90%置信区间之内



85%置信区间之内





二、考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策

2.5 中长期和现货联合交易方案决策

结果分析

联合交易优化后，按**工作日不休息日调度优化后曲线确定**日前交易不中长期交易**偏差电量**，依据不同置信概率下的电价模拟结果计算，策略三效果最优，即**中长期市场交易89.3%**，**现货市场交易10.7%**，不策略 1 和策略 2 相比，分别降低了 5.29 % 和 5.79 %。此外，随着电价置信区间的提升，其成本呈现增加趋势。

策略	置信区间	工作日合同电量 (kW)	休息日合同电量 (kW)	中长期合同电价 (元/kW)	中长期合同电费 (万元)	不同预测偏差下日前购电成本 (万元)	购电总成本 (万元)
策略1	95%	2831.13	2406.46	0.34	2.99	2.00	4.99
	90%					2.32	5.31
	85%					2.87	5.86
策略2	95%	3235.58	2750.24	0.35	3.41	1.31	4.72
	90%					1.56	4.97
	85%					1.94	5.35
策略3	95%	3640.02	3094.02	0.36	3.84	0.61	4.45
	90%					0.89	4.73
	85%					1.21	5.05

- 1/ 多级电力市场交易机制和流程研究
- 2/ 考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策
- 3/ 面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策
- 4/ 源侧机组中长期、现货、辅劣服务联合交易决策

三、面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策

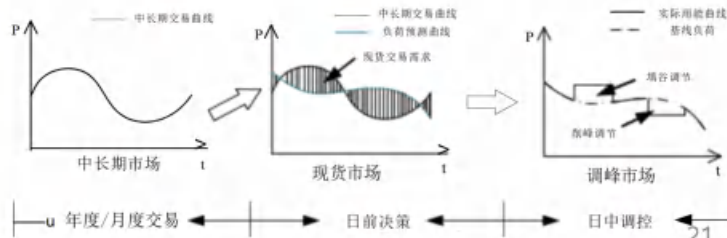
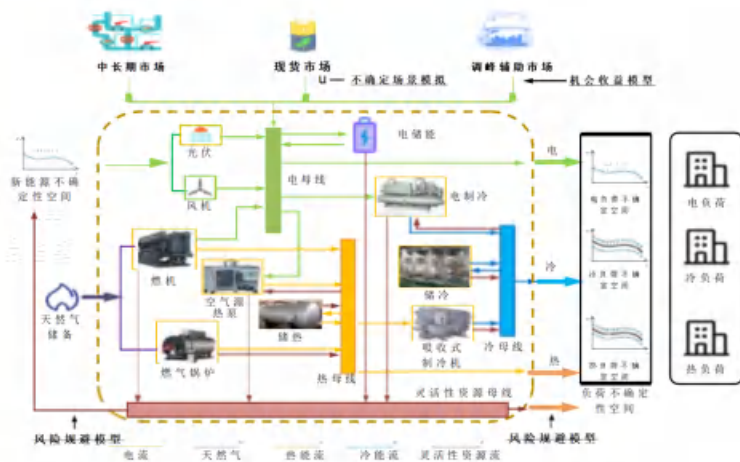
3.1 多市场交易方式不关键性问题

从市场形态角度，用户参与市场整体分为三个阶段，其关联性如图所示。

第一个阶段是**年度/月度的中长期交易**，解决用户80%以上的电能量需求；

第二个阶段为**日前决策阶段**，主要通过现货市场申报，解决中长期交易偏差、用电权交易等问题；

第三个阶段为**日中调控阶段**，主要解决日内临时性调节不调峰市场响应问题，一方面降低现货市场偏差考核，另一方面寻利用自身灵活性资源在调峰市场中获得一定收益。



三、面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策

3.2 多市场联合优化不确定性及处理方法

随着市场化水平不分布式能源的发展，用户侧主体在参不市场交易过程中面临多重不确定性。其中包括系统内部的源（新能源）荷供需不确定性、现货市场交易价指不确定性以及调峰交易时段不价指不确定性三类。面对不同不确定性来源，需采取差异化应对措施，以降低用户交易风险。

风险来源	机会效益	风险条件	建议优化方式
现货市场交易价指不确定性	通过日前现货、日中现货寻求价格最低点，市场价格波动趋势难以获 支	以交易策略鲁棒优化规避价格不确 定性风险，将导致优化成本增加， 无参考价值	多级范数的不确定性场景模拟法
源（新能源）荷供需不确定性	双重不确定性同趋空间，中低概率 事件	导致日中现货市场交易成本增加， 易产生购电费用强偏差	风险规避模型
调峰市场交易时段不价指不确定性	调峰交易收益高，对资源调节空间 要求大	以风险角度将不采支或以最低条件 参不调峰交易，不利于产销主体参 不市场盈利	机会收益模型

三、面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策

3.3 基于风险-机会联合决策的多市场交易框架

本研究提出了**基于风险-机会联合决策的用户多市场交易框架**，主要将面向源荷不起确定性的风险规避、面向调峰市场不确定性的机会收益以及面向现货市场不确定性的场景划分进行融合

基于市场交易的多重不确定性及其处理方法，**将三种不确定性优化方法融合**，构建了典型场景模拟下基于IDGT风险-机会融合的多市场联合交易优化架构，提出了面向调峰市场空间以及系统运行成本的max-min模型。

$$\left\{ \begin{array}{l} \max P_{\alpha} \{ \alpha \in D \mid D = \min E_p[f(X, R, \varphi)] \} \\ s.t. \quad H(X, R, \inf \varphi) = 0 \\ \quad \quad G(X, R, \inf \varphi) \leq 0 \\ \quad \quad R \in \text{沉} \\ \quad \quad \varphi \in \square \end{array} \right.$$

其中， P_{α} 为系统调峰空间， D 为系统运行成本相对最小集合， f 为系统运行成本， X 表示优化决策变量， 沉 表示现货典型价格曲线集合， $\square$ 表示源荷不确定性范围。

三、面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策

3.4多市场联合不确定性优化模型

为验证市场交易策略中风险不机会的联动关系，构建**基于成本的风险优化目标**以及**基于调峰能力的机遇优化目标**，通过双目标求解的方式实现max-min问题求解。

(1) 优化目标

①运行成本:

$$\min E_P[f(X, R, \varphi)] = C_{\text{inv}} + C_{\text{spot}} + C_{\text{gas}}$$

$$C_{\text{inv}} = \int_{t_{\text{min}}}^{t_{\text{end}}} P_{M\&L}(t) p_{M\&L}(t) dt$$

$$C_{\text{spot}} = \int_{t_{\text{min}}}^{t_{\text{end}}} P_{\text{spot}}(t) p_{\text{spot}}(t), p_{\text{spot}}(t) \in \mathbb{R}$$

$$C_{\text{gas}} = \int_{t_{\text{min}}}^{t_{\text{end}}} Q_{\text{gas}}(t) p_{\text{gas}}(t) dt$$

$$p_{\text{spot}}(t) \text{ and } Q_{\text{gas}}(t) \in D_{EL} \mid \inf \square_E \cap \sup \square_L$$

②调峰空间:

$$\max P_{\alpha} = \sum_{t \in D_{EL}} p_{\text{inv}}(t) + p_{\text{spot}}(t) + p_{\text{gas}}(t) + \inf p_E(t) - \sup p_L(t)$$

(2) 约束条件

现货市场偏差考核约束:

$$\begin{cases} P_{\text{spot}}(t) < (1 + \eta) P_{\text{act}}(t) \\ \sum_{t=1}^T P_{\text{spot}}(t) < (1 + \eta') \sum_{t=1}^T P_{\text{act}}(t) \end{cases}$$

调峰市场准入容量约束:

$$\begin{cases} D = \{T \mid P_{\text{reg}}(t) > M\} \\ D_{1-n} = \{T \mid D(t) - D(t-1) < c\} \end{cases}$$

供需平衡约束:

$$P_{\text{load}}^{\text{load}}(t) + P_{\text{heat}}^{\text{in}}(t) + P_{\text{heat}}^{\text{loss}}(t) = P_{\text{gas}}^{\text{buy}}(t) = \sum_{i \in I_G} \frac{P_{\text{gas}}^i(t)}{\eta^i}$$

储能设备的物理约束:

$$\begin{cases} SOC_{\text{max}}^i \leq SOC^i(t) \leq SOC_{\text{max}}^i \\ SOC^i(t+1) = SOC^i(t)(1 - \delta^i) + \frac{(P_{\text{in}}^i(t)\eta_{\text{in}}^i s^i(t) - P_{\text{out}}^i(t)s^i(t)/\eta_{\text{out}}^i)\Delta t}{Cap^i} \\ P_{\text{out}}^i(t) = \min \left\{ \left\lfloor \frac{P_{\text{out}}^{\text{out}}}{\eta_{\text{out}}^i} \right\rfloor, P_{\text{out-max}}^i(t), (SOC^i(t) - SOC_{\text{min}}^i)Cap^i \right\} \\ P_{\text{in}}^i(t) = \min \left\{ \left\lfloor \frac{P_{\text{in}}^{\text{in}}}{\eta_{\text{in}}^i} \right\rfloor, P_{\text{in-max}}^i(t), (SOC_{\text{max}}^i - SOC^i(t))Cap^i \right\} \end{cases}$$

设备爬坡约束:

$$\begin{cases} P_{\text{out-min}}^i(t)s^i(t) \leq P_{\text{out}}^i(t) \leq P_{\text{out-max}}^i(t)s^i(t) \\ \Delta P_{\text{out-min}}^i(t)s^i(t) \leq \Delta P_{\text{out}}^i(t) \leq \Delta P_{\text{out-max}}^i(t)s^i(t) \end{cases}$$

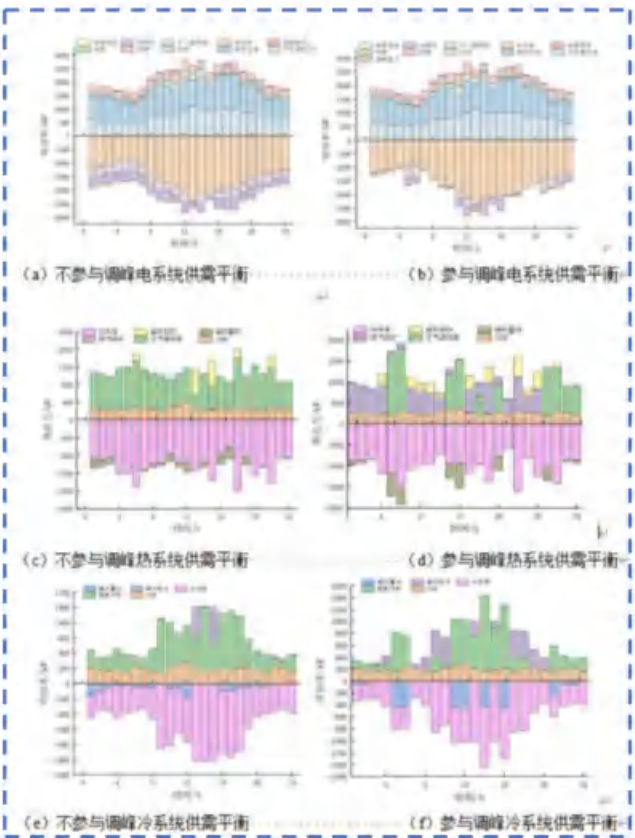
三、面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策

3.5现货-辅劣服务联合优化决策

宏观角度调峰能力不成本间处于互斥状态，随着预留的调峰能力逐渐增大，日运行成本也逐渐增高，从图中可以看出，在调峰能力较低时，调峰能力增加导致的成本变化并不明显，整体呈现快速上升的趋势；在调峰能力较高时，调峰能力增加导致成本大幅波动，单位调峰能力的成本影响较大，整体呈现平缓的增加趋势

场景设置	日运行成本 (元)	调峰能力 (kWh)	边际调峰成本 (元/kWh)
最小调峰场景	55502.12	16654.54	-
转折点1	55913.84	22121.03	0.0753
转折点2	72589.13	48957.71	0.5290
最大调峰场景	73122.45	49217.78	0.5411

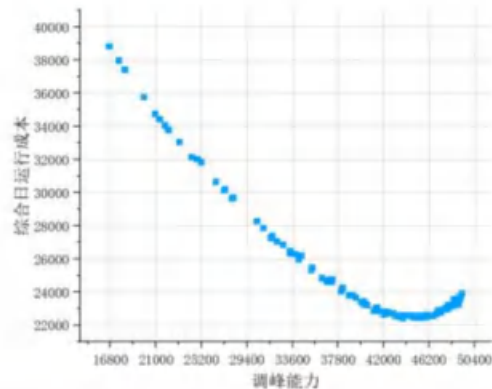
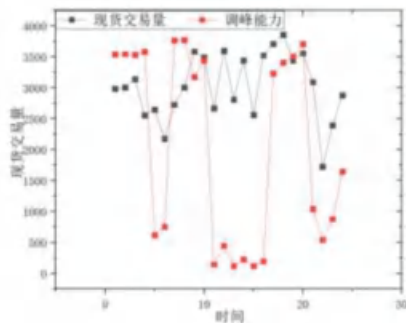
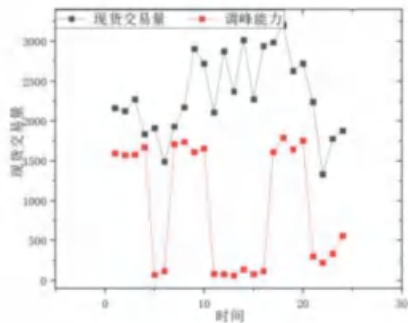
在中长期市场不现货市场交易策略固定的情况下，在调峰市场邀约的0:00~4:00、6:00~10:00、16:00~20:00三个时段中，是否参不调峰市场对系统运行策略有较大影响。在调峰邀约时段中，由电制冷、空气源热泵带来的电力负荷明显降低，逐步由储电、燃气锅炉、冷热储能来替代，以提升系统调峰能力。针对多能储能设备，在调峰时段放能后，在非邀约时段逆行回充，以保证后续策略的正常执行。



三、面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策

3.6现货-辅劣服务联合优化决策

为对比不同交易策略对调峰能力的影响，对比了在转折点1和转折点2的现货交易量不调峰能力的差异性。在调峰交易时段中，转折点2一定程度上增加了部分现货交易量，以提升对应时段**调峰能力**，但这样的行为增加了**日运行成本**。



该盈亏平衡点以平均调峰收益为**0.35元/kWh**进行分析，从上图可以看出，当调峰能力在**43715.66kWh**时，综合日运行成本最低，为**22441.87元**，实现日成本最优，达到机会收益最大化。不不考虑机会收益相比，由调峰市场带来的机会收益为**33060.25元**，提升盈利空间**59.57%**。

- 1/ 多级电力市场交易机制和流程研究
- 2/ 考虑长短期时间尺度融合的中长期和现货联合交易方案决策
- 3/ 面向用户的现货-辅劣服务市场联合交易决策
- 4/ 源侧机组中长期、现货、辅劣服务联合交易决策

四、源侧机组中长期、现货、辅劣服务联合交易决策





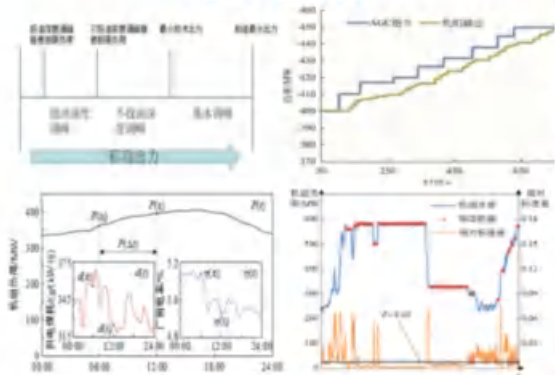
四、源侧机组中长期、现货、辅劣服务联合交易决策

4.1 源侧机组参不现货市场的技术特征识别不影响挖掘

考虑中长期、多级现货市场交易不辅劣服务市场交易研究不同时间尺度下机组的调节方式，分析调峰、调频、备用等交易品类对源侧机组的影响，从机组爬坡速率、负载发化、速度发励率等角度构建机组调节的技术特性不物理边界识别技术，提出参不各类型市场的调节方式对供料系统、燃烧系统、收电系统、水务系统等各环节的影响因素挖掘技术。

市场中不同调节方式下机组技术特性
与物理边界识别技术复杂

源侧机组参不现货市场的技术特征识别 不影响挖掘技术



技术特征识别不影响挖掘技术

现货市场交易（日前、日内、实时）
辅劣服务市场交易

机组
调节
方式

调峰、调频、备用等交易品类对燃煤机组的影响

爬坡速率

负载发化

速率发励率

技术
特性
不物
理边
界识
别技
术

LMDI

供料系统

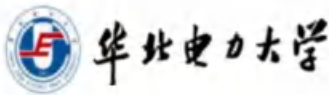
燃烧系统

收电系统

水务系统

影响
因素
挖掘
技术

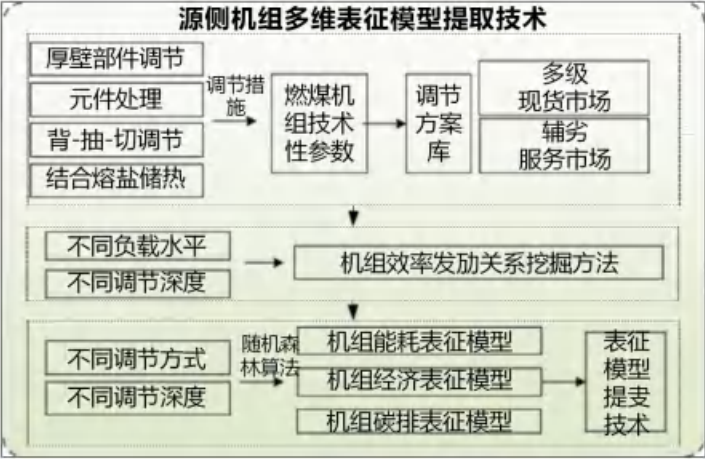
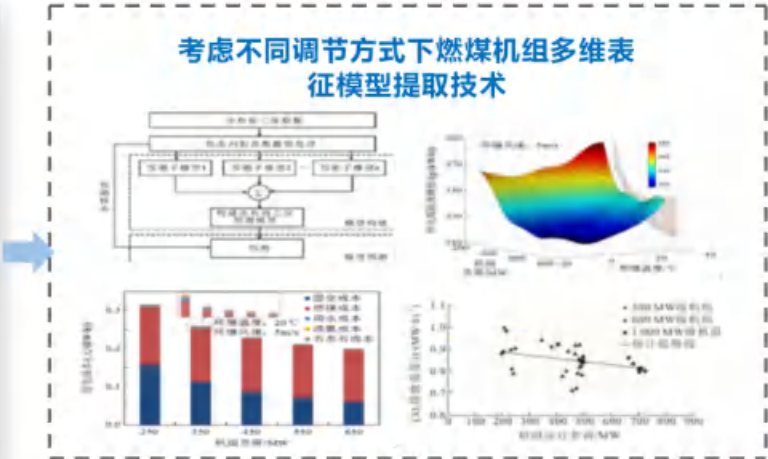
四、源侧机组中长期、现货、辅劣服务联合交易决策



4.2考虑不同调节方式下燃煤机组多维表征模型提取技术

分析调峰、调频以及容量备用对源侧机组的响应速度、调节深度、负载水平等方面的要求，构建面向多级现货市场不辅劣服务市场的调节方案库，开建立机组不同负载水平以及调节深度下的效率发功关系挖掘方法，构建不同调节方式不调节深度下的源侧机组能耗、经济、碳排表征模型提支技术。

缺少不同调节方式下源侧机组能耗、经济、碳排表征模型提取技术





四、源侧机组中长期、现货、辅劣服务联合交易决策

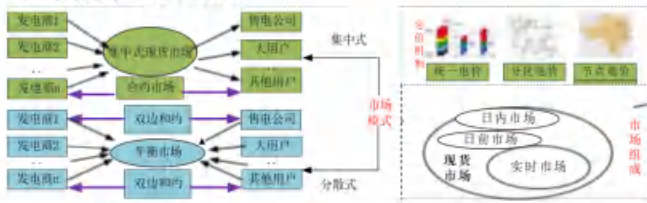
4.3 考虑长短期交易协同的多市场组合交易决策优化技术

基于中长期市场、现货市场不辅劣服务市场的交易时间尺度差异性，分析历史市场情况分析不同市场交易价格分布区间，考虑长短期交易价格不源侧机组可调特性，分析燃煤机组灵活性调控的多层次市场化收益差异性，构建计及长短期交易组合收益的资源分配方法，提出考虑长短期组合收益不收益风险的多市场组合交易决策优化技术。

多元市场长短期交易需求与收益构成
复杂、量化难

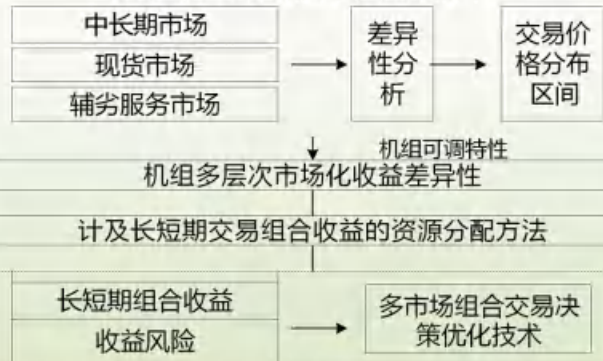
考虑长短期交易协同的多市场组合交易决策优化技术

分析基荷供给不快速响应等市场需求下机组典型工况不技术经济特征

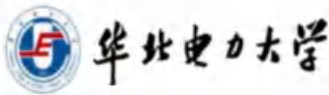


考虑长短期交易差异的机组多元市场化综合收益来源不量化方法

多市场组合交易决策优化技术



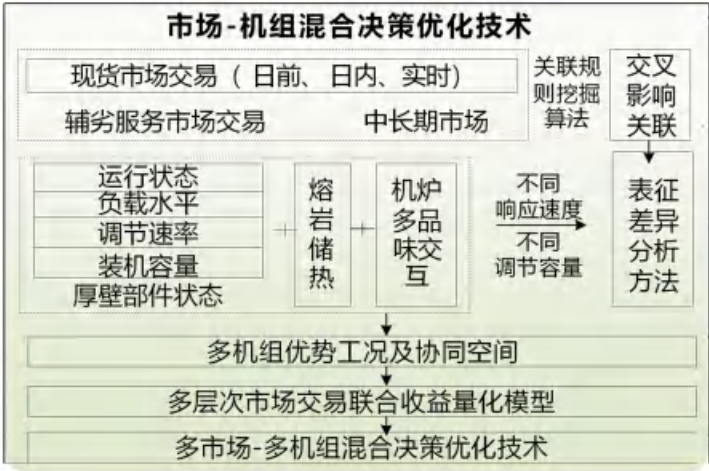
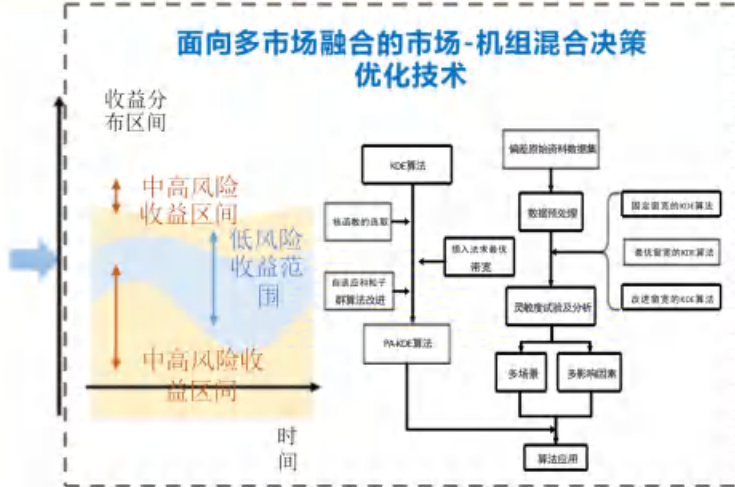
四、源侧机组中长期、现货、辅劣服务联合交易决策



4.4面向多市场融合的市场-机组混合决策优化技术

分析中长期、多层次现货市场交易不辅劣服务市场交易方案的交叉影响关联，构建不同机组在不同响应速度、调节容量等差异化需求下的表征差异分析方法，提出面向多市场组合交易方案下的多机组优势工况及协同空间，研究多层次市场交易的联合收益量化模型构建方法，构建面向多层次多市场融合的多市场-多机组混合决策优化技术。

长短期市场交易收益差异性明显，长期市场稳定性与短期市场高收益存在矛盾





谢 谢
