



国家电网有限公司
STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

电力现货市场基本规则解读

目录

Contents

01

现货电能量市场整体情况

02

现货电能量市场规则解读



我省省内电力现货市场共涉及**1个基本规则**和**8个配套实施细则**，基本规则是黑龙江省电力市场运营基本规则，8个配套实施细则分别为现货电能量市场交易、辅助服务市场、中长期交易、电费结算、计量管理、零售市场管理、准入管理和信用管理等实施细则，由调控、交易、营销、财务等部门牵头编制，发电企业和电力用户参与编制工作。

1



8

《黑龙江电力现货市场基本运营规则》





国家电网
STATE GRID



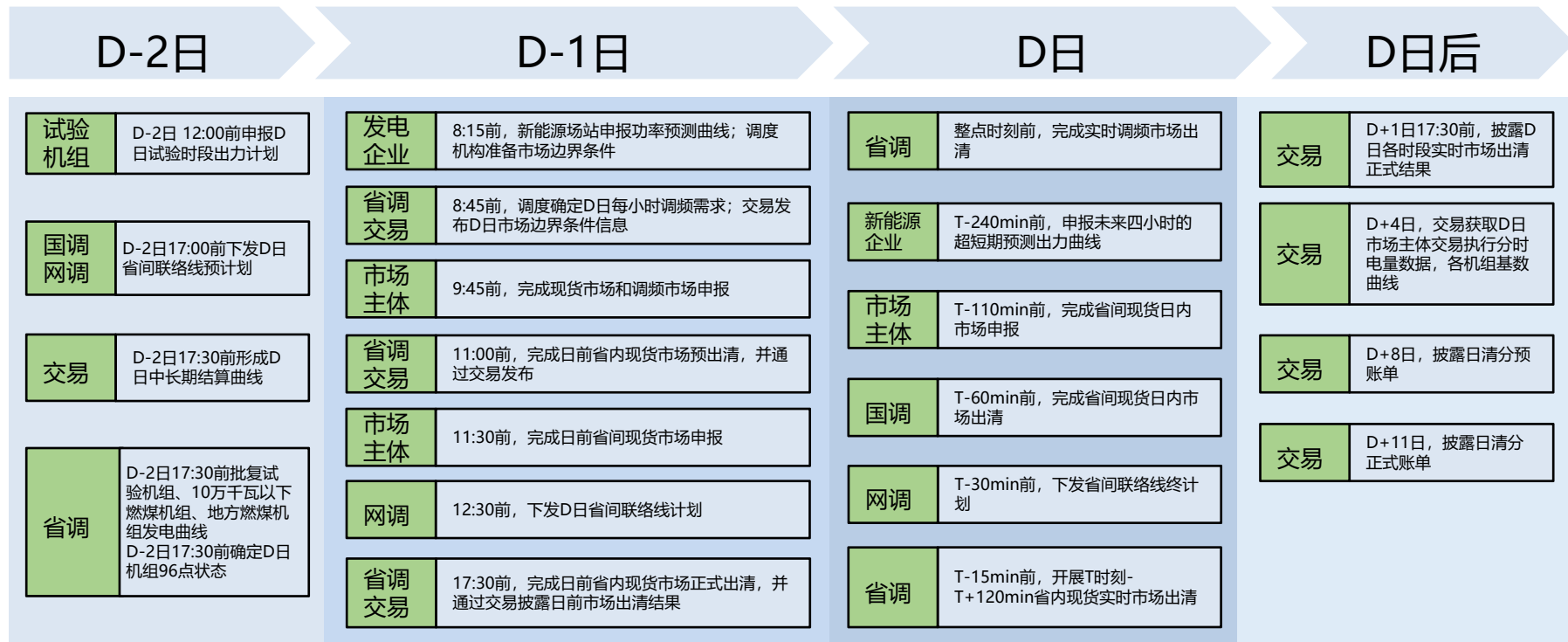
01

现货电能量市场整体情况



一、现货电能量市场整体情况

(一) 组织时序





一、现货电能量市场整体情况

(二) 组织流程

D-2日12:00前

- **试验机组、独立储能**申报D日试验曲线;

17:30前

- **调度机构**获取联络线预计划; 批复试验机组试验

17:30前

- **调度机构**根据机组检修、试验计划、启动准备时间等信息, 确定D日机组96点状态

D-1日08:15前

- **发电企业应与调度机构**核实D日分时机组状态 (D-1日8: 00前)、**新能源场站申报功率预测**, 申报D日96点发电预测曲线参与现货市场; **调度机构**准备市场边界条件

08:45前

- **调度机构**确定D日每小时调频容量需求; **市场运营机构**发布市场边界条件

09:45前

- **竞价燃煤机组**申报启动、电能量报价、燃煤机组申报D日最大最小发电能力、分档最大爬坡速率、电蓄热用电计划; **市场用户**申报分时用电需求曲线; **调频服务提供者**申报调频里程价格和调频容量; **调度机构**进行省内日前电能量市场预出清并发布

11:30前

- **省间现货市场主体**根据省内预出清结果进行省间日前现货市场申报



一、现货电能量市场整体情况

(二) 组织流程

14:30前

- **调度机构（网调）** 下发省间辅助服务交易结果和联络线终计划

17:30前

- **调度机构** 进行省内日前电能量市场正式出清并发布，形成次日机组组合、发电计划曲线及节点电价

D日整点时刻前

- **调度机构** 开展该小时内调频市场出清

T-240min前

- **新能源场站** 申报未来四小时的超短期预测出力曲线

T-120~110min

- 省间现货市场主体进行省间现货日内市场申报

T-30min前

- **调度机构** 获取省间联络线终计划

T-15min前

- **调度机构** 开展T时刻-T+120min省内实时电能量市场出清

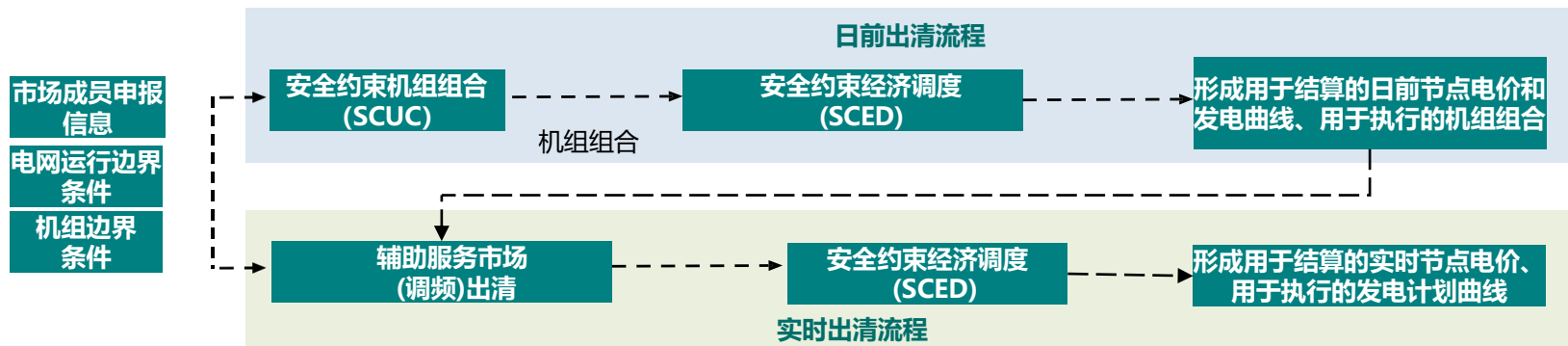


一、现货电能量市场整体情况

(三) 出清流程

日前市场： D-1日市场主体申报后，应用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）工具集中优化计算，确定机组开机组合、分时发电曲线以及节点电价；同时，机组日前申报调频容量和调频报价，确定调用排序。

实时市场： 沿用日前报价信息，顺序开展调频市场和实时市场出清。



目标函数

发电成本最小化

约束条件

- 系统边界约束
- 系统负荷平衡
- 系统正负备用...
- 电网运行约束
- 线路传输功率
- 变压器传输功率
- 断面安全约束
- 机组运行约束
- 出力上下限约束
- 爬坡速率约束
- 特殊机组约束
- 机组最小连续开机时间
- 机组最大启停次数



一、现货电能量市场整体情况

(四) 衔接机制



中长期市场

中长期合约仅作为结算依据，不作为调度执行依据。

黑龙江调频

现阶段，调频市场以小时为周期组织交易，与现货市场分开运行、协调出清

黑龙江调峰

与黑龙江调峰市场融合。

东北辅助服务（跨省调峰）

根据国家文件要求，不再组织。

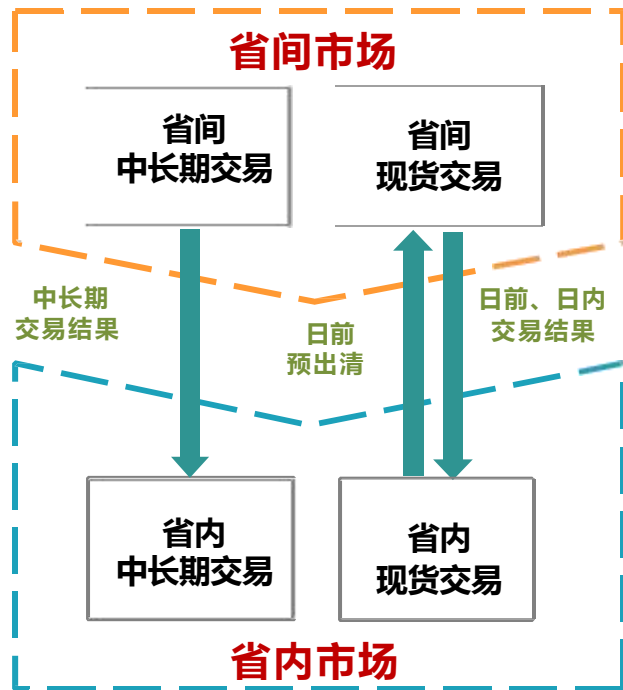
省间现货

省间现货市场的出清结果作为省内现货市场的边界条件。



一、现货电能量市场整体情况

(四) 衔接机制-省内与省间衔接



衔接方式：中长期层面，省间交易先于省内交易开展，形成省间联络线预计划。现货层面，以省间联络线预计划为边界开展省内预出清，市场主体根据预出清结果参与省间现货；省间现货出清结果以修改省间联络线计划的形式改变省内市场边界，而后组织省内现货市场正式出清。省间现货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参与省内出清。

偏差处理：省间联络线执行偏差纳入省间中长期偏差（省间现货部分无执行偏差）



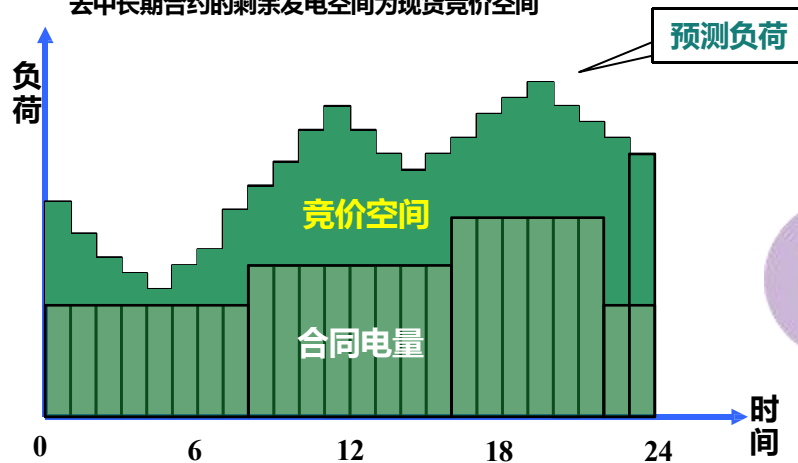
一、现货电能量市场整体情况

(四) 衔接机制-现货市场与中长期市场

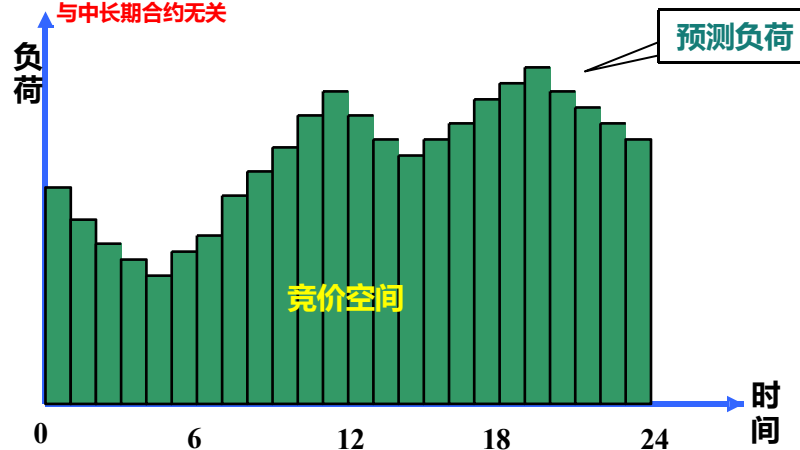
中长期电能量交易带曲线开展，以双边协商方式开展的直接交易，由交易双方自行约定交易曲线；以集中方式开展的直接交易，采用交易公告给出的典型交易曲线，典型曲线根据黑龙江电网负荷特性制定。

“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的交易模式，中长期交易结果不作为调度执行依据。

物理合约：中长期合约物理执行，负荷预测曲线减去中长期合约的剩余发电空间为现货竞价空间



金融合约：中长期合约不物理执行，仅金融交割；不影响生产发电计划安排，仅在结算环节起作用；市场主体全电量参与现货市场申报与出清（100%参与现货），机组启停等生产发电计划安排由出清环节决定，与中长期合约无关



现货环境下我省中长期合约均为金融合约。



一、现货电能量市场整体情况

(四) 衔接机制-现货市场与调峰市场

现货市场运行期间，黑龙江调峰市场与现货市场融合，火电机组第一段出力区间起点为最小发电能力，最后一段出力区间终点为最大发电能力。

现货市场未运行期间，按照黑龙江调峰市场规则执行。

时期	报价挡位	火电厂类型	火电厂负荷率	报价下限(元/kWh)	报价上限(元/kWh)
非供热期	第一挡	纯凝机组	$35\% < \text{负荷率} \leq 50\%$	0	0.4
		热电机组	$35\% < \text{负荷率} \leq 48\%$		
	第二挡	全部机组	$25\% < \text{负荷率} \leq 35\%$	0.4	0.7
	第三挡	全部机组	$0\% \leq \text{负荷率} \leq 25\%$	0.7	1
供热期	第一挡	纯凝机组	$35\% < \text{负荷率} \leq 48\%$	0	0.4
		热电机组	$35\% < \text{负荷率} \leq 50\%$		
	第二挡	全部机组	$25\% < \text{负荷率} \leq 35\%$	0.4	0.7
	第三挡	全部机组	$0\% \leq \text{负荷率} \leq 25\%$	0.7	1



一、现货电能量市场整体情况

(五) 考核及补偿

现货出清后，结算部门按照“独立记账、逐项分摊”原则开展电费结算。中长期市场转化为金融合约，与现货市场出清结果进行偏差结算。分项设置结算科目，包括成本补偿、结构平衡费用、市场调节费用以及考核、补偿等费用，合理开展费用分摊或分享。

◆ 电能量电费

- ◆ 执行偏差、非停获利回收、启停偏差获利回收
- ◆ 燃煤限高、限低、最大、最小发电能力变更考核
- ◆ 非竞价燃煤机组超额获利回收费用
- ◆ 启动、特殊机组成本补偿、调频补偿

燃煤



发电侧电能量结算电费

结算系统实现
96点日清月结

市场平衡费用

阻塞费用、结构平衡费用;

辅助服务分摊费用

调频里程补偿

新能源



◆ 电能量电费

- ◆ 新能源功率预测偏差考核（两个细则）
- ◆ 超额获利回收
- ◆ 调频补偿

发用市场偏差
合理分摊分享

用户侧电能量结算电费

工商业用户



◆ 电能量电费

- ◆ 超额获利回收



国家电网
STATE GRID



02

现货电能量市场规则解读



二、现货电能量市场

(一) 细则概述

《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》共分为十二章。各章节的主要内容概述如下。





二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-总述

为指导、规范、明确黑龙江省现货电能量市场组织工作，引导现货市场更好发现电力实时价格，准确反映电能供需关系，保障经营主体合理权益，支撑能源清洁低碳转型，结合黑龙江省电力生产实际情况制定本细则。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-适用范围

本细则适用于黑龙江省现货市场的运营、管理、组织与实施。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-引用文件

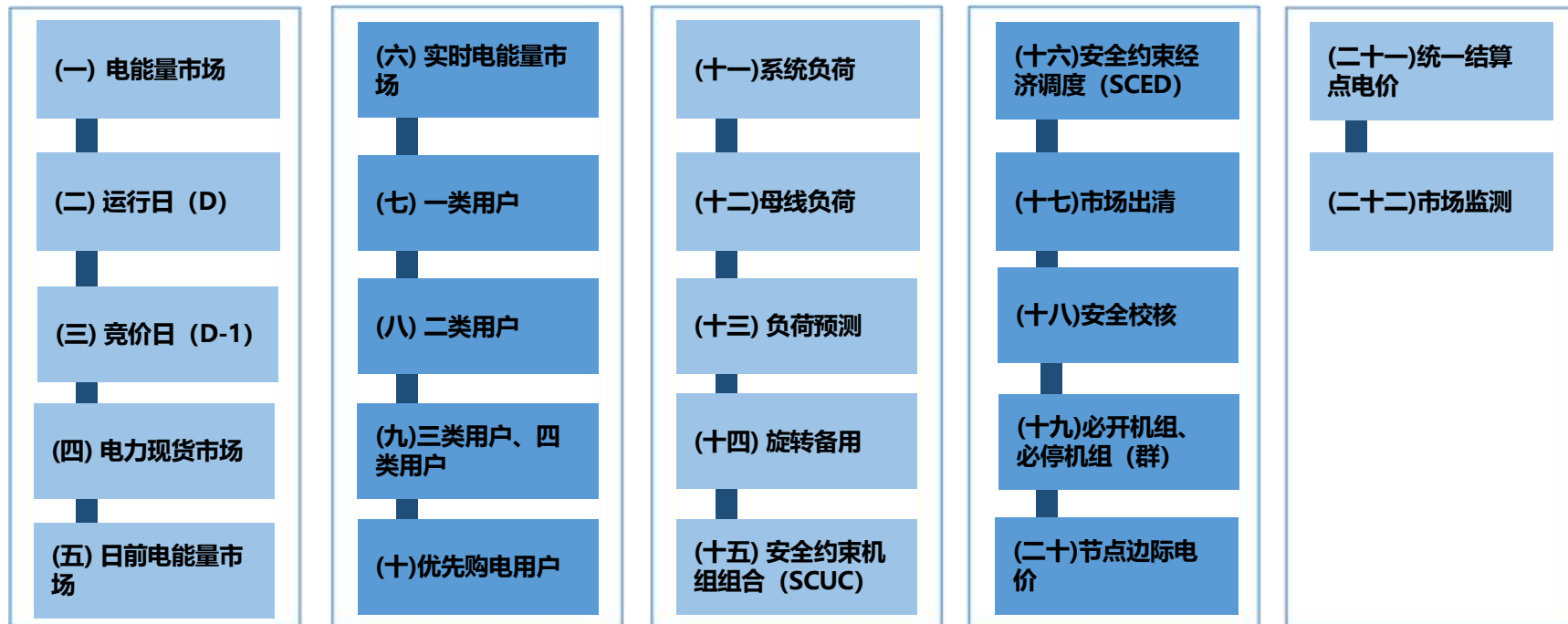
- 《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件
- 《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知》（发改办能源规〔2019〕828号）
- 《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）
- 《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2021〕837号）
- 《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）
- 《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）
- 《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）
- 《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）
- 中华人民共和国国家发展和改革委员会《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-名词解释

引用的术语定义如下





二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场成员

现货市场成员包括**经营主体**、**电网企业**和**市场运营机构**（电力交易机构和电力调度机构）三类。

我省**经营主体**包括满足准入条件的各类发电企业、售电公司、电力用户、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）等各类经营主体。

发电企业

燃煤机组：10万千瓦及以上的为竞价燃煤机组，通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价；10万千瓦以下的为非竞价燃煤机组，在现货市场中优先出清。

集中式风电和光伏场站：集中式风电和光伏场站（不含扶贫光伏电站，下文简称“新能源场站”）以场站为单位通过“报量报价”的方式参与现货市场。

水电、生物质及垃圾发电、分布式发电、背压机组（只在供热期间运行的燃煤机组）以及**自备电厂**，暂不参与现货市场。

市场用户

起步阶段，一类用户、售电公司以“报量不报价”的方式参与现货市场，二类用户由售电公司代理参与现货市场。三、四类用户由电网企业代理购电，电网代理购电暂不参与现货市场交易申报。

新型经营主体

独立储能：按自然月自愿选择通过“报量报价”的方式或以“自调度模式”。

虚拟电厂（负荷聚合商）：满足参与市场条件的虚拟电厂（负荷聚合商）在能力校核测试后可选择按自然月全时段或选择固定现货调节时段申报“非递增型”量价曲线参与现货市场优化。能力校核测试不满足参与现货市场条件或自愿选择参与日前需求响应的虚拟电厂（负荷聚合商）以全时段“报量不报价”的方式参与现货市场。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场衔接方式

衔接1

衔接2

衔接3

中长期市场与现货市场的衔接

功能定位

以中长期交易规避风险、锁定收益，以现货交易发现价格、调节供给，通过市场化方式保障电力平衡。

市场协调

现货市场运行时，中长期交易合约仅作为结算依据管理市场风险，不作为调度执行依据。上级电力交易机构于D-2日提供D日省间政府合约、跨区跨省中长期交易合约分时量价信息至电力交易机构；电力交易机构向电力调度机构提供D日含省内中长期交易合约的各类中长期合约分时量价信息。

► 省内优先发电合约曲线分解方式

- ◆ 省内优先购电总量与省内优先发电总量保持平衡，通过预测形成分时段省内优先购电曲线。省内优先发电总量为省内各发电企业的优先发电量之和，原则上由当月《黑龙江电网发电量计划》确定。以省内月度优先购电曲线预测值为基准，在月度中长期交易开展前将省内各发电企业月度优先发电量分解至各交易日各时段。
- ◆ 未披露省内月度优先购电曲线预测时，按照历史同期的全省月度发受负荷曲线为基准进行分解。



二、现货电能量市场

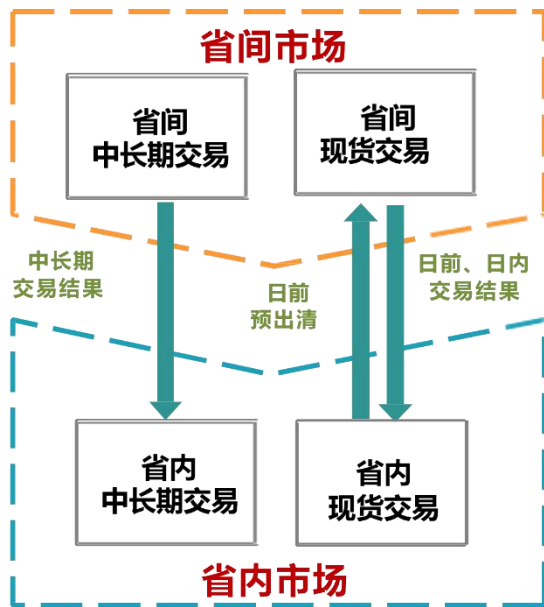
(二) 现货市场实施细则-市场衔接方式

衔接1

衔接2

衔接3

省间与省内现货市场的衔接



衔接方式：中长期层面，省间交易先于省内交易开展，形成省间**联络线预计划**。

现货层面，以省间联络线预计划为边界开展**省内预出清**，市场主体根据预出清结果参与省间现货；省间现货出清结果以修改省间**联络线终计划**的形式改变省内市场边界，而后组织省内现货市场**正式出清**。省间现货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参与省内出清。

偏差处理：省间联络线执行偏差纳入省间中长期偏差（省间现货部分无执行偏差）



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场衔接方式

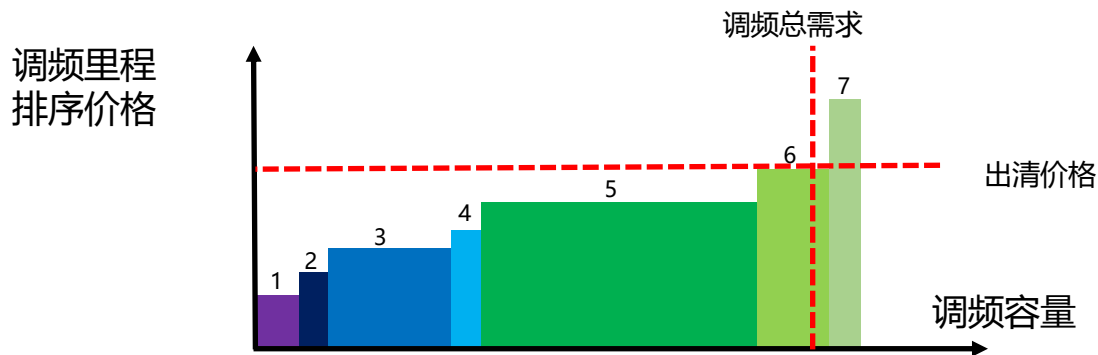
衔接1

衔接2

衔接3

调频市场与现货市场的衔接

现阶段，调频市场以小时为周期组织交易，与现货市场分开运行、协调出清。D-1 日，电力调度机构发布调频需求预测，组织经营主体参与申报，申报调频容量与调频里程价格





二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

市场参数

缺省参数

经营主体各类状态下运行相关参数、量价相关参数的默认值。经营主体的缺省参数由经营主体负责申报，现货开市前，经营主体的缺省参数需完备。

核定参数

- (一) 燃煤机组启动费用上下限 $R1$;
- (二) 燃煤机组空载费用上下限 $R2$;
- (三) 经营主体电能量报价上下限 $R3$;
- (四) 市场出清价格上下限 $R4$;
- (五) 燃煤机组核定成本 $C0$ 。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【发电机组物理运行参数】

件的缺省物理运行参数
用于日前经营主体运行边界条件

- 发电机组额定有功功率
- 发电机组综合厂用电率
- 冷态启动时间 (E1)
- 热态启动时间 (E2)
- 典型开机曲线
- 典型停机曲线
- 最小连续开机时间
- 最小连续停机时间
- 电力调度机构所需的其他运行参数



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【发电机组调试及试验计划】

新建主体
调试

新建机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，不纳入现货市场管理范围。
经营主体在完成整套设备启动试运行（D日）后参与D+2日的日前市场（D+1日）申报，D+2日零时可参与现货市场。

在运主体
试验

D-2日12:00前，因经营主体原因的试验机组或独立储能向电力调度机构报送D日试验时段内每15分钟的试验出力计划，D-2日17:30前，电力调度机构在确保电力有序供应、电网安全稳定等基本需要的前提下返回审核结果。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【发电机组状态】

D-2日17:30前，电力调度机构根据机组运行状态、机组检修计划、试验计划等信息，确定运行日燃煤机组的96点状态。处于可用状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前电能量市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前电能量市场出清。

可用状态

包括机组处于运行、备用以及调试（试验）状态时均视为可用状态。
对于电厂确认机组为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

不可用状态

包括机组处于检修、故障、缺燃料、非供暖季不可用等停运状态或受最小连续停机时间约束等其他情况。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【新能源短期功率预测】

D-1日08:15前，新能源场站申报D日的96点预测出力曲线，参与日前现货市场出清，并用于新能源功率预测偏差考核。当迟报、漏报或不报时，申报数据置为前一个有效申报日的滚动申报出力曲线。

对于同一调度单元下存在多个主体、同一主体不同价格的新能源场站，相应新能源场站应优先实现调度端及场站端数据的分开预测、分别遥测、分别控制，以实现分开出清。

【非竞价燃煤机组出力曲线】

D-1日08:15前，非竞价燃煤机组向电力调度机构提交D日96点发电需求曲线，经电力调度机构审核后，在现货市场中保障优先出清；迟报、漏报或不报的机组，申报数据置为上一个有效的申报出力曲线。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【新型经营主体物理运行参数】

独立储能物理运行参数

- 额定功率
- 额定功率充放电持续响应时间
- 充放电效率
- 日充放电转换次数

虚拟电厂(负荷聚合商)物理运行参数

- 最大、最小用电负荷
- 基础调节容量
- 基础调节容量持续响应时间
- 聚合资源及其相应缺省参数



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

D-1日08:15前，电力调度机构准备好日前电网运行边界条件。

【日前负荷预测】

日前负荷预测包括D日96点系统负荷预测、96点的母线负荷预测。

- 系统负荷预测是指预测运行日00:15开始的每15分钟系统负荷需求，每天共计96个点。
- 母线负荷预测是指预测运行日00:15开始的每15分钟的220千伏母线节点负荷需求，每天共计96个点。

【省间联络线预计划】

D-2日17:00前，上级电力调度机构下发省间联络线预计划，作为日前省内现货市场组织的边界条件。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【备用约束】

电力调度机构根据系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用要求。日前市场出清结果需同时满足D日的各类备用要求。特殊保电时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供应要求，调整各类型备用的约束限值，并向经营主体披露调整情况。

【输变电设备停电检修计划】

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

【输变电设备投产与退役计划】

电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【电网安全约束】

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，确定调管范围内的电网安全约束，作为现货市场优化出清的边界条件。

➤ 输变电设备与断面极限功率

为保障电网安全可靠运行，电力调度机构可根据电网实际运行需要、天气、保电要求、新能源消纳等情况设置输变电设备、断面极限功率。

➤ 发电机组必开约束

➤ 发电机组必停约束

➤ 经营主体（群）出力上下限约束

【其他机组日前发电计划】

暂不参与现货市场的机组，依据各自发电特性与电网安全保障需求，综合考虑中长期市场化合约或优先发电合约制定 D 日分时发电计划曲线，作为日前现货市场边界条件。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【事前信息发布】



市场运营机构



交易系统



市场成员

D-1日08:45前，市场运营机构发布运行日的边界条件信息。主要信息包括：

市场参数信息

电网安全约束条件

必开、必停机组名单及总容量

开停机不满最小约束时间机组名单

发电机组、独立储能检修计划

省间联络线预计计划曲线

日前负荷预测

新能源（分电源类型）总出力预测

非竞价燃煤机组以及暂不参与现货市场机组的总发电计划

电网设备信息

新能源场站、非竞价燃煤机组的优先发电曲线（私有信息）



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

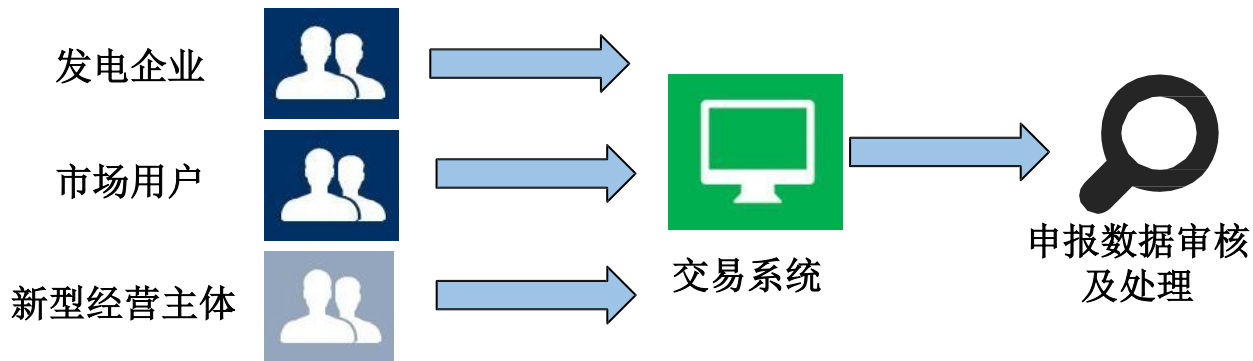
日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【申报要求】

D-1日09:45前，竞价燃煤机组、新能源场站、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）、一类用户、售电公司通过电力交易平台申报交易信息，电力交易机构汇总后推送至电力调度机构。





二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【发电企业交易信息】

竞价燃煤机组

- **机组启动费用 (元/次)**
冷态启动费用 > 热态启动费用
- **空载费用 (元/小时)**
竞价燃煤机组根据成本特性情况确定申报, 不能超过事前规定的空载费用上、下限范围 (R2)
- **机组电能量报价**
电能量报价为全天一条 3-10段单调非递减的发电量价曲线。每段需申报出力区间起点 (兆瓦)、出力区间终点 (兆瓦) 以及该区间的能量价格 (元/兆瓦时)。每一个报价段的长度不能小于 1 兆瓦, 申报价格最小单位为 1 元/兆瓦时。
- **运行日最大发电能力 (兆瓦)**
- **运行日最小发电能力 (兆瓦)**
- **分档最大爬坡速率 (兆瓦/分钟)**
机组在 D 日不同出力区间的所能达到的最大爬坡速率
- **电蓄热用电计划 (兆瓦)**
供暖季, 机组运行日计划投入的电厂电蓄热装置用电计划的机组分解量。

报量报价



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【发电企业交易信息】

报量报价

新能源场站

➤ 机组电能量报价

电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过 10 段。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为装机容量。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度不能小于 1 兆瓦，申报价格最小单位为 1 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（R3）。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【市场用户交易信息】

报量不报价

- 一类用户通过电力交易平台申报其 D 日的用电需求曲线。
- 售电公司通过电力交易平台申报其代理二类用户 D 日的总用电需求曲线。
- 若迟报、漏报或不报，则按照其 D 日所持有的中长期合约分时电量合计值作为申报信息。
- 一类用户、售电公司日前申报的用电需求曲线即为日前市场出清结果。日前用电需求曲线电量与实际用电量偏差超出允许偏差范围的收益部分，纳入用电侧超额获利回收费用，详见《黑龙江省电力市场电费结算实施细则》。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【新型经营主体交易信息】

独立储能

➤ 独立储能电能量报价

电能量充、放电报价分别不高于 10 段，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价。

➤ 运行日时段末目标荷电状态 (%)

独立储能在 D 日初始时刻的荷电状态，等于其 D-1 日结束时刻的荷电状态出清值或统计值，独立储能在 D 日结束时刻的荷电状态，等于其申报的目标值。

➤ 最大、最小充放电功率 (兆瓦)

现货市场优化充放电功率上下限值。

➤ 最大、最小允许荷电状态 (%)

依据最大、最小充放电功率，申报的现货市场优化存储电量极限运行日最小发电能力 (兆瓦)

报量报价

报量不报价

申报 D 日96 点充放电功率曲线，单位为兆瓦；

现货市场运行期间，自愿参与调频市场的独立储能在D-1 日 09:45 前申报参与调频市场意愿，选择参与调频市场的独立储能当日的现货市场全天按零出清充放电功率。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【新型经营主体交易信息】

虚拟电厂（负荷聚合商）

➤ 电能量报价

可最多申报 10 段，最少不低于 3 段，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价。

➤ 日最小负荷下限（兆瓦）

➤ 日调节容量（兆瓦）

初期不超过 μ^- 至 μ^+ 比例的基础调节容量；日最大负荷上限为日最小负荷下限与日调节容量之和，若大于报价最后一段出力区间终点，则按对应的价格开展优化。

➤ 调节速率（兆瓦/分钟）

不同负荷功率区间的调节到目标功率值正负允许偏差范围内所能达到的最大功率调节速度

全时段参与现货优化

固定调节时段参与现货优化

➤ 月度现货调节时段

➤ 非现货调节时段分时用电需求曲线

➤ 月度现货调节时段日最小负荷下限、日最大负荷上限、调节速率、日调节容量

➤ 电能量报价



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【日前市场预出清】

D-1 日 11:00 前，电力调度机构基于经营主体的交易申报信息以及次日系统负荷预测曲线、省间联络线预计划等日前市场边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，开展日前市场预出清，并向经营主体发布预出清结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度，并适时对机组启停计划进行预通知。



D-1 日 11:00-11:30，经营主体按照《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）的要求申报省间电力现货交易分时“电力-价格”曲线。



D-1 日 11:45 前，电力调度机构对省内经营主体申报数据进行合理性校验并上报至上级电力调度机构。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

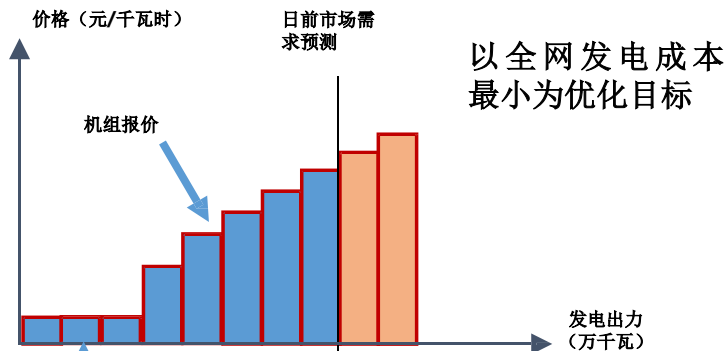
交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【日前市场正式出清】



D-1 日 14:30, 省间联络线终计划下发后, 电力调度机构基于预出清机组与电网运行边界条件、省间联络线预计划与终计划的偏差、经营主体省间交易结果等日前市场边界条件, 经安全约束机组组合 (SCUC)、安全约束经济调度 (SCED) 程序计算, 形成运行日现货市场交易结果, 包括各节点每 15 分钟节点电价、每 15 分钟统一结算点电价、机组开停计划、各机组与场站 96 点出力曲线、独立储能充放电计划、虚拟电厂 (负荷聚合商) 用电计划等, 作为日前现货电能量市场结算依据。出清价格不能超过上、下限范围 (R4)。

市场预出清阶段的机组组合中新增开机的机组在日前省内正式出清时原则上保障优先开机, D 日实际机组开停机计划以省内正式出清阶段可靠性机组组合校验结果为准。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【特殊机组出清方式】

◆ 特殊机组出清优先级

特殊机组包括必开机组、必停机组、供热机组、调试（试验）主体、“报量不报价”参与市场的独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）等。

固定出力机组，包括必开机组必开出力、必停机组、供热机组满足供热要求的出力部分（考虑日前现货市场出清的出力下限约束）、非竞价燃煤机组、处于开/停机过程状态机组等 > **“报量不报价”** 参与市场的独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）**日最小负荷** > **调试（试验）机组**。

◆ 同报价出清原则

当新能源场站与竞价燃煤机组、独立储能报价相同时，**新能源享有同等条件下的优先出清权**。当新能源报价相同时，按照该交易时段各类新能源场站同报价段有效申报容量（最后一段报价出力上限为短期功率预测值）**比例分配中标出力**。当竞价燃煤机组、独立储能或虚拟电厂（负荷聚合商）之间报价相同时，按照**同报价段有效申报容量比例**，**分配中标出力**。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【特殊机组出清方式】

◆ 必开机组

必开机组在指定时段内必须开机，**不参与优化**。若未指定最小出力，则采用申报的最小发电能力；若未指定时段，则全天96点均为必开时段。最小出力以下优先出清，超出部分根据报价参与优化。若仅中标最小出力，该时段不参与市场定价。

◆ 供热机组

在确保民生供热需求、电网安全稳定、电力平衡情况、调峰调频等基本需要的前提下，供热机组其**满足供热要求的出力部分保障优先出清**。
其中，日前申报电蓄热用电计划的机组，以其日前申报的机组最小发电能力与电蓄热分时用电计划之差作为日前现货市场出清的出力下限约束，相应出力段的报价等于最小发电能力所在报价段的价格，机组与电蓄热装置的联合出清结果作为日前市场结算依据。
某交易时段中，若供热机组仅中标最小发电能力或联合主体中标出力为最小发电能力核减电蓄热用电计划，该时段内该台供热机组不参与市场定价。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【特殊机组出清方式】

◆ 开停机过程状态机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至出力下限期间，发电出力为机组申报的冷态/热态典型开机曲线，作为出清边界条件不参与市场优化。

处于停机过程中的发电机组，在机组从出力下限降功率至与电网解列期间，发电出力为机组申报的典型停机曲线，作为出清边界条件不参与优化。

◆ 新型经营主体出清

“报量不报价”参与市场的独立储能以及虚拟电厂（负荷聚合商）日最小负荷在日前现货市场中优先出清，不参与市场定价。

电力调度机构可依据日前电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求，依据相应需求关联影响程度调整独立储能充放电曲线、虚拟电厂（负荷聚合商）用电计划作为日前调度计划，并向各经营主体披露原因。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【特殊机组出清方式】

◆ 调试（试验）机组

（一）新建调试

新建主体在并网调试期间按照调试需求安排发电，**作为现货市场出清的边界条件。**

经营主体在完成整套设备启动试运行（D 日）后参与 D+2 日的日前市场（D+1 日）申报，D+2 日零时可参与现货市场；D+2 日零时前，原则上按电网运行需求安排发用（充放）电计划，**作为现货市场边界条件。**

（二）在运试验

因自身原因或电网原因的试验主体在试验时段内，出力为电力调度机构批复或设定的试验出力计划曲线，**在现货市场中保障优先出清；非试验时段内，按照报价或相应规则参与现货市场出清。**

◆ 最小连续开机时间约束机组

发电机组开机运行后，在其最小连续运行时间内，原则上安排其连续开机运行，**按照其日前市场报价参与市场出清**，确定其发电出力；某交易时段中，若最小连续运行时间内机组仅中标最小发电能力或联合主体中标出力为最小发电能力核减电蓄热用电计划，**该时段内该台机组不参与市场定价。**



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【日前市场安全校核】

◆ 电力平衡校核

分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。**包括正备用校核与负备用校核。**

若存在平衡约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

◆ 交流安全校核

根据电网模型、检修计划、经营主体发用（充放）电计划、省间联络线计划、系统负荷预测、母线负荷预测、无功电压等数据开展交流安全校核，**包括基态潮流校核和静态安全分析。**

- 基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路或断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。
- 静态安全分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【日前出清交易结果发布】

当日日前市场出清的统一结算点电价处于价格限值的连续时间超过一定时长 T 后，执行二级价格限值。执行二级限价限值后，相应时段的全网各节点日前节点电价按照统一结算点电价与二级价格限值的比例进行等比例缩减。二级价格限值的上限参考长期平均电价水平确定。

D-1 日 17:30 前，市场运营机构发布日前市场出清结果。

- 日前市场申报出清信息，包括所有节点的节点电价及电能量、阻塞价格分量；日前统一结算点电价等（公开信息）；
- 日前市场各时段出清的断面约束及阻塞情况（公开信息）；
- **D 日经营主体中标出力，包括机组与场站发电计划曲线、独立储能充放电计划曲线、虚拟电厂（负荷聚合商）用电计划曲线（私有信息）。**



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-日前市场

市场参数

日前经营主体运行边界条件

日前电网运行边界条件

事前信息发布

交易申报

日前市场出清

日前出清交易结果发布

日前发电计划调整

【日前发电计划调整】

日前现货市场原则上基于交易申报前发布的市场边界条件与日前联络线终计划等信息进行出清。一般情况下，日前市场的经营主体出清结果即为运行日的日前调度计划。若电网运行日之前电网边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，**电力调度机构可根据日前市场机组启停排序和电网安全约束，基于经营主体的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法，对运行日的调度计划进行调整或重新出清市场**，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时通过平台向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因，并将调整后的调度计划下发至各发电企业、新型经营主体。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

- 因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化需要调整次日的负荷预测；
- 发生机组非计划停运（含出力受限）情况；
- 发电机组检修计划延期或调整；
- 联络线因电网故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；
- 新能源出力较预测发生较大变化；
- 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修；
- 政府临时下达的保电或环保要求等。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-实时市场

实时经营主体运
行边界条件

实时电网运行边
界条件

实时市场出清

实时运行调整

出清结果发布

【经营主体物理运行参数调整】

当发电机组、新型经营主体的运行参数与日前相比发生变化时，须及时向所属电力调度机构进行报送，经电力调度机构审核批准后，用于实时市场出清。

【发电机组预计并网/解列时间】

若发电机组预计无法按照日前市场出清结果按时并网/解列，发电企业须及时向所属电力调度机构进行报送，电力调度机构审核批准后，对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数开展实时市场出清。

【新能源超短期功率预测】

新能源场站基于最新的运行和气象数据，通过调度运行技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时的超短期出力预测曲线，用于实时市场滚动出清，当迟报、漏报或不报时，申报数据置为最近一个有效申报时段的超短期预测结果值。

【应急新增开机机组】

应急新增开机机组指在日前市场中未被列入机组开机组合，在日前特殊情况调整环节或实时运行调整环节由电力调度机构安排新增开机的机组。实时市场中，应急新增开机机组作为必开机组，根据其必开出力、电能量报价参与实时市场出清。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-实时市场

实时经营主体运
行边界条件

实时电网运行边
界条件

实时市场出清

实时运行调整

出清结果发布

【经营主体物理运行参数调整】

当发电机组、新型经营主体的运行参数与日前相比发生变化时，须及时向所属电力调度机构进行报送，经电力调度机构审核批准后，用于实时市场出清。

【发电机组预计并网/解列时间】

若发电机组预计无法按照日前市场出清结果按时并网/解列，发电企业须及时向所属电力调度机构进行报送，电力调度机构审核批准后，对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数开展实时市场出清。

【新能源超短期功率预测】

新能源场站基于最新的运行和气象数据，通过调度运行技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时的超短期出力预测曲线，用于实时市场滚动出清，当迟报、漏报或不报时，申报数据置为最近一个有效申报时段的超短期预测结果值。

【应急新增开机机组】

应急新增开机机组指在日前市场中未被列入机组开机组合，在日前特殊情况调整环节或实时运行调整环节由电力调度机构安排新增开机的机组。实时市场中，应急新增开机机组作为必开机组，根据其必开出力、电能量报价参与实时市场出清。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-实时市场

实时经营主体运
行边界条件

实时电网运行边
界条件

实时市场出清

实时运行调整

出清结果发布

【超短期负荷预测】

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 2 小时系统负荷需求。超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 2 小时 220 千伏及以上电压等级母线节点负荷需求。

【运行备用变化】

实时运行应满足每日运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展实时市场出清。

【发电机组及输变电设备检修计划变更】

运行日，若发电机组及输变电设备检修计划发生变更，电力调度机构以更新后的检修计划作为边界条件，开展实时市场出清计算。

【电网安全约束】

实时市场的电网安全约束条件与日前市场的电网安全约束条件一致。如果电网安全约束条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新后用于实时市场出清。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-实时市场

实时经营主体运行边界条件

实时电网运行边界条件

实时市场出清

实时运行调整

出清结果发布

【新型经营主体实时计划】

◆ 独立储能实时充放电计划

- 独立储能日内原则上应执行日前充放电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价；参与调频市场的独立储能实时跟踪调频指令。
- 电力调度机构可依据滚动出清过程中的电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度调整独立储能的日内充放电计划。
- 独立储能实际充放电量执行偏差超过实时充放电计划发电量的允许偏差率（M2）时，执行独立储能实时充放电计划执行偏差获利回收。

◆ 虚拟电厂（负荷聚合商）实时用电计划

- 直控型虚拟电厂（负荷聚合商）依据调频市场、需求响应类交易中标情况在调用现货优化时段参与实时现货市场优化；非直控型主体日内依据日前市场出清结果或需求响应类交易结果形成的用电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价。
- 虚拟电厂（负荷聚合商）实际用电量执行偏差超过实时用电计划用电量的允许偏差率（M2）时，执行虚拟电厂（负荷聚合商）实时用电计划执行偏差获利回收。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-实时市场

实时经营主体运
行边界条件

实时电网运行边
界条件

实时市场出清

实时运行调整

出清结果发布

【其他机组实时发电计划】

非竞价燃煤机组实时发电计划，原则上与日前发电计划保持一致，作为实时现货市场边界条件。

其他暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定实时分时发电计划曲线，作为实时现货市场边界条件。

【省间联络线终计划】

T-30 分钟前，获取上级调度下发的省间联络线终计划，作为实时市场出清的边界条件。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-实时市场

实时经营主体运行边界条件

实时电网运行边界条件

实时市场出清

实时运行调整

出清结果发布

【实时市场出清机制】

T-120 分钟前，电力调度机构根据最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，经安全约束经济调度（SCED）程序进行计算，形成未来 2 小时的实时市场交易结果，并向经营主体发布预出清结果。若 T-60 分钟时刻为整点时刻，则滚动出清的同时出清形成未来 60 分钟的调频市场出清结果。



T-15 分钟前，电力调度机构依据根据最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，将相应中标出力段经安全约束经济调度（SCED）程序进行计算形成 T 时刻实时市场交易结果，包括各发电机组实时发电计划、实时节点边际电价的等信息，出清价格不能超过上、下限范围（R4）。

实时出清过程中，**当新能源报价相同时**，按照该交易时段各类新能源场站同报价段有效申报容量（最后一段报价出力上限为超短期功率预测值）等比例出清。
日前申报电蓄热用电计划的机组，实时市场出清时以其日内申报并生效的机组最小发电能力核减电蓄热用电计划作为实时现货市场出清的出力下限约束。

[实时市场安全校核]与[日前市场安全校核]一致



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-实时市场

实时经营主体运
行边界条件

实时电网运行边
界条件

实时市场出清

实时运行调整

出清结果发布

【实时运行调整】

- ◆当电网处于保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电等级要求，可采取调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施；
- ◆当处于冰灾、雪灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。
- ◆若实时边界条件发生重大变化，可能影响电网安全、电力供应或清洁能源消纳时，电力调度机构可进行日内电力平衡调整，并记录调度运行情况。调整信息及原因通过平台发布，调整后的调度计划下发至各发电企业和新型经营主体。调整后的出力作为市场出清边界，不参与定价。事后测算因调整产生的损益，作为实时调度计划调整损益费用，纳入市场运营费用平衡处理。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-实时市场

实时经营主体运
行边界条件

实时电网运行边
界条件

实时市场出清

实时运行调整

出清结果发布

【实时运行调整】

当发生以下电力系统事故或紧急情况之一时，电力调度机构可按照“安全第一”的原则处理，无需考虑经济性；并及时向黑龙江省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局报告。

- 电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- 系统频率或电压超过规定范围时；
- 系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- 输变电设备过载或超出稳定限额时；
- 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- 气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时；
- 电力设备缺陷影响电网安全时；
- 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

实时电网安全运行调整时，电力调度机构可以采取的紧急处理措施包括但不限于以下措施：

- 改变经营主体发用（充放）电计划；
- 令发电机组、独立储能投入或者退出运行；
- 调整电网运行方式，包括调整设备检修计划和停复役计划；
- 采取负荷控制措施；
- 调整断面限额，设置临时断面；
- 投入或退出机组控制模式；
- 发电机组延迟投入或延迟退出运行；
- 电力调度机构认为有效的其他手段。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-实时市场

实时经营主体运
行边界条件

实时电网运行边
界条件

实时市场出清

实时运行调整

出清结果发布

【出清结果发布】

当实时市场出清的统一结算点电价处于价格限值的连续时间超过一定时长 T 后，执行二级价格限值。执行二级限价限值后，相应时段的全网各节点实时节点电价按照实时统一结算点电价与二级价格限值的比例进行等比例缩减。

D+1 日 17:30 前，发布 D 日各时段实时市场出清正式结果。

- 实时市场发电计划（私有信息）
- 新能源（分电源类型）总实时出力（公开信息）
- 新型经营主体总实时出力（公开信息）
- 竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组总实时出力（公开信息）
- 实时运行信息，包括机组状态；发电总出力；非市场机组总出力；新能源总出力；水电（含抽蓄）总出力；实际负荷；系统备用信息；重要通道实际输电情况；实际运行输电断面约束情况；省间联络线输电情况；重要线路与变压器平均潮流；发输变电设备投产、退役、检修、改造等计划执行情况；重要线路实际停运情况；发电机组非停情况等（公开信息）
- 实时市场各时段出清的断面约束及阻塞情况（公开信息）
- 实时市场申报、出清信息，包括所有节点的节点电价及电能量、阻塞价格分量等（公开信息）



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-发电侧成本补偿

启动补偿

日前市场设定或优化启机的机组、日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，计为一次启动，计算相应的启动费用。

补偿原则为：

（一）启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算；发电机组实际的启动状态根据电力调度机构的启停机时间信息进行认定，当停机时间 < 72 小时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；当停机时间 ≥ 72 小时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

其中，日前市场运营机构披露的日前必开机组的启动补偿按照政府主管部门核定的冷、热态启动成本进行计算。

特殊机组成本补偿

（二）**对于非停机组，下次启动的费用不进行启动补偿。**



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-发电侧成本补偿

启动补偿算例

机组A

申报费用:

热态启动费用: 50,000元

冷态启动费用: 100,000元

停机时间: 48小时 (<72小时)

状态变化: 从停机状态变为开机状态并网运行

机组B

申报费用:

热态启动费用: 60,000元

冷态启动费用: 120,000元

停机时间: 96小时 (≥72小时)

状态变化: 从停机状态变为开机状态并网运行

机组A: 50,000元

机组B: 120,000元

非停机组不享受启动补偿。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-发电侧成本补偿

启动补偿

在现货市场中的收益不能弥补生产运行所产生的成本费用的特殊机组，对其进行成本补偿，包括以下四类：

- （一）日前（日内）电网安全原因的必开机组（**不包括供热必开机组**）、日内电网安全原因应急新增开机与停机机组；
- （二）日前可靠性机组组合校验新增开机与停机机组、日内新能源消纳原因应急新增开机与停机机组；
- （三）实时运行中指定出力机组；
- （四）市场干预期间总发电收入低于核定的总发电成本的机组。

特殊机组成本补偿



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-发电侧成本补偿

特殊机组成本补偿算例

在某一月内因电网安全和新能源消纳原因被要求作为特殊机组运行。

核定发电成本 C: 300元/MWh

该月运行天数 D: 3天

第1天

日实际上网电量 Q:400 MWh

日电能量电费R:100,000元

第2天

日实际上网电量 Q:500 MWh

日电能量电费R:170,000元

第3天

日实际上网电量 Q:600 MWh

日电能量电费R:150,000元

特殊机组成本补偿计算公式

$$R_{\text{特殊补偿},i} = \sum_d^D \left[\text{MAX} \left(\sum_t^{96} Q_{\text{日上网},i,t} \times C_{\text{成本},i} - R_{\text{电能},i,d}, 0 \right) \right]$$

$$\sum_t^{96} Q_{\text{日上网},A,t} \times C_{\text{成本},A} = 400 \text{ MWh} \times 300 \text{ 元/MWh} = 120,000 \text{ 元}$$

$$\text{MAX}(120,000 \text{ 元} - 100,000 \text{ 元}, 0) = 20,000 \text{ 元}$$

第二日: $\sum_t^{96} Q_{\text{日上网},A,t} \times C_{\text{成本},A} = 500 \text{ MWh} \times 300 \text{ 元/MWh} = 150,000 \text{ 元}$

$$\text{MAX}(150,000 \text{ 元} - 170,000 \text{ 元}, 0) = 0 \text{ 元}$$

第三日: $\sum_t^{96} Q_{\text{日上网},A,t} \times C_{\text{成本},A} = 600 \text{ MWh} \times 300 \text{ 元/MWh} = 180,000 \text{ 元}$

$$\text{MAX}(180,000 \text{ 元} - 150,000 \text{ 元}, 0) = 30,000 \text{ 元}$$

月度特殊机组成本补偿费用:

$$R_{\text{特殊补偿},A} = 20,000 \text{ 元} + 0 \text{ 元} + 30,000 \text{ 元} = 50,000 \text{ 元}$$



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

执行偏差获利回收

新能源功率预测偏差考核执行东北电网“两个细则”相关考核条款。

燃煤机组其他获利回收与考核



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

◆ 执行偏差

发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）i 在实时市场 t 时段的实时发电出力、用电功率执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{\text{实际},i,t} - P_{\text{指令},i,t}|}{P_{\text{指令},i,t}}$$

执行偏差获利回收

燃煤机组其他获利回收与考核

当发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）i 在 t 时段的实时发电功率执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 超过实时中标出力发电功率的允许偏差率（M2）时，该时段认定为执行偏差时段。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

◆ 执行偏差

(一) 燃煤机组

竞价燃煤机组*i*在实时市场执行偏差时段*t*的执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{燃煤执行偏差},i,t} = \text{Max} \left[\left(Q_{\text{上网},i,t} - Q_{\text{实时},i,t} \right) \times \left(LMP_{\text{实时},i,t} - C_{\text{成本},i,t} \right), 0 \right]$$

执行偏差获利回收

其中：

$$Q_{\text{实时},i,t} = \frac{(P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1})}{2} \times \frac{1}{4} h \times (1 - d_i)$$

燃煤机组其他获利回收与考核

$$C_{\text{成本},i,t} = \text{Min} \left[C_{\text{核定成本},i}, C_i \left(\frac{P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1}}{2} \right) \right]$$



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

◆ 执行偏差

(二) 新能源场站

新能源场站在出力限制时段的实际发电出力曲线与实时发电计划曲线之间的偏差，仍执行东北电网“两个细则”相关考核条款。

非出力限制时段，执行 AGC 发电指令的新能源场站 i 在出力未受限时段 t 的执行偏差回收费用计算公式如下：

$$R_{\text{新能源执行偏差},i,t} = \text{Max} \left[(Q_{\text{上网},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}) \times LMP_{\text{实时},i,t} \times M_{3,0} \right]$$

其中：

$$Q_{\text{实时},i,t} = \frac{(P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1})}{2} \times \frac{1}{4} h \times (1 - d_i)$$

燃煤机组其他获利回收与考核



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

◆ 执行偏差

(三) 独立储能

独立储能 i 在实时市场 t 时段的实时充放电计划执行偏差回收费用计算公式如下：

$$R_{\text{放电执行偏差}, i, t} = \text{Max} \left[(Q_{\text{上网}, i, t} - Q_{\text{实时}, i, t}) \times LMP_{\text{实时}, i, t} \times M_{4, 0} \right]$$

$$R_{\text{充电执行偏差}, i, t} = \text{Max} \left[(Q_{\text{实时}, i, t} - Q_{\text{用电}, i, t}) \times LMP_{\text{实时}, i, t} \times M_{4, 0} \right]$$

(四) 虚拟电厂（负荷聚合商）

虚拟电厂（负荷聚合商） i 在实时市场 t 时段（参与现货市场优化时段）的实时用电计划执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{用电执行偏差}, i, t} = \text{Max} \left[(Q_{\text{实时}, i, t} - Q_{\text{用电}, i, t}) \times LMP_{\text{实时统一}, t} \times M_{4, 0} \right]$$

执行偏差获利回收

燃煤机组其他获利回收与考核



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

◆ 执行偏差

发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商） i 在执行偏差时段集合 $D_{\text{执行偏差}}$ (执行偏差, t) 的执行偏差超额获利计算公式:

执行偏差获利回收

$$R_{\text{执行偏差},i} = \sum_t^{D_{\text{执行偏差},t}} R_{\text{执行偏差},i,t}$$

燃煤机组其他获利回收与考核



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

◆ 执行偏差

◆ 执行偏差回收豁免

发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）有如下情况之一时，相应的时段不进行执行偏差获利回收：

执行偏差获利回收

竞价燃煤机组

- 一次调频正确动作导致的偏差；
- 典型开机/停机曲线时间内，机组启动和停运过程中的偏差；
- 未被调频市场考核的调频市场调用机组；
- 实际投入非平滑调节的电蓄热装置电厂的各机组；
- 实时调度干预机组出力导致的偏差；
- 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

独立储能

- 一次调频正确动作导致的偏差；
- 调频市场中标调用时段；
- 实时调度干预充放电计划导致的偏差；
- 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

燃煤机组其他获利回收与考核

新能源场站

- 一次调频正确动作导致的偏差；
- 调频市场实际调用时段；
- 实时调度干预出力导致的偏差；
- 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

虚拟电厂（负荷聚合商）

- 调频市场中标调用时段；
- 实时调度干预用电计划导致的偏差；
- 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

执行偏差获利回收算例

t 时段实际上网电量Q：500MWh

实时出清发电出力：

- t时段：450MW
- t+1时段：460MW

厂用电率：5%

电能量报价曲线400-500出力段：400 元/MWh

实时市场电价（LMP）：400 元/MWh

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{\text{实际},i,t} - P_{\text{指令},i,t}|}{P_{\text{指令},i,t}} = \frac{|500 - 450|}{450} = 0.11 \quad \text{超过火电允许偏差范围5\%}$$

计算 $Q_{\text{实时},i,t}$ ：

$$Q_{\text{实时},i,t} = \frac{(450 + 460)}{2} \times \frac{1}{4} \times (1 - 0.05) = \frac{910}{2} \times 0.25 \times 0.95 = 455 \times 0.2375 = 108.0625 \text{MWh}$$

计算 $C_{\text{成本},i,t}$ ：该算例中假设核定成本为300 元/MWh

$$C_{\text{成本},i,t} = \text{Min} \left[C_{\text{核定成本},i}, C_i \left(\frac{P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1}}{2} \right) \right] = 300 \text{元/MWh}$$

最后，计算执行偏差获利：

$$R_{\text{燃煤执行偏差},i,j} = \max[(500 - 108.0625) \times (400 - 300)] = \max[391.9375 \times 100] = 39193.75 \text{元}$$

燃煤机组A在该时段的执行偏差获利为 39,193.75 元。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

执行偏差获利回收

燃煤机组其他获利回收与考核

【非停获利回收】

燃煤机组因自身原因，发生下列情况之一者，纳入非停获利回收范围：

- 正常运行的机组发生跳闸和被迫停运；
- 机组发生临检；
- 备用机组不能按调度指令并网发电。

竞价燃煤机组 i 在非停时段 t 的非停获利计算公式如下：

$$R_{\text{燃煤非停},i,t} = \text{Max} \left[Q_{\text{日前出清},i,t} \times (C_{\text{成本},i,t} - LMP_{\text{实时},i,t}), 0 \right]$$

其中：

$$Q_{\text{日前出清},i,t} = \frac{(P_{\text{日前},i,t} + P_{\text{日前},i,t-1})}{2} \times \frac{1}{4} h \times (1 - d_i)$$

$$C_{\text{成本},i,t} = \text{Min} \left[C_{\text{核定成本},i}, C_i \left(\frac{P_{\text{日前},i,t} + P_{\text{日前},i,t-1}}{2} \right) \right]$$

竞价燃煤机组 i 在运行日非停时段集合 $D_{\text{非停},i}$ 的非停获利计算公式：

$$R_{\text{非停},i,D} = \sum_{t=1}^{t \in D_{\text{非停},i}} R_{\text{非停},i,t}$$

非停考核仍执行原东北区域“两个细则”相关考核条款。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

执行偏差获利回收

【启停偏差获利回收】

- 启停偏差获利

机组因自身原因未按照日前市场中出清的并网时间（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间）按时并网且延迟时间超过允许时间（暂定 120 分钟），超出时间视为非停时段，按照非停获利回收方式计算偏差获利。

机组因自身原因未按照日前市场中出清的停机时间（或电力调度机构在实时运行中要求的停机时间）按时停机且提前时间超过允许时间（暂定 120 分钟），超出时间视为非停时段，按照非停获利回收方式计算偏差获利。

启停偏差考核仍执行原东北区域“两个细则”相关考核条款。

燃煤机组其他获利回收与考核

- 启停偏差获利回收豁免

- 非机组自身原因造成并网（停机）延迟（提前）时间超过允许时间等；
- 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

【限高考核】

限高情况

竞价燃煤机组发生限高指机组申报的最大发电能力或实际发电能力小于额定有功功率的允许值（M5）的情况。市场初期，供暖期内暂不执行限高考核。

按日对机组限高容量计算考核费用，分以下两种情况具体考虑机组 i 的限高考核费用：

执行偏差获利回收

（一）若机组 i 在实时运行中，机组出清结果为实时最大发电能力的时段 t_m ， $P_{\text{实际},i,t_m} \geq P_{\text{实时最大发电},i,t_m} \times (1-M_2)$ 时：

$$R_{\text{限高},i,D} = \text{Max} \left[\left(P_{\text{额定},i} \times M_5 - P_{\text{实时最大发电},i,t_m} \right), 0 \right] \times \text{lh} \times C_{\text{考核}} \times M_6$$

（二）若机组 i 在实时运行中，机组出清结果为实时最大发电能力的时段 t_m ，当 $P_{\text{实际},i,t_m} < P_{\text{实时最大发电},i,t_m} \times (1-M_2)$ 时：

$$R_{\text{限高},i,D} = \left(P_{\text{额定},i} - P_{\text{实际},i,t_m} \right) \times 24h \times C_{\text{考核}} \times M_7$$

燃煤机组其他获利回收与考核

- 限高考核豁免

- 在当日实时现货市场出清结果为实时最大发电能力的时段同时在调频市场中标或调用的机组；
- 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

【限低考核】

● 限低情况

竞价燃煤机组发生限低指机组实际发电能力未达到申报的最小发电能力情况。按日对机组限低容量计算考核费用，机组 i 的限低考核费用计算公式如下：

若机组 i 在实时运行中，机组市场出清结果为实时最小发电能力的时段 t_n

当 $P_{\text{实际},i,t_n} > P_{\text{实时}(Min),i,t_n} \times (1 + M_2)$ 时

$$R_{\text{限低},i,D} = \text{Max} \left[\left(P_{\text{实际},i,t_n} - P_{\text{实时最小发电},i,t} \right) \times 24h \times C_{\text{考核}} \times M_{8,0} \right]$$

执行偏差获利回收

燃煤机组其他获利回收与考核

● 限低考核豁免

- 在当日实时现货市场出清结果为最小发电能力的时段同时在调频市场中标或调用的机组；
- 在当日实时市场出清结果为最小发电能力的时段，实际投入非平滑调节的电蓄热装置电厂的各机组；
- 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-运行考核与获利回收

新能源功率预测偏差考核

【最大发电能力变更考核】

若机组在日内申请变更日前申报的最大发电能力超过 1次/台，则需要承担变更考核。
机组 i 的日最大发电能力变更考核费用计算方式如下：

$$R_{\text{变更最大}, i, D} = \text{Max} \left| P_{\text{实时最大发电}, i, x} - P_{\text{日前最大发电}, i} \right| \times 1h \times C_{\text{考核}} \times M_9$$

执行偏差获利回收

【最小发电能力变更考核】

若机组在日内申请变更日前申报的最小发电能力超过 1次/台，则需要承担变更考核。
机组 i 的日最小发电能力变更考核费用计算方式如下：

燃煤机组其他获利回收与考核

$$R_{\text{变更最小}, i, D} = \text{Max} \left| P_{\text{实时最小发电}, i, y} - P_{\text{日前最小发电}, i} \right| \times 1h \times C_{\text{考核}} \times M_{10}$$



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场干预与中止

政府干预

市场运营机构干预

市场中止

市场恢复

现货市场运行过程中发生下列情形之一的，省发展改革委、东北能源监管局做出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

- (一) 电力供应严重不足时；
- (二) 电力市场未按照规则运行和管理时；
- (三) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；
- (四) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时；
- (五) 市场价格达到市场运行公告或其他规定的价格限值且触发管控条件时；
- (六) 其他认为需要进行市场干预的情形。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场干预与中止

政府干预

当省发展改革委、东北能源监管局委托市场运营机构或出现如下情况需要开展市场干预时，市场运营机构须按要求记录异常干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议向省发展改革委、东北能源监管局备案。

(一) 当日前、实时电力现货市场边界发生变化时，电力调度机构可按照本细则“7.8节”、“8.4节”中的原则对重新进行市场出清或市场出清结果进行调整。

(二) 当电力市场技术支持平台运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照结算追退补的相关原则进行电费追退补。

(三) 若电力现货市场需要定期应用市场力监测及缓解或应用二级限价等价格管制的方式干预市场时，经省发展改革委、东北能源监管局同意后，市场运营机构可同步根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

(四) 当实际电网运行过程中出现本细则“8.4节”中的电力系统事故或紧急情况时，电力调度机构可按照“安全第一”的原则进行对应调整干预。

市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第599号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

若期间竞价燃煤机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对竞价燃煤机组进行结算。

市场运营机构干预

市场中止

市场恢复



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场干预与中止

政府干预

当现货市场出现如下异常情况且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由省发展改革委、东北能源监管局做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按“安全第一”的原则处理事故和安排电力系统运行，并做好相关记录，事后由省发展改革委、东北能源监管局做出是否中止市场的决定并发布。

(一) 电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏、电网被迫发生主备调切换等异常，引起电力供应短缺或严重危及电网安全时；

(二) 发生台风、山火、强降雨等极端自然灾害、电源或电网故障突发事件，可能严重影响电力供应或系统安全；

(三) 发生电力市场技术支持系统发生重大故障或网络异常等情况影响现货系统正常运行，日前市场环节预计23:00以前无法完成出清，或实时市场持续120分钟及以上无法完成出清；

(四) 其他影响电网运行安全、市场资金安全及市场正常组织的重大突发情况。

市场中止时采取如下的处理措施：

(一) 日前电能量市场运行异常时，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。若运行日的实时电能量市场正常运行，以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

(二) 实时电能量市场运行异常时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。若日前电能量市场正常运行，以日前电能量市场中相同时段的价格作为实时电能量市场价格。

(三) 若日前和实时电能量市场均运行异常时，相应时段内不开展日前和实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。在相应的时段内，以运行日实际执行的结果以及最近30天所有现货运行日各结算时段统一结算点电价的算术平均值作为运行日的日前和实时电能量市场出清结果。

市场运营机构干预

市场中止

市场恢复



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场干预与中止

政府干预

市场运营机构干预

市场中止

市场恢复

当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经省发展改革委、东北能源监管局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场力监管

市场监管指标分析

市场力检测及缓解

经省发展改革委、东北能源监管局同意后，市场监管机构可启用省级电力市场监管类指标体系对黑龙江省电力市场整体、市场成员进行评估，并参考用于市场力行为识别与处置、市场力缓解以及电力市场各项参数制定，相关标准按照国家与黑龙江省有关规定执行。

市场力行为识别与处置



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场力监管

市场监管指标分析

市场力检测及缓解

市场力行为识别与处置

事前措施

事前措施是指在日前现货市场出清前开展的市场力监测机制，监测内容包括但不限于发电机组超成本报价、横向异常报价。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场力监管

市场监管指标分析

市场力检测及缓解

市场力行为识别与处置

事中措施

市场具备条件后，为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，日前市场出清后需应用管制容量价格检测机制。通过检测的发电机组报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用如下措施后，可重新参与市场出清。

当按照价格管制 $T_{\text{管制}}$ 时段内，日前市场发电机组节点电价按照出清折算上网电量加权后的平均电价，即日前统一结算点电价高于管制容量监管基准价格时，触发管制容量价格缓解条件。

- 发电企业市场合理成本报价

发电企业在 $T_{\text{管制}}$ 时段内各个时段市场合理成本报价为：

$$p_{i,t}^E = C_i \times (1 + \delta_{d,t}^E)$$

- 管制容量监管基准价格：

$$p^R = \frac{\sum_i \sum_t^{T_{\text{管制}}} Q_{\text{日前出清},i,t} \times p_{i,t}^E}{\sum_i \sum_t^{T_{\text{管制}}} Q_{\text{日前出清},i,t}}$$



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场力监管

市场监管指标分析

市场力检测及缓解

市场力行为识别与处置

事中措施

- 剩余供给指数

逐时段计算各发电企业或发电集团的 RSI 剩余供给指数，用于管制容量价格缓解。
RSI 指数是指电力市场中某一时段除某个发电企业或发电集团之外，其他发电企业或发电集团的市场份额之和。用公式表示：

$$RSI_{i,t} = \frac{\sum_{i=1}^N S_{i,t} - S_{i,t}}{D_t}$$

- 管制容量价格缓解

发电企业或发电集团 RSI 剩余供给指数低于临界值 RSI_0 时，管制容量为：

$$S_{i,t}^C = S_{i,t} - \left(\sum_{i=1}^N S_{i,t} - D_t \times RSI_0 \right)$$

发电企业或集团的机组按报价从高到低排序，用合理成本报价替换直至满足管制容量需求。重新出清日前市场，并据此计算监管基准价格和结算电价。若条件满足，替换后的结果作为结算依据；若不满足，则由电力调度机构合并发电集团或机组群为虚拟寡头重新缓解，以新出清结果结算。

若两次管制容量价格缓解措施仍无法缓解市场价格，则由市场运营机构依据情况应用事后措施。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场力监管

市场监管指标分析

市场力检测及缓解

市场力行为识别与处置

事后措施

事后措施是指在日前、实时现货市场正式出清结果发布后开展的市场力监测机制，监测内容包括但不限于出清价格、异常收益，监测方法包括但不限于应用二级限价、选取近一段时期现货市场平均价格进行结算、历史价格影响测试。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场力监管

市场监管指标分析

市场力检测及缓解

市场力行为识别与处置

持留行为

持留行为指经营主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动持留行为识别：

- (一) 机组设备非计划停运、故障或运行受限的；
- (二) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的；
- (三) 无故降低机组出力的；
- (四) 突然改变报价习惯或报价方式，或以远高于市场同类型机组边际成本进行市场申报的；
- (五) 系统边际条件发生变化导致机组在区域内拥有市场力且行使市场力的；
- (六) 控制报价、在现货市场不成交，通过价差合约在中长期市场套利的；
- (七) 其他涉嫌持留行为的情形。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场力监管

市场监管指标分析

市场力检测及缓解

市场力行为识别与处置

串谋行为

市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系（非同一集团）的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，从而使共同利润最大化的行为。

在市场监管中发现以下情形的，电力市场运营机构启动串谋行为识别：

- （一）不具有实际控制关系的经营主体进行集中交易申报的；
- （二）不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的；
- （三）不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的；
- （四）经营主体使用与其不具有实际控制关系的其他经营主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的；
- （五）其他涉嫌市场串谋行为的情形。



二、现货电能量市场

(二) 现货市场实施细则-市场力监管

市场监管指标分析

市场力检测及缓解

市场力行为识别与处置

操纵行为

在市场监管中发现以下情形的，电力市场运营机构启动操纵行为识别：

- (一) 频繁改变设备运行参数；
- (二) 机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的；
- (三) 发布或散布信息、虚假申报价格恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的；
- (四) 炒作可再生能源电力价格，以谋求在绿证交易和碳排放交易中牟取暴利的；
- (五) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。



国家电网有限公司
STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

谢谢观看，欢迎讨论

2025年5月