

# 东北电力互济交易实施办法

(征求意见稿)

2025年7月



# 目 录

第一章 总则	1
第二章 市场成员管理	2
第一节 市场成员	2
第二节 经营主体权利	2
第三节 经营主体义务	3
第四节 电网企业职责	4
第五节 市场运营机构职责	4
第三章 交易组织	7
第一节 交易品种	7
第二节 交易路径	7
第三节 输电价格和线损	7
第四节 交易限制条件	8
第四章 日前互济交易	9
第一节 日前互济交易组织周期	9
第二节 日前互济交易准备	9
第三节 日前互济交易申报信息合理性校验	12
第四节 日前互济交易出清	13
第五节 日前互济交易流程	15
第五章 日内互济交易	17
第一节 日内互济交易组织周期	17
第二节 日内互济交易准备	17
第三节 日内互济交易申报信息合理性校验	17
第四节 日内互济交易出清	18
第五节 日内（实时）互济交易流程	20
第六章 统一安全校核	21
第七章 交易执行与偏差处理	23
第一节 交易执行	23

第二节 偏差处理 .....	23
第八章 计量方法与结算原则 .....	25
第一节 交易计量 .....	25
第二节 结算原则 .....	26
第三节 结算方法 .....	27
第九章 市场风险防控 .....	28
第一节 市场力检测及缓解 .....	28
第二节 市场限价 .....	28
第三节 风险干预 .....	28
第四节 市场中止 .....	29
第十章 信息披露 .....	31
第一节 信息披露管理 .....	31
第二节 常态化信息发布 .....	31
第三节 交易前信息发布 .....	31
第四节 交易后信息披露 .....	32
第五节 市场风险防控信息披露 .....	32
第六节 结算后信息披露 .....	32
第七节 信息披露原则和方式 .....	32
第十一章 合同管理 .....	33
第十二章 免责条款 .....	34
第十三章 附则 .....	35
附件一：互济交易出清模型 .....	37
附件二：电子交易承诺书 .....	39
附件三：电力互济交易风险提示书 .....	42
附件四：互济交易组织、出清、结算计算方式 .....	44
附件五：互济交易输电价格及线损计算方式 .....	53
附件六：互济交易申报价格范围 .....	55

## 第一章 总则

**第一条** 为助力构建全国统一电力市场体系，服务电力现货市场运营，满足“省间市场未延伸、省内市场未覆盖”的交易需求，依据《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）及其相关配套文件、《电力监管条例》（国令第432号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令2024年第20号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）等文件，制定本实施办法。

**第二条** 本实施办法所称东北电力互济交易（下文简称“互济交易”），是指在省间电力现货交易基础上，进一步挖掘东北区域内省间电力保供和新能源消纳能力，开展省间电能量互济交易。

**第三条** 国家电网东北电力调度控制中心负责互济交易的运营管理，北京电力交易中心市场交易五部，辽宁、吉林、黑龙江、蒙东等省级电力调度控制中心和省级电力交易机构按职责分工配合工作。互济交易的所有市场成员，须遵守本实施办法。

## 第二章 市场成员管理

### 第一节 市场成员

**第四条** 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括各类型发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体，市场运营机构包括国家电网东北电力调度控制中心（简称“网调”），辽宁、吉林、黑龙江、蒙东电力调度控制中心（简称“省调”）和北京电力交易中心市场交易五部（简称“京交五部”），辽宁、吉林、黑龙江、蒙东电力交易机构（简称“省级电力交易机构”）。参与省间电力现货市场的经营主体可参与互济交易。

### 第二节 经营主体权利

**第五条** 发电企业权利包括：

- （一）可按本实施办法参与互济交易。
- （二）可公平获得输电服务和电网接入服务。
- （三）可公平获得市场运营相关信息。
- （四）法律法规所赋予的其他权利。

**第六条** 售电公司权利包括：

- （一）符合准入条件的售电公司可按实施办法参与互济交易。
- （二）可公平获得输配电服务。
- （三）可公平获得市场运营相关信息。
- （四）法律法规所赋予的其他权利。

**第七条** 电力用户权利包括：

- （一）符合准入条件的电力用户可按实施办法参与互济交易。

- (二) 可公平获得输配电服务和电网接入服务。
- (三) 可公平获得市场运营相关信息。
- (四) 法律法规所赋予的其他权利。

### **第三节 经营主体义务**

#### **第八条** 发电企业义务包括：

- (一) 应签订和履行互济交易合同。
- (二) 应按规定披露和提供企业信息。
- (三) 应执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务。
- (四) 法律法规规定的其他义务。

#### **第九条** 售电公司义务包括：

- (一) 应签订和履行互济交易合同。
- (二) 拥有配电网的售电公司应向其他经营主体提供公平的配电服务。
- (三) 应按规定披露和提供信息。
- (四) 应具备参与互济交易所需的计量条件。
- (五) 法律法规规定的其他义务。

#### **第十条** 电力用户义务包括：

- (一) 应签订和履行互济交易合同。
- (二) 应按规定披露和提供信息。
- (三) 应具备参与互济交易所需的计量条件。
- (四) 应服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况

下（如事故等），按电力调度机构要求安排用电。

（五）法律法规规定的其他义务。

#### 第四节 电网企业职责

**第十一条** 电网企业职责包括：

（一）应保障电网设施的安全稳定运行。

（二）应为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务。

（三）应代理暂未直接参与互济交易的电力用户以报量报价方式参与互济交易；在售电公司和电力用户直接参与互济交易之前，代理全部电力用户参与互济交易。

（四）应向经营主体提供计量、抄表、收付费等各类市场服务。

（五）应负责互济交易电费结算，按规定收取输配电费用，代国家收取政府性基金及附加等。

（六）应负责互济交易的收支明细实施专账管理。

（七）应按规定披露和提供市场信息，承担保密义务和责任。

（八）法律法规规定的其他职责。

#### 第五节 市场运营机构职责

**第十二条** 网调职责包括：

（一）应负责组织互济交易，负责建设、运行、维护和管理互济交易技术支持系统主站。

（二）应负责组织省调开展安全校核。

（三）应负责向省调下发网调直调机组发电预计划与省间联络线预计划。网调直调机组参与所在省省内电力现货交易的，可不

下发其发电预计划。

（四）应按规定披露互济交易相关信息，将披露信息推送至电力交易信息平台。

（五）应负责依据本实施办法组织互济交易出清，并向相关调度机构下发出清结果。

（六）应根据互济交易出清结果，编制并下发网调直调机组发电计划与省间联络线计划，网调直调机组参与所在省省内电力现货交易的，可不下发其发电计划。

（七）应负责向京交五部提供互济交易出清结果、执行情况等信息。

（八）法律法规所规定的其他职责。

### **第十三条** 省调职责包括：

（一）应负责建设、运行、维护和管理本省（区）侧互济交易技术支持系统终端，负责向主站报送开展互济交易的相关信息，负责接收省级交易机构发送的经营主体申报数据，并将申报数据转发至网调。

（二）应负责按调管范围开展安全校核。

（三）应负责组织省内电力现货市场预出清或预计划。

（四）应按规定披露和提供输变电设备检修、机组检修、省内重要断面可用输电容量参考值等信息。

（五）应负责组织省内经营主体参与互济交易。

（六）应负责向所在省的电力交易机构提供互济交易出清结

果、执行情况等信息。

(七) 法律法规所规定的其他职责。

**第十四条** 京交五部职责包括：

(一) 应提供经营主体注册、注销等服务。

(二) 应按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和报送信息。

(三) 应负责进行市场月结算。

(四) 应负责向市场成员出具互济交易结算依据，提供相关服务。

(五) 法律法规所规定的其他职责。

**第十五条** 省级电力交易机构职责包括：

(一) 应提供经营主体注册、注销等服务。

(二) 应负责省内经营主体的交易申报及信息发布，负责将经营主体申报的相关交易数据发送至省调。

(三) 应配合北京电力交易中心开展信息披露有关工作。

(四) 应配合北京电力交易中心开展电力交易结算有关工作。

(五) 法律法规所规定的其他职责。

## 第三章 交易组织

### 第一节 交易品种

**第十六条** 互济交易为电能量交易，买方为电网企业、售电公司、电力用户、发电企业（初期包括新能源、火电、核电发电企业），卖方为发电企业（初期包括新能源、火电、核电发电企业）。

### 第二节 交易路径

**第十七条** 在互济交易中，设置网调、辽宁、吉林、黑龙江、蒙东 5 个交易节点。网调直调机组绥中电厂 1、2 号机纳入辽宁交易节点，京科电厂 2 号机、科右中电厂 1、2 号机纳入蒙东交易节点，其余网调直调机组纳入网调交易节点。同一节点内的经营主体不允许开展互济交易。

**第十八条** 交易网络由交易节点、跨省交直流输电通道和省内重要输电通道共同组成。

**第十九条** 交易路径由卖方节点和买方节点之间通过跨省交直流输电通道和省内重要输电通道顺序链接形成。

（一）同一交易路径不重复经过同一交易节点。

（二）任意一对卖方、买方节点间可选择多条交易路径开展交易。

（三）跨区通道、省间联络线的电能传输方向遵从国家批复文件要求。

### 第三节 输电价格和线损

**第二十条** 输电价格是顺序链接形成交易路径的各跨省交直流

输电通道和各省内相关输电通道的输电价格之和；上述输电价格按政府主管部门核定价格执行。

**第二十一条** 互济交易输电价格及输电线损由顺序链接形成交易路径的各跨省交直流输电通道输电价格之和与各省内相关输电通道的输电线损叠加形成；线损率按政府主管部门核定标准或备案标准执行；输电价格已包含线损的，不再另行收取。

#### 第四节 交易限制条件

**第二十二条** 同一交易时段，经营主体是否可以买入或卖出电能，需根据以下情况进行界定：

（一）同一经营主体在同一时刻不可同时作为买方、卖方参与交易。

（二）交易节点内部平衡紧张时，节点内部卖方经营主体不得在互济交易中卖出电能。

## 第四章 日前互济交易

### 第一节 日前互济交易组织周期

**第二十三条** 市场运营机构按日组织日前互济交易。交易日从00:15至24:00，每15分钟设为一个时段，交易日共分96个时段。

### 第二节 日前互济交易准备

**第二十四条** 网调从京交五部获取省间中长期电力交易曲线。网调D-2日编制并下发D日96时段调管范围内省间联络线及网调直调机组发电预计划。直调机组参与所在省省内电力现货交易时，可不下发其发电预计划。省内电力现货市场运行期间，相应省调在D-1日开展D日96时段省内预出清。省内电力现货市场未运行期间，相应省调在D-1日编制D日96时段预计划。

**第二十五条** 按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）（简称“9号文”）要求，省级电力交易机构发布交易前信息公告。

**第二十六条** 省内经营主体、网调直调机组通过省级电力交易机构进行互济交易申报，省级电力交易机构将经营主体申报的相关交易数据发送至省调，省调接收经营主体申报数据并转发至网调。

**第二十七条** 日前互济交易买方经营主体申报要求如下：

（一）买方经营主体全天申报单调非递增的购电量价曲线。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）。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。

(二) 申报电力最小单位为 1 兆瓦，申报价格最小单位为 1 元/兆瓦时。

(三) 买方经营主体申报价格上下限范围参照附件六。

(四) 买方火电发电企业申报购电量价曲线第一段出力区间起点为发电企业的最大发电能力，最后一段出力区间终点为发电企业的最小发电能力。火电发电企业运行日最小发电能力沿用省内电力现货市场运行参数，未开展省内电力现货市场运行省份及独立申报的火电发电企业需单独申报其最大、最小发电能力，单位为兆瓦；配有电蓄热的买方火电发电企业最小发电能力为该火电发电企业申报的发电企业自身最小发电能力扣除电蓄热的计划用电电力。火电发电企业的最小发电能力要以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量。

(五) 买方电力用户、售电公司、新能源发电企业及核电发电企业申报购电量价曲线根据省内市场供需平衡情况、新能源预测偏差、核电安全运行要求综合考虑。

**第二十八条** 日前互济交易卖方经营主体申报要求如下：

(一) 卖方经营主体综合考虑必要费用，全天申报不超过 10 段单调非递减的“电力-价格”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）；每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点；第一段出力区间起点为发电企业的最小发电能力，最后一段出力区间终点为发电企业的最大发电能力。

(二) 申报电力最小单位为 1 兆瓦，申报价格最小单位为 1 元/兆瓦时。

(三) 卖方经营主体申报价格上下限范围参照附件六。

(四) 卖方火电发电企业、新能源发电企业及核电发电企业申报“电力-价格”曲线第一段出力区间起点为发电企业的最小发电能力，最后一段出力区间终点为发电企业的最大发电能力。省内电力现货市场运行省份卖方发电企业运行日最大、最小发电能力沿用省内电力现货市场运行参数，未开展省内电力现货市场运行省份及独立申报的市场主体需单独申报发电企业最大、最小发电能力，单位为兆瓦，发电企业申报的最大发电能力不得超过其额定出力。火电发电企业申报的最小发电能力为其自身最小发电能力，新能源场站最小发电能力为 0。

(五) 卖方火电机组还需申报以下机组物理运行参数：

冷态启动时间：即机组处于冷态情况下（停机时间 72 小时及以上）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

热态启动时间：即机组处于热态情况下（停机时间 72 小时以内）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

额定有功功率，单位为兆瓦。

最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。

综合厂用电率，单位为%。

典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至 50%装机容量期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟，开机曲线持续时间不超

过3小时(大于等于机组从并网开始有功达到最小发电能力的时间)。

最小连续开机时间,即机组竞价开机后,距离下一次停机至少需要连续运行的时间,单位为小时;最小连续开机时间与省内电力现货市场要求一致。

### 第三节 日前互济交易申报信息合理性校验

#### **第二十九条** 日前卖方经营主体可卖出电力计算。

日前卖方可卖出电力为卖方日前申报的最大发电能力(新能源场站为短期功率预测,可叠加配储放电能力)扣除省内电力现货市场日前预出清结果或预计划及日前省间电力现货市场出清结果。

#### **第三十条** 日前买方经营主体可买入电力计算。

日前买方火电发电企业可买入电力为省内电力现货市场日前预出清结果或预计划叠加日前省间电力现货市场出清结果扣除发电企业最小发电能力。

#### **第三十一条** 日前互济交易合理性校验。

(一)经营主体申报数据应满足规定要求,由技术支持系统根据要求自动进行初步审核,初步审核不通过的不允许提交。

(二)省间电力现货市场出清后,网调、省调在数据上报前分别对互济交易中的经营主体申报量进行合理性校验,保证交易节点内部电能申报量可送出或受入;网调对区域内各交易节点的申报量进行合理性校验,保证区域内电能申报量可执行。

(三)合理性校验过程中,需对经营主体可买入/可卖出电力进行加和计算,若满足受入或送出能力无法满足可买入/可卖出电力时,

可按照价格优先的原则依次调减。当以上条件均相同时，按照申报电力等比例调减，形成合理性校验结果，省调将合理性校验结果上报至网调。

（四）合理性校验后，省调将买卖双方“电力-价格”曲线按照合理性校验要求扣减后的曲线上报至网调。

#### 第四节 日前互济交易出清

**第三十二条** 网调依托互济交易技术支持系统组织日前互济交易出清。

**第三十三条** 日前出清电力和价格折算方法如下：

日前买方按照报价由高到低形成买方序列。其中买方序列的可买入电力、申报价格，考虑输电价格（含税、含线损）后折算到卖方节点。

**第三十四条** 日前集中竞价出清如下：

（一）买方经营主体在所在节点日前申报“电力-价格”曲线，考虑所有交易路径的输电价格（含税、含线损）后，逐一折算到卖方节点。

（二）在卖方节点，买方经营主体报价按照从高到低排序，卖方经营主体（含在运、停备机组）报价从低到高排序，形成价差交易对，综合考虑上网环节线损，输电价格及输电通道容量限额等约束条件，以在运机组优先成交为前提，以“社会福利最大化”为目标，开展集中优化出清。

（三）日前互济交易中成交对成交价格为市场优化出清后匹

配的日前买电与日前卖电的价差。

（四）存在多个价差相同的交易对时，按照日前申报电力比例分配交易对中的卖方节点送出需求和买方节点受入需求。

交易对中卖方节点的送出需求分配：按照卖方节点在全部价差相同交易对中涉及的所有买方节点日前申报电力的比例，对该卖方节点日前申报电力进行分配，形成该交易节点外送各买方节点的电力。

交易对中买方节点的受入需求分配：按照买方节点在全部价差相同交易对中涉及的所有卖方节点日前申报电力的比例，对该买方节点日前申报电力进行分配，形成该交易节点受入各卖方节点的电力。

（五）考虑省间联络线输电容量对成交电力校验调整。若相关交易对的日前成交电力超出某一省间联络线或输电断面的可用输电容量，则按比例缩减相关交易对的日前成交电力，形成各交易对在对应省间联络线及输电断面上的日前成交电力。

**第三十五条** 日前出清边际价格计算如下：

卖方节点最后一笔成交交易对中买方申报价格与卖方申报价格的平均值为该卖方节点的边际价格。

**第三十六条** 停备机组未成交时段以最小发电能力作为固定出力运行，未成交时段产生的费用由该停备机组在互济交易出清时，市场形成全部交易对的买方进行承担；未成交时段指省内电力现货市场日前机组组合中在运拟停备机组当日 0:00 时刻至启机交易成

交时段起点时刻间时段和停机机组启机交易成交时段终点时刻至当日 24:00 时刻间的时段。

**第三十七条** 省内电力现货市场未运行期间，卖出电能量的发电企业按成交结果增加发电份额，买入电能量的电网企业、售电公司、电力用户扣除其参与省内电力现货市场的买电需求。省内电力现货市场运行期间，日前互济交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买入电能量的发电企业按照互济交易成交结果从高到低扣减发电能力后参与省内电力现货市场，买方成交结果作为受端关口电源参与省内电力现货市场出清。

**第三十八条** 按照 9 号文相关要求，由京交五部及省级电力交易机构负责开展日前市场各时段出清电价、出清电量等互济交易出清后信息的披露工作。

### 第五节 日前互济交易流程

#### **第三十九条** 日前互济交易时序

D-1 日 12:30-13:00，省间电力现货市场出清后，经营主体申报参加互济交易的相关信息；网调、省调对经营主体的申报量进行合理性校验。省调将经营主体申报参加互济交易的相关信息及通过合理性校验后扣减的分时“电力-价格”曲线上报至网调。

D-1 日 13:00 前，网调对区域内各交易节点的申报量进行合理性校验。

D-1 日 13:00-14:00，网调组织日前互济交易。

D-1 日 14:00-14:30，网调将日前互济交易结果和省间联络线计

划下发至相关省调。

## 第五章 日内互济交易

### 第一节 日内互济交易组织周期

**第四十条** 日内互济交易从0:00时刻开始以30分钟为一个固定交易周期，滚动组织未来2小时的日内互济交易。

### 第二节 日内互济交易准备

**第四十一条** 按照9号文要求，省级电力交易机构发布交易前信息公告。

**第四十二条** 日内经营主体申报要求如下：

（一）日内经营主体可重新申报量价信息，也可沿用日前申报交易信息，新能源发电企业通过省级新能源功率预测系统滚动申报超短期预测出力曲线（可叠加配储放电能力）。

（二）买方电力用户、售电公司、新能源发电企业及核电发电企业日内申报的购电曲线根据省内市场供需平衡情况、新能源预测偏差、核电安全运行要求综合考虑。

### 第三节 日内互济交易申报信息合理性校验

**第四十三条** 日内卖方经营主体可卖出电力计算。

日内卖方可卖出电力为卖方日内申报的最大发电能力（新能源场站为短期功率预测，可叠加配储放电能力）扣除省内电力现货市场日前正式出清结果或日前正式计划及日内省间电力现货市场出清结果，具备条件时日内互济卖方可卖出电力为卖方日内申报的发电能力扣除省内电力现货市场日内滚动出清结果。

**第四十四条** 日内买方经营主体可买入电力计算。

日内买方火电发电企业日内可买入电力为省内电力现货市场日前正式出清结果或日前正式计划叠加日内省间电力现货市场出清结果扣除最小发电能力，具备条件时日内互济买方可买入电力为省内电力现货市场日内滚动出清结果扣除最小发电能力。

**第四十五条** 日内互济交易合理性校验。

日内互济交易合理性校验与日前互济交易合理性校验一致（本实施办法“第三十一条”）。

#### 第四节 日内互济交易出清

**第四十六条** 网调依托互济交易技术支持系统组织日内互济交易出清。

**第四十七条** 日内出清电力和价格折算方法如下：

日内互济交易采用集中竞价，买卖双方高低匹配，按价差由高到低依次成交出清。

**第四十八条** 日内集中竞价出清如下：

（一）沿用买方经营主体在所在节点日前申报“电力-价格”曲线，考虑所有交易路径的输电价格（含税、含线损）后，逐一折算到卖方节点。

（二）在卖方节点，买方经营主体报价按照从高到低排序，卖方经营主体报价从低到高排序，形成价差交易对，在三省一区内已开机的机组组合下，综合考虑上网环节线损，输配电价格及输电通道容量限额等约束条件，以“社会福利最大化”为目标，开展集中优化出清。

（三）互济交易中日内成交对成交价格为市场优化出清后匹配的日内买电与日内卖电的价差。

（四）存在多个价差相同的交易对时，按照日内申报电力比例分配交易对中的卖方节点送出需求和买方节点受入需求。

交易对中卖方节点的送出需求分配：按照卖方节点在全部价差相同交易对中涉及的所有买方节点日内申报电力的比例，对该卖方节点日内申报电力进行分配，形成该交易节点外送各买方节点的电力。

交易对中买方节点的受入需求分配：按照买方节点在全部价差相同交易对中涉及的所有卖方节点日内申报电力的比例，对该买方节点日内申报电力进行分配，形成该交易节点受入各卖方节点的电力。

（五）考虑省间联络线输电容量对成交电力校验调整。若相关交易对的日内成交电力超出某一省间联络线或输电断面的可用输电容量，则按比例缩减相关交易对的日内成交电力，形成各交易对在对应省间联络线及输电断面上的日内成交电力。

**第四十九条** 日内出清边际价格计算如下：

卖方节点最后一笔成交交易对中买方申报价格与卖方申报价格的平均值为该卖方节点的边际价格。

**第五十条** 省内电力现货市场未运行期间，卖出电能量的发电企业按成交结果增加发电份额，买入电能量的电网企业、售电公司、电力用户扣除其参与省内市场的买电需求。省内电力现货市场运行

期间，日内互济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参与省内出清。

**第五十一条** 按照 9 号文相关要求，由京交五部及省级电力交易机构负责开展日前市场各时段出清电价、出清电量等互济交易出清后信息的披露工作。

### 第五节 日内（实时）互济交易流程

**第五十二条** 日内（实时）互济交易时序。

T-60 分钟前，日内省间电力现货交易形成出清结果。

T-60 至 T-45 分钟，重新申报的经营主体申报互济交易量价信息，网调、省调对经营主体的申报量进行合理性校验。在该时段日内互济交易中仅卖出电力的省份，省调将通过合理性校验后扣减的发电企业“电力-价格”曲线整合至一条“电力-价格”曲线上报至网调；在该时段日内互济交易中仅买入电力的省份，省调将买方电力用户、售电公司、新能源发电企业、核电发电企业“电力-价格”曲线以及通过合理性校验后扣减的买方火电发电企业“电力-价格”曲线整合至一条“电力-价格”曲线上报至网调。

T-45 分钟前，网调对区域内各交易节点的申报量进行合理性校验。

T-45 至 T-30 分钟，网调组织开展日内互济交易出清，并将交易结果和省间联络线计划下发至相关调度机构。

## 第六章 统一安全校核

**第五十三条** 统一安全校核，是指在省内电力现货市场预出清阶段对全网火电机组开机容量进行安全校核，确保满足安全约束，并在省内电力现货市场正式出清阶段对全网潮流分布进行安全校核，确保市场交易结果具备可执行性。

**第五十四条** 火电开机容量安全校核。

为保障区域电网安全稳定运行、电力保供及新能源消纳，在省内电力现货市场日前预出清阶段，安全约束机组组合（SCUC）后、安全约束经济调度（SCED）前，对全网火电机组开机容量进行安全校核。

当全网开机容量不满足全网最小开机容量约束（其中最小开机容量约束参照安全稳定管理规定）时，按以下原则校正机组开机方式，确定各省启机机组总容量：

（一）当各省安全约束机组组合中拟停机组总容量大于最大停机容量约束时，对各省机组组合中的拟停机组按比例分配拟停机组总容量。

（二）若各省机组组合仍未满足全网最小开机容量约束时，根据各省备用机组容量比例分配各省开机机组总容量。

此外需满足机组最小停机间隔时间、机组综合启停次数、机组状态约束等约束条件。

当全网停机容量不满足全网最大开机容量约束（其中最大开机容量由网调根据电力电量平衡情况确定）时，按以下原则校正机组

开机方式，确定各省停机机组总容量：

（一）省内电力现货市场预出清机组组合中拟启机机组优先不安排启机，并按照电能量量价信息高价优先排序。

（二）受阻断面内的机组优先停机。

（三）平均电能量高价优先停机。

此外需满足机组最小运行方式、最小连续开机时间、机组综合启停次数等约束条件。

#### **第五十五条** 全网潮流安全校核。

（一）网调组织省调确定通道可用输电能力或断面限额，互济交易出清过程闭环考虑通道安全约束。

（二）区内保供紧张时段，为保障区内电力平衡，各省上报省间电力现货交易量前由网调开展平衡校核。

（三）省调向网调报送省内电力现货市场申报数据及出清结果，网调组织省调对互济交易、各省省内电力现货市场出清结果开展全网主要断面潮流安全校核。

## 第七章 交易执行与偏差处理

### 第一节 交易执行

**第五十六条** 省间联络线计划安排优先级如下：

- (一) 省间中长期交易。
- (二) 日前省间电力现货交易。
- (三) 日前互济交易。
- (四) 日内省间电力现货交易。
- (五) 日内互济交易。

### 第二节 偏差处理

**第五十七条** 互济交易结果纳入省间联络线计划，作为省内市场的运行边界，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

**第五十八条** 省内电力现货市场运行时，省内发电企业实际发电出力低于互济交易的电力时，互济交易的电力不变，少发电能按照省内电力现货市场价格向省内其他发电企业购买。省内电力现货市场未运行时，发电企业电量按照相关规则进行偏差考核。

**第五十九条** 网调直调机组实际发电能力下降导致与互济交易结果出现偏差时，采用如下方式进行偏差调整：

少发电能优先通过调增直调发电企业内部机组进行补足；如直调发电企业内部无法补足，由相关省份发电企业或相同调管范围内其余直调机组调增出力进行补足，保持省间联络线计划不变；调增后对相关省产生的影响，由直调发电企业按照省内电力现货市场规则对其进行补偿。对于未开展省内电力现货市场的省份，直调发电

企业按照省内中长期交易平均价格对相关省份发电企业进行补偿，或按照省内相关规则进行偏差考核。

**第六十条** 当省间联络线因电网故障、设备异常、自然灾害、外力破坏及其他原因导致输电能力下降时，电力调度机构依据调度规程，按照“安全第一”的原则，及时调减或取消日内互济交易。

省间交流联络线输电功率波动、输电线损误差等因素造成实际执行值与所有交易的偏差，按照相关规则处理。

## 第八章 计量方法与结算原则

### 第一节 交易计量

#### 第六十一条 计量装置设置要求如下：

（一）电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，在产权分界点设置关口电能计量装置。

（二）发电企业上网电量计量装置原则上设在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应变（线）损，并由发电企业、电网企业在相关合同中进行约定。

（三）所有的省间结算关口点，需要安装具备分时计量能力的计量装置，计量装置的精确度达到国家、行业的要求，并能接入相应的电能量采集系统。

（四）省间结算关口包括各跨省专项工程的送端和受端、省间交流联络线送端和受端、省间点对网电厂及直流配套电源上网侧、省间统分电源的上网侧等。

（五）输电电量计量装置原则上应按输电价格核准文件中有关规定设置或与买电电量计量装置保持一致。

（六）省间结算关口计量装置应由电网企业与相关主体明确约定，若发生变更，交易各方应以书面方式进行确认。

#### 第六十二条 计量数据要求如下：

（一）电力交易机构根据电网企业提供的关口点计量数据，向经营主体出具结算依据。

(二) 当计量装置故障等问题导致计量表计底码值不可用时，电网企业出具电量更正报告，由电力交易机构组织相关经营主体确认后进行结算。

(三) 交易执行的关口表名称和计量数据间逻辑关系应标志清晰。

**第六十三条** 电网企业负责计量数据的统一管理。

**第六十四条** 市场结算用的关口计量数据，原则上应由电能计量采集管理信息系统自动采集，并按相关市场规则要求的抄表周期报送至电力交易机构。

## 第二节 结算原则

**第六十五条** 互济交易结算周期如下：

(一) 互济交易结算采用日清月结方式，D+5 日进行市场化交易结果清分，生成日清分结果。京交五部及省级电力交易机构依据调度机构提供的互济交易结果和实际执行情况按日发布日清分结果；交易机构在次月结算规定时限内，汇总其它交易结果，统一出具月度结算依据，并向经营主体发布。

(二) 网调、省调 D+1 日将 D 日市场交易结果和实际执行情况等信息提供给京交五部及省级电力交易机构。

**第六十六条** 互济交易结算依据如下：

(一) 调度机构负责提供互济交易出清结果及执行结果，包括互济交易周期（日前、日内）、电量、电价；京交五部会同相关省级电力交易机构提供互济交易结算依据；电网企业负责开展相关经

营主体电费结算。

### 第三节 结算方法

#### **第六十七条** 互济交易费用计算如下：

卖方经营主体参与互济交易的总收入，包括日前和日内两部分，其中日前部分为互济交易中卖方日前成交的电量与日前出清边际价格的乘积，日内部分为互济交易中卖方日内成交的电量与日内出清边际价格的乘积。

买方经营主体参与互济交易的总支出，包括日前和日内两部分，其中日前部分为互济交易中卖方日前成交的电量与日前出清边际价格、输电价格（含税、含线损）之和的乘积，日内部分为互济交易中卖方日内成交的电量与日内出清边际价格、输电价格（含税、含线损）之和的乘积。

## 第九章 市场风险防控

### 第一节 市场力检测及缓解

**第六十八条** 开展市场力评估分析，在互济交易完成后，分别计算 *HHI* 指数、*RSI* 指数、*MRR* 指数及 *Top-4* 指数四项市场力评估指标。

**第六十九条** 国家能源局东北监管局及政府主管部门依据报价检测结果和市场力评估分析结果，可以采取市场力缓解措施进行干预。

### 第二节 市场限价

**第七十条** 市场限价设定应考虑经济社会承受能力，有利于市场发现价格，激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，防范市场运行风险。

**第七十一条** 互济交易除正常交易的市场限价之外，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，可设置并执行二级价格限值。

### 第三节 风险干预

**第七十二条** 为保障电网安全稳定运行，当出现如下情况时，市场运营机构可进行风险干预：

（一）出现电网故障、系统频率或电压超过正常范围、设备超过稳定限额等情况。

（二）因突发性社会事件、异常气象和自然灾害等，威胁电网安全运行或电力可靠供应。

(三) 新能源预测出现重大偏差, 影响市场正常运行。

(四) 相关技术支持系统故障, 影响市场正常运行。

(五) 落实政府部门的特殊管控要求。

(六) 其他必要情况。

**第七十三条** 当出现第七十二条所述情况时, 可采取如下风险干预措施:

(一) 调整市场交易范围, 暂停指定范围内的电力市场交易。

(二) 调整市场交易时间, 暂缓组织市场交易。

(三) 取消一定时段的日前交易或日内交易。

(四) 重新进行日前或日内出清计算。

(五) 其他措施。

**第七十四条** 采取风险干预措施后, 市场运营机构应通知相关对象风险干预的原因和范围等信息。

风险干预期间, 市场运营机构应记录干预时间、干预操作、干预原因等内容。

市场运营机构确定市场风险已消除, 市场具备恢复正常运行条件时, 结束风险干预。

#### 第四节 市场中止

**第七十五条** 当无法保证电网安全稳定运行、电力可靠供应或市场秩序受到严重扰乱时, 市场运营机构可中止市场交易, 电力调度机构按照安全第一的原则及时进行处置。

**第七十六条** 当出现以下情况时, 市场运营机构可中止互济交

易：

（一）因突发性社会事件、异常气象和自然灾害等，电力供应出现严重不足或电网运行出现较大风险。

（二）发生重大电源或电网故障，严重影响电力有序供应或电力系统安全运行。

（三）相关技术支持系统（智能调度技术支持系统（含现货功能）、交易中心交易平台、数据通信系统等）发生故障，导致短期内无法正常组织市场交易。

（四）其他严重异常情况。

**第七十七条** 当出现第七十六条所述情况时，可采用如下处理措施：

互济交易中止期间，各级电力调度机构依据调度规程，以保障电网安全运行、电力有序供应为原则，及时进行相关处置，调整电网运行方式。

**第七十八条** 市场中止由市场运营机构通知相关对象，通知的内容包括市场中止的原因、范围和开始时间。

市场运营机构可在采取中止措施后，记录中止的起因、起止时间等内容，同时按照相关规定通过电力交易平台向相关市场成员发布相关信息，事后报国家能源局东北监管局备案。

市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，通知各市场成员恢复市场交易。

## 第十章 信息披露

### 第一节 信息披露管理

**第七十九条** 省级市场运营机构负责互济交易信息披露的实施，按 9 号文要求，通过省级信息披露平台发布信息。

**第八十条** 省调将需要披露的信息上报至互济交易技术支持系统主站，主站将信息汇总后下发至省调，省调通过省级信息披露平台发布信息。

### 第二节 常态化信息发布

**第八十一条** 定期进行年度、月度等常态化电力市场信息披露，相关信息如有变更及时发布变更说明，常态化信息包括：

- （一）互济交易第三方校验报告。
- （二）电网主要网络通道示意图（500kV 电压等级及以上）。
- （三）发电机组转商情况。
- （四）政府印发的电价政策相关文件、输配电价、政府核定的输配电线损率、政府性基金及附加等。

### 第三节 交易前信息发布

**第八十二条** D-1 日 12:30 前发布 D 日互济交易所需相关信息：

- （一）必开必停机组名单及总容量。
- （二）开停机不满足最小约束时间机组名单。
- （三）市场参数信息，包括互济交易出清模块算法及运行参数、价格限值。
- （四）约束信息，包括发输变电设备投产、退役计划、发输变

电设备检修计划、省间联络线输电可用容量等。

#### 第四节 交易后信息披露

**第八十三条** 日前互济交易出清后发布出清结果相关信息。

(一) D 日日前互济交易出清边际价格。

(二) D 日经营主体日前互济交易中标出力与电量。

**第八十四条** 日内互济交易出清后发布出清结果相关信息。

(一) D 日日内互济交易出清边际价格。

(二) D 日经营主体日内互济交易中标出力与电量。

#### 第五节 市场风险防控信息披露

**第八十五条** 互济交易出现暂停、中止、重新启动等情况时，市场运营机构将发生原因、起止时间及时向经营主体进行信息披露。

#### 第六节 结算后信息披露

**第八十六条** 互济交易月结流程完成后电力交易平台发布月结算预账单，发布后 3 天内，经营主体进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，逾期未反馈的视为确认。反馈意见经双方确认一致后，形成月结算账单确认结果。

经营主体确认后，电力交易平台发布月结算正式账单。

#### 第七节 信息披露原则和方式

**第八十七条** 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

**第八十八条** 市场信息通过电力交易平台披露，各省级电力交易机构应配合北京电力交易中心开展市场信息披露工作。

## 第十一章 合同管理

**第八十九条** 互济交易合同包括电子承诺书和电子交易单。经营主体在互济交易报价前，需在东北电力互济交易技术支持系统中，阅知《电力互济交易风险提示书》，并签订电子承诺书。调度机构将签订的交易合同提供给交易中心作为交易结算依据。

## 第十二章 免责条款

**第九十条** 电网企业输配电业务属于监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任。

不可抗力引发的发输变电设备异常，造成其他市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任。不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。

出现电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保持平稳有序等情况，市场运营机构按规定对市场进行干预或中止，电力调度机构按“安全第一”的原则处理，并予以免责。

### **第十三章 附则**

**第九十二条** 本实施办法由国家能源局东北监管局负责解释。

附件一：互济交易出清模型

附件二：电子交易承诺书

附件三：电力互济交易风险提示书

附件四：互济交易组织、出清、结算计算方式

附件五：互济交易输电价格及线损计算方式

附件六：互济交易申报价格范围

## 附件一：

### 互济交易出清模型

#### 一、互济出清算法模型

##### (一) 目标函数

目标函数为社会福利最大化，即：

$$\max U = \sum_{t \in T} \sum_{r \in R} \sum_{o \in O} \sum_{d \in D} F_{od,r}^t (P_d^t - C_{d,r}^t - P_o^t)$$

式中： $P_d^t$ 、 $P_o^t$ 分别表示购方 $d$ 、售方 $o$ 在 $t$ 时刻的申报价格； $F_{od,r}^t$ 表示每个购售对 $(o,d)$ 在可行交易路径 $r$ 上 $t$ 时刻的售端的中标电力； $C_{d,r}^t$ 表示购方 $d$ 在 $t$ 时刻从交易路径 $r$ 购电所需要承担的输电费； $T$ 、 $R$ 分别表示所有交易时段 $t$ 、路径 $r$ 的集合； $O$ 、 $D$ 分别表示所有售方、购方市场主体集合。

##### (二) 约束条件

##### (1) 交、直流输电通道潮流计算

$$\sum_{o \in R_o} \sum_{d \in R_d} \sum_{r \in R_r} F_{od,r}^t D_{tie}^r S_{tie}^r = X_{TF}^{tie,t}$$

式中： $X_{TF}^{tie,t}$ 表示在 $t$ 时刻经由输电通道 $tie$ 的潮流； $D_{tie}^r$ 表示交易路径 $r$ 经过的输电通道 $tie$ 上的潮流方向，用1表示正向，-1表示反向； $S_{tie}^r$ 表示不考虑线损下，交易路径 $r$ 上经由的通道 $tie$ 的潮流分布因子。交流断面上 $S_{tie}^r$ 计算公式如下：

$$S_{tie}^r = T_{tie}^{VD} - T_{tie}^I$$

直流通道上 $S_{tie}^r$ 则为1或者-1； $R_r$ 表示与输电通道 $tie$ 相关联的所有交易路径 $r$ 的集合； $R_o$ 表示与 $R_r$ 路径相关的所有售方主体集合；

$R_o$  表示与  $R_r$  路径相关的所有购方主体集合。

(2) 交、直流输电通道 ATC 约束

$$X_{TF}^{\text{tie},t} \leq X_{ATC}^{\text{tie},t}$$

式中  $X_{ATC}^{\text{tie},t}$  表示交直流输电通道 **tie** 在  $t$  时刻的最大剩余可用输电能力。

(3) 售方中标电力约束

$$\sum_{r \in R} \sum_{d \in D} F_{od,r}^t \leq P_o^t$$

式中  $P_o^t$  表示售方  $o$  在  $t$  时刻的申报电力供给需求。

(4) 购方中标电力约束

$$\sum_{r \in R} \sum_{o \in O} F_{od,r}^t \leq P_d^t$$

式中  $P_d^t$  表示购方  $d$  在  $t$  时刻的申报电力购买需求。

## 附件二：

### 电子交易承诺书

为保障互济交易实施办法顺利开展，规范市场成员行为，维护市场秩序，在遵守国家相关法律法规的基础上，由参与东北电力互济交易技术支持系统的经营主体签订本承诺书，并同意作出如下承诺：

#### 一、交易资格

（一）本公司为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本承诺书。签署和履行参与交易所需的一切手续（包括办理必要的政府批准、取得许可和营业执照等）均已办妥并合法有效。

（二）已在电力交易机构注册，满足并遵守《东北电力互济交易实施办法》相关要求。

（三）发电企业已与电网企业签订《购售电合同》，单个时段内 15 分钟最小负荷不小于 1MW。

（四）参与交易时，任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未作出任何足以对参与交易产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

（五）同意通过技术支持系统参与交易，并按照相应交易事项执行。

## 二、交易合同

(一) 本公司同意交易采用“电子合同”形式。电子合同由本承诺书+交易单共同组成。交易结果发布后形成交易单，电子合同即成立生效，对本公司具有法律约束力。

(1) 同意在交易过程中使用电子签名、数据电文的形式。使用本公司交易账号和交易密码在技术支持系统中的各种操作，包括但不限于申报电力、电量、电价及对申报数据的补充、修改和对交易结果的核实、确认等，均为基于本公司的交易意愿产生的交易行为。本公司自行承担因自身故意或过失导致交易账号和交易密码管理不善带来的风险和损失。

(2) 同意所参与的互济交易的方式、电力、电量、价格等，以技术支持系统发布的信息公告、交易结果为准。认可由交易结果产生的购售输电关系，并对交易结果中电量、电价等各项内容全面、适当履行。

(二) 本公司同意电子合同作为《购售电合同》的有效补充，与《购售电合同》具有相同法律效力。电子合同中未明确的，按照《购售电合同》执行。《购售电合同》相关条款与电子合同相关内容出现不一致时，按照电子合同约定的内容执行。

## 三、其他

本公司为签署承诺书所需的内部授权程序均已完成，本承诺书为书面文件时，签署承诺书的是本公司法定代表人或授权代理人，承诺书自法定代表人或授权代理人签署之日起生效。采用电子文本

时，通过本公司账号、密码，在技术支持系统参与省间电力现货交易之前，点击“同意”即为签署生效。本承诺书生效后即对本公司具有法律约束力。

## 附件三：

### 电力互济交易风险提示书

各经营主体：

在进行电力互济交易时，由于收益与风险共存，为了使各经营主体了解其中的风险，根据相关的法律法规和交易规则，现将可能存在的风险提示如下，请您认真仔细阅读：

（一）宏观系统风险：由于我国宏观经济形势变化、地区宏观经济环境和电力交易市场的变化、电力供需形势变化，可能会引起电力互济交易价格波动。

（二）政策风险：因国家宏观政策、相关法律法规和交易规则发生变化以及监管部门监管政策的调整，可能引起电力互济交易价格波动。

（三）不可抗力风险：由于自然灾害、战争等不可抗力因素的出现，将严重影响电力互济交易的正常运行。对于由不可抗力风险所导致的任何损失，由经营主体自行承担。

（四）网络风险：因不可抗力、计算机病毒或者黑客攻击、突发性的软硬件设备与电子通信设备故障、网络服务提供商线路或其他故障等原因造成服务中断或不能满足用户要求，交易平台不承担任何责任。网络环境存在诸多不可预知因素，交易平台未主动或故意泄露用户隐私资料，平台不承担任何相关责任。如用户使用交易平台时被第三方抓取甚至泄露信息，由用户自行承担风险。

（五）安全风险：由于经营主体密码失密、操作不当、决策失

误、公告查阅不及时等原因可能会使经营主体发生亏损；交易平台上操作完毕后未及时保存，致使未申报成功而造成的损失；交易平台上操作完毕后未及时退出，被他人利用进行恶意操作而造成的损失；上述损失都将由经营主体自行承担。在经营主体进行省间电力现货交易时，委托他人代理进行交易，长期不关注账户变化有可能造成损失，他人给予经营主体的保证获利或不会发生亏损的任何承诺都是没有根据的，类似的承诺不会减少经营主体发生亏损的可能。

本风险提示书无法穷尽从事电力互济交易的全部风险情形，请务必全面了解互济交易实施办法及相关规定。

## 附件四：

### 互济交易组织、出清、结算计算方式

#### 一、输电价格及输电线损计算方式

(一) 当交易路径中仅含跨省交流通道时：

$$price_{\text{输电价格(含税、含线损)}} = price_{\text{送出省输电价格(含税、含线损)}} + price_{\text{东北分部输电价格(含税、不含线损)}} + price_{\text{东北分部线损折价}}$$

(二) 当交易路径中仅含伊穆直流通道时：

$$price_{\text{输电价格(含税、含线损)}} = \frac{price_{\text{伊穆直流输电价格}}}{1-\rho} + price_{\text{伊穆直流输电线损折价}}$$

(三) 当交易路径中含伊穆直流通道及跨省交流通道时：

$$price_{\text{输电价格(含税、含线损)}} = price_{\text{送出省输电价格(含税、含线损)}} + price_{\text{东北分部输电价格(含税、不含线损)}} + price_{\text{东北分部线损折价}} + \frac{price_{\text{伊穆直流输电价格}}}{1-\rho} + price_{\text{伊穆直流输电线损折价}}$$

$price_{\text{输电价格(含税、含线损)}}$  为输电价格(含税、含线损)。

$price_{\text{送出省输电价格}}$  为送出省输电价格。

$price_{\text{送出省线损折价}}$  为送出省线损折价。

$price_{\text{东北分部输电价格}}$  为东北分部输电价格。

$price_{\text{东北分部线损折价}}$  为东北分部线损折价。

$price_{\text{伊穆直流输电价格}}$  为伊穆直流输电价格。

$price_{伊穆直流输电线损折价}$  为伊穆直流输电线损折价。

$\rho$  为伊穆直流线损率。

## 二、申报信息合理性校验计算方式

(一) 日前卖方经营主体可卖出电力：

$$power_{日前卖电,k} = power_{日前最大发电能力,k} - power_{预出清(预计划),k} - power_{日前省间,k}$$

其中：

$power_{日前卖电,k}$  为卖方经营主体  $k$  的日前可卖出电力。

$power_{日前最大发电能力,k}$  表示卖方发电企业  $k$  日前申报的运行日最大发电能力（不大于额定有功功率），单位为兆瓦。

$power_{预出清(预计划),k}$  表示卖方发电企业  $k$  日前省内电力现货市场预出清结果或预计划。

$power_{日前省间,k}$  表示卖方发电企业  $k$  日前省间电力现货市场出清结果。

(二) 日前买方经营主体可买入电力：

$$power_{买方可买入,j} = power_{预出清(预计划),j} + power_{日前省间,j} - power_{最小发电能力,j}$$

其中：

$power_{买方可买入,j}$  表示买方发电企业  $j$  可买入电力。

$power_{预出清(预计划),j}$  表示买方发电企业  $j$  日前省内电力现货市场预出清结果或预计划。

$power_{日前省间,j}$  表示买方发电企业  $j$  日前省间电力现货市场出清

结果。

$power_{\text{最小发电能力},j}$  表示买方发电企业  $j$  运行日最小发电能力。

(三) 日内卖方经营主体可卖出电力：

$$power_{\text{日内卖方可卖出},i} = power_{\text{日内最大发电能力},i} - power_{\text{日前正式出清（日前正式计划）},i} - power_{\text{日内省间},i}$$

or

$$power_{\text{日内卖方可卖出},i} = power_{\text{日内最大发电能力},i} - power_{\text{日内滚动出清（日内滚动计划）},i}$$

其中：

$power_{\text{日内卖方可卖出},i}$  表示卖方发电企业  $i$  日内可卖出电力。

$power_{\text{日内最大发电能力},i}$  表示卖方发电企业  $k$  日内申报的运行日最大发电能力（不大于额定有功功率），单位为兆瓦。

$power_{\text{日前正式出清（日前正式计划）},i}$  表示卖方发电企业  $i$  日前省内电力现货市场正式出清结果或日前正式计划。

$power_{\text{日内省间},i}$  表示卖方发电企业  $i$  日内省间电力现货市场成交结果。

$power_{\text{日内滚动出清（日内滚动计划）},i}$  表示卖方发电企业  $i$  实时现货市场中上一时刻的日内滚动出清结果或日内滚动计划出力。

(四) 日内买方经营主体可买入电力：

$$power_{\text{日内买方可买入},j} = power_{\text{日前正式出清（日前正式计划）},j} + power_{\text{日内省间},j} - power_{\text{最小发电能力},j}$$

or

$$power_{\text{日内买方可买入},j} = power_{\text{日内滚动出清},j} - power_{\text{最小发电能力},j}$$

其中：

$power_{\text{日内买方可买入},j}$  表示买方火电发电企业  $j$  日内可买入电力。

$power_{\text{日前正式出清(日前正式计划)},j}$  表示买方火电发电企业  $j$  日前省内电力现货市场正式出清结果或日前正式计划。

$power_{\text{日内省间},j}$  表示买方火电发电企业  $j$  日内省间电力现货市场成交结果。

$power_{\text{最小发电能力},j}$  表示买方火电发电企业  $j$  运行日最小发电能力，其中新能源场站最小发电能力为 0，火电发电企业最小发电能力不小于 0，不大于最小技术出力。

### 三、出清计算方式

(一) 出清电力和价格折算方法：

(1) 当交易路径中仅含交流通道时：

$$power_{\text{买方可买入},j}^{\text{卖}} = power_{\text{买方可买入},j}$$

(2) 当交易路径中含伊穆直流通道时：

$$power_{\text{买方可买入},j}^{\text{卖}} = \frac{power_{\text{买方可买入},j}}{1-\rho}$$

$$price_{\text{买电},j}^{\text{卖}} = price_{\text{买电},j} - price_{\text{输电价格(含税、含线损)}}$$

其中：

$power_{\text{买方可买入},j}^{\text{卖}}$  为买方主体  $j$  可买入电力折算到卖方节点的电力。

$price_{\text{日前买电},j}^{\text{卖}}$  为买方主体  $j$  申报价格折算到卖方节点的价格。

$price_{\text{买电},j}$  为买方主体  $j$  申报价格。

(二) 交易对成交价格计算：

$$\Delta price_{\text{交易对},i-j} = price_{\text{买电},j}^{\text{卖}} - price_{\text{卖电},i}$$

其中：

$\Delta price_{\text{交易对},i-j}$  为折算到卖方节点的买方经营主体  $j$  与卖方经营主体  $i$  撮合的交易对在  $t$  时段的价差。

$price_{\text{卖电},i}$  为卖方经营主体  $i$  申报价格。

(三) 交易对中卖方节点的送出需求分配计算：

$$power_{\text{分配卖电},i-j} = power_{\text{申报卖电},i-j} \times \frac{power_{\text{申报买电},i-j}^{\text{卖}}}{\sum_{r=1}^{SG} power_{\text{申报买电},i-j}^{\text{卖}}}$$

其中：

$power_{\text{分配卖电},i-j}$  为交易对  $i-j$  分配卖方电力。

$power_{\text{申报卖电},i-j}$  为交易对  $i-j$  申报卖方电力。

$power_{\text{申报买电},i-j}^{\text{卖}}$  为交易对  $i-j$  申报买方折算到卖方节点的电力。

$SG$  为价差相同且卖方经营主体相同的交易对对数。

(四) 交易对中买方节点的受入需求分配计算：

$$power_{\text{分配买电},i-j}^{\text{卖}} = power_{\text{申报买电},i-j}^{\text{卖}} \times \frac{power_{\text{申报卖电},i-j}}{\sum_{r=1}^{SS} power_{\text{申报卖电},i-j}}$$

其中：

$power_{\text{分配买电}, i-j}^{\text{卖}}$  为交易对  $i-j$  分配买方折算到卖方节点的电力。

$power_{\text{申报买电}, i-j}^{\text{卖}}$  为交易对  $i-j$  申报买方折算到卖方节点的电力。

$power_{\text{申报卖电}, i-j}$  为交易对  $i-j$  申报卖方电力。

$SS$  为价差相同且买方经营主体相同的交易对对数。

(五) 成交电力校验调整计算：

$$P_{\text{调整后}, i-j, t} = P_{i-j, t} \times \frac{T_{\text{可用输电}, l, t}}{T_{\text{待成交}, l, t}}$$

其中：

$l$  为  $t$  时刻越限最严重的省间联络线或输电断面。

$T_{\text{可用输电}, l, t}$  为省间联络线或输电断面  $l$  的可用输电容量。

$T_{\text{待成交}, l, t}$  为省间联络线或输电断面  $l$  在  $t$  时刻的待成交电力。

$P_{i-j, t}$  为交易对  $i-j$  在  $t$  时刻调整前成交电力。

$P_{\text{调整后}, i-j, t}$  为交易对  $i-j$  在  $t$  时刻调整后的成交电力。

(六) 出清边际价格计算：

$$price_{\text{边际价格}, i-j}^{\text{卖}} = (price_{\text{买电}, i-j}^{\text{卖}} + price_{\text{卖电}, i-j}) \times 0.5$$

其中：

$price_{\text{边际价格}, i-j}^{\text{卖}}$  为卖方节点的出清边际价格。

#### 四、结算计算方式

(一) 卖方经营主体总收入计算：

$$R_{\text{互济},i} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{日前互济},t,i} \times price_{\text{日前边际价格},t,i-j}) \\ + \sum_{t=1}^T (Q_{\text{日内互济},t,i} \times price_{\text{日内边际价格},t,i-j})$$

其中：

$R_{\text{互济},i}$  为卖方经营主体  $i$  参与互济交易的总收入。

$Q_{\text{日前互济},t,i}$  为卖方经营主体  $i$  在  $t$  时段参与互济交易中卖方日前成交的电量。

$Q_{\text{日内互济},t,i}$  为卖方经营主体  $i$  在  $t$  时段参与互济交易中卖方日内成交的电量。

(二) 买方经营主体总支出计算：

$$C_{\text{互济},j} = \sum_{t=1}^T \left[ Q_{\text{日前互济},t,j} \times \left( \begin{array}{l} price_{\text{日前边际价格},t,i-j} \\ + price_{\text{输电价格(含税、含线损)}} \end{array} \right) \right] \\ + \sum_{t=1}^T \left[ Q_{\text{日内互济},t,j} \times \left( \begin{array}{l} price_{\text{日内边际价格},t,i-j} \\ + price_{\text{输电价格(含税、含线损)}} \end{array} \right) \right]$$

其中：

$C_{\text{互济},j}$  为买方经营主体  $j$  参与互济交易的总支出。

## 五、市场力监测指数计算方式

(一)  $HHI$  指数

$HHI$  的计算方式如下：

$$HHI = \sum_{i=1}^N (100 \times S_i)^2$$

式中， $S_i$ 是第*i*个市场供应者的市场份额，一般指该发电集团的装机容量占参与竞争的总装机容量的比例， $N$ 为市场中发电集团的数目。

*HHI*指数的大小取决于市场上发电集团的数目和各发电集团市场份额的不均等程度。*HHI*越大，说明市场垄断程度越大，即市场集中度越高，表明市场中出现滥用垄断力行为的可能性就越大。垄断市场 *HHI* 为 10000，完全竞争市场 *HHI* 趋于 0。当  $HHI < 1000$  时，表示为竞争型市场；当  $1000 \leq HHI < 1800$  时，表示为低寡占市场；当  $HHI \geq 1800$  时，表示为高寡占市场。

## （二）*RSI* 指数

*RSI* 指数（剩余供应率）是指电力市场中某一时段除某个发电集团之外，其他发电集团的市场份额之和。用公式表示如下：

$$I_{RSI,i} = \frac{\sum_{j=1}^N q_j - q_i}{D}$$

其中， $N$ 为市场中发电集团的个数； $q_j$ 为第*j*个发电集团的申报容量（或电量）； $q_i$ 为第*i*个发电集团的申报容量（或电量）； $D$ 表示市场总需求。

某个发电集团的 *RSI* 指数越小，表明其控制市场价格的能力越强。当某发电集团的 *RSI* 指数小于 1 时，表明该发电集团必不可少，拥有市场力。

## （三）*MRR* 指数

指某一时段为满足市场需求，某发电集团必须发电的出力占其

可发电容量的比例，表明市场对该发电集团的依赖程度。用公式表示如下：

$$MRR_i = \frac{P_{i,t}}{P_{k,t}}$$

其中， $P_{i,t}$ 为  $t$  时段发电集团  $i$  必须发电的出力， $P_{k,t}$ 为  $t$  时段发电集团  $i$  可发电容量。

当某发电集团的  $MRR$  指数大于 0 时，表明必须调用该发电集团才能满足市场需求，该发电集团拥有市场力。 $MRR$  指数越大，表明该企业拥有市场力越强。

#### （四） $Top-4$ 指数

反映的是前 4 大发电集团所占市场份额之和。用公式表示如下：

$$Top-4 = \sum_{i=1}^4 S_i^{LS}$$

其中， $S_i^{LS}$  为发电集团按照市场份额从大到小排序后，第  $i$  个发电企业的市场份额。指数越大，表明市场的集中度越高。当  $Top-4$  指标大于 65 时，表明市场具有寡头垄断的性质。

$Top-4$  指标小于 65%，表明市场竞争较为充分。

## 附件五：

### 互济交易输电价格及线损计算方式

（一）东北分部输配电价参照《国家发展改革委关于第三监管周期区域电网输电价格及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕532号）要求执行，输电价格为 0.0163 元/千瓦时（含税、不含线损）。

（二）互济交易中卖方所在省的送出输电价格参照《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）要求执行，具体如下：

黑龙江：送出省输电价格为每千瓦时 0.03 元（含税、含线损）。

吉林：送出省输电价格为每千瓦时 0.03 元（含税、含线损）。

辽宁：送出省输电价格为每千瓦时 0.0285 元（含税、含线损）。

蒙东：送出省输电价格为每千瓦时 0.0301 元（含税、含线损）。

（三）伊穆直流（呼辽直流）输电价格、线损率参照《国家发展改革委关于核定部分跨省跨区专项工程输电价格有关问题的通知》（发改价格〔2018〕1227号）执行，伊穆直流（呼辽直流）输电价格为 4.59 分，线损率为 4.12%。

（四）东北区域电网线损率参照国网东北分部向国家能源局东北监管局报备综合线损率 2.35% 执行。

（五）线损折价计算公式：

东北分部线损折价 = (上网电价 + 送出省输电价) × 东北区域电网线损率 / (1 - 东北区域电网线损率)。

伊穆直流线损折价=(上网电价+伊穆直流输电价)×伊穆直流  
线损率/(1-伊穆直流线损率)。

## 附件六：

### 互济交易申报价格范围

（一）辽宁买方经营主体申报价格上下限范围暂定为[0, 1700]元/兆瓦时，卖方经营主体申报价格上下限范围暂定为[0, 1500]元/兆瓦时。

（二）吉林买方经营主体申报价格上下限范围暂定为[0, 1700]元/兆瓦时，卖方经营主体申报价格上下限范围暂定为[0, 1500]元/兆瓦时。

（三）黑龙江买方经营主体申报价格上下限范围暂定为[0, 1700]元/兆瓦时，卖方经营主体申报价格上下限范围暂定为[0, 1500]元/兆瓦时。

（四）蒙东买方经营主体申报价格上下限范围暂定为[0, 1700]元/兆瓦时，卖方经营主体申报价格上下限范围暂定为[0, 1500]元/兆瓦时。

各省（区）报价不超过出清限价范围，具体数值可由各省能源主管部门根据实际情况发文确定。