国家能源局华东监管局文件

华东监能市场〔2026〕96号

国家能源局华东监管局关于印发《长三角电力市场短期互济交易实施细则（试行）》的通知

各有关电网企业、电力调度机构、电力交易机构、相关经营主体:

为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，深化长三角电力市场建设，规范省市间短期互济交易行为，根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）等文件要求，国家能源局华东监管局组织整合长三角电力市场原有备用、调峰、富余新能源消纳互济、富余需求侧可调节资源互济等四个短期交易品种，编制形成《长三角电力市场短期互济交易实施细则（试行）》，经广泛征求政府有关部门、经营主

体意见并向社会公开征求意见，由长三角电力市场管理委员会审议通过，现予以印发。请国网华东分部组织各有关单位在2026年11月底前完成互济交易技术支持系统改造及联调测试，加强对经营主体的宣贯培训，经模拟试运行后于2027年1月1日起结算试运行。

执行过程中如遇重大问题，请及时报告。

国家能源局华东监管局

2026年11月6日

长三角电力市场短期互济交易实施细则
（试行）

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实长三角一体化发展战略和全国统一电力市场建设要求，更好发挥市场在资源配置中的决定性作用，激励发电及灵活调节资源积极参与长三角省市间电力互济，提升全网电力供需平衡保障能力与新能源市场化消纳水平，制定本细则。

第二条 本细则依据《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）及其配套文件、《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4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）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会第20号令）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）等文件制定。

第三条 本细则适用于上海市、江苏省、浙江省、安徽省、福建省（以下简称“五省市”）及国家电网有限公司华东分部调度控制中心（以下简称“华东网调”）直调经营主体之间开展的省市间短期电力互济交易。

第四条 长三角电力市场短期互济交易（以下简称“互济交易”）坚持市场化导向，根据“统一、开放、竞争、有序”原则，组织经营主体集中竞价出清，在省间电力现货交易基础上，进一步挖掘长三角省市间电力互济能力。各市场成员不得以参与互济交易为由，影响电力系统安全运行。

第五条 互济交易是在省内市场（预）出清或（预）计划基础上，有购电需求的经营主体（或代理暂未直接参与互济交易电力用户的省级电网企业），与有售电需求的经营主体之间开展的省市间电能量交易，满足经营主体灵活购售电与省市间电力互济互保等交易需求。

第六条 互济交易与各省市电力现货市场有序衔接，交易结果纳入省间联络线计划执行。现货市场运行期间，互济交易结果按省内现货市场规则执行，现货市场未运行期间，互济交易结果作为电力调度机构安排经营主体运行的依据。

第七条 国家能源局华东监管局（以下简称“华东能源监管局”）会同国家能源局浙江、江苏、福建监管办公室（以下简称“浙江、江苏、福建能源监管办”）和有关政府部门按照各自职能依法履行监管职责。华东网调和北京电力交易中心市场交易三部（以下简称“京交三部”）负责互济交易的运营管理，省级电力调

度机构（以下简称“省调”）、省级电力交易机构（以下简称“省交易中心”）配合并参与互济交易的运营管理。

第二章 市场成员管理

第一节 市场成员

第八条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括发电侧主体、用户侧主体、新型经营主体。

（一）发电侧主体包括接入华东电网、已完成市场注册的火电、风电、光伏、常规水电、抽水蓄能、核电等发电企业。

（二）用户侧主体包括五省市完成市场注册、符合政策条件的可直接参与电力批发市场的电力用户和售电公司。省级电网企业代理暂未直接参与互济交易的电力用户参与互济交易。

（三）新型经营主体包括五省市完成市场注册的虚拟电厂、负荷聚合商、独立储能等。

（四）市场运营机构包括华东网调、京交三部、省调和省交易中心。

第二节 市场成员权利

第九条 发电企业的权利

（一）按规则参与互济交易，签订和履行互济交易合同。

（二）获得公平的电网接入服务和输配电服务。

（三）按照有关规定获得市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

（四）法律法规规定的其他权利。

第十条 售电公司的权利

（一）按规则参与互济交易，签订和履行互济交易合同。

（二）具有配电网运营权的售电公司获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（三）按照有关规定获得市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

（四）法律法规规定的其他权利。

第十一条 电力用户的权利

（一）按规则参与互济交易，签订和履行互济交易合同。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（三）按照有关规定获得市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

（四）法律法规规定的其他权利。

第十二条 新型经营主体的权利

（一）按规则参与互济交易，签订和履行互济交易合同。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（三）按照有关规定获得市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

（四）法律法规规定的其他权利。

第十三条 电网企业的权利

（一）代理暂未直接参与互济交易的电力用户按规则参与互济交易。

（二）收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等。

（三）对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请。

（四）按照信息披露有关规定获得市场信息。

（五）法律法规规定的其他权利。

第三节 市场成员义务

第十四条 发电企业的义务

（一）遵守市场规则，履行互济交易合同，按时完成电费结算。

（二）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度，提供承诺的有效容量。

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露规定。

（四）具备参与互济交易所需的技术条件。

（五）法律法规规定的其他义务。

第十五条 售电公司的义务

（一）遵守市场规则，履行互济交易合同，按时完成电费结算。

（二）具有配电网运营权的售电公司应当向相关经营主体提供公平的配电服务，服从电力调度机构的统一调度。

（三）按照规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品。

（四）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露规定。

（五）具备参与互济交易所需的技术条件。

（六）法律法规规定的其他义务。

第十六条 电力用户的义务

（一）遵守市场规则，履行互济交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费。

（二）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露规定。

（三）具备参与互济交易所需的技术条件。

（四）服从电力调度机构统一调度，在系统特殊运行状况下（如电网故障等），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。

第十七条 新型经营主体的义务

（一）遵守市场规则，履行互济交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费。

（二）以聚合方式参与互济交易的，由虚拟电厂或负荷聚合商等聚合类经营主体负责签订和履行交易合同，将出清结果下发至被聚合资源并组织执行。聚合类经营主体按要求与被聚合资源协商确定有关权利义务，签订代理服务合同并在电力交易机构进行合同备案，按照代理服务合同分享交易收益。

（三）可调节能力相关参数应当能通过省调、省交易中心和电网企业协同开展的校核评估。

（四）执行负荷确认协议或并网调度协议，按要求接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

（五）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露规定。聚合类经营主体应当提供自身及被聚合资源的相关信息。

（六）具备参与互济交易所需的技术条件。

（七）法律法规规定的其他义务。

第十八条 电网企业的义务

（一）保障经营范围内电网设施的安全稳定运行。

（二）为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，以及计量、抄表、收付费等各类市场服务，开展可调节能力评估服务。

（三）代理暂未直接参与互济交易的电力用户按规则参与互济交易。

（四）负责互济交易电费结算，按期向经营主体出具电费账单，对互济交易的收支明细实施专账管理，接受政府主管部门和能源监管机构的监管。

（五）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露规定，承担信息保密义务。

（六）法律法规规定的其他义务。

第十九条 区域电力调度机构（华东网调）的义务

（一）按规则运营互济交易，负责建设、运行、维护和管理互济交易技术支持系统。

（二）负责调管范围内电网安全校核，组织省调开展电网安全校核。

（三）负责互济交易出清，向省调发布出清结果，向京交三部提供互济交易出清结果、执行情况等信息。

（四）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平台。

（五）与京交三部共同开展市场运营监测与评估工作，科学防范市场运营风险，按要求向能源监管机构报送市场运行信息，对市场规则提出修改完善建议。

（六）根据能源监管机构授权，按要求实施市场干预，保障电网安全运行。

（七）法律法规规定的其他义务。

第二十条 省级电力调度机构的义务

（一）按规则配合华东网调运营互济交易，负责建设、运行、维护和管理互济交易技术支持系统。

（二）开展调管范围内经营主体的申报数据合理性校验，配合华东网调开展接入本省电网的网调直调经营主体的申报数据合理性校验，将校验后的申报数据推送至华东网调，负责调管范围内电网安全校核。

（三）按规定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市场信息，向华东网调提供本省电力电量平衡情况、最大可送出/受入电力、经营主体可售/可购电力等信息。

（四）组织经营主体参与互济交易、执行交易出清结果，对市场运营情况进行监测和评估。

（五）负责向省交易中心提供互济交易出清结果、执行情况等信息。

（六）法律法规规定的其他义务。

第二十一条 区域电力交易机构（京交三部）的义务

（一）提供经营主体注册管理、变更和注销等相关服务。

（二）负责建设、运行和维护电力交易平台及配套系统。

（三）负责向网调直调经营主体、省级电网企业出具结算依据，提供相关结算服务。

（四）提供信息披露平台，按规定披露和发布互济交易有关信息，承担保密义务。

（五）与华东网调共同开展市场运营监测和评估工作，科学防范市场运营风险，对市场规则提出修改完善建议。

（六）法律法规规定的其他义务。

第二十二条 省级电力交易机构的义务

（一）提供经营主体注册管理、变更和注销等相关服务。

（二）负责建设、运行和维护电力交易平台及配套系统。

（三）负责省内经营主体和接入本省电网的网调直调经营主体的互济交易申报，负责将申报数据推送至省调。

（四）配合京交三部开展互济交易结算工作，负责向省内经营主体出具结算依据，提供相关结算服务。

（五）配合京交三部开展信息披露和发布。

（六）法律法规规定的其他义务。

第四节 市场注册和注销

第二十三条 市场注册

（一）经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》及注册地注册管理有关规定，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。各电力交易机构共享注册信息。

（二）经营主体由所在省交易中心将注册信息推送至京交三部或在北京电力交易中心直接注册后，即可参与互济交易。

（三）注册地省交易中心负责维护经营主体相关信息，并于信息更新后3个工作日内推送至京交三部。

（四）经营主体在参与互济交易前需阅知《互济交易风险提示书》（见附件1），并签订《电子交易承诺书》（见附件2）。

第二十四条 市场注销

申请退出市场的经营主体，应当向注册地省电力交易中心提出市场注销申请，并按《电力市场注册基本规则》执行。经营主体自动注销由注册地省交易中心发起，生效后，注册地省交易中心在3个工作日内将注销信息推送至京交三部。

第三章 交易组织

第一节 交易模式

第二十五条 互济交易包括日前、日内交易，采用集中竞价、边际出清定价的交易模式。

（一）买方：省级电网企业、售电公司、电力用户、发电侧主体和新型经营主体。

（二）卖方：发电侧主体和新型经营主体。

初期，售电公司、电力用户、抽水蓄能和独立储能暂时不参与互济交易。

第二十六条 互济交易限制条件

（一）同一经营主体，在同一交易时段仅可中标单一购电、售电方向交易。

（二）电力保供紧张时，该省经营主体不得在互济交易中售出电能。

（三）存在交流断面越限等电网安全稳定风险时，该省经营主体不得在互济交易中购入或售出电能。

（四）不存在电力保供紧张或电网安全稳定风险时，该省经营主体可按需购入或售出电能。电力保供紧张或电网安全稳定风险的具体判定方法，按该省政策或规则文件执行。

（五）同一省内的经营主体（不包含网调直调经营主体）之间，不得开展互济交易。

第二节 交易申报

第二十七条 日前、日内互济交易以15分钟为交易时段申报，全天共96个时段。日前交易申报环节，经营主体可申报日

前、日内交易数据，日内交易申报环节，经营主体可更新或申报日内交易数据。

第二十八条 经营主体（含网调直调经营主体）、省级电网企业通过所在省电力交易平台进行互济交易申报。卖方申报上网侧电力和价格，买方申报落地侧电力和价格。

第二十九条 互济交易开展前，省调根据电力电量平衡预测和电网安全约束情况，向华东网调报送边界参数、省内平衡情况和可售/可购电力信息。包括但不限于:

（一）边界参数: D日（D日为运行日，下同）省内系统负荷预测、母线负荷预测、（预）计划或市场（预）出清机组组合、发电（预）计划、机组调节范围、设备检修计划、稳定断面限额、本省最大可送出/受入电力等信息。

（二）省内平衡情况: D日全省及省内局部分区分时段可用正/负备用等。

（三）可售电力信息: 发电侧主体按最大可调出力扣减省内（预）出清或（预）计划出力、（日前）日内省间现货售出电力，新型经营主体按省内（预）出清用电或基准功率扣减最小可调用电，考虑本省电网安全运行约束后综合确定。

（四）可购电力信息: 发电侧主体按省内（预）出清或（预）计划出力扣减最小可调出力、（日前）日内省间现货购入电力，

新型经营主体按最大可调用电扣减省内（预）出清用电或基准功率、（日前）日内省间现货购入电力，电网企业按用电需求扣减（日前）日内省间现货购入电力，考虑本省电网安全运行约束后综合确定。

其中，省内经营主体的最大/最小可调出力、最大/最小可调用电、用电需求、基准功率，原则上与省内现货市场申报数据或核定数据一致，见附件3。新型经营主体基准功率曲线在省内市场未明确的，可按附件4方式核定。

虚拟电厂等新型经营主体已参与需求侧响应或省内其他负荷侧控制措施的，原则上同一时段不参与互济交易。

第三十条 发电侧主体交易申报要求

（一）可参与日前、日内互济交易的购、售电申报，参与日内互济交易须要具备自动发电控制（AGC）功能。

（二）售电申报：申报分时段“售电电力－电价”曲线，各时段可申报分段不超过5段，按价格非递减逐段申报。第一段电力区间起点为0，最后一段电力区间终点为机组最大可调出力。

（三）购电申报：申报分时段“购电电力－电价”曲线，各时段可申报分段不超过5段，按价格非递增逐段申报。第一段电力区间起点为0，最后一段电力区间终点为机组最大可调出力与最小可调出力之差。

机组的额定容量、爬坡速率等基础参数，与其在省内现货市场的最新基础参数一致。

交易申报曲线示意图见附件3图1。

第三十一条 虚拟电厂、负荷聚合商交易申报要求

（一）可参与日前、日内互济交易的购、售电申报。参与日内互济交易须要具备在接收调度指令后30分钟内响应能力。

（二）售电申报：申报分时段“售电电力－电价”曲线，各时段可申报分段不超过5段，按价格非递减逐段申报。第一段电力区间起点为0，最后一段电力区间终点为最大可调用电与最小可调用电之差。

（三）购电申报：申报分时段“购电电力－电价”曲线，各时段可申报分段不超过5段，按价格非递增逐段申报。第一段电力区间起点为0，最后一段电力区间终点为最大可调用电与最小可调用电之差。

交易申报曲线示意图见附件3图2。

第三十二条 省级电网企业交易申报要求

（一）可参与日前、日内互济交易的购电申报。

（二）购电申报：申报分时段“购电电力－电价”曲线，各时段可申报分段不超过5段，按价格非递增逐段申报。第一段电力区间起点为0，最后一段电力区间终点为用电需求。

交易申报曲线示意图见附件3图3。

第三十三条 卖方经营主体在互济交易申报时同步申报单边交易意愿，即自愿选择是否在双边竞价阶段“报量报价”出清后，将未成交售电需求转为“报量不报价”，作为价格接受者参与单边竞价阶段出清。

第三十四条 交易申报信息规范

（一）申报电价的最小单位为1元/兆瓦时，申报电力的最小单位为1兆瓦。

（二）经营主体分段申报，每段申报信息应当包含申报区间的出力起点、终点以及该区间电能量价格，申报价格应当满足互济交易限价要求。

（三）报价段的出力起点须要等于前一报价段的出力终点，相邻报价段的出力衔接点对应的报价数值属于前一报价段。

第三十五条 交易申报信息管理

（一）经营主体申报数据应当满足本细则第三十条、第三十一条、第三十二条、第三十三条和第三十四条的申报要求，由电力交易平台自动进行初步审核，初步审核不通过的不得提交。

（二）省调对省内经营主体（含网调直调经营主体）的申报数据进行合理性校验，包括可售、可购电力及电量等信息，确保申报量可送出或受入。未通过合理性校验的，按价格由高至低削

减超出可送出部分的电力，按价格由低至高削减超出可受入部分的电力，价格相同时，按经营主体申报电力等比例调减，直至通过校验。

第三节 交易出清

第三十六条 日前、日内互济交易采用集中竞价、边际出清定价方式，按照价格优先、可再生能源优先原则，依次开展双边竞价出清与单边竞价出清。

（一）出清阶段一：双边竞价

有购电需求的新型经营主体、省级电网企业、发电侧主体等买方，与发电侧主体、新型经营主体等卖方按双边竞价出清。

（二）出清阶段二：单边竞价

双边竞价出清后，已自愿申报在出清阶段二转为“报量不报价”的卖方经营主体，按买方单边竞价方式与买方经营主体剩余量价进行出清。

第三十七条 买方落地侧价格包含卖方上网侧价格、送出省外送输电价格、送出省外送输电网损折价、华东跨省输电价格、华东跨省输电网损折价。送出省外送输电价格、送出省外送输电网损率、华东跨省输电价格、华东跨省输电网损率按国家有关规定执行和调整。

第三十八条 出清定价机制

（一）双边竞价阶段出清定价

1.将卖方申报上网侧“电力－电价”曲线，叠加输电价格及输电网损折价后，逐一折算至买方落地侧，将卖方折算至买方的报价从低至高排序，买方报价从高至低排序。

2.按照买、卖双方价差递减的原则依次出清，价差最大者优先成交，直至价差小于0，或一方出清完成，或电网运行约束越限，或各省受入/送出电力越限。若存在多个价差相同的边际交易对，按主体待成交电力比例分配中标电力。

3.如有主体因可送出/受入电力等约束不能成交，由排序在后的主体递补出清。每成交一笔，更新相关省可送出/受入电力约束、买卖双方剩余申报量等信息，若交易结果不满足约束且存在多个价差相同的交易对，按交易对的待成交电力比例分配约束范围内剩余电力作为主体中标电力。

4.最后成交的交易对中，卖方折算至买方的申报价格与买方申报价格的平均值，作为双边竞价出清价格。双边竞价出清价格扣减输电价格及网损折价，作为对应卖方的出清价格。

（二）单边竞价阶段出清定价

1.双边竞价阶段出清后，买卖双方仍有交易需求，继续开展余量出清。

2.根据双边竞价阶段出清结果调整买卖双方交易申报数据，将已成交部分剔除。买方沿用双边竞价阶段未成交的量价数据，自愿转为“报量不报价”的卖方沿用双边竞价阶段出清后的剩余电力，按买方报价递减排序出清，直至一方出清完成，或电网运行约束越限，或各省受入/送出电力越限。

3.若买方总购电需求不大于卖方总售电电力，卖方按待成交电力比例分配中标电力。若买方总购电需求大于卖方总售电电力，有多个报价相同的买方时，按买方待成交电力比例分配剩余中标电力。如有买方（卖方）因可送出/受入电力约束不能成交的，由排序在后的买方递补（由其他卖方按待成交电力比例分配中标电力）。

4.最后成交的买方报价作为单边竞价出清电价。单边竞价出清价格扣减输电价格及网损折价，作为对应卖方的出清价格。

第三十九条 出清后，采用全网等效网络模型对互济交易出清结果开展基于潮流计算的安全校核，根据潮流越限情况对互济交易出清结果按中标量比例进行削减，出清边际电价不变。

第四章 日前互济交易

第一节 日前组织周期

第四十条 日前互济交易以运行日为交易周期，以15分钟为交易时段，在D-1日组织D日96个时段的日前互济交易出清。

第二节 日前交易流程

第四十一条 日前互济交易组织流程

（一）D-1日11:00前，省调完成D日省内现货预出清或预计划并报送华东网调，同步报送日前互济交易出清所需参数信息。华东网调会同省调，将日前互济交易所需发布信息推送至电力交易平台进行披露。

（二）D-1日12:30前，国家电力调度控制中心（以下简称“国调中心”）完成省间现货市场日前交易出清，华东网调接收下发的跨区发输电日前调度计划。

（三）D-1日12:45前，华东网调会同省调，通过省电力交易平台向经营主体（含网调直调经营主体）和电网企业发布交易前信息公告。

（四）D-1日13:00前，经营主体（含网调直调经营主体）和电网企业在省电力交易平台进行申报，省调开展申报信息合理性校验，汇总校验后申报信息推送至华东网调。

（五）D-1 日 14:30 前，华东网调在互济交易技术支持系统中完成日前互济出清，发布考虑电网安全约束的出清结果，编制省间联络线日前计划并下发至省调。

（六）D-1 日 20:00 前，省内现货日前正式出清后，经营主体可选择修改日内互济交易报价，或沿用日前报价。

以上组织时序为标准交易日流程时序，若跨区发输电日前计划下发时间延迟，后续时间节点依次顺延。

第五章 日内互济交易

第一节 日内组织周期

第四十二条 日内互济交易以 30 分钟为固定交易周期，以 15 分钟为交易时段，T-30 分钟前下发本交易周期（T+15 分钟及 T+30 分钟，下同）的出清结果，其中 T 取 00:00，00:30，…，23:30。

第二节 日内交易流程

第四十三条 日内互济交易组织流程

（一）D 日 T-60 分钟前，接收国调中心下发的跨区发输电日内计划。

（二）D 日 T-55 分钟前，省调报送本交易周期日内互济交易出清所需参数信息。华东网调会同省调，将所需事前发布信息

推送至电力交易平台进行披露，并通过省电力交易平台向经营主体（含网调直调经营主体）和电网企业发布交易前信息公告。

（三）D 日 T-45 分钟前，经营主体（含网调直调经营主体）和电网企业完成本交易周期的申报信息更新，省调开展申报信息合理性校验，汇总校验后申报信息推送至华东网调。

（四）D 日 T-30 分钟前，华东网调在互济交易技术支持系统中完成本交易周期的日内互济出清，发布出清结果，编制省间联络线日内计划并下发至省调。

第四十四条 经营主体可提前更新或申报交易信息，未更新日内申报数据的，其日内申报信息沿用日前申报的日内交易数据。

第六章 交易执行与偏差处理

第一节 交易执行

第四十五条 省内现货市场运行地区，在省内现货市场出清计算环节中，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，互济交易出清结果作为互济交易结算的依据。

第四十六条 省内现货市场未运行地区，根据互济交易成交结果相应调整经营主体发用电计划。

第二节 偏差处理

第四十七条 互济交易结果纳入省间联络线计划，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。互济交易执行偏差应当优先在省内进行调节，经营主体的偏差处理及考核方法按照省内现货市场等相关规则执行结算。

第四十八条 卖方经营主体参与互济交易，自行承担互济交易与送端省内现货市场出清产生的盈亏。买方省级电网企业和经营主体参与互济交易，买方为省级电网企业的，互济交易与受端省内现货市场出清产生的盈亏按受端省内规则疏导，省内规则暂未明确的，由受端省全体工商业用户分享或分摊；买方为经营主体的自行承担相关盈亏。

第四十九条 运行日省级电网平衡与日前预计出现偏差时，优先通过日内互济交易、应急调度等方式解决，原则上不调整日前互济交易结果。电网发生严重故障时，为保障电网安全稳定运行，电力调度机构按调度规程处理，并做好记录备查。

第七章 计量与结算

第一节 交易计量

第五十条 互济交易经营主体应当具备独立计量条件，安装符合国家标准的计量装置，由计量检测机构检定后投入使用。电

网企业根据市场运行和经营主体需要及时配置、安装符合要求的计量装置。计量装置设置应当满足互济交易最小结算单元要求，不满足要求的，电网企业与经营主体协商一致后，在交易合同中明确结算单元电量分配方式。

第五十一条 计量数据按满足互济交易结算最小时段和周期要求，统一设置抄表计划。电网企业和电力调度机构应当保证计量数据准确、完整，按结算时序要求传输至电力交易机构。当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构及时采用消缺、补采等方式补全计量数据。

第五十二条 电网企业与经营主体的结算关口计量点应当设在产权分界点，由电网企业与相关经营主体在有关合同中约定确定。若发生变更，交易各方应当以书面方式进行确认。

第五十三条 计量装置由产权所有单位负责安装、维护。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第五十四条 电网企业负责计量数据的统一管理。电网企业应当按照交易结算要求，定期抄录经营主体、省间关口电能计量点计量装置等记录的电量数据，并将电量数据传输至电力交易机构，作为结算基础数据。经营主体应当积极配合并确保计量数据采集完整、准确。

第二节 交易结算

第五十五条 市场运营机构依据《电力市场计量结算基本规则》等规则及最新政策要求，开展互济交易计量结算，包括结算电量、交易量价等内容。互济交易电费结算按照现行电费结算关系执行，国网华东分部负责居间与买方省级电网企业、卖方省级电网企业开展结算，并与参与互济交易的网调直调经营主体直接结算。省级电网企业负责与本省参与互济交易的经营主体开展结算，具体按省内相关规则执行。

第五十六条 互济交易以15分钟为结算时段，互济交易结算采用“日清月结”模式，按日对已执行的成交结果进行量价清分，按自然月为周期进行结算。结算流程如下：

（一）D+1日，华东网调会同省调，向京交三部、省交易中心提供互济交易出清量价、执行结果等结算基础数据。

（二）D+5日，京交三部生成并发布互济交易省间D日清分结果。

（三）每月第5个工作日前，京交三部出具上月省间结算依据（核对版），向电网企业和网调直调经营主体发布。

（四）市场经营主体、相关电网企业应当在1个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应当在1个工作

日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，市场经营主体应当对修正后的结算依据（核对版）在1个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

（五）每月第8个工作日前，京交三部出具月度省间结算依据（正式版），向电网企业和网调直调经营主体发布。省交易中心负责开展互济交易与省内市场的结算业务衔接工作，向省内经营主体出具月度结算依据。

（六）每月第10个工作日前，国网华东分部、省级电网企业按现行结算关系出具电费账单，开展电费收付。

第五十七条 互济交易省间电费结算

买方购电支出=日前互济交易执行电量（买方落地侧）×日前互济出清价格（买方落地侧，含输电价格和网损折价）+日内互济交易执行电量（买方落地侧）×日内互济出清价格（买方落地侧，含输电价格和网损折价）。

卖方售电收入=日前互济交易执行电量（卖方上网侧）×日前互济出清价格（卖方上网侧）+日内互济交易执行电量（卖方上网侧）×日内互济出清价格（卖方上网侧）。

互济交易开展和执行时，暂不考虑区域电网网损电量，相关损耗电量由被穿越省承担。正式结算时，采用报备综合网损率向购电方统一收取区域电网网损折价费用，再按照向政府主管部门备案的约定方式补偿被穿越省，盈亏资金在各省电网企业合理分享（分摊）。

经营主体承担的省内输配电价、政府性基金及附加、系统运行费用等其他费用，按价格主管部门政策文件执行。

第八章 市场风险防控

第一节 防控原则

第五十八条 华东网调会同京交三部按“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”原则，建立完善互济交易监测和风险防控机制，采取风险防控措施，加强市场运营情况监控分析。

第五十九条 华东网调、京交三部根据互济交易运行情况设置市场风险监测指标，按需向华东能源监管局提出包括但不限于以下建议：市场风险监测指标计算方法、分级判定标准、风险缓解及管控措施等。

第二节 市场限价

第六十条 互济交易限价

（一）经营主体报价下限参照上一年度五省市电力现货市场申报价格下限的最低值与0的较大值确定，报价上限参照上一年度五省市电力现货市场申报价格上限的最大值的一定倍数（暂定为2倍）确定并及时调整。五省市现货市场限价参数由省调及时推送给华东网调。

（二）互济交易出清限价范围与申报限价范围一致。

以上限价参数由市场运营机构配合政府价格主管部门确定取值，依据互济交易情况进行动态调整，报电力市场管理委员会审议后执行，并向政府价格主管部门报备。

第三节 市场干预

第六十一条 市场干预包括市场暂停、中止和恢复。

第六十二条 为保障电网安全稳定运行，当发生以下情形时，市场运营机构可根据华东能源监管局授权发起市场暂停。

（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，电网无法安全稳定运行。

（二）因突发性社会事件、异常气象和自然灾害等，威胁电网安全或电力可靠供应。

（三）互济交易技术支持系统及配套系统、电力交易平台等发生故障，导致互济交易无法正常进行。

（四）落实政府部门的特殊管控要求。

（五）其他必要情形。

第六十三条 当发生以下情形时，市场运营机构须要立即报告华东能源监管局，由华东能源监管局发起市场中止，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应当立即发布市场中止声明，电力调度机构按照安全第一的原则及时处置。

（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）互济交易技术支持系统及配套系统、电力交易平台等发生故障，导致短期内无法正常组织互济交易。

（四）其他严重异常情况。

第六十四条 市场暂停或中止期间，不再组织互济交易，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。

第六十五条 市场暂停或中止期间，按照《电力市场计量结算基本规则》及《长三角跨省电力中长期市场实施细则》等市场规则、细则，以及本细则交易结算规定，对已达成的互济交易出具结算依据并进行结算。

第六十六条 当异常情况解除，市场具备恢复正常运行条件时，经华东能源监管局同意，市场运营机构按程序开展市场恢复，并提前向市场成员发布市场恢复通知。

第六十七条 市场运营机构根据华东能源监管局授权或委托，将市场暂停或市场中止决定及时通知相关市场成员，通知内容包括市场暂停或中止原因、范围和开始时间。市场运营机构及时记录市场暂停或市场中止原始日志，包括时间、人员、操作及原因等，事后按规定通过电力交易平台向相关市场成员公布相关信息，并分析存在的问题，形成方案建议，尽快报送华东能源监管局备案。

第四节 争议处理

第六十八条 市场成员因参与互济市场产生争议的，可自行协商解决，协商无法达成一致时，可向长三角电力市场管理委员会或其他调解组织提出调解申请，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

第六十九条 由于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。

第七十条 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，电力调度机构按“安全第一”的原则处理，可予以免责。

第九章 信息披露

第七十一条 电力交易机构负责互济交易信息披露的实施，电力调度机构通过电力交易信息披露平台发布相关信息。市场信息分为日信息、月信息和年信息，内容包括卖方、买方、交易时段、电力电量、价格、费用等。

第七十二条 日信息在运行日后的1个工作日内发布。对市场信息有异议的经营主体、电网企业，应当在信息发布后1个工作日内提出核对要求，市场运营机构在接到核对要求后1个工作日内完成数据核对并反馈。日信息包括:

（一）省间输电通道输电能力。

（二）经营主体交易申报情况。

（三）交易出清情况，包括且不限于中标的经营主体、中标时段、中标交易量、交易出清价格等信息。

（四）交易执行情况。

第七十三条 月信息应当在次月第10个工作日前发布。经营主体如对发布的交易信息有异议，应当在信息发布后的3个工作日内向市场运营机构提出核对要求。月信息包括:

（一）月度市场运营情况。市场运营情况包括且不限于交易执行情况、经营主体参与情况、平均中标价格、交易成交量、违反交易规则的有关情况。

（二）月度市场结算信息。结算信息内容应当体现所有经营主体的交易执行情况，包括且不限于经营主体、结算时段、交易执行量、交易出清价格等信息。

第七十四条 年信息应当在次年1月15日前发布。年信息包括:

（一）年度市场总体运营情况。

（二）年度交易成交量。

（三）年度成交均价。

（四）年度经营主体参与情况。

（五）年度市场效益分析。

第七十五条 每月8日，华东网调及京交三部负责向华东能源监管局报送上月互济交易月度报告。报告内容包括但不限于主体报价、交易运行情况、交易结算情况、非正常报价等市场异常事件、市场风险防控措施情况、交易规则修订建议等。省交易中

心负责向京交三部报送互济交易电费及收益分摊明细，同时向相关能源监管机构报备。

第七十六条 每年1月15日，华东网调及京交三部向华东能源监管局报送上一年度互济交易年度运营情况。

第七十七条 省交易中心、省调在编制本省月度及年度交易分析报告时，应当包含本省相关互济交易情况，并按本省相关政府主管部门要求进行报送。

第十章 合同管理和技术支持系统

第七十八条 互济交易合同包括电子交易承诺书和电子交易单，不再签订纸质合同。

第七十九条 电子交易单内容包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、输电价格等交易信息。

第八十条 电力调度机构将电子交易单提供给电力交易机构，作为交易结算的依据。

第八十一条 互济交易技术支持系统应当遵循全国统一的数据接口标准，与电力交易平台、电力调度技术支持系统实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第八十二条 互济交易技术支持系统应当按华东能源监管局有关工作要求接入电力监管信息系统。

第八十三条 电力交易平台、互济交易技术支持系统应当强化基础运行保障能力，满足互济交易连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第十一章 附 则

第八十四条 本细则由华东能源监管局负责解释。

第八十五条 若国家有权部门发布区域电力市场限价规则、价格干预规则等管制性价格规则，按有关要求执行。

第八十六条 华东能源监管局结合市场实际运行情况和电力市场建设情况，组织对相关标准和条款进行修改。市场运营机构可提出文件中相关参数调整需求，由电力市场管理委员会审议通过，经审定后执行。

第八十七条 本细则自2027年1月1日起施行，有效期5年。《华东电网备用辅助服务市场运营规则》（华东监能市场〔2023〕105号）、《华东电力调峰辅助服务市场运营规则》（华东监能市场〔2024〕34号）、《长三角省市间富余新能源消纳互济交易规则》（华东监能市场〔2024〕67号）、《长三角省市间

富余需求侧可调节资源互济交易规则》（华东监能市场〔2024〕68号）同时废止。

附件 1

互济交易风险提示书

各经营主体:

在进行互济交易时，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，请您认真详细阅读:

（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

主动或故意泄露经营主体隐私资料，平台不承担任何相关责任。如经营主体使用交易平台时被第三方抓取甚至泄露信息，由经营主体自行承担风险。

（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；在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；在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。在经营主体进行互济交易时，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互济交易的全部风险情形，请务必全面了解互济交易规则及相关规定。

附件 2

电子交易承诺书

为保障互济交易实施细则顺利开展，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，由参与互济交易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《长三角电力市场短期互济交易实施细则（试行）》相关要求。

（三）发电侧主体已与电网企业签订《购售电合同》。

（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互济交易之前，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 3

交易申报曲线示意图

1.发电侧主体卖（买）电报价:

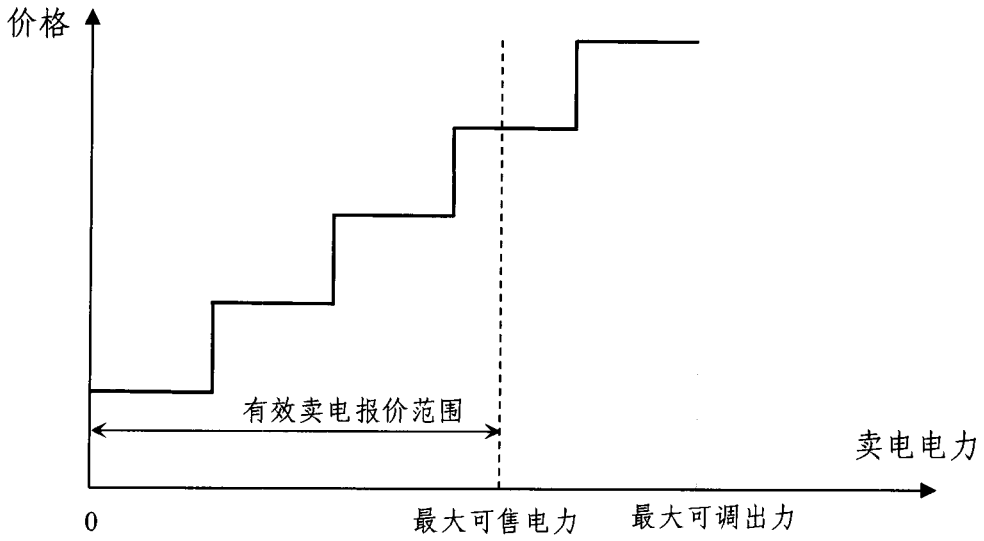


图 1-1 发电侧主体卖电申报曲线示意图

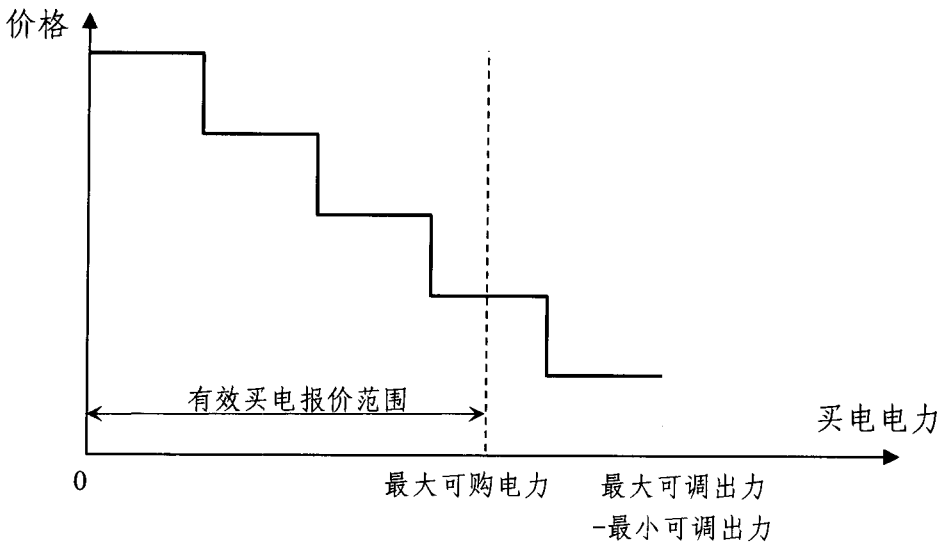


图 1-2 发电侧主体买电申报曲线示意图

2.虚拟电厂卖（买）电报价:

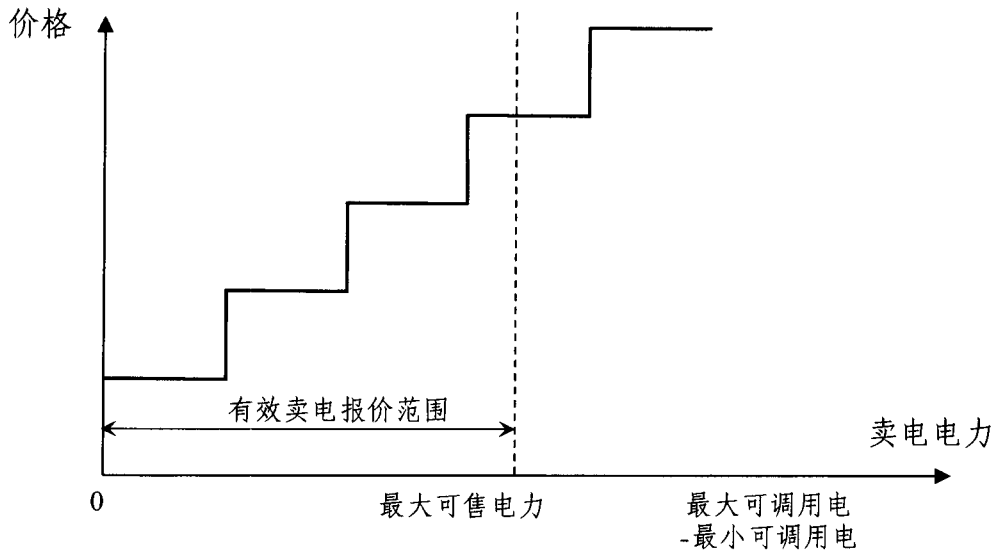


图 2-1 虚拟电厂卖电申报曲线示意图

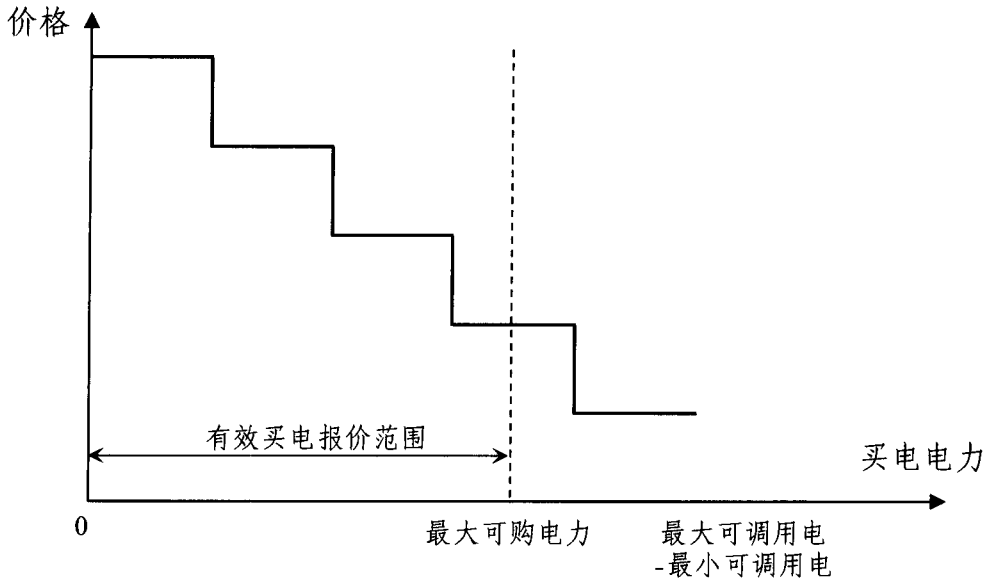


图 2-2 虚拟电厂买电申报曲线示意图

3.省级电网企业买电报价:

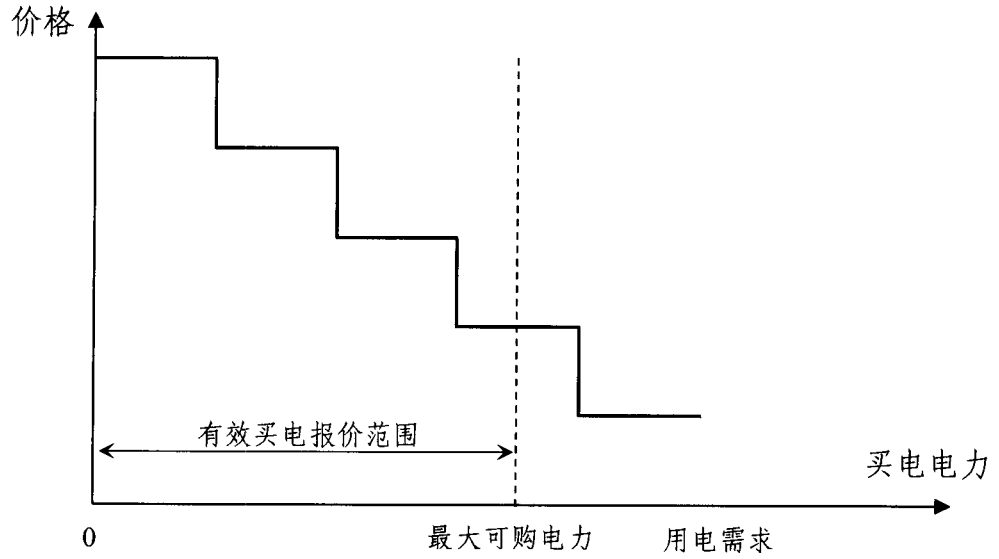


图 3 省级电网企业买电申报曲线示意图

附件 4

新型经营主体基准功率曲线核定方式

（一）基准功率曲线由经营主体申报、调度机构核定。负荷聚合商、虚拟电厂（负荷类）等新型经营主体的基准功率曲线，应当符合 GB/T 37016—2018《电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》的规定。

（二）根据历史典型日的用电功率算术平均值（每 15 分钟）计算基准功率曲线，典型日按如下方式选取:

1.交易执行日为工作日，则选取前 5 个工作日，并剔除电力中断（因预先计划或意外事故导致用户电力负荷与电能供应断开）及用户参与互济交易等市场日，剔除后不足 5 天的，向前序日期顺延选取补足，再剔除日最大负荷最大、最小的 2 天数据，以剩余 3 天作为典型日。

2.交易执行日为非工作日，则选取最近的 5 个非工作日为典型日，剔除方法同上，最终选取 3 天为典型日。

（三）负荷数据拟合办法:

1.基准功率数据拟合。某典型日的功率数据缺失，则以该典型日前一同类型日相同时段数据替代拟合。

2.实际功率数据拟合。实际功率数据缺失，优先采用缺失数据时段的电量数据拟合，其次采用相邻时段的负荷数据拟合。

（四）对于用电负荷受气候等外部因素影响较大的经营主体，网调可直接修正或要求主体修正其基准功率。

抄送：上海市发展改革委、经济信息化委，江苏、浙江、安徽省能源局，福建省发展改革委，浙江、江苏、福建能源监管办。

华东能源监管局综合处　　2026年11月9日印发