

附件

上海电力现货市场实施细则 (结算试运行 2024 年修订版) 修订条款

一、规则整体修改说明

(1) 原规则“市场主体”、“电力市场主体”修改为“经营主体”。

修改理由：规则中“市场主体”均改为“经营主体”，与电力现货市场基本规则相关条款保持一致。

二、具体章节修改说明

1 总则

(1) 原规则：

为规范上海市电力市场交易、保障上海电力现货、中长期等市场交易安全有序运转，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场的开放、竞争、有序，根据《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)、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办能源〔2017〕1453号)、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司印发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〔2019〕828号)、《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》(发改能源规〔2019〕807号)、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于进一步做好电

力现货市场建设试点工作的通知》(发改办体改〔2021〕339号)、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)、《国家发展改革委关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(发改办价格〔2021〕809号)、《上海市人民政府办公厅关于印发<上海市电力体制改革工作方案>的通知》(沪府办发〔2017〕53号)、《上海电力市场建设总体方案》、《上海电力中长期交易规则(修订稿)》等文件精神 and 有关规定,制定本规则。

修改为:为规范上海市电力市场交易、保障上海电力现货、中长期等市场交易安全有序运转,依法维护经营主体的合法权益,保证电力市场的开放、竞争、有序,根据《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)、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办能源〔2017〕1453号)、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司印发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〔2019〕828号)、《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》(发改能源规〔2019〕807号)、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司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)、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)、《国家

发展改革委关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(发改办价格〔2021〕809号)、《国家发展改革委国家能源局关于印发<电力现货市场基本规则(试行)>的通知》(发改能源规〔2023〕1217号)、《上海市人民政府办公厅关于印发<上海市电力体制改革工作方案>的通知》(沪府办发〔2017〕53号)、《上海电力市场建设总体方案》、《上海电力中长期交易规则(修订稿)》等文件精神 and 有关规定,制定本规则。

修改理由: 新增国家规则适应性修改。

4 术语定义

(1)(28) 统一结算点电价

原规则: 现阶段,指日前、实时市场用户侧的全市统一结算价,日前市场分时统一结算点电价按各机组各时段日前出清上网电量将各机组日前市场节点电价进行加权平均,实时市场分时统一结算点电价按各机组各时段计量上网电量将各机组实时市场节点电价进行加权平均。

修改为: 现阶段,指日前、实时市场用户侧的全市统一结算价,日前市场分时统一结算点电价按各**市场化**机组各时段日前出清上网电量(或**日前出清上网电量市场化部分**)将各**市场化**机组日前市场节点电价进行加权平均,实时市场分时统一结算点电价按各**市场化**机组各时段计量上网电量(或**计量上网电量市场化部分**)将各**市场化**机组实时市场节点电价进行加权平均。

修改理由：现阶段，市场化机组有出清电量和节点电价数据。

(2) 新增内容：(37) 虚拟电厂

通过先进的控制、计量、通信等技术和软件系统，实现分布式电源、储能系统、可调负荷等多种分布式资源的聚合和协同优化。

修改理由：新增新兴经营主体参与现货市场。

(3) 新增内容：(38) 独立储能

具备独立计量、控制等技术条件。接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能项目。

修改理由：新增新兴经营主体参与现货市场。

5 权利和义务

(1) 5.1 电力用户的主要权利和义务 (二)

原规则：获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费（含政策性交叉补贴，下同）、政府性基金与附加等。

修改为：获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等。

修改理由：与第三监管周期输配电价政策衔接，电力用户权利与义务其他内容建议同步对照《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）同步修订完善。

(2) 5.1 电力用户的主要权利和义务 (三)

原规则：按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。

修改为：按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息，**并承担保密义务。**

修改理由：明确电力用户的保密责任。

(3) 5.1 电力用户的主要权利和义务 (八)

原规则：支付电能量电费、输配电价电费和相关基金及附加，获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据。

修改为：获得电网企业的电费结算服务，获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据，**按时足额缴纳电费。**

修改理由：明确电网企业提供服务范围。

(4) 5.1 电力用户的主要权利和义务 (十)

原规则：在预结算结果公示后审核确认本企业结算结果，确认其结算结果的完整性和准确性。对结算结果存在疑问时，应尽快向交易机构提交问询。

修改为：在预结算结果公示后审核确认本企业结算结果，确认其结算结果的完整性和准确性。对结算结果存在疑问时，**应在规定时间内**尽快向交易机构提交问询。

修改理由：明确用户的结算时间。

(5) 5.2 售电公司的主要权利和义务 (五)

原规则：根据用户授权，获取历史代理用户的用电曲线（或典型用电负荷）等相关信息数据，**并承担保密义务，不**

得泄漏电力用户信息。

修改为：根据**零售**用户授权，在**授权期间**获取历史用电曲线（或典型用电负荷）等相关信息，并承担保密义务，不得泄漏电力用户信息。

修改理由：明确授权要求。

（6）5.2 售电公司的主要权利和义务（七）

原规则：参照相关售电合同范本与电力用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务，并获取合理收益。

修改为：参照相关售电合同范本与**零售**用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务，并获取合理收益。**按照规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同电力电量需求。**

修改理由：明确需要电力交易机构报送零售合同和零售用户的电力电量需求，与《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）描述保持一致，其他可对照基本规则同步修订完善。

（7）5.2 售电公司的主要权利和义务（八）

原规则：有权凭与电力用户签订的售电合同，从电网企业取得与电力用户结算所需的数据服务，包括有功、无功及电量等数据。

修改为：有权凭与电力用户签订的**零售**合同，从电网企业取得与电力用户结算所需的数据服务，包括有功、无功及

电量等数据。

修改理由：明确售电合同范围。

(8) 5.2 售电公司的主要权利和义务（十二）

原规则：售电公司与电力用户签订、变更或解除双方零售合同后，应及时到电力交易机构进行登记，签订、变更或解除市场化合同，并由电网企业完成相应流程，明确供电服务事项，电网企业应在 15 个工作日内办结。

修改为：售电公司与电力用户签订、变更或解除双方零售合同后，应及时到电力交易机构进行登记，签订、变更或解除市场化合同，并由**电力交易机构**完成相应流程，**电力交易机构**应在 15 个工作日内办结。

修改理由：明确具体事务由电力交易机构办结。

(9) 5.2 售电公司的主要权利和义务（十四）

原规则：按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、与电网企业签订的电费结算合同（协议）等，按时足额向电网企业支付或收取交易相关费用，向电网企业足额缴纳履约保函，在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据。

修改为：按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、与电网企业签订的电费结算合同（协议）等，**获得电网企业的电费结算服务**，按时足额向电网企业支付或收取交易相关费用，**及时**足额缴纳履约保函，在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据。

修改理由：细化相关表述，向电网企业或电力交易机构履约保函缴纳按照国家相关规定执行。

(10) 5.4 发电企业的主要权利和义务（五）

原规则：按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。

修改为：按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等相关信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。

修改理由：与《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）描述保持一致。

(11) 5.5 电网企业的主要权利和义务

新增内容：

（九）保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策，单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

（十七）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设。

（十八）法律法规规定的其他权利和义务。

修改理由：与《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）描述保持一致。

(12) 5.7 电力调度机构的主要权利和义务（一）

原规则：负责所辖电力系统的调度运行，保证系统的安全稳定运行和电力实时平衡。

修改为：负责合理安排电网运行方式，保障电力市场正常运行。

修改理由：规则主要针对电力市场运行，而非电力调度机构职责。

(13) 新增内容：5.8 其他经营主体的主要权利和义务

虚拟发电商以及虚拟电厂、独立储能电站等新型经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。虚拟发电商应通过政府授权获得相应规范性文件，即政府主管部门对电网企业和市场运营机构接受指定的虚拟发电商直接参与市场交易并组织交易和进行结算的授权文件；条件成熟后还可包括政府主管部门对虚拟发电商的认定文件等。

修改理由：允许其他经营主体参与现货市场交易，与电力现货市场基本规则相关条款保持一致。

6 经营主体

(1) 6.1.5 售电公司参与市场

原规则：售电公司与零售用户完成市场注册程序后可进行零售服务绑定。售电公司须与零售用户签订零售服务合同（以下简称“双方合同”），提交电力交易机构登记备案，确立零售服务关系，之后方可参与市场交易。

零售服务绑定的基本程序为：

(一) 售电公司与零售用户签订双方合同；

(二) 售电公司、零售用户与电网企业签订三方电费结算补充协议（以下简称“三方协议”，可视情况确定是否签订）；

(三) 双方合同和三方协议提交电力交易机构并通过核验后，完成零售服务绑定程序，确立在零售合同期限内的零售服务关系。

售电公司应与零售用户约定零售服务套餐形式。在市场初期，电力交易机构可为零售交易提供标准套餐模板，同时允许市场主体在合同分解方式、利益分配方式、偏差分摊方式等方面进行自主订制，满足交易规范化、个性化的要求。

修改为：售电公司与零售用户完成市场注册程序后可进行零售服务绑定。售电公司须与零售用户签订零售服务合同，提交电力交易机构登记备案，确立零售服务关系，之后方可参与市场交易。

修改理由：零售服务绑定具体事项无需在本规则中体现。

(2) 6.2.2 发电侧主体

原规则：参与现货市场报量报价的电源类型包括但不限于：

(1) 公用燃煤发电；

(2) 政府主管部门规划纳入现货市场的其他电源主体。

修改为：参与现货市场报量报价的电源类型包括但不限于：

(1) 公用燃煤发电；

(2) 政府主管部门规划纳入现货市场的其他电源主体。

(3) 虚拟电厂及独立储能等新兴经营主体原则上均可参与上海电力现货市场，相关细则待上海电力现货市场运营较为成熟以及相关配套政策完善后再另行制定。

修改理由：新增新兴经营主体参与现货市场。

7 中长期交易周期和方式

(1) 7.1 交易标的

原规则：中长期电能量交易的交易标的为带电力曲线的电能量。中长期电能量交易形成差价合约，作为市场结算依据。若市场主体暂不具备 96 点的分时计量条件，在交易和结算时可采用等值插入等方法进行数值拆分，以符合统一的时间颗粒度要求。

修改为：中长期电能量交易的交易标的为带电力曲线的电能量。中长期电能量交易形成差价合约，作为市场结算依据。若经营主体暂不具备 96 点的分时计量条件，在交易和结算时可采用等值插入**或者典型/约定曲线折算**等方法进行数值拆分，以符合统一的时间颗粒度要求。

修改理由：确保平稳起步实施，再逐步完善提升。

8 中长期交易价格和曲线

(1) 8.1.1 直购用户价格

原规则：直购用户的用网电价由市场交易形成的电能量价格、输配电价、政府性基金及附加、辅助服务费用、电力

保障综合费用等组成（必要时需考虑分时电价方案，下同）。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。

修改为：直购用户的用网电价由市场交易形成的电能量价格、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用（包括电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合分摊费用等）、政府性基金及附加等组成（相关费用需根据国家、本市政策执行分时电价机制，下同）。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。

修改理由：与第三监管周期输配电价政策衔接，与《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）描述保持一致，并衔接燃煤机组容量电价机制。

（2）8.1.2 代购用户价格

原规则：代购用户的用网电价由市场交易形成的电能量价格、输配电价、政府性基金及附加、辅助服务费用、电力保障综合费用等组成。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。

电网企业代理购电的市场化采购方式为：电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）开展代理购电时，以报量不报价、作为价格接受者方式参与市场出清。若采用挂牌交易方式开展代理购电，各月的代理购电挂牌价格可根据当月集中竞价交易的分时点边际出清电价确定。

修改为：代购用户的用网电价由电网企业代理购电形成

的电能量价格、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用（包括电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合分摊费用等）、政府性基金及附加等组成。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。

电网企业代理购电的市场化采购方式为：电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）开展代理购电时，以报量不报价、作为价格接受者方式参与市场出清。若采用挂牌交易方式开展代理购电，各月的代理购电挂牌价格可根据当月集中竞价交易的分时点边际出清电价确定。

为衔接现货市场，电网企业可根据代理购电电力电量滚动预测情况，以报量不报价方式，按需参与年度、月度、月内等中长期交易，根据交易规则形成分时合同。

修改理由：与第三监管周期输配电价政策衔接，与《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）描述保持一致，并衔接燃煤机组容量电价机制，电网企业可按需参与年度、月度、月内等中长期交易。

（3）新增内容：8.3 分时电价（四）现货市场与分时电价政策衔接

市场初期，若市场电价峰谷比低于分时电价政策要求的，按以下原则执行：现货市场长周期（月度）结算试运行前，直接交易仍遵循“分时段结算，月结月清”的基本原则，直购用户和代购用户仍按照本市用网侧分时电价政策规定的

峰谷时段及浮动比例执行；其中，批发用户将现货结算日形成的日清分结果纳入批发侧的月度结算。现货市场长周期（月度）结算试运行后，直购用户和代购用户按照上海电力现货市场实施细则（简称现货实施细则，下同）开展电能量结算（其中，零售用户按照与售电公司签订的双方合同结算），最终得出月度上网侧电能量结算均价后，用网侧电价再按照本市用网侧分时电价政策（若有）结算，即月度上网侧电能量结算均价叠加输配电价等后，根据分时电价政策中的浮动比率上下浮再叠加不平衡资金、上网环节线损费用度电折价、系统运行费、政府基金及附加计算得出。

修改理由：建立现货市场与分时电价政策衔接机制。

（4）新增内容：8.5 结算节点

原规则：市场初期，发电侧中长期合同参考结算点为发电机组所在节点，用户侧中长期合同参考结算点为用户侧统一结算点。市场成熟后，可允许中长期合同签订双方自行约定参考结算点。

修改为：市场初期，发电侧与用户侧中长期合同参考结算点为用户侧统一结算点。市场成熟后，可允许中长期合同签订双方自行约定参考结算点。

修改理由：发电与用户签订的中长期合同交割节点应是同一个节点。

（5）新增内容：8.6 市场限价机制

现货市场长周期结算试运行前，每日开展日清分结算时，

若现货运行日的日前或实时现货出清均价高于二级价格限值，并且累计达到L个现货运行日后，对于结算试运行期间所有高于二级价格限值的现货运行日所有时点，日前或实时现货统一结算点电价均按照等比例原则调减，对应发电侧的结算电价同步调减。现货市场长周期结算试运行后，若现货运行日的日前或实时现货出清均价高于二级价格限值，且累计达到L个现货运行日，对于后续高于二级价格限值的L个运行日所有时点日前或实时现货统一结算点电价均按照等比例原则调减，对应发电侧的结算电价同步调减。二级价格限值及L取值应由政府价格主管部门会同有关主管部门、国家能源局派出机构研究确定。

修改理由：为避免市场结算价格过高采用二级限价机制。

10 中长期交易申报和出清

(1) 新增内容：10.2.7 中长期合约比例平衡机制

关于中长期合约高比例成交的相关机制，可在月内双边协商和集中竞价交易中持续跟踪预出清结果，并在必要时予以宣传动员以及政策引导。后续可根据结算试运行情况，进一步探索相关交易机制。

修改理由：为减少市场当中可能存在的售电公司无法公平获得购电机会的现象，在双边协商交易中引入平衡成交机制。

11 容量成本回收机制

(1) 11.2.1 交易组织

原规则：市场起步阶段，新建燃气发电容量提前三年开展竞价，具体方案由市能源主管部门另行组织制定。考虑历史成本等因素，存量机组（2023 一季度前并网）与新建燃气发电容量分开组织；

修改为：市场起步阶段，新建燃气发电容量提前三年开展竞价，具体方案由市能源主管部门另行组织制定。考虑历史成本等因素，存量机组（2023 年底前并网）与新建燃气发电容量分开组织；

修改理由：根据上海市燃气发电容量电费资金疏导有关政策，闵行燃机#3 机组容量电费属于上海市已疏导的燃气两部制电价资金范围，应作为存量机组参与燃气发电容量竞价市场。

（2）11.2.5 管理措施（二）存量机组过渡措施

原规则：（3）奖惩措施。当所有获得容量电费的燃气机组的平均年利用小时数小于平均目标利用小时数，对于未能够完成目标利用小时数的机组，原则上，按实际利用小时数低于目标利用小时数的比例扣除容量电费收入。实际发电利用小时数和目标利用小时数不包括市场气对应的发电量。

因不满足目标利用小时数扣除的容量电费、存量燃机补贴竞价释放的资金空间用于增加燃气机组能够获取度电补贴的利用小时数。

市场初期根据同类型机组目标峰段出清占比保障燃气机组基本收益。同类型燃气机组按照目标峰段出清占比进行

排名，高于平均水平的其调整后的度电电价可大于原两部制电价体系下的度电电价（不含容量电费收入，存量机组根据政府价格主管部门原核定的两部制电价水平中度电电价核定，新建机组按照相关规则另行核定），但不得高于度电电价上限。低于平均水平的其调整后的度电电价应低于原两部制电价体系下的度电电价，但不得低于度电电价下限。度电电价上限和下限由政府主管部门核定。

修改为：（3）奖惩措施（收益调整机制）。当所有获得容量电费的燃气机组的平均年利用小时数小于平均目标利用小时数，对于未能够完成目标利用小时数的机组，原则上，按实际利用小时数低于目标利用小时数的比例扣除容量电费收入。实际发电利用小时数和目标利用小时数不包括市场气对应的发电量。

因不满足目标利用小时数扣除的容量电费、存量燃机补贴竞价释放的资金空间用于增加燃气机组能够获取度电补贴的利用小时数。

市场初期根据同类型机组目标峰段出清占比保障燃气机组基本收益。同类型燃气机组按照目标峰段出清占比进行排名，高于平均水平的其调整后的度电电价可大于原两部制电价体系下的度电电价（不含容量电费收入，存量机组根据政府价格主管部门原核定的两部制电价水平中度电电价核定，新建机组按照相关规则另行核定），但不得高于度电电价上限。低于平均水平的其调整后的度电电价应低于原两部

制电价体系下的度电电价，但不得低于度电电价下限。度电电价上限和下限由政府主管部门核定。

修改理由：明确燃气机组参与电能量市场方式。

(3) 11.2.5 管理措施 (三) 燃气机组参与电能量市场方式

原规则：市场初期，燃气机组在获取容量补贴后，可通过度电补贴和政府授权合同的方式参与电能量市场。市场成熟后，市场运行机构可根据市场运行情况提出完善建议。现货市场中，市场运营机构可根据天然气供需情况、电力系统安全等因素，安排燃气机组作为必开、必停机组或者确定最小出力曲线。

修改为：市场初期，燃气机组参与电能量市场（包括中长期和现货交易，下同），主要方式为“限量中长期合约+全量现货申报出清”。燃气机组作为优先发电，可按照优先市场占比分为市场化优先发电和非市场化优先发电。在电能量市场的中长期交易中，燃气机组的市场化优先发电直接参与市场交易、签订中长期合约；在电能量市场的现货交易中，燃气机组全量申报、全量出清；在电能量市场的市场结算中，燃气机组的市场化优先发电进行双偏差结算，非市场化优先发电根据政府授权合约电价按实结算。

市场初期，可设定较低的优先市场占比（具体根据结算试运行工作方案确定），以实现燃气机组平稳参与电力市场；同时根据现货试运行情况逐步推动燃气机组的市场化优先

发电参与中长期交易。

市场成熟后，市场运营机构可根据市场运行情况提出完善建议。现货市场中，市场运营机构可根据天然气供需情况、电力系统安全等因素，安排燃气机组作为必开、必停机组或者确定最小出力曲线。

修改理由：明确燃气机组参与电能量市场方式。

(4) 11.3.2 发电侧容量补偿

原规则：容量补偿机制须在一定条件下触发后执行。市场运营机构监测上海市内发电资源利用小时数和电价水平，当电能量、辅助服务收益无法保证发电侧实现合理收益并影响系统容量充裕性时，市场主体可向能源主管部门提出启动容量补偿机制。发电侧容量补偿收入计算公式为：

发电侧容量补偿收入=单位容量补偿费用*有效容量

政府主管部门参考发电成本收益情况，结合实际需要，按年度制定统一的单位容量补偿费用。

政府主管部门组织市场运营机构，核定本地区各类型机组有效容量。有效容量应根据机组出力特征、厂用电率、燃料存储、调节能力、检修停机、事故停机等因素进行折算，客观反映机组对电力系统的最大容量贡献。有效容量不高于发电机组装机容量。

已完成折旧的机组，有效容量在核定值基础上乘以不超过0.8的系数。政府主管部门按照实际需要按年度确定折算系数。

修改为：容量补偿机制须在一定条件下触发后执行。市场运营机构监测上海市内发电资源利用小时数和电价水平，当电能量、辅助服务收益无法保证发电侧实现合理收益并影响系统容量充裕性时，**经营主体**可向能源主管部门提出启动容量补偿机制。发电侧容量补偿收入计算公式为：

发电侧容量补偿收入=单位容量补偿费用*有效容量

政府主管部门参考发电成本收益情况，结合实际需要，按年度制定统一的单位容量补偿费用。

政府主管部门组织市场运营机构，核定本地区各类型机组有效容量。有效容量应根据机组出力特征、厂用电率、燃料存储、调节能力、检修停机、事故停机等因素进行折算，客观反映机组对电力系统的最大容量贡献。有效容量不高于发电机组装机容量。

已完成折旧的机组，有效容量在核定值基础上乘以不超过0.8的系数。政府主管部门按照实际需要按年度确定折算系数。

煤电容量补偿按照《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》(发改价格〔2023〕1501号)以及《国家能源局综合司关于明确煤电容量电价适用范围有关事项的暂行通知》(国能综通电力〔2023〕141号)相关要求执行。

修改理由：煤电容量补偿应按照国家相关规定执行。

13 现货市场总体安排

(1) 13.1.3 与省间交易的衔接关系

新增内容：为有效保障上海电力安全供应，着力降低上海工商业用电成本，电网企业可代理参与日前和日内省间各类市场交易。

修改理由：明确参与省间各类市场的目标。

(2) 13.1.3 与省间交易的衔接关系（一）日前省间现货市场

原规则：上海日前市场完成申报环节（D-1 9:15）后，调度机构须根据市场边界条件、申报信息进行日前预出清，分析上海电力供需平衡情况。当上海市备用充足时，调度机构可组织上海市内主体参与日前省间现货交易。

修改为：上海日前市场完成申报环节（D-1 10:15）后，调度机构须根据市场边界条件、申报信息进行日前预出清。**根据日前预出清结果（备用和价格情况等），**调度机构可组织上海市内主体参与日前省间现货交易。

修改理由：

- 1.申报截止时间修改。
- 2.明确参与省间市场的依据。

(3) 13.1.3 与省间交易的衔接关系（二）日前华东辅助服务市场

原规则：上海日前市场完成申报环节（D-1 9:15）后，调度机构须根据市场边界条件、申报信息进行日前预出清，并结合省间现货交易结果，分析上海电力供需平衡情况。当

出现上海市正、负备用不足的情况时，调度机构可申请启动华东辅助服务市场，作为代理机构购入正、负备用。

修改为：上海日前市场完成申报环节（D-1 10:15）后，调度机构须根据市场边界条件、申报信息进行日前预出清，并结合省间现货交易结果，分析上海电力供需平衡情况。当出现上海市正、负备用不足的情况时，调度机构可申请启动华东辅助服务市场，作为代理机构购入正、负备用。

修改理由：

1.申报截止时间修改。

（4）新增内容：13.2 电力市场技术支持系统

（一）电力市场技术支持系统应通过国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门遵循利益回避原则组织的独立第三方校验，且符合国家有关技术标准和行业标准。

（二）电力市场技术支持系统各项参数需经省（区、市）有关主管部门核准后执行，包括但不限于各类平衡/爬坡/网络断面约束惩罚因子、申报限价、出清限价（含备用出清限价）等。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

（5）删除内容：原 13.2 组织流程

修改理由：

1.具体组织流程详见每次试运行方案。

2.上海现货市场的组织时序受到省间现货市场、华东区域辅助服务市场等多个前序环节的影响，后续前序环节的时

序也可能存在变化，规则不便于经常修改，因此具体时间不在规则中明确。

14 日前市场

(1) 14.1 日前市场组织

原规则：现阶段，日前电能量市场采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价、全电量申报、节点边际定价、集中优化出清”的形式。发电机组在日前现货市场中申报运行日的量价信息，售电公司和批发用户在日前现货市场中申报运行日每小时分段电力量价曲线。

电网企业预测保障性用户、代理购电工商业用户的用电需求曲线，在日前阶段开展日前现货市场出清和调度计划计算。

修改为：现阶段，日前电能量市场采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价、全电量申报、节点边际定价、集中优化出清”的形式。发电机组在日前现货市场中申报运行日的量价信息，售电公司和批发用户在日前现货市场中申报运行日每小时分段电力曲线。

起步阶段采用统调预测曲线扣减“直接交易用户+售电公司”预测曲线，再按一定比例拆分的方式，形成代理购电工商业用户、保障性用户运行日每小时分段申报曲线，并合理设置偏差收益返还机制。条件成熟后，逐步过渡至电网企业通过预测分时段电量并折算至典型曲线或者直接预测分时段曲线的方式，直接形成代理购电工商业用户、保障性用

户运行日每小时分段申报曲线。

修改理由：

1.确保平稳起步实施，再逐步完善提升。目前公司工商业用户计量改造已完成，具备96点计量采集能力，正在积累不同行业用户曲线，滚动迭代优化预测模型。

(2) 14.2.1 机组运行参数

原规则：(2)发电机组最低技术出力，单位为MW，应与并网调度协议保持一致，对于装设有AGC装置的机组，最小稳定技术出力不得高于AGC下限。

修改为：(2)发电机组最低技术出力，单位为MW，应与并网调度协议保持一致**(取并网调度协议中最小出力和深度调峰能力较小值)**，对于装设有AGC装置的机组，最小稳定技术出力不得高于AGC下限。

修改理由：机组灵活性改造后性能提升，具备深调能力，规则作适应性修改。

(3) 14.2.3 核定参数

原规则：核定参数是指参与现货电能量市场交易的发电机组的电能量价格限额、启动费用限额、空载费用限额、以及核定成本价格，作为现货电能量市场出清以及结算依据。相关的核定参数计算标准由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门同意后执行。

(1)电能量价格限额：综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限、市场

出清价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门同意后执行。

(2) 启动费用限额：启动费用申报的上下限。

(3) 空载费用限额：空载费用申报上下限。

(4) 核定成本价格：核定成本价格指基于发电机组的发电成本核定的成本价格，单位为元/MWh。发电机组运行补偿等费用参考核定成本价格进行计算。

修改为：核定参数是指参与现货电能量市场交易的发电机组的电能量价格限额、启动费用限额、空载费用限额、以及核定成本价格，作为现货电能量市场出清以及结算依据。**核定参数由政府价格主管部门会同有关主管部门、国家能源局派出机构研究确定，市场运营机构负责执行。**

(1) 电能量价格限额：综合考虑发电企业运营成本、电力供需情况、失负荷价值、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限、市场出清价格上下限。

(2) 启动费用限额：启动费用申报的上下限。

(3) 空载费用限额：空载费用申报上下限。

(4) 核定成本价格：核定成本价格指基于发电机组的发电成本核定的成本价格，单位为元/MWh。发电机组运行补偿等费用参考核定成本价格进行计算。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

(4) 14.3.1 日前机组运行边界条件 (一) 机组状态约束

原规则：竞价日上午 8:45 前，电力调度机构应根据机组检修批复以及调试（试验）计划批复情况，确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态，作为日前电能量市场出清的边界条件。

修改为：电力调度机构应根据机组检修批复以及调试（试验）计划批复情况，确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态，作为日前电能量市场出清的边界条件。

修改理由：

1.上海现货市场的组织时序受到省间现货市场、华东区域辅助服务市场等多个前序环节的影响，后续前序环节的时序也可能存在变化，规则不便于经常修改，因此具体时间不在规则中明确。

（5）14.3.1 日前机组运行边界条件（二）机组出力上下限约束

原规则：竞价日上午 8:45 前，电力调度机构根据机组的额定有功功率、检修和调试（试验）批复等情况，确定运行日其调管范围内机组的 96 点机组出力上下限约束，作为日前电能量市场出清的边界条件。正常情况下，机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率（燃机出力上限为该季度最大技术出力）、最低技术出力。

电厂自身原因造成的机组限高/限低时段按照相关规定纳入考核。

修改为：电力调度机构根据机组的额定有功功率、机组

申报的出力上下限、检修和调试（试验）批复等情况，确定运行日（D）其调管范围内机组的96点机组出力上下限约束，作为日前电能量市场出清的边界条件。正常情况下，机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率（燃机出力上限为该季度最大技术出力）、最低技术出力。

在日前电能量市场正式出清前，若机组的出力上下限值发生临时变更，经调度机构审核确认后，调度机构可在现货技术支持系统中将该台发电机组的出力上下限约束值修改为变更后的数值，并按照变更之后的出力上下限进行日前市场的正式出清计算。

电厂自身原因造成的机组限高/限低时段按照相关规定纳入考核。调度机构可在保障电力系统运行安全的情况下进行机组发电出力测试，对于未申报出力受限但实际无法跟随调度指令进行出力调整的机组，按照相关规定予以考核。

修改理由：

1.上海现货市场的组织时序受到省间现货市场、华东区域辅助服务市场等多个前序环节的影响，后续前序环节的时序也可能存在变化，规则不便于经常修改，因此具体时间不在规则中明确。

2.当前已有的申报信息补充在规则中体现。

3.正式出清前如有市场边界变更及市场机组变更等应重新读入最新信息，从而使得出清结果能够更符合运行实际

4.防止机组瞒报、谎报出力受限情况。

(5) 14.3.1 日前机组运行边界条件 (三) 发电机组最早可并网时间

原规则：若发电机组在竞价日 (D-1) 处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日 (D-1) 8:00 前，该机组需通过所属电力调度机构的技术支持系统申报运行日 (D) 最早可并网时间。

修改为：若发电机组在竞价日 (D-1) 处于停机状态且预计运行日 (D) 具备并网条件，竞价日 (D-1) 10:15 前，该机组需申报运行日 (D) 最早可并网时间，若未申报的则默认为运行日 (D) 全天均具备并网条件。

修改理由：

1. 申报截止时间修改。

(6) 14.3.1 日前机组运行边界条件 (四) 发电机组调试及试验计划

原规则：(2) 在运机组试验(调试)：竞价日前一天(D-1) 8:00 前，经所属电力调度机构审核确认于运行日进行试验(调试)的在运机组，应通过技术支持系统向电力调度机构报送运行日调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划，由电力调度机构审核确认后生效。

因电厂原因处于调试状态的机组，运行日全天各时段均安排固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构审核确认的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清，作为现货市场出清边界条件。非调试时段原则

上按最低技术出力安排。

若发电机组在竞价日前一天（D-2）17：00 前未申报相应的调试计划，在日前电能量市场出清过程中对其调试计划不予考虑，按照其电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

修改为：（2）在运机组试验（调试）：运行日进行试验（调试）的在运机组，在竞价日（D-1）应申报调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划，由电力调度机构审核确认后生效。

因电厂原因处于调试状态的机组，运行日**调试时段**安排固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构审核确认的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清，作为现货市场出清边界条件。**非调试时段，按照电能量报价信息参与日前电能量市场出清，但该运行日产生的启动费用不纳入启动补偿费用的计算范围。**

若发电机组在竞价日（D-1）未申报相应的调试计划，在日前电能量市场出清过程中对其调试计划不予考虑，按照其电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

若发电机组在日前电能量市场正式出清前申报调试计划变更，经调度机构审核确认后，调度机构可在现货技术支持系统中调整该发电机组的调试计划后进行日前市场的正式出清计算。

修改理由：

1.上海现货市场的组织时序受到省间现货市场、华东区

域辅助服务市场等多个前序环节的影响，后续前序环节的时序也可能存在变化，规则不便于经常修改，因此具体时间不在规则中明确。

2.当前已有的申报信息补充在规则中体现。

3.正式出清前如有市场边界变更及市场机组变更等应重新读入最新信息，从而使得出清结果能够更符合运行实际。

4.上海电力系统的调节能力有限，若电厂非调试时段按照最小出力运行，会进一步减少可调节资源，对电力系统运行安全造成影响。

(7) 删除内容：14.3.1 日前机组运行边界条件（五） 热电联产机组供电计划

修改理由：

1.上海没有热电联产机组参与市场。

(8) 14.3.2 日前电网运行边界条件

原规则：

（三）备用、调频容量约束

电力调度控制中心根据系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用、调频容量要求。日前电能量市场出清结果需同时满足D、D+1日的各类备用、调频要求，即开机组合应满足未来两天的电力平衡要求。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、调频的约束限值。

修改为：

（三）备用容量约束

电力调度控制中心根据系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用容量要求。日前电能量市场出清结果需同时满足D、D+1日的各类备用要求，即开机组合应满足未来两天的电力平衡要求。电力调度机构可根据不同时期电网安全运行的备用需求，如电力保供要求、上级调度要求以及新能源预测偏差等因素，调整各类型备用的约束限值。

修改理由：将调频容量部分进行删除，及考虑实际运行情况对备用需求适应修改。

（9）14.4 日前市场申报前信息披露

原规则：竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）8:45时段内，市场运营机构通过电力市场交易系统按照《上海电力市场管理实施细则（信息披露）》的要求，向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要包括：日前负荷预测、日前系统间联络线输电曲线预测、省间预受电计划、非市场化机组发电计划、新能源出力预测、备用要求、市场参数信息、电网安全约束条件、必开必停机组名单及其原因、开停机不满最小约束时间机组名单、电网设备信息、发电机组检修计划、市场限价等。相关信息按照《上海电力市场管理实施细则（信息披露）》规定，分别按照公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息方式进行披露。

修改为：竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）9:15时段内，市场运营机构通过电力市场交易系统向相关市场成员

发布运行日（D）的边界条件信息。主要包括：日前负荷预测、日前系统间联络线输电曲线预测、省间预受电计划、非市场化机组发电计划、新能源出力预测、备用要求、市场参数信息、电网安全约束条件、必开必停机组名单及其原因、开停机不满最小约束时间机组名单、电网设备信息、发电机组检修计划、市场限价、**天然气用气约束**等。相关信息按照本细则规定，分别按照公众信息、公开信息、**特定信息**方式进行披露。

修改理由：

1. 日前信息披露截止时间修改。
2. 各分类细则已合并为一个《上海电力现货市场实施细则》。
3. 与电力市场信息披露基本规则相关条款保持一致。

(10) 14.5.1 用电侧申报交易信息

原规则：竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）9:45间，参与现货市场的售电公司和批发用户在电力市场交易系统中申报下述信息：

（1）售电公司在电力市场交易系统中申报其代理用户运行日的96点用电需求，即运行日每15分钟时段内的平均用电负荷；

（2）批发用户在电力市场交易系统中申报其运行日的96点用电需求，即运行日每15分钟时段内的平均用电负荷。

售电公司和批发用户申报的用电需求作为日前电能量

市场的出清依据和结算依据。

修改为：竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）10:15 间，参与现货市场的售电公司、批发用户和电网企业在电力市场交易系统中申报下述信息：

（1）售电公司在电力市场交易系统中申报其代理用户运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷；

（2）批发用户在电力市场交易系统中申报其运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷；

（3）具备条件后，电网企业在电力市场交易系统中申报全市代理购电用户、保障性用户运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷。

售电公司、批发用户和电网企业申报的用电需求作为日前电能量市场的出清依据和结算依据。

修改理由：

- 1.申报截止时间修改。
- 2.新增具备条件后电网企业参与现货申报。

（11）14.5.2 发电侧申报交易信息

原规则：竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）9: 45 间，所有参与现货市场的机组必须通过电力市场交易系统进行日前电能量市场交易申报。若该机组未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

修改为：竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）10:15

间，所有参与现货市场的机组必须通过电力市场交易系统
进行日前电能量市场交易申报。若该机组未按时申报，则按照
缺省报价信息参与市场出清。当不同机组的分段电能量报价
相同时，若该出力区间具备 AGC 调节功能，则机组优先中标。

修改理由：

1. 申报截止时间修改。
2. 细化出清原理描述，同时鼓励机组配备 AGC 功能。

(12) 14.6 日前电能量市场出清

原规则：竞价日（D-1）9:15-16:00 时段内，现货交易
申报窗口已关闭，电力调度机构基于市场成员申报信息以及
运行日（D）的电网运行边界条件，采用基于安全约束的机
组组合（SCUC）以及经济调度（SCED）进行优化计算出清，
出清得到日前电能量市场交易结果，包括机组开停计划、发
电计划曲线、分时电价和节点电价等。

修改为：现货交易申报窗口关闭后，电力调度机构基于
市场成员申报信息以及运行日（D）的电网运行边界条件，
采用基于安全约束的机组组合（SCUC）以及经济调度（SCED）
进行优化计算出清，出清得到日前电能量市场交易结果，包
括机组开停计划、发电计划曲线、分时电价和节点电价等

修改理由：

- 1.具体组织流程详见每次试运行方案。
- 2.上海现货市场的组织时序受到省间现货市场、华东区
域辅助服务市场等多个前序环节的影响，后续前序环节的时

序也可能存在变化，规则不便于经常修改，因此具体时间不在规则中明确。

(13) 14.6.1 日前电能量市场的出清过程

原规则：原则上，竞价日 17:30 前，电力调度机构应完成日前电能量市场的出清计算。电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，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，出清得到日前电能量市场的预出清结果。根据预出清结果参与省间辅助服务市场交易或省间现货市场交易，并将交易结果作为日前电能量市场正式出清的边界条件。日前电能量市场正式出清时，首先采用非市场用户预测负荷曲线，叠加市场用户申报负荷曲线，进行日前市场出清，出清结果用于市场交易结算，然后采用调度机构预测的全网系统负荷进行可靠性机组组合计算，结果用于形成发电机组组合和发电出力指令计划。日前市场和可靠性机组组合采用相同的安全约束机组组合（SCUC）模型和安全约束经济调度（SCED）模型。

修改为：电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日(D)的电网运行边界条件，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，出清得到日前电能量市场的预出清结果。根据预出清结果参与省间辅助服务市场交易或省间现货市场交易，并将交易结果作为日前电能量市场正式出清的边界条件。日前电能量市场正式出清

时，首先采用非市场用户预测负荷曲线，叠加市场用户申报负荷曲线，进行日前市场出清，出清结果用于市场交易结算，然后采用调度机构预测的全网系统负荷进行可靠性机组组合计算，结果用于形成发电机组组合和发电出力指令计划。日前市场和可靠性机组组合采用相同的安全约束机组组合（SCUC）模型和安全约束经济调度（SCED）模型。

修改理由：

- 1.具体组织流程详见每次试运行方案。
- 2.上海现货市场的组织时序受到省间现货市场、华东区域辅助服务市场等多个前序环节的影响，后续前序环节的时序也可能存在变化，规则不便于经常修改，因此具体时间不在规则中明确。

**(14)14.6.3 特殊机组在日前市场中的出清机制的(二)
调试机组(2)调试试验的在运机组**

原规则：对于因电厂自身原因的调试机组，在调试时段内，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，调试时段内该台发电机组的发电出力为其申报的调试计划出力曲线，非调试时段内原则上该台机组的发电出力为最低技术出力。在运行日全天的交易时段内，因电厂原因的调试机组均不参与市场优化，作为市场价格接受者。

修改为：对于因电厂自身原因的调试机组，在调试时段内，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，调试时段内该台发电机组的发电出力为其申

报的调试计划出力曲线，调试时段内机组出力不参与优化，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。在非调试时段内，按照机组在日前电能量市场中申报的量价信息，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。但该运行日产生的启动费用不纳入启动补偿费用的计算范围。

修改理由：上海电力系统的调节能力有限，若电厂非调试时段按照最小出力运行，会进一步减少可调节资源，对电力系统运行安全造成影响。

(15) 14.7 日前市场出清结果发布

原规则：竞价日（D-1）17:30 前，调度机构计算得到运行日的日前电能量市场交易出清结果，按照有关程序通过技术支持系统发布。信息发布的具体要求按照《上海电力市场管理实施细则（信息披露）》相关规定执行。

修改为：调度机构计算得到运行日（D）的日前电能量市场交易出清结果，经华东安全校核后，按照有关程序通过技术支持系统发布。信息发布的具体要求按照本细则相关规定执行。

修改理由：

1.上海现货市场的组织时序受到省间现货市场、华东区域辅助服务市场等多个前序环节的影响，后续前序环节的时序也可能存在变化，规则不便于经常修改，因此具体时间不在规则中明确。

2.各分类细则已合并为一个《上海电力现货市场实施细

则》。

3.华东区域内各省市独立出清及如果可能会引起潮流越限，需通过华东电网安全校核后执行。

15 实时市场

(1) 15.1 实时市场组织

原规则：实时电能量市场以发电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划与实时节点电价。

修改为：实时电能量市场以**社会福利最大化**为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划与实时节点电价。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

(2) 15.2 实时市场边界条件

原规则：实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，发电机组、售电公司和批发用户在实时电能量市场中均无需进行申报。

修改为：实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，发电机组、售电公司、批发用户**和电网企业**在实时电能量市场中均无需进行申报。

修改理由：明确电网企业在实施电能量市场中申报工作。

(3) 15.2.1 实时机组运行边界条件（三）发电机组出力上/下限约束

原规则：实时运行中机组因非系统运行原因出力上/下限

未能达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应季节的最大技术出力）、最低技术出力的时段，计为发电机组限高、限低时段。

修改为：实时运行中机组因非系统运行原因出力上/下限未能达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应季节的最大技术出力）、最低技术出力的时段，计为发电机组限高、限低时段。机组应根据实际运行情况申报出力受限情况，调度机构可在保障电力系统运行安全的情况下进行机组发电出力测试，对于未申报出力受限但实际无法跟随调度指令进行出力调整的机组，按照相关规定予以考核。

修改理由：防止机组瞒报、谎报出力受限情况。

（4）15.2.2 实时电网运行边界条件（六）运行备用

原规则：电网实时运行应满足华东网调每日下达的运行备用要求，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日内发电计划滚动计算。

修改为：电网实时运行备用容量应与日前备用容量保持一致，若实时市场备用需求发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

修改理由：考虑实际运行情况对备用需求适应修改。

（5）15.3 实时市场出清

原规则：电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以发电成本最小化为目标，在日前发电调度计划以及日内滚动发电计划确定的开

机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

修改为：电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以**社会福利最大化**为目标，在日前发电调度计划以及**参考日内滚动预调度**确定的开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

修改理由：日内滚动预调度结果仅作日内机组启停的参考以及新增国家规则适应性修改。

(6) 15.3.1 实时市场出清计算过程

原规则：(1) 调度机构进行日内滚动预调度，在运行时刻前 4 小时至前 1 小时滚动更新机组组合与相应的经济调度结果。

修改为：(1) 调度机构根据日内边界条件的变化，在日前出清的机组组合基础上，参考日内机组滚动预调度，滚动更新日内的机组组合。

修改理由：日内滚动预调度结果仅作日内机组启停的参考。

(7) 15.3.3 特殊机组在实时市场中的出清机制

新增内容：

(八) 测速机组

在实时运行中，调度机构为确保电网安全运行，需要对机组进行不定期测速，测速机组在测速时段内仍正常参与市场优化出清，但发电出力跟随调度测速指令变化，对于测速未达标的机组，按照相关规定予以考核。相应的电能量偏差按照实时市场的偏差结算原则进行处理。调度机构应结合电力供需形势和电网调节需要，按照公平审慎原则开展有关测试工作。

修改理由：根据调度运行实际，添加机组测速场景，在市场规则中形成衔接。

(8) 15.3.3 特殊机组在实时市场中的出清机制

新增内容：

(九) 发电出力上、下限测试机组

在实时运行中，调度机构可在保障电力系统运行安全的情况下进行机组发电出力测试，接受测试的机组在测试时段内仍正常参与市场优化出清，不参与市场定价，发电出力跟随调度指令变化。相应的电能量偏差按照实时市场的偏差结算原则进行处理。调度机构应结合电力供需形势和电网调节需要，按照公平审慎原则开展有关测试工作。

修改理由：防止机组瞒报、谎报出力受限情况。

(9) 15.4.1 实时市场出清结果发布

原规则：(2) 运行日后一天(D+1) 17:00 之前发布运行日(D)实时市场的正式结果。信息发布的具体要求按照《上海电力市场管理实施细则(信息披露)》相关规定执行。

修改为：(2) 运行日后一天(D+1)发布运行日(D)实时市场的正式结果。信息发布的具体要求按照本细则相关规定执行。

修改理由：

1.上海现货市场的组织时序受到省间现货市场、华东区域辅助服务市场等多个前序环节的影响，后续前序环节的时序也可能存在变化，规则不便于经常修改，因此具体时间不在规则中明确。

2.各分类细则已合并为一个《上海电力现货市场实施细则》。

(10) 15.4.2 实时运行调整

原规则：电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压、备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，调度机构应按照安全第一的原则处理，具体措施应符合《上海电力市场管理实施细则（系统运行）》《上海电力市场管理实施细则（风险防控）》等规则要求。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过技术支持系统向市场成员发布。

修改为：电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压、备用容量以及各输变电断面合理

的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，调度机构应按照安全第一的原则处理，具体措施应符合本细则相关规定要求。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过技术支持系统向市场成员发布。

修改理由：

1.各分类细则已合并为一个《上海电力现货市场实施细则》。

(11)15.5 现货电能量市场中用户侧允许申报偏差外收益处理机制

原规则：现货电能量市场中，售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时，应将对应的现货电能量市场结算收益回收。

修改为：现货电能量市场中，售电公司、批发用户和电网企业在日前电能量市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时，应将对应的现货电能量市场结算收益回收。

修改理由：代理购电用户参与偏差收益转移结算。

16 备用交易

(1) 16.1 基本原则

原规则：备用是指为了保证电力系统可靠供电，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

备用采用与电能量联合出清的交易模式，电力调度机构根据系统运行需要，确定各类备用需求量，各主体根据出清得到的备用计划提供备用。

备用交易根据华东能源监管局要求按如下规定执行：未参与现货市场的机组及现货市场停运期间，仍按照华东区域“两个细则”相关规定执行。备用交易成交结果纳入华东区域“两个细则”执行。

修改为：备用是指为了保证电力系统可靠供电，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

备用采用与电能量联合出清的交易模式，电力调度机构根据系统运行需要，确定各类备用需求量，各主体根据出清得到的备用计划提供备用。

备用交易根据华东能源监管局要求按如下规定执行：未参与现货市场的机组及现货市场停运期间，仍按照华东区域“两个细则”相关规定执行。备用交易成交结果参照华东区域“两个细则”的分摊主体和方式，由相关主体进行分摊，电力现货市场未连续运行期间，原则上不向用户侧疏导。

修改理由：明确备用交易费用疏导方式。

(2) 16.3.1 交易模式

原规则：调度机构负责明确上海电力系统满足可靠性标准所需的各类备用容量的计算方法，在竞价日（D-1）上午8:45前提出运行日（D）各类备用容量需求。调度机构根据一级备用容量需求，将一级备用与电能量市场进行联合优化出清，优化形成中标一级备用容量。

修改为：调度机构负责明确上海电力系统满足可靠性标准所需的各类备用容量的计算方法，在竞价日（D-1）上午9:15前提出运行日（D）各类备用容量需求。调度机构根据一级备用容量需求，将一级备用与电能量市场进行联合优化出清，优化形成中标一级备用容量。

修改理由：

1.信息发布截止时间修改。

(3) 16.3.2 备用容量需求

新增内容：电力调度机构可根据不同时期电网安全运行的备用需求，如电力保供要求、上级调度要求以及新能源预测偏差等因素，调整备用容量需求值。

修改理由：考虑实际运行情况对备用需求适应修改。

(4) 16.3.3 交易流程

原规则：(1)竞价日前一天（D-2）17:00至竞价日（D-1）上午8:45期间，电力调度机构发布备用市场信息，包括但不限于：可参与备用市场的备用提供者；运行日（D）24小时

各时段一级备用容量需求值 (MW); 备用市场其他要求等。

修改为：(1) 竞价日 (D-1) 上午 9:15 前，电力调度机构发布备用市场信息，包括但不限于：可参与备用市场的备用提供者；运行日 (D) 24 小时各时段一级备用容量需求值 (MW); 备用市场其他要求等。

修改理由：

1. 信息发布截止时间修改。

18 结算原则

(1) 18.1 基本原则 (二) 用户侧

原规则：用户侧同一计量点原则上安装一套符合技术要求的电能计量设备 (含电能表、互感器等), 对专变用户计量点可按照一套主表一套负荷管理终端的方式配置。当确认主表故障后, 可以参照负荷管理终端数据作为结算依据。用户侧原则上同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。以主表计量数据作为结算依据, 副表计量数据作为参照。当确认主表故障后, 副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

修改为：用户侧同一计量点原则上安装一套符合技术要求的电能计量设备 (含电能表、互感器等), 对专变用户计量点可按照一套主表一套负荷管理终端的方式配置。原则上 35kV 及以上的计量点配置主、副表各一套, 应当确保主、副电表型号、规格、准确度相同, 且有明确标志, 以主表计量数据作为结算依据, 副表计量数据作为参照, 当确认主表故

障后，副表计量数据替代主表计量数据作为结算依据。

修改理由：与《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）描述保持一致，明确计量相关要求。

（2）18.2 结算周期

原规则：上海电力市场采用“日清月结”的结算模式，电量电费计算周期为日，原则上以15分钟为基本计算时段，出具日清分预结算结果，以月度为周期发布预结算依据，经市场主体确认后形成正式结算依据，开展电费结算；市场运行产生的各项市场运行费用，按照每项费用的分配（分摊）周期按日或按月进行计算，以月度为周期发布预结算依据，经市场主体确认后形成正式结算依据，开展相应费用结算。

修改为：上海电力现货市场采用“日清月结”的结算模式，电量电费计算周期为日，原则上以15分钟为基本计算时段，出具日清分预结算结果，以月度为周期发布预结算依据，经经营主体确认后形成正式结算依据，开展电费结算；市场运行产生的各项市场运行费用，按照每项费用的分配（分摊）周期按日或按月进行计算，以月度为周期发布预结算依据，也可纳入后续月份分摊或返还，经经营主体确认后形成正式结算依据，开展相应费用结算。

修改理由：考虑到市场运行费用计算涉及数据来源多，数据拟合量大，故可纳入后续月份分摊或返还。

（3）18.4 结算电价（一）

原规则：市场化机组结算电价为机组所在物理节点的节点电价，外来电结算电价为接入物理节点的节点电价加权平均值减去过网费后得到的价格。

修改为：市场化机组结算电价为机组所在物理节点的节点电价，外来电视为买方在关口处的电源进行结算。

修改理由：在全电量的现货市场中，外来电应视为关口处的电源进行结算，以承担该部分电量在省内市场的经济责任。

19 结算流程

(1) 19.1 结算数据准备

原规则：运行日后第 4 天（D+4 日），电网企业以机组和计量点为最小单位，将运行日（D 日）的机组、市场用户每 15 分钟电量数据推送给交易系统，包括机组分时电量和用户计量点分时电量。

若存在分时计量数据缺失或异常情况，由电网企业依据规则提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则滚动迭代，纳入年度交易方案。

若市场主体暂不具备 96 点的分时计量条件，在交易和结算时可采用等值插入等方法进行数值拆分，以符合统一的时间颗粒度要求。

修改为：运行日后第 4 天（D+4 日）内，电网企业以机组和计量点为最小单位，将运行日（D 日）的机组、市场用户每 15 分钟电量数据推送给交易系统，包括机组分时电量

和用户计量点分时电量。

若存在分时计量数据缺失或异常情况，由电网企业依据规则提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则滚动迭代，**纳入交易规则或年度交易方案。**

若经营主体暂不具备 96 点的分时计量条件，在交易和结算时可采用等值插入**或者典型/约定曲线折算**等方法进行数值拆分，以符合统一的时间颗粒度要求。

修改理由：考虑长周期结算试运行后，逐步将提供曲线的时间压缩至 D+3 日。

(2) 19.2 日清分

原规则：运行日后第 5 天 (D+5 日)，交易系统计算运行日 (D 日) 的结算电费；运行日后第 6 天 (D+6 日)，经审核后发布日清分预结算结果。具体包括：各市场主体当日每 15 分钟不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

修改为：运行日后第 5 天 (D+5 日) 内，交易系统计算运行日 (D 日) 的结算电费；运行日后第 6 天 (D+6 日) 内，经审核后发布日清分预结算结果。具体包括：各经营主体当日每 15 分钟不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

修改理由：考虑长周期结算试运行后，逐步将提供曲线的时间压缩至 D+3 日。

(3) 19.3 月结算

原规则：交易机构每月7日根据上月日清分结果及历史月份的退补结算结果，出具上月月度结算预结算结果，并发布给市场主体查询确认。具体包括：各市场主体当月累计结算电量、电价、电费、分摊、返还等费用明细。

修改为：交易机构每月根据上月日清分结果及历史月份的退补结算结果，出具上月月度结算预结算结果，并发布给经营主体查询确认。具体包括：各经营主体当月累计结算电量、电价、电费、分摊、返还等费用明细。

修改理由：考虑电网企业正常电费结算周期，预结算结果出具时间可能适当提前。

20 用户侧结算

(1) 20.2 电网代理购电用户结算

原规则：电网代理购电用户在进行交易时，总体的电费支出包含日前市场电费、实时市场偏差电费、中长期合约差价电费、容量和度电补贴费用、市场平衡费用、电力保障综合费用等。计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{\text{应付, 电网代购}} &= C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{容量和度电补贴}} \\ &+ C_{\text{市场平衡}} + C_{\text{电力保障综合}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{附加}} \end{aligned}$$

其中：

$C_{\text{应付, 电网代购}}$ 为电网企业代理用户电费支出；

$C_{\text{日前}}$ 为日前市场电费；

$C_{\text{实时}}$ 为实时市场偏差电费；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为中长期合约差价电费；

$C_{\text{容量和度电补贴}}$ 为容量补贴费用以及度电补贴或扣减费用的分摊或返还费用；

$C_{\text{市场平衡}}$ 为市场平衡费用等分摊或返还费用。

$C_{\text{电力保障综合}}$ 为电力保障综合费用。

$C_{\text{输配}}$ 为输配电费，由电度输配电价、容（需）量用电价格构成；

$C_{\text{附加}}$ 为政府基金及附加费用。

修改为：电网代理购电用户在市场中进行交易时，总体的电费支出包含日前市场电费、实时市场偏差电费、中长期合约差价电费、偏差收益转移费用、容量和度电补贴费用、市场平衡费用、输配电费、政府性基金及附加、上网环节线损费用、系统运行费（含电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合费用等）等。计算公式如下：

$$C_{\text{应付, 电网代购}} = C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{偏差收益}} + C_{\text{容量和度电补贴}} + C_{\text{市场平衡}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{附加}} + C_{\text{线损}}$$

其中：

$C_{\text{应付, 电网代购}}$ 为电网企业代理用户电费支出；

$C_{\text{日前}}$ 为日前市场电费；

$C_{\text{实时}}$ 为实时市场偏差电费；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为中长期合约差价电费；

$C_{\text{偏差收益}}$ 为偏差收益转移费用；

$C_{\text{容量和度电补贴}}$ 为容量补贴费用以及度电补贴或扣减费用的分摊或返还费用；

$C_{\text{市场平衡}}$ 为市场平衡费用等分摊或返还费用。

$C_{\text{系统运行}}$ 为系统运行费用（包括电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合费用等）。

$C_{\text{线损}}$ 为上网环节线损费用。

$C_{\text{输配}}$ 为输配电费，由电度输配电价、容（需）量用电价格构成；

$C_{\text{附加}}$ 为政府基金及附加费用。

修改理由：与第三监管周期输配电价政策明确的价格构成进行衔接，代理购电用户参与偏差收益转移结算。

（2）20.2.3 中长期合约差价结算

原规则：电网企业代理用户按照其净合约分时电量、合约分时价格与日前市场统一结算点电价之差，计算中长期合约差价电费。

修改为：电网企业代理用户按照其合约分时电量、合约分时价格与日前市场统一结算点电价之差，计算中长期合约差价电费。

修改理由：规则中“净合约”均改为“合约”，与电力现货市场基本规则相关条款保持一致。

（3）20.2.4 代购用户实际结算

原规则：电网企业代理购电用户实际结算费用由代理购

电价格（含平均上网电价、电力保障综合费用等，下同）、输配电价（含线损及政策性交叉补贴，下同）、政府性基金及附加等组成。

修改为：电网企业代理购电用户实际结算费用由代理购电价格、输配电价、政府性基金及附加、上网环节线损费用、系统运行费（含电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合费用等）等组成。

修改理由：与第三监管周期输配电价政策明确的价格构成进行衔接。

（4）20.3 直购用户结算

原规则：直购用户的电费支出包含日前市场电费、实时市场偏差电费、中长期合约差价电费、偏差收益转移费用、容量和度电补贴费用、市场平衡费用、电力保障综合费用、输配电费（含线损）、政府基金及附加。其中，直购用户参与省间现货日前市场、日前华东备用市场、华东调峰市场交易的结果需叠加至中长期合约进行差价结算，参与省间现货日内市场、日内华东备用市场的结果需叠加至日前出清结果，再进行实时市场的偏差结算。计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{\text{支出, 直购}} &= C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{偏差收益}} \\ &+ C_{\text{容量和度电补贴}} + C_{\text{市场平衡}} + C_{\text{电力保障综合}} + C_{\text{输配}} \\ &+ C_{\text{附加}} \end{aligned}$$

其中：

- $C_{\text{支出, 直购}}$ 为直购用户电费支出；
- $C_{\text{日前}}$ 为日前市场电费；
- $C_{\text{实时}}$ 为实时市场偏差电费；
- $C_{\text{中长期合约}}$ 为中长期合约差价电费；
- $C_{\text{偏差收益}}$ 为偏差收益转移费用；
- $C_{\text{容量和度电补贴}}$ 为容量补贴费用以及度电补贴或扣减费用的分摊或返还费用；
- $C_{\text{市场平衡}}$ 为市场平衡费用等分摊或返还费用；
- $C_{\text{电力保障综合}}$ 为电力保障综合费用。
- $C_{\text{输配}}$ 为输配电费，由电度输配电价、容（需）量用电价格构成；
- $C_{\text{附加}}$ 为政府基金及附加费用。

修改为：直购用户的电费支出包含日前市场电费、实时市场偏差电费、中长期合约差价电费、偏差收益转移费用、容量和度电补贴费用、市场平衡费用、输配电费、政府性基金及附加、上网环节线损费用、系统运行费（含电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合费用等）等。其中，直购用户参与省间现货日前市场、日前华东备用市场、华东调峰市场交易的结果需叠加至中长期合约进行差价结算，参与省间现货日内市场、日内华东备用市场的结果需叠加至日前出清结果，再进行实时市场的偏差结算。计算公式如下：

$$\begin{aligned}
C_{\text{支出, 直购}} = & C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{偏差收益}} \\
& + C_{\text{容量和度电补贴}} + C_{\text{市场平衡}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{输配}} \\
& + C_{\text{附加}} + C_{\text{线损}}
\end{aligned}$$

其中：

$C_{\text{支出, 直购}}$ 为直购用户电费支出；

$C_{\text{日前}}$ 为日前市场电费；

$C_{\text{实时}}$ 为实时市场偏差电费；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为中长期合约差价电费；

$C_{\text{偏差收益}}$ 为偏差收益转移费用；

$C_{\text{容量和度电补贴}}$ 为容量补贴费用以及度电补贴或扣减费用的分摊或返还费用；

$C_{\text{市场平衡}}$ 为市场平衡费用等分摊或返还费用；

$C_{\text{系统运行}}$ 为系统运行费用（包括电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合费用等）。

$C_{\text{线损}}$ 为上网环节线损费用。

$C_{\text{输配}}$ 为输配电费，由电度输配电价、容（需）量用电价格构成；

$C_{\text{附加}}$ 为政府基金及附加费用。

修改理由：与第三监管周期输配电价政策明确的价格构成进行衔接。

（5）20.3.3 中长期合约差价结算

原规则：直购用户按照其净合约分时电量、合约分时价

格与日前市场统一结算点电价之差，计算中长期合约差价电费。

修改为：直购用户按照其合约分时电量、合约分时价格与日前市场统一结算点电价之差，计算中长期合约差价电费。

修改理由：规则中“净合约”均改为“合约”，与电力现货市场基本规则相关条款保持一致。

(6) 20.3.4 偏差收益转移结算

原规则：对于直购用户实时市场分时偏差电量进行事后计算判断，超出允许偏差范围的，将用户允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益，即用户偏差收益转移电费，以月度为单位，按用网电量比例返还给全体直购用户。

修改为：对于批发用户、售电公司和代理购电用户实时市场分时偏差电量进行事后计算判断，超出允许偏差范围的，将用户允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益，即用户偏差收益转移电费，以日为单位，按用网电量比例返还给批发用户、售电公司和代理购电用户。

修改理由：明确偏差收益转移电费收取和返还对象以及计算周期。

21 发电侧结算

(1) 21.3 中长期合约差价结算

原规则：机组按照其净合约分时电量、合约分时价格与日前市场节点电价之差，计算中长期合约差价电费。

修改为：机组按照其合约分时电量、合约分时价格与日

前市场节点电价之差，计算中长期合约差价电费。

修改理由：规则中“净合约”均改为“合约”，与电力现货市场基本规则相关条款保持一致。

(2) 21.4 中长期合约阻塞费用结算

原规则：发电侧中长期合约阻塞电费按照机组中长期分时净合约电量，以及机组日前市场节点电价和日前市场统一结算点电价的差值结算。

修改为：发电侧中长期合约阻塞电费按照机组中长期分时合约电量，以及机组日前市场节点电价和日前市场统一结算点电价的差值结算。

修改理由：规则中“净合约”均改为“合约”，与电力现货市场基本规则相关条款保持一致。

22 虚拟发电商结算

(1) 22.2.3 中长期合约差价结算

原规则：虚拟发电商按照其净合约分时电量、合约分时价格与虚拟发电商对应电源的落地节点日前市场节点电价之差，计算中长期合约差价电费。

修改为：虚拟发电商按照其合约分时电量、合约分时价格与虚拟发电商对应电源的落地节点日前市场节点电价之差，计算中长期合约差价电费。

修改理由：规则中“净合约”均改为“合约”，与电力现货市场基本规则相关条款保持一致。

23 容量和度电补贴费用结算

(1) 23.3 容量和度电补贴费用分摊或返还方式

原规则：现货市场环境下，新建燃机的容量费用、度电补贴费用由所有市场用户承担。

修改为：现货市场环境下，新建燃机的容量费用、度电补贴费用由全体工商业用户承担。

修改理由：规则中“所有市场用户”改为“全体工商业用户”，进一步明确费用承担主体。

24 市场平衡费用结算

(1) 24.1 双轨制不平衡费用

原规则： $R_{\text{偏差修正费用}}$ 为相关省间计划送受电或交易合约、抽水蓄能机组容量分摊费用、中长期保障措施、电费退补或成分增减等结算变更以及其他可能原因造成的不平衡费用。

$P_{\text{保障用电}, i, t}$ 为t时段保障用电i的实际目录电价；

$C_{\text{向保障用电应收}, i, t}$ 为市场结算体系下t时段上海电网应向保障用电i收取的费用，其中包含电网企业应收取的保障用电购销差价费用；

此类不平衡费用主要是非市场化优先发电与保障用电电力电价不匹配造成的。其中， $R_{\text{双轨制}2}$ 和 $R_{\text{偏差修正费用}}$ 暂按照用网电量比例向所有市场用户进行分摊或返还； $R_{\text{双轨制}1}$ 中，对应保障用电的不平衡费用暂按照用网电量比例向所有市场用户进行分摊和返还，对应除保障用电以外部分的不平衡费用暂按照用网电量比例向所有代购用户进行分摊或返还。

修改为： $R_{\text{偏差修正费用}}$ 为相关省间计划送受电或交易合约、中长期保障措施、电费退补或成分增减等结算变更以及其他可能原因造成的不平衡费用。

$P_{\text{保障用电}, i, t}$ 为t时段保障用电i的基期居民、农业用户平均购电价格；

$C_{\text{向保障用电应收}, i, t}$ 为市场结算体系下t时段上海电网应向保障用电i收取的费用；

此类不平衡费用主要是非市场化优先发电与保障用电电力电价不匹配造成的。其中， $R_{\text{双轨制1}}$ 、 $R_{\text{双轨制2}}$ 和 $R_{\text{偏差修正费用}}$ 暂按照上网电量比例向全体工商业用户进行分摊或返还。

修改理由：各主体应收和实收费用统一在上网侧计算。

(2) 24.3.1 发电机组运行成本费用计算 (1) 当机组核定成本价格为单值时的计算方式

原规则：在t时段，发电机组i的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行成本}, i, t} = Q_{i, t, \text{实际}} \times C_{\text{核定成本}, i}$$

其中：

$R_{\text{运行成本}, i, t}$ 表示发电机组i在t时段的运行成本费用；

$Q_{i, t, \text{实际}}$ 表示发电机组i在t时段的实际上网电量；

$C_{\text{核定成本}, i}$ 表示发电机组i的核定成本价格（单值）。

修改为：在t时段，发电机组i的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行成本},i,t} = Q_{i,t,\text{实际}} \times C_{\text{核定成本},i} \times M_i$$

其中：

$R_{\text{运行成本},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$C_{\text{核定成本},i}$ 表示发电机组 i 的核定成本价格（单值）；

M_i 表示发电机组 i 的优先市场占比。

修改理由： 机组成本补偿费用应针对机组参与市场部分进行补偿，未参与市场部分执行的是政府授权合约电价，不应进行补偿。

（3）24.3.1 发电机组运行成本费用计算（2）当机组核定成本为曲线时的计算方式

原规则： 在 t 时段，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行成本},i,t} = \int_0^{Q_{i,t,\text{实际}}(\text{发电})} C_{\text{核定成本},i} dQ \times (1 - d_i)$$

$$Q_{i,t,\text{实际}}(\text{发电}) = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{1 - d_i}$$

其中：

$R_{\text{运行成本},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际}}(\text{发电})$ 表示发电机组 i 在 t 时段的发电量； d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

$C_{\text{核定成本},i}$ 表示发电机组 i 的核定成本曲线，核定成本曲线对应的机组出力范围为 0 至额定有功功率。

修改为： 在 t 时段，发电机组 i 的运行成本费用按照下

式计算：

$$R_{\text{运行成本},i,t} = \int_0^{Q_{i,t,\text{实际(发电)}}} C_{\text{核定成本},i} dQ \times (1 - d_i) \times M_i$$

$$Q_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{1 - d_i}$$

其中：

$R_{\text{运行成本},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的发电量； d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

M_i 表示发电机组 i 的优先市场占比。

$C_{\text{核定成本},i}$ 表示发电机组 i 的核定成本曲线，核定成本曲线对应的机组出力范围为 0 至额定有功功率。

修改理由： 机组成本补偿费用应针对机组参与市场部分进行补偿，未参与市场部分执行的是政府授权合约电价，不应进行补偿。

(4) 24.3.2 发电机组报价费用计算

原规则： 在 t 时段，发电机组 i 的报价费用按照下式计算：

$$R_{\text{报价费用},i,t} = \int_0^{Q_{i,t,\text{实际(发电)}}} C_{\text{报价曲线},i} dQ \times (1 - d_i)$$

$$Q_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{1 - d_i}$$

其中：

$R_{\text{报价费用},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的报价费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的上网电量；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

$C_{\text{报价曲线},i}$ 表示发电机组 i 的报价曲线，报价曲线对应的机组出力范围为最小稳定技术出力至额定有功功率。出力范围从 0 到最小稳定技术出力之间对应的报价数值等于发电机组的第一段报价。

修改为：在 t 时段，发电机组 i 的报价费用按照下式计算：

$$R_{\text{报价费用},i,t} = \int_0^{Q_{i,t,\text{实际(发电)}}} C_{\text{报价曲线},i} dQ \times (1 - d_i) \times M_i$$

$$Q_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{1 - d_i}$$

其中：

$R_{\text{报价费用},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的报价费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的上网电量；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

M_i 表示发电机组 i 的优先市场占比；

$C_{\text{报价曲线},i}$ 表示发电机组 i 的报价曲线，报价曲线对应的机组出力范围为最小稳定技术出力至额定有功功率。出力范围从 0 到最小稳定技术出力之间对应的报价数值等于发电机组的第一段报价。

修改理由：机组成本补偿费用应针对机组参与市场部分进行补偿，未参与市场部分执行的是政府授权合约电价，不应进行补偿。

(5) 24.3.3 发电机组启动费用计算

原规则：发电机组在运行日的启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。

修改为：发电机组在运行日的启动费用根据其在日前市场申报的启动费用**并考虑其优先市场占比**进行计算。

当发电机组出现下述情况时，机组在运行日产生的启动费用不纳入启动补偿费用的计算范围：

(1) 发电机组申报了运行日的供热计划；

(2) 发电机组申报了非系统运行原因调试（试验）计划；

(3) 机组上一次开机属于机组在日前电能量市场中标且纳入机组组合，因自身原因发生的临时停运；

(4) 发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行。

修改理由：

1. 机组成本补偿费用应针对机组参与市场部分进行补偿，未参与市场部分执行的是政府授权合约电价，不应进行补偿。

2. 参照其他省市，由于机组自身原因进行调试、故障等特殊情况必须开机的情况，启动费用不应纳入运行补偿。

(6) 24.3.5 发电机组现货电能量市场收益计算

原规则：在 t 时段，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{\text{现货收益},i,t} = Q_{i,t,\text{日前}} \times LMP_{i,t,\text{日前}} + (Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \times LMP_{i,t,\text{实时}}$$

其中：

$R_{\text{现货收益},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,\text{日前}}$ 表示发电机组 i 在日前电能量市场中第 i 小时的中标电量；

$LMP_{i,t,\text{日前}}$ 表示 t 时段内机组 i 所在节点的日前电能量市场结算价格；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 表示 t 时段内机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格；

修改为：在 t 时段，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{\text{现货收益},i,t} = Q_{i,t,\text{日前}} \times LMP_{i,t,\text{日前}} \times M_i + (Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times M_i$$

其中：

$R_{\text{现货收益},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,\text{日前}}$ 表示发电机组 i 在日前电能量市场中第 i 小时的中标电量；

$LMP_{i,t,\text{日前}}$ 表示 t 时段内机组 i 所在节点的日前电能量市场结算价格；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 表示 t 时段内机组 i 所在节点的实时电能量市

场结算价格；

M_i 表示发电机组 i 的优先市场占比。

修改理由：机组成本补偿费用应针对机组参与市场部分进行补偿，未参与市场部分执行的是政府授权合约电价，不应进行补偿。

(7) 24.3.6 发电机组运行补偿费用计算 (4) 计算发电机组全天运行补偿费用

原规则：当 $R_{\text{总运行成本},i} \leq R_{\text{报价},i}$ 时，发电机组全天运行补偿费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行补偿},i} = \max \left\{ \left(R_{\text{总运行成本},i} - R_i \right) \times m_i, 0 \right\}$$

当 $R_{\text{总运行成本},i} > R_{\text{报价},i}$ 时，发电机组全天运行补偿费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行补偿},i} = \max \left\{ \left(R_{\text{报价},i} - R_i \right) \times m_i, 0 \right\}$$

其中：

$R_{\text{运行补偿},i}$ 表示发电机组 i 在运行日内应获得的运行补偿费用。

m_i 表示发电机组 i 在运行日内的补偿系数。

$$m_i = \min \left\{ 1, \max \left\{ \left[1 - Q_{i,\text{保障收购}} / Q_{i,\text{实际}} \right], 0 \right\} \right\}$$

$Q_{i,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在运行日全体的实际上网电量。

修改为：当 $R_{\text{总运行成本},i} \leq R_{\text{报价},i}$ 时，发电机组全天运行补偿费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行补偿},i} = \max \left\{ \left(R_{\text{总运行成本},i} - R_i \right), 0 \right\}$$

当 $R_{\text{总运行成本},i} > R_{\text{报价},i}$ 时，发电机组全天运行补偿费用按

照下式计算：

$$R_{\text{运行补偿},i} = \max \left\{ \left(R_{\text{报价},i} - R_i \right), 0 \right\}$$

其中：

$R_{\text{运行补偿},i}$ 表示发电机组*i*在运行日内应获得的运行补偿费用。

修改理由：机组成本补偿费用应针对机组参与市场部分进行补偿，未参与市场部分执行的是政府授权合约电价，不应进行补偿。

（8）新增内容：24.3.8 燃气机组补偿机制

若燃气机组执行度电价格补贴和收益调整机制，则不执行现货实施细则中发电机组运行成本补偿机制；若燃气机组不执行度电价格补贴和收益调整机制，则仍执行现货实施细则中发电机组运行成本补偿机制。

修改理由：厘清燃气机组度电价格和收益调整机制与机组运行成本补偿机制的关系。

（9）24.4.3 可再生能源消纳省间电能量交易费用分摊与返还方式

原规则：此类不平衡费用为上海电网为维持电力系统电力电量平衡开展可再生能源消纳省间电能量交易产生的不平衡费用，暂由所有市场用户和所有发电企业按照 1:1 比例进行分摊或返还，市场用户对应部分按照用网电量比例进行分摊或返还，发电企业对应部分按照上网电量或落地电量比例进行分摊或返还。

修改为：此类不平衡费用为上海电网为维持电力系统电力电量平衡开展可再生能源消纳省间电能量交易产生的不平衡费用，暂由**全体工商业用户**和所有发电企业按照 1:1 比例进行分摊或返还，市场用户对应部分按照用网电量比例进行分摊或返还，发电企业对应部分按照**市场化上网电量**或落地电量比例进行分摊或返还。

修改理由：优化不平衡费用分摊返还表述。

(10) 24.5.3 省间购/售电费用分摊与返还方式

原规则：此类不平衡费用是上海电网相关市场主体与市外市场主体进行省间购/售电产生的不平衡费用，其中省间购电部分暂按照用网电量比例向所有市场用户进行分摊或返还；省间售电部分暂按照上网电量或落地电量比例向所有发电企业进行分摊或返还。

修改为：此类不平衡费用是上海电网相关经营主体与市外经营主体进行省间购/售电产生的不平衡费用，其中省间购电部分暂按照用网电量比例向**全体工商业用户**进行分摊或返还；省间售电部分暂按照**市场化上网电量**或落地电量比例向所有发电企业进行分摊或返还。

修改理由：优化不平衡费用分摊返还表述。

(11) 24.6.3 省间辅助服务与上海现货市场耦合偏差结算费用分摊方式

原规则：省间辅助服务与上海现货市场耦合偏差结算费用暂由所有市场用户和所有发电企业按照 1:1 比例分摊，市

场用户对应部分按照上网电量比例分摊，发电企业对应部分按照上网电量或落地电量比例分摊。

修改为：省间辅助服务与上海现货市场耦合偏差结算费用暂由**全体工商业用户**和所有发电企业按照 1:1 比例分摊，市场用户对应部分按照上网电量比例分摊，发电企业对应部分按照**市场化**上网电量或落地电量比例分摊。

修改理由：优化不平衡费用分摊返还表述。

(12)新增内容：24.7 现货市场与省间高价购电资金政策的衔接

根据《关于印发电力保供资金审核清算机制相关工作指引的通知》(沪发改价管〔2023〕3号)，在现货市场的不平衡资金总规模中扣除省间高价购电资金后，剩余的不平衡资金按照现货实施细则进行分摊和返还，省间高价购电资金按相应的价格政策疏导。

修改理由：建立现货市场与省间高价购电资金政策衔接机制。

(13)新增内容：24.8 现货市场与代理购电政策的衔接

根据现货实施细则计算出的当月不平衡资金以及代购用户应收与实收差额等损益，滚动至后续月份进行分摊或返还。对于事前已预收的电价交叉补贴新增损益、上网环节线损电费等按照现货市场应承担的分摊或返还费用进行修正，其余在现货实施细则中未涉及的费用（如抽水蓄能容量电费、疏导省间高价购电资金等）可按照相关价格政策文件执行。

现货市场长周期（月度）结算试运行前，具体流程为先按实际电量计算当月直购用户和代购用户的月度偏差电费，再扣除按现货运行日实际电量计算得出的直购用户和代购用户偏差电费，直购用户现货运行日按照现货实施细则计算出的结果进行分摊或返还，直购用户非现货运行日按照上述方式计算得出的偏差电费（即月度偏差电费扣除现货运行日偏差电费，下同）滚动至后续月份进行分摊或返还；代购用户由上述方式计算得出的偏差电费加上现货运行日按照现货实施细则计算出的分摊或返还费用形成最终的偏差电费滚动至后续月份进行分摊或返还。

修改理由：建立现货市场与代理购电政策衔接机制。

（14）新增内容：24.9 不平衡资金的归类与分配以及新能源发电企业参与不平衡费用分摊或返还

不平衡资金按照现货实施细则进行归类，不平衡资金分摊或返还的对象暂为参与现货市场交易的公用燃煤电厂、参与现货市场交易的燃机电厂（市场化部分）、直购用户、代购用户、虚拟发电商（向家坝）以及相关批发侧用电主体等；皖电参与直接交易和省间绿电交易形成的不平衡资金根据“发用协商、公平承担”的原则进行分摊或返还，因电网安全运行等非发电主体原因形成的不平衡资金纳入双轨制不平衡费用进行分摊或返还，其他由双方协商解决，双方达成一致后，可由批发侧用电主体等按照参与相关交易中长期合约电量比例分摊或返还；皖电参与电网企业代理购电形成的

不平衡资金纳入双轨制不平衡费用进行分摊或返还；向家坝市场化优先发电形成的不平衡资金向虚拟发电商（向家坝）分摊或返还，向家坝非市场化优先发电形成的不平衡资金纳入双轨制不平衡资金进行分摊或返还；代购用户应收与实收差额等损益由代购用户承担。

市场初期根据结算试运行工作方案，新能源发电企业可暂不参与不平衡费用分摊或返还；后续可探索集中式新能源发电企业按照上网电量比例或固定价格参与不平衡费用分摊或返还。

修改理由：明确不平衡资金的归类与分配以及新能源发电企业参与不平衡费用分摊或返还。

（15）新增内容：24.10 向家坝市场化优先发电实际执行电量的计算

向家坝市场化优先发电在日前和实时现货市场中的出清或执行电量及曲线由向家坝配合相关市场运营机构及时提供的送上海总落地曲线按年度发电量计划文件中向家坝的市场化优先电量占比计算，对于因承担社会职能（如防洪、航运、补水、压咸潮等）产生的对应电量偏差相应剔除。

修改理由：明确向家坝参与市场实际执行电量的计算。

（16）新增内容：24.11 数据来源及数据拟合

24.11.1 数据来源

结算试运行不平衡资金计算数据来源主要为日前和实时市场出清数据，发电企业和直购用户计量数据，以及日前

省间计划各成分数据、省间日计划执行数据、历史统计数据和中长期合约分解数据等相关过程或暂估数据。相关数据由电网企业、相关电力调度机构、相关电力交易机构和相关经营主体等通过系统出清、数据采集、数据查询、拟合、暂估等形式。

24.11.2 数据拟合

24.11.2.1 用电侧数据拟合

代理购电用户和居民农业用户日前出清用电曲线的形成：先根据直接购电用户日前申报用电曲线、电网公司购电用户日前申报用电曲线、市内非统调优先发电主体和省间外送交易形成的日前非统调用曲线等，叠加形成日前出清负荷曲线。然后根据历史和实际情况通过近似测算的方式，形成分布式电源自发自用电、自备电厂自发自用电、集中式电源厂用电、综合网损用电、省间外送交易各自的日前出清用电曲线。然后将日前出清负荷曲线减去上述五类曲线，形成全部电力用户的合并日前出清用电曲线。最后将该曲线减去直接购电用户日前出清用电曲线；再根据代理购电用户和居民农业用户的历史用电情况计算统一的典型分配比例，并将两类用户的合并日前出清用电曲线按照典型分配比例拆分，形成各自的日前出清用电曲线。

代理购电用户和居民农业用户实际用电曲线的形成：先根据省间受电交易的日计划执行值等过程或暂估数据、具备分时点计量采集功能的市内发电主体的计量采集数据、其他

市内统调优先发电主体的实时出清发电曲线、市内非统调优先发电主体的近似测算发电曲线等，叠加形成实际负荷曲线。然后根据历史和实际情况通过计量采集和近似测算等方式，形成分布式电源自发自用电、自备电厂自发自用电、集中式电源厂用电、综合网损用电、省间外送交易各自的实际用电曲线。然后将实际负荷曲线减去上述五类曲线，形成全部电力用户的合并实际用电曲线。最后将该曲线减去直接购电用户实际用电曲线；再将代理购电用户和居民农业用户的合并实际用电曲线按照典型分配比例拆分，形成各自的实际用电曲线。

对上述算法进行简化，代理购电用户、居民用户、农业用户日前和实际电量数据采用倒减法以及去年同期电量占比得出，

即代理购电用户电量+居民用户电量+农业用户电量=市内市场化电量+市内优先电量+省间受入电量-直购用户电量-网损电量-省间外送电量（网损电量=发电侧电量*去年年度网损率）；

代理购电用户电量=(市内市场化电量+市内优先电量+省间受入电量-直购用户电量-网损电量-省间外送电量)*去年同期代理购电用户电量/去年同期代理购电用户与居民农业用户电量总和；

居民、农业用户电量计算公式参照代理购电用户，代理购电用户实收均价暂按每月发布的代理购电平均购电价格

计算，居民、农业用户实收均价暂按基期居民、农业用户平均购电价格计算。

起步阶段，代理购电用户和居民农业用户日前出清用电曲线和实际用电曲线形成采取上述数据拟合方式。结合结算试运行总体安排，具备条件后：1.代理购电用户和居民农业用户日前出清用电曲线形成：逐步过渡至由电网企业直接预测两类用户日前申报曲线，参与交易出清，形成日前出清曲线。其中，代理购电用户申报曲线形成方式有两种：一是典型曲线折算法，即基于历史数据，归纳形成不同情况下代理购电用户的96点典型用电曲线，将分时段预测电量折算至典型用电曲线；二是直接预测法，即直接预测代理购电用户的96点分时点曲线。居民农业用户申报曲线采取典型曲线折算法形成。2.代理购电用户和居民农业用户日前实际用电曲线形成：逐步过渡至由电网企业直接采集拟合形成两类用户实际用电曲线。其中，高压代理购电用户实际用电曲线参照直接交易用户，通过“采集数据+异常缺失数据拟合补全规则”形成，低压代理购电用户实际用电曲线形成方式有两种：一是与高压代理购电用户一致，通过“采集数据+异常缺失数据拟合补全规则”形成；二是采取典型曲线折算法，即基于历史数据，归纳形成不同情况下低压代理购电用户的96点典型用电曲线，将拟合补全后的日实际电量折算成实际用电曲线。居民农业用户实际用电曲线参照采取典型曲线折算法。

24.11.2.2 发电侧数据拟合

市内优先发电企业的日前出清上网电量暂按该发电企业出清发电量和去年综合厂用电率计算得出；部分电厂（部分集中式太阳能和分布式太阳能）因不具备计量条件暂按实时出清电量计算，非统调电厂（部分分布式燃气、分布式垃圾焚烧、分布式沼气）暂按去年同期电量估算。

日前省间各成分计划电量暂按省间各成分日计划执行量占总量比例进行折算，后续待具备技术条件后由相关电力调度机构提供；省间低压外送（小洋山）电量暂按去年同期电量估算；部分省间受电（三峡、华东统销等）和部分市内电厂（电价与发电利用小时数相关的燃气电厂等）因分时点实付价格较难确定，暂按最近一个月实结电价计算。待月度实结价格确定后，可再次计算实付费用，与上一次计算的实付费用之间的差额，可滚动至后续月份分摊或返还。

24.11.2.3 月度偏差修正机制

现货市场长周期结算试运行后，建立电力现货市场结算的月度偏差修正机制：在每月开展月度结算时，将日清分数据根据月度抄表电量或其分时段电量（或月度实结费用）进行月度偏差修正。对于已明确月度实结价格（或费用）的经营主体，按照月度抄表电量或其分时段电量（或月度实结费用）确定月度实付（或实收）费用，该费用对应现货结算日部分与日清分累计实付（或实收）费用差额可滚动至后续月份分摊或返还。对于其他经营主体，月度抄表电量与日清分

累计电量的偏差电量执行月度日前现货均价或月度分时段日前现货均价，并在日清分累计实付（或实收）费用上叠加该笔偏差费用后，确定月度实付（或实收）费用，各经营主体总收支净差额可纳入双轨制不平衡费用滚动至后续月份分摊或返还。

24.11.2.4 电网企业代理购电用户中长期合约拟合

按照本市月度代理购电价格测算情况，当月电网企业代理购电用户中长期合约电量为当月电网企业代理购电用户预测电量，分为优先发电中长期合约电量和市场化购电中长期合约电量，其中，市场化购电中长期合约电量按照自然月同时段内各时点等比例的原则进行曲线分解，优先发电中长期合约电量参照市场化购电中长期合约电量的分时段电量比例及自然月同时段内各时点等比例的原则进行曲线分解。

关于各发电主体或交易成分的优先发电中长期合约电量的曲线分解，可先根据在月度代理购电价格测算时各电源类型电量占总优先发电电量的比例确定各电源类型中长期合约电量，再根据各发电主体或交易成分实际上网电量或落地电量占该电源类型实际上网电量或落地电量的比例确定各发电主体或交易成分的优先发电中长期合约电量，最后参照市场化购电中长期合约电量的分时段电量比例及自然月同时段内各时点等比例的原则进行曲线分解。

电网企业代理购电用户中长期合约电价按当月月度集中竞价交易的边际出清价格或加权平均价格确定。

24.11.2.5 部分直购用户电量拟合

因中国石化上海石油化工股份有限公司目前采集的分时点电量为金山石化地区直购用户和代理购电用户总量，暂不具备分时点计量直购用户和代理购电用户电量功能，故结算试运行期间，暂按去年同期直购用户占总电量比例计算直购用户分时点电量；直购用户中国石化上海高桥石油化工有限公司分时点电量按照用电表计分时点总电量减去石化高桥热电厂分时点上网电量计算得出。

修改理由：明确数据来源和数据拟合规则。

新增章节：25 日清分与月结算衔接机制

(1) 新增内容：

为保障中长期与现货市场结算的稳妥衔接，参考其他省份的实践经验，现货市场开展单日或多日（非全月，下同）结算试运行时，仍遵循“分时段结算、月结月清”的基本原则；同时将相关经营主体在现货结算日形成的日清分结果（包括日清分结算中各时点的中长期合约电量、实际上网或上网电量、实付或实收电能量费用等，下同）纳入批发侧的月度结算电费电价统一计算。

开展月度分时段结算时，对于参与电能量市场的市内发电主体、批发用户、售电公司（将所有零售用户作为一个整体视作批发用户，不考虑双方的分成或分摊收支），先根据现行月度结算规则计算得出当月所有时段上网侧的月度中长期结算费用。再根据等比例原则按照实际用电量占比确定

非现货结算日月度中长期结算费用，现货运行日按照日清分结果进行结算。

在电力现货市场长周期结算试运行前，售电公司的月度结算差额（即现货运行日的实付或实收费用与按照现行月度结算规则计算得出的现货运行日月度中长期结算费用产生的差额，必要时可经过月度偏差修正等处理），暂由售电公司全额承担（分摊或分享）；电力现货市场长周期结算试运行后，按照相关规则结算。关于月度结算差额，可由政府主管部门根据结算结果研究确定实际收付费用上限和相关处理办法。

修改理由：建立日清分与月结算衔接机制。

25 退补管理 修改为：26 退补管理

（1）原规则：

由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，由交易机构根据电网企业推送的修正电量等结算准备数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过12个月。

月度结算前发生的当月可追溯到日的电量差错或政策调整退补，根据电网企业推送的修正电量，按日重新计算后并入当月结算依据，无法并入当月结算的并入次月结算。

对于实时电量月度累计值与月度抄表电量的偏差量及跨月电量差错退补事项，按照以下规则处理：

（1）因计量倍率、拟合规则等原因造成的日清累计电

量与实际月度抄见电量不一致的，电网企业按实际月度抄见电量结算。超差电量原则上应通过月度最后一个日清日电量进行平衡，因最后一个日清日电量较少或无电量导致无法平衡的，超差部分按照结算周期内加权平均电价进行偏差结算。

(2) 用户电量出现差错时，在发现月份月度结算时，对相关用户按照差错月份实时市场月度加权平均结算电价进行退补结算，差错月份电量按照相关规定还原。

(3) 发电侧电量出现差错时，在发现月份月度结算时，对差错机组按照差错月份实时市场月度加权平均结算电价进行差错电量退补结算。

用户电量发生差错，电网企业在确认差错及退补电量后3个工作日内发起退补工单，电力交易机构应按照规定开展退补结算。

因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由交易机构依照相应规则或政策开展电费退补。

上述联动金额调整计算，原则上每半年开展一次集中计算和分摊。对结算影响较大的退补调整，由交易机构及时组织退补。

修改为：

由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，由交易机构根据电网企业推送的修正电量等结算准备数据，开展有关经营主体的结算电费。电量差错退补调整

追溯期原则上不超过 12 个月。

月度结算前发生的当月可追溯到日的电量差错或政策调整退补，根据电网企业推送的修正电量，按日重新计算后并入当月结算依据，若电量差错发生在月度结算后，则按照以下规则处理：

（1）对需退补主体实际电量与原电量的偏差电量按照结算周期内日前现货均价进行退补结算，不追溯影响其他主体的原结算结果。

（2）现货市场长周期结算试运行前，电量差错的退补结算的具体方式为先计算实际电量和原电量按照现行月度结算规则得出月度中长期结算退补费用，再加上现货运行日实际电量与原电量的偏差电量按照结算周期内日前现货均价得出的费用，最后减去现货运行日实际电量和原电量按照现行月度结算规则以及电量占比计算得出的月度中长期结算退补费用，最终得出电量差错退补费用。因电量差错等原因形成的不平衡资金可纳入双轨制不平衡费用滚动至后续月份分摊或返还。

因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由交易机构依照相应规则或政策开展电费退补。

修改理由：简化退补结算流程。

26 电费收付 修改为：27 电费收付

27 其他结算事项 修改为：28 其他结算事项

(1) 28.5.3 用户过户

原规则：对于市场化交易用户之间的过户，原则上用户间电量以日为最小间隔单位，从双方签字盖章，重新签订供用电合同，完成过户流程后的次日 0:00 起，计量电量并入过户后的新用户开展结算。此前已成交的合同仍按照原用户开展结算，原用户剩余合同需提前联系交易中心进行处理。

修改为：对于市场化交易用户之间的过户，原则上用户间电量以月为最小间隔单位，从完成**市场注销**、过户流程后的次月 0:00 起，计量电量并入过户后的新用户开展结算。此前已成交的合同仍按照原用户开展结算，原用户剩余合同需提前联系交易中心进行处理。

修改理由：目前直购用户当月注销、次月生效。

(2) 28.5.4 变损电量

原规则：对于“高供低计”的市场用户，其变损电量以月度为计算周期，按照当月最后一个用电日各时段电量比例，叠加计入最后一天各时段用电量中，纳入当日市场化电费结算。

修改为：对于“高供低计”的市场用户，其变损电量直接计入日清各时点结算电量。

修改理由：可以按照公式直接折算，技术上已具备。

(3) 新增内容：28.6 电量退补

电网企业负责计量设备损坏、人为差错造成的电量退补的调查与处理，相关经营主体应做好配合工作。经营主体对

故障、差错原因和责任分析认定有异议时，由电力交易机构组织相关市场成员协商，经协商仍有争议的，经营主体在 15 日内向政府计量行政主管部门申请仲裁检定和人计量调解。

修改理由：明确电量退补权责，以及简化处理机制。

（4）新增内容：28.7 电量采集

由于网络通信、设备运行环境等客观因素影响，采集到的交易示值曲线会存在少量数据点缺失。为了满足电力现货市场交易需求，提升数据质量，需利用科学合理的方法对缺失数据点进行拟合补全。首个数据点缺失时，选取本表日冻结数据补全，若日冻结数据无法获取，按其他数据点缺失规则补全。其他数据点缺失时，首先获取副表中对应时刻的数据进行补全，如无法获取副表数据，按照副表数据异常规则进行补全。副表数据异常时，若连续异常点数小于等于 3 个，则认为每两个异常点间用电量相等，将临近异常点区间的首尾正常数据的差值，等分到各计数间隔，作为该间隔的用电量，从异常区间前的正常数据开始，依次加上该计数间隔的用电量，补全缺失点；若连续异常数据点大于 3 个，判断该缺失数据属于工作日或非工作日，利用附录中的工作日特征曲线或非工作日特征曲线（特征曲线规则详见附件《上海市市场化交易电量结算曲线数据异常甄别与拟合规则》），对缺失数据进行补全。

修改理由：明确电量采集及拟合数据。

28 信息披露 修改为：29 信息披露

(1) 29.1 市场信息分类

原规则：按照信息公开范围，电力现货市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息四类。公众信息是指向社会公众披露的信息；公开信息是指向所有市场成员披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息；依申请披露信息是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

修改为：按照信息公开范围，电力现货市场信息分为公众信息、公开信息、**特定信息**三类。公众信息是指向社会公众披露的信息；公开信息是指向有关市场成员披露的信息；**特定信息是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。**

修改理由：与电力市场信息披露基本规则相关条款保持一致。

(2) 29.2 信息披露原则和分工

原规则：信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、发电机组检修计划、电网检修计划等。

修改为：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。任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，做好国家能源局及其派出机构、政府相关部门、市场经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。

修改理由：与电力市场信息披露基本规则相关条款保持一致。

(3) 29.3 信息披露内容与管理

原规则：在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台及网站进行披露。电力交易机构负责管理和维护电力交易平台及网站，并为其他市场成员通过电力交易平台及网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力交易平台及网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

信息披露的其他具体事项按照《上海电力市场管理实施细则（信息披露）》规定执行。市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构、电力调度机构负责解释。

修改为：信息披露主体应严格按照本细则要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

信息披露的其他具体事项按照《电力市场信息披露基本规则》规定执行。市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，电力交易机构根据相

关规则规定要求相关信息披露主体予以解释及配合。

国家能源局及其派出机构对市场成员的信息披露工作进行监管。国家能源局及其派出机构组织电力交易机构对各市场成员披露信息的及时性、完整性、准确性等情况作出评价，评价结果向所有市场成员公布。

修改理由：与电力市场信息披露基本规则相关条款保持一致。

29 市场应急 修改为：30 风险防控

(1) 原规则：

29.1 特殊情况处理机制

29.1.1 保供电时期处理机制

保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，不安排单一故障导致电网稳定破坏、导致一般及以上电力安全事故、导致重大不良影响的用户停电事件和超过设计能力和运行规定的运行方式。根据保供电等级要求，原则上保持保供电区域的电网全接线运行，不新增发输变电检修工作并减少设备操作，不安排对电网安全有影响的涉网试验和设备启动，不安排操作量大、施工作业复杂、大型机械作业的检修工作。

29.1.2 自然灾害影响期处理机制

台风、冰灾、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、临时安排输变电设备停

运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。雨雪冰冻灾害风险生效期间，电力调度机构可根据系统运行需要，将对灾害影响区域有网络支撑或能配合发挥融冰作用的机组设置为必开机组。

29.1.3 特殊管控要求处理机制

为落实政府部门的特殊管控要求（如能源消费总量控制、减排总量控制、能源供应安全控制等），部分时期存在需要对特定电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束，管控期内该区域机组在现货电能量市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货电能量市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化；若管控要求体现为机组开机数量要求，则管控期内该类机组在现货电能量市场出清时需同时满足开机数量约束；必要时经政府部门同意后有关电厂在管控期内也可退出市场。机组由于特殊管控要求新增的开机、出力（即根据原报价无法中标的部分），不参与市场定价，作为市场价格接受者。

29.1.4 价格异常阶段处理机制

当发生现货市场出清价格长时间处于不正常状态等价格异常情况时，市场运营机构可经政府主管部门批准，采取价格管制的方式来干预现货电能量市场交易，并宣布相应的交易时段为价格管制时期。

29.1.5 系统出清异常处理机制

当技术支持系统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。

29.1.6 电力供不应求时段（未启动市场中止时）处理机制

在日前电能量市场、实时电能量市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，优先按照需求侧响应规则，调用市场化需求侧响应资源。

若预计调用市场化需求侧响应资源可满足电力供应需求，则根据需求侧响应量调整负荷预测数据，根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

若市场化需求侧响应后，电力供应仍不满足需求，政府部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，根据相关规定启动有序用电方案。

市场化需求侧响应的运行规则另行制定。

修改为：

30.1 基本要求

市场运营机构在国家能源局派出机构、市有关主管部门

指导下，履行市场风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

30.2 风险分类及处置

（一）电力供需风险处理

在日前电能量市场、实时电能量市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，优先按照需求侧响应规则，调用市场化需求侧响应资源。

若预计调用市场化需求侧响应资源可满足电力供应需求，则根据需求侧响应量调整负荷预测数据，根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

若市场化需求侧响应后，电力供应仍不满足需求，政府部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，根据相关规定启动有序用电方案。

市场化需求侧响应的运行规则另行制定。

（二）电力系统安全运行风险处理

电力系统在正常运行中受到各种扰动（如发、输、变电设备的紧急缺陷或故障跳闸等），出现各种约束条件发生变化或得不到满足的情况，调度机构应按照“安全第一”的原则及时处理相关扰动并调整电网运行方式，必要时可中止市场，恢复传统控制模式，以保证电力系统恢复正常运行，重新满足各种约束条件。

（三）价格异常风险处理

当发生现货市场出清价格长时间处于不正常状态等价格异常情况时，市场运营机构可经政府主管部门批准，采取价格管制的方式来干预现货电能量市场交易，并宣布相应的交易时段为价格管制时期。

（四）极端天气风险处理

台风、冰灾、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、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。雨雪冰冻灾害风险生效期间，电力调度机构可根据系统运行需要，将对灾害影响区域有网络支撑或能配合发挥融冰作用的机组设置为必开机组。

（五）电力市场技术支持系统风险处理

当技术支持系统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。

（六）一次能源约束风险处理

由于一次能源供应异常或落实政府部门的特殊管控要求（如能源消费总量控制、减排总量控制、能源供应安全控制等）等原因，部分时期存在需要对特定电厂进行发电管控

的情况，若管控要求体现为电量约束，管控期内该区域机组在现货电能量市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货电能量市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化；若管控要求体现为机组开机数量要求，则管控期内该类机组在现货电能量市场出清时需同时满足开机数量约束；必要时经政府部门同意后有关电厂在管控期内也可退出市场。机组由于管控要求新增的开机、出力（即根据原报价无法中标的部分），不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（七）网络安全风险处理

上海电力现货市场（试）运行期间，应按照国家网络安全有关法规，做好现货市场运行相关网络安全防护工作。若市场技术支持系统、市场运营机构及成员自动化系统等相关网络受到如黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，可能造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏时，市场运营机构应按照相关应急预案采取包括但不限于断开异常用户联接、停用相关业务端口或网络、中止现货市场运行等措施，事后作好相关记录，及时向国家能源局派出机构、市有关主管部门汇报，并向市场主体发布相关信息。

（八）履约风险处理

经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算

工作正常开展等按照相关政策规定处理。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

30 市场监管与异常处理 修改为：31 市场干预

(1) 31.1 职责分工 修改为：31.1 现货市场干预

原规则：电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据政府主管部门及能源监管机构的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向政府主管部门及能源监管机构提交市场监控分析报告。

修改为：（一）市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

（二）发生下列情形之一的，由国家能源局派出机构、市有关主管部门根据职责作出市场干预决定，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：

（1）电力供应严重不足时。

（2）电力市场未按照规则运行和管理时。

（3）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。

（4）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。

(5) 市场价格达到价格限值且触发管控条件时。

(6) 其他认为需要进行市场干预的情形。

(三) 现货市场运行过程中出现以下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告国家能源局派出机构、市有关主管部门：

(1) 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，严重危及电网安全时。

(2) 因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时。

(3) 电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

(4) 其他认为需要进行市场干预的情形。

(四) 市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向国家能源局派出机构、市有关主管部门备案。

(五) 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 599 号)规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

(六) 当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组变动

成本等因素，定期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。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

(2) 31.2 中长期市场保障措施

原规则：中长期交易应落实国家“六签”工作“压舱石”和“稳定器”的相关要求，平衡市场导向、促进市场成交。若中长期交易（此处特指月度及以上交易）成交率较低，未达到国家相关政策要求，应采取包括但不限于引入更多发电主体、加强市场宣贯力度、放宽上下限范围等措施再次开展交易，以及强制出清等措施。

修改为：中长期交易应落实国家“六签”工作“压舱石”和“稳定器”的相关要求，平衡市场导向、促进市场成交。若中长期交易（此处特指月度及以上交易）成交率较低，未达到国家相关政策要求，应采取包括但不限于引入更多发电主体、加强市场宣贯力度、放宽上下限范围等措施再次开展交易，以及其他必要措施。

修改理由：优化保障措施的表述。

(3) 31.3.1 现货市场中止条件（一）市场中止条件一

原规则：当面临严重供不应求情况时，政府部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。

当出现台风、地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时，政府部门、能源监管机构可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理

修改为：当面临电力供应严重不足时，国家能源局派出机构、有关政府主管部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。

当出现台风、地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时，国家能源局派出机构、有关政府主管部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

(4) 31.3.1 现货市场中止条件（二）市场中止条件二

原规则：有下列情形之一的，政府部门可授权市场运营机构做出中止现货市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因。

修改为：有下列情形之一的，国家能源局派出机构、有关政府主管部门可授权市场运营机构做出中止现货市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

(5) 31.3.1 现货市场中止条件（三）市场中止条件三

原规则：当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要可以中止电力现货市场交易，并尽快报告政府部门及能源监管机构。

修改为：当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要可以中止电力现货市场交易，并尽快报告国家能源局派出机构、有关政

府主管部门。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

(6) 31.3.3 现货市场恢复

原规则：当异常情况解除后，政府部门可授权市场运营机构做出恢复现货市场运行的决定。

修改为：当异常情况解除后，电力市场重启具备条件后，经国家能源局派出机构、市有关主管部门同意，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。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

(7) 31.3.4 现货市场中止流程（3）

原规则：市场运营机构可在采取中止措施后，记录中止的原因、起止时间等内容，并报政府有关部门备案。

修改为：市场运营机构可在采取中止措施后，记录中止的原因、起止时间等内容，并国家能源局派出机构、市有关主管部门备案。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

(8) 31.3.4 现货市场中止流程（4）

原规则：市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，经政府部门授权后可恢复市场交易，并向各市场成员公告通知。

修改为：市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，经国家能源局派出机构、市有关主管部门授权后可恢复市场

交易，并向各市场成员公告通知。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

新增章节：32 争议处理

(1) 新增内容：

(一) 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的，可先通过市场管理委员会调解，也可向国家能源局派出机构、市有关主管部门申请行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

(二) 市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

(1) 对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

(2) 对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

(3) 对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起 2 年内提出。

(三) 市场成员有义务为国家能源局派出机构、市有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

修改理由：新增国家规则适应性修改。

31 免责条款 修改为：33 免责条款

32 附则 修改为：34 附则

新增：附件

(1) 新增内容：上海市场化交易电量结算曲线数据异常甄别与拟合办法

对于参与市场的电力用户，截至到 D+2 日 19:00 时，对计量系统采集到的交易曲线数据进行异常数据甄别，对不存在异常数据的曲线直接用于市场化结算；对存在异常数据的曲线，按既定的数据拟合办法进行拟合，将拟合后的曲线数据用于市场化结算。数据异常甄别与拟合办法如下：

一、交易曲线数据异常甄别办法

按下述六种情况，对交易曲线数据进行甄别，并分类标记，作为曲线数据拟合的对象。

(1) 数据为空：采集失败点。

(2) 数据跳变：某时间间隔跨度用电大于最大功率计算所得用电的 K 倍（K 值可设置，当前取值 2），且时间序列后续最近有效数据点小于当前数据点的现象。

(3) 数据倒走：同一表计同日曲线数据，某个数据点小于时间序列前面数值的现象。

(4) 数据停走：日电能示值曲线数据中多个连续数据点相同，且对应时间段内有功功率曲线数值或电流曲线数值不为 0。若没有功率曲线、电流曲线参考，继续判断连续相同数据点后第一个用电间隔是否发生跳变，若发生跳变，同

样认为相同数据点实为停走。

(5) 当日曲线数据小于当日 0 时电量日冻结：日电能示值曲线数据中的数据点，存在首点开始连续多个数值小于当日 0 时日冻结数值。

(6) 当日曲线数据大于后一日 0 时电量日冻结：当日电能示值曲线数据中的数据点，存在末点往前连续多个数值大于后一日 0 时日冻结数值。

二、交易曲线异常数据拟合办法

(1) 当交易曲线首个点 R1 (00:00) 存在异常时，取同表当日日冻结数据进行拟合，同表无日冻结时按非首个点异常进行拟合。

(2) 当交易曲线异常数据非 R1 (00:00) 时，如同时间段副表采集或辅采集终端（优先考虑副表数据，再考虑辅采集数据）数据正常，则所缺电量数据采用副表数据或辅采集进行近似拟合。

例如：主表 2021 年 8 月 10 日 2:00、2:15 数据异常，副表 2021 年 8 月 10 日 1:45、2:00、2:15 数据无异常，则用副表 2021 年 8 月 10 日 1:45、2:00、2:15 求取 2:00 (2:00 电量表示 1:45 至 2:00 时刻间的用电量，也即是前一个数据点到当前数据点之间的用电量，下文相关时间点电量同此定义)、2:15 的用电量，作为主表 2021 年 8 月 10 日 2:00、2:15 的用电量进行数据拟合。

公式：主表 2:00 电量=副表 2:00 示数-副表 1:45 示数，

主表 2:15 电量=副表 2:15 示数-副表 2:00 示数；主表 2:00 示数=主表 1:15 示数+主表 2:00 电量，主表 2:15 示数=主表 2:00 示数+主表 2:15 电量

(3) 当副表数据和辅采数据相对应时段存在异常，且连续异常点数小于等于 3 个时，取主表异常数据点区间前后时间点的区间电量算术平均值做为各用电间隔的拟合电量。

例如：2021 年 8 月 10 日 2:00、2:15、2:30 数据异常，则用 2021 年 8 月 10 日 1:45 与 2:45 的示数，求取异常数据所涉及四个用电间隔的平均值。

公式：02:00 电量=02:15 电量=02:30 电量=02:45 电量 (02:45 示数-01:45 示数)/4。02:00 示数=01:45 示数+02:00 电量，02:15 示数=02:00 示数+02:15 电量，02:30 示数=02:15 示数+02:30 电量。

(4) 当副表数据和辅采数据相对应时段存在异常，且连续异常点数大于 3 个时，利用最近 30 日内同特征运行曲线数据进行拟合（同特征曲线说明见“附录：特征曲线拟合应用办法”）。

例如：2021 年 8 月 10 日 2:00、2:15、2:30 数据异常，则用主表数据异常区间总用电量（2:45 示数-1:15 示数）按 2021 年 7 月 10 日至 2021 年 8 月 9 日期间，同特征运行曲线数据 2:00、2:15、2:30、2:45 等间隔用电比例，进行主表各间隔用电量计算，再进行示数拟合。

公式：主表 2:00 用电量=主表异常区间总用电量（主表

2:45 示数-1:15 示数)/同特征运行曲线数据同区间段电量(特征曲线 2:45 示数-1:15 示数) *同特征运行曲线 2:00 用电量, 主表 2:15 用电量=主表异常区间总用电量 (主表 2:45 示数-1:15 示数) /同特征运行曲线数据同区间段电量 (特征曲线 2:45 示数-1:15 示数) *同特征运行曲线 2:15 用电量, 主表 2:30 用电量=主表异常区间总用电量 (主表 2:45 示数-1:15 示数) /同特征运行曲线数据同区间段电量 (特征曲线 2:45 示数-1:15 示数) *同特征运行曲线 2:30 用电量; 主表 2:00 示数=主表 1:15 示数+主表 2:00 用电量,主表 2:15 示数=主表 2:00 示数+主表 2:15 用电量,主表 2:30 示数=主表 2:15 示数+主表 2:30 用电量。

(5) 对 D 日主表未采集到曲线数据的情况, 用副表或辅采集 (优先考虑副表数据, 再考虑辅采集数据) 同日各区间用电量拟合主表用电数据。

例如: 2021 年 8 月 10 日主表未采集到交易曲线数据, 则用副表或辅采集 (优先考虑副表数据, 再考虑辅采集数据) 8 月 10 日交易曲线各区间用电量, 进行主表交易曲线拟合。

公式: 主表 8 月 10 日 00:00 示数=主表 8 月 9 日 23:45 示数+副表 8 月 10 日 00:00 用电量, 主表 8 月 10 日 00:15 示数=主表 8 月 10 日 00:00 示数+副表 8 月 10 日 00:15 用电量, 以次求取主表各数据点的示数, 直至求解到主表 8 月 10 日 23:45 示数=主表 8 月 10 日 23:30 示数+副表 8 月 10 日 23:45 用电量为止。

新增：附录

(1) 新增内容：特征曲线拟合应用办法

根据用户最近 30 日内用电曲线，分析曲线数据特征，剔除异常数据点后，进行聚类分组，根据每组曲线各间隔用电量，求取最小间隔用电量的平均值，最终每一分组生成一条特征曲线。最终对每个用户最近 30 日的曲线都进行上述处理，形成每户独有的特征曲线分组。

步骤 1：对用户用电曲线进行数据特征分类。

取用户最近 30 日的电能示值曲线（正向、反向），依据单日内用电量及用电曲线起伏变化的程度进行聚类分析，分为多类用电特征分组。

以 96 点（R1—R96）电能示值曲线为例，求取日曲线每个间隔用电（间隔用电公式 $R(n)-R(n-1)$ ，本方法中所有“间隔用电”描述，均指相邻两个示值曲线点之间的差值）。识别间隔用电量突变情况，突增倍数大于阈值 $K1$ （可设，默认 2.5）、突降倍数大于阈值 $K2$ （可设，默认 0.4）。根据曲线突变与日用电量分布进行综合特征聚类分组，将 30 日曲线分成不同的特征组，若曲线数据特征不明显，可依据国家法定休息日（工作日、双休日、节假日）辅助判别。

步骤 2：根据用户用电特征分类情况，构建对应的间隔用电特征曲线。

根据步骤 1 中的分类情况，取同一特征分组内所有曲线同一时间间隔的有效间隔用电，求该时间间隔用电量的加权平均值（该时间间隔“间隔用电”累加求和，再除以实际获

取的有效“间隔用电”数量) $\bar{Q} = \sum_{i=1}^N Q_i/N$, 其中 N 为同特征分类曲线组中, 指定间隔的有效值总数量, Q_i 为单一曲线对应的间隔用电。再用同样的方法, 依次求出一日内全部时间间隔“间隔用电”的加权平均值; 最后按间隔时序进行排序, 生成该用户相应用电日特征分组的间隔用电特征曲线, 如下图:

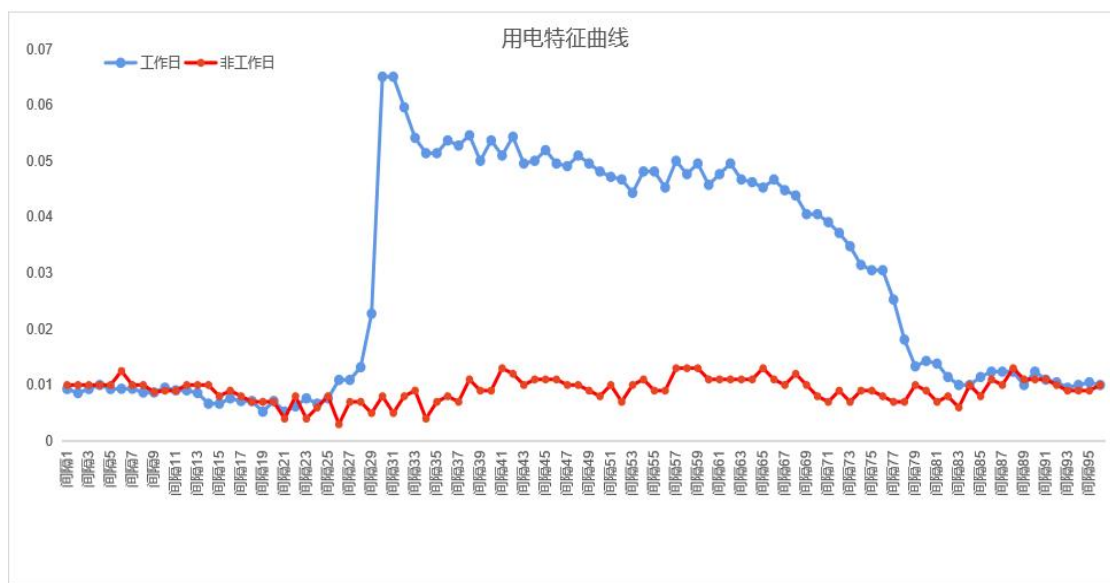


图 1 用电特性曲线图例 (工作日、非工作日分类)

步骤 3: 对缺失数据的用户用电曲线进行用电特征识别。

根据用电曲线本身数据特征进行用电特征分类 (参见步骤 1), 匹配与之对应的用电分类; 若曲线缺失数量较大, 可将当日用电量与步骤 1 聚类分析结果进行比对, 判定用电分类 (例如“工作日用电”或“非工作日用电”); 若以上两种方法失效, 可依据国家法定休息日 (工作日、双休日、节假日) 进行判定。

步骤 4: 根据用户用电特征曲线, 对缺失数据的曲线进

行数据拟合。

根据用户缺失数据曲线的用电特征分析结果获取该用户对应特征的用电间隔参考曲线，结合特征曲线的用电趋势、曲线缺失数据部分的总用电情况，求取缺失数据点各间隔的“间隔用电”， $Q = \dot{Q} * Q_{\text{总}} / \dot{Q}_{\text{总}}$ （ Q ：所求间隔用电； $Q_{\text{总}}$ ：曲线缺失数据点的总用电量； \dot{Q} ：间隔用电参考曲线对应所求间隔的用电量； $\dot{Q}_{\text{总}}$ ：间隔用电参考曲线对应所求曲线缺失数据点的总用电量）。

最后根据示值曲线缺失数据点对应时间间隔拟合电量数据，补全曲线数据缺失的曲线示值，完成数据拟合（图 2-电量示值曲线拟合示意图）。

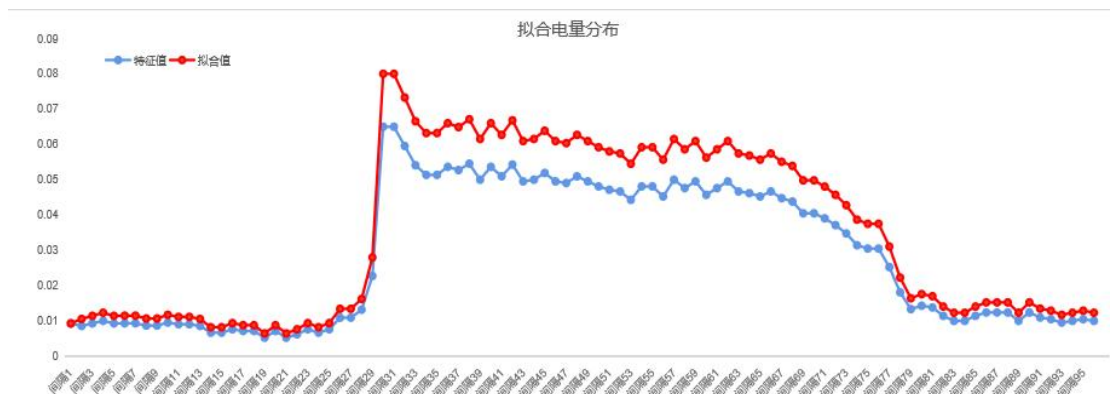


图 2 电量示值曲线拟合