

# 浙江省第三方独立主体参与电力辅助 服务市场交易规则（试行）

（征求意见稿）

## 第一章 总则

**第一条**[目的] 为贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，充分利用多元融合高弹性电网推进“源网荷储”一体化，按照“谁受益、谁承担”的原则，充分挖掘包括电储能装置、电动汽车（充电桩）、负荷侧调节资源、负荷聚合商、虚拟电厂、抽水蓄能电站等第三方独立主体参与提供电力辅助服务，提升浙江电网安全稳定运行水平，促进风电、光伏、核电等清洁能源消纳，制定本规则。

**第二条**[编制依据] 本规则依据《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）及其相关配套文件、《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》（国能发监管〔2017〕67号）、《国家发展改革委国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》、《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》（华东监能市场〔2020〕147号）（以下简称“华东区域‘两个细则’”）等精神，以及国家相关法律、法规制

定。

**第三条[市场模式]** 第三方独立主体参与浙江电力辅助服务为有偿辅助服务。市场初期，与华东区域“两个细则”耦合方式开展报价出清，鼓励售电公司作为负荷聚合商参与交易。条件具备时，第三方独立主体可参与现货市场报价出清，并与浙江电力现货市场建设进度衔接一致。

**第四条[监督管理]** 国家能源局浙江监管办公室（以下简称“浙江能源监管办”）负责第三方独立主体参与电力辅助服务试点的监督与管理，负责监管本规则实施，并做好与需求侧管理、现货市场建设等衔接。

## 第二章 定义与分类

**第五条[辅助服务品种]** 第三方独立主体参与浙江电力辅助服务，包括调峰、旋转备用、调频、无功调节（自动电压控制）等品种。

（一）调峰是指为缓解负荷低谷时段发电机组负荷率低于规定范围或者负荷高峰时段发电正备用资源不足等情况，第三方独立主体接受调度指令，通过调整自身用电行为完成增加或减少用电负荷所提供的服务，分为填谷调峰和削峰调峰。

填谷调峰时段原则上为 1:00-6:00、11:00-13:00。调度机构可以根据浙江省的负荷特性、电力电量平衡预测及新能

源出力特性进行调整。削峰调峰时段根据日前电力电量平衡预测，由调度机构在日前确定。

（二）旋转备用是指为了保证可靠供电，根据电力调度指令第三方独立主体提供在 10 分钟内可以下调的预留用电容量服务。

（三）调频包括一次调频和二次调频（自动负荷控制）。一次调频是指电力系统频率偏离目标频率时，第三方独立主体通过自动控制装置，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务；二次调频是指第三方独立主体跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整用电功率，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服

（四）无功调节辅助服务是指在接入点，按照调度指令提供容性无功或者感性无功功率，以满足电力系统电压控制和经济运行需要的服务。

### 第三章 市场成员与准入管理

**第六条**[参与方式] 储能装置、电动汽车（充电桩）、负荷侧调节资源、负荷聚合商、虚拟电厂、抽水蓄能电站等第三方独立主体应满足相应的准入条件，在交易机构完成注册后，可参与浙江电力辅助市场交易。第三方独立主体可作为经营主体独立参与市场，也可通过聚合的方式代理下级单位资源参与市场。位于发电侧的储能装置可独立参与或由所属

发电企业代理参与市场。虚拟电厂可聚合不同类型资源，市场开展初期，第三方独立主体同一控制单元聚合代理的资源原则上应为同类型资源。

当前核定电价中已经包含相应辅助服务成本的抽水蓄能机组，不再参与对应品种辅助服务市场交易。

**第七条**[运营机构分工] 交易机构和调度机构为市场运营机构。交易机构负责第三方独立主体的市场注册管理，中长期电力辅助服务的申报组织和预出清，出具结算依据等；调度机构负责日前、日内辅助服务的申报组织和出清，负责电网运行和预出清结果的安全校核，执行市场出清结果。

运营机构按照本规则规定披露与发布相关信息，向浙江能源监管办定期报送第三方独立主体参与电力辅助服务运行情况，按规定接受监管。

**第八条**[第三方独立主体准入条件] 第三方独立主体的准入条件为：

（一）具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，或经法人单位授权的非独立法人；

（二）应在市场运营机构进行注册，并提供（包括但不限于）：营业执照、银行开户许可证、法定代表人身份证、授权委托书等；

（三）第三方独立主体与电网企业、市场运营机构签订

第三方独立主体辅助服务技术服务（并网调度协议）和结算协议。聚合方式参与电力辅助服务的，应与其代理的第三方独立主体签订相应的技术服务合同，被代理方不再单独与电网企业、市场运营机构签订合同、协议；

（四）满足电网接入要求，实现电力、电量数据分时计量与传输，数据及性能参数准确性与可靠性应当满足相应的规范要求，符合网络安全相关规定，并经电力调度机构技术测试或确认。市场初期，以虚拟电厂等聚合方式参与电力辅助服务的，应确保所聚合的每个下级单位均满足相应的网络安全、计量和信息传输要求。

**第九条**[第三方独立主体基本技术参数] 参与不同类型辅助服务的第三方独立主体基本技术参数（包括但不限于）：

（一）参与调峰辅助服务交易时，暂定调节容量不小于 2.5MWh、调节功率不小于 5MW，持续响应时间不小于 1 小时；

（二）参与旋转备用辅助服务时，暂定调节容量不小于 1MWh、调节功率不小于 1MW，持续响应时间不小于 1 小时；

（三）参与调频辅助服务时，暂定额定充电/放电功率不小于 5MW、持续响应时间不小于 2 小时。若申报参与一次调频，频率控制死区、调差系数等指标应满足技术规定；若申报参与二次调频，应按技术规定安装 AGC 装置，同时 AGC 响应性能应满足要求；

（四）参与无功辅助服务准入技术参数由电力调度机构

报浙江能源监管办报同意后，另行发布；

（五）第三方独立主体参与辅助服务准入的技术参数，将根据市场交易情况适时调整。

**第十条**[发电企业准入条件] 参与电力辅助市场的发电企业应当满足电网接入要求，实现电力、电量数据等分时计量与传输，数据准确性与可靠性应当满足相应的规范要求和市场交易要求，并纳入华东区域“两个细则”考核补偿管理。

**第十一条**[第三方独立主体权利义务] 第三方独立主体的权利和义务为：

（一）按照自主意愿参与市场，自行承担市场风险，获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（二）严格遵守市场规则，服从市场管理，维护市场秩序，接受浙江能源监管办、地方政府有关部门等的监督，履行法律法规规定的权利和义务；

（三）按照市场规则完成市场申报，聚合方式参与电力辅助服务的，应审核并汇总所聚合的下级单位相关信息后完成辅助服务申报；

（四）按照市场规则向调度机构实时、准确传输运行数据和可调用第三方设备设施的具体信息，按规定提供相关历史数据。聚合方式参与的第三方独立主体，需传输聚合运行数据以及代理资源个体的运行数据；

（五）做好设备运行维护，防范安全生产风险；

(六) 按照电力调度机构的统一调度提供电力辅助服务;

(七) 按规定披露和提供信息, 获得相关辅助服务交易信息;

(八) 第三方独立主体所获得的辅助服务收益与其应缴纳的电费分别结算, 不得冲抵。聚合方式参与辅助服务的, 按照公平合理的原则与其聚合的下级单位共享市场收益;

(九) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段, 现货市场运行时, 应满足现货市场交易要求;

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

**第十二条**[发电企业权利义务] 发电企业的权利和义务为:

(一) 按照自主意愿参与市场, 自行承担市场风险, 获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(二) 严格遵守市场规则, 服从市场管理, 维护市场秩序, 接受浙江能源监管办、地方政府有关部门等的监督, 履行法律法规规定的权利和义务;

(三) 按照市场规则完成市场申报, 做好设备运行维护, 防范安全生产风险, 按规定披露和提供信息, 获得相关辅助服务交易信息;

(四) 做好设备运行维护, 防范安全生产风险;

(五) 签订并执行并网调度协议, 按照电力调度机构的统一调度提供电力辅助服务;

(六) 按规定披露和提供信息，获得相关辅助服务交易信息；

(七) 按照规则参与电力市场交易，签订和履行各类交易合同，按规定完成辅助服务交易费用的结算。参与辅助服务市场交易的收支与应缴电费分别结算；

(八) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段，现货市场运行时，应满足现货市场交易要求；

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

**第十三条**[电力交易机构权利义务] 电力交易机构的权利和义务为：

(一) 负责市场主体的注册服务，为市场主体提供结算依据；

(二) 建设、维护相关电力辅助服务市场技术支持系统；

(三) 按照规则组织第三方独立主体参与中长期电力辅助服务交易，统计并发布相关交易信息；

(四) 按照信息披露和报送等有关规定，披露和发布信息，为市场成员提供信息发布平台；

(五) 配合浙江能源监管办对辅助服务市场规则进行分析评估，提出修改建议；

(六) 报告市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为并配合开展调查；

(七) 配合浙江能源监管办对辅助服务市场规则进行分



析评估，提出修改建议；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

**第十四条**[电力调度机构权利义务] 电力调度机构的权利和义务为：

（一）确定第三方独立主体辅助服务市场需求，提出第三方独立主体的准入技术参数要求；

（二）建设、维护相关电力辅助服务市场技术支持系统；

（三）负责组织电力辅助服务的日前、日内交易调用；

（四）提供支撑电力辅助服务市场交易以及市场服务所需的相关数据，按规定获取和披露信息，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（五）按照辅助服务交易结果及本规则规定，合理安排电网运行方式，保障电力辅助服务交易结果的执行，确保电力系统安全稳定运行；

（六）报告市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为并配合开展调查

（七）配合浙江能源监管办对辅助服务市场规则进行分析评估，提出修改建议；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

**第十五条**[电网企业权利义务] 电网企业的权利和义务为：

（一）按规则输送电能，保障输配电设施的安全稳定运

行，为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

（二）为第三方独立主体等市场主体提供计量、抄表、收（付）费等服务；

（三）建设、运行、维护相关电力辅助服务信息系统；

（四）向交易机构、第三方独立主体、电力用户等披露交易时段的基线负荷；

（五）按规定获取和披露信息，按照国家网络安全有关规定实现与市场运营机构的数据交互；

（六）其他法律法规所赋予的权利和义务。

**第十六条**[市场退出] 第三方独立主体准入后参与电力辅助服务运行应不少于 30 天。如需退出市场的，应提前 15 天通知浙江能源监管办、电网企业、电力交易机构、电力调度机构等，妥善处理交易相关事宜，并按合同约定等结清相关费用。

#### 第四章 辅助服务申报与调用

**第十七条**[交易周期] 电力辅助服务交易，分为中长期交易（交易周期：周、月度、多月）和日前、日内交易方式。中长期辅助服务交易一般采用双边协商或者挂牌方式开展，日前、日内辅助服务交易一般按照集中竞价开展，中长期无功辅助服务投资主体可以采用集中竞价方式确定，已有第三方无功设备设施可以参照“两个细则”考核补偿方式参与

提供辅助服务。

**第十八条**[申报原则] 第三方独立主体辅助服务申报应当符合安全稳定原则，在确保自身及所聚合单位安全运行的基础上，如实申报相应参数以及可以提供的辅助服务能力上限。

**第十九条**[调用原则] 调度机构辅助服务调用应遵循“按需调用、安全经济”原则，合理确定第三方独立主体参与辅助服务的总量需求，优化调度第三方独立主体辅助服务资源。

## 第一节 中长期交易

**第二十条**[交易方式] 发电企业应当事先与第三方独立主体按照示范合同文本签订辅助服务交易合同，约定交易标的、交易价格、调用方式、计量结算、违约责任等。市场初期，发电侧中长期交易主体为核电、省统调风光新能源发电企业以及溪洛渡电厂。发电企业购买中长期辅助服务的，可以按照一体化方式开展“两个细则”考核和补偿。

**第二十一条**[调峰约定事项] 中长期调峰交易可以约定事项包括：调峰容量、调峰电量、调峰启动时段及次数等。调峰容量是指第三方独立主体可以向发电企业提供的最大调峰容量，调峰电量是指实际运行中第三方独立主体提供的高于或低于基线负荷（基线负荷的确定方式参考附件 1）的

电量值，调峰启动时段是指第三方独立主体在运行日 24 小时内可以提供调峰服务的时间段（以 15 分钟为最小单位），调峰启动次数是指第三方独立主体实际运行中参与调峰调节的次数，可以在交易合同中分别约定价格。

**第二十二条**[备用约定事项] 中长期备用交易可以约定交易事项包括：备用容量、备用时段、调用方式。备用容量为第三方独立主体在合同期和约定时段内可以提供的最小备用容量（实际可以切除的最小负荷容量）。备用时段是指第三方独立主体在运行日 24 小时内可以提供提供备用服务的时间段（以 15 分钟为最小单位），一般不应小于 1 小时。调用方式是指备用启用的方式，分为自动响应调度指令方式和人工响应方式。

**第二十三条**[调频约定事项] 中长期调频交易包括一次调频和二次调频。

一次调频约定的交易事项包括：调频容量及单价、大频差调频电量单价、调频性能参数、调频投退时段及时长、调频可靠性等。

二次调频（AGC）约定的交易事项包括：可调容量及单价、可调电量（里程）单价、投退时段及时长，调节速率、精度及可靠性等。

具体概念及指标参照华东区域“两个细则”相关条款确定。

**第二十四条**[无功约定事项] 中长期无功交易包括有偿无功、自动电压控制（AVC）。

有偿无功可以约定交易事项包括：交易时段、无功容量及单价、无功电量单价等。

自动电压控制（AVC）可以约定的交易事项包括：交易时段、投运率、调节合格率、可调容量、无功容量单价、无功电量单价等。

调度机构原则上按照“分层分区、就地平衡”原则测算各区块无功辅助服务需求。

**第二十五条**[交易公告] 中长期辅助服务交易开展时，一般应提前 5 个工作日发布交易公告，公布主体范围、交易标的、交易起止时间、交易上限等，调度机构披露第三方独立主体提供辅助服务的总量限制，安全校核的原则及校核参数等。原则上中长期调峰辅助服务约定交易时长不少于 1 周，其他辅助服务约定交易时长不少于 1 个月。

**第二十六条**[交易流程] 采用双边方式交易的，第三方独立主体、发电企业按照交易公告信息以及双方意愿形成交易初步意向，在交易截止时间前提交交易机构。采用挂牌交易的，交易机构于挂牌截止后对平台挂牌交易意向进行审核、汇总，形成无约束交易结果。交易机构应当在交易截止后 2 日内完成中长期交易结果汇总，并通过交易平台发布，同时提交调度机构安全校核。

**第二十七条**[校核削减] 调度机构应当在收到交易机构安全校核申请 1 个工作日内完成安全校核。校核不通过的，按等比例原则进行削减。

**第二十八条**[合同备案] 第三方独立主体与发电企业根据安全校核结果，参照示范合同文本签订交易合同，并向交易机构、浙江能源监管办报备。

**第二十九条**[合同执行] 交易机构根据交易合同制定交易计划，确定第三方独立主体提供辅助服务的启动条件、可调容量等。调度机构根据交易机构提供的交易计划，调用第三方独立主体提供的辅助服务。

## 第二节 日前交易

**第三十条**[组织方式] 日前辅助服务交易，按照“日前申报出清、日内调用”原则由调度机构组织。

**第三十一条**[交易品种] 日前辅助服务交易品种包括填谷调峰、削峰调峰、旋转备用和调频。填谷和削峰调峰辅助服务按照调峰容量及单价进行申报出清，旋转备用辅助服务按照备用容量及单价进行申报出清，调频辅助服务按照一次、二次调频容量及单价分别进行申报出清。

**第三十二条**[交易流程] 第三方独立主体辅助服务市场组织流程为：

(一) 工作日(D-1 日)10:00 前，调度机构根据电网运行

状况预测次日至下一工作日各时段辅助服务需求，并在技术支持系统上完成需求发布。

(二) 工作日(D-1 日)12:00 前，第三方独立主体在技术支持系统上完成次日市场信息申报。

在市场申报前，第三方独立主体应对提供的辅助服务固定参数进行确认，包括并不限于：

- 调峰：调节容量、调节功率、持续响应时间最小值，储能最大（充、用电）功率、常规充用电曲线等。
- 旋转备用：调节容量、调节功率、持续响应时间最小值。
- 一次调频：频率控制死区、调差系数，以及额定充电/放电功率、持续响应时间最小值等。
- 二次调频（AGC）：调频容量上下限（MW）、调节速率、精度及响应时间，以及额定充电/放电功率、持续响应时间最小值等。

各类辅助服务的日前申报参数（包括但不限于）为：

- 调峰：填谷/削峰调峰价格（元/MWh），日 96 点可填谷/削峰调节容量曲线（MWh）。储能项目需申报预测的基线负荷。
- 旋转备用：最大/最小用电功率（MW）、旋转备用价格（元/MWh）、日 96 点旋转备用容量曲线（MW）、备用投退时段和时长等。

- 一次调频：一次调频容量价格（元/MWh）、一次调频容量（MW）、调频投退时段和时长等。
- 二次调频（AGC）：AGC调频容量单价（元/MWh）、AGC调频容量（MW）、调频投退时段和时长等。

（三）工作日(D-1日)14:00前，按照第三方独立主体辅助服务调用成本最低方式完成各第三方独立主体辅助服务预出清，出清价格采用边际定价方式，如报价相同则按申报可调容量比例分配中标容量。

（四）工作日(D-1日)16:00前，调度机构完成预出清结果的安全校核，通过技术支持系统发布辅助服务市场出清结果和相应的计划曲线。

（五）若遇法定节假日前最后一个工作日，暂按照申报次日至节假日后第一个工作日的方式开展。

**第三十三条[申报异常]** 若选择参与市场交易的第三方独立主体未按时进行申报，则采用默认参数参与辅助服务市场，实施辅助服务调用。市场主体未提供默认参数的，则采用最近一次的有效申报参数。

**第三十四条[需求确定]**调度机构第三方独立主体辅助服务调用需求确定规则：

填谷调峰：负荷低谷时段，调度机构在日前预计电网负荷备用小于裕度值，需要将一台及以上燃煤机组负荷率调降至40%以下超30分钟时，确定启动第三方独立主体参与全网深



度调峰服务，需求容量原则上为全网正备用缺口。市场初期第三方独立主体中标填谷调峰容量总和的最大值，由调度机构视市场运行情况报送浙江能源监管办确定。

削峰调峰：负荷高峰时段，调度机构在日前预计电网正备用存在缺口，需要通过削减负荷方式进行调峰的，启动第三方独立主体提供削峰调峰辅助服务，由调度机构视根据电力平衡缺口确定削峰负荷需求量。当电网阻塞，局部区域向上调峰能力不足的，调用该区域第三方独立主体参与局部调峰，需求容量为局部区域的正备用缺口。市场初期第三方独立主体中标削峰调峰容量总和的最大值，由调度机构视市场运行情况报送浙江能源监管办确定。

旋转备用：负荷高峰时段，统调机组负荷率持续保持较高水平，此时机组所提供的备用资源有限。为确保电网旋转备用容量最小值满足调度管理规定，启动第三方独立主体提供旋转备用辅助服务，第三方独立主体备用辅助服务需求量由调度机构按照全网正备用缺口及对应时段确定。调度机构可以根据机组负荷率优化需要确定第三方独立主体参与电网旋转备用容量。市场初期第三方独立主体提供的备用容量原则上为事故备用，其需求量最大值视市场运行情况由调度机构另行报送浙江能源监管办确定。

一次调频：调度机构根据国家标准、准则、规程等确定各机组应当提供的一次调频容量，日前统计发电企业无法提

供相应一次调频能力的缺额部分，按照一定比例由第三方独立主体提供。或者由调度机构根据优化全网一次调频优化调用需要，确定第三方独立主体参与一次调频容量。

二次调频（AGC）：调度机构根据国家标准、准则、规程等确定各机组应当提供的二次调频容量，日前统计发电企业无法提供相应二次调频能力的缺额部分，按照一定比例由第三方独立主体提供。或者由调度机构根据优化全网二次调频优化需要，确定第三方独立主体参与二次调频容量。

**第三十五条**[调度执行] 第三方独立主体根据日前出清的计划曲线响应日前辅助服务调用需求。储能装置、电动汽车（充电桩）等独立参与市场的调节设备的计划曲线直接下发至设备执行；发电厂代理的储能装置计划曲线下发至发电厂监控系统执行；虚拟电厂的计划曲线下发至虚拟电厂能量控制系统执行，其他聚合方式参与的第三方独立主体计划曲线由负荷聚合商分解后下发至聚合的各第三方独立主体控制管理系统执行。

**第三十六条**[最高限价] 辅助服务价格上限：低谷电价时段填谷调峰 400 元/兆瓦时，高（尖）峰电价时段填谷调峰 500 元/兆瓦时，削峰调峰 500 元/兆瓦时，旋转备用 15 元/兆瓦时，一次调频 120 元/兆瓦时，二次调频 60 元/兆瓦时，将根据市场运行情况适时予以调整。

大频差（电网频率低于 49.933Hz）时，第三方独立主体一次调频低频调节的补偿标准，按照华东区域“两个细则”相应条款确定。

无功报价的上限价格按照投资建设成本确定，暂定为 60 元/千乏，将根据市场运行情况适时予以调整。

### 第三节 日内交易

**第三十七条**[组织方式] 日内辅助服务交易，主要解决日前辅助服务需求不足问题。交易主体为日前已申报但未被足额调用，且自愿继续参与日内市场的第三方独立主体。交易品种与日前交易相同。

**第三十八条**[需求确定] 调度机构根据电网日内运行情况确定日内辅助服务的需求量，参考第三方独立主体日前申报信息（包括报价及可响应量）开展日内出清。

**第三十九条**[出清及调用] 第三方独立主体的日内交易不单独开展价格申报，用于出清计算的价格为日前申报价格。日内市场按照调用成本最低方式完成第三方独立主体辅助服务剩余未中标量的出清，日内出清价格仍采用边际定价方式，如报价相同则按申报可调容量比例分配中标容量，直至满足日内辅助服务的需要。

**第四十条**[控制指令] 日内交易中中标的第三方独立主体辅助服务调用及指令下发方式与日前相一致。

## 第五章 考核管理

**第四十一条**[违约考核] 若第三方独立主体实际运行中无法按照与发电企业签订的合同约定提供辅助服务，或者性能不达标，运行责任由相应的发电企业承担，按照“两个细则”相关条款结算考核费用。

**第四十二条**[可靠性及性能考核] 第三方独立主体参与日前和日内电力辅助服务市场，运行中无法提供的辅助服务部分（不含备用）按照相应时段辅助服务费用的2倍承担考核费用；性能不达标，按照以下方式考核：

调峰：第三方独立主体实际调节电力大于日前中标电力的120%，该采样点超出120%以上部分不补偿。实际调节电力小于日前中标电力的70%，该采样点不补偿。

旋转备用：第三方独立主体备用实测或者实际旋转备用有效响应量小于调度下发指令并且偏差超过8%以上，追缴自偏差不达标之起向前追溯30日的备用收益总和。

调频：第三方独立主体在提供调频辅助服务过程中出现以下情况之一，将取消当日相应的一次/二次调频补偿。

（一）因自身原因在中标时段持续退出一级调频或AGC运行；

（二）提供调频服务期间的一次调频效果性能或AGC综合性能指标小于规定值（暂定为0.6，一次调频效果性能指

标 DX 计算方法参考华东“两个细则”，AGC 综合性能指标 K 计算方法参考附件 2)。

**第四十三条**[无功考核] 参与无功辅助服务的第三方独立主体按照调度指令实施无功调度，按照“两个细则”进行考核。

## 第六章 结算与分摊

**第四十四条**[结算依据] 交易机构负责出具结算依据，由电网企业负责日前辅助服务交易及华东区域“两个细则”相关费用的结算。第三方独立主体采用“月结月清”模式，每日披露补偿考核信息，以月度为周期发布结算依据。

**第四十五条**[结算费用构成] 第三方独立主体中长期交易由合同双方按照合同约定结算。日前和日内结算费用为：填谷调峰收益+削峰调峰收益+一次/二次调频收益+备用收益+无功收益-考核费用，结算单中按明细分别列出。其中，二次调频收益=调频容量收益×AGC 综合性能指标。

**第四十六条**[双边交易结算] 交易机构按照发电企业与第三方独立主体双边交易合同及相应的考核情况出具结算依据，合同双方根据结算依据进行费用结算。

**第四十七条**[费用分摊] 第三方独立主体提供辅助服务的收益费用在发电侧和市场化用户之间分摊，并在结算账单的辅助服务费用中列出。

**第四十八条**[分摊系数] 市场化用户按照其实际市场化电量占当月全社会用电量比例，并乘以分摊系数  $k_u$ （暂定为 0.5），分摊第三方独立主体辅助服务费用，剩余部分的费用纳入发电侧，参照华东区域“两个细则”方式分摊结算。火电、水电机组，以及中长期辅助服务交易后发电企业（按照一体化运行方式评估，含溪洛渡）辅助服务能力达到或超过当月燃煤机组平均水平的，分摊系数  $k_{gc}$  为 1；其他核电、风光新能源、溪洛渡机组分摊系数  $k_{gn}$  为  $\max\{1, [2 - (\text{一体化方式单位容量辅助服务} / \text{当月煤机平均单位容量辅助服务})]\}$ （按照单位容量的“两个细则”总补偿费用计算）。

各发电机组的分摊费用按照“分摊系数与当月电费乘积，与所有发电机组当月电费与分摊系数乘积之和的占比”进行计算。市场化用户、发电企业的分摊系数由浙江能源监管办根据电力中长期交易、现货市场建设推进情况适时调整。

**第四十九条**[考核费用分摊] 第三方独立主体按照本规则应当承担的考核费用，纳入华东区域“两个细则”进行考核分摊。

**第五十条**[无功费用分摊] 无功投资建设的容量补偿费用由电网企业承担，运行补偿费用按照第四十七条、四十八规定分摊结算。无功无法投运考核的费用受益方为电网企业，独立第三方主体无功运行考核费用纳入华东区域“两个细则”进行考核分摊。

## 第七章 信息披露

**第五十一条**[信息披露归口] 交易机构负责第三方独立主体参与电力辅助服务的信息披露归口，为各市场主体、调度机构、电网企业提供信息披露平台服务。

**第五十二条**[调度机构披露信息] 调度机构按规定发布第三方独立主体参与辅助服务的市场需求、安全校核、调用情况、考核情况等。

**第五十三条**[交易机构披露信息] 交易机构披露第三方独立主体参与辅助服务的交易结果，向市场主体披露结算依据，负责市场运营统计信息发布等。

**第五十四条**[第三方独立主体披露信息] 第三方独立主体负责向电网企业、调度机构、交易机构披露相应的注册信息、每日运行参数、实际运行情况等信息。

**第五十五条**[电网企业披露信息] 电网企业负责披露市场运行的资金结算情况，考核补偿费用的收付等信息。

**第五十六条**[争议处理] 运营机构应当在每月 5 个工作日内发布上月市场运营、计量结算等情况，市场主体、运营机构、电网企业对披露信息存在争议的，应当在 3 个工作日内向运营机构提出核对要求。市场主体对每日发布的成交结果存在争议的，应当在信息发布后的 1 个工作日内向交易机构提出异议。

## 第八章 市场监管与风险防控

**第五十七条**[监管依据] 浙江能源监管办根据《浙江省电力市场监管实施办法（试行）》对第三方独立主体参与浙江电力辅助服务市场实施监管，按规定干预、中止市场。

**第五十八条**[运营监控及风险防范] 运营机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责，采取有效风险防控措施。

**第五十九条**[运营监控分析报送] 运营机构加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向浙江能源监管办提交市场监控分析报告。

**第六十条**[市场干预] 当出现以下情况时，交易机构、调度机构可依法依规采取市场干预措施：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （二）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- （三）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
- （四）浙江能源监管办作出中止市场交易决定的；
- （五）市场发生其他严重异常情况的。

**第六十一条**[干预记录] 交易机构、调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向浙江能源监管办提交报告。



**第六十二条**[争议处理] 因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生30日内向浙江能源监管办提出书面申请，浙江能源监管办按照相关规定进行处理，逾期不予受理。

## 第九章 附则

**第六十三条**[条款修订] 本办法由浙江能源监管办负责解释，根据浙江电力辅助服务实际运行情况，对相关条款进行修订。

**第六十四条**[生效日期] 本办法自发布之日起试行。

- 附件：1. 基线负荷计算方法  
2. AGC 综合性能指标计算方法

## 基线负荷计算方法

### 1. 电力用户（不含储能）基线负荷

调峰交易为工作日时，选取市场交易日前的 5 个正常工作日组成基线参考日集合。计算每一参考日在调峰交易时段的平均负荷  $P_{avi}$ ，以及 5 个参考日在调峰交易时段的平均负荷  $P_{av}$ 。若任一个  $P_{avi} < 0.75 \times P_{av}$  或  $P_{avi} > 1.25 \times P_{av}$ ，则将该日从参考日集合剔除。同时，向前依次递推另选，直到选满符合要求的 5 个参考日。原则上向前递推不超过 45 天，若不能选满 5 天，则选择 4 天作为参考日。若仍不满足，则将最近的节假日或响应日也视作工作日进行计算。参考日选定后，在参考日集合中剔除响应时段平均负荷值最低的参考日，并将剩余参考日的负荷平均后得到基线负荷。

交易日为周六时，选取交易日的前 3 个周六作为基线计算参考日，基线计算方法与工作日相同（交易日为周日时同交易日为周六算法）。

交易日为节假日时，选取用户上一年度同期可类比法定节假日作为基线参考日。

### 2. 储能用户基线负荷

根据储能用户日前申报的负荷曲线，考虑各采样点（每天 96 点）预测偏差率，计算得到储能用户响应时段基线。具

体计算方法为：

$$z_{ai} = \frac{y_{sj,ai} - y_{yc,ai}}{y_{yc,ai}} \times 100\%$$

$$z_i = \frac{1}{30} \sum_{a=1}^{30} z_{ai}$$

$$y_{jx,bi} = (1 + z_i) \times y_{yc,bi}$$

$z_{ai}$  为储能用户  $a$  日采样点  $i$  的预测偏差率， $y_{sj,ai}$  为用户  $a$  日采样点  $i$  的实际用电电力， $y_{yc,ai}$  为用户  $a$  日采样点  $i$  的预测用电电力， $z_i$  为用户参与电力辅助服务 ( $b$  日) 前 30 交易日采样点  $i$  的平均预测偏差率 (不足 30 日的按照实际天数参与计算)， $y_{yc,bi}$  为用户参与电力辅助服务 ( $b$  日) 采样点  $i$  的预测用电电力， $y_{jx,bi}$  为用户参与电力辅助服务 ( $b$  日) 采样点  $i$  的基线。

## AGC 综合性能指标计算方法

AGC 综合性能指标 K 由调度机构负责计算，用于衡量第三方独立主体响应 AGC 控制指令的性能表现，包括调节速率  $k_1$ 、响应时间  $k_2$  和调节精度  $k_3$ ，计算公式如下：

$$\text{AGC 综合性能指标 } K = \max[0.01, (2 \times k_1 + k_2 + k_3) / 4]。$$

$$\text{调节速率 } k_1 = \min[2, \text{调频单元实际速率} / \text{标准调节速率}]。$$

其中，标准调节速率一般为每分钟 10% 额定容量。

响应时间  $k_2 = 1 - \text{调频单元响应延迟时间} / 5\text{min}$ 。其中，调频单元响应延迟时间是指调频单元 AGC 动作与接收到 AGC 指令之间的延迟时间。

调节精度  $k_3 = 1 - \text{调频单元调节误差} / \text{调节允许误差}$ 。其中，调频单元调节误差是指调频单元响应 AGC 控制指令后实际出力值与控制下发指令的偏差量，调节允许误差一般为额定容量的 1.5%。