

附件

湖北、江西、重庆电力辅助服务市场实施细则 (备用及爬坡) (征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为服务全国统一电力市场建设，进一步深化电力辅助服务市场建设，加快适应新型电力系统发展，保障电力供需平衡和促进清洁能源消纳，发挥市场在资源配置中的决定性作用，激励经营主体提升电力辅助服务供应质量，提升电网安全、稳定、经济运行水平，制定本细则。

第二条 本细则依据《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）、《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 国家能源局关于印发〈电力辅助服务市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕411号）等有关法律、法规制定。

第三条 本细则所指电力辅助服务市场是指经营主体通过市场化机制提供辅助服务，并基于市场规则获取相应收益的市场运行

机制。

第四条 电力辅助服务市场建设与运营应坚持安全经济、统一开放、公平公正、竞争有序的原则，各类经营主体不得以参与辅助服务市场交易为由，影响电网安全运行和电力可靠供应。

第五条 本细则适用于湖北省、江西省、重庆市电力辅助服务市场运营及管理。电力辅助服务市场正式运行期间，调频补偿管理暂按《湖北、江西、重庆电力调频辅助服务市场运行规则》（华中监能市场规〔2025〕35号）执行，备用及爬坡补偿管理按本细则执行，《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》中调频、备用及爬坡补偿相关条款不再执行。电力调频、备用及爬坡辅助服务市场因故暂停或中止交易期间，调频、备用及爬坡辅助服务补偿管理按照《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》执行。

第六条 国家能源局华中能源监管局（以下简称“华中能源监管局”）负责电力辅助服务市场的监督与管理，负责监管本细则的实施。

第二章 市场成员

第一节 市场成员构成

第七条 电力辅助服务市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构等。经营主体包括已在电力交易机构完成市场注册手

续的各类型发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体。电网企业指为辅助服务市场建设运营提供必要的网架支撑及关联服务的主体。市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

第八条 提供备用及爬坡辅助服务的经营主体是指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的经营主体。市场初期，主要包括火电、水电（含抽水蓄能）、新型经营主体等可调节资源，后续逐步扩大经营主体参与范围。新型经营主体包括新型储能、独立参与市场的负荷侧可调节资源、通过聚合方式代理相关资源参与市场的负荷聚合商或负荷类虚拟电厂等。

第二节 市场成员职责和义务

第九条 提供备用及爬坡辅助服务的经营主体应具备以下条件：

（一）具有独立法人资格，内部核算的经营主体经法人单位授权，可参与市场交易；

（二）签订并网调度协议；

（三）接入调度自动化系统，按照国家和行业标准具备AGC/APC功能，可以接收、执行备用及爬坡辅助服务市场出清结果，响应电力调度机构的统一调度指令；

（四）现阶段，备用资源应满足在15分钟内调用且持续时长不低于2小时，火电机组单机容量100MW及以上、水电机组（含抽蓄）单机容量40MW及以上且具备调节能力、新型储能调

节容量不低于 5MW/10MWh，虚拟电厂等新型主体总聚合容量不低于 10MW 且总调节容量不低于 5MW；

（五）爬坡资源应满足爬坡性能相关要求（详见附件一），提供有资质单位出具的电力爬坡辅助服务能力合格测试报告，且需报量报价参与省/市内电力现货市场；

（六）应在电力交易机构办理市场注册，遵守市场注册管理制度，并按规定披露、提供、获取备用及爬坡辅助服务市场相关信息；

（七）加强所属设备运行与维护，确保能够根据电力调度机构调度指令提供符合规定要求的备用及爬坡服务；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 经营主体的主要职责是：

（一）按要求在电力交易机构完成注册；

（二）按要求提供基础技术参数；

（三）负责电力设备的运行与维护，确保能够根据电网指令提供符合规定标准的备用及爬坡辅助服务；

（四）按规则参与备用及爬坡辅助服务市场，按调度指令提供备用及爬坡辅助服务；

（五）参与市场结算，按规则获得备用及爬坡辅助服务收益，承担备用及爬坡辅助服务费用分摊和违约费用；

（六）按照信息披露有关规定，披露和提供参与备用及爬坡

辅助服务市场的相关数据信息，获取备用及爬坡辅助服务市场交易和输电服务等相关信息；

（七）按规定落实备用及爬坡辅助服务市场风险防控职责；

（八）其他法律、法规、规章、规范性文件所赋予的职责。

第十一条 电力交易机构主要职责是：

（一）负责为经营主体提供市场注册、变更和退出等相关服务；

（二）负责交易申报、提供和披露经营主体结算依据及相关服务；

（三）依据规则开展备用及爬坡辅助服务分摊费用计算；

（四）负责按照信息披露和报送等有关规定，披露备用及爬坡辅助服务市场信息，按照国家网络安全有关规定实现与电力调度机构的数据交互；

（五）配合电力调度机构开展交易组织相关工作；

（六）负责履行备用及爬坡辅助服务市场监测和风险防控职责，评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；

（七）其他法律、法规、规章、规范性文件所赋予的职责。

第十二条 电力调度机构主要职责是：

（一）提出满足系统安全运行要求的电力备用及爬坡辅助服务需求，统一采购辅助服务；

（二）负责电力备用及爬坡辅助服务交易组织、市场出清、

服务调用及执行情况记录;

(三) 建设、运行、维护和管理电力备用及爬坡辅助服务市场相关的技术支持系统;

(四) 提出备用及爬坡辅助服务安全约束、开展安全校核业务;

(五) 依据规则开展备用及爬坡辅助服务补偿、违约等相关费用计算,并将计算结果推送电力交易机构;

(六) 按照信息披露和报送等有关规定,提供备用及爬坡辅助服务市场相关数据信息,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;

(七) 负责履行备用及爬坡辅助服务市场监测和风险防控职责,评估市场运行状态,对市场规则提出修改意见,紧急情况下暂停市场交易,保障电力系统安全运行;

(八) 其他法律、法规、规章、规范性文件所赋予的职责。

第十三条 电网企业的主要职责是:

(一) 向电力交易机构提供参与备用及爬坡辅助服务费用分摊的发电企业上网电量(含跨省区未参与电能量市场交易的落地电量)和电力用户(含电网企业代理购电用户)用电量等市场交易结算所需信息;

(二) 为经营主体提供输配电和电网接入、计量采集、电费结算等服务;

（三）按时完成电费结算；

（四）按照信息披露和报送等有关规定，披露和提供辅助服务市场相关数据信息；

（五）其他法律、法规、规章、规范性文件所赋予的职责。

第三章 备用辅助服务市场

第一节 市场交易原则

第十四条 电力备用辅助服务是指为满足系统安全运行需要，经营主体通过预留调节能力，并在系统运行需要时于规定时间内调整有功出力的服务。市场初期，本规则所指备用为负荷备用，即运行状态的火电、水电、抽蓄等机组可增发的有功功率及新型储能、可调节负荷等并网主体立即可供调用的备用容量。随着市场发展，逐步引入事故备用等备用需求。

第十五条 省内备用资源优先满足本省电网电力平衡及安全运行需求，富余资源参与省间备用辅助服务交易。当省内备用资源不足时，可以通过省间市场化交易或应急调度等方式满足电网安全备用容量需求，实现备用资源跨省共享。

第十六条 备用辅助服务交易标的为可用备用容量。市场初期，备用服务市场与现货市场顺序出清，采用“集中竞价、日前申报出清，实时按需调用”的方式组织开展；具备条件时推动与现货市场联合出清，采用“集中竞价、日前申报预出清、日内滚动出

清、实时按需调用”的方式组织开展，日前申报信息封存至运行日。

第十七条 各省电力调度机构根据系统安全经济要求与实际情况确定各类备用辅助服务容量需求并向经营主体发布，包括全网负荷备用、局部地区备用，稳定旋转备用等。全网负荷备用扣除经营主体预留的调频容量后，形成备用辅助服务市场竞争空间。如遇恶劣天气、机组严重缺陷、重要输电通道失去风险以及重大保电等情况，可额外配置部分应急备用。应急备用的容量需求，由电力调度机构根据可能导致的最大有功功率缺额、重大保电活动等级等情况确定。

第十八条 备用服务供应商在日前开展备用市场申报，其中煤电（含火储）、燃气、压缩空气储能以机组为单位，水电以厂站为单位，虚拟电厂以聚合单元为单位，电化学储能、负荷聚合商等新型经营主体作为一个申报单元参与备用辅助服务市场。

第十九条 备用辅助服务市场以 1 小时为一个交易时段。备用服务供应商自主申报分时段可用备用容量、备用服务报价。可用备用容量以“兆瓦”为单位，最小申报容量单位为 1 兆瓦，申报可用备用容量时应考虑因自身原因造成的受阻电力。备用服务报价以“元/兆瓦时”为单位，最小单位为 0.1 元/兆瓦时。备用服务报价下限暂定为 0 元/兆瓦时，上限不超过当地现货电能量市场限价，市场初期根据日前预测分时供需比设置分时价格上限，详见

下表，后期视市场实际运行情况调整。

日前市场分时供需比	价格上限
$r > 2.0$	5 元/兆瓦时
$1.5 < r \leq 2.0$	10 元/兆瓦时
$1.2 < r \leq 1.5$	15 元/兆瓦时
$r \leq 1.2$	120 元/兆瓦时

第二十条 不同类型机组的备用容量申报上下限计算方式如下：

（一）煤电、水电、燃气、压缩空气储能可用备用容量申报上限 R_{max} 计算公式如下：

$$R_{max} = \min(\text{机组可用出力上限} - \text{最小技术出力}, \\ \text{机组有功功率调节速率} \times 15 \text{ 分钟})$$

获得容量电费的经营主体原则上应当参与备用辅助服务市场申报，可用备用容量申报下限 R_{min} 要求如下：

$$R_{min} = \alpha \times R_{max}$$

其中煤电机组 α 暂定为 0.5，其余获得容量电费的经营主体在未报量报价参与省/市内电力现货市场前 α 暂定为 0，后期视市场实际运行情况调整。

（二）电化学储能与虚拟电厂备用容量申报上限为最大实际可用容量，下限为 5 兆瓦。独立储能最大实际可用容量仅考虑最大实际放电功率。

第二十一条 未主动参与备用市场申报的煤电机组将自动缺省

申报，默认缺省报价为 0 元/兆瓦时，默认缺省申报容量为可用备用容量申报上限 R_{max} 。

第二十二条 顺序出清方式下备用辅助服务市场与现货电能量市场、调频辅助服务市场的衔接方式和交易组织顺序：

（一）在日前电能量市场机组组合环节，以现货电能量费用最低为目标，在满足电网安全最小备用容量等约束条件的基础上进行机组组合计算，确定机组开停机计划；

（二）开展调频辅助服务市场预出清，调频机组中标后需预留一定比例的上下调节容量，其申报可用备用容量或默认缺省申报容量，扣减中标调频容量后参与备用辅助服务市场出清；

（三）全网负荷备用扣除经营主体预留的调频容量后，形成备用辅助服务市场竞争空间。开展备用辅助服务市场出清，确定各时段机组中标备用容量和备用价格，备用机组中标后需预留一定比例的向上调节容量；

（四）开展现货电能量市场出清，在预留调频机组中标调频容量和备用机组中标备用容量的基础上，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定各机组日前发电计划曲线。

第二十三条 电力调度机构按照最终出清结果，形成备用服务容量调用序列，并按需调用，备用实际调用电量根据对应时段现货电能量市场出清价格进行结算。运行日内出现边界调整、省内备用不足等的情况时，电力调度机构可通过省间市场化交易或应

急调度等方式满足电网安全备用容量需求。

第二节 市场交易组织

第二十四条 市场初期，顺序出清方式下备用辅助服务市场交易流程如下：

运行日（D）为按备用辅助服务交易结果进行预留、调用、补偿的自然日，竞价日（D-1）为运行日前一日，遇有节假日可提前至节假日前。

（一）竞价日（D-1）9:00 前，电力调度机构按照电力系统需要和经济调度要求，综合考虑电源结构、电力送出受入、发输电设备检修、净负荷曲线波动和电力保供需求等情况，确定并披露各时段各类型备用容量需求。

（二）竞价日（D-1）9:30 前，备用辅助服务提供者在电力交易平台对次日 24 个交易时段分别申报可用备用容量及价格。系统将对各发电机组的申报价格及申报容量进行自动审核，申报的价格、可用备用容量应在限值范围内，当申报价格高于价格上限时取价格上限值、低于价格下限时取价格下限值，当申报备用可用容量大于申报上限时取申报备用可用容量上限值、低于申报下限时取申报备用可用容量下限值。在报价时间窗口内，各经营主体可以随时更改申报信息，以最后一次申报为准。

（三）竞价日（D-1）19:30 前，电力调度机构进行备用市场

出清计算并发布。在日前可靠性机组组合的基础上，依次进行调频辅助服务市场预出清、备用辅助服务市场正式出清。备用辅助服务市场出清结果需向经营主体发布，发布信息包括但不限于：各时段备用辅助服务供应商中标容量、备用市场出清价格等。

待条件成熟后，联合出清方式下备用辅助服务市场在日前进行预出清，在日内与电能量、调频市场联合出清，电力调度机构在日前市场可靠性机组组合基础上，进行备用辅助服务市场的预出清，确保预留备用充足。在运行日（D）日内进行逐小时滚动联合出清，在小时前（T-60 分钟）开展调频、备用、电能量联合出清，确定最终的调频、备用机组及相应的容量预留。

第二十五条 备用辅助服务市场出清原则如下：

（一）市场初期顺序出清方式下，备用辅助服务市场以备用辅助服务采购总成本最小为优化目标，集中竞价、边际出清。电力调度机构结合全网运行情况，根据申报的量价信息，按容量报价从低到高顺序依次出清，并进行安全校核，直至出清的备用容量满足次日该时段预计的备用需求为止，边际出清价格作为次日该时段备用服务统一结算价格。待条件成熟后，备用市场日前预出清，在日内与现货市场、调频市场联合出清（具体方式参见各省市电力现货市场规则）。

（二）如备用服务报价相同，申报备用容量大的经营主体优先出清；容量相同时按报价时间早的经营主体优先出清；当边际

备用单元不止一个时，按申报可用备用容量大小比例确定每个备用单元的中标容量。

（三）电力调度机构可根据电网运行实际情况设置局部地区备用等需求。根据局部地区内的备用服务供应商申报的量价信息，按备用服务报价从低到高顺序依次出清，直至出清的备用容量满足该地区该时段预计的备用需求为止。局部地区不单独形成地区备用价格，备用出清价格与同时段全网负荷备用出清价格保持一致。

（四）若局部地区内备用服务供应商申报的备用可用容量无法满足该地区备用需求，可对该区域内经营主体未申报的富余备用可用容量按备用服务报价从低到高进行出清预留。如备用服务报价相同，按富余备用可用容量大小比例进行分摊预留，直至满足该地区备用需求。

第二十六条 为保障电力系统安全稳定运行，原则上，新型储能、虚拟电厂等新型经营主体合计中标备用容量之和不超过备用容量总需求的 β ， β 值暂定为 5%，后期根据市场运行情况进行调整。

第三节 违约处理机制

第二十七条 为规范市场运行机制，避免各主体盲目逐利的行为，建立相应违约处理机制，备用违约金优先用于备用服务补偿。

市场主体在参与备用辅助服务市场过程中，出现以下情况之一的，电力调度机构将取消其相应时段的备用服务补偿，并按规定收取备用违约金：

（一）备用容量不达标：经营主体因自身原因导致日内备用能力与实际中标情况不符的情况。

（二）测试不合格：火电机组在中标备用可用容量时段，开展火电机组最大出力抽查测试不合格的情况。

该经营主体当天备用容量补偿计为 0，同时收取相关备用违约金，备用违约金计算公式如下：

备用违约金=该经营主体当天备用容量补偿费用 $\times K$

K 为惩罚系数，取值暂定为 1.5，后期根据市场运行情况进行调整。

第二十八条 为保障备用违约处理公平合理，发生以下情形时，经市场主体申请市场运营机构确认后，可予以免责：

（一）因电力调度机构技术支持系统故障、通信中断或数据采集失真造成无法响应的情况。

（二）因电网安全或稳定控制装置动作等原因，导致市场主体无法提供中标备用容量的情况。

（三）因极端天气、自然灾害等不可抗力，或非经营主体自身原因（如电网故障导致全厂停电等）造成无法履行备用义务的。

第四章 爬坡辅助服务市场

第一节 市场交易原则

第二十九条 电力爬坡辅助服务是指经营主体为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的经营主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。爬坡辅助服务根据爬坡方向分为向上爬坡和向下爬坡两类产品。向上爬坡主要用于应对系统净负荷快速上升、新能源出力低于预测、负荷高于预测等情形；向下爬坡主要用于应对系统净负荷快速下降、新能源出力高于预测、负荷低于预测等情形。

第三十条 爬坡辅助市场通过将新能源出力预测偏差等不确定性波动纳入系统爬坡需求，并在现货市场安全约束经济调度（SCED）模型中联合优化出清，实现系统爬坡能力预留，有效规避因爬坡能力缺口临时调用高价机组的情况，平抑现货市场价格异常波动，降低电力系统整体运行成本。

第三十一条 爬坡辅助服务市场交易标的为爬坡辅助服务供应商的爬坡辅助服务容量。现阶段，电力爬坡辅助服务市场采用日前申报、日内实时市场出清的方式，各省/市根据现货交易周期，组织爬坡辅助服务市场与实时电能量市场联合出清，提前一个交易周期滚动计算未来时段内实时现货交易结果和爬坡辅助服务市场

出清结果。

第三十二条 爬坡辅助服务供应商仅需在日前市场中申报各时段内能够满足单向爬坡持续时间要求的爬坡服务速率（MW/分钟），不需要进行报价。实时市场出清时，市场运营机构根据供应商日前申报的爬坡速率，结合系统爬坡需求、机组实际出力、机组出力上下限等运行约束，并按照本规则规定的交易组织方式，通过实时市场联合出清形成上/下爬坡辅助服务中标时段、中标容量和出清价格。

第三十三条 已获得容量电费的经营主体，应当参与爬坡辅助服务市场申报。爬坡辅助服务供应商将大于 $1.5\%P_n$ 的机组爬坡速率作为爬坡辅助服务市场申报速率。

第三十四条 爬坡辅助服务市场出清价格下限为 0，上限暂定为各省/市内现货电能量市场出清价格上限。

第二节 市场交易组织

第三十五条 竞价日（D-1）9:00 前，电力调度机构根据各时段负荷预测、新能源预测、外电联络线功率及不可调节电源出力等信息，确定并披露运行日（D）各时段系统净负荷值。

电网的系统净负荷=电网总负荷需求-新能源功率-外电联络线功率-不可调节电源出力

各时段系统净负荷向上和向下的爬坡能力需求值如下：

t 时段上爬坡需求= t 时段系统净负荷向上变化量+ t 时段新能源出力预测误差。

t 时段下爬坡需求= t 时段系统净负荷向下变化量+ t 时段新能源出力预测误差。

新能源出力预测误差依据 t 时段前 4 小时的新能源超短期预测误差绝对值求平均确定。

第三十六条 竞价日（D-1）9:30 前，爬坡辅助服务供应商对次日各时段申报爬坡服务速率。迟报、漏报或不报者均默认采用并网调度协议爬坡速率参数作为申报信息。

第三十七条 在实时市场 SCED 出清模型中，增加爬坡辅助服务供应商的上/下爬坡辅助服务容量作为待优化变量，并增加系统上/下爬坡能力需求约束，在满足电能量平衡、机组运行、安全校核及系统爬坡能力需求等约束条件下，以系统运行成本最小为优化目标进行集中优化计算，出清得到各时段各爬坡辅助服务供应商上/下爬坡辅助服务中标容量及中标时间，系统爬坡需求约束的影子价格即为该时段爬坡辅助服务出清价格。电力爬坡辅助服务市场与现货电能量市场联合出清 SCED 的具体模型见附件二。

第三十八条 爬坡辅助服务供应商在提供爬坡辅助服务过程中产生的出力偏差，已纳入现货电能量市场偏差考核范围的，按照现货电能量市场偏差考核有关规则执行；未纳入现货偏差考核范围的，按照《华中区域电力并网运行管理实施细则》中日发电计

划曲线考核有关规定执行。

第五章 计量与结算

第三十九条 电力调度机构按照调度管辖范围记录所辖调度单元备用及爬坡辅助服务交易、调用、执行、考核和补偿等情况。备用及爬坡辅助服务市场计量的依据为：电力调度指令、智能电网调度控制系统、“两个细则”技术支持系统数据等。

第四十条 电力调度机构将备用及爬坡辅助服务市场交易执行结果传递至电力交易机构，并由电力交易机构负责出具结算依据。

第四十一条 备用及爬坡辅助服务市场按照收支平衡、日清月结的原则进行结算。经营主体在月度电费总额基础上加（减）应获得（支付）的备用及爬坡辅助服务补偿（分摊）费用，与月度电费一并结算。

第四十二条 备用辅助服务市场收益为中标备用辅助服务供应商在备用辅助服务市场上提供备用服务获得的收益。备用辅助服务收益按日统计、按月进行结算，以 5 分钟或 15 分钟为一个计费周期，备用费用根据出清价格、中标容量、中标时间三者乘积计算，实际备用容量低于中标容量的，按实际备用容量结算。

第四十三条 爬坡辅助服务补偿费用根据中标容量、中标时间、出清价格三个要素乘积计算。机组 i 的日爬坡辅助服务补偿费用计算公式如下：

$$F_{\text{爬坡辅助服务补偿}, i} = \sum_{t=1}^{96} (P_{\text{上爬坡}, t} \times Q_{\text{上爬坡}, t, i} \times \Delta t) + \sum_{t=1}^{96} (P_{\text{下爬坡}, t} \times Q_{\text{下爬坡}, t, i} \times \Delta t)$$

其中： $F_{\text{爬坡辅助服务补偿}, i}$ 为机组 i 的日爬坡辅助服务补偿费用； $P_{\text{上爬坡}, t}$ 、 $P_{\text{下爬坡}, t}$ 分别为 t 时段上爬坡、下爬坡辅助服务出清价格； $Q_{\text{上爬坡}, t, i}$ 、 $Q_{\text{下爬坡}, t, i}$ 分别为机组 i 在 t 时段机组上爬坡、下爬坡辅助服务中标容量； Δt 为中标时段时长。

第四十四条 备用及爬坡辅助服务市场分摊费用的分摊主体包括发电侧经营主体、新型经营主体和全体工商业用户。

备用、爬坡辅助服务市场分摊费用分摊方式如下：

电力现货市场连续运行期间，备用辅助服务市场分担费用（不含提供辅助服务过程中产生的电量费用），原则上由全体工商业用户用电量（下网电量）和未参与电能量市场交易的上网电量（含跨省区未参与电能量市场交易的落地电量）共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。

第四十五条 备用及爬坡辅助服务补偿、分摊应单独计算，并在结算单中单独列示，随月度电费结算。备用辅助服务市场分摊费用=备用补偿费用-备用违约金；爬坡市场分摊费用=爬坡辅助服务补偿费用。

电网企业代理购电的工商业用户按照月度总用电量计算在备用辅助服务市场中分摊总费用、爬坡辅助服务市场中分摊总费用，参考电网企业代理购电损益分摊流程，确定备用及爬坡辅助服务

费用折合度电水平，纳入系统运行费用，在结算单中单独列示，随月度电费一同结算。

直接参与市场（含通过售电公司参与市场）的工商业用户按照月度总用电量计算在备用辅助服务市场中分摊总费用、爬坡辅助服务市场中分摊总费用。电力交易中心在结算依据上列示备用及爬坡辅助服务费用折合度电水平。参与市场交易的售电公司、工商业用户按电力交易中心提供的结算依据与电网企业结算费用。

第四十六条 备用及爬坡辅助服务市场补偿、违约结果次月公示，无异议后进行结算。

电力调度机构在次月第3个工作日内将电力备用及爬坡辅助服务市场补偿费用推送至电力交易机构。电网企业在次月第3个工作日内将参与备用及爬坡辅助服务费用分摊的发电侧经营主体上网电量（含跨省区未参与电能量市场交易的落地电量）和电力用户（含电网企业代理购电用户）用电量推送至电力交易机构。电力交易机构应于次月第5个工作日内向市场经营主体、相关电网企业出具上月结算依据（核对版），市场经营主体、相关电网企业应在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。结算依据（核对版）确认后，电力交易机构应于次月第8个工作日内向市场经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

第四十七条 备用辅助服务费用，包括备用市场补偿费用、备用违约金、备用市场分摊费用；爬坡辅助服务费用，包括爬坡市场补偿费用、爬坡市场分摊费用，应在电费结算单（结算依据）上单列，经营主体按电费结算单（结算依据）结算费用。

第六章 信息发布

第四十八条 电力调度机构和电力交易机构应按照《电力市场信息披露基本规则》等规定，通过电力交易平台向所有经营主体披露备用及爬坡辅助服务市场相关信息。

备用及爬坡辅助市场信息按时间尺度分为日信息、月度信息和年度信息。

（一）日信息：在交易申报前，发布可参与备用及爬坡辅助服务市场的经营主体（公开信息）、运行日负荷预测（公开信息）、各时段备用容量需求值及系统净负荷值（公开信息）、申报开始和截止时间（公开信息）。在交易完成后，发布经营主体出清结果（特定信息）、市场出清价格（公开信息）。

（二）月度信息：备用及爬坡辅助服务市场运营总体情况，

包括但不限于:备用及爬坡容量需求、具备参与备用及爬坡辅助服务市场的机组类型、台数及备用/爬坡容量、平均中标单元数（公开信息），出清价格（公开信息）、备用/爬坡总收益和日平均收益（公开信息）、分摊费用（公开信息）、不同电源类型的备用/爬坡收益、分摊和净收入，市场运营绩效分析情况、违反备用/爬坡辅助服务市场规则的有关情况（公开信息）。

（三）年度信息：备用及爬坡辅助服务市场运营情况分析报告，包括但不限于月度信息（公开信息）。

第四十九条 日信息分为事前信息和事后信息。事前信息由电力调度机构在组织交易前披露，事后信息由电力调度机构在下1个工作日17时前披露。各经营主体如对日信息有异议，应于第2个工作日的17时前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构于第3个工作日17时前发布确认后的统计结果。

第五十条 电力调度机构应在每月10日前发布上月市场月度信息。各经营主体如有异议，应于每月11日前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构于每月12日前发布确认后的统计结果，若经营主体仍有异议的可提出申诉。电力调度机构应在每年1月20日前发布上一年度交易相关信息。

第五十一条 电力交易机构负责通过电力交易平台向经营主体披露相关信息，开放数据接口。电力调度机构应及时向电力交易机构推送相关信息。

第七章 风险防控与市场监管

第五十二条 市场运营机构负责履行市场监测和风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实备用及爬坡辅助服务市场风险防控职责。

第五十三条 备用/爬坡辅助服务市场风险类型主要包括：

（一）备用/爬坡辅助服务供需风险，指备用/爬坡辅助服务供应紧张，较难满足全网或地区备用/爬坡需求的风险。

（二）备用/爬坡辅助服务市场力风险，指具有市场力的经营主体操纵辅助服务市场价格的风险。

（三）备用/爬坡辅助服务市场价格异常风险，指部分时段或局部地区辅助服务市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（四）备用/爬坡辅助服务市场技术支持系统风险，指支撑备用/爬坡辅助服务市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，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的风险。

第五十四条 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告华中能源监管局和省级价格、能源主管部门。市场风险发

生时，电力调度机构应按照安全第一的原则对市场进行应急处置，详细记录应急处置期间的有关情况，并报告华中能源监管局及省级价格、能源主管部门。

第五十五条 电力调度机构、电力交易机构应根据《中华人民共和国能源法》《电力监管条例》等有关规定，将备用/爬坡辅助服务市场相关指标及基础数据接入监管信息系统。

第五十六条 备用/爬坡辅助服务市场的监管对象包括参与辅助服务市场的各类经营主体、电网企业和市场运营机构等。

第五十七条 电力调度机构、电力交易机构应按照“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，并于每月 25 日前将备用及爬坡辅助服务市场监控分析报告报华中能源监管局。市场监控分析报告内容包括但不限于：市场报价和运行情况；市场成员执行市场运营规则情况；经营主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；非正常报价等市场异常事件；市场风险防控措施和风险评估情况；市场运营规则修订建议等。

第五十八条 电力调度机构、电力交易机构每年至少进行一次市场评估，根据备用/爬坡辅助服务市场成交和运行情况，对市场限价等参数提出调整建议，经电力市场管理委员会审议通过，报华中能源监管局审定后执行。

第五十九条 华中能源监管局对备用/爬坡辅助服务市场进行监

管。主要包括：

- （一）经营主体参与交易的情况；
- （二）市场经营主体的集中度和行使市场力情况；
- （三）市场经营主体的运营情况；
- （四）备用/爬坡辅助服务市场运营规则执行情况；
- （五）不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- （六）市场履约等信用情况；
- （七）市场信息披露和报送情况；
- （八）市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；
- （九）调解辖区内电力辅助服务管理争议；
- （十）其他法律法规规定的情况。

第六十条 发生以下情况时，华中能源监管局可对市场进行干预，也可授权电力调度机构进行临时干预：

- （一）经营主体滥用市场力、串谋及其它违规违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；
- （二）市场技术支持系统或电力交易平台（包括但不限于报价系统、日前计划系统、日内计划系统等）发生故障，导致市场交易无法正常进行时；
- （三）因电网故障、负荷突变或电网运行方式发生变化，导致市场交易无法正常进行时；

（四）市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

（五）市场发生其它严重异常情况的。

第六十一条 市场干预的主要手段包括但不限于：调整市场限价；调整市场准入和退出规则；暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第六十二条 电力调度机构应当如实记录干预实施原因、范围、起止时间、对象、手段、结果和影响等，及时向经营主体披露。

第六十三条 备用/爬坡辅助服务市场因故暂停或中止交易期间，电力调度机构可在满足安全校核与运行实际需要的前提下，按有关规程对调用单元进行备用/爬坡预留和应急处置调用。

第六十四条 因备用/爬坡辅助服务交易、出清、预留、调用、执行及结算等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生后 30 天内向华中能源监管局提出申请，由华中能源监管局依法依规协调处理。

第八章 附则

第六十五条 本规则由华中能源监管局负责解释。

第六十六条 本规则自发布之日起施行，有效期 3 年。

附件一

各类型并网主体容量及爬坡性能要求

并网主体类型		爬坡速率 K1	爬坡精度 K2	单向爬坡持续时间
发电侧并网主体	煤电、火储	$\geq 1.5\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 10\text{min}$
	燃机	$\geq 5.0\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 10\text{min}$
	水电、抽蓄	$\geq 35\%P_n$ （最大单机）/min	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 1\text{min}$
新型储能		$\geq 100\%P_n/30\text{s}$	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 10\text{s}$
虚拟电厂		$\geq 3.0\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 10\text{min}$

P_n 为发电机组额定装机容量或虚拟电厂总调节容量，单位为 MW，不同类型并网主体 P_n 取值如下：

煤电、燃机、火储：发电机组额定容量（不含储能容量）；

水电：单机/全厂控制模式纳入 AGC 控制的并网额定容量；

新型储能：额定容量；

虚拟电厂：额定最大可调节容量。

附件二

电力爬坡辅助服务市场与现货电能量市场 联合出清安全约束经济调度（SCED）模型

电力爬坡辅助服务市场和实时电能量市场进行联合出清的安全约束经济调度（SCED）目标函数为：

$$\min \text{原目标函数} + \sum_{t=1}^T [M_{urc} SL_{urc,t} + M_{drc} SL_{drc,t}] \quad (1)$$

其中安全约束经济调度（SCED）原目标函数为各省/市内电力实时现货市场安全约束经济调度（SCED）模型， M_{urc} 、 M_{drc} 分别为系统上、下爬坡约束惩罚因子， $SL_{urc,t}$ 和 $SL_{drc,t}$ 分别为 t 时段系统上、下爬坡约束松弛变量。

在安全约束经济调度（SCED）的原有约束条件之外，增加爬坡相关约束如式（2）～（7）所示。

t 时段系统上爬坡能力需求约束：

$$\sum_{i=1}^N urc_{i,t} + \sum_{i=1}^N urc_{i,t}^{base} + SL_{urc,t} \geq FRP_t^{up} \quad t = 1 \cdots T \quad (2)$$

t 时段系统下爬坡能力需求约束：

$$\sum_{i=1}^N drc_{i,t} + \sum_{i=1}^N drc_{i,t}^{base} + SL_{drc,t} \geq FRP_t^{dn} \quad t = 1 \cdots T \quad (3)$$

其中： $urc_{i,t}$ 、 $drc_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时段参与市场化出清的上爬坡、下爬坡辅助服务中标容量，且 $urc_{i,t} \geq 0$ ， $drc_{i,t} \geq 0$ ； $urc_{i,t}^{base}$ 、 $drc_{i,t}^{base}$ 为机组 i 在 t 时段的标准爬坡容量（ $1.5\%P_n * \Delta t$ ），

FRP_t^{up} 和 FRP_t^{dn} 为 t 时段系统的上、下爬坡能力需求。

、为 t 时段机组 i 出力与其上爬坡容量之和要小于下一个时段的机组出力上限：

$$P_{i,t} + urc_{i,t}^{base} + urc_{i,t} \leq P_{i,t+1}^{max} \quad i=1 \cdots N, t=1 \cdots T \quad (4)$$

t 时段机组 i 出力与其下爬坡容量之和要大于下一个时段的机组出力下限：

$$P_{i,t} - drc_{i,t}^{base} - drc_{i,t} \geq P_{i,t+1}^{min} \quad i=1 \cdots N, t=1 \cdots T \quad (5)$$

其中： $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段的出力， $P_{i,t+1}^{max}$ 为机组 i 在 $t+1$ 时段的出力上限， $P_{i,t+1}^{min}$ 为机组 i 在 $t+1$ 时段的出力下限。

t 时段机组 i 的出清上爬坡容量要小于其申报的上爬坡能力：

$$urc_{i,t} \leq R_i^{up} \quad i=1 \cdots N, t=1 \cdots T \quad (6)$$

t 时段机组 i 的出清下爬坡容量要小于其申报的下爬坡能力：

$$drc_{i,t} \leq R_i^{dn} \quad i=1 \cdots N, t=1 \cdots T \quad (7)$$

其中： R_i^{up} 为机组 i 在 t 时段的申报最大上爬坡能力， R_i^{dn} 为机组 i 在 t 时段的申报最大下爬坡能力。

求解上述出清优化模型，得到各个时段系统上/下爬坡需求约束的拉格朗日乘子作为爬坡市场出清价格，则在 t 时段的上/下爬坡辅助服务出清价格为：

$$P_{\text{上爬坡},t} = \lambda_t^{urc} \quad (8)$$

$$P_{\text{下爬坡},t} = \lambda_t^{drc} \quad (9)$$

其中： $P_{\text{上爬坡},t}$ 为时段 t 系统上爬坡辅助服务出清价格， $P_{\text{下爬坡},t}$ 为时段 t 系统下爬坡辅助服务出清价格； λ_t^{urc} 为时段 t 系统上爬坡需求约束的拉格朗日乘子， λ_t^{drc} 为时段 t 系统下爬坡需求约束的拉格朗日乘子。

系统以运行成本最小为优化目标进行集中优化计算，机组 i 在 t 时段的上爬坡、下爬坡辅助服务中标容量为：

$$Q_{\text{上爬坡},t,i} = urc_{i,t} \quad (10)$$

$$Q_{\text{下爬坡},t,i} = drc_{i,t} \quad (11)$$

其中： $Q_{\text{上爬坡},t,i}$ 、 $Q_{\text{下爬坡},t,i}$ 分别为机组 i 在 t 时段机组上爬坡、下爬坡辅助服务中标容量。