

电力辅助服务市场基本规则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 【政策依据】为加快推进全国统一电力市场建设，规范电力辅助服务市场运营管理，维护市场经营主体合法权益，依据《电力法》《电力监管条例》等有关法律、行政法规和《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》《中共中央办公厅 国务院办公厅关于深化电力体制改革 加快构建新型电力系统的意见》《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》等文件，制定本规则。

第二条 【总体思路】以电力系统安全稳定运行为基础，促进新型电力系统建设为导向，科学确定辅助服务市场需求，合理设置辅助服务市场交易品种，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，优化各类辅助服务价格形成机制，健全辅助服务费用传导机制，统筹完善市场衔接机制，推动完善电力辅助服务市场建设。

第三条 【基本定义】电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡、黑启动等服务。本规则

所指电力辅助服务市场是系统可调节资源的市场化配置方式，遵循市场原则为电力辅助服务主体提供经济补偿。

第四条 【适用范围】本规则适用于省级及以上电力辅助服务市场的设立、注册、运行、结算和监督管理等。

第二章 总体要求

第五条 【建设目标】建立优化电力辅助服务市场机制，充分调动可调节资源主动参与系统调节积极性，规范各级电力辅助服务市场建设，加强电力辅助服务市场与电能量市场的统筹衔接，实现多层次市场协同运行，推动电力辅助服务价格规范形成、费用有序传导，服务经济社会高质量发展。

第六条 【基本原则】电力辅助服务市场建设与运营应坚持统一开放、公平公正、竞争有序的原则。

第七条 【基本要求】电力辅助服务市场建设坚持以安全为前提，保证电力系统安全稳定运行；以市场机制为导向，促进可调节资源高效优化配置；以绿色低碳为目标，助力新型电力系统建设，服务能源清洁转型。

第三章 市场成员

第一节 市场成员构成

第八条 【市场成员】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。

第九条 【经营主体】经营主体指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括火电、水电、储能、虚拟电厂等。

第十条 【电网企业】电网企业指为电力辅助服务市场建设运营提供必要的网架结构及关联服务的主体。

第十一条 【市场运营机构】市场运营机构指负责电力辅助服务市场建设运营的机构和组织，包括电力调度机构和电力交易机构。

第二节 市场成员权利与义务

第十二条 【经营主体】经营主体作为电力辅助服务提供方，按照规则履行辅助服务交易结果，获得辅助服务收益。

第十三条 【电网企业】电网企业为经营主体提供输配电和电网接入、电费结算等服务，建设、运行、维护和管理与辅助服务市场相关的技术支持系统。

第十四条 【电力调度机构】电力调度机构作为电力辅助服务采购方，负责提出满足系统安全运行要求的电力辅助服务需求，统一采购各类电力辅助服务。负责辅助服务交易组织、市场出清、服务调用、服务计量、费用计算等业务，并开展辅助服务市场运营监控工作。

第十五条 【电力交易机构】电力交易机构负责经营主体市场注册、信息变更和退出等相关服务，负责辅助服务市场的申报和信息披露工作，并负责提供辅助服务市场结算依据，配合电力调度机构开展相关工作。

第三节 市场成员注册

第十六条 【基本条件】经营主体原则上应具有法人资格（或取得法人授权）、依法依规取得电力业务许可证（符合豁免政策除外），财务独立核算、信用资质良好。

第十七条 【技术条件】参加辅助服务市场的经营主体应具备接收、执行调度指令的技术能力。

第十八条 【准入原则】各类具备提供辅助服务能力的经营主体平等参与辅助服务市场。原则上获得容量电费的经营主体应当参与辅助服务市场提供服务。

第十九条 【退市原则】经营主体原则上不得自行退出辅助服务市场。因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供辅助服务的经营主体，经审核后方可退出辅助服务市场。

第二十条 【退市主体责任】退出市场的经营主体应缴清辅助服务相关费用，未履约完的辅助服务合同应通过转让或终止等方式处理。

第二十一条 【市场注册】各类经营主体须在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与辅助服务市场交易。经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性，履行承诺、公示、注册、备案等相关手续后，电力交易机构及时向社会发布经营主体注册信息。

第二十二条 【市场变更】已完成辅助服务市场注册的经营主体，当市场注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申

请，变更信息经公示无异议后，电力交易机构向社会重新发布相关经营主体注册信息。

第二十三条 【市场注销】因故需要退出辅助服务市场的经营主体，应及时向电力交易机构提出市场退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退出辅助服务市场。

第四章 市场设立原则

第二十四条 【依据设立】电力调度机构根据系统安全稳定运行、电能量市场建设情况等，提出辅助服务市场建设需求，拟订辅助服务交易品种，根据国家有关规定、行业标准和系统实际需要，制定相关技术规范。

第二十五条 【需求分析】电力调度机构拟定辅助服务市场需求分析报告，报国家能源局派出机构。分析报告应包括本地区电力系统运行特点、电能量市场建设情况、建设辅助服务市场必要性、影响因素分析、有关建议等。

第二十六条 【论证组织】国家能源局派出机构组织相关部门、电网企业、发电企业、市场运营机构等分析论证需求合理性。

第二十七条 【方案制定】国家能源局派出机构会同省级价格、能源主管部门制定辖区内辅助服务市场交易品种、交易机制、价格机制、限价标准、费用传导方式等实施方案，报国家能源局，经国家发展改革委同意后实施。

第二十八条 【规则制定】国家能源局派出机构会同省价格、能源主管部门组织起草当地辅助服务市场实施细则，依据系统运行需要、辅助服务成本、历史数据调查、模拟测试结果及对电价的影响等，合理确定市场技术参数，并广泛征求意见，经市场管理委员会审议通过后，按程序印发实施。

第二十九条 【市场建设技术要求】辅助服务市场技术支持系统应包括交易申报、市场出清、交易结算、交易管理、信息发布等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第三十条 【市场建设运行要求】辅助服务市场应依序开展模拟试运行、结算试运行、正式运行，协调做好相关市场运行工作。

(一) 模拟试运行内容主要包括：组织经营主体参与辅助服务市场申报，检验技术支持系统功能，适时依据市场出清结果进行生产调度；根据模拟试运行情况对市场规则进行讨论修改、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成模拟试运行分析报告，向市场成员公开。

(二) 结算试运行内容主要包括：依据市场出清结果进行生产调度结算；根据结算试运行情况对市场规则进行讨论修改、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成结算试运行分析报告，评估辅助服务市场作用和影响，向市场成员公开。

(三) 正式运行内容主要包括：按规则连续不间断运行市场，保障技术支持系统正常运转，依据市场出清结果进行调度生产并结算，依法依规进行信息披露、市场干预、争议处理等。

(四) 首次结算试运行和开始正式运行的时间间隔不小于1年。

第三十一条 【调整机制】国家能源局派出机构应定期对辖区内辅助服务市场进行分析评估，会同相关部门适时调整市场相关参数等，确保辅助服务满足系统需求，费用处于合理范围。

第五章 辅助服务品种

第三十二条 【品种分类】辅助服务品种从功能上可以分为有功控制服务、无功控制服务和事故处置类服务。

第三十三条 【有功控制服务】有功控制服务品种包括：调峰服务（仅限于现货市场未连续运行地区）、调频服务、备用服务、爬坡服务等。

(一) **【调峰服务】**调峰服务是指运营主体根据调度指令跟踪系统负荷及新能源出力变化，调减发电出力（包括设备启停），为其他主体提供发电空间的服务。

(二) **【调频服务】**调频服务是指运营主体通过调速系统、自动功率控制等，减少系统频率偏差（或联络线控制偏差）所提供的服务。调频服务分为一次调频服务和二次调频服务。一次调频服务是指常规机组通过调速系统提供的有功出力调整服务，调节响应性能不低于常规机组调速系统性能的运营主体也可提供相应服务。二次调频服务是指经营主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，提供的有功出力调整服务。

（三）【备用服务】备用服务是指为满足系统安全运行需要，运营主体通过预留发电能力，并在系统运行需要时于规定时间内增加有功出力的服务。一般分为10分钟备用（10分钟内预留能力可以全部调出，且原则上持续时间不低于30分钟）和30分钟备用（30分钟内预留能力可以全部调出，且原则上持续时间不低于2小时）。

（四）【爬坡服务】爬坡服务是指运营主体根据调度指令快速响应系统负荷或新能源出力短时大幅变化，提供的具有较高上下调节速率的有功出力服务。

第三十四条 【无功平衡控制服务】无功平衡服务品种即电压控制服务，是指为保障电力系统电压稳定，运营主体根据调度下达的电压、无功出力等控制调节指令，通过自动电压控制（AVC）、调相运行等方式，向电网注入、吸收无功功率，或调整无功功率分布所提供的服务。

第三十五条 【事故处置类服务】事故处置类服务品种是指为消除或降低系统事故影响，快速恢复系统正常运行所提供的服务。事故处置类服务主要包括黑启动、转动惯量、切机、切负荷等。

第六章 辅助服务交易组织

第三十六条 【市场申报】电力调度机构按照电力系统需要和经济调度要求，提出辅助服务市场需求信息。各类参与辅助服务市场的经营主体，根据市场运营机构公布的市场需求信息，在规定时间内按规定格式和要求向市场运营机构提交相应交易申报。

第三十七条 【市场出清】 电力调度机构根据系统运行需求，以成本最小化为目标，确定市场出清结果，采购辅助服务。

第三十八条 【执行与考核】 电力调度机构按照市场出清结果对中标经营主体进行调用，并进行服务计费。经营主体未能按调度指令执行的，按规则开展考核。

第三十九条 【应急处理】 辅助服务市场暂停或中止交易期间，电力调度机构为确保系统运行安全对相应调节资源进行应急调用，并相应给予补偿。

第七章 市场费用产生及补偿、传导机制

第一节 费用产生机制

第四十条 【基本构成】 稳妥有序推动辅助服务价格由市场形成。具备市场交易条件的辅助服务品种，按照国家有关规定建立健全市场价格机制，通过市场交易方式形成辅助服务费用。经营主体提供辅助服务过程中产生的电能量费用，按现货市场价格结算，未开展现货市场地区按中长期交易规则结算。

第四十一条 【各类服务费用计算】 调峰服务费用根据市场竞争确定的出清价格和中标调峰出力计算，或出清价格和启停次数计算。调频服务费用为调频里程、性能系数、出清价格三者乘积。备用服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。爬坡服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。

第二节 费用补偿机制

第四十二条 【补偿原则】按照“谁提供、谁获利”的原则，公平合理给予经营主体辅助服务补偿，充分调动灵活调节资源积极性。

第四十三条 【补偿标准原则】经营主体参与辅助服务市场交易的，依据市场规则和出清结果予以补偿；以其他方式提供辅助服务的，按照事前明确的费用标准予以补偿。

第四十四条 【违约及考核管理】因自身原因未按交易结果提供有效辅助服务的主体，依照市场规则和“两个细则”承担相应违约和考核责任。

第三节 费用传导机制

第四十五条 【分摊原则】辅助服务市场费应按照“谁受益、谁承担”原则，结合电力现货市场建设情况，综合考虑经营主体和用户承受能力，建立辅助服务费用传导机制。

第四十六条 【传导机制】需由经营主体承担的辅助服务费用，按相关程序确定。电力现货市场连续运行的地区，电能量费用与辅助服务费用独立形成，相关辅助服务费用原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门根据具体情况确定。未开展现货市场或电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。

第四十七条 【第三方主体承担要求】独立储能、自备电厂、虚拟电厂等“发用一体”主体，在结算时段内按综合上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊。

第四十八条 【跨省跨区承担要求】推动跨省跨区送电根据辅助服务提供和受益情况，公平合理承担和获得送受两端辅助服务费用。

第八章 市场衔接机制

第四十九条 【市场衔接总体原则】统筹推进电能量市场、辅助服务市场等整体建设，在市场准入、交易时序、市场出清、费用疏导等方面做好衔接，充分发挥电力辅助服务市场在保障电网安全运行中的作用。

第五十条 【与电能量市场衔接】电力现货市场连续运行的地区，调峰、顶峰、调峰容量等各类具有类似功能的市场不再运行。调频、备用、爬坡等有功辅助服务市场与现货市场可独立出清，具备条件时推动与现货市场联合出清。

第五十一条 【区域、省市场设立原则】结合电网资源配置需求和系统运行约束情况、电力现货市场建设情况，因地制宜建立省/区域调频、备用等服务市场。区域调峰、存在电能量交换的区域备用等交易，应当及时转为电能量交易。

第九章 计量结算

第一节 计量

第五十二条 【基本要求】电力调度机构负责经营主体服务调用及执行情况记录，电网企业负责辅助服务费用结算。

第五十三条 【费用计算】依据市场出清结果、调度指令、调度计量数据等，开展辅助服务交易结算。

第五十四条 【计量和采集周期】计量和采集周期应当满足辅助服务最小交易周期和精度要求。计量数据缺失的，可根据拟合规则进行补充。

第二节 结算原则

第五十五条 【结算周期】辅助服务结算原则上应采用“日清月结”的方式，按日对交易结果进行清分，生成日清分依据；按月对交易进行月结算，出具月结算依据，并开展电费结算。

第五十六条 【独立核算】辅助服务结算遵循收支平衡原则，各品种辅助服务费用应在结算单中单独列示，不得与其他费用叠加打捆。

第三节 结算流程

第五十七条 【调度计算】电力调度机构负责辅助服务费用计算相关数据记录，并按照电能量电费结算时间节点，推送至电力交易机构。

第五十八条 【交易结算】电力交易机构在电力调度机构提供的数据库上，计算辅助服务补偿、分摊，以及考核费用，出具结算依据，并向经营主体发布。

第五十九条 【主体确认】经营主体应在依据公示后审核确认结算结果并反馈意见。

第六十条 【发布账单】电网企业负责电费结算及账单发布，并按规定收付电费。

第六十一条 【追退补调整】由于计量、电价差错等原因需要进行追退补的，由电力交易机构按照规则启动辅助服务费用追退补流程。原则上应在最近一次结算周期内完成调整。超过一定时效的结算结果不再做调整和修改。

第十章 信息披露

第一节 原则及要求

第六十二条 【信息披露原则】辅助服务市场信息披露应执行《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）的相关要求，遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，做好辅助服务市场信息披露工作。

第六十三条 【信息披露要求】信息披露主体应严格按照有关规则披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。信息披露应按照公众信息、公开信息、特定信息三类分级分类管理，明确信息披露主体、披露信息内容及信息披露对象。

第二节 信息披露内容及管理

第六十四条 【电力调度机构信息披露要求】电力调度机构应当披露信息包括：辅助服务需求计算方法，交易申报、出清信息，服务补偿和分摊总体情况等信息。

第六十五条 【电力交易机构信息披露要求】电力交易机构应根据电力调度机构推送的相关信息，及时准确、分级分类向相关经营主体公示或告知。

第六十六条 【经营主体信息披露内容】经营主体应分级分类披露与辅助服务交易及调度运行相关的关键信息，包括但不限于核定（设计）最低技术出力，核定（设计）深调极限出力，机组调节速率，机组边际能耗曲线，机组最小开停机时间，机组预计并网和解列时间，机组启停出力曲线，机组调试计划曲线，调频、调压、日内允许启停次数，厂用电率，热电联产机组供热情况等信息。

第六十七条 【争议处理】经营主体对披露信息有异议的，应在5个工作日内提出复核。电力交易机构在接到问询的5个工作日内，应会同电力调度机构进行核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可向国家能源局派出机构提出申诉。

第六十八条 【信息安全】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。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。

第十一章 风险防控

第六十九条 【基本要求】建立健全辅助服务市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护社会公共利益和经营主体合法权益。

第七十条 【职责分工】市场运营机构在国家能源局派出机构、省（区、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辅助服务市场风险防控职责。

第七十一条 【风险类型】辅助服务市场风险类型主要包括：

（一）辅助服务供需风险，指辅助服务供应紧张，较难满足辅助服务需求的风险。

（三）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）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。

（五）辅助服务市场技术支持系统风险，指支撑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。

（六）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。

第七十二条 【风险监测】市场运营机构按照国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门要求，加强对辅助服务市场各类交易活动的风险防范和监测。

第七十三条 【风险预警】市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门。

第七十四条 【风险处置】市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，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，并尽快报告国家能源局派出机构及政府有关部门：

（一）电力系统发生严重故障，不具备辅助服务市场继续运行条件时。

（二）辅助服务市场技术支持系统发生故障，无法正常进行辅助服务市场出清和调度时。

（三）国家能源局及派出机构规定的其他情形。

第十二章 监督管理

第七十五条 【监管职责】国家能源局按照《电力市场监管办法》（国家发展和改革委员会令第18号）和国务院有关规定，履行全国辅助服务市场监管职责。国家能源局派出机构负责辖区内的辅助服务市场监管。

第七十六条 【监管对象】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。

第七十七条 【信息报送】各地电网企业应定期向国家发展改革委、国家能源局以及所在地国家能源局派出机构、省级价格主管部门等报送辅助服务交易的价格、费用、各类主体收益和分摊情况。

第七十八条 【监管评估】市场运营机构应做好辅助服务市场建设运行、出清价格、费用传导与分摊等情况的监测分析。国家能源局派出机构会同相关部门组织对辖区内辅助服务市场运行情况、资金使用情况、执行效果等进行评估，重大问题及时报告国家发展改革委、国家能源局。

第七十九条 【争议处理】经营主体对辅助服务交易存在疑义时，可向运营机构提出申诉意见，电力调度机构在规定期限内完成核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可提交国家能源局派出机构调解处理，调解不成的按司法程序处理。

第十三章 附则

第八十条 本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第八十一条 本规则自发布之日起施行，有效期五年。