附件2

电力系统辅助服务管理办法

（征求意见稿）

第一章 总 则

1. 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，落实碳达峰、碳中和目标，构建以新能源为主体的新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障电力系统安全、优质、经济运行，建立用户参与的电力辅助服务分担共享新机制，规范电力辅助服务管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《国家发展改革委国家能源局关于提升电力系统调节能力的指导意见》《国家能源局关于印发<完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案>的通知》等有关法律、法规、规范性文件、标准等，制定本办法。
2. 电力系统辅助服务（以下简称电力辅助服务）是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网企业和储能设施、参与市场化交易的电力用户（以下简称电力用户）以及聚合商、虚拟电厂等第三方提供的服务。
3. 本办法适用于省级及以上电力调度机构调度管辖范围内电力辅助服务的提供、调用、考核、补偿、结算和监督管理等，电力辅助服务提供主体包括火电、水电、核电、风电、光伏发电、抽水蓄能、新型储能等以及能够响应调度指令的用户可调节负荷（包括通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合的可调节负荷）等并网主体（以下统称“并网主体”）。市级及以下电力调度机构调度的并网资源和具备条件的自备电厂可一并纳入所在地区电力辅助服务管理实施细则或市场交易规则。

第二章 定义与分类

1. 电力辅助服务的种类分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。
2. 有功平衡服务包括一次调频、二次调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等电力辅助服务。
3. 调频是指电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。调频分为一次调频和二次调频。一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动反应、新能源和储能等并网主体通过快速频率响应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。二次调频是指并网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，跟踪电力调度机构下发的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服务。
4. 调峰是指为了跟踪负荷的峰谷变化及新能源出力变化，并网主体根据调度指令进行的发/用电功率调整或启停所提供的服务。
5. 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。
6. 转动惯量是指在系统频率变化率超出阈值时，并网主体根据自身惯量特性通过有功功率的快速控制，提供响应系统频率变化率的快速正阻尼调节，阻止系统频率突变所提供的服务。
7. 爬坡是指为应对间歇性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，具备较强爬坡能力的并网主体根据调度指令要求调整出力，用以维持系统功率平衡所提供的服务。
8. 无功平衡服务即电压控制服务，电压控制服务是指为保障电力系统电压稳定，并网主体根据调度下发的电压、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。
9. 事故应急及恢复服务包括稳控切机服务、快速切负荷服务和黑启动服务。
10. 稳控切机服务是指电网发生故障时，稳控装置正确动作后，发电机组自动与电网解列所提供的服务。
11. 快速切负荷服务是指电网发生故障时，稳控装置正确动作切除部分用户负荷,用户以损失负荷来确保电网安全稳定所提供的服务。
12. 黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持情况下，由具备自启动能力的发电机组或抽水蓄能、新型储能等所提供的恢复系统供电的服务。

第三章 提供与调用

1. 电力辅助服务的提供方式分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。基本电力辅助服务为并网主体义务提供，不进行补偿。有偿电力辅助服务可通过固定补偿或市场化方式提供，所提供的电力辅助服务应达到规定标准，鼓励采用竞争方式确定承担电力辅助服务的并网主体，市场化方式包括集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商等。积极推进新型储能、用户可调节负荷、聚合商、虚拟电厂等资源参与电力辅助服务。
2. 并网主体有义务提供基础技术参数以确定各类电力辅助服务的能力，应向电力调度机构提供由具备相应资质的单位出具电力辅助服务能力测试报告，或满足相关技术要求的参数指标。
3. 为保证电力系统平衡和安全，电力辅助服务应按照有关国家、行业标准或规定进行选取和调用。未开展市场化交易的电力辅助服务品种，提供主体由电力调度机构根据并网主体特性和电网情况合理安排；已开展市场化交易的的电力辅助服务品种，提供主体根据市场出清结果确定。

第四章 补偿方式与分担机制

1. 国家能源局派出机构根据当地电网运行需求和特性，确定各类电力辅助服务的补偿类型。
2. 对各类并网主体参与的有偿电力辅助服务，应根据其提供电力辅助服务的种类和性能，制定差异化补偿标准。国家能源局派出机构在制定电力辅助服务管理实施细则或市场交易规则时，应合理确定电力辅助服务品种，建立相应补偿和考核机制。
3. 国家能源局派出机构在制定电力辅助服务管理实施细则时，原则上主要对通过义务提供、固定补偿方式获取的电力辅助服务品种的相关机制进行约定；在制定电力辅助服务市场交易规则时，主要对通过市场化方式获取的一次调频、二次调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等电力辅助服务品种的相关机制进行约定。
4. 各电力辅助服务品种补偿机制参见附件。固定补偿方式确定补偿标准时应综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素制定，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度；市场化方式确定补偿标准应遵循通过市场化竞争形成价格的原则。
5. 承诺提供电力辅助服务的并网主体，在实际运行中，未按照约定提供有效电力辅助服务的，按照电力辅助服务管理实施细则或市场交易规则进行考核，电力辅助服务管理实施细则的考核办法参照并网主体并网运行管理规定执行。
6. 国家能源局派出机构在制定电力辅助服务管理实施细则或市场交易规则过程中，应合理明确电力辅助服务需求的确定原则，制定电力辅助服务补偿费用的分摊标准及市场交易规则，并根据需要进行动态调整完善。
7. 对采用电力辅助服务管理实施细则管理的电力辅助服务品种，应建立相关考核机制，考核费用的收支管理可独立进行或与补偿费用一并进行。对已开展市场化交易的电力辅助服务品种，应在市场交易规则中约定考核机制，且考核费用需与补偿费用一并进行收支管理，具体费用分摊机制可参照本办法要求自行制定。
8. 为电力系统运行整体服务的电力辅助服务品种，补偿费用由包括发电企业、电力用户在内的所有并网主体共同分摊。为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务品种，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务品种，补偿费用由相关电力用户主体分摊。
9. 根据各并网主体对不同类型电力辅助服务的差异化需求及使用情况，确定各并网主体承担电力辅助服务补偿费用标准。
10. 已开展市场化交易的电力辅助服务品种，根据市场交易规则进行清算、结算。未开展市场化交易的电力辅助服务品种，按月进行电力辅助服务补偿清算、结算。
11. 市级及以下电力调度机构直接调度的并网主体和自备电厂等，具备相关调度、计量、结算等要求的，可通过独立单元、聚合商和第三方代理等形式，纳入所在地区电力辅助服务管理实施细则或市场交易规则管理范围。
12. 通过采取购买调峰资源或调峰服务方式建设的可再生能源发电项目，入市前项目主体应当向调度机构申报承担辅助服务责任的主体，并报所在地国家能源局派出机构备案，避免重复考核或补偿。
13. 按照专门记账、收支平衡原则，电网企业对电力辅助服务补偿和考核费用进行管理。电力辅助服务补偿和考核结果报国家能源局派出机构备案，由国家能源局派出机构审核并向并网主体公示，无异议后执行。

第五章 电力用户参与辅助服务分担共享机制

**第二十一条** 按照“谁提供，谁获利；谁受益、谁承担”的原则，逐步建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制，因地制宜区分不同类别用电特性电力用户的分担标准。电力用户可通过独立参与、委托代理参与方式参与电力辅助服务。

（一）独立参与方式：具备与电力调度机构数据交互，能够响应实时调度指令的电力用户可作为可调节负荷独立参与电力辅助服务，根据系统运行需要和自身情况，响应电力调度机构调节指令，调节自身用电负荷曲线，提供电力辅助服务，纳入辅助服务补偿和分摊机制。不具备提供调节能力的电力用户参与分摊辅助服务费用。

（二）委托代理参与方式：电力用户也可与聚合商、虚拟电厂签订委托代理协议，按照公平合理原则协商确定补偿和分摊分配方式，由其代理参与电力辅助服务。聚合商、虚拟电厂参与方式同电力用户独立参与。

不具备提供调节能力或调节能力不足的电力用户、聚合商可通过购买电力辅助服务来承担电力辅助服务责任，相应的电力辅助服务责任确定机制由各地实施细则或市场交易规则明确。

**第二十二条** 电力用户签订的带负荷曲线电能量交易合同中应明确承担辅助服务的责任和费用的相关条款，并满足所参加电力辅助服务的技术要求，参照发电企业标准进行补偿和分摊，随电力用户电费一并结算。电费账单中单独列支电力辅助服务费用。费用补偿和分摊可采取以下两种方式：

（一）电力用户直接承担电力辅助服务费用方式：与电力用户开展电能量交易的发电企业相应电能量交易电量不再参与电力辅助服务费用分摊，由电力用户按照当地实施细则有关规定承担电力辅助服务费用分摊。

（二）电力用户经发电企业间接承担方式：电力用户与发电企业协商开展电能量交易电价时约定电能量交易电价包含电力辅助服务费用，发电企业电能量交易电量应继续承担电力辅助服务费用分摊。

第六章 跨省跨区电力辅助服务机制

**第二十三条** 跨省跨区送电配套电源机组、“点对网”机组、“点对点”机组、“网对网”机组均应按照本办法纳入电力辅助服务管理，根据实际运行情况在受端电网或送端电网参与电力辅助服务，原则上不重复参与送、受两端电力辅助服务管理。

**第二十四条** 为保障跨省跨区送电通道稳定运行、保障送电能力稳定而提供电力辅助服务的发电机组，应获得电力辅助服务补偿。

**第二十五条** 参与国家指令性计划、地方政府协议跨省跨区送电发电机组与参与市场化跨省跨区电能交易的发电机组按照同一标准和要求参与电力辅助服务管理。

**第二十六条** 与受端电网发电机组属于同一调度关系的跨省跨区送电发电机组，视同受端电网发电机组参与受端电网辅助服务管理。

**第二十七条** 纳入受端地区电力辅助服务管理的跨省跨区送电发电机组，视同受端电网发电机组参与电力辅助服务补偿和考核，根据提供的电力辅助服务获得或者支付补偿费用。

**第二十八条** 与电力用户跨省跨区开展“点对点”电能量交易的发电机组参与辅助服务管理，按照上述第二十一条、第二十二条执行。

**第二十九条** 由于跨省跨区线路检修停运等原因，跨省跨区配套机组临时向其他地区送电时，原则上应同时参与送端辅助服务管理。

**第三十条** 跨省跨区电能交易的购售双方应在协商跨省跨区电能交易价格中明确辅助服务费用，对受端或送端电网提供电力辅助服务的并网主体予以合理补偿。

**第三十一条** 跨省跨区电力辅助服务费用随跨省跨区电能交易电费一起结算，相关电网企业应对结算工作予以必要的支持。

第七章 监督管理

**第三十二条** 国家能源局及其派出机构负责电力辅助服务的监督与管理，监管本办法的实施。国家能源局派出机构负责电力辅助服务管理，建设电力辅助服务市场交易机制，制定电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则，组织电网企业和并网主体确定辅助服务补偿标准或价格，监管辅助服务实施细则和市场交易规则的执行、辅助服务的需求确定和评估实际执行效果等工作。

**第三十三条** 电力调度机构负责电力辅助服务的选取、调用、计量和费用计算、数据统计和公示、技术支持系统建设运行以及相关条款执行情况的解释。

**第三十四条** 电力辅助服务计量以电力调度指令、电力调度机构调度自动化系统采集的实时数据、电能量计量装置的数据等为依据。

**第三十五条** 电网频率、实际有功（无功）出力和发、用电负荷指令按国家和行业标准规定的周期进行采样。电能量计量装置的数据按国家和行业标准规定周期存储电量值。

**第三十六条** 电力调度机构和交易机构按照职责分工，向国家能源局及其派出机构报送电力辅助服务补偿情况并按照监管机构要求披露考核、补偿等相关信息。

**第三十七条** 电网企业根据国家能源局派出机构要求负责向各并网主体开展补偿费用结算。

第八章 附 则

**第三十八条** 国家能源局各区域监管局根据本办法，商相关省监管办、电网企业、并网主体组织修订本区域电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则，报国家能源局备案后施行。各省监管办在区域细则的基础上修订辖区内实施细则和市场交易规则。实施细则中应明确提供电力辅助服务的并网主体的具体范围、性能指标（参数）、辅助服务品种、需求确定原则、市场出清机制、补偿分摊标准等内容。工作中发现的重大问题应及时向国家能源局报告。

电力现货试点地区，由国家能源局派出机构根据当地电力系统运行需要和电力市场建设实际，统筹做好衔接，制定电力辅助服务市场交易规则。

**第三十九条** 本办法由国家能源局负责解释，国家能源局其他相关文件与本办法不一致的，以本办法为准。

**第四十条** 本办法自发布之日起实施，有效期5年。原《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）同时废止。

附件：电力辅助服务各类品种补偿机制

附件

电力辅助服务各类品种补偿机制

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **电力辅助服务分类** | **具体品种** | **补偿方式** | **补偿原则** | |
| **固定补偿参考因素** | **市场化方式** |
| 有功平衡服务 | 一次调频 | 义务提供、固定补偿、市场化方式（集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商） | 电网转动惯量需求和单体惯量大小 | 通过竞争形成 |
| 二次调频 | 常规机组：维持电网频率稳定过程中实际贡献量；  其他并网主体：改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量 |
| 调峰 | 社会平均容量成本和由于提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失 |
| 备用 |
| 转动惯量 |
| 爬坡 |
| 无功平衡服务 | 自动电压控制 | 义务提供、固定补偿、市场化方式（公开招标/挂牌/拍卖、双边协商） | 按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的成本的原则 | |
| 调相 |
| 事故应急及恢复服务 | 稳控切机 | 稳控投资成本和机组启动成本 | |
| 快速切负荷 | 用户损失负荷成本 | |
| 黑启动 | 投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用 | |