

东北区域电力辅助服务管理实施细则 (模拟运行稿)

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障东北区域电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，建立用户参与的电力辅助服务分担共享新机制，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力辅助服务管理办法》等有关法律法规，进一步规范东北区域电力辅助服务管理，制定本细则。

第二条 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，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能和传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。

第三条 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、补偿、分摊、结算和监督管理等。省级以下电力调度机构调度管辖范围内的并网主体视其对电力系统运行的影响，可参照本办法执行。

第四条 并网主体包括发电侧并网主体、新型储能和可调节负荷等。

（一）发电侧并网主体为东北区域内省级及以上电力调度机构调度管辖范围内的火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等。

发电侧并网主体中风电场和光伏电站自首次并网发电之日起纳入，其他发电侧并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。水电厂、抽水蓄能电站暂不参与辅助服务补偿和费用分摊。

（二）新型储能为东北区域内电力调度机构调度管辖范围的电化学、压缩空气、飞轮等新型公用储能电站。

发电侧、负荷侧新型储能经所在发电侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从发电侧、负荷侧独立出来，按照公用新型储能方式参与辅助服务补偿，同时参与并网运行考核。新型储能原则上自并网充放电之日起纳入。

（三）可调节负荷主要为能够直接响应省级及以上电力调度机构电力调度指令的可调节负荷，如传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、负荷聚合商、

虚拟电厂等。

可调节负荷原则上自完成调试、具备响应电力调度指令之日起纳入。

第五条 本细则所称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，由并网主体提供的除正常电能生产外的服务，包括：一次调频、自动发电控制（AGC）、爬坡、调峰、无功调节、黑启动、转动惯量、新能源场站提供的虚拟惯量响应等。

第六条 国家能源局东北监管局（以下简称为东北能源监管局）结合东北区域实际，负责拟定辅助服务品种和价格标准，对并网主体辅助服务调用、补偿及分摊等情况进行监管。

第七条 电力调度机构负责实施所辖电网内并网主体辅助服务的调用、补偿和分摊情况统计等工作。电力交易机构负责出具结算依据并通过信息披露平台向所有并网主体披露相关补偿和分摊情况。电网企业负责与相关并网主体、售电公司、电力用户进行费用结算。

第二章 定义与分类

第八条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第九条 基本辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行，保证电能质量，并网主体必须提供的辅助服务。基本电力辅助服务为并网主体义务提供，无需补偿。

（一）基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，

同步机组通过调速系统的自动反应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。

（二）基本无功调节是指发电侧并网主体、新型储能迟相功率因数大于 0.85 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数大于 0.97 的情况下从电力系统吸收无功功率。

（三）基本转动惯量是指在系统经受扰动时，发电侧并网主体利用发电所必须的旋转设备，根据自身惯量特性提供响应系统频率变化的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。火电、水电、核电等发电厂提供的转动惯量为基本转动惯量。

第十条 有偿辅助服务是指并网主体在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，给予相应的补偿，包括自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、旋转备用、黑启动、有偿一次调频及虚拟惯量响应、爬坡、稳定切机服务、稳定切负荷服务等。在《东北电力辅助服务市场运营规则》中确定的辅助服务类型，其定义与分类按市场规则执行。

（一）自动发电控制（AGC）是指发电侧并网主体、新型储能规定的出力调整范围内，跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务。

（二）有偿调峰是指在负荷低谷或调峰困难时段，发电侧并网主体超过基本调峰范围进行深度调峰，按电力调度指令要求启停机（炉）进行调峰；新型储能放电功率低于基本

调峰下限或者处于充电状态进行调峰；可调节负荷上调用电功率，增加用电所提供的服务。

（三）有偿无功调节是指发电侧并网主体、新型储能按电力调度指令在迟相功率因数小于 0.85 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数小于 0.97 情况下从电力系统吸收无功功率，以及发电侧并网主体、新型储能在调相工况运行时向电力系统发出或吸收无功功率所提供的服务。

（四）有偿一次调频是指当系统频率偏差超过频率整定死区时，新能源场站（通过快速频率响应、快速预留功率储备或配置储能设备等方式）或新型储能快速调整有功出力，减少系统的频率偏差。

（五）有偿转动惯量是指在系统经受扰动时，并网主体在基本转动惯量外，提供响应系统频率变化的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。

虚拟惯量响应是指在系统频率突变时，变速风电机组、光伏逆变器、新型储能电站储能变流器模拟同步发电机组的惯量特性，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功率调节，阻止系统频率的突变。

（六）爬坡服务是指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，调节速率超过 1.5%（含 1.5%）额定容量/分钟的并网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。本细则所指额定容量为机组许可容量，取得电力业务许可证（发电类）前，以核准容量为准。

（七）黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持的情况下，由具备自启动能力的发电侧并网主体、新型储能所提供的恢复系统供电的服务。

（八）稳定切机服务是指电力系统发生故障时，稳控装置正确动作后，发电侧并网主体、新型储能自动与电网解列所提供的服务。

（九）稳定切负荷（含抽水蓄能电站切泵）服务是指电网发生故障时，安全自动装置正确动作切除部分用户负荷，用户在规定响应时间及条件下以损失负荷来确保电力系统安全稳定所提供的服务。

第十一条 新型储能相关定义

（一）调节能力：新型储能在前申报的运行日各时段可投入运行容量曲线。

（二）调度指令：新型储能在运行日由调度下达的目标功率曲线（区分充电、放电）。

（三）实际功率：新型储能在运行日各时段内的实际功率曲线（区分充电、放电）。

第十二条 可调节负荷相关定义

（一）基准功率：可调节负荷申报的运行日各时段用电计

划功率曲线。

（二）调节能力：可调节负荷在日前申报的运行日各时段向上及向下调节容量。

（三）调度指令：可调节负荷在运行日由调度下达的目标功率曲线。

（四）实际功率：可调节负荷在运行日各时段内的实际功率曲线。

（五）实际调节容量：可调节负荷在运行日各时段实际调节容量，为基准功率与实际功率之间的差值。

第十三条 本细则所指电力用户为市场化电力用户，即全体工商业用户，含电网企业代理购电用户、售电公司代理用户以及直接进入批发市场大用户等。

第三章 提供与调用

第十四条 辅助服务调用遵循“按需调用”的原则，由电力调度机构按照调度管辖范围，根据电网运行需要和并网主体性能，合理调度并网主体提供辅助服务，已市场化运行的辅助服务类型，按照《东北电力辅助服务市场运营规则》（东北监管市场〔2020〕112号）进行调用，保证调度的“公开、公平、公正”。

第十五条 电力调度机构调用并网主体提供辅助服务时，应履行以下职责：

(一) 根据电网情况、安全导则、调度规程，遵循“按需调度”的原则，组织、安排调度管辖范围内并网主体的辅助服务。

(二) 根据相关技术标准和管理办法对辅助服务执行情况记录、计量、补偿和分摊情况统计等工作。

(三) 及时答复并网主体的问询。

第十六条 电力辅助服务提供方有义务向电力调度机构申报基础技术参数以确定电力辅助服务能力，或满足相关技术参数指标的要求。电力辅助服务提供方应履行以下职责：

(一) 负责自身设备的运行维护，确保具备提供符合规定标准要求的辅助服务能力。

(二) 向电力调度机构提供辅助服务基础技术参数及有相应国家认证资质机构出具的辅助服务能力测试报告。

(三) 具备相应技术条件，满足本细则实施辅助服务管理的需要。

(四) 根据电力调度指令提供辅助服务，或者按照辅助服务市场交易规则提供辅助服务。

(五) 根据本细则结算辅助服务费用。

(六) 法律法规规定的其他职责。

第十七条 可调节负荷参与电力辅助服务可采取以下两种方式。

(一) 直控型（独立参与）方式：具备与电力调度机构数

据交互，且能够响应实时调度指令的电力用户，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，直接参与电力辅助服务。

（二）聚合平台（代理参与）方式：电力用户可与直控型聚合平台签订委托代理协议，按照平台功率调节分配指令调节自身用电负荷曲线，按公平合理原则协商约定各自责任义务，间接参与电力辅助服务。

第四章 补偿和分摊

第十八条 并网主体提供的基本辅助服务不予补偿。并网主体因自身原因不能提供基本辅助服务或者提供的基本辅助服务不达标需接受相应考核。具体考核办法见《东北区域电力并网运行管理实施细则》。

并网主体提供的有偿辅助服务给予补偿。并网主体因自身原因，有偿辅助服务不能被调用或者达不到预定调用标准时需接受相应考核。具体考核办法见《东北区域电力并网运行管理实施细则》。

第十九条 按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，结合东北区域电网运行需求和特性，对有偿辅助服务进行补偿和分摊。现阶段，有偿服务的补偿费用主要由发电侧并网主体分摊，后期结合各省实际与实施情况逐步将新型储能、市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。原则上，为特定主体提供的辅助服务由特定主体承担。

第二十条 有偿辅助服务按补偿成本和合理收益的原则制定补偿标准，并根据需求动态调整完善。本细则明确的辅助服务品种通过固定补偿方式对提供服务的主体进行补偿。其中，启停调峰、可调节负荷调峰、储能电站调峰、有偿一次调频等服务品种纳入《东北电力辅助服务市场运营规则》后，其考核和补偿按《东北电力辅助服务市场运营规则》执行。

第二十一条 自动发电控制（AGC）调用及补偿

（一）补偿条件

具备 AGC 功能且投运，能够实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的辅助服务。风电场、光伏电站等 AGC 若仅能单向减出力调节，不予补偿。

（二）补偿费用计算

发电侧并网主体、新型储能提供 AGC 服务，按可用时间及 AGC 服务贡献分别进行补偿：

1. AGC可用时间补偿

装设AGC装置的机组、储能电站，如果AGC可用率达到98%以上，按AGC可用时间每台次（电站）每小时补偿20元。AGC可用时间补偿费用按月统计；

2. 装设 AGC 装置并且由相关电力调度机构 AGC 主站控制的机组、储能电站，在投入调频模式期间，对参与系统频率调整和 ACE 控制的发电侧并网主体、新型储能进行补偿，根据 AGC 调整电量，每万千瓦时补偿 1200 元。

（三）服务按机组（电站）计量，AGC 调整电量为机组、储能电站根据 AGC 调度指令要求增发、减发电量绝对值之和（与 AGC 调度指令调整方向相反的电量不纳入计算），由调度自动化系统电力采集量积分得出。

（四）AGC 服务所需补偿费用由发电企业、新型储能企业和电力用户共同分摊。

第二十二条 启停调峰调用及补偿

（一）常规燃煤机组启停调峰补偿

常规燃煤机组启停调峰指为保证新能源消纳，满足系统调峰需求，对常规燃煤机组停运，且在 72 小时内再次启机给予补偿。

1. 补偿条件

发电企业在日前进行启停调峰辅助服务报价，报价区间为 2 万元/万千瓦至 4 万元/万千瓦，省级及以上电力调度机构根据电力电量平衡情况，提前确定新能源消纳缺口，按照发电企业日前报价由低到高依次安排调用，对报价相同的机组，轮流安排调用。

2. 补偿费用计算

启停调峰每台次按照发电企业日前报价进行补偿，启停调峰时间间隔不超过 72 小时。

（二）燃气机组启停调峰补偿

燃气机组启停调峰指为保证电网供需平衡，满足系统尖峰

需要，对燃气机组超过规定次数的启停台次给予补偿。

1. 补偿条件

燃气机组因电网调峰需要在 24 小时内完成启停调峰 1 次，且每月启停调峰次数超过全厂机组台数 × 5 台次。

由于自身设备故障、检修等原因启停机（炉）不予补偿。

2. 补偿费用计算

按超过规定次数的启停台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum P_N \times Y_{\text{燃气启停补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{燃气启停补偿}}$ 为燃气机组超过规定次数启停补偿标准，取 500 元/万千瓦·台次。

（三）启停调峰所需费用由火电、燃气机组、光热电站、核电、风电场及光伏电站等发电企业分摊。

第二十三条 可调节负荷提供调峰辅助服务补偿

（一）可调节负荷可基于自身条件，在系统负荷低谷（高峰）时段通过上调（下调）运行功率参与东北调峰辅助服务市场。

（二）可调节负荷每日 12:00 前应通过东北电力辅助服务系统申报次日全天 96 点的基准功率曲线、调节能力曲线（区分上调和下调）及报价（详见《东北电力辅助服务市场运营规则》）。

（三）电力调度机构基于可调节负荷上报的调节能力，结合电网实时运行需要，按报价序位依次调用可调节负荷调节能力，直至满足电网运行需要。

（四）辅助服务系统按 15 分钟为一个时段计算可调节负荷的调峰辅助服务费用，若实际调节容量未达到调度指令的 80%，视为无效调节，对应时段费用不予以结算；若实际调节容量位于调度指令的 80%至 130%之间，实际调节容量全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算；若实际调节容量高于调度指令的 130%，有效调节容量计为调度指令的 130%，对应时段费用予以结算。

（五）可调节负荷调峰（填谷）服务费用每 15 分钟时段清算、每日统计、按月结算。

（六）可调节负荷的调峰（顶峰）费用在参与东北调峰辅助服务全体市场化用户中分摊；可调节负荷的调峰（填谷）费用在新能源、核电及未达到调峰基准负荷率以下的火电企业中分摊。

第二十四条 新型储能电站调峰调用及补偿

（一）新型储能参与调峰辅助服务，参照《东北电力辅助服务市场运营规则》执行。

（二）新型储能每日 12:00 前应通过东北区域辅助服务系统申报次日全天 96 点的调节能力曲线及报价（详见《东北电力辅助服市场运营规则》）。

（三）电力调度机构基于新型储能上报的调节能力，结合电网实时运行需要，按报价序位依次调用新型储能调节能力，直至满足电网运行需要或储能能力达到限值。新型储能的放电由调度机构依据电网实际运行情况安排。

（四）辅助服务系统按 15 分钟为一个时段计算独立的调峰辅助服务费用，若实际功率未达到调度指令的 80%，视为无效调节，对应时段费用不予以结算；若实际功率位于调度指令的 80%至 100%之间，实际功率全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算。

（五）新型储能的调峰（顶峰）费用在参与东北调峰辅助服务全体市场化用户中分摊；新型储能的调峰（填谷）费用在新能源、核电及未达到调峰基准负荷率以下的火电企业中分摊。

第二十五条 有偿无功调节调用及补偿

（一）电力调度机构按照无功就地平衡的原则，确定进相或迟相运行机组，发电机组在并网运行中均应按照规定的功率因数运行。

（二）发电机组按照电力调度指令要求，在进相功率因数低于 0.97 的情况下向电力系统吸收的无功电量和迟相功率因数低于 0.85 的情况下向电力系统注入的无功电量，按每万千乏时 300 元进行补偿。

（三）发电机组进相或迟相实际吸收或注入的无功电量由调度自动化系统电力采集量积分得出。

(四) 有偿无功调节所需费用由所有发电企业、新型储能企业、电力用户共同分摊。

第二十六条 有偿一次调频调用及补偿

(一) 补偿条件

1. 电力调度机构调管范围内的风电、光伏和新型储能，为系统提供满足《东北区域电力并网运行管理实施细则》附件 5.2 技术指标的一次调频服务，可以获得相应补偿。

2. 按照《东北区域电力并网运行管理实施细则》，风电、光伏和新型储能取得一次调频功能认定后，可参与当月一次调频服务补偿。

3. 考虑到存量机组改造时间，自本规则正式执行 6 个月后，风电、光伏和新型储能一次调频开始补偿。

(二) 补偿费用计算

参与一次调频服务补偿的新能源场站，根据实际月度上网电量按照 200 元/万千瓦时进行补偿。

参与一次调频服务补偿的独立储能电站，按照月度一次调频积分电量 40 万元/万千瓦时进行补偿。

(三) 风电、光伏和新型储能一次调频服务所需费用由不具备一次调频功能的风电、光伏，新型储能，电力用户分摊。

第二十七条 有偿转动惯量调用及补偿

(一) 补偿条件

1. 电力调度机构调管范围内的风电、光伏和新型储能，

为系统提供满足《东北区域电力并网运行管理实施细则》附件 6 技术指标的惯量响应服务，可以获得相应补偿。

2. 惯量响应服务按场站计量。

3. 考虑到存量机组改造时间，自本规则正式执行 6 个月后，风电、光伏和新型储能惯量响应开始补偿。

（二）补偿费用计算

1. 参与虚拟惯量响应服务补偿的新能源场站，根据实际月度上网电量按照 50 元/万千瓦时进行补偿。

2. 参与虚拟惯量响应服务补偿的新型储能，根据装机容量按照月度 0.8 万元/万千瓦进行补偿。

（三）有偿惯量响应服务所需补偿费用由不具备惯量响应功能的风电、光伏，新型储能，电力用户分摊。

第二十八条 爬坡调用及补偿

（一）补偿条件

电力调度机构提前 30 分钟以上，要求并网主体预留向上爬坡或者向下爬坡能力，并网主体爬坡能力超过 1.5%额定容量/分钟，并按电力调度机构要求时间节点、速率、目标完成爬坡。

（二）补偿费用计算

根据爬坡准备时间、里程给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n (L_i \times t \times Y_{\text{爬坡准备补偿}} + L_i \times Y_{\text{爬坡补偿}})$$

式中，F 为补偿费用； L_i 为并网主体实际爬坡里程；t 为爬坡准备时间，取 1 小时； $Y_{\text{爬坡准备补偿}}$ 为爬坡准备补偿标准，取 400 元/万千瓦时； $Y_{\text{爬坡补偿}}$ 为爬坡补偿标准，取 100 元/万千瓦；n 为爬坡次数。

(三) 爬坡服务所需补偿费用由并网新能源场站及电力用户分摊。

第二十九条 黑启动补偿

(一) 补偿条件

发电侧并网主体、新型储能具备黑启动能力，完成黑启动试验，纳入电网黑启动方案。

(二) 补偿费用计算

根据具备黑启动时间、使用台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n \left(Y_{\text{黑启动功能补偿}} \times \left(1 - \frac{t_{\text{检修时间}}}{t_{\text{月度时间}}} \right) \right) + \sum_{j=1}^{n1} (P_{jN} \times Y_{\text{黑启动动作补偿}}) + \sum_{k=1}^{n2} (P_{kN} \times Y_{\text{黑启动试验补偿}})$$

式中，F 为补偿费用；n 为黑启动机组台数，新型储能按 1 台机组计数，发电企业最多 2 台机组参与黑启动补偿； $Y_{\text{黑启动功能补偿}}$ 为单台黑启动功能补偿标准，取 4 万元/月·台； $t_{\text{检修时间}}$ 为发电机组当月检修时间； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间； P_{jN} 、 P_{kN} 为当月黑启动动作机组和黑启动试验机组的额定容量；n1、n2 为当月黑启动动作机组台次和黑启动试验机组台次。

$Y_{\text{黑启动动作补偿}}$ 为黑启动动作补偿标准，取 2000 元/万千瓦·次；

$Y_{\text{黑启动试验补偿}}$ 为黑启动试验补偿标准，在黑启动试验以及实战演练时，对黑启动相关设备进行启停，补偿标准为 50 元/万千瓦·次。

（三）黑启动服务所需补偿费用暂时由所有未提供黑启动服务的发电企业、新型储能企业和电力用户共同分摊。

第三十条 稳定切机补偿

（一）补偿条件

完成稳定切机功能试验并按照电力调度机构要求投入跳闸运行，用于提高电网安全稳定水平和区域直流外送能力。若用于提高发电侧并网主体自身升压变送出线路或局部电网外送断面送电能力的则不予补偿。

（二）补偿费用计算

根据具备稳定切机功能时间、机组启停、影响电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = P_N \times Y_{\text{稳定切机功能补偿}} \times \frac{t_{\text{投运时间}}}{t_{\text{月度时间}}} + \sum (Y_{\text{启停机补偿}} + P_N \times t \times Y_{\text{稳定切机电量补偿}})$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为机组额定容量； $Y_{\text{稳定切机功能补偿}}$ 为具备稳定切机功能补偿标准，取 100 元/万千瓦·月； $t_{\text{投运时间}}$ 为发电机组稳定切机投运时间； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间； $Y_{\text{启停机补偿}}$ 为每台次发电机组启停机补偿标准，与发电机组 24 小时内启停机补偿标准相同，燃煤机组取 18-24 小时启停机补偿标

准； t 为稳定切机影响时间，取 24 小时； $Y_{\text{稳定切机电量补偿}}$ 为每台次稳定切机影响电量补偿标准，取 3000 元/万千瓦时。

（三）稳定切机服务所需补偿费用由所有未提供稳定切机服务的发电企业、新型储能企业、电力用户共同分摊。

第三十一条 稳定切负荷补偿

（一）补偿条件

稳定切负荷动作，电力用户接入电压等级在 10kV 及以上且正常缴纳辅助服务费用。

（二）补偿费用计算

根据稳定切负荷影响电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum \frac{Q_{\text{上月用电量}}}{t_{\text{上月月度时间}}} \times t_{\text{补偿时间}} \times Y_{\text{稳定切负荷补偿}}$$

式中， F 为补偿费用； $Q_{\text{上月用电量}}$ 为受影响电力用户上月用电量； $t_{\text{上月月度时间}}$ 为上月月度时间； $t_{\text{补偿时间}}$ 为每次稳定切负荷补偿时间，取 24 小时； $Y_{\text{稳定切负荷补偿}}$ 为每次稳定切负荷补偿标准，取 3 万元/万千瓦时。

（三）稳定切负荷服务所需补偿费用由发电企业、新型储能企业、所有未提供稳定切负荷服务的电力用户共同分摊。

第五章 计量与结算

第三十二条 电力调度机构按照调度管辖范围记录所辖并网主体辅助服务调用、补偿和分摊等情况。

第三十三条 辅助服务计量的依据为：电力调度指令、能

量管理系统（EMS）、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统（WAMS）等调度自动化系统采集的实时数据、电能量采集计费系统的电量数据等。

第三十四条 在目前东北电网尚不具备对新能源场站一次调频及虚拟惯量响应辅助服务精确在线计量条件的情况下，暂采取对新能源场站组织性能抽查的办法，并引入违约处罚机制。

第三十五条 分摊原则及公式

（一）在《东北电力辅助服务市场运营规则》中确定的辅助服务类型，其补偿和分摊按《东北电力辅助服务市场运营规则》执行。

（二）各辅助服务品种单独进行平衡，补偿费用由发电侧并网主体、新型储能、电力用户按照分摊系数进行分摊。现阶段，除储能的有偿一次调频及惯量服务外，其余有偿服务暂全部由发电侧并网主体分摊。对于储能的有偿一次调频及惯量服务，电力用户分摊系数暂取 0.5，储能及发电侧并网主体分摊系数按电量比例确定，共取 0.5。后期分摊系数可依据实际情况及需求动态调整。

（三）发电侧并网主体分摊部分由所有种类发电侧并网主体按当月上网电量比例共同参与分摊。后续，电力用户分摊部分按当月用电量比例承担，新型储能分摊部分按当月上网电量和用电量之和比例承担。

各并网主体分摊费用计算公式：

发电侧并网主体某项辅助服务分摊费用=发电侧并网主体
分摊系数×月度该项辅助服务总补偿费用×发电侧并网主体
月度上网电量/各发电侧并网主体月度总上网电量

新型储能某项辅助服务分摊费用=新型储能分摊系数×月
度该项辅助服务总补偿费用×新型储能月度上网电量和用电
量之和/各新型储能总月度上网电量和用电量之和

电力用户主体某项辅助服务分摊费用=电力用户分摊系数
×月度该项辅助服务总补偿费用×电力用户月度用电量/各
电力用户月度总用电量

(四) 并网主体某项辅助服务结算费用=并网主体该项辅
助服务补偿费用-并网主体该项辅助服务分摊费用

各项辅助服务费用分摊主体表

项目	分摊主体
自动发电控制	发电企业、新型储能企业、电力用户
启停调峰	发电企业
可调节负荷有偿调峰 新型储能电站有偿调峰	顶峰费用在参与东北调峰辅助服务全体市场化用户中分摊； 填谷费用在新能源、核电及未达到调峰基准负荷率以下的火电 企业中分摊。
有偿无功调节	发电企业、新型储能企业、电力用户
有偿一次调频	不具备一次调频功能的风电、光伏，新型储能，电力用户
有偿转动惯量	不具备惯量响应功能的风电、光伏，新型储能，电力用户
爬坡	风电、光伏，电力用户
黑启动	未提供黑启动服务的发电企业、新型储能企业、电力用户
稳定切机	未提供稳定切机服务的发电企业、新型储能企业、电力用户
稳定切负荷	发电企业、新型储能企业、未提供稳定切负荷服务的电力用户

第三十六条 各并网主体辅助服务结算费用计算公式：

各并网主体辅助服务结算费用= Σ 并网主体各项辅助服务
结算费用

第三十七条 辅助服务补偿和分摊费用按月结算。采取电费结算方式，与当月电费结算同步完成。

（一）电网企业向各发电企业、新型储能企业、售电公司、电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂等收取或者支付辅助服务净结算费用，在每月收取或者支付电费时一起结算或者单独结算。

（二）各发电企业、新型储能企业、负荷聚合商、虚拟电厂等在“两个细则”辅助服务净结算费用按月据实收付。电力交易机构根据电力调度机构提供的辅助服务净结算费用结果出具结算依据。电网企业、发电企业、新型储能、负荷聚合商按结算依据结算电费。

第六章 信息披露

第三十八条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于补偿/分摊、辅助服务品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第三十九条 电力调度机构于每月 3 日前（如遇法定节假日，顺延至节假日后第 1 天，下同），在相关技术支持系统向并网主体公布上月辅助服务明细初步结果。并网主体应及时开展数据核对，如存在异议，应在每月 8 日前向电力调度机构提出复核申请。

第四十条 电力调度机构应在每月 10 日前向电力交易机构推送各并网主体辅助服务补偿和分摊信息。电力交易机构在每月 10 日之前向所有市场主体公示。信息披露平台不具备公示条件时，可暂由电力调度机构在相关技术支持系统向所有市场主体披露。

第四十一条 并网主体对公示有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

第四十二条 并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向东北能源监管局提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行。

第七章 监督管理

第四十三条 东北能源监管局负责东北区域电力辅助服务管理，组织建设电力辅助服务市场，确定电力辅助服务补偿标准或价格机制，调解辖区内电力辅助服务管理争议，监管电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则的执行，确定电力辅助服务的需求，评估实际执行效果等。

第四十四条 东北能源监管局结合实际情况和相关问题线索，围绕辅助服务调用、费用补偿分摊等方面，采取现场或非现场方式对电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况开展专项监管，对违反本细则行为依法依规进行处理。任何单位和个人对违反本细则的行为，有权向能

源监管机构举报。

第四十五条 东北能源监管局依法依规开展辖区内并网运行管理争议调节工作。并网主体如对并网运行、计量统计、补偿分摊、费用结算等方面存在争议，应将问题反馈至相关部门，电网企业、电力调度机构、电力交易机构应对并网主体提出的争议或问题，组织开展核查，与并网主体充分沟通协商解决争议。如双方对争议事项不能达成一致，由东北能源监管局协调和解决。

第四十六条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应严格执行本细则相关规定，明确承接本细则相关工作的部门和岗位，制定内部工作流程，按要求做好管理工作，如有问题及时上报东北能源监管局。

第四十七条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应按照国家有关规定披露和报送相关信息，如实报送与监管事项相关的文件、资料，为保证并网运行管理考核工作的准确、高效，电网企业、电力调度机构、电力交易机构应建立相应的技术支持系统。

第四十八条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构每月 25 日前将上月辅助服务补偿分摊情况统计结果，随同并网运行管理考核情况报送东北能源监管局。每年 8 月底前向东北能源监管局报送本年度上半年辅助服务补偿分摊情况半年报告。每年 2 月底前向东北能源监管局报送上年

辅助服务补偿分摊情况年度报告。

第四十九条 电力调度机构应按监管要求在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报电力辅助服务管理情况。

第五十条 电网企业、电力调度交易机构违反本细则相关规定，如提供虚假或隐瞒信息、未按要求公开有关信息等，由东北能源监管局按照《电力监管条例》《电力企业信息披露规定》等相关规定进行处罚。

第八章 附则

第五十一条 本细则中辅助服务的补偿标准，可根据实际运行情况再行调整。

第五十二条 本细则由东北能源监管局制订、修改并负责解释。

第五十三条 本细则自印发之日起模拟运行，正式施行时间另行通知。模拟运行期间按照本细则进行数据统计、模拟补偿分摊、信息发布，东北区域并网发电厂辅助服务管理实际仍执行《东北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（东北监能市场〔2020〕113号）。