

# 国家能源局东北监管局文件

东北监能市场〔2025〕17号

## 关于印发《东北电力辅助服务市场运营规则（2025年修订版）》的通知

各有关单位：

为加快推进全国统一电力市场建设，规范电力辅助服务运营管理，进一步提升电力系统综合调节能力，根据《电力辅助服务市场基本规则》，按照《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》（发改价格〔2024〕196号）和国家能源局关于《东北电力辅助服务市场建设实施方案》的批复要求，东北能源监管局组织对《东北电力辅助服务市场运营规则》进行了修订，形成了《东北电力辅助服务市场运营规则（2025年修订版）》，现印发给你们，请遵照执行。有关事项通

知如下。

一、本规则充分征求经营主体、三省一区地方政府有关部门意见，经电力市场管理委员会审议实施。目标是保障电力系统安全稳定运行，促进新型电力系统建设，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，进一步优化调峰辅助服务价格形成机制。

二、本规则适用于电力现货市场未连续运行的地区，三省一区电力现货市场连续运行后，省级调峰、区域跨省调峰市场不再运行。

三、我局将会同省级价格、能源主管部门贯彻落实《电力辅助服务市场基本规则》要求，进一步加强辅助服务市场建设。电力调度机构要加强安全稳定运行形势分析，科学拟定辅助服务市场交易品种。电网企业、市场运营机构要切实做好计量结算、信息披露、风险防控等相关工作，遇重大问题及时报告。



国家能源局东北监管局  
2025年5月20日

# 东北电力辅助服务市场运营规则

## （2025 年修订版）

### 第一章 总则

**第一条** 为加快推进全国统一电力市场建设，规范电力辅助服务运营管理，切实维护市场经营主体合法权益，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等法律法规和《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》《电力辅助服务市场基本规则》《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》等文件要求，制定《东北电力辅助服务市场运营规则（2025 年修订版）》。

**第二条** 本规则适用于东北区域省级电力现货市场未连续运行地区的并网发电机组开展的辅助服务交易行为。东北区域电力辅助服务市场所有成员须遵守本规则。

**第三条** 跨省调峰交易转为电能量交易，为促进清洁能源消纳和电力保供，探索建立区内省间互济交易机制，按照“先立后破”的原则，实现与跨省调峰的有效衔接。

**第四条** 发电企业参与辅助服务市场要严格执行调度指令，要以确保电力安全、供热安全为前提，不得以参与辅助服务市场

交易为由影响居民供热质量。

## 第二章 市场成员

**第五条** 东北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。

**第六条** 本规则中经营主体是指东北区域的并网发电厂，包括火电厂、风电场、光伏电站、核电厂。火电机组参与范围为单机容量 10 万千瓦及以上的燃煤、燃气、垃圾、生物质发电机组；风电场、光伏电站参与范围为所有网、省调直调的风电场和光伏电站及各级电力调度机构调度指挥的接入 35 千伏及以上系统的风电场和光伏电站。

**第七条** 本规则中电网企业是指为东北电力辅助服务市场建设运营提供必要的网架支撑及相关服务的主体。

**第八条** 东北电力辅助服务市场运营机构为东北区域省级及以上电力调度、交易机构。

**第九条** 经营主体按照本规则参与电力辅助服务市场交易、执行电力辅助服务交易结果，获得电力辅助服务收益，承担电力辅助服务费用分摊。

**第十条** 电网企业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。

**第十一条** 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、费用计算、提出安全约束、开展安全校核等业务，开展辅助服务市场运营监控工作。负责建设、运行、维护和管理与辅助服务市场相关的技术支持系统。

**第十二条** 电力交易机构负责经营主体市场注册、变更和退出等相关服务，负责披露电力辅助服务市场信息，提供结算依据，配合电力调度机构开展交易组织相关工作。

### **第三章 调峰辅助服务**

#### **第一节 定义**

**第十三条** 调峰辅助服务是指并网发电机组为跟踪系统负荷的峰谷变化和可再生能源的出力变化，根据调度指令或出清结果调整发用电功率所提供的服务。

**第十四条** 东北电力调峰辅助服务（以下简称调峰辅助服务）分为基本义务调峰辅助服务和有偿调峰辅助服务。

**第十五条** 调峰辅助服务市场中火发电机组实际发生的调峰深度不作为核定最小运行方式的依据。

**第十六条** 调峰辅助服务不影响发电企业月度电量合同的执行。

#### **第二节 实时深度调峰交易**

**第十七条** 实时深度调峰交易是指火电厂开机机组通过在日内调减出力，使火电机组平均负荷率小于或等于有偿调峰基准时提供辅助服务的交易。火电机组提供实时深度调峰服务，须能够按照电力调度机构的指令，满足一定调节速率要求，随时平滑稳定地调整机组出力。

**第十八条** 实时深度调峰交易的购买方是风电场、光伏电站、核电厂以及出力未减到有偿调峰基准的火电厂。

**第十九条** 平均负荷率是指火电厂单位统计周期内开机机组的平均负荷率。平均负荷率小于或等于有偿调峰补偿基准时获得辅助服务补偿；平均负荷率大于有偿调峰补偿基准时参与分摊调峰补偿费用。核电平均负荷率参照火电计算。

平均负荷率=火电厂开机机组发电电力/火电厂开机机组容量×100%

火电机组按许可容量进行计量和结算，取得电力业务许可证（发电类）前，以核准容量为准。

**第二十条** 火电厂有偿调峰基准负荷率设置为 50%，春节期间（原则上为正月初一零点至初五 24 点）有偿调峰基准调整为 40%，核电厂的有偿调峰基准为 77%。

| 电厂类型       | 有偿调峰基准 |
|------------|--------|
| 火电厂（除春节期间） | 50%    |
| 火电厂（春节期间）  | 40%    |
| 核电厂        | 77%    |

根据东北区域火电厂最小运行方式、电网调峰缺口以及辅助服务补偿资金情况，可对有偿调峰基准进行调整。按照有关程序，由市场管理委员会提出，经国家能源局东北监管局、各省（区）政府相关部门审定后执行。

**第二十一条** 单位统计周期是交易量计算的基本时间单位，以15分钟为一个周期进行统计，在每个统计周期中计算调峰辅助服务购售双方收支费用。

**第二十二条** 各省（区）实时深度调峰交易报价上限为当地平价新能源项目的上网电价（燃煤基准价）。跨省调峰辅助服务报价上限为被支援方的报价上限，按需求的先后顺序进行交易调用。

| 地区  | 报价上限（单位：元/兆瓦时） |
|-----|----------------|
| 辽宁  | 374.9          |
| 吉林  | 373.1          |
| 黑龙江 | 374.0          |
| 蒙东  | 303.5          |

**第二十三条** 实时深度调峰交易在日内调用时，由电力调度机构按照电网运行实际需要根据日前竞价结果由低到高依次调用。

**第二十四条** 实时深度调峰交易补偿费用按照有偿调峰电量及对应市场出清价格进行统计。其中，有偿调峰电量是指火电厂在有偿调峰区间内平均负荷率低于有偿调峰基准形成的未发电量，未发电量需要扣减火电厂在消纳互济交易中成交的电量，出清价格是指单位统计周期内实际调用到的最后一台调峰机组的报价。

**第二十五条** 实时深度调峰有偿辅助服务补偿费用由省（区）内负荷率高于有偿调峰基准的火电厂及风电场、光伏电站、核电厂共同分摊，计算参与分摊的电量时要在各经营主体的发电量中扣减省间电力现货市场和消纳互济交易中成交的电量。

（一）火电厂分摊方法：负荷率超过 50%的火电厂按照发电量比例参与分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：火电厂调峰分摊金额 = [火电厂发电量 / （省区内参与分摊的所有火电厂总发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场总发电量 + 省区内参与分摊的所有光伏电站总发电量 + 省区内参与分摊的所有新能源场站配建储能（总发电量-总充电量） + 省区内核电厂分摊电量）] × 调峰补偿总金额

（二）风电场分摊方法：参与分摊的风电场按照发电量扣减配建储能充电量叠加配建储能发电量比例进行分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：风电场调峰分摊金额 = [（风电场发电量-配建储能充电量+配建储能发电量） / （省区内参与分摊的所有火电厂总发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场总发电量 + 省区内参与分摊的所有光伏电站总发电量+省区内参与分摊的所有新能源场站配建储能（总发电量-总充电量） + 省区内核电厂分摊电量）] × 调峰补偿总金额

（三）光伏电站分摊方法：参与分摊的光伏电站按照发电量扣减配建储能充电量叠加配建储能发电量比例进行分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：光伏电站调峰分摊金额 = [（光伏电站发电量-配建储能用电量+配建储能发电量） / （省区内参与分摊的所有火电厂总发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场总发电量 + 省区内参与分摊的所有光伏电站总发电量+省区内参与分摊的所有新能源场站配建储能（总发电量-总充电量） + 省区内

核电厂分摊电量) $\times$ 调峰补偿总金额

(四) 核电厂分摊方法: 核电厂负荷率超过 77% 以上部分电量参与分摊。具体分摊金额按照以下方式计算:

公式: 核电厂调峰分摊金额 =  $[(\text{核电厂发电量} - \text{核电厂额定可发电量} \times 77\%) / (\text{省区内参与分摊的所有火电厂总发电量} + \text{省区内参与分摊的所有风电场总发电量} + \text{省区内参与分摊的所有光伏电站总发电量} + \text{省区内参与分摊的所有新能源场站配建储能} (\text{总发电量} - \text{总充电量}) + \text{省区内核电厂分摊电量})] \times \text{调峰补偿总金额}$

**第二十六条** 当系统有深调需求时, 若可再生能源调峰机组实时负荷率高于同厂参与辅助服务市场任一机组或者高于省(区)参与深调的火电机组平均负荷率, 或者可再生能源调峰机组任一时段的实时负荷率无法减至 50% 以下, 则其同厂参与辅助服务市场的机组当日不能获得辅助服务补偿并且分摊金额加倍。若可再生能源调峰机组的最大能力负荷率低于 90% (供热机组供热期 85%), 则其同厂参与辅助服务市场的机组当日辅助服务市场收益全部扣除。

### 第三节 市场组织与竞价

**第二十七条** 每日 11 时前, 有意愿提供实时深度调峰辅助服务的火电厂向交易平台上报次日报价及机组最小有功出力, 最小有功出力不得高于最小运行方式核定出力。各火电厂初始报价默认为报价上限, 当日未上报的火电厂视为延续最近一次报价及机组最小有功出力。

**第二十八条** 各火电厂应如实上报本厂机组的最小有功出力，如不能够按照调度机构要求减至上报的最小有功出力，根据减少的深调能力按照 0.2 万元/万千瓦的标准支付当日违约费用。

#### **第四节 交易结果执行**

**第二十九条** 在保障电网安全运行前提下，对调峰辅助服务不同交易品种按照经济性调用，即优先调用无偿及低价的调峰资源。电力调度机构在不违反经济性原则的前提下，可批量调用调峰资源。

**第三十条** 电力辅助服务市场供给不足、暂停或者中止交易期间，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，事后及时披露有关情况。

**第三十一条** 发电企业负责厂内设备运行与维护，确保能够根据电力调度机构指令按照有关调节速率、调节精度要求提供平滑稳定的调峰辅助服务，对于电厂自身原因造成的超出调度机构调用档位的调峰电量不予统计补偿。

**第三十二条** 以参与辅助服务市场为由影响居民供热质量的，视为机组违约，扣减机组当月辅助服务补偿费用。

**第三十三条** 确因电网安全运行需要，按照调度指令要求，负荷率高于有偿调峰基准的火电厂不支付实时深度调峰费用，电力调度机构应将原因详细记录并于每月第 5 个工作日内报国家能源局东北监管局备案。

**第三十四条** 对于因自身原因影响出力至有偿调峰基准以下的火电厂，不视为实时深度调峰，由电力调度机构进行剔除，并将原因详细记录备查。

**第三十五条** 违约费用由当月实时深度调峰交易中所有净收入电厂按照各自收入的比例分配。

公式：净收入电厂的分配额 = 违约费用总额 × 该电厂收入 / 全部净收入电厂的总收入

每月结算前，技术支持系统根据全月的机组违约情况对各电厂收支金额进行重新核算。

## **第四章 备用辅助服务**

**第三十六条** 备用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。

**第三十七条** 适时建立备用辅助服务市场，通过市场化手段优化各省（区）常规机组运行容量，避免各省（区）备用容量重复预留，实现备用资源在区域范围内经济共享。完善区域备用辅助服务市场与省间、省级现货市场的衔接，推动市场协同运作，全面提升电力系统安全、经济、绿色运行水平。

## **第五章 调频辅助服务**

**第三十八条** 调频服务是指经营主体为减少系统频率偏差（或联络线控制偏差），通过调速系统、自动功率控制等所提供的服务。

调频服务主要为二次调频服务。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。

**第三十九条** 为保障高比例新能源电力系统的频率稳定安全，结合各省（区）电力现货市场建设进度，配合建立省内调频辅助服务市场，适时建立区域调频辅助服务市场。

## **第六章 计量与结算**

**第四十条** 电网企业、市场运营机构按照调度管辖范围记录所辖并网发电厂辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

**第四十一条** 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，以及电能量采集计费系统的电量数据等。

**第四十二条** 辅助服务费用实行专项管理，按照收支平衡原则，以省级及以上电网为单位，按照调度管辖范围统一进行结算。

**第四十三条** 电力现货市场连续运行地区以及试运行期间，相应地区不参与区域调峰辅助服务费用分摊，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。

## **第七章 信息披露**

**第四十四条** 市场成员应按照《电力市场信息披露基本规则》

等相关规定，遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则进行信息披露。电网企业、市场运营机构按照相关规定根据调度管辖范围进行信息披露，披露信息包括辅助服务需求计算方法、调用原则、需求总量，交易申报、出清信息、费用结算等情况。

**第四十五条** 经营主体对披露的信息有异议的，应在5个工作日内提出复核申请。电力交易机构在接到复核申请5个工作日内，会同电力调度机构进行核实并予以答复。

**第四十六条** 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。

## **第八章 风险防控**

**第四十七条** 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辅助服务市场风险防控职责。

**第四十八条** 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。

（二）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。

（四）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。

（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。

**第四十九条** 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告国家能源局东北监管局和省级价格、能源主管部门。

**第五十条** 市场运营机构负责编制风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经国家能源局东北监管局和省级价格、能源主管部门审定后执行。

**第五十一条** 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案执行，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，并报告国家能源局东北监管局及省级价格、能源主管部门。

## 第九章 附则

**第五十二条** 本规则由国家能源局东北监管局负责解释。

**第五十三条** 本规则自 2025 年 6 月 1 日起施行，《东北电力辅助服务市场运营规则》及其补充规定同时废止。

---

抄送：国家能源局市场监管司

---

国家能源局东北监管局

2025 年 5 月 20 日印发

---