

# 西北区域电力辅助服务管理实施细则

## 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，促进源网荷储协调发展，规范电力辅助服务管理，保障西北电力系统安全、优质、经济运行，根据《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）和国家有关法律法规，结合西北电力系统实际，制定本细则。

**第二条** 电力辅助服务是指各类并网主体在正常电能生产、输送、使用外，为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量、促进清洁能源消纳提供的服务。

并网主体包括发电侧并网主体、新型储能（本规则中新型储能指独立新型储能，下同）、负荷侧并网主体以及调相机等其他独立辅助服务提供主体。其中，发电侧并网主体指火电、水电等常规发电机组，以及风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能（以下简称“抽蓄”）、自备电厂等；新型储能指电化学、压缩空气、飞轮等储能；负荷侧并网主体指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）等。

**第三条** 本细则适用于西北区域省级及以上电力调度机构直调的各类并网主体，以及由地调直调的风电、光伏，由地调直调的装机容量 50MW 及以上的水电站、生物质能发电厂、光热发电厂。其余并网主体视其对电力系统运行的影响参照本细则执行。新建常规发电机组、新型储能以及调相机等并网主体通过整套启动试运行后纳入本细则管理，新建新能源电源通过启动试运后纳入本细则管理。新建负荷侧并网主体完成并网接入调度认证程序后纳入本细则管理。

已通过市场化方式开展电力辅助服务提供和调用的省（区、独立控制区），按照相关电力辅助服务市场交易规则执行。相应电力辅助服务品种不再按本细则重复补偿。如相关电力辅助服务市场因故暂停交易，则仍按本细则执行，直到市场重启。

**第四条** 西北区域能源监管机构依法对辅助服务调用、考核和补偿情况实施监管。电力调度机构在能源监管机构的授权下按照调度管辖范围具体实施辅助服务管理统计分析等工作。

## 第二章 定义和分类

**第五条** 电力辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服

务。

**第六条** 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，包括基本调峰、基本无功调节。

（一）基本调峰：火电、水电等常规电源在规定的出力调整范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化、可再生能源出力变化而有计划的、按照一定调节速率进行的发电机组出力调整所提供的服务。

纯凝火电机组和非供热期的热电机组基本调峰能力应不小于机组正常运行最小出力（一般为 50%额定出力），供热期的热电机组基本调峰范围在能源监管机构核准后确定，燃气机组、水电机组和光热机组基本调峰范围 100%—0 额定出力。风电、光伏、生物质发电等可再生能源机组在电网安全和供热受到影响时，应通过购买辅助服务等方式适当参与调峰。

（二）基本无功调节：火电、水电等常规电源在发电工况时，在迟相功率因数 0.85 至 1 范围内向电力系统发出无功功率或在进相功率因数 0.97 至 1 范围内从电力系统吸收无功功率所提供的服务。风电场风电机组、光伏电站、新型储能并网逆变器在发电工况时，在迟相功率因数 0.95 至 1 范围内向电力系统发出无功功率或在进相功率因数 0.95 至 1 范围内从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

**第七条** 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，包括有偿开展的有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。

（一）有偿有功平衡服务包括一次调频、自动发电控制（AGC）、爬坡、有偿调峰、旋转备用、调停备用和转动惯量。

1. 一次调频：当电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统等功能模块的自动反应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。由于目前西北电网机组一次调频性能差异较大，承担该项服务义务不均，为改善全网频率质量，促进发电厂加强一次调频管理，将一次调频确定为有偿服务。

2. 自动发电控制（AGC）：是指发电侧并网主体、新型储能在规定出力调整范围内，跟踪调度自动控制指令，按照一定调节速率实时调整有功功率，以满足电力系统有功平衡、频率及联络线功率控制要求的服务。

3. 爬坡：是指为应对新能源及负荷波动，具备较强调节能力的并网主体能够通过自动发电控制装置自动响应区域控制偏差，按照一定调节速率实时调整有功功率，以维持系统功率平衡所提供的服务。

4. 有偿调峰分为深度调峰和启停调峰：深度调峰是指燃煤火电机组有功出力在其正常运行最小出力（一般为50%额定出力）以下的调峰运行方式。启停调峰指并网发电机组由于电网调峰需要而停机（电厂申请低谷消缺除外），并在72小时内再度开启的调峰方式。

5. 旋转备用：是指为了保证可靠供电，电力调度机构指定的并网主体通过预留有功调节容量所提供的服务，且必须能够实时调用。

6. 调停备用：是指燃煤发电机组按电力调度指令要求超过72小时的停机备用。

7. 转动惯量：是指在系统经受扰动时，并网主体根据自身惯量特性提供响应系统频率变化率的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。

（二）有偿无功平衡服务包括有偿无功调节、自动电压控制（AVC）。

1. 有偿无功调节：火电（含光热）、水电机组（含抽蓄）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的情况下从电力系统吸收无功功率，以及发电机组在调相工况运行时向电力系统发出无功功率所提供的服务。风电机组、光伏电站并网逆变器、新型储能电站并网逆变器在迟相功率因数小于0.95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0.95的情况下从电力系统吸收无功功率，以及风电场风电机组、光伏电站并网逆变器、新型储能电站并网逆变器在调相工况运行时向电力系统发出无功功率所提供的服务。

2. 自动电压控制（AVC）：在自动装置的作用下，发电厂（含光热、抽蓄、新型储能）的无功出力、变电站和用户的无功补

偿设备以及变压器的分接头根据电力调度指令进行自动闭环调整，使全网达到最优的无功和电压控制的过程。本办法规定的自动电压控制（AVC）服务仅指发电机在规定的无功调整范围内，自动跟踪电力调度指令，实时调整无功出力，满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

（三）有偿事故应急及恢复服务包括黑启动、稳控装置切机服务、稳定切负荷服务。

1. 黑启动：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、自维持或快速切负荷（FCB）能力的并网主体所提供的恢复系统供电的服务应予以补偿。

2. 稳控装置切机服务：因系统原因在发电侧并网主体设置的稳控装置正确动作切机后应予以补偿。

3. 稳控装置切负荷服务：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（抽蓄电站抽水负荷）应予以补偿。

**第八条** 对于并网主体因供热、防冻等非电网运行因素造成被迫开机的情况，将一律不参与调峰和备用补偿。

### 第三章 提供与调用

**第九条** 基本电力辅助服务为相关并网主体义务提供，无需补偿。当相关并网主体因其自身原因不能被调用或者达不到预定调用标准时需接受考核，具体考核办法见《西北区域电力

并网运行管理实施细则》。

**第十条** 有偿电力辅助服务由电力调度机构按需调用，所提供的电力辅助服务应达到规定标准。对有偿辅助服务的补偿，实行打分制，按照分值计算相应补偿费用。

**第十一条** 电力辅助服务提供方应履行以下职责：

（一）负责并网主体内设备的运行维护，确保具备提供符合规定技术标准要求的辅助服务的能力。

（二）提供基础技术参数以确定各类辅助服务的能力，提供有资质单位出具的辅助服务能力测试报告。

（三）配合完成参数校核，并认真履行辅助服务考核和补偿结果。

（四）根据电力调度指令提供辅助服务。

（五）并网主体应按要求委托具备国家认证资质的机构测试发电机组等并网设备的性能参数和辅助服务能力，测试结果报能源监管机构和电力调度机构备案。

**第十二条** 为保证电力系统平衡和安全，辅助服务的调用遵循“按需调用”的原则，由电力调度机构根据发电机组特性和电网情况，合理安排并网主体承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。

**第十三条** 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，根据“按需

调用”的原则组织、安排辅助服务。

(二)根据相关技术标准和管理办法对并网主体辅助服务执行情况进行记录和计量，统计考核和补偿的情况。

(三)定期公布辅助服务调用、考核及补偿统计等情况。

(四)及时答复并网主体的问询。

(五)定期将辅助服务的计量、考核、补偿统计情况报送能源监管机构。

## 第四章 有功平衡服务补偿

### 第十四条 一次调频服务补偿

(一)并网同步发电机组、新型储能一次调频服务补偿

并网同步发电机组、新型储能一次调频服务补偿按照一次调频月度动作积分电量 200 分/万千瓦时补偿。若一次调频发生过调节，本次一次调频动作不予补偿。

一次调频月度动作积分电量：电网频率超出并网同步发电机组、新型储能一次调频死区时起到恢复至并网同步发电机组、新型储能一次调频死区时止，实际发电出力与起始实际发电出力之差的积分电量，高频少发或低频多发电量为正值，反之，高频多发或低频少发电量为负值。一次调频月度动作积分电量为当月每一次电网频率超出死区时一次调频电量的代数和。贡献电量合格率超过 100%时，该次一次调频动作积分电量

取理论贡献电量。

## （二）风电、光伏一次调频服务补偿

当电网发生频率超过风电、光伏死区时，单次扰动并网主体一次调频合格率大于 80%开展风电、光伏一次调频补偿，补偿标准如下：

合格率	补偿分
$80\% \leq \text{合格率} < 90\%$	$5 + (\text{合格率} - 80\%) \times 40 \text{ 分/万千瓦}$
$\text{合格率} \geq 90\%$	9 分/万千瓦

若新能源一次调频发生过调节，本次一次调频动作不予补偿。

## 第十五条 自动有功控制（AGC）服务补偿

### （一）可用率补偿

常规电源、光热、抽蓄、新型储能并网主体月可用率达到 98%以上，每提高 1%补偿 1 分/万千瓦。

### （二）贡献电量合格率补偿

火电、光热机组或新型储能：贡献电量合格率补偿=火电或新型储能贡献合格率  $\times$  3 分/万千瓦。

水电、抽蓄机组：贡献电量合格率补偿=水电贡献合格率  $\times$  0.5 分/万千瓦。

其中，贡献电量合格率是指按月统计机组 AGC 历次下发指令期间实际贡献电量累积值与理论贡献电量累积值（即每次贡献电量代数和）的比率。实际贡献电量是指 AGC 每次下发调整指令期间实际功率与初始功率之差的积分值。理论贡献电量是

指在调节速率为标准速率的前提下，AGC 每次下发调整指令期间实际功率与初始功率之差的积分值（计算贡献电量时，实际功率与 AGC 指令目标功率同向为正，反向为负）。

### （三）新能源贡献电量合格率补偿

新能源机组：风电、光伏贡献电量合格率应达到 90%，每提高 1%按 0.2 分/万千瓦补偿。

其中，贡献电量合格率是指按月统计新能源机组 AGC 历次下发指令期间实际贡献电量累积值与理论贡献电量累积值（即每次贡献电量代数和）的比率。实际贡献电量是指 AGC 每次下发调整指令期间，实际功率与 AGC 指令目标功率同向且偏差在 1%以内的实际功率曲线与初始功率之差的积分值。理论贡献电量是指 AGC 每次下发调整指令期间目标指令曲线与初始功率之差的积分值。

## 第十六条 爬坡服务补偿

（一）对参与电网自动联络线调节的常规火电、水电机组提供的爬坡辅助服务进行补偿。

### （二）机组爬坡容量定义及计算方法

爬坡容量是指机组在投跟踪联络线模式下，AGC 单元每次响应 AGC 控制指令后结束时的实际出力值与响应指令时的出力值之差的绝对值。某时间段内的总爬坡容量为该时间段内 AGC 单元正确响应 AGC 控制指令的爬坡容量之和，AGC 出现反向调节应不予补偿。计算公式为：

$$D = \sum_{j=1}^n D_j$$

式中， $D_j$ 为 AGC 单元第  $j$  次的调节功率，单位为兆瓦， $n$  为调节次数。

### （三）机组爬坡性能定义及计算方法

综合爬坡性能指标 ( $k$ )，用于衡量 AGC 单元响应 AGC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率 ( $k_1$ )、响应时间 ( $k_2$ ) 和调节精度 ( $k_3$ ) 三个因子。具体如下。

#### 1. 调节速率 $k_1$

指 AGC 单元响应 AGC 控制指令的速率，计算公式如下：

$k_1 = \text{AGC 单元实际速率} / \text{标准调节速率}$ ，其中标准调节速率按火电、水电各自标准。

#### 2. 响应时间 $k_2$

指 AGC 单元响应 AGC 控制指令的时间延迟，计算公式如下：

$$k_2 = 1 - (\text{AGC 单元响应延迟时间} / 5\text{min})$$

AGC 单元响应延迟时间指 AGC 单元 AGC 动作与 AGC 单元接到 AGC 命令的延迟时间。

#### 3. 调节精度 $k_3$

指 AGC 单元机组响应 AGC 控制指令的精准度，计算公式如下：

$$k_3 = 1 - (\text{AGC 单元调节误差} / \text{AGC 单元调节允许误差})$$

其中，AGC 单元调节误差指 AGC 单元响应 AGC 控制指令后

实际出力值与控制指令值的偏差量，AGC 单元调节允许误差为其额定出力的 1.5%。

#### 4. 综合爬坡性能指标 k

指 AGC 单元响应 AGC 控制指令的综合性能表现，计算公式如下：

$$k = 0.2 \times (3 \times k_1 + k_2 + k_3)$$

不同时间周期内 AGC 单元综合爬坡性能指标 k 的算术平均即对应统计周期内的综合爬坡性能指标 k。

#### （四）非第一调频厂爬坡补偿计算方式

爬坡补偿以 1 小时为一个单位周期进行统计。AGC 单元爬坡收益计算公式如下：

$$\text{非第一调频厂 AGC 单元月度爬坡补偿分数} = \sum_{t=1}^T (D_{i,t} \times p_t \times k_d^{i,t})$$

其中 T 表示爬坡辅助服务的单位计算周期数； $D_{i,t}$  表示市场主体 i 在 t 时段的爬坡容量； $p_t$  表示单位计费周期 t 内的爬坡补偿分数，暂定为 0.15 分/万千瓦， $k_d^{i,t}$  为市场主体 i 在 t 时段提供爬坡辅助服务时的综合爬坡性能指标平均值。

#### （五）第一调频厂爬坡补偿收益计算方式

爬坡补偿以 1 小时为一个单位计费周期进行统计。调频机组综合爬坡性能需满足  $k \geq 0.6$ ，若不满足爬坡性能要求，则不予补偿。AGC 单元爬坡收益计算公式如下：

$$\text{第一调频厂 AGC 单元月度爬坡补偿分数} = \sum_{t=1}^T (S_t \times p_t)$$

其中 T 表示爬坡辅助服务的单位计算周期数， $p_t$  表示时段

t 投入第一调频模式的机组容量， $S_i$ 表示第一调频厂单位周期补偿分数，暂定为 0.005 分/万千瓦。

## 第十七条 有偿调峰服务补偿

### （一）深度调峰

1. 深度调峰根据机组实际发电出力确定。由于发电机组自身原因造成出力低于基本调峰下限的不予补偿。深度调峰计量以发电机组为单位。

2. 提供深度调峰服务的燃煤火电机组，按照比基本调峰少发的电量补偿。少发电量的具体计算公式为：

$$W = \int (K_B P_N - P) dt \quad (K_B P_N > P)$$

其中： $K_B$  为基本调峰系数 50%；

$P_N$  为机组额定容量；

$P$  为机组实际有功出力。

火电机组按少发电量每万千瓦时补偿 3 分。

### （二）启停调峰

常规燃煤发电机组按调度指令要求在 72 小时内完成启停调峰，每次按 20 分/万千瓦补偿；燃气机组按调度指令要求完成启停调峰，每次按 10 分/万千瓦补偿；水电机组按调度指令要求启停机，每次按 0.2 分/万千瓦补偿。

## 第十八条 火电机组顶峰能力补偿

对火电机组日前申报的用电高峰时段、其他时段的最大发电能力负荷率大于等于 95% 的部分容量进行补偿：

（一）在机组最大发电能力负荷率大于等于 95% 时进行补偿， $R_i \geq 98\%$  部分的功率积分电量在用电高峰时段按 5 分/万千瓦时进行补偿、在其他时段按 0.4 分/万千瓦时进行补偿， $98\% > R_i \geq 95\%$  部分的功率积分电量在用电高峰时段按 3 分/万千瓦时进行补偿、在其他时段按 0.2 分/万千瓦时进行补偿。

（二）供热机组日前申报的发电能力高于机组额定容量 95% 部分的功率积分电量参照第（一）条进行火电机组顶峰能力补偿；供热机组日前申报的发电能力高于考虑供热后能源监管机构核定的最大发电能力但低于机组额定容量 95% 部分的功率积分电量，在用电高峰时段按照 1 分/万千瓦时进行补偿、在其他时段按 0.1 分/万千瓦时进行补偿。

（三）若火电机组存在最大发电能力谎报的情况，谎报发生日机组的顶峰能力补偿取消。

### **第十九条 旋转备用服务补偿**

（一）对承担西北电网系统备用的非新能源发电侧并网主体提供的旋转备用进行补偿。

（二）燃煤火电机组旋转备用供应量定义为：因电力系统需要，当发电机组实际出力低于最大可调出力、高于 50% 额定出力时，最大可调出力减去机组实际出力的差值在该时间段内的积分电量，按照以下标准补偿：

1. 机组实际出力大于 70% 额定出力，低于最大可调出力的，燃煤火电机组按 0.07 分/万千瓦时补偿。

2. 机组实际出力大于 50%额定出力，低于 70%额定出力的，燃煤火电机组按 0.35 分/万千瓦时补偿。

（三）燃气、水电机组实际出力低于 70%额定出力时，额定出力的 70%减去机组实际出力的差值在该时间段内的积分，按 0.01 分/万千瓦时补偿。

（四）运行当日由于并网主体原因无法按调度需要达到申报的最大可调出力时，当日旋转备用容量不予补偿。

（五）一般情况下，火电机组执行顶峰能力补偿，不再执行旋转备用补偿。

## **第二十条 调停备用服务补偿**

燃煤发电机组因配合电网运行需要安排发生的停机备用期间，每天按 1 分/万千瓦补偿，最多补偿 7 天。燃煤发电机组因自身电力电量交易计划导致的停机备用不予补偿。

启停调峰时间结束后，因电网方式安排需要转为停机备用的，按启停调峰补偿结束时间开始计算调停备用补偿。

## **第二十一条 转动惯量补偿**

（一）在非同步电源（风电、光伏等电力电子化并网电源）发电占比较高时，对在低负荷运行，为系统提供转动惯量的水（含抽蓄）、火电机组（含光热）、分布式调相机（不含通过政府相关部门核定的输配电价等固定方式实现成本回收的分布式调相机）等同步并网设备及具备惯量支撑能力的新能源、储能等电力电子化并网设备提供相应补偿。

(二) 同步并网类主体转动惯量补偿规则如下:

$$F_G = E_K(i) \times [R_G(i) - R_K] \times R_t \times R_S \times T \times P_{asy}$$

其中:  $F_G$  为并网主体转动惯量补偿分数。  $E_k(i)$  为并网机组  $i$  的动能 ( $\text{MW} \cdot \text{s}$ )。  $R_G(i)$  为并网机组  $i$  的惯量补偿系数 ( $\text{s}$ ):  $R_G = E_k(i) / P$ , 其中,  $P$  为 15 分钟内机组实际运行功率平均值。对火电机组在并网后负荷率低于 40% 且持续运行时间在 15 分钟及以上的, 惯量补偿系数为  $R_G$ 。对水电机组在并网后负荷率低于 5% 的, 惯量补偿系数  $R_G$  中的功率  $P$  按 5% 额定装机容量计算; 负荷率在 5%–15% 期间的, 惯量补偿系数  $R_G$  按实际运行功率计算。对同步调相机, 惯量补偿系数  $R_G$  为 100s。其他情况下, 惯量补偿系数为 0。  $R_k$  为机组惯量补偿标准准入门槛定值 ( $\text{s}$ ), 火电、光热取 12s, 水电、抽蓄取 33s, 同步调相机取 0s。  $R_t$  为机组类型惯量补偿系数, 火电取 5, 抽蓄、水电、同步调相机取 1。  $R_s$  为机组转动惯量补偿标准 ( $0.0005 \text{ 分} / \text{MW} \cdot \text{s}^2 \cdot \text{h}$ )。  $T$  为并网主体补偿时间 ( $\text{h}$ )。  $P_{asy}$  为西北全网非同步电源发电电力占比在不同水平下的惯量稀缺补偿系数: 西北全网非同步电源发电电力占比 < 50% 时,  $P_{asy} = 0$ ;  $50\% \leq$  西北全网非同步电源发电电力占比 < 60% 时,  $P_{asy} = 1$ ;  $60\% \leq$  西北全网非同步电源发电电力占比 < 70% 时,  $P_{asy} = 5$ ; 西北全网非同步电源发电电力占比  $\geq 70\%$  时,  $P_{asy} = 10$ 。

(三) 具备惯量响应功能的电力电子化并网类主体 (构网型电化学储能、飞轮储能等) 惯量补偿由额定装机容量及全网

非同步电源发电电力占比决定。

1. 全月非同步电源发电电力占比超过 50%，且西北全网火电机组平均负荷率低于 50%的积分时长达到 30 小时，每万千瓦容量补偿 3 分。

2. 全月非同步电源发电电力占比超过 60%，且西北全网火电机组平均负荷率低于 50%的积分时长达到 30 小时，每万千瓦容量补偿 5 分。

3. 全月非同步电源发电电力占比超过 70%，且西北全网火电机组平均负荷率低于 50%的积分时长达到 30 小时，每万千瓦容量补偿 7 分。

## 第五章 无功平衡服务补偿

### 第二十二条 有偿无功服务补偿

(一) 根据调度指令，并网主体通过提供必要的有偿无功服务保证其母线电压满足要求，或者已经按照最大能力发出或吸收无功也无法保证母线电压满足要求时，水电（含抽蓄）、火电（含光热）机组按比迟相功率因数 0.85 多发出的无功电量或比进相功率因数 0.97 多吸收的无功电量，以及机组调相运行时发出的无功电量进行补偿；风电机组、光伏电站逆变器以及电化学新型储能电站并网变流器按比迟相功率因数 0.95 多发出的无功电量或比进相功率因数 0.95 多吸收的无功电量，以及风电场风电机组、光伏电站逆变器和电化学新型储能电站

并网变流器调相运行时发出的无功电量进行补偿。

(二) 常规电源(含抽蓄、光热)无功电量的具体计算公式为:

$$\begin{cases} \int_{t_1}^{t_2} (Q - P \tan(\arccos 0.85)) dt & \cos\varphi < 0.85 \\ \int_{t_1}^{t_2} (Q - P \tan(\arccos 0.9)) dt & \cos\varphi < 0.9 \\ \int_{t_1}^{t_2} Q dt & P = 0 \end{cases}$$

其中: P 为机组有功出力;

Q 为无功出力。

积分开始及结束时间 t1、t2 以电网调度控制系统数据及相关运行记录为准。

(三) 新能源(风电场、光伏电站)及新型储能无功电量的具体计算公式为:

$$\begin{cases} \int_{t_1}^{t_2} (Q - P \tan(\arccos 0.95)) dt & \cos\varphi < 0.95 \\ \int_{t_1}^{t_2} (Q - P \tan(\arccos 0.9)) dt & \cos\varphi < 0.9 \\ \int_{t_1}^{t_2} Q dt & P = 0 \end{cases}$$

其中: P 为风电场、光伏电站、新型储能电站有功出力;

Q 为无功出力。

积分开始及结束时间 t1、t2 以电网调度控制系统数据及相关运行记录为准。

(四) 火电(含光热)机组按 0.5 分/万千乏时补偿, 水

电（含抽蓄）机组按 0.5 分/万千乏时补偿，风电场、光伏电站、新型储能电站按 0.5 分/万千乏时补偿。

（五）新能源（风电场、光伏电站）及新型储能有偿无功服务的补偿为风机、光伏逆变器和储能变流器提供的无功电量贡献。SVG、SVC 等动态无功补偿装置做出的无功电量贡献不进行补偿。

（六）并网主体每月补偿分数最高不大于并网主体额定容量的 10 分/万千瓦。

### 第二十三条 自动电压控制（AVC）补偿

（一）常规电源及光热、抽蓄 AVC 补偿按机组计量，全厂成组投入的 AVC，AVC 补偿按全厂计量；新能源（风机、光伏）及新型储能 AVC 补偿按场站计量。

（二）并网主体若 AVC 投运率达到 98%以上，且 AVC 调节合格率达到 99%以上，按补偿电量 0.01 分/万千瓦时补偿。

$$\text{并网主体补偿电量} = (K - 99\%) \times 100 \times P_N \times t$$

其中：K 为并网主体机组/场站实际 AVC 调节合格率；

$P_N$  为并网主体机组/场站容量（万千瓦）；

t 为并网主体机组/场站 AVC 投运时间，单位为小时。

（三）并网主体自动电压控制（AVC）各项补偿分数均不大于 10 分/万千瓦。

（四）通过汇集接入的新能源场站 AVC 补偿，各业主单位

原则上按照接入该汇集系统的装机容量比例进行分摊。

## 第六章 事故应急及恢复服务补偿

### 第二十四条 黑启动服务补偿

（一）黑启动服务用于补偿弥补并网主体用于黑启动服务改造新增的投资成本、维护费用以及每年用于黑启动测试和人员培训的费用。

（二）具备自启动、自维持或快速切负荷（FCB）能力的并网主体应自行申报并提交具备国家认证资质机构黑启动能力检验报告，并且每年做一次黑启动试验，经电力调度机构认可，并报能源监管机构备案。对电力调度机构按照电网结构指定的黑启动机组按水电机组（含抽蓄）每月 1 分/万千瓦，火电机组（含光热）每月 2 分/万千瓦，新能源场站（风电场、光伏电站）及新型储能电站每月 2 分/万千瓦，对并网主体的补偿最高不超过最高 300 分/月补偿。待条件具备后以市场竞价方式确定黑启动服务。

### 第二十五条 稳控装置切机补偿

（一）区域稳控装置动作紧急调整减出力或切机（包括抽蓄电站）后，按每次补偿 4 分/万千瓦。为提升本电厂送出能力的稳控装置所切机组不予补偿。

（二）对于纳入跨区超特高压直流安全稳定控制系统切机

范围、且非直流配套电源的发电厂、新能源场站，若有新增安控装置，则按照新投运的安全自动装置套数，一次性给予 300 分/套的补偿。若在原有安控装置进行改造，则按照改造的套数，一次性给予 30 分/套的补偿。

### **第二十六条 稳控装置切负荷补偿**

（一）区域稳控装置动作切抽蓄电站抽水负荷、新型储能等，按每次补偿 4 分/万千瓦。为提升本电厂送出能力的稳控装置所切机组不予补偿。

（二）对于纳入跨区超特高压直流或跨省及重要通道安全稳定控制系统切负荷范围、且非直流配套电源的抽蓄电站（抽水负荷）、新型储能等，若有新增安控装置，则按照新投运的安全自动装置套数，一次性给予 300 分/套的补偿。若在原有安控装置进行改造，则按照改造的套数，一次性给予 30 分/套的补偿。

## **第七章 计量与结算**

**第二十七条** 电力调度机构负责对并网运行管理及辅助服务调用的情况进行计量，以电力调度机构和并网主体共同认可的计量数据及调度记录等为准。

计量数据包括电能计量装置的数据、电力调度机构的调度自动化系统记录的发电负荷指令、实际有功（无功）出力、日

发电计划曲线、电压曲线、电网频率等。

**第二十八条** 电力调度机构负责组织各有关并网主体建设相应技术支持系统。技术支持系统主站设在电力调度机构，进行计量、统计等，并据此进行相关结算。并网主体应设立子站，进行查询与信息反馈。

**第二十九条** 遵循专门记帐、收支平衡、适当补偿的原则，全网统一标准，按调管范围对辅助服务调用情况进行统计、计算，分省（区，独立控制区）平衡、结算。若独立控制区仅有一家并网主体，为实现对并网主体的有效管理，在独立控制区的第二家并网主体纳入“两个细则”管理前，第一家并网主体就近纳入相邻省级电网控制区（独立控制区）结算。

（一）转动惯量辅助服务补偿项目开展辅助服务补偿成本的全网分摊，成本由转动惯量辅助服务补偿时段内西北全网纳入“两个细则”管理的全部不具备惯量响应能力的发电侧并网主体（风电、光伏等）、新型储能按月度上网电量比例承担。

具体操作中，西北电力调度机构负责将西北区域转动惯量辅助服务补偿分按五省（区，独立控制区）全部不具备惯量响应能力并网主体月度上网电量比例进行省间分摊计算，各电力调度机构负责本省（区，独立控制区）内纳入“两个细则”管理的不具备惯量响应能力并网主体的具体分摊计算。

（二）第一调频厂的 AGC 及爬坡服务补偿项目开展辅助服务补偿成本的全网分摊，成本由西北全网纳入“两个细则”管

理的并网主体按月度上网电量的比例进行分摊。

具体操作中，西北电力调度机构负责将第一调频厂的一次调频及爬坡服务补偿分按五省（区，独立控制区）的全部发电侧并网主体（含抽蓄）、新型储能的月度上网电量进行省间分摊计算，各电力调度机构负责本省（区，独立控制区）内纳入“两个细则”管理的并网主体的具体分摊计算。

**第三十条** 辅助服务补偿费用主要来源于以下方面：全部并网运行管理考核费用以及其他符合国家有关法规规定的资金。上述费用减去辅助服务补偿所需总金额的差额部分按国家相关政策在发电侧和用户侧分摊。其中，发电侧分摊的部分由各省（区，独立控制区）内发电侧并网主体（含抽蓄）、新型储能按照上网电量的比例进行分摊，兰炭尾气发电项目以上网电量的一半按比例进行分摊；用户侧分摊的部分按国家相关文件规定执行。

若各省（区，独立控制区）的并网运行管理考核总费用小于辅助服务补偿总费用，调试运行期的发电机组和独立新型储能、以及退出商业运营但仍然可以发电上网的发电机组（不含煤电应急备用电源）和独立新型储能的辅助服务费用分摊标准原则上应当高于商业运营机组分摊标准，暂按调试运行期或退出商业运营后月度上网电量的 1.2 倍参与发电侧分摊，但不超过当月调试期电费收入的 10%。

计算公式如下：

第 i 个电厂需要承担的分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{分摊}} = R_{\text{总分摊}} \times \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}$$

其中， $R_{\text{总分摊}}$  等于月度辅助服务补偿所需费用差额；

$F_i$  为第 i 个并网主体参与分摊的月度上网发（放）电量；

N 为当月上网并网主体的总数。

辅助服务补偿所需总费用与并网运行管理考核总费用依照并网主体并网考核与辅助服务补偿分值计算，每分对应金额均为 1000 元。

则某并网主体结算金额 = 1000 × ( ∑ 有偿辅助服务补偿分数 - ∑ 并网运行管理考核分数 ) + 分摊费用。

**第三十一条** 为促进各类并网主体的可持续发展，“两个细则”执行结果中，若某火电企业当月结算金额为负值，且火电当月结算金额绝对值已超出上一年度该并网主体月平均结算电费（含非“两个细则”的各类电力辅助市场收益，下同）收益的 8%，则超出部分不在该火电企业继续兑现；若风电、光伏、光热、储能当月结算金额为负值，且风电、光伏、光热、储能当月结算金额绝对值超过上一年度该并网主体月平均上网电量乘以并网主体所在省燃煤发电基准价的 15%，则超出部分不在该并网主体继续兑现。上述未兑现部分费用在该省（区，独立控制区）内其他当月“两个细则”结算金额为正值的并网主

体中按以下方式进行二次分摊。

第  $i$  个“两个细则”结算金额为正值的并网主体需要承担的二次分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{分摊}i}^{\text{二}} = R_{\text{总分摊}}^{\text{二}} \times \frac{F_i^{\text{正}}}{\sum_{i=1}^M F_i^{\text{正}}}$$

其中， $R_{\text{总分摊}}^{\text{二}}$  为“两个细则”结算待二次分摊费用总额；

$F_i^{\text{正}}$  为第  $i$  个“两个细则”结算金额为正值的并网主体月度结算金额；

$M$  为当月“两个细则”结算金额为正值的并网主体的总数。

**第三十二条** 各级电力调度机构负责其直调并网主体辅助服务补偿的评分工作。各省（区）电力调控中心负责本省（区）电网内全部并网主体考核、补偿分值汇总和分摊计算工作。

各省（区）电力调度机构将本省（区）电网内各并网主体的并网运行管理考核分、辅助服务补偿分以及纳入辅助服务补偿的发电机组调试运行期差额资金等按照第三十、三十一条规定合并计算出各并网主体考核补偿结算金额。

**第三十三条** 考核补偿结算金额按月统计，在月度电费结算中兑现，一般情况下月结月清，进入结算环节后，对已形成的考核、补偿结果不再追溯调整。

## 第八章 信息披露及监督管理

**第三十四条** 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考核/补偿/分摊、具体品种、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。

**第三十五条** 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和补偿结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

**第三十六条** 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核、补偿和分摊公示信息，由电力交易机构于次月10日之前向所有市场主体公示，其中，特高压直流配套电源控制区相关公示信息由西北区域电力调度机构发直流所在省省级调度机构，由省省级调度机构转发相应电力交易机构向市场主体公示。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。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向能源监管机构提出申诉。其中，并网主体与区域电力调度机构之间存在争议的，由区域能源监管机构依法进行调解和裁决。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报能源监管机构。

**第三十七条** 能源监管机构依法履行职责，可以采取定期或不定期的方式对辅助服务补偿情况进行现场检查，电力调度机构、电网企业、并网主体应予以配合。现场检查措施包括：

（一）询问被检查单位的工作人员，要求其对被检查事项

作出说明；

（二）查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、销毁的文件、资料予以封存；

（三）对检查中发现的违法行为，可以当场予以纠正或者要求限期改正。

**第三十八条** 电力调度机构、电网企业、并网主体违反有关规定的，能源监管机构应依法查处并予以记录，造成重大损失和重大影响的，能源监管机构依据法律法规进行处罚并对相关单位的主管人员和直接责任人员提出处理意见和建议。

## 第九章 附 则

**第三十九条** 本细则由国家能源局西北监管局负责解释。

**第四十条** 本细则有效期 5 年，国家能源局西北监管局根据实际运行情况适时修订。

**第四十一条** 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，西北区域并网发电厂辅助服务管理实际仍执行《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（西北监能市场〔2018〕66号）《〈西北区域发电厂并网运行管理实施细则〉〈西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则〉补充规则》（西北监能市场〔2022〕1号）。