

# 国家能源局山西监管办公室文件

晋监能市场规〔2025〕2号

---

## 山西能源监管办关于印发山西电力辅助服务 管理实施细则和并网运行管理实施细则 (2025年修订版)的通知

国网山西省电力公司、晋能控股集团有限公司、山西国际能源集团有限公司、各发电集团山西公司、各电厂、各新能源场站、各独立储能电站：

根据《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）和《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）的要求，结合山西省电力市场发展和并网发电厂运营实际情况，我办组织修订了《山西电力辅助服务管理实施细则》《山西发电厂并网运行管理实施细则》《山西风电场并网运行管理实施细则》

《山西光伏电站并网运行管理实施细则》《山西独立储能电站并网运行管理实施细则》，现予印发，请遵照执行。执行中如遇问题，请及时反馈我办。

联系人：贾 钊

联系电话：0351-7218490

- 附件：1.山西电力辅助服务管理实施细则（2025年修订版）  
2.山西发电厂并网运行管理实施细则（2025年修订版）  
3.山西风电场并网运行管理实施细则（2025年修订版）  
4.山西光伏电站并网运行管理实施细则（2025年修订版）  
5.山西独立储能电站并网运行管理实施细则（2025年修订版）

国家能源局山西监管办公室

2025年1月14日



## 附件 1

# 山西电力辅助服务管理实施细则 (2025 年修订版)

## 第一章 总 则

**第一条** 为保障电力系统安全、优质、经济运行，规范山西辅助服务管理，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，制定本细则。

**第二条** 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，除正常电能生产、输送、使用外，由并网主体提供的辅助服务，包括：一次调频、自动发电控制（AGC）、调峰、无功调节、自动电压控制（AVC）、旋转备用、黑启动、转动惯量、爬坡等。

**第三条** 本细则原则上应用范围为已并网运行的、省级电力调度机构直接调度或集中控制出力的并网主体（包括火电、水电、自备发电厂、风电场、光伏电站、独立储能电站、抽水蓄能电站等）。地（市）、县电力调度机构及其直接调度的并网主体可参照本细则执行。上级调度机构委托山西省级电力调度机构调度的并网主体按本细则执行。

**第四条** 火电、水电、自备发电厂机组自并网发电之日起参与有偿辅助服务费用分摊，自完成整套启动试运行时间点起纳入

本细则管理，参与有偿辅助服务补偿和分摊。风电场、光伏电站、独立储能电站自首台机组或逆变器并网发电之日起纳入本细则管理，参与有偿辅助服务补偿和分摊。

**第五条** 国家能源局山西监管办公室(以下简称“山西能源监管办”)负责对辅助服务的调用、考核及补偿等情况实施监管。山西电力调度控制中心(以下简称“电力调度机构”)在山西能源监管办的授权下按照调度管辖范围具体实施辅助服务的调用、考核和补偿情况统计等工作。

## 第二章 定义与分类

**第六条** 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

**第七条** 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，发电机组必须提供的辅助服务，包括基本一次调频、基本调峰、基本无功调节、转动惯量。

(一) 基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，发电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。并网主体应提供的基本一次调频辅助服务有功值，依据《山西发电厂并网运行管理实施细则》附录1中“一次调频综合指标计算及考核度量方法”中的相关内容确定。

(二) 基本调峰是指发电机组在规定的出力调整范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划的、按照一定调节速度进行的发电机组出力调整所提供的服务。

火电机组的基本调峰标准应达到额定容量的 50%；水电机组的基本调峰标准应达到其额定容量的 100%；风电、光伏等清洁能源发电机组、供热火电机组在供热期间按能力提供基本调峰。

（三）基本无功调节是指发电机组在发电工况时，在迟相功率因数 0.8 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 范围内向电力系统吸收无功功率所提供的服务。

（四）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。

**第八条** 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，包括有偿一次调频、自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、旋转备用、黑启动、爬坡。

（一）有偿一次调频是指并网主体在完成基本一次调频出力后，调整有功出力减少电力系统频率偏差所提供的服务。

（二）自动发电控制（AGC）是指发电机组在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。

（三）有偿调峰是指发电机组超出基本调峰范围进行的深度调峰以及发电机组备用启停机调峰（指机组在停机 72 小时内再度开启发电或启动 72 小时内再度停机备用的调峰方式）所提供的服务。因新能源消纳等原因超过 72 小时，接受调度指令正常

并网的机组，予以补偿。如果停机备用调峰机组不能按照调度指令启动并网，则取消调峰补偿，并按《山西发电厂并网运行管理实施细则》相关条款进行考核。

（四）有偿无功调节是指发电机组在迟相功率因数小于 0.8 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 的情况下向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或吸收无功功率所提供的服务。

（五）自动电压控制（AVC）是指在自动装置的作用下，发电厂的无功出力、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。

本细则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。

（六）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机组通过预留发电容量所提供的服务。旋转备用必须在 10 分钟内能够调用。

（七）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所提供的恢复系统供电的服务。

（八）爬坡是指为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的电力系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的并

网主体根据调度指令调整出力，以维持电力系统功率平衡所提供的服务。

### 第三章 提供与调用

**第九条** 并网主体有义务提供辅助服务，且所提供的辅助服务应达到规定标准。并网主体应履行以下职责：

（一）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。

（二）负责厂内设备的运行维护，确保具备提供符合规定标准要求的辅助服务的能力。

（三）根据电力调度指令提供辅助服务。

（四）执行辅助服务考核和补偿。

（五）配合完成参数校核。

**第十条** 辅助服务的调用遵循“按需调度”的原则，由电力调度机构根据发电机组特性和电网情况，合理安排发电机组承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。

**第十一条** 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进行记录和计量、考核和补偿情况统计等工作。

（三）定期公布辅助服务调用、考核及补偿情况。

(四) 及时答复发电企业的问询。

(五) 定期对辅助服务的计量、考核、补偿统计情况报送山西能源监管办。

#### 第四章 考核与补偿

**第十二条** 对基本辅助服务不进行补偿，当并网主体因自身原因不能提供基本辅助服务时需接受考核。对有偿辅助服务进行补偿，当并网主体因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《山西发电厂并网运行管理实施细则》《山西风电场并网运行管理实施细则》《山西光伏电站并网运行管理实施细则》《山西独立储能电站并网运行管理实施细则》等。

#### **第十三条** 有偿辅助服务的补偿原则

(一) 一次调频按照电网转动惯量需求和单体惯量大小，确定其补偿标准。

(二) AGC、有偿调峰、旋转备用、转动惯量、爬坡按照社会平均容量成本、提供有偿辅助服务的投资成本和提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失，确定各自的补偿标准。

(三) 有偿无功、AVC 按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护成本的原则，以提供有偿无功服务、AVC 服务而增加的成本，确定各自补偿标准。

(四) 黑启动依据投资成本、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，确定其补偿标准。



#### 第十四条 有偿调峰服务补偿

现货市场运行期间，有偿调峰服务补偿暂不执行。

(一) 有偿调峰服务按机组计量。

(二) 火电机组因提供调峰服务少发的电量，按照以下标准进行补偿，采用申报中标价格结算模式（火电机组实际发生的调峰深度不作为核定供热机组最小运行方式及供热上、下限的依据）。

时期	火电厂类型	档位	调峰出力区间	申报区间 (元/MWh)
非供热期	供热、非供热火电机组	第一档	额定容量 50% > 实际出力 ≥ 额定容量 40%	200-300
		第二档	额定容量 40% > 实际出力 ≥ 额定容量 30%	300-400
		第三档	额定容量 30% > 实际出力	400-500
供热期	非供热火电机组	第一档	额定容量 50% > 实际出力 ≥ 额定容量 40%	300-400
		第二档	额定容量 40% > 实际出力 ≥ 额定容量 30%	400-550
		第三档	额定容量 30% > 实际出力	550-700
	供热火电机组	第一档	已核定运行方式的下限容量 > 实际出力 ≥ 已核定运行方式的下限容量 - 机组额定容量 * 10%	300-400
		第二档	已核定运行方式的下限容量 - 机组额定容量 * 10% > 实际出力 ≥ 已核定运行方式的下限容量 - 机组额定容量 * 20%	400-550
		第三档	已核定运行方式的下限容量 - 机组额定容量 * 20% > 实际出力	550-700

(三) 燃煤火电机组启停调峰补偿标准如下：

单机容量在 100MW 以下(含 100MW)的机组启停调峰一次，按机组容量补偿 1000 元/MW。

单机容量在 100MW 以上的机组启停调峰一次，按机组容量补偿 2000 元/MW。

(四) 燃气火电机组启停调峰一次，按机组容量补偿 1000 元/MW，“二拖一”、“一拖一”工况转换的启停调峰容量，按整套机组容量的一半计算。

(五) 水电机组启停调峰一次，按机组容量补偿 7 元/MW。

### 第十五条 有偿一次调频服务补偿

一次调频辅助服务市场运行期间，按照相关市场规则执行。

(一) 有偿一次调频服务按机组、新能源场站、储能电站计量。发电机组、新能源场站、储能电站首先应提供基本一次调频服务，满足基本一次调频服务要求后的多余的一次调频能力可参与有偿一次调频服务。

(二) 根据电网情况，按月确定所需有偿一次调频容量。发电机组、新能源场站、储能电站等提供有偿一次调频服务，按调节里程和调节性能的乘积进行补偿，补偿费用按天统计。

#### 1. 调节里程补偿

发电机组、新能源场站、储能电站提供有偿一次调频服务，按调节里程和调节性能的乘积进行补偿，补偿费用按天统计。

##### (1) 单次调节里程

a) 参与厂站单次调节里程  $D_i$

$$D_i = N \times \Delta P_{s \cdot \max}$$

式中，N 为一次调频动作等效次数，频率超出一次调频死区，

发电机组、新能源场站、储能电站进行一次调频，至频率回到一次调频死区内，动作持续时间为  $t$ 。

当  $t \leq 30s$  时， $N$  为 1；

当  $t > 30s$  时，每 30s 计为一次动作等效次数，最后不足 30s 的，计为一次动作等效次数。

$\Delta P_{s \cdot \max}$  为一次调频最大贡献量。

$\Delta P_{s \cdot \max} = \max (P_s(t) - P_0) - \Delta P_{sn}$ ， $f(t) - f_n \leq -0.03\text{Hz}$  时；

$\Delta P_{s \cdot \max} = \max (P_0 - P_s(t)) - \Delta P_{sn}$ ， $f(t) - f_n \geq 0.03\text{Hz}$  时；

$\Delta P_{sn} = P_0 \times (f_n - f(t) - 0.03) / (\delta \times f_n)$ ， $f(t) - f_n \leq -0.03\text{Hz}$  时；

$\Delta P_{sn} = P_0 \times (f(t) - f_n - 0.03) / (\delta \times f_n)$ ， $f(t) - f_n \geq 0.03\text{Hz}$  时；

式中， $\Delta P_{sn}$  为发电机组、新能源场站、储能电站应提供的一次调频服务有功值， $P_0$  为频率超出一次调频死区时刻发电机组额定功率或新能源场站、独立储能电站有功值， $P_s(t)$  为一次调频动作期间发电机组、新能源场站、储能电站有功值， $\delta$  为一次调频转速不等率， $f_n$  为标准频率 50Hz， $f(t)$  为为一次调频动作期间发电机组、新能源场站、储能电站频率值。

b) 日调节里程

$$D = \sum_{i=0}^n D_i, (n > 0)$$

日调节里程为参与厂站日内全部单次调节里程之和。

(2) 发电机组、新能源场站、储能电站日结算性能指标  $K_{\text{结算}}$

$K_{\text{结算}}$  为机组当天的结算性能指标，具体计算见附录。

### (3) 调节里程日补偿费用

日补偿费用= $D \times K_{\text{结算}} \times Y_{\text{一次里程}}$

式中  $Y_{\text{一次里程}}$  为一次调频调节性能补偿标准，6 元/MW。

### (4) 调节里程月补偿费用

调节里程月补偿费用为当月的日补偿费用之和。

## 第十六条 自动发电控制（AGC）服务补偿

(一) 自动发电控制（AGC）服务按机组计量。

(二) 发电机组提供 AGC 服务，按可用时间及 AGC 服务贡献分别补偿：

### 1. AGC 可用时间补偿

装设 AGC 装置的机组，如果 AGC 可用率达到 98% 以上，按 AGC 可用时间补偿 10 元/小时。AGC 可用时间补偿费用按月统计。

### 2. AGC 服务贡献补偿

二次调频辅助服务市场运行期间，执行相关市场规则。

## 第十七条 有偿无功服务补偿

(一) 有偿无功服务按机组计量。

(二) 根据电力调度指令，发电机组通过提供必要的有偿无功服务保证电厂母线电压满足要求，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，按发电机组比迟相功率因数 0.8 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，按照 30 元/MVarh 进行补偿。

(三) 发电机组在调相工况运行所提供的有偿无功服务，按

如下办法补偿：

### 1.调相运行启停费用补偿

机组启停调相一次，按机组容量补偿 14 元/MW。

### 2.调相运行成本补偿

按发电机组容量及调相运行时间补偿。

$$\text{补偿费用} = Y_{\text{调相}} \times P_N \times t_{\text{调相}}$$

式中， $P_N$  为机组容量，单位为 MW；

$t_{\text{调相}}$  为机组调相运行时间，单位为小时；

$Y_{\text{调相}}$  为调相运行补偿标准，取 15 元/MWh。

## 第十八条 自动电压控制（AVC）服务补偿

（一）自动电压控制（AVC）服务按机组计量。

（二）装设 AVC 装置的机组，若 AVC 投运率达到 98%以上，且 AVC 调节合格率达到 98%以上，按机组容量和投用时间补偿：

$$\text{补偿费用} = \frac{(\lambda_{\text{调节}} - 98\%)}{(100\% - 98\%)} \times P_N \times Y_{\text{AVC}} \times t_{\text{AVC}}$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$  为机组 AVC 调节合格率；

$P_N$  为机组容量（MW）；

$Y_{\text{AVC}}$  为 AVC 补偿标准，取 0.1 元/MWh；

$t_{\text{AVC}}$  为机组 AVC 投用时间，单位为小时。

## 第十九条 旋转备用服务补偿

（一）对高峰时段发电厂提供的旋转备用补偿；

（二）旋转备用根据电力调度机构安排日发电计划时，预留

的旋转备用给予补偿；

(三) 旋转备用容量按 10 元/MWh 补偿；

(四) 备用辅助服务市场启动后，按照相关市场规则执行。

(五) 现货市场运行期间，旋转备用辅助服务补偿暂不执行。

## **第二十条 黑启动服务补偿**

(一) 电力调度机构应根据系统运行需要确定黑启动机组，并与黑启动机组所在并网主体签订黑启动技术协议，约定黑启动技术性能指标要求，包括黑启动机组的设备配置、机组响应时间等。

(二) 对提供黑启动服务的水电厂暂按机组补偿，标准为每台机组 2000 元/天，全厂最高不超过 6000 元/天；火电厂暂按机组补偿，标准为每台 800 元/天，全厂最高不超过 2400 元/天。

(三) 电力调度机构确定的黑启动机组报山西能源监管办审核备案。

## **第五章 计量与结算**

**第二十一条** 电力调度机构负责辅助服务的计量。计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、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。

**第二十二条** 电压、电网频率、实际有功（无功）出力和发电负荷指令按规定周期采样。电能量计量装置的数据按规定周期存储电量值。

**第二十三条** 按照专门记帐、收支平衡、适当补偿的原则，

进行并网主体有偿辅助服务的补偿和结算。

**第二十四条** 并网主体有偿辅助服务补偿费用以省级及以上电网为单位，按照电费结算权对发电企业按月度分别结算。

对调度权与电费结算权不在同一电网的发电企业，由拥有该厂电费结算权的电网企业与拥有该厂调度权的电网企业，在下月两家电网企业间电费结算总额基础上加（减）该发电企业应获得（支付）的辅助服务补偿结算费用额度，按照结算关系开具增值税发票，与该月电费一并结算。

**第二十五条** 二次调频等市场化辅助服务结算和分摊按照《关于明确跨省跨区外送电量辅助服务费用分摊有关事项的通知》（晋监能市场规〔2023〕3号）和相关辅助服务市场规则执行，未实现市场化交易的其他辅助服务补偿费用结算按照本细则执行。

有偿辅助服务（一次调频、AVC、黑启动、无功补偿等）补偿费用由并网主体（含常规电厂<火电、水电、自备电厂、抽水蓄能电站等>、风电场、光伏电站、独立储能电站）相应考核项考核费用按比例冲抵。

各项有偿辅助服务补偿费用在相应考核费用全部冲抵后仍不足或无对应考核费用的，由各并网主体按本细则第二十六条相关规定分摊。

调试运行期的并网主体，以及退出商业运营但仍然可以发电上网的并网主体（不含煤电应急备用电源），辅助服务费用分摊按照本细则确定分摊标准的3倍执行，若当月调试期分摊费用超

过电费收入的10%，按照电费收入的10%进行结算。

**第二十六条** 冲抵后有偿辅助服务补偿所需费用由并网主体按上网电费的比例分摊。

第*i*个并网主体需要承担的分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{冲抵后有偿辅助服务分摊}}^i = R_{\text{冲抵后有偿辅助服务总费用}} \times \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}$$

式中， $R_{\text{冲抵后有偿辅助服务总费用}}$ 等于本细则由相应考核费用全部冲抵后剩余有偿辅助服务补偿月度总费用；

$F_i$ 为第*i*个并网主体月度上网电费；

$N$ 为当月上网发电并网主体的总数。

**第二十七条** 并网主体辅助服务补偿结算采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。并网主体在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的参与本细则所产生费用额度，按照结算关系向相应电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

## 第六章 监督与管理

**第二十八条** 山西能源监管办负责山西电力辅助服务管理，调解电力辅助服务管理争议，监管本细则的执行、电力辅助服务的需求确定和评估实际执行效果等工作。可根据实际需要，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。

**第二十九条** 电力调度机构遵照本细则和相关要求，负责电力辅助服务的选取、调用、计量和费用计算、数据统计、公示、核对、技术支持系统建设运行。电网企业、电力调度机构、电力



交易机构按照有关规定和职责分工，向并网主体结算费用。

**第三十条** 电力调度机构应建立并网主体辅助服务管理技术支持系统，并将信息接入山西能源监管办的监管信息系统。

**第三十一条** 任何单位不得擅自篡改一次调频、AGC投/退信号及有关量测数据，对于弄虚作假，擅自篡改信号或数据的，由山西能源监管办依法处置。

**第三十二条** 原则上每月10日前（节假日顺延），电力调度机构应在相关技术支持系统中披露上月并网主体辅助服务调用和补偿的基础数据。

**第三十三条** 并网主体对上月补偿结果有异议的，应于每月15日前向电力调度机构提出复核申请，电力调度机构在接到申请后3个工作日内予以答复。

**第三十四条** 并网主体对复核仍有异议的，可于当月25日前向山西能源监管办提出申诉。并网主体对复核结果无异议后，由电力调度机构执行。电力调度机构将电力辅助服务补偿管理结果于次月10日前报送山西能源监管办，并在山西电力交易平台公示。

## 第七章 附 则

**第三十五条** 本细则根据国家相关要求和山西电网实际运行情况及时修订。

**第三十六条** 本细则由山西能源监管办负责解释。

**第三十七条** 本细则自2025年3月1日起施行，有效期5年。

《山西能源监管办关于印发山西并网主体辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则（2021年修订版）》的通知（晋监能市场〔2021〕94号）及补充修订条款同时废止。

## 附录

### 有偿一次调频服务补偿相关说明

#### 一、参与有偿一次调频服务补偿厂站的技术要求

##### 1. 电网接入要求

参与厂站应满足接入电网相关技术标准及规范要求，满足涉网要求且完成并网运行。

##### 2. 信息传送要求

参与厂站应与省电力调度机构一次调频技术支持系统实现信息传送，信息传送采用 IEC60870-5-104 网络通信协议。

##### 3. 安全防护要求

参与厂站应满足电力监控系统安全防护要求，满足网络安全等级保护要求，厂站的一次调频控制系统应安装网安探针并通过网安测试。

##### 4. 数据采集要求

参与厂站应通过 PMU 采集一次调频动作过程中有关数据，包括时间、频率、功率等，采集精度满足要求。

##### 5. 数据类型要求

模型类数据：包括单位中文名称、用户类型、地理位置、容量、关口计量表表号、最大上下调功率、上下调速率、响应频度等，模型类数据交互频次不大于 1 次/天。

运行类数据：包括实时频率、有功等，运行类数据交互频率不低于 1 次/秒。

## 6.技术性能要求

参与厂站一次调频死区、变化幅度、转速不等率、有功功率滞后时间、有功功率上升时间、有功功率调节时间、有功功率调节偏差、频率测量分辨率、频率测量偏差、一次调频回路程序运算周期等性能应满足《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T 40595-2021）的要求。

参与厂站的一次调频控制系统需具备全天 96 个点有功设置功能，在不同的时间根据设置值及现场测量的频率偏差进行一次调频动作。

参与厂站需进行技术能力测试，调节性能指标 K 值应不低于 2。

## 二、所需有偿一次调频容量及参与厂站确定办法

### 1.有偿一次调频容量需求确定办法

全网发电出力视为一台机组，按照月度全网最大发电出力在  $\pm 0.1\text{Hz}$ — $\pm 0.2\text{Hz}$  频率波动时应提供的一次调频出力，减去火电、水电、新能源等电源可提供的一次调频出力，确定月度有偿一次调频容量需求。

$$\Delta P_{\text{需}} = \Delta P - \Delta P_{\text{火}} - \Delta P_{\text{水}} - \Delta P_{\text{新}}$$

式中， $\Delta P_{\text{需}}$ 为月度有偿一次调频容量需求， $\Delta P$ 为月度全网最大发电出力应提供的一次调频出力； $\Delta P_{\text{火}}$ 为火电提供的一次调

频出力； $\Delta P_{水}$ 为水电提供的一次调频出力； $\Delta P_{新}$ 为新能源提供的一次调频出力。

## 2.参与有偿一次调频服务厂站确定办法

参与有偿一次调频服务厂站申报参与容量时，需考虑保留满足基本一次调频义务的容量，多余的一次调频容量方可申报，单厂站申报的有偿一次调频服务容量暂定不大于50MW，申报容量上限可根据参与有偿一次调频服务厂站数量及实际运行情况进行调整。申报参与的厂站根据上一月度日调节性能指标的平均值（平均值相同时参考投入率、调节合格率）进行排名，按照有偿一次调频容量需求、场站申报容量及厂站排名确定参与厂站。新参与厂站首月可直接与确定参与厂站共同开展有偿一次调频服务，次月起正常纳入调节性能指标排名。

## 三、一次调频性能指标计算办法

参与厂站第*i*次的调节性能指标 $K^i$ 如下公式所示。

$$K^i = K_1^i \times K_2^i \times K_3^i$$

### 1.一次调频响应时间 $K_1^i$

$K_1^i$ 用来衡量频率超出一次调频死区开始，到参与厂站出力变化至10%一次调频调节总量所用时间是否满足要求，计算公式如下。

$$K_1^i = 2 - t_d^i / t_{N,d}$$

式中， $t_d^i$ 为参与厂站第*i*次参与一次调频时的滞后时间； $t_{N,d}$ 为标准滞后时间，暂定1s。

如果 $K_1^i$ 的数值小于0.1，则取0.1。

## 2. 一次调频动作速率 $K_2^i$

$K_2^i$ 是用来衡量当频率超出一次调频死区,参与厂站出力达到一次调频调节目标值以及当频率回到一次调频死区内,参与厂站出力恢复至起始值过程中的速率是否满足要求。

$$K_2^i = 2 - \frac{\text{abs}(V_{N,i} - V_i)}{V_{N,i}} - \frac{\text{abs}(V_{N,i} - V_{i,h})}{V_{N,i}}$$

式中,  $V_{N,i}$ 为标准响应速率,参与厂站每次调节时应在4秒钟达到目标值或恢复至起始值;  $V_i$ 为参与厂站第*i*次达到目标值的实际响应速率,  $V_{i,h}$ 为参与厂站第*i*次恢复起始值的实际响应速率。

如果  $K_2^i$ 的数值小于0.1时,则取0.1。

## 3. 一次调频响应精度 $K_3^i$

$K_3^i$ 用来衡量参与厂站一次调频响应达到稳定后,实际出力值和理论目标值的偏差情况。

$$K_3^i = 2 - \frac{\text{abs}(P_i - P_E)}{P_E}$$

式中,  $P_i$ 为参与厂站第*i*次调节稳定的实际出力值,  $P_E$ 为参与厂站第*i*次调节的出力理论目标值。

如果  $K_3^i$ 的计算值小于0.1,则取0.1。

## 4. 参与厂站日调节性能 $K_d$

$$K_d = \sum_{i=1}^n K^i / n, (n > 0)$$

## 5. 参与厂站日结算性能 $K_{\text{结算}}$

调节性能  $K_d$ 最高的参与厂站日结算性能  $K_{\text{结算}}$ 为2,其余厂站与最高调节性能  $K_d$ 的比值乘2为该厂站的日结算性能  $K_{\text{结算}}$ 。

## 附件 2

# 山西发电厂并网运行管理实施细则 (2025 年修订版)

## 第一章 总 则

**第一条** 为保障山西电力系统安全、优质、经济运行，维护电力企业的合法权益，促进电网经营企业和并网发电厂协调发展，根据《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）和国家有关法律法规，制定本实施细则。

**第二条** 发电厂并网运行应遵循电力系统客观规律要求，贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的电力安全生产方针。

**第三条** 本细则原则上应用范围为已并网运行的，由省级电力调度机构直接调度或集中控制出力的常规发电厂（包括并网火电、水电、自备发电厂、抽水蓄能电站）。地（市）、县电力调度机构及其直接调度的常规发电厂可参照本细则执行。上级调度机构委托山西省级电力调度机构调度的常规发电厂按本细则执行。

火电、水电、自备发电厂机组自完成整套启动试运行时间点起参与本细则管理。

**第四条** 国家能源局山西监管办公室（以下简称“山西能源监管办”）负责对并网发电厂运行考核及结算情况实施监管。山西电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）在山西能源监管办

授权下按照调度管辖范围具体实施所辖电网内并网发电厂运行的考核和结算，负责定期发布对并网发电厂的运行考核结果。并网发电厂依据考核结果承担相应的经济责任。

## 第二章 安全管理

**第五条** 电网经营企业（以下简称“电网公司”）、电力调度机构、并网发电厂、电力用户有义务共同维护山西电力系统安全稳定运行。电力调度机构按其调度管辖范围负责山西电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。

**第六条** 并网发电厂应严格遵守国家法律法规、国家标准、电力行业标准、所属电力调度机构的电力调度规程及规定。

**第七条** 并网发电厂应贯彻执行所在区域电力安全管理的规定，并建立健全涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度自动化、电力通信、励磁系统及电力系统稳定器装置（PSS）、调速系统、高压侧或升压站电气设备等运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度等。

**第八条** 重大政治活动或节假日等特殊时期电网公司应制定保供电方案和措施，并网发电厂应贯彻落实，并在进入保电阶段前向电力调度机构报告各项工作准备情况。

**第九条** 并网发电厂应落实山西能源监管办开展安全检查提出的各项整改措施，将整改结果报山西能源监管办，抄送电力调度机构，电网公司应配合并网发电厂落实各项整改措施。对于因电厂原因未按计划完成整改的，每项考核电量为并网发电厂全



厂当月上网电量的 0.1%，累计考核电量不超过并网发电厂全厂当月上网电量的 1%。

**第十条** 并网发电厂应落实电力调度机构制定的反事故措施。对涉及并网发电厂一、二次设备的措施，并网发电厂应与电力调度机构共同制定相应整改计划，并确保计划按期完成。对于因电厂原因未按期完成整改的，每逾期一天考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.1%，累计考核电量不超过并网发电厂全厂当月上网电量的 1%。

**第十一条** 并网发电厂应按照所在电网防止大面积停电事故预案的统一部署，制定事故处理预案，参加电网联合反事故演习。对于未制定事故处理预案的并网发电厂，考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.2%；对于无故不参加电网联合反事故演习的并网发电厂，考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.4%。

**第十二条** 电力生产事故管理和调查工作应按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令 599 号）等相关规定执行。

并网发电厂发生涉及电网的事故（包括电网事故涉及电厂），应在 10 分钟内向电力调度机构提供事故时一、二次设备运行状态，在 1 小时内提供故障录波信息、保护信息和有关数据资料，在 24 小时内提供正式事故报告。

### 第三章 调度管理

**第十三条** 并网发电厂与电力调度机构应参照《并网调度协

议(示范文本)》及时签订并网调度协议，与电网企业参照《购售电合同(示范文本)》及时签订购售电合同，不得无合同交易、无协议并网运行。

**第十四条** 并网发电厂应严格服从所属电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。接受调度指令的并网发电厂值班人员认为执行调度指令将危及人身、设备或系统安全的，应立即向发布调度指令的电力调度机构值班调度人员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。

出现下列事项之一者，定为违反调度纪律，每次考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.5%。因违反调度纪律造成受到本细则其他条款的考核一并执行，不适用于不重复考核原则。并网发电厂违反调度纪律的，电力调度机构应于两个工作日内向山西能源监管办报告，并按山西能源监管办的要求责令并网发电厂予以整改。

(一) 未经电力调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态，以及与电网安全稳定运行有关的机组调速系统（一次调频）、励磁系统（包括 PSS）、高频切机、低频切机、安全稳定控制装置、AGC、AVC 装置等的参数或整定值（危及人身及主设备安全的情况除外）。

(二) 不执行调度指令。

(三) 不如实反映调度指令执行情况。

（四）现场值班离开工作岗位期间未指定接令者，延误电网事故的处理。

（五）不执行电力调度机构下达的保证电网安全运行的措施。

（六）调度管辖设备发生事故或异常，3分钟内未向电力调度机构汇报者（可先汇报事故或异常现象，详细情况待查清后汇报）。

（七）在调度管辖设备上发生误操作事故，未在1小时内向电力调度机构汇报事故经过或造假谎报。

（八）提供二次调频辅助服务时，长时间不跟踪调度指令影响电网频率调整。

（九）其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

**第十五条** 并网发电厂的设备（装置）参数整定值和保护压板投退应按照电力调度机构下达的整定值和运行管理规定执行。接入电网运行的并网发电厂二次系统应符合《电力监控系统安全防护规定》和网络与信息安全其他有关规定。并网发电厂改变其状态和参数前，应经所属电力调度机构批准。未经所属电力调度机构许可，不得擅自改变励磁系统、调速系统、继电保护、安全自动装置、自动化设备和通信设备等的参数。并网发电厂应按所属电力调度机构的要求书面提供设备（装置）参数，并对所提供设备（装置）参数的完整性和正确性负责。设备（装置）参数整定值应按照所属电力调度机构下达的整定值执行。并网发电厂改变设备（装置）状态和参数前，应经所属电力调度机构批准。若

并网发电厂上报的设备参数错误，考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.05%，累计考核电量不超过并网发电厂全厂上报当月上网电量的 0.5%。

并网运行机组应定期进行励磁系统复核试验，试验包括励磁系统调节性能和 PSS 阻尼校核试验，定期进行调速系统性能复核试验，试验调节系统动态调节性能试验和一次调频试验，复核周期不超过 5 年。并网发电厂须在报告发布日期后 5 年内完成复核试验，试验完成后 1 个月内提供试验报告。逾期不能完成者，在提供报告前，每项考核该机组上网电量的 0.1%，直至出具正式报告。

**第十六条** 并网发电厂应严格执行所属电力调度机构下达的发电计划曲线（或实时调度曲线）和运行方式的安排。电力调度机构对并网发电厂发电计划曲线执行情况按如下方式进行考核：

（一）考核原则上以机组为单位进行。根据电网运行实际，初期也可按同一电厂内接于同一母线且电价相同的机群为单位进行考核。

（二）电力调度机构负责编制发电计划，对每台机组每 15 分钟给出一个电力计划值，全日共 96 个计划值。两个计划值之间机组发电计划曲线按线性插值法确定，第  $i$  秒钟的计划出力为：

$$P_i = P_n + i \cdot \frac{(P_{n+1} - P_n)}{900}$$

式中， $P_n$  为 96 点计划曲线上某 15 分钟整点的发电出力； $P_{n+1}$  为 96 点计划曲线上的下一 15 分钟整点发电出力； $i$  取值为 0~899。

(三)根据电力系统安全稳定运行、电能质量控制、跨区(省)联络线调整以及电力电量平衡的需要,值班调度员有权修改发电计划曲线,修改后的发电计划曲线应提前 15 分钟下达给电厂,不足 15 分钟下达的发电计划曲线,自下达时刻起 15 分钟内免除发电计划曲线考核。

(四)机组在由电力调度机构 AGC 主站系统远方控制期间,如果机组处于人工设点模式,则超过调整时间后,机组按目标指令接受发电计划曲线考核;如果机组处于自动调节模式的严格跟踪基点子模式,则机组也按目标指令接受发电计划曲线考核。

人工设点模式的调整时间为:

$$\text{调整时间} = \frac{|P_{obj} - P_{Si}|}{v_N} + 15$$

式中,调整时间(分钟);

$P_{obj}$ 为设点目标(MW);

$P_{Si}$ 为设点时初始出力(MW);

$v_N$ 为机组标准调节速率(MW/分钟),具体数值见附录2。

(五)并网发电厂应严格执行电力调度机构下达的发电计划曲线。由于并网发电厂自身原因,造成实际发电曲线偏离电力调度机构下达的发电计划曲线,偏离量超过允许偏差时,按照偏差量对发电厂进行考核。

(六)考核以每 5 分钟为一个时段,全天 288 个时段。电力调度机构 EMS 系统实时采集发电机出口电力,累加后得到机组

每 5 分钟实际发电量，要求同一时段内实发电量与计划电量之间允许偏差范围标准为：单机容量 100MW（不含 100MW）以上的机组允许偏差为 $\pm 2\%$ ，单机容量 100MW 及以下机组，允许偏差为 $\pm 3\%$ 。每 5 分钟实发电量超出相应时段计划电量的允许偏差范围时，超标部分电量绝对值统计为考核电量。

（七）电网频率异常时，一次调频动作引起的机组出力调整量不计入考核电量。

（八）下列情况下应免于考核：

1. 根据调度指令，机组被指定以自动调节模式（除严格跟踪基点子模式外）提供 AGC 辅助服务期间。

2. 机组通过电力调度机构的 AGC 系统直接控制，以人工设点方式进行出力调整，在规定的调整时间内。

3. 机组被临时指定提供调频（ACE 曲线）、调峰和调压等满足电网安全需要的服务而不能按计划曲线运行时。

4. 当出现系统事故、机组跳闸等紧急情况，机组按照调度指令紧急调整出力时。

5. 当电网频率高于 50.1Hz 而机组有功出力越下限，或当电网频率低于 49.9Hz 而机组有功出力越上限时。

6. 机组启动并网，根据机组工况在机组并网后至达到正常参数期间，以及达到正常参数后 1 小时之内；机组停机过程中，从机组降参数至解列期间。

7. 新投产发电机组在连续满负荷运行试验结束之前的试运行

期间。

8.在机组进行与出力调整有关的试验期间。

9.机组发生非计划停运导致偏离发电计划曲线时，纳入机组非计划停运考核，免于发电计划曲线考核。

10.机组 AGC 退出、ACE 模式切换至计划模式等控制模式发生变化时，结合机组出力与下一个点的发电计划，根据机组调整速率进行相应的发电计划免考核。

11.机组大修开始直至并网后连续运行 24 小时免于发电计划考核。

12.瓦斯发电，高炉、焦炉等尾气发电属于国家鼓励和扶持的新兴能源产业，且由于气量不稳定、难以预测和存储，具有以气定电的生产特点，对其免于发电计划曲线及调峰考核，其他考核项目仍执行，并在其实际考核项目范围内，获得相应的考核返还费用。

13.自备电厂暂不执行并网发电厂发电计划曲线考核，其他考核项目仍执行，并在其实际考核项目范围内，获得相应的考核返还费用。其参与两个细则考核的标准比例暂按 50% 执行。

14.以背压方式供热机组发电计划考核，按月按实际考核金额予以减免 50%。

（九）自备电厂因自身原因，同一时段内实际发电曲线偏离电力调度机构下达的发电计划曲线 $\pm 5\%$ 且持续时间超过半小时，记一次考核。每次考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的

0.1%。若当月被考核次数超过（包含）10次且不足20次，按两倍考核；若当月被考核次数超过（包含）30次，按三倍考核。

**第十七条** 所有并网发电厂有义务共同维护电网频率和电压合格，提高电网电能质量，并保证电网电能质量符合国家标准。

**第十八条** 电力调度机构根据电网和并网发电厂的实际情况，安全、经济安排并网发电厂参与电力系统调峰、调频、调压、备用。并网发电厂应按照所属电力调度机构调度值班人员的指令执行。

**第十九条** 并网发电厂应按机组能力参与电力系统调峰。调峰包括基本调峰和有偿调峰，其分类和标准见《山西电力辅助服务管理实施细则》。根据机组提供调峰类型的不同，采用如下方式进行考核：

（一）当机组不能满足基本调峰要求时，按基本调峰考核（风电等清洁能源、供热火电机组在供热期间按能力提供基本调峰），月最大考核电量不超过机组当月上网电量的1%。调峰考核电量等于日前申报考核电量、日内与日前申报的偏差电力考核电量、与未如实申报偏差电力考核电量三部分之和。

#### 1. 日前申报考核电量

如果电厂日前向电力调度机构申报改变机组的可调出力上限或下限，当出现机组申报出力上限低于机组铭牌出力上限或机组申报出力下限高于机组基本调峰能力下限的情况，即认定为机组基本调峰能力下降。在机组基本调峰能力下降期间，每天的日



前申报考核电量为：

$$(|P_{\max} - P'_{\text{日前max}}| + |P_{\min} - P'_{\text{日前min}}|) \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{\text{基本调峰}}$$

式中， $P_{\max}$  为机组基本调峰能力上限（MW），未供热机组为铭牌出力上限，承担供热的供热机组为能监办核准供热上限；

$P'_{\text{日前max}}$  为机组日前申报出力上限（MW）；

$P_{\min}$  为机组基本调峰能力下限（MW），未供热机组为铭牌出力下限，承担供热的供热机组为能监办核准供热下限；

$P'_{\text{日前min}}$  为机组日前申报出力下限（MW）；

$\alpha_{\text{基本调峰}}$  为基本调峰的考核系数，其数值为 0.1。

## 2. 日内与日前申报的偏差电力考核电量

如果电厂日内向电力调度机构申报改变机组的可调出力上限或下限，每天的日内考核电量为：

$$(|P'_{\text{日前max}} - P'_{\text{日内max}}| + |P'_{\text{日前min}} - P'_{\text{日内min}}|) \times 2(\text{小时}) \times \alpha_{\text{基本调峰}}$$

式中， $P'_{\text{日前max}}$  为机组日前申报出力上限（MW），日前未申报

$$P'_{\text{日前max}} = P_{\max} ;$$

$P'_{\text{日内max}}$  为机组日内申报出力上限（MW）；

$P'_{\text{日前min}}$  为机组日前申报出力下限（MW），日前未申报

$$P'_{\text{日前min}} = P_{\min} ;$$

$P'_{\text{日内min}}$  为机组日内申报出力下限（MW）；

$\alpha_{\text{基本调峰}}$  为基本调峰的考核系数，其数值为 0.1。

## 3. 未如实申报偏差电力考核电量

如果电厂未向电力调度机构申报改变机组的可调出力上限

或下限，或未如实申报可调出力上限或下限，但不能按调度指令、及申报能力提供基本调峰能力时，即当日负荷高峰时段（9~11）、高峰时段（17~21）机组实际出力最高值低于该时段调度指令最高值，低谷时段（22~7）、平峰时段（11:15~16:15）机组实际出力最低值高于该时段调度指令所要求的基本调峰出力最低值，则当日的考核电量为：

$$\left( |P'_{\text{日内max}} - P_1'| + |P'_{\text{日内min}} - P_2'| \right) \times 24(\text{小时}) \times \alpha_{\text{基本调峰}}$$

式中， $P'_{\text{日内max}}$  为机组日内申报出力上限（MW），日内未申报  $P'_{\text{日内max}} = P'_{\text{日前max}}$ ，日内、日前均未申报  $P'_{\text{日内max}} = P_{\text{max}}$ ；

$P'_{\text{日内min}}$  为当日机组日内申报出力下限（MW）；日内未申报  $P'_{\text{日内min}} = P'_{\text{日前min}}$ ，日内、日前均未申报  $P'_{\text{日内min}} = P_{\text{min}}$ ；

$P_1'$  为当日机组实际出力最高值（MW）；

$P_2'$  为当日机组实际出力最低值（MW）；

$\alpha_{\text{基本调峰}}$  为基本调峰的考核系数，其数值为 0.2。

（二）煤电机组最大出力认定不合格导致其容量电费扣减的，免除机组当日的未如实申报偏差电量考核。

**第二十条** 并网发电厂机组必须具备一次调频功能（含一次调频远程在线测试功能），其一次调频投/退信号、一次调频远程测试允许信号等应接入所属电力调度机构。机组投入商业运营前，应与电力调度机构的一次调频主站进行联调，并向电力调度机构提交联调测试报告，满足电网对机组的一次调频性能在线监视与远程在线测试的要求。对于已投机组，应在电力调度机构要

求的期限内完成与一次调频主站的联调，并向电力调度机构提交联调测试报告，满足电网对机组的一次调频性能在线监视与远程在线测试的要求。若机组不具备一次调频功能，该机组不允许并网运行。机组一次调频死区、限幅、转速不等率和动态性能等应满足国家标准《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T 40595-2021）和山西电网一次调频技术管理要求。

并网运行的机组必须投入一次调频功能，当电网频率波动或电力调度机构下发一次调频测试指令时应自动参与一次调频，并网发电厂不得擅自退出机组的一次调频功能，不得中断一次调频信号传输。

一次调频月投运率应达到 100%。一次调频月投运率=（一次调频月投运时间/机组月并网时间）×100%。

对并网发电机组一次调频的考核，分投入情况及性能两个方面，每月总考核电量不超过当月上网电量的 0.2%。考核方法如下：

#### （一）投入情况考核

1. 未经电力调度机构批准停用机组的一次调频功能，发电厂每天的考核电量为：

$$P_N \times 1 \text{（小时）} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $P_N$  为机组容量（MW）；

$\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数，数值为 3。

2. 一次调频月投运率每月考核电量为：

$$\left(100\% - \lambda\right) \times P_N \times 10 \text{（小时）} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $\lambda$ 为一次调频月投运率；

$P_N$ 为机组容量（MW）；

$\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为3。

## （二）性能考核

性能考核是指对电网实际频率、远程在线测试频率超过机组一次调频死区期间的一次调频性能进行考核，具体参数以电力调度机构一次调频主站计算结果为准。机组一次调频性能考核包括15秒出力响应指数考核、30秒出力响应指数考核以及电量贡献指数考核（机组一次调频性能考核具体指标及考核度量方法见附录1）。每项考核均包括小扰动考核和大扰动考核，其中电网最大频率偏差不超过0.06Hz为小扰动，电网实际频率或远程在线测试频率的最大频率偏差大于0.06Hz为大扰动。

为了验证机组在大扰动下的一次调频性能是否满足电网安全稳定运行的要求，电力调度机构定期、随机选择正常运行的并网机组进行一次调频远程测试，测试结果纳入考核，深调机组试验前提前告知试验时间和扰动幅度。并网机组按照电力调度机构要求参加一次调频远程测试，参加远程测试考核的机组在测试期间不参与电网实际一次调频考核。

### 1.15秒出力响应指数考核

对于煤电机组，15秒出力响应指数 $\Delta P_{15\%}$ （计算方法见附录1）小于75%为不合格；对于燃气机组和水电机组，15秒出力响应指数小于90%为不合格。

对 15 秒出力响应指数 $\Delta P_{15\%}$ 不合格的机组进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{15\text{一次调频}} = P_N \times (A \times M1 + B \times N1 + C \times L1) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时，C 为 0.2 小时； $P_N$  表示机组额定有功功率（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数，数值为 3；M1 为当月机组一次调频小扰动下，指标 $\Delta P_{15\%}$ 不合格次数；N1 为当月机组一次调频大扰动（电网实际频率）下，指标 $\Delta P_{15\%}$ 不合格次数；L1 为当月机组一次调频大扰动（远程在线测试频率）下，指标 $\Delta P_{15\%}$ 不合格次数。

### 2.30 秒出力响应指数考核

对于煤电机组，30 秒出力响应指数 $\Delta P_{30\%}$ （计算方法见附录 1）小于 90%为不合格；对于燃气机组和水电机组，30 秒出力响应指数 $\Delta P_{30\%}$ 小于 100%为不合格。

对 30 秒出力响应指数 $\Delta P_{30\%}$ 不合格的机组进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{30\text{一次调频}} = P_N \times (A \times M2 + B \times N2 + C \times L2) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时，C 为 0.2 小时； $P_N$  表示机组额定有功功率（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数，数值为 3；M2 为当月机组一次调频小扰动下，指标 $\Delta P_{30\%}$ 不合格次数；N2 为当月机组一次调频大扰动（电网实际频率）下，指标 $\Delta P_{30\%}$ 不合格次数。L2 为当月机组一次调频大扰动（远程在线测试频率）下，指标 $\Delta P_{30\%}$ 不合格次数。

### 3.电量贡献指数考核

对于所有煤电机组、燃气机组和水电机组，电量贡献指数 Q%（计算方法见附录 1）小于 75%为不合格。

对机组电量贡献指数 Q%不合格的机组进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{GX-一次调频} = P_N \times (A \times M3 + B \times N3 + C \times L3) \times \alpha_{一次调频}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时，C 为 0.2 小时； $P_N$  表示机组额定有功功率（MW）； $\alpha_{一次调频}$  为一次调频考核系数，数值为 3；M3 为当月机组一次调频小扰动下，指标 Q%不合格次数；N3 为当月机组一次调频大扰动（电网实际频率）下，指标 Q%不合格次数。L3 为当月机组一次调频大扰动（远程在线测试频率）下，指标 Q%不合格次数。

综上，机组每月一次调频性能考核总量  $Q_{总}$  为：

$$Q_{总} = Q_{15-一次调频} + Q_{30-一次调频} + Q_{GX-一次调频}$$

（三）当机组一次调频动作方向与 AGC 指令方向相反时，机组应设置一次调频优先。一次调频动作引起的机组出力调整量不计入机组 AGC 性能的考核和补偿计算结果中。

（四）燃气-蒸汽联合循环机组一次调频按照“机组群”（即单套联合循环机组）进行考核，将燃机和汽机作为整体纳入一次调频考核，燃气-蒸汽联合循环机组的调频负荷量由燃机和汽机共同承担，燃机可以分摊汽机的调频负荷量。

1.对于仅能一拖一方式运行的燃气-蒸汽联合循环机组，一次

调频的额定有功功率计算值 ( $P_N$ ) 按燃气和蒸汽机组额定有功功率之和计算。

2.对于既能二拖一又能一拖一运行的多轴燃气-蒸汽联合循环机组，一拖一运行时一次调频的额定有功功率计算值 ( $P_N$ ) 等于燃气机组（两台）和蒸汽机组额定有功功率之和的一半，二拖一运行时一次调频的额定有功功率计算值 ( $P_N$ ) 等于燃气机组（两台）和蒸汽机组额定有功功率之和。

#### （五）参与有偿一次调频服务厂站考核办法

对参与有偿一次调频服务的厂站的考核，分投入情况及性能两个方面，考核方法如下：

1.未经电力调度机构批准停用一次调频功能，厂站每天的考核电量为：

$$P_{\text{一次}} \times 1 \text{ (小时)} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $P_{\text{一次}}$ 为参与有偿一次调频容量 (MW)；

$\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 3。

2.一次调频月投运率每月考核电量为：

$$(100\% - \lambda_{\text{投运}}) \times P_{\text{一次}} \times 10 \text{ (小时)} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $\lambda_{\text{投运}}$ 为一次调频月投运率；

$P_{\text{一次}}$ 为参与有偿一次调频容量 (MW)；

$\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 3。

3.一次调频月动作合格率每月考核电量为：

$$(100\% - \lambda_{\text{动作}}) \times P_{\text{一次}} \times 10 \text{ (小时)} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $\lambda_{\text{动作}}$ 为一次调频月动作合格率；

$P_{\text{一次}}$ 为参与有偿一次调频容量（MW）；

$\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 3。

**第二十一条** 并网发电厂单机 200MW 及以上火电机组和全厂容量 100MW 及以上水电机组应具有 AGC 功能，应纳入本细则考核。加装 AGC 设备的并网发电厂应保证其正常运行，不得擅自退出并网机组的 AGC 功能。新建的、应具备 AGC 功能的机组，在投入商业运营前应与电力调度机构的 EMS 系统进行联调，满足电网对机组的调整要求。若 AGC 设备不能与机组同步投产，该机组不能并网运行。

考虑到燃气机组的特性、天然气按计划供应特点以及燃气压力调整特性等因素，山西省燃气机组暂退出 AGC 考核。如参与调频市场，只参加 AGC 性能考核。

对机组 AGC 运行情况采用如下方法进行考核：

#### （一）AGC 考核原则

对 AGC 机组的考核包括 AGC 可用率考核和 AGC 性能考核两部分，其中 AGC 性能考核仅在二次调频市场停市期间执行。

（二）AGC 考核指标包括可用率指标  $K_A$  和调节性能指标  $K_1$ （调节速率）， $K_2$ （调节精度）， $K_3$ （响应时间）。指标含义及计算方法参见附录 2。

（三）实测机组月度可用率  $K_A < K_A^*$ ，则该机组 AGC 可用率指标不满足要求，按 AGC 可用率考核。其中  $K_A^*$  为可用率指标要求，



为 98%。

AGC 可用率考核采用定额考核方式，被考核机组的 AGC 可用率考核电量为： $(K_A^* - K_A) \times P_N \times 1$ （小时） $\times \alpha_{AGC,A}$ 。

式中， $\alpha_{AGC,A}$  为 AGC 可用率考核系数，其数值为 1， $P_N$  为该机组容量（MW）。

（四）细化调节速率  $K_1$ 、调节精度  $K_2$ 、响应时间  $K_3$  的考核电量计算方式，首先对每日各次调节指令中  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  进行等值处理，若  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  大于 1 记为 1，小于 1 取实际值，然后再计算  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  的日平均值，并对平均值分三类情况实施考核。

第一类情况，计算得出  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  的平均值在 0.1-0.5，按照下述公式算法，对该机组的  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  指标按三倍计算考核电量。

第二类情况，计算得出  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  的平均值在 0.5-0.9，按照下述公式算法，对该机组的  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  指标按两倍计算考核电量。

第三类情况，计算得出  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  的平均值在 0.9-1，按照下述公式算法，对该机组的  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  指标按单倍计算考核电量。

具体计算公式如下：

#### 1. 日调节速率考核

对  $K_1$  进行等值处理：

若  $K_1^{i,j} \geq 1$ ，则  $K_{1T}^{i,j} = 1$ ；若  $K_1^{i,j} < 1$ ，则  $K_{1T}^{i,j} = K_1^{i,j}$ 。

$$\text{机组 } i \text{ 等值出力后 } K_1 \text{ 日均值 } K_{1\text{日均}} = \sum_{j=1}^{n_1} K_{1T}^{i,j} / n_1。$$

日调节速率考核电量

$$= \begin{cases} 3 \times (1 - K_{1\text{日均}}) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K_1} \div \text{月历天数}, & 0.1 \leq K_{1\text{日均}} \leq 0.5 \\ 2 \times (1 - K_{1\text{日均}}) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K_1} \div \text{月历天数}, & 0.5 < K_{1\text{日均}} \leq 0.9 \\ (1 - K_{1\text{日均}}) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K_1} \div \text{月历天数}, & 0.9 \leq K_{1\text{日均}} \leq 1 \end{cases}$$

式中,  $K_1^{i,j}$  为机组  $i$  第  $j$  次调节的  $K_1$  值,  $n_1$  为每日  $K_1$  值的个数,  $K_{1T}^{i,j}$  为机组  $i$  第  $j$  次调节  $K_1$  值的预处理结果,  $\alpha_{K_1}$  为 AGC 调节速率系数, 其数值为 2,  $P_N$  为机组容量 (MW)。

## 2. 日调节精度考核

对  $K_2$  进行等值处理:

若  $K_2^{i,j} \geq 1$ , 则  $K_{2T}^{i,j} = 1$ ; 若  $K_2^{i,j} < 1$ , 则  $K_{2T}^{i,j} = K_2^{i,j}$ 。

$$\text{机组 } i \text{ 等值出力后 } K_2 \text{ 日均值 } K_{2\text{日均}} = \sum_{j=1}^{n_2} K_{2T}^{i,j} / n_2。$$

日调节精度考核电量

$$= \begin{cases} 3 \times (1 - K_{2\text{日均}}) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K_2} \div \text{月历天数}, & 0.1 \leq K_{2\text{日均}} \leq 0.5 \\ 2 \times (1 - K_{2\text{日均}}) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K_2} \div \text{月历天数}, & 0.5 < K_{2\text{日均}} \leq 0.9 \\ (1 - K_{2\text{日均}}) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K_2} \div \text{月历天数}, & 0.9 \leq K_{2\text{日均}} \leq 1 \end{cases}$$

式中,  $K_2^{i,j}$  为机组  $i$  第  $j$  次调节的  $K_2$  值,  $n_2$  为每日  $K_2$  值的个数,  $K_{2T}^{i,j}$  为机组  $i$  第  $j$  次调节  $K_2$  值的预处理结果,  $\alpha_{K_2}$  为 AGC 调节精度系数, 其数值为 2,  $P_N$  为机组容量 (MW)。

## 3. 日响应时间考核

对  $K_3$  进行等值处理:

若  $K_3^{i,j} \geq 1$ , 则  $K_{3T}^{i,j} = 1$ ; 若  $K_3^{i,j} < 1$ , 则  $K_{3T}^{i,j} = K_3^{i,j}$ 。

$$\text{机组 } i \text{ 等值处理后 } K_3 \text{ 日均值 } K_{3\text{日均}} = \sum_{j=1}^{n_3} K_{3T}^{i,j} / n_3。$$

日响应时间考核电量

$$= \begin{cases} 3 \times (1 - K_{3\text{日均}}) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K_3} \div \text{月历天数}, & 0.1 \leq K_{3\text{日均}} \leq 0.5 \\ 2 \times (1 - K_{3\text{日均}}) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K_3} \div \text{月历天数}, & 0.5 < K_{3\text{日均}} \leq 0.9 \\ (1 - K_{3\text{日均}}) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K_3} \div \text{月历天数}, & 0.9 \leq K_{3\text{日均}} \leq 1 \end{cases}$$

式中， $K_3^{i,j}$  为机组  $i$  第  $j$  次调节的  $K_3$  值， $n_3$  为每日  $K_3$  值的个数， $K_{3T}^{i,j}$  为机组  $i$  第  $j$  次调节  $K_3$  值的预处理结果， $\alpha_{K_3}$  为 AGC 响应时间考核系数，其数值为 2， $P_N$  为机组容量 (MW)。

AGC 性能日考核电量 = 日调节速率考核电量 + 日调节精度考核电量 + 日响应时间考核电量。

月度考核电量为每日考核电量之和。

**第二十二条** 并网发电厂应按电力调度的指令，在发电机组性能允许的范围内，通过无功调节，保证母线电压合格。发电机组的进相运行深度应满足所在电网安全运行的需要。并网发电厂采用有偿无功控制时需征得电力调度机构同意。

无功辅助服务按如下方式进行考核：

(一) 电力调度机构按季向直调电厂下发母线电压曲线，并作为无功辅助服务考核的依据。并网发电厂按照电力调度机构下达的电压曲线进行无功控制。

电力调度机构统计计算各并网发电厂母线电压月合格率，月合格率低于 100% 的电厂将受到考核，考核电量按如下公式计算，考核电量的最大值不超过接于该母线所有机组当月总上网电量

的 0.2%。

$$\frac{(100\% - \lambda_u)}{100} \times W \times 2$$

式中， $\lambda_u$  为母线电压月合格率；

W 为接于该母线所有机组当月总上网电量。

(二) 若并网发电厂已经按照机组最大无功调节能力提供无偿或有偿无功服务，但母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

(三) 因电网系统电压频繁波动，非并网发电厂自身设备原因造成母线电压不合格的时段，免于考核。

(四) 以国家标准、行业标准规定的机组最大进相能力为标准，当机组发出减磁闭锁时，机组感性无功出力绝对值大于机组最大进相能力的 90% 为合格，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分比计），考核机组当月上网电量的 0.1%，考核电量最大不超过机组当月上网电量的 0.5%。

**第二十三条** 并网发电厂应按照调度运行要求装设自动电压控制（AVC）装置，加强机组 AVC 装置的维护，使 AVC 装置各项性能满足电网运行的需要。

电力调度机构对已安装 AVC 装置的并网发电厂的机组 AVC 投运率和调节合格率进行考核。

#### （一）机组 AVC 投运率考核

在并网发电厂机组 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC 闭环运行时，电力调度机构按月统计每台机组 AVC 投运率。AVC 投运率计算公式如下：

AVC 投运率 = AVC 投运时间 / 机组运行时间 × 100%

在计算 AVC 投运率时，扣除因电网原因造成的 AVC 装置退出时间。

AVC 投运率以 98% 为合格标准，全月 AVC 投运率低于 98% 的机组考核电量按如下公式计算：

$$(98\% - \lambda_{\text{投运}}) / 50 \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$  为机组 AVC 投运率；

$W_a$  为该机组当月上网电量。

## （二）机组 AVC 调节合格率考核

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核机组 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压或无功指令下达后，机组 AVC 装置在 2 分钟内调整到位为合格。机组 AVC 调节合格率计算公式为：

AVC 调节合格率 = 执行合格点数 / 电力调度机构发令次数 × 100%

AVC 调节合格率以 96% 为合格标准，全月 AVC 调节合格率低于 96% 的机组考核电量按如下公式计算：

$$(96\% - \lambda_{\text{调节}}) / 50 \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$  为机组 AVC 调节合格率；

$W_a$  为该机组当月上网电量。

（三）因电网系统电压频繁波动，非并网发电厂自身设备原因造成 AVC 调节合格率考核的时段，免于考核。

**第二十四条** 并网发电厂发电机组的自动励磁调节装置的低励限制、强励功能应正常投运。并网发电厂不得擅自退出发电机组的自动励磁调节装置或低励限制、强励功能。

并网发电厂发电机组高电压与低电压穿越能力应满足《发电厂及变电站辅机变频器高低电压穿越技术规范》(DL/T1648-2016)要求。发电机组辅机变频器在投运、改造时应提供满足相关技术规范或规定的高、低电压穿越能力测试报告,未按规定提交报告,每项按全厂当月上网电量的0.05%考核。

对于存在次/超同步振荡风险的发电机组,应在电厂侧采取有效抑制措施降低次/超同步振荡风险。有关机组应采取有效抑制措施并提供相关报告,未按规定提交报告,每项按全厂当月上网电量的0.05%考核。

对于存在宽频振荡风险的发电机组,应开展次/超同步振荡分析及评估,根据评估结果采取抑制措施,装设保护和监测装置。并网发电厂应在机组首次并网前3个月向电力调度机构提供相关抑制措施报告。运行中如涉网特性、装机规模或近区网架发生变化,须重新开展宽频振荡风险和抑制措施适应性评估。未按要求完成评估工作,按全厂当月上网电量的0.05%考核。

并网发电厂应加强发电机组试验管理、参数管理及运行管理,防止同步电机(含抽水工况)功率振荡。同步电机功率振荡按以下条款考核:

1.发电机组有功功率振荡频率范围在0.05-2.5Hz,且连续10

个振荡周期内平均峰谷差超过 20MW。若发生上述功率振荡事件，每次按全厂当月上网电量的 0.1% 考核（1 小时内出现的振荡按一次计算），每月累计考核电量不超过全厂当月上网电量的 0.5%。

2. 非并网发电厂自身原因造成的机组功率振荡可免考。

**第二十五条** 电力调度机构对并网发电厂非计划停运情况进行统计和考核。

电力调度机构按其调度管辖范围可以批准并网发电厂机组利用负荷低谷及节假日进行消缺，该机组停运不计作非计划停运考核。

低谷消缺指提前 6 小时以上申请，经电力调度机构批准，利用夜间负荷低谷时段停机且次日 09:00 前并网的停机消缺，该机组停运不计作非计划停运考核。若因电网原因 9:00 前未能并网的机组，应按照调度要求的时间并网，不计作非计划停运考核。若不能按时或按照调度要求并网，按照非计划停运考核。

节假日消缺指提前 6 小时以上申请，经电力调度机构批准，利用节假日负荷较低时停机消缺。在节假日结束前或节假日后第一个工作日，按照调度要求的时间并网，不计作非计划停运考核。若不能按时或按照调度要求并网，按照非计划停运考核。

迎峰度冬（1 月、11 月、12 月）、迎峰度夏（7 月、8 月），火电机组非计划停运考核按考核基数的 2 倍执行。

凡并网发电厂因自身原因，发生下列情况之一者，纳入机组非计划停运考核范围：

1.正常运行的机组发生突然跳闸和被迫停运；

2.向电力调度机构申报后，并网运行的发电机组因电厂自身原因被迫停机，包括提前不足6小时申请停机及提前6小时申请停机但未得到电力调度机构批准等情况；

3.备用机组不能按调度指令并网发电。

具体考核办法如下：

（一）正常运行的发电机组突然跳闸，每次考核电量为：

$$P_N \times \hat{i} \times 0.5 \times \alpha_{\text{非停}}$$

式中， $P_N$ 为机组容量（MW）；

$\hat{i}$ 为发电机组停运小时数（小时），计入机组跳闸考核的停运时间不超过72小时，超过72小时后按照机组临修进行考核。

$\alpha_{\text{非停}}$ 为非计停考核系数，其数值为0.2。

（二）向电力调度机构申报后，并网运行的发电机组因电厂自身原因被迫停机，每次考核电量为：

$$P_N \times \hat{i} \times 0.25 \times \alpha_{\text{非停}}$$

公式中各变量含义与数值与（一）中定义相同。

（三）正常备用的发电机组不能按电力调度指令并网发电，每次考核电量为：

$$P_N \times \hat{i}' \times 0.1 \times \alpha_{\text{非停}}$$

式中 $\hat{i}'$ 为视同发电机组非计划停运时间， $\hat{i}' = \text{机组实际并网时间或具备并网条件时间} - \text{电力调度机构指定并网时间} - 1$ 。计入不能按电力调度指令并网发电考核的停运时间不超过72小时，超过72



小时后按照机组临修进行考核。其余各变量含义与数值与（一）中定义相同。

（四）发电机组非计划停运后超过 72 小时不具备并网条件转为检修，每次考核电量为：

$$P_N \times \hat{t}_1 \times 0.1 \times \alpha_{\text{临修}}$$

式中， $\hat{t}$  为视同发电机组非计划停运时间， $\hat{t} = \text{机组实际并网时间或具备并网条件时间} - \text{机组发生非停时间} - 72$ 。计入考核的停运时间不超过 72 小时。

$\alpha_{\text{临修}}$  为临修考核系数，其数值为 0.1。

（五）机组解（并）列时间下达后，电厂应在规定时间完成机组解（并列）操作，允许偏差时间为  $\pm 1$  小时。如解（并）列时间超出允许偏差时间，每次考核电量为：

$$P_N \times \hat{t}_1 \times 0.1 \times \alpha_{\text{非停}}$$

式中： $\hat{t}_1$  为超出允许偏差时间（小时）；

其他变量含义与数值与（一）中定义相同。

（六）机组在检修工期内并网试运期间发生非停，不予考核。

（七）燃气火电机组非计划停运台次、考核容量按照以下方法进行统计：

1. 非计划停运台次按照燃气火电机组群进行统计。

（1）燃气火电机组群“一拖一”运行方式下：

a) 燃机跳闸或紧急停运，汽机随停，统计燃气火电机组群一次非计划停运；

b)汽机跳闸或紧急停运，燃机随停，统计燃气火电机组群一次非计划停运；

c)汽机跳闸或紧急停运，燃机减负荷运行或根据现场实际情况申请停运，统计燃气火电机组群一次非计划停运。

(2) 燃气火电机组群“二拖一”运行方式下：

a)一台燃机跳闸或紧急停运，另一台燃机和汽机维持运行，统计燃气火电机组群一次非计划停运；

b)一台燃机跳闸或紧急停运，由于并联系统影响导致汽机跳闸或紧急停运，另一台燃机随停，统计燃气火电机组群一次非计划停运；

c)一台燃机跳闸或紧急停运，由于并联系统影响导致汽机跳闸或紧急停运，另一台燃机减负荷运行或根据现场实际情况申请停运，统计燃气火电机组群一次非计划停运；

d)汽机跳闸或紧急停运，两台燃机随停，统计燃气火电机组群一次非计划停运；

e)汽机跳闸或紧急停运，两台燃机减负荷运行或根据现场实际情况申请停运，统计燃气火电机组群一次非计划停运。

(3) 自发电厂值长接到调度值班员下达的燃气火电机组群“一拖一”或“二拖一”方式启动的通知开始，至最后一台燃气轮机负荷带至50%额定负荷为止，统计为一次启动过程，在此过程中发生的燃气火电机组群延迟并网、燃机及汽机未达50%额定负荷时跳闸等情况，整体统计燃气火电机组群启动失败一次，考核费

用等效为一次非计划停运。

2.考核电量计算公式中  $P_N$  按以下方法进行统计：

对于仅能一拖一方式运行的燃气-蒸汽联合循环机组，考核电量计算值 ( $P_N$ ) 按燃气和蒸汽机组额定有功功率之和计算。

对于既能二拖一又能一拖一运行的多轴燃气-蒸汽联合循环机组，一拖一运行时考核电量计算值 ( $P_N$ ) 等于燃气机组（两台）和蒸汽机组额定有功功率之和的一半，二拖一运行时考核电量计算值 ( $P_N$ ) 等于燃气机组（两台）和蒸汽机组额定有功功率之和。

（八）非负荷高峰时段持续时间在 2 个小时内的短时灭火停机，不予考核。

（九）所有火电机组允许每年非计划停运 1 次，临修 240 小时。对于循环流化床锅炉机组，允许每年非计划停运 2 次，临修 480 小时，在此时段内免于考核，但在每年迎峰度冬（1 月、11 月、12 月）、迎峰度夏（7 月、8 月）暂不执行。允许非计划停运次数和临修时间的执行期限为每年 7 月 1 日至次年 6 月 30 日。

（十）因参与低谷调峰而将出力降至机组容量的 50%（改供热机组按原容量计算）以下的机组，低谷时段若出现灭火、非停掉闸情况，若在调度批准的时间内并网，不计入非停考核。

（十一）非电厂自身原因造成的非正常工况下发生的非停，不予考核。

煤电机组因非计划停运同时造成容量电费考核和上述相关非停考核时，机组当月非计划停运考核费用按以下方式结算（机

组当月非计划停运导致容量电费扣减费用为负时，机组当月非停考核费用置 0)：

$$C_{\text{当月非停考核费用}} = C_{\text{当月非停考核总费用}} - C_{\text{当月非停导致容量电费扣减费用}}$$

$$C_{\text{当月非停导致容量电费扣减费用}} = \frac{n_1}{n_2} \times C_{\text{当月容量电费扣减总费用}}$$

式中， $C_{\text{当月非停考核总费用}}$  为机组当月非停免考后实际考核费用；

$n_1$  为机组当月非计划停运导致的最大出力不合格次数；

$n_2$  为机组当月最大出力不合格次数。

**第二十六条** 根据山西电网的黑启动预案确定黑启动电源点，作为黑启动电源的发电厂，应做好各项黑启动安全管理措施。

对承担黑启动任务的发电厂，采用如下考核方式：

(一) 因电厂自身原因不能提供黑启动时，电厂应及时汇报所属电力调度机构，无法提供黑启动服务期间，按每天 1.2 万元收取考核费用。

(二) 电力调度机构检查发现电厂不具备黑启动能力，而电厂没有汇报电力调度机构的，每次收取考核费用 120 万元。

(三) 电厂须严格按照安全管理规定执行各项黑启动安全管理措施。

1. 每年未对黑启动直接相关设备进行维护，每次收取考核费用 32 万元；

2. 未制定完善的黑启动事故处理预案或未及时修订黑启动事故预案报调度备案，每次收取考核费用 32 万元；

3. 未按电力调度机构要求进行黑启动演习或黑启动演习失

败，收取考核费用 300 万元；

4.每年未进行黑启动培训或进行培训无培训记录、人员培训率未达到 100%，每次收取考核费用 32 万元。

（四）在电网需要黑启动机组提供服务时，黑启动机组必须及时可靠地执行黑启动预案，帮助系统恢复正常运行。若由于电厂自身原因黑启动机组未能完成黑启动任务，每次收取考核费用 1800 万元。

## 第四章 检修管理

**第二十七条** 并网发电厂应按《发电企业设备检修导则》（DL/T838-2017）及所属电力调度机构的调度规程的规定，向所属电力调度机构提出年度、月度及日常检修申请，并按照所属电力调度机构下达的年度、月度、日常检修计划严格执行。并网发电厂不按时上报年度、月度、周、日前检修计划的工作，按当月上网电量的 0.05%考核。

**第二十八条** 并网发电厂外送输变电设备与发电机组检修应尽可能同时进行。

**第二十九条** 并网发电厂涉网的继电保护及安全自动装置、自动化及通信等二次设备的检修管理应按照所属电力调度机构的调度规程和规定执行。电力调度机构管辖范围内的二次设备检修应尽可能与并网发电厂一次设备的检修相配合，原则上不应影响一次设备的正常运行。

**第三十条** 并网发电厂提出临时检修计划或必须变更检修

计划，包括无法按时开工、延长检修工期、增加检修工作项目等，应按照所属电力调度机构的调度规程和规定执行。电力调度机构视电网运行情况和其他并网发电厂的检修计划统筹安排，无法安排临时检修或变更检修计划，应及时通知并网发电厂，并说明原因。

临时检修指未列入年度、月度检修计划，提前6小时以上申请经电力调度机构批准的停机检修。临时检修按照相应条款进行考核。

**第三十一条** 电力调度机构根据电网运行情况需变更并网发电厂检修计划，应将调整情况及时通知并网发电厂。

**第三十二条** 并网发电厂应按照“应修必修，修必修好”的原则，合理安排厂内设备检修计划，按照所属电力调度机构批准的检修工期按时保质地完成检修任务，保证设备的正常可靠运行。

#### （一）检修工作的考核。

出现以下情况之一者，每次考核电量为该厂当月上网电量的0.02%，每月累计考核电量不超过当月上网电量的0.1%。

1.计划检修工作不能按期完工时，未在规定的时间内办理延期手续。

2.设备检修期间，办理延期申请超过一次。

3.设备检修期间现场未及时与电力调度机构沟通，改变工作内容，造成设备恢复送电的复杂性增加。

4.因电厂自身原因，使电力调度机构批准的计划检修工作临时取消。

## （二）重复性检修的考核。

由于电厂原因造成电厂输变电设备（出线、开关、联变、母差保护等）重复性检修停电，按以下标准考核：

并网发电厂原因造成电厂升压站同一出线、开关、联变及母差保护年度停电次数 2 次以上（含 2 次），每次考核电量为该厂当月上网电量的 0.02%，每月考核电量累计不超过当月上网电量的 0.1%。

## （三）并网发电厂机组检修超期的考核。

并网发电厂机组检修超期，按以下标准考核：

1. 机组计划检修超期。超期时间在 5 天及以下者，按如下公式计算考核电量：

$$P_N \times 24(\text{小时}) \times \tilde{t} \times 0.1 \times \alpha_{\text{检修超期}}$$

式中， $P_N$  为机组容量（MW）；

$\tilde{t}$  为检修超期天数；

$\alpha_{\text{检修超期}}$  为检修超期考核系数，其数值为 0.1。

超期时间多于 5 天时，按如下公式计算考核电量：

$$P_N \times 24(\text{小时}) \times [5 \times 0.1 + (\tilde{t} - 5) \times 0.05] \times \alpha_{\text{检修超期}}$$

式中， $P_N$  为机组容量（MW）；

$\tilde{t}$  为检修超期天数；

$\alpha_{\text{检修超期}}$  为检修超期考核系数，其数值为 0.1。

## （四）并网发电厂机组临时检修的考核。

机组临修按如下公式计算考核电量：

$$P_N \times \tilde{t}_1 \times 0.1 \times \alpha_{\text{临修}}$$

式中， $\tilde{t}_1$  为临修时间（小时）；

$P_N$  为机组容量（MW）；

$\alpha_{\text{临修}}$  为临修考核系数，其数值为 0.1。

## 第五章 技术指导和管理

**第三十三条** 电力调度机构按照山西能源监管办的要求和规定，对并网发电厂开展技术指导和管理工作。

**第三十四条** 并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度自动化、电力通信、励磁系统及电力系统稳定器装置（PSS）、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备等应纳入山西电力系统统一规划、设计、建设和运行管理，其技术性能和参数应达到国家及行业规定和安全性评价要求，其技术规范应满足接入电网的要求。

**第三十五条** 并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度自动化、电力通信、励磁系统及电力系统稳定器装置（PSS）、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备以及涉及机网协调的相关设备和参数的管理应按所属电力调度机构的规定执行，其选择、配置和定值等应满足山西电网安全稳定运行的要求，并经所属电力调度机构审核批准。

**第三十六条** 电力调度机构对并网发电厂继电保护专业管



理、运行指标、安全运行水平进行考核时，设置考核的下限为 10 万元。

**第三十七条** 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂继电保护和安全自动装置，包括发电机组涉及机网协调的保护开展技术指导和管理工作。对以下管理要求未能达标者，每项考核电量为电厂当月上网电量的 0.2%。

（一）并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置，包括发电机组涉及机网协调的保护的设计选型应符合国家、行业的标准和规程、规定，并报所属电力调度机构备案。

（二）并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置，包括发电机组涉及机网协调的保护的运行管理、定值管理、检验管理、装置管理应按照所属电力调度机构的调度规程执行。机组的高频保护、低频保护、失磁及失步保护、快关保护、主要辅机设备低电压保护等整定应满足所属电力调度机构的要求，且定值整定完毕报电力调度机构审核批准后执行。

（三）并网发电厂应严格执行国家及有关部门颁布的继电保护及安全自动装置反事故措施。

（四）对因并网发电厂继电保护和安全自动装置原因造成电网事故及电网稳定性和可靠性降低等情况，电力调度机构应按调度管辖范围组织有关单位进行调查分析，制定反事故措施，并监督实施。

（五）为提高电力系统的安全稳定水平，并网发电厂应配合

电网公司及时改造到更换年限的继电保护及安全自动装置，严格执行国家、网省继电保护及安全自动装置技术规程和规定。设备更新改造应相互配合,确保双方设备协调一致。

（六）并网发电厂应完成电力系统故障信息管理系统（含机组及系统故障录波）建设，满足山西电网的接口规约和数据传输模式，按照山西电力调度机构的规定、标准要求配置，并应通过通信网络无障碍地接入电力调度机构的故障信息系统。

（七）并网发电厂继电保护定值和软件版本应设专人进行管理。及时更新调度管理系统的运行定值单和软件版本信息，每年应根据电力调度机构下发的综合电抗对所管辖的保护定值进行校核计算，并将核算结果和运行定值单上传调度管理系统备案；调度下发的定值通知单在执行后1周内完成回执。

（八）并网发电厂应按国家、地方、行业标准和规定开展继电保护专业技术监督工作。建立、健全技术监督体系，实行有效的技术监督管理，并应设置专人负责继电保护技术监督工作。对技术监督中发现的重大问题及时上报山西电力调度机构并进行整改。

（九）并网发电厂在工程的初设审查、设备选型、设计、安装、调试、运行维护阶段，均必须实施继电保护技术监督。

（十）并网发电厂应按继电保护技术监督规定定期向山西电力调度机构报告本单位继电保护技术监督总结的情况，并按评价规程定期向山西电力调度机构报告继电保护动作报表的情况。

**第三十八条** 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂继电保护专业的管理工作进行考核。对以下管理要求未能达标者，每项考核电量为电厂当月上网电量的 0.2%：

（一）并网发电厂所属继电保护及安全自动装置应具备作业指导书、运行规程、巡视卡等技术资料，按规程、规定进行调试并定期进行校验、维护，使其满足原定的装置技术要求，符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。

（二）并网发电厂与电网运行有关的继电保护及安全自动装置必须与电网继电保护及安全自动装置相配合，与系统有关的继电保护装置及安全自动装置的配置、选型须征得电力调度机构同意。

（三）并网发电厂内的继电保护和安全自动装置，必须与系统保护配合。在系统状态改变时，应按电力调度机构的要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。

（四）并网发电厂应按照继电保护管理要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作。

1.并网发电厂涉网继电保护及安全自动装置动作后，须立即按规程进行分析和处理，在 1 个工作日内将故障数据、继电保护动作分析报告报送电力调度机构；稳控系统装置动作后，在 1 个工作日内将本电厂稳控装置动作报告报送电力调度机构。与电网有关的，应与其配合进行事故分析和处理。

2.并网发电厂继电保护和安全自动装置发生的缺陷及异常，应在处理完毕后 3 个工作日内填报缺陷及异常处理情况。

3.并网发电厂新投继电保护和安全自动装置，应在投运后5个工作日内完成设备台账填报工作。继电保护设备数据信息变化后，应在5个工作日内更新数据库。

4.并网发电厂应于每月5日前完成上月电厂继电保护及安全自动装置的运行分析报告（动作统计报告、缺陷及异常处理报告和继电保护校验月报、专项报告），并上报山西电力调度机构；应按照继电保护管理要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作。

（五）并网发电厂应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施。当系统继电保护及安全自动装置不满足运行要求时，并网发电厂应积极配合电网进行更新改造。

（六）并网发电厂继电保护故障信息系统子站配置不满足要求或运行情况不良，主站原因不考核。

1.故障录波器时钟不准确、装置及接入量命名不规范、故障录波器与电力调度机构主站数据连通中断、不能被主站远程调阅录波文件、不能提供完整的故障录波数据（包括故障录波器录波数据、继电保护和安全自动装置动作报告）。

2.继电保护和安全自动装置时钟不准确、继电保护和安全自动装置与继电保护故障信息系统子站数据连通中断或装置命名不规范、故障信息子站与电力调度机构主站数据联通中断、不能被主站远程调阅保护动作文件、不能提供完整的继电保护和安全自动装置动作情况，影响电网故障分析。

(七) 并网发电厂应按要求完成继电保护技术监督和专业管理中提出的问题整改。

(八) 并网发电厂应于每年年底前对本厂继电保护专业人员开展专业培训,每名继电保护专业人员每年的专业培训时间不少于 10 天, 培训应留有培训记录, 继电保护人员培训率应达到 100%。

(九) 并网发电厂应加强稳控装置管理。及时更新调度管理系统的设备信息; 按规程、规定对稳控装置进行调试、巡视、定期检验和维护, 使其满足装置原定的技术要求, 装置策略定值符合整定要求, 保存完整的调试报告、记录; 落实稳控装置的反措要求; 按规定完善稳控装置的运行管理规定、图纸等相关技术资料。

**第三十九条** 电力调度机构对并网发电厂涉网的继电保护及安全自动装置运行指标进行考核。以下要求未能达标者, 每项考核电量为电厂当月上网电量的 0.2%:

(一) 继电保护主保护月投运率 $\geq 99.5\%$ 。

继电保护主保护月投运率计算公式为:

$$RMD=(TMD/SMD)\times 100\%$$

式中: RMD 为主保护月投运率;

TMD 为主保护装置该月处于运行状态的时间;

SMD 为主保护装置该月应运行时间。

(二) 安全自动装置月投运率 $\geq 99\%$ 。

安全自动装置月投运率计算公式为:

$$RSS=(TSS/SSS)\times 100\%$$

式中：RSS 为安全自动装置月投运率；

TSS 为安全自动装置该月处于运行状态时间；

SSS 为安全自动装置该月应运行时间。

（三）故障录波器与主站月联通率 $\geq 99\%$ 。

故障录波器与主站月联通率计算公式为：

$$RSR=(NSR/NRE)\times 100\%$$

式中：RSR 为故障录波器与主站月联通率；

NSR 为故障录波器该月与调度主站联通时间；

NRE 为故障录波器该月应与调度主站联通时间。

（四）故障信息子站与主站月联通率 $\geq 99\%$ 。

故障信息子站与主站月联通率计算公式为：

$$RIR=(TIR/SIR)\times 100\%$$

式中：RIR 为故障信息子站与主站月联通率；

TIR 为该月故障信息子站与调度主站联通时间；

SIR 为该月故障信息子站应于调度主站联通时间。

**第四十条** 电力调度机构对并网发电厂内继电保护专业的安全运行水平进行考核：

（一）并网发电厂受到继电保护技术监督一级告警，每次考核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.2%，若未按期整改，每次考核电量加扣当月上网电量的 0.1%。

（二）并网发电厂受到继电保护技术监督二级告警，每次考

核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.1%，若未按期整改，每次考核电量加扣当月上网电量的 0.05%。

（三）对于并网发电厂的继电保护、安全自动装置不正确动作，每次考核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.2%，该项总考核费用不足 30 万元按 30 万元考核。并网发电厂不能在 2 小时内提供完整的故障录波数据和继电保护、安全自动装置动作报告、不正确动作原因分析不明、整改措施未落实，每次按照 2 倍应考核费用考核。

（四）由于并网发电厂继电保护、安全自动装置异常，造成一次设备被迫停运，每次考核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.2%。

（五）并网发电厂继电保护和安全自动装置及其二次回路存在可能导致装置误动、拒动的缺陷，未按要求进行整改，考核并网发电厂当月上网电量的 0.1%。

（六）并网发电厂主系统一套保护或一套系统安全自动装置非计划停运时间连续超过 24 小时、处理继电保护和安全自动装置危急缺陷超过 24 小时，每 24 小时考核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.1%。

（七）并网发电厂继电保护和安全自动装置未投运，导致电网事故扩大或造成电网继电保护和安全自动装置越级动作，每次考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.5%。

（八）在事故发生后 1 小时之内，因电厂原因，故障录波主站无法调取电厂故障录波器录波文件。每发生一次，考核电量为

并网发电厂当月上网电量的 0.1%。

(九) 在事故发生后 2 小时之内，因电厂原因，没有及时上传完整的继电保护装置动作报告。每发生一次，考核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.2%。

(十) 并网发电厂继电保护及安全自动装置改造、更新时，应将改造方案、技术资料报电力调度机构审核后方可进行。并网发电厂应配合电网公司的技术改造计划，按要求进行继电保护和安全自动装置的改造。并网发电厂涉网（含发变组及升压站）继电保护、安全自动装置运行年限超 15 年应改造，未列入生产技术改造期间或改造初设审查、设备选型、设计安装、调试验收各阶段不符合规程要求，每月考核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.2%。

(十一) 并网发电厂未按要求开展继电保护隐患排查与缺陷治理，每次考核并网发电厂当月上网电量的 0.05%。

**第四十一条** 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂通信设备开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网发电厂通信设备的配置及运行应满足所属电力调度机构的规程和规定。

(二) 并网发电厂至所属各级电力调度机构应设立两个及以上独立的通信传输通道。设在并网发电厂的通信设备应配置独立的通信专用电源系统，当交流电源中断时，为保证通信设备可靠供电，通信专用蓄电池组的供电能力应不少于 8 小时。并网发电



厂的通信设备（含通信电源系统）应具备完善的通信监测系统和必需的声响告警装置，监测信号应接入电厂综合监控系统或送到有人值班室进行统一的监视与管理。并网发电厂通信系统应纳入电网通信运行考核。

（三）并网发电厂应按期完成调度管辖范围内通信设备的缺陷处理及重大问题整改。

（四）因并网发电厂原因造成通信事故时，应按所属电力调度机构的通信设备事故处理预案进行处理和抢修。事故处理完成后，并网发电厂应及时提交事故处理报告。

（五）因并网发电厂通信责任造成电网继电保护、安全自动装置、自动化通道和调度电话中断时，电力调度机构应按通信设备事故处理预案进行处理，并网发电厂应按本单位事故处理预案在电力调度机构指挥下尽快恢复。

（六）因并网发电厂通信设备异常造成电网安全性和可靠性降低时，并网发电厂应在电力调度机构的指挥下尽快恢复通信设备正常。

（七）并网发电厂应配合电网公司的相关技术改造计划，严格执行国家、网省技术规程和规定，按要求进行通信设备的改造。

**第四十二条** 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂通信专业的工作进行如下考核：

（一）并网发电厂通信设备、设施的配置和选型应符合国家、行业的标准和规程、规定，不符合的发电厂应限期整改（最迟不超

过 12 个月),逾期未完成整改,每次考核该厂当月上网电量的 0.25%。

(二) 并网发电厂接到电力调度机构通知需要新增、变更通信运行方式时,应在电力调度机构指定的时间内完成工作并于 5 个工作日内反馈执行情况,如未按期完成或未按时反馈执行情况,每次考核该厂当月上网电量的 0.01%。

(三) 并网发电厂对接入电网通信系统的通信设施进行重要操作,必须按通信系统检修规定提前向电网通信调度机构申报,并得到许可。未经许可擅自操作的,每次考核该厂当月上网电量的 0.02%。

(四) 因并网发电厂原因造成通信出现下列情形的,分别进行考核,若有重复,按考核电量或考核费用最大的一款执行。

1. 发电厂继电保护、稳控、调度数据网、调度电话等任一业务中断的,每次考核该厂当月上网电量的 0.05%;

2. 发电厂继电保护、稳控、调度数据网、调度电话等任一业务中断时间超过 48 小时未恢复的,按每天 2 万元考核;

3. 发电厂调度电话录音设备失灵,影响电网事故分析的,每次考核该厂当月上网电量的 0.01%。

**第四十三条** 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂自动化设备(包括 RTU 或远动工作站、调度数据网络设备、相量测量装置、电力监控系统安全防护设备、电量采集装置和其他应用工作站等)开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网发电厂自动化设备的设计、选型应符合所属电力

调度机构规程规定，采用成熟可靠的产品，并报所属电力调度机构备案。并网发电厂自动化设备必须选用经国家技术鉴定部门鉴定的、准入的设备，否则电网公司有权不予并网。自动化系统更新、改造关系到电网安全稳定运行，应将改造方案报电力调度机构审核后方可进行，并按设备停役管理制度履行申请手续。未遵循以上要求的，每次考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的0.05%。并网发电厂应配置机房视频监控系统、电子门禁系统，未配置上述系统的，按每类系统考核电厂当月上网电量的0.05%。

（二）并网发电厂应确保电力监控系统安全防护设备可靠运行。横向隔离装置故障造成横向业务失去防护，生产控制大区与管理信息大区或外部网络直接连接，每次考核电厂当月上网电量的0.05%。如故障时间超过4小时，每超过4小时（含不足4小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的0.02%。纵向加密认证装置故障造成纵向业务失去防护，或纵向加密认证装置存在非法告警信息、密通率异常、主站平台无法调阅配置信息等问题，每次考核电厂当月上网电量的0.05%。如故障时间超过4小时，每超过4小时（含不足4小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的0.02%。网络安全监测装置故障造成相关信息无法采集，每次考核电厂当月上网电量的0.05%。如故障时间超过4小时，每超过4小时（含不足4小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的0.02%。

(三) 并网发电厂自动化设备的运行应遵循所属电力调度机构调度规程和自动化系统运行管理规程。并网发电厂自动化设备应能及时、准确、可靠的反映并网发电厂的运行状态和运行工况。新建、改造后自动化设备正式投入运行时，要有半年的试运行期。试运行期满后，应向电力调度机构提交试运行报告和投入正式运行的申请，证明设备的技术指标符合设计要求，经有电力调度机构参加的验收合格，并审核后转入正式运行。并网发电厂电力监控系统应配置符合安全可控要求的设备和操作系统。未遵循以上要求的，每次考核费用 5 万元。

(四) 并网发电厂的自动化设备至调度主站应具有独立的两路不同路由的通信通道或一路专线一路调度数据网通道。电厂端接入的远动信息应满足电力调度机构对接入信息的要求。并网发电厂自动化设备原则上应采用发电厂直流系统所提供的直流或逆变的交流供电。并网发电厂应在发电机组出口及网厂计量关口应按所属电力调度机构的要求安装关口电能表和关口电能计量装置，关口电能计量信息应接入相关电网电力调度机构的电能量采集计费系统。未满足要求的，每次考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.05%。并网发电厂上送电力调度机构的各类自动化设备数据（信息），包括远动 104 数据、PMU 数据、电量数据、时钟监测信息、供热、发电受阻信息、网络安全监测装置采集信息，应完整、齐全，数据（信息）不完整、不齐全的，按每类数据（信息）考核电厂当月上网电量的 0.02%。

(五) 并网发电厂自动化设备事故或故障时，应按所属电力调度机构自动化设备运行管理规程进行处理和抢修。事故处理完成后，并网发电厂应及时提交事故处理报告。未遵循以上要求的，每次考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.1%。并网发电厂应在 OMS 中及时接收电力调度机构下发的自动化设备缺陷管理流程，并及时上报缺陷原因、处理过程和结果，不满足上述要求的，按每个流程考核电厂当月上网电量的 0.01%。

(六) 并网发电厂应配置相关自动化系统和设备，包括升压站监控系统（含远动装置、监控主机等）、PMU 装置、电能量远方终端、AGC 装置、AVC 装置、时间同步装置、时钟监测装置、调度数据网设备（含路由器、交换机）、电力监控系统安全防护设备（含横向隔离装置、纵向加密认证装置、网络安全监测装置、防火墙等）、UPS 电源，未配置上述系统和设备的，按每类系统（或每小类设备）考核电厂当月上网电量的 0.1%。

(七) 并网发电厂应配合相关电网公司的技术改造计划，严格执行国家、网省的技术规程和规定，按要求进行自动化设备的改造。直接接入调度数据网的设备、与接入调度数据网设备存在网络连接关系的系统或设备应纳入网络安全监测并进行安全加固。

(八) 并网发电厂机组监控系统或 DCS 系统应及时、可靠地执行所属电力调度机构自动化主站下发 AGC/AVC 指令，同时应具有可靠的技术措施，对接收的 AGC/AVC 指令进行安全校核，拒绝执行超出机组或电厂规定范围等异常指令。

(九) 并网发电厂应配置网络安全管理人员并在电力调度机构进行备案，不满足上述要求的，考核电厂当月上网电量的 0.05%。

(十) 并网发电厂电力监控系统应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，不同安全区的设备应部署在不同机柜（屏柜）内，且边界和标识清晰；安全防护方案、网络拓扑图、设备台帐与现场实际部署情况一致，不满足上述要求的，考核发电厂当月上网电量的 0.05%。并网发电厂应配置和使用经过安全加固的专用调试工具和经过病毒查杀的存储设备进行电力监控系统调试、运维等工作，入网调试前须报备电力调度机构同意，不满足上述要求的，考核电厂当月上网电量的 0.05%。

(十一) 并网发电厂电力监控系统横、纵向边界防护措施应完善、可靠，禁止非法连接外部网络，禁止远程运维，防止恶意代码感染，不满足上述要求的，考核电厂当月上网电量的 0.1%。

(十二) 并网发电厂电力监控系统网络空间配置应符合相关规范，包括消除垃圾软件、程序不良行为、缺省用户和弱口令，关闭不必要的硬件接口和网络服务，确保网络结构参数、安全防护策略、用户权限配置合理，运维操作行为规范，不满足上述要求的，每项考核电厂当月上网电量的 0.02%。

(十三) 并网发电厂应委托具有资质的第三方机构开展电力监控系统等级保护测评和安全防护评估工作，并及时向电力调度机构提交等级保护测评和安全防护评估报告，不满足上述要求

的，每项考核电厂当月上网电量的 0.08%。

（十四）并网发电厂在开展自动化系统和设备检修、维护、消缺等工作前，应按要求向电力调度机构提交自动化检修工作票，并按照相关规程规定开展工作。在未提交检修工作票或工作票未经审批的情况下，擅自改变自动化系统（设备）运行状态或开展检修工作的，考核电厂当月上网电量的 0.05%。已提交检修工作票并经过审批，但在开工前、进行重要操作前及完工后未通知电力调度机构自动化及网安值班台的，考核电厂当月上网电量的 0.02%。

（十五）并网发电厂应严格按照电力调度机构要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作，未按要求开展工作的，每次考核电厂当月上网电量的 0.02%。

（十六）并网发电厂调度信息表应严格按照典型调度信息表标准格式和“定值化”管理要求进行编制并完整规范接入。并网发电厂未按所属电力调度机构审核通过的信息点表实际全部接入调度信息，影响电网调度业务正常开展，每次考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.05%。并网发电厂设备检修、改造等工作需新增加或修改遥测、遥信、遥控等信息内容时，并网发电厂应按要求提前将调度信息表报电力调度机构审核，未按时报送考核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.05%。并网发电厂运行过程中，未经所属电力调度机构同意私自更改接入信息，造成主站侧遥信、遥测等信号采集错误或控制失败，每次考核电量为并

网发电厂全厂当月上网电量的 0.1%。

**第四十四条** 电力调度机构对并网发电厂自动化设备的运行指标进行考核。以下要求未能达标者，根据相应考核标准计算考核电量：

（一）并网发电厂应确保 AGC 装置、AVC 装置可靠运行，实时、准确跟踪电力调度机构下发的有功控制、无功控制指令，发生 AGC 装置、AVC 装置异常造成未实时、准确跟踪指令等问题，每次考核电厂当月上网电量的 0.02%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.01%。

（二）RTU 或计算机监控系统远动工作站月可用率要求  $\geq 99.5\%$ 。并网发电厂发生远动 104 链路中断，每次考核电厂当月上网电量的 0.02%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.01%。发生远动 104 数据错误、数据质量位异常等问题，每次考核电厂当月上网电量的 0.01%。如异常时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.005%。

（三）遥测量准确度误差率要求  $\leq 1.5\%$ 。在并网发电厂远动设备正常运行情况下，每路遥测数据故障或超差时间超过 4 小时，考核电量为电厂当月上网电量的 0.005%。如故障或超差仍未处理解决，每超过 4 小时，考核电量为电厂当月上网电量的 0.001%。



并网发电厂遥测数据路数以电力调度机构接收的遥测数量为准，并均列为考核的内容。并网发电厂应确保调度数据网设备可靠运行，发生调度数据网链路中断等问题，每次考核电厂当月上网电量的 0.05%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.02%。事故时遥信正确动作率要求 100%。每拒动或误动 1 个/次，考核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.02%。

（四）并网发电厂应确保电能量远方终端和电能表可靠运行，电量数据及时、准确上送。发生电量链路中断、数据错误、数据缺失等问题，每次考核电厂当月上网电量的 0.01%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.005%。

（五）当并网发电厂接到电力调度机构通知需要新增加或修改遥测、遥信数量内容时，应在电力调度机构指定的时间内完成工作，如未按期完成考核电量为并网发电厂当月上网电量的 0.01%。

（六）并网发电厂应确保 PMU 装置可靠运行，PMU 数据实时、准确上送。发生 PMU 链路中断、数据错误、数据质量位异常等问题，每次考核电厂当月上网电量的 0.01%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.005%。

（七）时间同步装置、OMS、环境监视等其他涉网自动化设

备月可用率要求 $\geq 99.5\%$ ，设备连续故障时间超过 4 小时，考核电量为电厂当月上网电量的 0.01%。如设备故障仍未处理解决，每超过 4 小时（含不足 4 小时），考核电量加扣电厂当月上网电量的 0.002%。设备故障计算时间以电力调度机构发出故障通知时刻为起始时间，故障结束时间以电力调度机构主站系统接收到正确信息时刻为截止时间。

（八）调度数据网月可用率要求 $\geq 99.5\%$ 。从调度数据网交换机至传输设备接口之间的设备硬件或相关线缆连续故障时间超过 4 小时，考核电量为电厂当月上网电量的 0.01%。如设备故障仍未处理解决，每超过 4 小时（含不足 4 小时），考核电量加扣电厂当月上网电量的 0.002%。故障计算时间以电力调度机构发出故障通知时刻为起始时间，故障结束时间以电力调度机构主站网管系统故障告警信息消除时刻为截止时间。

**第四十五条** 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂涉网设备的参数管理开展技术指导和管理工作。

（一）并网发电厂涉网设备的参数管理内容包括励磁系统及 PSS、调速系统的传递函数及各环节实际参数要求，发电机、变压器、升压站电气设备等设备实际参数是否满足接入电网安全稳定运行要求。并网发电厂应按所属电力调度机构参数管理的规定执行。

（二）并网发电厂还应定期委托有资质的试验部门对涉网设备进行参数实测，由具备相应资质的认证部门进行认证，并及时

将设备试验报告及技术资料报送所属电力调度机构。当涉网设备或涉网设备参数发生变化时，应事先得到电力调度机构的许可，电力调度机构根据电网安全稳定运行的需要有权要求发电厂对该涉网设备重新进行参数实测。

（三）新建发电机组的励磁系统及 PSS 应在机组进入商业运行前完成参数实测、建模及参数入库；改造机组的励磁系统及 PSS 应在投入运行后 1 个月内完成参数实测，实测完成后 1 个月内，发电厂应将实测的励磁系统及 PSS 的数学模型和参数报送电力调度机构审核并完成参数入库工作。如系统逻辑或设定参数发生变化，须经电力调度机构核准方可执行，必要时需重新进行参数实测工作。若未按时完成参数实测或未按时提交试验报告并完成参数入库的，每项按全厂当月上网电量的 0.1%考核，直至出具正式报告。

（四）新建发电机组的调速系统应在机组进入商业运行前完成参数实测、建模及参数入库；改造机组的调速系统应在投入运行后 1 个月内完成参数实测，实测完成后 1 个月内，发电厂应将实测的调速系统的数学模型和参数报送电力调度机构审核并完成参数入库工作。如系统逻辑或设定参数发生变化，须经电力调度机构核准方可执行，必要时需重新进行参数实测工作。若未按时完成参数实测或未按时提交试验报告并完成参数入库的，每月按全厂当月上网电量的 0.1%考核。

**第四十六条** 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂励

磁系统和 PSS 装置开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网发电厂的励磁系统和 PSS 装置的各项技术性能参数应达到《同步发电机励磁系统技术条件》(DL/T843-2021) 等国家和行业标准的要求, 并满足山西电网安全稳定运行的要求。

(二) 并网发电厂的励磁系统和 PSS 装置应由并网发电厂委托有资质的试验部门进行试验, 由具有相应资质的认证部门进行认证, 电力调度机构根据这些专业部门的意见下达定值。电力调度机构有权督促并网发电厂进行试验。

(三) 对于已经运行的、但主要技术指标不符合国家有关技术标准和不能满足电网安全稳定运行要求的发电机励磁系统及 PSS, 应进行技术改造, 并将改造计划报送电力调度机构。

(四) 并网发电厂单机 100MW 及以上火电机组和单机 50MW 及以上水电机组应配置 PSS 装置, 并网发电厂其他机组应根据山西电网稳定运行的需要配置 PSS 装置。

(五) 对于大区联网要求投入 PSS 装置的机组, 其机组 PSS 参数必须满足大区联网的要求。

(六) 根据规定要求必须投入 PSS 装置的机组, 如 PSS 装置退出, 该机组必须停运。

(七) 并网发电厂应加强励磁系统和 PSS 装置的定期检修和运行维护, 加强定值管理, 确保励磁系统和 PSS 装置的安全可靠运行。

**第四十七条** 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电

厂励磁系统和 PSS 装置的运行情况进行如下考核：

（一）按要求应配置 PSS 装置的并网发电厂机组未配置 PSS 装置，按该并网机组当月上网电量的 0.2%考核。

（二）发电机组正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 装置的可投运率应不小于 100%，每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点），按该并网机组当月上网电量的 0.02%考核，累计考核电量不超过该并网机组当月上网电量的 0.2%。

（三）励磁系统的性能指标应满足国标的要求，否则，按该并网机组当月上网电量的 0.2%考核。

**第四十八条** 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂调速系统开展技术指导和管理工作的。

（一）并网发电厂的发电机组调速系统的各项技术性能参数应达到《同步发电机调速系统参数实测及建模导则》（GB/T 40593-2021）、《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T 40595-2021）等国家和行业标准的要求，并满足山西电网安全稳定运行的要求。

（二）并网发电厂的调速系统应由并网发电厂委托有资质的试验部门，在机组并网前进行必要的静态调试和动态模拟试验，其主要性能指标必须符合国标要求。电力调度机构有权督促并网发电厂进行试验。

（三）对于已经投入运行、但主要技术指标不符合国标要求和不能满足电网安全稳定运行要求的调速系统，应逐步进行技术改

造,并将改造计划和改造方案报送电力调度机构。

(四) 并网发电厂应加强调速系统的定期检修和运行维护,加强定值管理,未经电力调度机构许可,不得擅自改变调速系统以及一次调频系统有关技术性能参数,确保调速系统的安全可靠运行。

(五) 并网发电厂应编制一次调频系统运行管理规程,制订电网大频差动作应急预案。

**第四十九条** 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂高压侧或升压站电气设备开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备的性能参数应符合电网安全运行需要,涉及电网或设备安全运行重要参数应向电力调度机构报送备案。

(二) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备应根据《电力设备预防性试验规程》(DL/T596-2021)的要求按周期进行预防性试验,及时消除设备的缺陷和安全隐患,确保设备的遮断容量等性能达到电力行业规程要求。若不能达到要求,并网发电厂应按所属电力调度机构的要求限期整改。

(三) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备外绝缘爬距应与所在地区污秽等级相适应,不满足污秽等级要求的应予以调整,受条件限制不能调整的应采取其他的防污闪补救措施。

(四) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备的接地装置应根据地区短路容量的变化,校核其(包括设备接地引下线)热稳定

容量。对于升压站中的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地的系统，必须按异点两相接地校核接地装置的热稳定容量。

（五）并网发电厂升压站主变中性点接地方式应满足所属电力调度机构的要求。

**第五十条** 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂高压侧或升压站电气设备运行情况如下考核：

（一）由于并网发电厂高压侧或升压站电气设备原因引起的事故（按《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等认定），每次按并网发电厂全厂当月上网电量的 0.2%考核。

（二）并网发电厂高压侧或升压站电气设备主设备（含母线、联变、断路器、隔离开关、PT、CT、高压电抗器等）发生以下情形之一者，每次按并网发电厂全厂当月上网电量的 0.05%考核：

1.由于电厂自身原因造成升压站电气设备主设备发生非计划停运，累计超过 0.1 次/台的；

2.并网发电厂高压侧或升压站电气设备主设备发生影响设备安全运行的缺陷，未及时采取措施或安排检修的；

3.并网发电厂高压侧或升压站电气设备主设备由于电厂自身原因未按规定周期或标准进行预试检修，造成设备存在安全隐患、威胁电网安全的。

**第五十一条** 电力调度机构按其管辖范围对并网水电厂水库调度开展技术指导和管理工作的。

（一）并网水电厂的水库调度运行管理应满足国家和行业规

定和所属电力调度机构的调度规程的要求。电力调度机构按照调度管辖范围负责水库调度运行管理和考核工作。

(二) 电力调度机构及并网水电厂应做好水调自动化系统的建设管理工作，制定水调自动化系统管理规定，保证系统稳定、可靠运行，并按《全国电力二次系统安全防护总体方案》的要求做好安全防护工作。电力调度机构及水电厂应保证水调自动化系统维护管理范围内通信通道的畅通，负责水调自动化系统的信息维护。并网发电厂应按规定向所属电力调度机构水调自动化系统传送水情信息及水务计算结果，并保证传送或转发信息的完整性、准确度和可靠性。不满足以上要求的，每次考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.1%。

(三) 电力调度机构应合理利用水力资源，充分发挥水库的综合效益和水电厂在电网运行中的调峰、调频和事故备用等作用。并负责编制水库群补偿调节方案，开展水库群优化调度工作等。并网水电厂发生重大事故后，应及时汇报所属电力调度机构，并按所属电力调度机构事故处理预案进行处理。事故处理完成后，并网发电厂应及时提交事故处理报告。

**第五十二条** 电力调度机构定期对并网运行的发电机组进行电网要求的性能指标测试，对于达不到性能指标要求的机组应在下一次停运检修时完成整改。

**第五十三条** 并网发电厂应通过电力调度机构的生产信息系统，按时填报有关机组、设备等运行参数和管理信息，并保证



数据真实准确。未按时准确填报的，每次考核电量为并网发电厂全厂当月上网电量的 0.05%。

**第五十四条** 并网发电厂运行值班或班长(具有接令资格)上岗前应通过电力调度机构组织的有关调度管理的学习培训和考核。

**第五十五条** 发电企业应严格执行电力业务许可证监督管理要求：超过规定时限未取得电力业务许可证的机组不得发电上网。电力调度机构依规开展核实和处置过程中，发电企业如不及时或不按要求配合，每次考核发电企业当月上网电量的 0.5%。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的机组，由电力调度机构落实不得发电上网的管理要求。

## **第六章 容量电价考核管理**

### **第五十六条 最大出力申报周期与测试原则**

每月 20 日前，煤电机组在调度技术支持系统申报次月每台机组的每日最大出力。每日 17 时 30 分前，煤电机组修正次日最大出力，作为最大出力测试和容量电费结算依据。申报最大出力不得高于现货系统申报的晚高峰运行上限。新纳入容量电价补偿的煤电机组在纳入当月月底前可申报次月每日最大出力。

煤电机组最大出力测试按照“自动测试为主、随机抽查为补充”的原则开展，并记录测试是否合格。当日认定的“不合格”结果均作为机组容量电费考核的依据。日累计形成全月总考核结果。

### **第五十七条 最大出力测试方式**

系统每日读取晚高峰时段（16：15-21：15 时）各机组实际

出力、发电计划指令以及申报最大出力作为最大出力测试的依据。机组实际出力采用现货系统中每 15 分钟采集的机组出力值，机组发电计划指令采用现货系统中每 15 分钟出清的日内发电计划指令。按照如下策略开展出力测试，并得出测试结果。

### （一）自动测试

自动测试每日晚高峰时段开展。系统按照如下规则判断机组是否满足申报最大出力要求，并自动统计当日认定结果。

1.对于机组实际出力始终未达到该时段内发电计划指令最大值的，则认为机组无法按照调度指令提供申报最大出力，认定该机组当日最大出力测试结果“不合格”。

2.对于机组实际出力最大值达到发电计划指令最大值，且发电计划指令达到申报最大出力的，认定该机组当日最大出力测试“合格”。

3.对于机组实际出力最大值达到发电计划指令最大值，但发电计划指令未达到申报最大出力的，认定该机组当日最大出力测试结果“不确定”。

4.对于该时段内的调频机组，机组实际出力最大值达到申报最大出力的，认定该机组当日最大出力测试结果“合格”；未达到申报最大出力的，测试结果“不确定”。

### （二）随机抽查

电力调度机构对本月自动测试结果均为“不确定”的机组视供需形势等情况开展随机抽查，抽查测试在晚高峰或电网其他高峰

时段进行。

1.被抽查机组的发电计划指令为申报出力上限。

2.若机组实际出力最大值达到申报最大出力，认定该机组当日最大出力测试“合格”。

3.若机组实际出力最大值未能达到申报最大出力，认定该机组当日最大出力测试“不合格”。

4.若机组当日已完成自动测试，并形成测试结果“合格”或“不合格”，该日不再对该机组开展随机抽查。

5.当月测试结果达到四次“不合格”的机组，后续不再开展随机抽查。

6.随机抽查期间，测试机组作为固定出力机组，接受实时现货市场价格。

## **第五十八条 考核标准与特殊情形认定**

### **（一）考核标准**

机组每日测试结果汇总后作为当月容量电费考核依据。月内发生两次“不合格”的，扣减当月容量电费的10%；发生三次“不合格”的，扣减50%；发生四次及以上“不合格”的，扣减100%。

电网企业根据统计的申报最大出力和测试数据，对煤电机组容量电费按月结算。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其容量电费的资格。

### **（二）特殊情形认定**

1.煤电机组正常停运和核定工期内的计划检修，可按照机组

并网调度协议明确的出力获得容量电费。

2.机组计划启机开始两日、计划停机当日无法较好跟踪计划指令，认定为“合格”。

3.因电网原因导致煤电机组开机方式或最大出力受限的，认定为“合格”。

4.机组临修或事故停机只认定一次“不合格”，期间最大出力认定为零。

5.因自身原因发生跳闸或紧停的事故停运机组，根据不同情况分别认定：

机组在当日晚高峰前发生事故停机且晚高峰前恢复并网的，或者在当日晚高峰后发生事故停机且在次日晚高峰前恢复并网的，仍按照自动测试策略统计该机组当日最大出力测试结果；

机组在当日晚高峰前发生事故停机且未在晚高峰前恢复并网的，该机组当日最大出力测试结果认定“不合格”；

机组在当日晚高峰时段发生事故停机的，该机组当日最大出力测试结果认定“不合格”。

### 第五十九条 其他要求

（一）电力调度机构应严格执行容量电费考核工作，不得违规减免考核费用，按月推送至交易平台公示考核信息，并将考核情况书面报送山西能源监管办、山西省发展改革委、山西省能源局。

（二）电力调度机构要及时开发完善相关技术支持系统，满足自动测试和随机抽查需要。

(三) 发电企业对容量电费考核结果有异议的，可于结果公布 5 个工作日内向山西能源监管办提出申诉。发电企业对容量电费考核结果无异议后，由电力调度机构执行，并将有关情况告知山西能源监管办。

## 第七章 计量与结算

**第六十条** 电力调度机构负责并网运行计量。计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、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、当值调度员的调度录音记录、保护启动动作报告及故障录波报告等。

**第六十一条** 电压、电网频率、实际有功（无功）出力和发电负荷指令按规定周期采样。电能量计量装置的数据按规定周期存储电量值。

**第六十二条** 按照专门记帐、收支平衡的原则，进行并网发电厂运行管理考核结算。

**第六十三条** 按月度以省级电网为单位按照电费结算权分别进行并网发电厂运行考核的结算。冲抵后考核费用在纳入本细则管理的并网发电厂之间返还结零。

**第六十四条** 并网发电厂月度总考核费用分现货市场运行期间和非现货市场运行期间两类。

(一) 非现货市场运行期间，并网发电厂月度总考核费用公式为：

$$\text{电厂考核费用} = \left( \sum_{i=1}^n W_{i\_sum} \times C_i \right) + W_{p\_sum} \times C_i$$

式中， $W_{i\_sum}$  为机组  $i$  考核电量总和 (MWh)；

$C_i$  为山西价格主管部门批复的燃煤火电机组基准电价 (元/MWh)；没有国家批复电价的机组以山西价格主管部门批复的燃煤火电机组基准电价参与计算。

$W_{p\_sum}$  为按电厂考核电量总和 (MWh)；

$n$  为该电厂机组总数。

(二) 现货市场运行期间，并网发电厂月度总考核费用公式为：

$$\text{电厂考核费用} = \left( \sum_{i=1}^n W_{i\_sum}' \times C_i + W_{i\_qx} \times C_{i\_qx} \right) + W_{p\_sum} \times C_i$$

式中， $W_{i\_sum}'$  为机组  $i$  除发电计划曲线考核外其他考核电量总和 (MWh)；

$W_{i\_qx}$  为机组  $i$  在  $k$  时刻发电计划曲线考核电量总和 (MWh)；

$C_{i\_qx}$  为山西价格主管部门批复的燃煤火电机组基准电价与实时市场节点电价较高者 (元/MWh)；

$W_{i\_sum}$  为按电厂考核电量总和 (MWh)；

$C_i$  为山西价格主管部门批复的燃煤火电机组基准电价 (元/MWh)；

$W_{p\_sum}$  为按电厂考核电量总和 (MWh)；

$n$  为该电厂机组总数。

没有国家批复电价的抽水蓄能机组以所在电网价格主管部门批复的燃煤火电机组基准电价参与计算。月度总考核费用为所有电厂考核费用之和。

**第六十五条** 冲抵后月度总考核费用按发电厂上网电费比例进行返还。

第*i*个电厂能够得到的返还费用计算公式为：

$$R_{\text{返还}}^i = R_{\text{总返还}} \times \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}$$

式中， $R_{\text{总返还}}$  等于冲抵后月度总考核费用（元）；

$F_i$  为第*i*个电厂月度上网电费（元），山西价格主管部门批复的燃煤火电机组基准电价与*i*个电厂月度上网电量乘积；

$N$  为当月上网发电电厂的总数。

**第六十六条** 并网发电厂考核及返还费用等于当月该电厂获得的考核返还费用减去当月该电厂考核费用。

**第六十七条** 并网发电厂考核与返还费用结算采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。并网发电站在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的参与本细则所产生费用额度，按照结算关系向相应电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

## 第八章 监督与管理

**第六十八条** 山西能源监管办负责山西发电厂并网运行的监督与管理，监管本细则的实施；负责建立健全山西发电厂并网

工作管理协调机制，调解山西发电厂并网运行管理争议；可根据实际需要，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。

**第六十九条** 电力调度机构遵照本细则和相关要求，负责山西发电厂并网运行的考核、免考核、费用计算、数据统计、公示、核对、技术支持系统建设运行。电网企业、电力调度机构、电力交易机构按照有关规定和职责分工，向并网发电厂结算费用。

**第七十条** 山西能源监管办根据国家和我省厂网联席会议相关要求定期召集各方召开厂网联席会议，通报电网和电厂运行中的主要情况、存在问题及并网发电厂运行考核情况，协调解决发电厂并网运行管理中的重大问题。

**第七十一条** 电网公司、电力调度机构和并网发电厂应按照有关规定披露和报送相关信息。

**第七十二条** 电力调度机构、电网公司与并网发电厂签订的《并网调度协议》和《购售电合同》应在协议签订后10个工作日内向山西能源监管办备案。

**第七十三条** 为保证并网运行管理考核工作的准确、高效，电力调度机构应建立相应的技术支持系统，并将信息接入山西能源监管办的监管信息系统。

**第七十四条** 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构应当按月向山西能源监管办书面报告电力调度运行管理情况。



**第七十五条** 原则上每月 10 日前（节假日顺延），电力调度机构应在相关技术支持系统中披露上月考核基础数据。

**第七十六条** 并网发电厂对考核结果有异议或符合相应免考核条件的，应在每月 15 日前向电力调度机构提出复核或免考核申请，电力调度机构在接到申请后 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

**第七十七条** 并网发电厂对复核和免考核仍有异议的，可于每月 25 日前向山西能源监管办提出申诉。并网发电厂对复核和免考核无异议后，由电力调度机构执行。电力调度机构将并网运行考核管理结果于次月 10 日前报送山西能源监管办，并在山西电力交易平台公示。

## 第九章 附 则

**第七十八条** 本细则根据国家相关要求和山西电网实际运行情况及时修订。

**第七十九条** 本细则由山西能源监管办负责解释。

**第八十条** 本细则自 2025 年 3 月 1 日起施行，有效期 5 年。《山西能源监管办关于印发山西并网主体辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则（2021 年修订版）》的通知（晋监能市场〔2021〕94 号）及补充修订条款同时废止。

## 附录 1

# 一次调频综合指标计算及考核度量方法

并网发电厂均应具备一次调频功能并投入运行，其一次调频性能需满足所属电力调度机构的要求。

### 一、一次调频动作过程

图 1 为机组一次调频评价指标计算说明图。以火电机组为例，从频率偏差超出死区开始（即自 A0 时刻起），单台机组开始快速响应频率的变化，随着全网机组出力的增加，频率逐渐稳定并开始上升，直至频率偏差恢复到死区范围内。图中 A0 表示一次调频评价开始时刻，为频率偏差超出一次调频死区的时刻；B0 表示一次调频评价结束时刻，为频率偏差恢复到死区范围内的时刻（若频率偏差从超出一次调频死区到恢复至死区范围内的时间超过 60 秒，则  $B0=A0+60s$ ）。A0~B0 表示调频持续时间，即从频率偏差超出一次调频死区开始到频率偏差回到一次调频死区范围内的持续时间（若超过 60 秒，调频持续时间按照 60 秒计算）。A1 表示最大频偏时刻，A1 对应的频率偏差为最大频率偏差。水电机组（包括抽水蓄能）调频死区取 0.05Hz，其他机组取 0.033Hz。

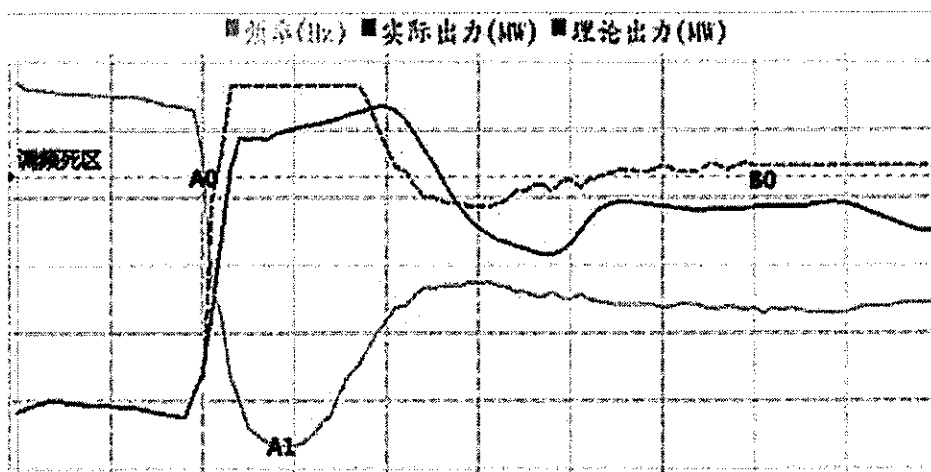


图 1 机组一次调频评价指标计算说明图

## 二、机组一次调频性能评价指标

### 1.15 秒出力响应指数 $\Delta P_{15\%}$ [%]:

从频率偏差超出死区开始，15 秒内机组实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P_{15\%} = \frac{\Delta P_{15S.\max}}{\Delta P_{E.\max}} \times 100\%$$

上述公式中： $\Delta P_{15\%}$  表示 15 秒出力响应指数； $\Delta P_{15S.\max}$  表示从频率偏差超出死区开始，15 秒内机组一次调频实际最大出力调整量； $\Delta P_{E.\max}$  表示机组调频持续时间（A0~B0）内理论最大出力调整量。

### 2.30 秒出力响应指数 $\Delta P_{30\%}$ [%]:

从频率偏差超出死区开始，30 秒内机组实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P_{30\%} = \frac{\Delta P_{30S.\max}}{\Delta P_{E.\max}} \times 100\%$$

上述公式中： $\Delta P_{30\%}$  表示 30 秒出力响应指数； $\Delta P_{30S.\max}$  表示从频率偏差超出死区开始，30 秒内机组一次调频实际最大出力调整

量； $\Delta P_{E,max}$  表示机组调频持续时间（A0~B0）内理论最大出力调整量。

### 3. 电量贡献指数 $Q\%$ [%]:

机组调频持续时间（A0~B0）内，机组一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

$$Q\% = \frac{\Delta Q_s}{\Delta Q_E} \times 100\%$$

式中： $Q\%$ 表示机组一次调频电量贡献指数； $\Delta Q_s$ 表示机组一次调频实际贡献电量； $\Delta Q_E$ 表示机组一次调频理论贡献电量。

## 三、评价指标具体计算方法

### 1. 实际最大出力调整量 $\Delta P_{S,max}$ [MW]:

从频率偏差超出死区开始，T时间内机组一次调频向着减小频偏的方向实际最大补偿负荷值。

$$\begin{cases} \Delta P_{S,max} = \max(P_s(t) - P_0) \begin{cases} f(t) - f_n \leq -0.05 \text{ Hz 时 (水电机组)} \\ f(t) - f_n \leq -0.033 \text{ Hz 时 (其他机组)} \end{cases}, t \in [0, T] \\ \Delta P_{S,max} = -\max(P_0 - P_s(t)) \begin{cases} f(t) - f_n \geq 0.05 \text{ Hz 时 (水电机组)} \\ f(t) - f_n \geq 0.033 \text{ Hz 时 (其他机组)} \end{cases}, t \in [0, T] \end{cases}$$

上述公式中， $\Delta P_{S,max}$  表示 T 时间内机组一次调频实际最大出力调整量； $P_s(t)$  为机组在 t 时刻的实际出力； $P_0$  表示频率偏差超出机组一次调频死区时刻机组的实际出力； $f(t)$  表示机组在 t 时刻的实际频率； $f_n$  表示机组额定频率 50Hz。

### 2. 理论最大出力调整量 $\Delta P_{E,max}$ [MW]:

考虑机组实际负荷限制，在调频持续时间（A0~B0）内对应最大频偏时刻机组一次调频理论最大补偿负荷值。

$$\Delta P_{E.\max} = -\frac{\Delta f_{\max} \times P_N}{f_n \times \delta} \text{ 且 } |\Delta P_{E.\max}| \leq (K_P \times P_N)$$

上述公式中：

$\Delta P_{E.\max}$  表示机组调频持续时间（A0~B0）内理论最大出力调整量； $P_N$  表示机组额定功率； $f_n$  表示机组额定频率 50Hz； $\Delta f_{\max}$  表示调频持续时间内，考虑到调频死区的实际最大频率偏差：

对于水电机组（包括抽水蓄能）

$$f(t) - f_n \geq 0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = \max(f(t) - f_n - 0.05);$$

$$f(t) - f_n \leq -0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = -\max(f_n - 0.05 - f(t));$$

对于其他机组

$$f(t) - f_n \geq 0.033 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = \max(f(t) - f_n - 0.033);$$

$$f(t) - f_n \leq -0.033 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = -\max(f_n - 0.033 - f(t));$$

$\delta$  表示转速不等率；火电、燃气机组一般取 4-5%，水电（包括抽水蓄能）机组一般取 3%； $K_P$  表示机组最大出力限幅，机组参与一次调频的调频负荷变化幅度上限可以加以限制，但限制幅度不应过小，规定如下：

a)  $350\text{MW} > P_N$  的火电机组，限制幅度  $\geq 10\% P_N$  ( $K_P \geq 10\%$ )；

b)  $500\text{MW} > P_N \geq 350\text{MW}$  的火电机组，限制幅度  $\geq 8\% P_N$  ( $K_P \geq 8\%$ )；

c)  $P_N \geq 500\text{MW}$  的火电机组，限制幅度  $\geq 6\% P_N$  ( $K_P \geq 6\%$ )；

d) 额定有功功率运行的机组应参与一次调频，增负荷方向一次调频功率变化幅度不小于  $6\% P_N$ ；

e) 机组参与一次调频的负荷下限大于机组最低稳定负荷；

f)燃机机组一次调频限幅与火电机组相同；

g)非额定有功功率工况下，水电机组参与一次调频的调频负荷变化幅度不设限制；超出适用条件的，一次调频功率变化幅度不小于  $10\%P_N$ ；

h)水电机组额定有功功率运行时参与一次调频，增负荷方向一次调频功率变化幅度不小于  $8\%P_N$ ，减负荷方向一次调频功率变化幅度不设限制；

i)水头不足导致机组功率无法达到额定有功功率工况的，水电机组最大出力下增负荷方向一次调频调节幅度不小于  $8\%P_N$ 。

### 3.实际贡献电量 $\Delta Q_s$ [MWh]:

机组一次调频持续时间 ( $A_0 \sim B_0$ ) 内，实际的发电量比一次调频动作前状态的发电量增加或减少的部分，即机组一次调频实际补偿电量。

$$\Delta Q_s = \int_{A_0}^{B_0} (P_s(t) - P_0) dt / 3600$$

上述公式中： $\Delta Q_s$  表示机组一次调频实际贡献电量； $A_0$  表示一次调频评价起始时刻； $B_0$  表示一次调频评价结束时刻； $P_0$  表示评价起始出力； $P_s(t)$  表示机组一次调频持续时间内  $t$  时刻的实际出力。

### 4.理论贡献电量 $\Delta Q_E$ [MWh]:

机组调频持续时间 ( $A_0 \sim B_0$ ) 内，考虑机组实际负荷限制，机组一次调频理论补偿电量。

$$\Delta Q_E = \int_{A_0}^{B_0} \Delta P_E(t) dt / 3600$$

其中： $\Delta P_E(t) = -\frac{\Delta f(t) \times P_N}{f_n \times \delta}$  且  $|\Delta P_E(t)| \leq (K_p \times P_N)$

上述公式中： $\Delta Q_E$  表示机组一次调频理论贡献电量； $A_0$  表示一次调频评价开始时刻； $B_0$  表示一次调频评价结束时刻； $\Delta P_E(t)$  表示机组一次调频持续时间内， $t$  时刻机组理论出力对应的调整量； $P_N$  表示机组额定功率； $f_n$  表示额定频率 50Hz； $\delta$  表示转速不等率整定值； $K_P$  表示机组最大出力限幅（具体要求同上）。

$\Delta f(t)$  表示机组调频持续时间内， $t$  时刻考虑到调频死区的频率偏差：

对于水电机组（包括抽水蓄能）

当  $f(t) - f_n \geq 0.05$  Hz 时， $\Delta f(t) = f(t) - f_n - 0.05$ ；

当  $f(t) - f_n \leq -0.05$  Hz 时， $\Delta f(t) = f(t) - f_n + 0.05$ ；

对于其他机组

当  $f(t) - f_n \geq 0.033$  Hz 时， $\Delta f(t) = f(t) - f_n - 0.033$ ；

当  $f(t) - f_n \leq -0.033$  Hz 时， $\Delta f(t) = f(t) - f_n + 0.033$ ；

#### 四、数据要求

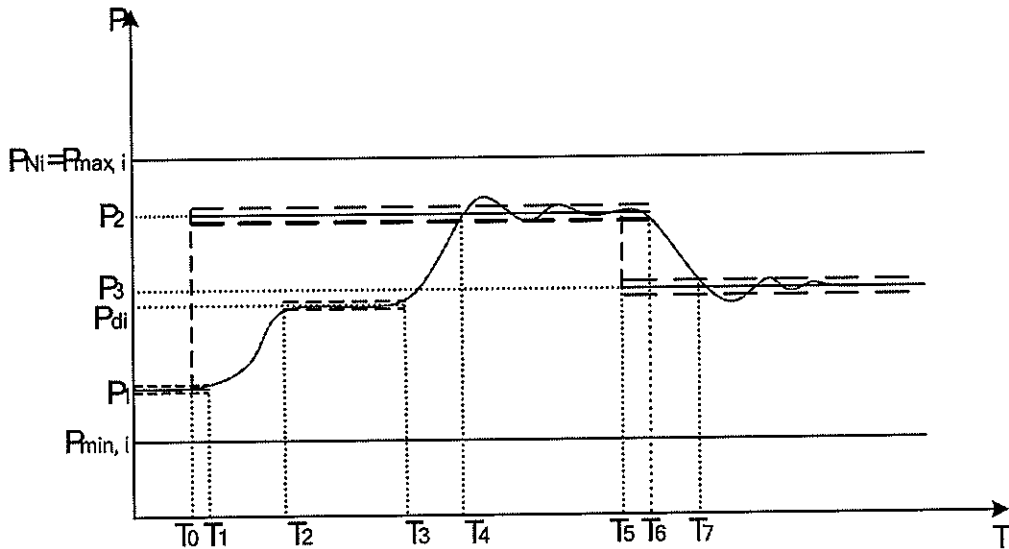
采用 PMU 数据进行计算。

## 附录 2

# AGC 指标计算方法

### 一、AGC 机组调节过程

如下图所示,这是网内某台机组一次典型的 AGC 机组设点控制过程。



图中,  $P_{min, i}$  是该机组可调的下限出力,  $P_{max, i}$  是其可调的上限出力,  $P_N$  是其额定出力,  $P_{di}$  是其启停磨临界点功率。整个过程可以这样描述:  $T_0$  时刻以前,  $T_1$  时刻以前, 该机组稳定运行在出力值  $P_1$  附近,  $T_0$  时刻, AGC 控制程序对该机组下发功率为  $P_2$  的设点命令, 机组开始涨出力, 到  $T_1$  时刻可靠跨出  $P_1$  的调节死区, 然后到  $T_2$  时刻进入启磨区间, 一直到  $T_3$  时刻, 启磨过程结束, 机组继续涨出力, 至  $T_4$  时刻第一次进入调节死区范围, 然后在



P2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P2 附近，直至 T5 时刻，AGC 控制程序对该机组发出新的设点命令，功率值为 P3，机组随后开始降出力的过程，T6 时刻可靠跨出调节死区，至 T7 时刻进入 P3 的调节死区，并稳定运行于其附近。

## 二、各类性能指标的具体计算方法

定义两类 AGC 补偿考核指标，即可用率、调节性能：

1. 可用率反映机组 AGC 功能良好可用状态；
2. 调节性能目前考虑调节速率、调节精度与响应时间等三个因素的综合体现；

各类指标的计算方法如下：

### （一）可用率

#### 1. 计算公式

$$K_A = \frac{\text{可投入AGC时间}}{\text{月有效时间}}$$

其中可投入 AGC 时间是指结算月内，机组或独立储能 AGC 保持可用状态的时间长度，月有效时间指月日历时间扣除因为非电厂/电站原因（含检修、通道故障等）造成的不可用时间。

#### 2. 计算频率

每月统计一次。

### （二）调节性能

#### 1. 调节速率

##### （1）计算公式

调节速率是指机组响应设点指令的速率，可分为上升速率和

下降速率。实际调节速率计算公式如下：

$$v_{i,j} = \begin{cases} \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}} & \text{上调} \\ \frac{P_{Si,j} - P_{Ei,j}}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}} & \text{下调} \end{cases}$$

式中  $v_{i,j}$  是机组  $i$  第  $j$  次调节的调节速率 (MW/分钟),  $P_{Ei,j}$  是其结束响应过程时的出力 (MW),  $P_{Si,j}$  是其开始动作时的出力 (MW),  $T_{Ei,j}$  是结束的时刻 (分钟),  $T_{Si,j}$  是开始的时刻 (分钟)。

若机组跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程 (未能进入目标死区) 时, 则调节速率为指令结束时刻机组出力与指令下发时刻出力获得的有功变化量再除以该段调节时间计算而得。

$$K_1^{i,j} = 2 - \frac{V_{N,i}}{v_{i,j}}$$

如果  $K_1^{i,j}$  的计算值小于 0.1, 则取为 0.1。

式中,  $V_{N,i}$  为机组  $i$  标准调节速率, 单位是 MW/分钟, 其中: 燃煤机组、燃气机组、水力发电机组、独立储能电站的标准调节速率采用山西最优煤电机组主机对应的标准调节速率设计参数, 即机组额定有功功率的 2%。独立储能电站的实际调节速率不得超过 60MW/分钟, 超过时  $K_1^{i,j}$  按 0.1 计算。 $K_1^{i,j}$  衡量的是机组  $i$  第  $j$  次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。

## (2) 计算频率

每次满足调节速率计算条件时计算。

## 2. 调节精度

### (1) 计算公式

调节精度是指机组响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值。调节精度的考核指标计算过程描述如下：

在第  $i$  台机组进入设点指令死区平稳运行阶段，机组出力围绕设点指令轻微波动。在类似这样的时段内，对实际出力与设点指令之差的绝对值进行积分，然后用积分值除以积分时间，即为该时段的调节偏差量，如下式：

$$\Delta P_{i,j} = \frac{\int_{T_{Si,j}}^{T_{Ei,j}} |P_{i,j}(t) - P_{i,j}| \times dt}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}}$$

其中， $\Delta P_{i,j}$  为第  $i$  台机组在第  $j$  次调节的偏差量 (MW)， $P_{i,j}(t)$  为其在该时段内的实际出力， $P_{i,j}$  为该时段内的设点指令值， $T_{Ei,j}$  为该时段终点时刻， $T_{Si,j}$  为该时段起点时刻。

若机组跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程（跨出指令死区但未能进入目标死区）时，如该过程机组实际速率大于等于标准速率，则调节精度置为标准调节精度，如该过程机组实际速率小于标准速率，调节精度为跨出指令死区时刻到指令结束时刻的时间内实际出力与目标出力偏差的平均积分值。

若机组跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程（未跨出指令死区），则调节精度为从指令发出时刻到指令结束时刻的时间内实际出力与目标出力偏差的平均积分值。

$$K_2^{i,j} = 2 - \frac{\Delta P_{i,j}}{\text{调节允许的偏差量}}$$

如果  $K_2^{i,j}$  的计算值小于 0.1, 则取为 0.1。

式中, 调节允许的偏差量为机组额定有功功率的 1%, 最小精度为 1MW。  $K_2^{i,j}$  衡量的是该 AGC 机组 i 第 j 次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。

### (2) 计算频率

每次满足调节精度计算条件时计算。

## 3. 响应时间

### (1) 计算公式

响应时间是指 EMS 系统发出指令之后, 机组出力在原出力点的基础上, 可靠地跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间。

若发出指令之后, 机组出力在原出力点的基础上一直未可靠地跨出与调节方向一致的调节死区, 则此时响应时间为指令发出时刻到指令结束时刻的所用时间。即

$$t_{i,j}^{up} = T_1 - T_0 \text{ 和 } t_{i,j}^{down} = T_6 - T_5$$

$$K_3^{i,j} = 2 - \frac{t_{i,j}}{\text{标准响应时间}}$$

式中,  $t_{i,j}$  为机组 i 第 j 次 AGC 机组的响应时间, 其中标准响应时间为 60s。  $K_3^{i,j}$  衡量的是该 AGC 机组 i 第 j 次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

如果  $K_3^{i,j}$  的计算值小于 0.1, 则取为 0.1。

### (2) 计算频率

每次满足响应时间计算条件时计算。

#### 4.调节性能综合指标

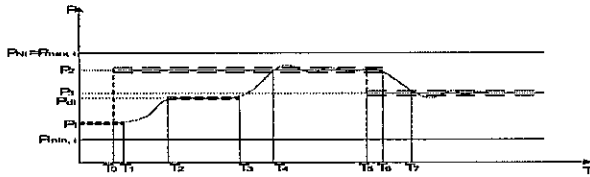
##### (1) 计算公式

每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 调节性能。

$$K_p^{i,j} = K_1^{i,j} \times K_2^{i,j} \times K_3^{i,j}$$

式中， $K_p^{i,j}$  衡量的是该 AGC 机组  $i$  第  $j$  次调节过程中的调节性能好坏程度。

调节性能日平均值  $K_{pd}^i$



式中， $K_{pd}^i$  反映了第  $i$  台 AGC 机组一天内  $n$  次调节过程中的性能指标平均值。未被调用 AGC 的机组是指装设 AGC 但一天内一次都没有被调用的机组。

##### (2) 计算频率

每次满足响应时间计算条件时计算。

#### 5.AGC 控制模式说明

AGC 主站控制软件在对 AGC 机组在进行远方控制时，可以采取多种控制模式，介绍如下：

(1) 自动调节模式。自动调节模式又包括若干子模式

- a) 无基点子模式
- b) 带基点正常调节子模式
- c) 带基点帮助调节子模式
- d) 带基点紧急调节子模式

e)严格跟踪基点子模式

(2) 人工设点模式。

# 山西风电场并网运行管理实施细则 (2025 年修订版)

## 第一章 总 则

**第一条** 为保障电力系统安全稳定运行，落实国家可再生能源政策，规范风电并网调度运行管理，依据《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）和国家有关法律法规等制定本细则。

**第二条** 本细则原则上应用范围为已并网运行的，由省级电力调度机构直接调度或集中控制出力的风电场。地（市）级及以下电力调度机构调度的风电场可参照本细则执行。

**第三条** 新建风电场自第一台风电机组并网次月计，3个月后参与本细则管理；扩建风电场自第一台风电机组并网当日起，进行参数设置更新，自动纳入本细则考核管理，免除因扩建期间配合主站调试引起的技术管理考核。

**第四条** 风电场以并网调度协议中约定的调度对象或工商注册公司为基本结算单元参与本细则。

**第五条** 国家能源局山西监管办公室（以下简称“山西能源监管办”）负责对并网风电场运行考核及结算情况实施监管。山西电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）在山西能源监管办授权下按照调度管辖范围具体实施所辖电网内并网风电场运行

的考核和结算，负责定期发布对并网风电场的运行考核结果。并网风电场依据考核结果承担相应的经济责任。

## 第二章 调度管理

**第六条** 风电场应严格服从所属电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。接受调度指令的并网风电场值班人员认为执行调度指令将危及人身、设备或系统安全的，应立即向发布调度指令的电力调度机构值班调度人员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。并网风电场违反调度纪律的，电力调度机构应于两个工作日内向山西能源监管办报告，并按山西能源监管办的要求责令并网风电场予以整改。

(一) 出现下列事项之一者，定为严重违反调度纪律，每次按照全场当月上网电量的 2% 考核，若考核费用不足 20 万元，则按 20 万元进行考核。

1. 未经电力调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态、定值，以及与电网安全稳定运行有关的继电保护、安全稳定控制装置、一次调频、涉网保护、AGC、AVC 装置等的参数或整定值（危及人身及主设备安全的情况除外，但须向电力调度机构报告）；

2. 拖延或无故拒绝执行调度指令；

3. 不如实反映调度指令执行情况；

4. 调度管辖设备发生事故或异常，30 分钟内未向电力调度机构汇报或造假谎报（可先汇报事故或异常现象，详细情况待查清



后汇报);

5.在调度管辖设备上发生误操作事故，未在1小时内向电力调度机构汇报事故经过或造假谎报;

6.不执行电力调度机构下达的保证电网安全运行的措施。

(二)出现下列事项之一者，定为违反调度纪律，每次按照全场当月上网电量的1%考核，若考核费用不足10万元，则按10万元进行考核。

1.现场运行人员配置不符合基本要求，特别是无法满足现场运行人员24小时不间断倒班，且每值至少保证有2人(其中值长1人)具备调度业务联系资格，满足1人执行调度指令和另1人监护操作的基本要求。

2.现场值长离开工作岗位期间未指定具备联系调度业务资格的接令者;

3.擅自退出有功控制系统(AGC)、自动电压控制系统(AVC)运行;

4.有功出力未按调度指令执行，抢发多发且警告2次无效;

5.调度管辖设备发生事故或异常，10分钟内未向电力调度机构汇报(可先汇报事故或异常现象，详细情况待查清后汇报);

6.调度管辖设备发生事故或异常后，48小时内未按要求向电力调度机构上报事故报告;

7.未按要求向电力调度机构上报试验申请、方案;

8.未能按照电力调度机构安排的测试计划开展并网测试，且未在规定时间内上报延期申请;

9.其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

**第七条** 设备检修计划要求如下：

(一) 并网风电场不按时上报月度、周、日前检修计划的工作，按当月上网电量的 0.5%考核。无检修工作票擅自进行检修工作的，按当月上网电量的 0.5%考核。

(二) 检修计划确定后，因申请的检修工作票中设备名称错误、工作内容错误、工作内容与设备名称不符及相关检修工作票之间有冲突导致退票的，每次按当月上网电量的 0.2%考核。检修工作票其他内容存在错误且被退票 2 次以上（含 2 次）的，每次按当月上网电量的 0.2%考核。因风电场自身原因导致月度、周检修计划调整（含新增、变更工期、取消）的，分别按当月上网电量的 0.2%、0.1%考核。

(三) 设备计划检修期间，风电场可在所属电力调度机构发布的调度规程规定的时间内申请延期一次，完工时间延期后，若风电场因自身原因导致检修工作仍不能按调度批复的最终工期完工，则按当月上网电量的 0.2%考核。

(四) 因并网风电场自身原因造成场内升压站同一出线、开关、主变及母差保护等一、二次设备重复性停电，导致风电场送出能力降低，且年度停电次数 3 次及以上（不含计划检修），每次按当月装机容量×1 小时的标准进行考核。

**第八条** 风电场因安自装置动作，频率、电压等电气保护动作导致风机解列不允许自启动并网。风电机组再次并网须向值班

调度员提出申请，在电网条件允许情况下，由值班调度员下令同意并网后风电机组方可进行并网。若违反上述规定，每次按照全场当月上网电量的 2%考核，考核费用不足 20 万元，则按 20 万元进行考核。若违反上述规定，并且风电并网于与主网解列的小地区，按照全场当月上网电量的 4%考核，考核费用不足 40 万元，则按 40 万元进行考核。

**第九条** 风电场应按照电力调度机构要求控制有功功率变化值（含正常停机过程）。风电场装机容量小于 30MW 时，10 分钟有功功率变化最大限值为 10MW，1 分钟有功功率变化最大限值为 3MW；风电场装机容量在 30~150MW（含）时，10 分钟有功功率变化最大限值为该风电场装机容量的 1/3，1 分钟有功功率变化最大限值为该风电场装机容量的 1/10；风电场装机容量大于 150MW 时，10 分钟有功功率变化最大限值为 50MW，1 分钟有功功率变化最大限值为 15MW。此项按日进行考核，10 分钟有功功率变化按照时间区间内最大值与最小值之差进行统计。因风速降低或风速超出切出风速而引起风电场有功功率变化超出有功功率变化最大限值的不予考核。变化率超出限值按以下公式计算考核电量：

$$W_{\text{功率变化率}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times 10 \times 1 \text{小时}$$

其中  $P_{i,c}$  为  $i$  时段内超限值的功率变化值， $P_{\text{lim}}$  为功率变化限值。

**第十条** 风电场因自身原因（如风电场内一二次设备故障、涉网保护或故障穿越能力不满足标准要求等）造成风机大面积脱网，一次脱网风机总容量超过风电场装机容量的 30%，每次按照

全场当月上网电量的 3%考核。若发生风机脱网考核且月累计考核费用不足 10 万元，则按 10 万元进行考核。配有已投运的规模化储能装置（兆瓦级及以上）的风电场，以风电场上网出口为脱网容量的考核点。

**第十一条** 当确需限制风电出力时，风电场应严格执行电网调度机构下达的调度计划曲线（含实时调度曲线），超出曲线部分的电量列入考核。

电力调度机构调度自动化系统按风电场结算单元实时采集风电场的电力，要求在限风时段内实发电力不超计划电力的 1%。限风时段内实发电力超出计划电力的允许偏差范围时，超标部分电力的积分电量按 2 倍统计为考核电量。

配有已投运的规模化储能装置（兆瓦级及以上）的风电场，取风电场与储能装置实发（受）电力的代数和为限风时段内计划电力的考核值。

**第十二条** 风电场应开展风电功率预测工作，并按电力调度机构要求将预测结果报电力调度机构。根据风电场上报风电功率预测工作开展的情况，按照以下方式进行考核：

（一）风电场应在电力调度机构指定的位置按要求安装测风塔及其配套设备，并将测风塔相关测量数据传送至电力调度机构。风电场应按照电力调度机构要求报送测风数据，并保证数据准确性。风电场应按照电力调度机构要求报送调度侧风电功率建模所需的历史数据，并保证数据准确性。未能按照电力调度机构要求完成历史数据报送工作的，每月按照当月全部上网电量的 1%考核。

(二) 风电场应将测风塔测量数据实时传送至电力调度机构，且数据应满足要求。实测风速上报频率不低于 5min，调度机构对风电场数据上报率、合格率进行考核。

1. 风电场资源数据上报率应达到 100%，未达到 100%，按当月全场上网电量的 0.1% 考核，按日进行统计、按月进行考核，考核电量的最大值不超过该风电场当月上网电量的 3%。

2. 测风上报率为一天的上传点数/总点数×100%，上报点数为总点数减去缺失和持续不变化的数据点。

上报率 (UR):

$$UR = \frac{U_a - U_q - U_n}{U_a} \times 100\%$$

式中:

$U_a$ -----上传总点数;

$U_q$ -----缺失的点数;

$U_n$ -----持续不变化的点数。

缺失点: 任何一个时间点的数据缺失均判为数据异常。

持续不变化点: 相邻时间点相差小于 0.01m/s 并连续出现 10 次及以上。风速小于 0.5m/s 或大于 20m/s、降雨时湿度持续 100%、风向小于 10 度或大于 350 度、不纳入持续不变化点。

3. 风电场资源数据合格率应不小于 95%，小于 95% 时，每降低 1 个百分点，按照当月上网电量的 0.1% 考核。按日进行统计、按月进行考核，考核电量的最大值不超过该风电场当月上网电量的 3%。

4. 风资源数据合格率为一天的合格点数占总上传数据的比

例。对超出上下限值、一致性限值、轮毂风速和出力逻辑合理性进行判断。

合格率 (QR):

$$QR = \frac{U_a - U_b - U_c - U_d}{U_a} \times 100\%$$

式中:

$U_b$  -----超出上下限点数;

$U_c$  -----一致性不合理点数;

$U_d$  -----轮毂风速和出力逻辑不合理点数;

超出上下限值: 指风资源各类数据的合理性范围。

一致性限值: 指不同层高的风速差值合理范围。

轮毂风速和出力逻辑合理性: 不同风速对应的实测功率与开机容量占比的合理范围。详见下表:

序号	轮毂风速 (m/s)	出力同时率 (%)
1	0.5-4	0-1
2	4-5	1-10
3	5-6	10-30
4	6-7	20-40
5	7-8	30-50
6	8-9	50-80
7	10-20	80-100
8	>20	不纳入考核

(三) 风电场应按国家行业标准要求建设风功率预测系统, 传送相关数据至电力调度机构。未建设或系统不符合电网相关要求的, 每月考核当月上网电量的 3%。

(四) 风电场应及时向电力调度机构报送风电场装机容量、可用容量。电力调度机构对报送情况进行考核。

1. 风电场装机容量发生变化后, 需在 24 小时内上报电力调度机构, 并保证上报准确, 每迟报一天按照当月全场上网电量的 0.1% 考核。

2. 风电场可用容量发生变化后, 需在 4 小时内报告电力调度机构, 并保证报送数据准确, 每迟报 1 小时按照当月全场上网电量的 0.1% 考核, 每次考核电量的最大值不超过风电场当月上网电量的 2%。

(五) 风电场应向电力调度机构报送风电功率预测结果。电力调度机构对风电场上报风电功率预测结果进行考核, 考核内容包括功率预测上报率、0-240h 中期功率预测准确率、0-72h 短期功率预测准确率、15min-4h 超短期功率预测准确率、电网晚高峰和低谷时段功率预测准确率。

中期功率预测是指预测次日 0 时开始至未来 240 小时的风电发电功率, 短期功率预测是指预测次日 0 时开始至未来 72 小时的风电发电功率, 超短期功率预测是指预测自上报时刻起至未来 15min 开始至 4 小时的风电发电功率, 预测时间分辨率不低于 15min。

风电场每日 8 时和 14 时前向电网调度机构提交两次中期、短期功率预测数据结果, 每 15min 向电网调度机构上报一次超短期功率预测结果。同时应上报与预测曲线相同时段的风电场预计

开机容量，上报时间间隔应小于 15min。

### 1.风电场预计开机容量上报

风电场每日上报风电场预测曲线相同时段的风电场预计开机容量，时间分辨率不低于 15min。场站端计划检修或故障消缺，上报预计开机容量与实际不符情况或预计开机容量小于实际出力或大于装机容量情况视为上报数据异常，当天出现异常数据超过当日上报点数 10%，按照当月全月上网电量的 1%考核。按日进行统计，按月进行考核。

### 2.中期和短期风电功率预测

(1) 风电场中期和短期风电功率预测上报率应达到 100%，少报一次按照当月全场上网电量的 0.1%考核。风电场中期和短期风电功率预测上报率按日进行统计，按月进行考核。

(2) 中期功率预测中的第十日月度预测准确率应大于等于 70%。短期功率预测次日准确率应大于等于 85%。当日 10 天预测平均准确率小于 70%、次日准确率小于 85%时，按以下公式考核。风电场次日功率预测准确率按日进行统计，按月进行考核。

$$Acc_{kday-ahead} = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left[ (p_i - p'_i)^2 \frac{|p_i - p'_i|}{\sum_{i=1}^n |p_i - p'_i|} \right]}}{Cap}, \quad i = 1, \dots, n$$

短期预测准确率考核电量=(85%—Accday-ahead)×PN×0.5

10 天预测平均准确率考核电量=(70%—Acc10days)×PN×0.7



式中： $Acc_{k\text{day-ahead}}$  中  $k$  为提前预测天数，提前预测准确率， $Acc_{k\text{day-ahead}}$  为提前  $k$  天预测准确率， $Acc_{10\text{days-ahead}}$  为 10 天功率预测平均准确率， $Acc_{\text{day-ahead}}$  为短期功率预测平均准确率； $Cap$  为风电场考核日的最大开机容量（单位：MW）； $P_i$  为  $i$  时刻风电场实际功率（单位：MW），限电时段  $P_i$  为  $i$  时刻风电场的可用功率（单位：MW）； $P'_i$  为  $i$  时刻风电场电站预测功率（单位：MW）； $n$  为该日考核的预测点数。

由于电网检修、AGC、AVC 调试、功率调节涉网试验、场站检修全停、经调度同意的风功率系统检修等原因导致的站内设备临时停电、出力波动所造成的预测准确率偏低情况给予免考，风电受限时段不纳入免考范围。

### 3. 电网晚高峰和低谷时段风电预测准确率。

晚高峰和低谷时段风电短期功率预测准确率应高于 85%、超短期功率预测准确率应高于 90%，低于标准的，按以下公式考核。风电场晚高峰和低谷时段功率短期、超短期预测准确率按日进行统计，按月进行考核。全月累计考核电量的最大值不超过风电场当月上网电量 1%。场站实际发电功率小于装机容量的 10% 的时段不纳入考核。

$$Acc_{\text{高峰低谷}} = 1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|P_i - P'_i|}{\text{MAX}(P_i, 0.2Cap)} \times 100\%, \quad i = 1, \dots, n$$

$$\text{短期预测准确率考核电量} = (85\% - Acc_{\text{高峰低谷}}) \times PN \times 0.5$$

$$\text{超短期预测准确率考核电量} = (90\% - Acc_{\text{高峰低谷}}) \times PN \times 0.5$$

式中： $Acc_{\text{高峰低谷}}$ 为风电场晚高峰和低谷时段功率预测准确率； $Cap$ 为风电场最大开机容量（单位：MW）； $P_i$ 为*i*时刻风电场实际功率（单位：MW），限电时段 $P_i$ 为*i*时刻风电场的可用功率（单位：MW）； $P'_i$ 为*i*时刻风电场预测功率（单位：MW）； $n$ 为该日考核的样本数；低谷时段为22：00-6：00；11：00-15：00；高峰时段17：00-21：00。

由于电网检修、AGC、AVC调试、功率调节涉网试验、场站检修全停、经调度同意的风功率系统检修等原因导致的站内设备临时停电、出力波动所造成的预测准确率偏低情况给予免考，风电受限时段不纳入免考范围。

#### 4.超短期风电功率预测

(1) 风电场每隔15min自动向电网调度机构提交自上报时刻起未来15分钟至4小时共16个时间节点的超短期风电功率预测数据和开机容量。风电场超短期风电功率预测上报率应达到100%，上报率每降低1%按照当月全场上网电量的0.1%考核。风电场超短期功率预测上报率按月进行考核，全月累计考核电量的最大值不超过风电场当月上网电量的3%。

(2) 超短期功率预测准确率应大于等于90%。当准确率小于90%时，按以下公式考核。风电场超短期功率预测准确率按日进行统计，按月进行考核。

$$Acc'_{real-time} = (1 - \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^{16} [(p_j - p'_j)^2 \cdot \frac{|p_j - p'_j|}{\sum_{j=1}^{16} |p_j - p'_j|]}}{Cap}) \times 100\%$$

$$Acc_{real-time} = \frac{\sum_{i=1}^n Acc'_{real-time,i}}{n} \times 100\%$$

超短期准确率考核费用 = (90% -  $Acc_{real-time}$ ) ×  $P_N$  × 0.4

其中： $Acc_{real-time}$  为该日超短期预测的平均准确率， $Acc'_{real-time,i}$  为  $i$  时刻超短期预测的准确率； $Cap$  为超短期功率预测期内的新能源电站最大开机容量（单位：MW）； $p_i$  为  $i$  时刻新能源电站的实际功率（单位：MW）， $p'_i$  为  $i$  时刻新能源电站的预测功率（单位：MW）； $n$  为该日考核的预测点数； $P_N$  为新能源电站装机容量（单位：MW）。

以下情况可对风功率预测结果免予考核：a) 风电发电受限时段；b) 经调度同意的风功率系统检修期间；c) 由于电网检修或 AGC 调试等原因导致的站内设备临时停电、出力波动所造成的预测准确率偏低情况；d) 非风电场站自身原因。

（六）风电场应向电力调度机构报送理论发电功率和可用发电功率。理论发电功率指在当前风资源条件下，所有风电机组均可正常运行时能够发出的功率；可用发电功率指考虑场内设备故障、缺陷或检修等原因引起受阻后能够发出的功率。场内受阻电力指风电场理论发电功率与可用发电功率之差；场外受阻电力指风电场可用发电功率与实发功率之差。

### 1.完整率

根据风电场上传情况统计理论和可用功率的完整率，其计算公式如下：

$$\text{完整率} = \left(1 - \frac{L}{T+G}\right) \times 100\%$$

其中 T、G 分别为理论、可用发电功率上传的总点数，L 为数据缺失点的个数。

### 2.正确率

根据风电场上传情况统计可用功率的正确率，其计算公式如下：

$$\text{正确率} = \left(1 - \frac{M}{T+G}\right) \times 100\%$$

其中，T、G 分别为理论、可用发电功率上传的总点数，M 为理论和可用功率数据异常点的个数，包括死数、负数和不满足逻辑关系的点。

理论、可用功率的完整率和正确率按日进行统计，按月求平均值进行考核。对以上两指标未达到 100%的，分别按每降低 1%，考核风电场当月上网电量 0.1%，两指标合计月度考核电量的最大值不超过该风电场当月上网电量的 3%。

3.风电场理论发电功率和可用发电功率数据上报率应达到 100%，未达到 100%，按照当月全场上网电量的 0.2%考核，按日进行统计、按月进行考核。若考核费用不足 10 万元，则按照 10 万元进行考核。

### 第三章 技术管理

**第十三条** 风电场新建风机应具备故障穿越能力，并满足国家标准《风电场接入电力系统技术规定 第1部分陆上风电》（GB/T 19963.1）要求。新建风电场应在并网前三个月向电力调度机构提交故障穿越能力检测报告并通过审核。对于已投产风电场，在风电场风机未按要求的期限完成故障穿越改造，或已完成现场改造但未在六个月内完成检测认证的风机视为不具备故障穿越能力。风电场考核电量为风电场上网电量的2%。

若具备检测条件的风电场风机现场检测不合格，或经现场抽检合格后风机仍在故障穿越范围内发生脱网，则该风电场同型风机不具备故障穿越能力。在完成整改并提供检测认证报告前，风电场考核电量为风电场不具备故障穿越能力的风机容量/风电场总装机容量×2%风电场上网电量。

新建风电场应提交可用于电磁暂态和机电暂态仿真计算的模型和参数，以及风电场场站、风机、动态无功补偿装置建模报告，配合电力调度机构完成模型审查和一致性核查，已投产风电场应在本规则印发之日起2年内完成。不满足要求的，每月按当月上网电量的1%进行考核。

当变流器及控制器软件版本等发生变化时，风电场应委托有资质的建模机构评估原有模型的适用性，必要时需重新开展建模工作，需在6个月内将评估结果或建模报告报送电力调度机构，未按要求完成报送前，每月按当月上网电量的0.5%进行考核。

**第十四条** 由于风电场自身原因造成宽频振荡（振荡频率在0.05-2500Hz，且连续10个振荡周期内平均峰谷差超过该风电场装机容量的10%），每次按当月上网电量的1%进行考核（1小时内出现的振荡按一次计算），每月累计考核电量不超过当月上网电量的3%。

**第十五条** 新投运风电场具备一次调频能力方可并网运行。已投运的风电场应具备一次调频能力并提交试验报告。未具备能力的，每月按当月上网电量的1%进行考核。

风电场应与电力调度机构的一次调频主站进行联调，并向电力调度机构提交联调测试报告，满足电网对风电场一次调频性能在线监视与远程在线测试的要求。

并网风电场必须投入一次调频功能，风电场不得擅自退出一次调频功能，不得中断一次调频信号传输，当电网频率波动或电力调度机构下发一次调频测试指令时应自动参与一次调频。

一次调频月投运率应达到100%，一次调频月投运率=（一次调频月投运时间/风电场月并网时间）×100%。

对参与有偿一次调频辅助服务的并网风电场开展参与情况考核，考核办法见《山西发电厂并网运行管理实施细则》第二十条第（五）项内容。

对并网风电场一次调频的考核，分投入情况及性能两个方面，每月总考核电量不超过当月上网电量的1%。考核方法如下：

#### （一）投入情况考核

1.未经电力调度机构批准停用风电场一次调频功能，风电场每天的考核电量为：

$$P_N \times 1 \text{ (小时)} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $P_N$ 为风电场并网容量（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为3。

2.一次调频月投运率每月考核电量为：

$$(100\% - \lambda) \times P_N \times 10 \text{ (小时)} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $\lambda$ 为一次调频月投运率； $P_N$ 为风电场并网容量（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为3。

## （二）性能考核

性能考核是指对电网实际频率、远程在线测试频率超过风电场一次调频死区期间的一次调频性能进行考核，具体以电力调度机构一次调频主站计算结果为准。

风电场一次调频性能考核包括9秒出力响应指数考核、15秒出力响应指数考核以及电量贡献指数考核。每项考核均包括小扰动考核和大扰动考核，其中电网最大频率偏差不超过0.06Hz为小扰动，电网最大频率偏差大于0.06Hz为大扰动。

### 1.9秒出力响应指数考核

对于风电场，9秒出力响应指数 $\Delta P_{9\%}$ 小于90%为不合格。对9秒出力响应指数 $\Delta P_{9\%}$ 不合格的风电场进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{9\text{一次调频}} = P_N \times (A \times M1 + B \times M1) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A为0.002小时，B为0.2小时； $P_N$ 表示风电场并网

容量 (MW);  $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数, 数值为 3; M1 为当月风电场一次调频小扰动下, 指标  $\Delta P_{9\%}$  不合格次数, N1 为当月风电场一次调频大扰动下, 指标  $\Delta P_{9\%}$  不合格次数。

### 2.15 秒出力响应指数考核

对于风电场, 15 秒出力响应指数  $\Delta P_{15\%}$  小于 100% 为不合格。对 15 秒出力响应指数  $\Delta P_{15\%}$  不合格的风电场进行考核, 每月考核电量为:

$$Q_{15\text{一次调频}} = P_N \times (A \times M2 + B \times N2) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中: A 为 0.002 小时, B 为 0.2 小时;  $P_N$  表示风电场并网容量 (MW);  $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数, 数值为 3; M2 为当月机组一次调频小扰动下, 指标  $\Delta P_{15\%}$  不合格次数, N2 为当月机组一次调频大扰动下, 指标  $\Delta P_{15\%}$  不合格次数。

### 3. 电量贡献指数考核

对于风电场, 电量贡献指数  $Q\%$  小于 75% 为不合格。对电量贡献指数  $Q\%$  不合格的风电场进行考核, 每月考核电量为:

$$Q_{GX\text{一次调频}} = P_N \times (A \times M3 + B \times N3) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中: A 为 0.002 小时, B 为 0.2 小时;  $P_N$  表示风电场并网容量 (MW);  $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数, 数值为 3; M3 为当月风电场一次调频小扰动下, 指标  $Q\%$  不合格次数, N3 为当月风电场一次调频大扰动下, 指标  $Q\%$  不合格次数。

综上, 风电场每月一次调频性能考核总量  $Q_{\text{总}}$  为:

$$Q_{\text{总}} = Q_{9\text{一次调频}} + Q_{15\text{一次调频}} + Q_{GX\text{一次调频}}$$



当风电场一次调频动作方向与 AGC 指令方向相反时，风电场应设置一次调频优先。一次调频动作引起风电场出力调整量不计入风电场 AGC 性能的考核和补偿计算结果中。

**第十六条** 风电场应具备有功功率调节能力，需配置有功功率控制系统，接收并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率控制信号(AGC 功能)，确保风电场最大有功功率值不超过电力调度机构的给定值。风电场 AGC 子站上行信息应包含有效容量、超短期预测、一次调频闭锁 AGC 信号、AGC 子站运行状态等关键数据。未在首台风机并网后 6 个月内完成有功功率控制子站的装设和投运工作（与调度侧的 AGC 闭环联调试验）的风电场，每月按全场当月上网电量 2%考核。

对已安装有功功率控制子站的并网风电场进行投运率考核。在并网风电场有功功率控制子站闭环运行时，电力调度机构按月统计各风电场有功功率控制子站投运率。投运率计算公式如下：

$$\text{投运率} = \text{子站投运时间} / \text{风电场站运行时间} \times 100\%$$

在计算投运率时，扣除因电网原因或因新设备投运期间子站配合调试原因造成的系统退出时间。

投运率以 98%为合格标准，全月投运率低于 98%的风电场考核电量按如下公式计算：

$$\text{投运率考核电量} = (98\% - \lambda_{\text{投运}}) / 30 \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为风电场有功功率控制子站投运率； $W_a$ 为该风电场当月上网电量。

如当月风电场完成了与调度侧的 AGC 闭环联调试验，则当月不进行 AGC 功能考核，次月参与投运率考核。

已完成与调度侧的 AGC 闭环联调试验的风电场单个结算单元装机容量发生变化或其配建储能设备并网后，需重新与调度主站开展 AGC 闭环联调试验，次月未完成的纳入 AGC 功能考核，每月按全场当月上网电量 1% 考核。闭环联调试验前，厂站仍需接收并执行 AGC 指令，进行 AGC 投运率考核。当月完成与调度侧的 AGC 闭环联调试验后不再进行 AGC 功能考核。

**第十七条** 风电场应配备动态无功补偿装置，并具备自动电压调节功能。

(一) 风电场内未按规定配置动态无功补偿装置（动态无功补偿装置主要包括 MCR 型、TCR 型 SVC 和 SVG），在场内动态无功补偿装置安装投入运行前，每月按当月上网电量的 2% 进行考核；

(二) 风电场动态无功补偿装置性能（包括容量配置、调节速率及故障穿越能力）不满足电网要求的，在风电场完成整改前，每月按当月上网电量的 1% 进行考核。

(三) 风电场的动态无功补偿装置应投入自动运行，电力调度机构按月统计各风电场动态无功补偿装置月投入自动可用率，计算公式如下：

$\lambda_{\text{可用}} = \text{每台装置投入自动可用小时数之和} / (\text{升压站带电小时数} \times \text{装置台数})$

动态无功补偿装置月投入自动可用率以 95%为合格标准，低于 95%的风电场考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(95\% - \lambda_{\text{可用}})}{10} \times W_a$$

$W_a$  为该风电场当月上网电量。

（四）无功调用合格率考核，以国家标准、行业标准规定的风机、SVG、配套储能等最大感性无功调用为标准，当无功补偿装置发出减磁闭锁时，感性无功出力绝对值大于无功补偿装置最大感性无功能力的 90%为合格，并按月计算合格率，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分比计），按场站当月上网电量的 0.1%进行考核，考核电量最大不超过机组当月上网电量的 1%。

以国家标准、行业标准规定的风机、SVG、配套储能等最大容性无功调用为标准，当无功补偿装置发出增磁闭锁时，容性无功出力绝对值大于无功补偿装置最大感性无功能力的 90%为合格，并按月计算合格率，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分比计），按场站当月上网电量的 0.1%进行考核，考核电量最大不超过机组当月上网电量的 1%。

（五）风电场应按照调度运行要求装设自动电压控制（AVC）子站，AVC 子站各项性能应满足电网运行的需要。未在首台风机并网后 6 个月内完成 AVC 子站的装设和投运工作（与调度侧的 AVC 闭环联调试验），每月按全场当月上网电量 6%考核。

电力调度机构对已安装 AVC 子站的并网风电场进行其投运率和调节合格率的考核，风电场应加强机组 AVC 子站的装置维护

工作。

### 1.AVC 投运率考核:

在并网风电场 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC 闭环运行时, 电力调度机构按月统计各风电场 AVC 投运率。AVC 投运率计算公式如下:

$$\text{AVC 投运率} = \text{AVC 子站投运时间} / \text{风电场运行时间} \times 100\%$$

在计算 AVC 投运率时, 扣除因电网原因或因新设备投运期间 AVC 子站配合调试原因造成的 AVC 装置退出时间。

AVC 投运率以 98% 为合格标准, 全月 AVC 投运率低于 98% 的风电场考核电量按如下公式计算:

$$\frac{(98\% - \lambda_{\text{投运}})}{30} \times W_a$$

式中,  $\lambda_{\text{投运}}$  为风电场 AVC 投运率;  $W_a$  为该风电场当月上网电量。

### 2.AVC 调节合格率考核:

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核风电场 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压指令下达后, 机组 AVC 装置在 2 分钟内调整到位为合格。

AVC 调节合格率计算公式为:

$$\text{AVC 调节合格率} = \text{执行合格点数} / \text{电力调度机构发令次数} \times 100\%$$

AVC 合格率以 96% 为合格标准, 全月 AVC 合格率低于 96% 的风电场考核电量按如下公式计算:

$$\frac{(96\% - \lambda_{\text{调节}})}{30} \times W_a$$

式中,  $\lambda_{\text{调节}}$  为风电场 AVC 调节合格率;  $W_a$  为该风电场当月上

网电量。

在计算 AVC 调节合格率时,应扣除因电网原因造成的不合格时段。

因电网系统电压频繁波动,非风电场自身设备原因造成 AVC 调节合格率不合格的时段,免于考核。

如当月风电场完成了与调度侧的 AVC 闭环联调试验,则当月不进行 AVC 装设及投运考核,次月开始参与投运率及调节合格率考核。

已完成与调度侧的 AVC 闭环联调试验的风电场装机容量发生变化或其配建储能设备并网后,需重新与调度主站开展 AVC 闭环联调试验,次月未完成的纳入 AVC 功能考核,每月按全场当月上网电量 1%考核,闭环联调试验前,厂站仍需接收并执行 AVC 指令,同时进行 AVC 投运率及 AVC 调节合格率考核。待完成与调度侧的 AVC 闭环联调试验后,当月不再进行 AVC 装设及投运考核。

(六) 风电场应按照调度运行要求确保并网点电压(风电场升压站高压侧母线)运行在主站下发的电压曲线范围之内,电力调度机构按季度印发各风电场电压曲线,并按月统计各风电场电压合格率,电压合格率计算公式如下:

电压合格率=并网点电压运行在电压曲线范围之内时间/升压站带电运行时间×100%

电压合格率以 100%为合格标准,全月电压合格率低于 100%

的风电场考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(100\% - \lambda_{\text{电压}})}{30} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{电压}}$ 为风电场电压合格率； $W_a$ 为该风电场当月上网电量。

因电网系统电压频繁波动，非风电场自身设备原因造成电压合格率不合格的时段，免于考核。

（七）若风电场已经按照最大无功调节能力提供无偿或有偿无功服务，但母线电压仍然不合格，经调度机构审核批准后该时段免于考核。

**第十八条** 风电场应当在并网之日起6个月内向电力调度机构提交功率调节、无功补偿装置性能、电能质量、电网适应性测试报告。逾期未提供的，每项按当月上网电量的1%考核，月度累计考核电量不超当月上网电量的2%。

风电场应定期进行频率、电压调节性能复核试验，调节系统动态复核试验内容应包括风电场频率阶跃试验和无功调节设备电压阶跃试验，复核周期不超过5年。风电场须在报告发布日期后5年内完成复核试验，试验完成后1个月内提供试验报告。电力调度机构加强指导和督促。

**第十九条** 风电场应执行继电保护及安全自动装置管理规定，对继电保护专业管理、运行指标、安全运行水平进行考核，考核规则如下：

（一）并网风电场线路、变压器、母线、风机、变频器所配

继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按照全场当月上网电量的 0.5%考核。造成电网事故的，每次按照全场当月上网电量的 1%考核，该项总考核费用不足 15 万元按 15 万元考核。风电场不能在 2 小时内提供完整的故障录波数据和继电保护、安全自动装置动作报告、不正确动作原因分析不明、整改措施未落实，每次按照 2 倍应考核费用考核。

（二）并网风电场继电保护及安全自动装置的配置应满足继电保护相关规程、规定要求，且必须与系统保护配合。系统状态改变时，应按要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。风电场应完成电力系统故障信息管理系统（含故障录波）建设，满足山西电网的接口规约和数据传输模式，按照山西电力调度机构的规定、标准要求配置，并应通过通信网络无障碍地接入电力调度机构的故障信息系统。不满足的风电场应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，则每月按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

（三）并网风电场线路、变压器、母线、风机、变频器所配继电保护和安全自动装置未按调度要求投运，导致电网事故扩大或造成电网继电保护和安全自动装置越级动作。每次按照全场当月上网电量的 1%考核。该项考核费用不足 10 万元按 10 万元考核。

（四）并网风电场改变继电保护及安全自动装置的运行状态、二次回路须征得电力调度机构同意。未按要求执行每次按照全场当月上网电量的 1%考核。

(五) 并网风电场故障录波器时钟不准确，装置及接入量命名不规范，故障录波器与电力调度机构主站数据连通中断，不能被主站远程调阅录波文件、不能提供完整的故障录波数据、继电保护和安全自动装置动作情况，影响电网故障分析，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核，因主站原因不考核。

(六) 并网风电场继电保护和安全自动装置时钟不准确，与继电保护故障信息系统子站数据连通中断或装置命名不规范，故障信息子站与调度机构主站数据联通中断，不能被主站远程调阅保护动作文件、不能提供完整的继电保护和安全自动装置动作情况，远程调阅动作波形文件失败，影响电网故障分析，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核，因主站原因不考核。

(七) 并网风电场汇集线系统单相故障应能快速切除，不满足要求的风电场应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，则每月按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

(八) 并网风电场在 24 小时内未消除继电保护和安全自动装置设备缺陷，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。超过 24 小时，每天按照全场当月上网电量的 0.5%考核。

(九) 并网风电场涉网保护应按照电网有关规定和要求配置，在风电场涉网保护配置及定值整定满足电网要求之前，每月扣全场当月上网电量 1%。该项考核费用不足 10 万元的按 10 万元考核。

(十) 并网风电场应加强稳控装置管理。及时更新调度管理



系统的设备信息；按规程、规定对稳控装置进行调试、巡视、定期检验和维护，使其满足装置原定的技术要求，装置策略定值符合整定要求，保存完整的调试报告、记录；落实稳控装置的反措要求；按规定完善稳控装置的运行管理规定、图纸等相关技术资料。未满足要求的，每项按当月上网电量的 0.25%考核，月度累计考核电量不超当月上网电量的 0.5%。

（十一）并网风电场应按照继电保护管理要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作。

1.继电保护和安全自动装置发生的缺陷及异常，并网风电场应在处理完毕后 3 个工作日内填报缺陷及异常处理情况，未及时填报的，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

2.电力系统发生的故障，并网风电场应在故障发生后 1 个工作日内将故障数据、继电保护动作分析报告报送电力调度机构；稳控系统装置动作后，在 1 个工作日将本电厂稳控装置动作报告报送电力调度机构。未上报期间，每天按照全场当月上网电量的 0.25%考核，最多考核 1%。

3.风电场新投继电保护和安全自动装置、设备数据信息变化，应在 5 个工作日内完成设备台帐填报工作，未及时、准确、完整填报的，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

4.风电场每月 5 日前按要求完成上月继电保护及安全自动装置的运行分析报告（动作统计报告、缺陷及异常处理报告、继电保护校验月报等），并报送电力调度机构；应按照继电保护管理

要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传（专项报告、调试报告、运行规程、设计图纸、技改方案、整改措施等）等工作。未按时上报期间，每天按照全场当月上网电量的 0.25%考核，最多考核 0.5%。

5.在事故发生后 1 小时之内，因风电场原因，故障录波主站无法调取风电场故障录波器录波文件。每发生一次，考核电量为风电场当月上网电量的 0.1%。

6.在事故发生后 2 小时之内，因风电场原因，没有及时上传完整的继电保护装置动作报告。每发生一次，考核电量为风电场当月上网电量的 0.2%。

（十二）电力调度机构对并网风电场继电保护专业的安全运行水平进行考核：

1.并网风电场受到继电保护技术监督一级告警，每次考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.5%。若未按期整改，每次考核电量增加为当月上网电量的 1.5%。

2.并网风电场受到继电保护技术监督二级告警，每次考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.25%。若未按期整改，每次考核电量增加为当月上网电量的 0.75%。

（十三）风电场所属继电保护及安全自动装置应具备作业指导书、运行规程、巡视卡等技术资料，按规程、规定进行调试、巡视、定期校验和维护，使其满足装置原定的技术要求，装置定值符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。未满足要求的，

每项按当月上网电量的 0.25%考核，月度累计考核电量不超当月上网电量的 0.5%。

(十四) 风电场应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施。不满足反措要求的风电场应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，则每月按照全场当月上网电量的 1%考核。

(十五) 对风电场继电保护及安全自动装置运行指标进行考核。以下要求未能达标者，每项考核电量为全场当月上网电量的 0.25%，第二个月仍不能达标者，每项考核电量为全场当月上网电量的 1%。

1. 继电保护主保护月投运率 > 99.5%。

继电保护主保护月投运率计算公式为：

$$RMD = (TMD / SMD) \times 100\%$$

式中：RMD 为主保护月投运率；

TMD 为主保护装置该月处于运行状态的时间；

SMD 为主保护装置该月应运行时间。

2. 安全自动装置月投运率 > 99.5%。

安全自动装置月投运率计算公式为：

$$RSS = (TSS / SSS) \times 100\%$$

式中：RSS 为安全自动装置月投运率；

TSS 为安全自动装置该月处于运行状态时间；

SSS 为安全自动装置该月应运行时间。

3. 故障录波器与主站月联通率 ≥ 99%。

故障录波器与主站月联通率计算公式为：

$$RSR=(TSR/SSR)\times 100\%$$

式中：RSR 为故障录波器与主站月联通率；

TSR 为该月故障录波器与调度主站联通时间；

SSR 为该月故障录波器应于调度主站联通时间。

4.故障信息子站与主站月联通率 $\geq 99\%$ 。

故障信息子站与主站月联通率计算公式为：

$$RIR=(TIR/SIR)\times 100\%$$

式中：RIR 为故障信息子站与主站月联通率；

TIR 为该月故障信息子站与调度主站联通时间；

SIR 为该月故障信息子站应于调度主站联通时间。

（十六）风电场继电保护定值和软件版本应设专人管理。及时更新调度管理系统的运行定值单和软件版本信息；风电场每年应根据电力调度机构下发的综合电抗对所管辖的保护定值进行校核计算，并将核算结果和运行定值单上传调度管理系统备案；调度下发的定值通知单在执行后 1 周内完成回执。未满足要求的，每次按照全场当月上网电量的 0.5%考核。

（十七）风电场应于每年年底前对本场继电保护专业人员开展专业培训，每名继电保护专业人员每年的专业培训时间不少于 5 天，培训应留有培训记录，继电保护人员培训率应达到 100%。未满足要求的，每次按照全场当月上网电量的 0.5%考核。

（十八）风电场应开展继电保护隐患排查与缺陷治理，按要

求完成继电保护技术监督和专业管理中提出的问题整改，未满足要求的，则每月按照全场当月上网电量的 0.5%考核。

（十九）风电场继电保护及安全自动装置改造、更新时，未满足以下要求的，每月按照全场当月上网电量的 0.5%考核。

1.风电场涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置设计选型应符合国家、行业的标准和规程、规定，并报所属电力调度机构备案。

2.风电场应配合电网公司的技术改造计划，严格执行国家、网省继电保护及安全自动装置技术规程和规定，按要求进行继电保护和安全自动装置的改造。设备更新改造应相互配合，确保双方设备协调一致。涉网（含升压站）继电保护、安全自动装置运行年限超 15 年但未列入生产技术改造期间或改造初设审查、设备选型、设计安装、调试验收各阶段应符合规程规定要求。

3.在工程的初设审查、设备选型、设计、安装、调试、运行、维护阶段，均必须实施继电保护技术监督。

**第二十条** 电力调度机构按其管辖范围对并网风电场自动化设备（包括监控系统、PMU 装置、电量采集装置、时钟系统及监测装置、调度数据网、电力监控系统安全防护设备等）开展技术指导和管理工作。电力调度机构对并网风电场自动化设备的运行进行考核：

（一）并网风电场应配置相关自动化系统和设备，包括升压站监控系统（含远动装置、监控主机等）、PMU 装置、电能量远

方终端、AGC 装置、AVC 装置、时间同步装置（北斗 II 代及以上版本）、时钟监测装置、调度数据网设备（含路由器、交换机）、电力监控系统安全防护设备（含横向隔离装置、纵向加密认证装置、网络安全监测装置、防火墙等）、UPS 电源等各类自动化设备，未配置上述系统和设备的，或者性能指标不满足要求的，按每类系统（或每小类设备）考核风电场当月上网电量的 1%。

（二）并网风电场上送调控机构的各类自动化设备数据（信息），包括远动 104 数据、PMU 数据、电量数据、时钟监测信息、网络安全监测装置采集信息等，应完整、齐全、准确，数据（信息）不完整、不齐全、不准确的，按每类数据（信息）考核风电场当月上网电量的 0.2%。

（三）并网风电场应配合相关电网公司的技术改造计划，严格执行国家、网省技术规程和规定，按要求进行自动化设备的改造，直接接入调度数据网的设备、与接入调度数据网设备存在网络连接关系的系统或设备应纳入网络安全监测并进行安全加固。

（四）监控系统远动工作站、PMU 装置、电量采集装置、时钟监测装置、调度数据网、电力监控系统安全防护设备等自动化设备月可用率要求 $\geq 99.5\%$ ，每降低一个百分点（含不足一个百分点），每类自动化设备考核并网风电场当月上网电量的 0.1%，有多类设备不满足可用率要求，按类数进行累加。

（五）并网风电场应确保升压站监控系统可靠运行，远动 104 数据实时、准确上送。

1.发生远动 104 链路中断，每次考核风电场当月上网电量的 0.2%，若该项考核总费用不足 2 万元，则按 2 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.1%。

2.发生远动 104 数据错误（遥测量准确度误差率 $\geq 1.5\%$ ）、数据质量位异常等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如异常时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.05%。

3.并网风电场发生设备跳闸事故时，遥信信号(开关变位信号、全站事故总信号、SOE 信息等)每拒动或未正确动作上送信号 1 个/次，考核并网风电场当月上网电量的 0.2%，有多个遥信信号未正确上送，按个数进行累加，全月累计考核电量最大值不超过风电场全月上网电量 1%。

4.并网风电场在正常运行时，遥信信号每漏发或误发未正确上送 1 个/次，考核并网风电场当月上网电量的 0.1%，有多个遥信信号未正确上送，按个数进行累加，全月累计考核电量最大值不超过风电场全月上网电量 0.5%。

（六）并网风电场应确保 PMU 装置可靠运行，PMU 数据实时、准确上送。发生 PMU 链路中断、数据错误（遥测量准确度误差率 $\geq 1.5\%$ ）、数据质量位异常等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.1%。若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。

如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.05%。

（七）并网风电场应确保电能量远方终端和电能表可靠运行，电量数据及时、准确上送。发生电量链路中断、数据错误、数据缺失等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.05%。

（八）并网风电场应确保调度数据网设备可靠运行，发生调度数据网链路中断等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.2%。

（九）并网风电场应确保时间同步装置、时钟监测装置可靠运行，发生时钟监测链路中断、时间错误等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间超过 8 小时，每超过 8 小时（含不足 8 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.05%。

（十）并网风电场应配置机房视频监控系统、电子门禁系统，未配置上述系统的，按每类系统考核风电场当月上网电量的 0.5%。

（十一）并网风电场在开展自动化系统和设备检修、维护、



消缺等工作前，应按要求向调控机构提交自动化检修工作票，并按照相关规程规定开展工作。

1.在未提交检修工作票或工作票未经审批的情况下，擅自改变自动化系统（设备）运行状态或开展检修工作的，考核风电场当月上网电量的 0.5%。

2.已提交检修工作票并经过审批，但在开工前、进行重要操作前及完工后未通知调度机构自动化值班台的，考核风电场当月上网电量的 0.2%。

3.已提交检修工作票并经过审批，但在工作时擅自增加工作内容，考核风电场当月上网电量的 0.2%。

（十二）并网风电场应按要求及时、完整、准确录入和维护自动化系统和设备台帐信息，不满足上述要求的，按每类系统（设备）考核风电场当月上网电量的 0.1%。

（十三）并网风电场应-按要求及时接收调控机构下发的自动化设备缺陷管理流程，并及时上报缺陷原因、处理过程和结果，不满足上述要求的，按每个流程考核风电场当月上网电量的 0.1%。

（十四）并网风电场应严格按照调控机构要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作，未按要求开展工作的，每次考核风电场当月上网电量的 0.2%。

（十五）并网风电场电力监控系统应配置符合安全可控要求的设备和操作系统，不满足上述要求的，按每类设备（或操作系统）考核风电场当月上网电量的 0.5%。

(十六) 并网风电场应配置网络安全管理人员并在调控机构进行备案, 不满足上述要求的, 考核风电场当月上网电量的 0.5%。

(十七) 并网风电场应定期开展电力监控系统等级保护测评和安全防护评估工作, 并及时向调控机构提交等级保护测评和安全防护评估报告, 不满足上述要求的, 每项考核风电场当月上网电量的 0.8%。

(十八) 并网风电场电力监控系统应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则, 不同安全区的设备应部署在不同机柜(屏柜)内, 且边界和标识清晰; 安全防护方案、网络拓扑图、设备台帐与现场实际部署情况一致, 不满足上述要求的, 考核风电场当月上网电量的 0.5%。

(十九) 并网风电场电力监控系统横、纵向边界防护措施应完善、可靠, 禁止非法连接外部网络, 禁止远程运维, 防止恶意代码感染, 不满足上述要求的, 考核风电场当月上网电量的 1%。因该项行为对电网安全造成严重威胁的, 根据《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等有关规定, 依法对风电场采取解列发电设备、吊销电力业务许可证等措施。

(二十) 并网风电场电力监控系统网络空间配置应符合相关规范, 包括消除垃圾软件、程序漏洞、缺省用户和弱口令, 关闭不使用的硬件接口和网络服务等, 确保网络结构参数、安全防护策略、用户权限配置合理, 运维操作行为规范, 不满足上述要求的, 每项考核风电场当月上网电量的 0.2%。

(二十一) 并网风电场应配置和使用经过安全加固的专用调试工具和经过病毒查杀的存储设备进行电力监控系统调试、运维等工作，入网调试前须报备调度机构同意，不满足上述要求的，考核风电场当月上网电量的 0.5%。

(二十二) 并网风电场应确保电力监控系统安全防护设备可靠运行。

1. 横向隔离装置故障造成横向业务失去防护，生产控制大区与管理信息大区或外部网络直接连接，每次考核风电场当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.2%。

2. 纵向加密认证装置故障造成纵向业务失去防护，或纵向加密认证装置存在非法告警信息、密通率异常、主站平台无法调阅配置信息等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如故障时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.2%。

3. 网络安全监测装置故障、配置错误等造成相关信息无法采集或采集信息错误等，网络安全监测装置产生相关告警信息等，每次考核风电场当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如故障时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风

电场当月上网电量的 0.2%。

**第二十一条** 电力调度机构按其管辖范围对并网风电场通信设备开展技术指导和管理工作。电力调度机构对并网风电场通信专业的工作进行如下考核：

（一）风电场通信设备、设施的配置和选型应符合国家、行业的标准和规程、规定，不符合的风电场应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，每次考核该场当月上网电量的 0.25%。

（二）风电场应配合电网公司的相关技术改造计划，严格执行国家、网省技术规程和规定，按要求进行通信设备、设施的改造。

（三）风电场接到电力调度机构通知需要新增、变更通信运行方式时，应在电力调度机构指定的时间内完成工作并于 5 个工作日内反馈执行情况，如未按期完成或未按时反馈执行情况，每次考核该场当月上网电量的 0.1%。

（四）风电场对接入电网通信系统的通信设施进行重要操作，必须按通信系统检修规定提前向电网通信主管部门申报，并得到许可。未经许可擅自操作的，每次考核该场当月上网电量的 0.5%，不足 5 万元的按 5 万元考核。

（五）因风电场原因造成通信出现下列情形的，分别进行考核，若有重复，按考核电量或考核费用最大的一款执行。

1. 风电场继电保护、稳控、调度数据网、调度电话等任一业务中断的，每次考核该场当月上网电量的 0.3%，不足 3 万元按 3

万元考核；

2.风电场继电保护、稳控、调度数据网、调度电话等任一业务中断时间超过 48 小时未恢复的，按每天 2 万元考核；

3.风电场调度电话录音设备失灵，影响电网事故分析的，每次考核该场当月上网电量的 0.2%，不足 2 万元按 2 万元考核。

**第二十二条** 电力调度机构按其管辖范围对并网风电场信息报送工作进行管理。电力调度机构对并网风电场信息报送工作进行如下考核：

（一）并网风电场应按照电力调度机构指定路径，按时填报有关机组、设备、最大最小电力、发电量、弃限电量等运行参数和管理信息，按时上报生产日报、月报、季报等风场数据并保证数据真实准确。未按时准确填报、误报的，每次考核电量为全场当月上网电量的 0.2%，全月累计考核电量最大值不超过风电场全月上网电量的 1%。

（二）并网风电场启动后应于每月 1 日 8 点前上报风电场运行数据月报，未及时报送和误报，每次考核电量为全场当月上网电量的 0.2%。

（三）并网风电场并网后应于每月 20 日 18 点前上报风电场次月及当年度发电利用小时数预估报表，未及时报送、误报、漏报，每次考核电量为全场当月上网电量的 0.2%。

（四）并网风电场开展涉网试验后应在试验结束 3 日内上报测试结果确认单，应在检测机构出具正式试验报告后 5 个工作日

内上报试验报告，未及时报送的，每次考核电量为全场当月上网电量的 1%。

（五）并网风电场启动后应于每月 1 日 8 点前上报风电场消纳监测月度信息上报，未及时报送、误报、瞒报的，每次考核电量为全场当月上网电量的 0.2%。

**第二十三条** 风电场应在调试期内每日上报实际并网容量，调试期结束后每日上报开机容量。场站向电网企业报送的各项数据均应保持一致。发生未及时报送、误报、漏报等情况每次考核当月上网电量的 0.25%。

**第二十四条** 发电企业应严格执行电力业务许可证监督管理要求：超过规定时限未取得电力业务许可证的机组不得发电上网。电力调度机构依规开展核实和处置过程中，发电企业如不及时或不按要求配合，每次考核发电企业当月上网电量的 0.5%。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的机组，由电力调度机构落实不得发电上网的管理要求。

#### **第四章 计量与结算**

**第二十五条** 电力调度机构负责并网运行计量。计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、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、当值调度员的调度录音记录、保护启动动作报告及故障录波报告等。

**第二十六条** 电压、电网频率、实际有功（无功）出力 and 发

电负荷指令按规定周期采样。电能量计量装置的数据按规定周期存储电量值。

**第二十七条** 按照专门记帐、收支平衡的原则，进行并网风电场运行管理考核结算。

**第二十八条** 按月度以省级电网为单位按照电费结算权分别进行并网风电场运行考核的结算。冲抵后考核费用在纳入本细则管理的并网风电场之间返还结零。

**第二十九条** 风电场单项考核涉及电量考核的，采用山西省燃煤机组基准价计算考核费用。风电场月度总考核费用等于本场各项考核费用的累计。风电月度总考核费用为所有风电场考核费用之和。

**第三十条** 因技术支持系统主站原因造成风电场无法上报数据或误考核可以申请免考核。非自身原因造成风电场考核的可申请免考核。同一事件适用于不同条款的考核取考核电量或考核费用最大的一款执行。

**第三十一条** 风电场冲抵后月度总考核费用按所有风电场上网电量比例结合当月风电场度电考核费用排名进行返还。

第*i*个风电场能够得到的返还费用计算公式为：

$$R_{W\text{返还}}^i = R_{W\text{总返还}} \times \frac{F_{W_i} \times \alpha_{\text{考核返还系数}}}{\sum_{i=1}^N F_{W_i} \times \alpha_{\text{考核返还系数}}}$$

式中， $R_{W\text{总返还}}$  等于所有风电场冲抵后月度总考核费用（元）； $F_{W_i}$  为第*i*个风电场月度上网电量（MWh）； $\alpha_{\text{考核返还系数}}$  为考核返还系数，

考核费用由低到高排序，前 50 名 $\alpha_{\text{考核返还系数}}$ 暂取 1.25，其余风电场 $\alpha_{\text{考核返还系数}}$ 暂取 1；N 为当月所有风电场的总数。

**第三十二条** 并网风电场考核及返还费用等于当月该风电场获得的考核返还费用减去当月该风电场考核费用。

**第三十三条** 并网风电场参与本细则所产生的费用采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。风电场在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的参与本细则所产生费用额度，按照结算关系向相应电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

## 第五章 监督与管理

**第三十四条** 山西能源监管办负责山西并网风电场运行的监督与管理，监管并网风电场运行管理实施细则的实施；负责建立健全山西风电场并网工作管理协调机制，调解山西风电场并网运行管理争议；可根据实际需要，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。

**第三十五条** 电力调度机构遵照本细则和相关要求，负责山西风电场并网运行的考核、免考核、费用计算、数据统计、公示、核对、技术支持系统建设运行。电网企业、电力调度机构按照有关规定和职责分工，向并网风电场结算费用。

**第三十六条** 山西能源监管办根据国家和山西省厂网联席会议相关要求定期召集各方召开厂网联席会议，通报电网和电厂



运行中的主要情况、存在问题及并网风电场运行考核情况，协调解决风电场并网运行管理中的重大问题。

**第三十七条** 电网公司、电力调度机构和并网风电场应按照有关规定披露和报送相关信息。

**第三十八条** 电力调度机构、电网公司与并网风电场签订的《并网调度协议》和《购售电合同》应在协议签订后 10 个工作日内向山西能源监管办备案。

**第三十九条** 为保证并网运行管理考核工作的准确、高效，电力调度机构应建立相应的技术支持系统，并将信息接入国家能源局山西监管办公室的监管信息系统。

**第四十条** 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构按月向山西能源监管办报告电力调度运行管理情况。

**第四十一条** 原则上每月 10 日前（节假日顺延），电力调度机构应在相关技术支持系统中披露上月考核基础数据。

**第四十二条** 并网风电场对考核结果有异议或符合相应免考核条件的，应在每月 15 日前向电力调度机构提出复核或免考核申请，电力调度机构在接到申请后 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

**第四十三条** 并网风电场对复核和免考核仍有异议的，可于当月 25 日前向山西能源监管办提出申诉。并网风电场对复核和免考核无异议后，由电力调度机构执行。电力调度机构将并网运行考核管理结果于次月 10 日前报送山西能源监管办，并在山西

电力交易平台公示。

## 第六章 附 则

**第四十四条** 本细则根据国家相关要求和山西电网实际运行情况及时修订。

**第四十五条** 本细则由山西能源监管办负责解释。

**第四十六条** 本细则自2025年3月1日起施行，有效期5年。《山西能源监管办关于印发山西并网主体辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则（2021年修订版）》的通知（晋监能市场〔2021〕94号）及补充修订条款同时废止。

## 附录

# 风电场一次调频综合指标计算及考核度量方法

## 一、一次调频动作过程

图 1 为风电场一次调频评价指标计算说明图。从频率偏差超出死区开始(即自 A0 时刻起),风电场开始快速响应频率的变化,增大风机出力,频率逐渐稳定并开始上升,直至频率偏差恢复到死区范围内。图中 A0 表示一次调频评价开始时刻,为频率偏差超出一次调频死区的时刻;B0 表示一次调频评价结束时刻,为频率偏差恢复到死区范围内的时刻(若频率偏差从超出一次调频死区到恢复至死区范围内的时间超过 60 秒,  $B0=A0+60s$ )。A0~B0 表示调频持续时间,即从频率偏差超出一次调频死区开始到频率偏差回到一次调频死区范围内的持续时间(若超过 60 秒,调频持续时间按照 60 秒计算);A1 表示最大频偏时刻,A1 对应的频率偏差为最大频率偏差。风电场调频死区取 0.05Hz。

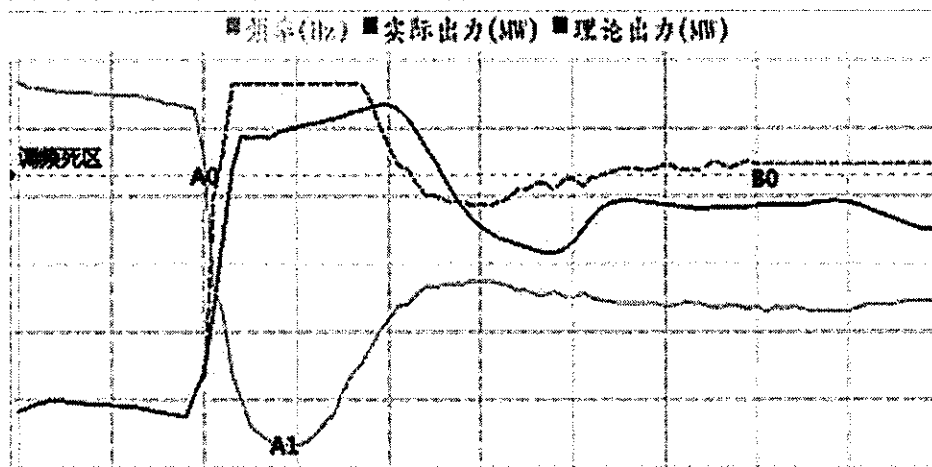


图 1 风电场一次调频评价指标计算说明图

## 二、风电场一次调频性能评价指标

### 1. 9 秒出力响应指数 $\Delta P_{9\%}[\%]$ :

从频率偏差超出死区开始，9 秒内风电场实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P_{9\%} = (\Delta P_{9s,max} / \Delta P_{E,max}) \times 100\%$$

上述公式中： $\Delta P_{9\%}$ 表示 9 秒出力响应指数； $\Delta P_{9s,max}$ 表示从频率偏差超出死区开始，9 秒内风电场一次调频实际最大出力调整量； $\Delta P_{E,max}$ 表示风电场一次调频持续时间（A0~B0）内理论最大出力调整量。

### 2. 15 秒出力响应指数 $\Delta P_{15\%}[\%]$ :

从频率偏差超出死区开始，15 秒内风电场实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P_{15\%} = (\Delta P_{15s,max} / \Delta P_{E,max}) \times 100\%$$

上述公式中： $\Delta P_{15\%}$ 表示 15 秒出力响应指数； $\Delta P_{15s,max}$ 表示从频率偏差超出死区开始，15 秒内风电场一次调频实际最大出力调整量； $\Delta P_{E,max}$ 表示机组调频持续时间（A0~B0）内理论最大出力调整量。

### 3. 电量贡献指数 $Q_{\%}[\%]$ :

风电场调频持续时间（A0~B0）内，风电场一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

$$Q_{\%} = \frac{\Delta Q_s}{\Delta Q_E} \times 100\%$$

式中： $Q_{\%}$ 表示风电场一次调频电量贡献指数； $\Delta Q_s$ 表示风电

场一次调频实际贡献电量； $\Delta Q_E$  表示风电场一次调频理论贡献电量。

### 三、评价指标具体计算方法

#### 1. 实际最大出力调整量 $\Delta P_{S,max}$ [MW]:

从频率偏差超出死区开始，T 时间内风电场一次调频向着减小频偏的方向实际最大补偿负荷值。

$$\begin{cases} \Delta P_{S,max} = \max(P_S(t) - P_0) & f(t) - f_n \leq -0.05\text{Hz 时}, t \in [0, T] \\ \Delta P_{S,max} = -\max(P_0 - P_S(t)) & f(t) - f_n \geq 0.05\text{Hz 时}, t \in [0, T] \end{cases}$$

上述公式中， $\Delta P_{S,max}$  表示 T 时间内风电场一次调频实际最大出力调整量； $P_S(t)$  为风电场在 t 时刻的实际出力； $P_0$  表示频率偏差超出风电场一次调频死区时刻风电场的实际出力； $f(t)$  表示风电场在 t 时刻的实际频率； $f_n$  表示额定频率 50Hz。

#### 2. 理论最大出力调整量 $\Delta P_{E,max}$ [MW]:

考虑风电场实际负荷限制，在调频持续时间（A0~B0）内对应最大频偏时刻风电场一次调频理论最大补偿负荷值。

$$\Delta P_{E,max} = -\frac{\Delta f_{max} \times P_N}{f_n \times \delta} \text{ 且 } |\Delta P_{E,max}| \leq (K_P \times P_N)$$

上述公式中：

$\Delta P_{E,max}$  表示风电场调频持续时间（A0~B0）内理论最大出力调整量； $P_0$  表示频率偏差超出风电场一次调频死区时刻风电场的实际出力； $f(t)$  表示风电场在 t 时刻的实际频率； $f_n$  表示额定频率 50Hz； $\Delta f_{max}$  表示调频持续时间内，考虑到调频死区的实际最大频率偏差：

对于风电场

$$f(t) - f_n \geq 0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = \max(f(t) - f_n - 0.05);$$

$$f(t) - f_n \leq -0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = -\max(f_n - 0.05 - f(t));$$

$\delta$ 表示一次调频调差率，风电场一般取 5%； $K_P$ 表示风电场最大出力限幅，风电场参与一次调频的调频负荷变化幅度规定如下：

a)当系统频率低于额定频率时，风电场应根据一次调频曲线增加有功功率输出，一次调频功率变化幅度限制不小于 6%的运行功率；

b)当系统频率高于额定频率时，风电场应根据一次调频曲线减少有功功率输出，一次调频功率变化幅度限制不小于 10%的运行功率；

### 3. 实际贡献电量 $\Delta Q_s$ [MWh]:

风电场调频持续时间 ( $A_0 \sim B_0$ ) 内，实际的发电量比一次调频动作前状态的发电量增加或减少的部分，即风电场一次调频实际补偿电量。

$$\Delta Q_s = \int_{A_0}^{B_0} (P_s(t) - P_0) dt / 3600$$

上述公式中： $\Delta Q_s$ 表示风电场一次调频实际贡献电量； $A_0$ 表示一次调频评价起始时刻； $B_0$ 表示一次调频评价结束时刻； $P_0$ 表示评价起始出力； $P_s(t)$ 表示风电场一次调频持续时间内  $t$  时刻的实际出力。

### 4. 理论贡献电量 $\Delta Q_E$ [MWh]:

风电场调频持续时间 ( $A_0 \sim B_0$ ) 内，考虑风电场实际负荷限制，风电场一次调频理论补偿电量。

$$\Delta Q_E = \int_{A_0}^{B_0} \Delta P_E(t) dt / 3600$$

$$\Delta P_E(t) = -\frac{\Delta f(t) \times P_N}{f_n \times \delta} \text{ 且 } |\Delta P_E(t)| \leq (K_P \times P_N)$$

上述公式中： $\Delta Q_E$  表示风电场一次调频理论贡献电量； $A_0$  表示一次调频评价开始时刻； $B_0$  表示一次调频评价结束时刻； $\Delta P_E(t)$  表示风电场一次调频持续时间内， $t$  时刻风电场理论出力对应的调整量； $P_0$  表示频率偏差超出风电场一次调频死区时刻风电场的实际出力； $f_n$  表示额定频率 50Hz； $\delta$  表示一次调频调差率； $K_P$  表示风电场最大出力限幅。

$\Delta f(t)$  表示风电场调频持续时间内， $t$  时刻考虑到调频死区的频率偏差：

$$\text{当 } f(t) - f_n \geq 0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f(t) = f(t) - f_n - 0.05;$$

$$\text{当 } f(t) - f_n \leq -0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f(t) = f(t) - f_n + 0.05;$$

#### 四、数据要求

采用 PMU 数据进行计算。

# 山西光伏电站并网运行管理实施细则 (2025 年修订版)

## 第一章 总 则

**第一条** 为保障电力系统安全稳定运行，落实国家可再生能源政策，规范光伏电站并网调度运行管理，依据《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）和国家有关法律法规等制定本细则。

**第二条** 本细则原则上应用范围为已并网运行的，由省级电力调度机构直接调度或集中控制出力的集中式光伏电站。地（市）级及以下电力调度机构调度的光伏电站可参照本细则执行。

**第三条** 新建光伏电站自光伏组件并网之日起参与本细则管理；扩建光伏电站自新光伏组件并网次日起，进行参数设置更新，自动纳入本细则考核管理，免除因扩建期间配合主站调试引起的技术管理考核。

**第四条** 光伏电站以并网调度协议中约定的调度对象或工商注册公司为基本结算单元参与本细则。

**第五条** 国家能源局山西监管办公室（以下简称“山西能源监管办”）负责对光伏电站运行考核及结算情况实施监管。山西电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）在山西能源监管办



授权下按照调度管辖范围具体实施所辖电网内光伏电站运行的考核和结算，负责定期发布对光伏电站的运行考核结果。光伏电站依据考核结果承担相应的经济责任。

## 第二章 调度管理

**第六条** 光伏电站应严格服从所属电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拖延或者拒绝执行。接受调度指令的并网光伏电站值班人员认为执行调度指令将危及人身、设备或系统安全的，应立即向发布调度指令的值班调度人员报告并说明理由，由值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。光伏电站违反调度纪律的，电力调度机构应于两个工作日内向山西能源监管办报告，并按山西能源监管办的要求责令光伏电站予以整改。

（一）出现下列事项之一者，定为严重违反调度纪律，每次按照全站当月上网电量的 2%考核，若考核费用不足 8 万元，则按 8 万元进行考核。

1.未经电力调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态、定值，以及与电网安全稳定运行有关的继电保护装置、安全稳定控制装置、一次调频、涉网保护、有功控制子站、AVC 装置等的参数或整定值（危及人身及设备安全的情况除外，但须向电力调度机构报告）；

2.拖延或无故拒绝执行调度指令；

3.不如实反映调度指令执行情况；

4.调度管辖设备发生事故或异常，30分钟内未向电力调度机构汇报或造假谎报（可先汇报事故或异常现象，详细情况待查清后汇报）；

5.在调度管辖设备上发生误操作事故，未在1小时内向电力调度机构汇报事故经过或造假谎报；

6.不执行电力调度机构下达的保证电网安全运行的措施；

（二）出现下列事项之一者，定为违反调度纪律，每次按照全站当月上网电量的1%考核，若考核费用不足4万元，则按4万元进行考核。

1.现场运行人员配置不符合基本要求，特别是无法满足现场运行人员24小时不间断倒班，且每值至少保证有2人（其中值长1人）具备调度业务联系资格，满足1人执行调度指令和另1人监护操作的基本要求；

2.现场值长离开工作岗位期间未指定具备联系调度业务资格的接令者；

3.擅自退出有功控制系统（AGC）、自动电压控制系统（AVC）运行；

4.有功出力长时间未按调度指令执行，超发电力电量；

5.调度管辖设备发生事故或异常，10分钟内未向电力调度机构汇报（可先汇报事故或异常现象，详细情况待查清后汇报）；

6.调度管辖设备发生事故或异常后，72小时内未按要求向电力调度机构上报事故报告；

- 7.未按要求向电力调度机构上报试验申请、方案；
- 8.未能按照电力调度机构安排的测试计划开展并网测试，且未在规定时间内上报延期申请；
- 9.其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

**第七条 设备检修计划要求如下：**

（一）并网光伏电站不按时上报月度、周、日前检修计划的工作，按当月上网电量的 0.5%考核。无检修工作票擅自进行检修工作的，按当月上网电量的 0.5%考核。

（二）检修计划确定后，因申请的检修工作票中设备名称错误、工作内容错误、工作内容与设备名称不符及相关检修工作票之间有冲突导致退票的，每次按当月上网电量的 0.2%考核。检修工作票其他内容存在错误且被退票 2 次以上（含 2 次）的，每次按当月上网电量的 0.2%考核。因光伏电站自身原因导致月度、周检修计划调整（含新增、变更工期、取消）的，分别按当月上网电量的 0.2%、0.1%考核。

（三）设备计划检修期间，光伏电站可在所属电力调度机构发布的调度规程规定的时间内申请延期一次，完工时间延期后，若光伏电站因自身原因导致检修工作仍不能按调度批复的最终工期完工，则按当月上网电量的 0.2%考核。

（四）因光伏电站自身原因造成场内升压站同一出线、开关、主变及母差保护等一、二次设备重复性停电，导致光伏发电

站送出能力降低，且年度停电次数3次及以上（不含计划检修），每次按当月装机容量×1小时的标准进行考核。

**第八条** 光伏发电站因频率、电压等电气保护及继电保护装置、安自装置动作导致光伏发电单元解列不允许自启动并网。光伏发电单元再次并网须向值班调度员提出申请，经值班调度员同意并网后，光伏发电单元方可并网。若违反上述规定，每次按照全站当月上网电量的2%考核，考核费用不足8万元，则按8万元进行考核。若违反上述规定，并且光伏发电单元并网于与主网解列的小地区，按照全站当月上网电量的4%考核，考核费用不足16万元的，则按16万元进行考核。

**第九条** 光伏发电站应按照电力调度机构要求控制有功功率变化值（含正常停机过程）。光伏发电站有功功率变化速率应不超过10%装机容量/分钟。此项按日进行考核，10分钟有功功率变化按照时间区间内最大值与最小值之差进行统计。因电网原因、太阳能辐照度降低等非光伏场站自身原因引起的光伏发电站有功功率变化超出有功功率变化最大限值的不予考核。变化率超出限值按以下公式计算考核电量：

$$W_{\text{功率变化率}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times 10 \times 1 \text{小时}$$

式中， $P_{i,c}$ 为*i*时段内超限值的功率变化值； $P_{\text{lim}}$ 为功率变化限值。

**第十条** 当光伏发电站因自身原因（如场内一二次设备故

障、涉网保护或故障穿越能力不满足标准要求等）造成光伏发电单元大面积脱网，一次脱网光伏发电单元总容量超过光伏电站装机容量的 30%，每次按照全站当月上网电量的 3%考核。

配有已投运的规模化储能装置（兆瓦级及以上）的光伏发电站，以光伏电站上网出口为脱网容量的考核点。

**第十一条** 当确需限制光伏电站出力时，光伏电站应严格执行电网调度机构下达的调度计划曲线（含实时调度曲线），超出曲线部分的电量列入考核。（含实时调度曲线），超出曲线部分的电量列入考核。因光伏场站开展涉网试验、自动化系统故障等非场站自身原因导致的超出曲线部分的电量不予考核。

按光伏电站结算单元从电力调度机构调度自动化系统实时采集光伏电站的电力，要求在限光时段内实发电力不超计划电力的 1%。限光时段内实发电力超出计划电力的允许偏差范围时，超标部分电力的积分电量按 2 倍统计为考核电量。

配有已投运的规模化储能装置（兆瓦级及以上）的光伏发电站，取光伏电站与储能装置实发（受）电力的代数和为限光时段内计划电力的考核值。

**第十二条** 光伏电站应开展光伏发电功率预测工作，并按电力调度机构要求将预测结果报电力调度机构。根据光伏电站上报光伏发电功率预测工作开展的需要，采用如下方式进行考核：

（一）光伏电站应在能够准确反映站内辐照度的位置装设足够的辐照度测试仪及附属设备，并将辐照度测试仪相关测量数

据传至电力调度控制机构。光伏电站应按照电力调度机构要求报送测光数据，并保证数据准确性。光伏电站应按照电力调度机构要求报送调度侧光功率预测建模所需的历史数据，并保证数据准确性。未能按照电力调度机构要求完成历史数据报送工作的，每月按照当月全部上网电量的 1%考核，若考核费用不足 2 万元的，则按 2 万元进行考核。

(二) 光伏电站应将辐照度测试仪及附属设备测量数据实时传送至电力调度机构，且数据应满足要求。实测辐照度等资源数据上报频率不低于 5min，调度机构对光伏电站数据上报率、合格率进行考核。

1. 光伏电站资源数据上报率应达到 100%，未达到 100%，按当月全场上网电量的 0.1%考核，光伏电站资源数据上报率按日进行统计、按月进行考核。考核电量的最大值不超过该光伏电站当月上网电量的 3%。

2. 光资源上报率为一天的上传点数/总点数×100%，上报点数为总点数减去缺失和持续不变化的数据点。8:00 至 17:00 为考核时间段。

上报率 (UR):

$$UR = \frac{U_a - U_q - U_n}{U_a} \times 100\%$$

式中:

$U_a$ -----上传总点数;

$U_q$ -----缺失的点数；

$U_n$ -----持续不变化的点数。

缺失点：任何一个时间点的数据缺失均判为数据异常。

持续不变化点：相邻时间点相差小于 0.01W/m<sup>2</sup> 并连续出现 10 次及以上。风速小于 0.5m/s 或大于 20m/s、降雨时湿度持续 100%、风向小于 10 度或大于 350 度、降雪天气直射辐照度低于 100W/m<sup>2</sup>,不纳入持续不变化点。

光伏资源数据合格率应不小于 95%，小于 95%时，每降低 1 个百分点，按照当月上网电量的 0.1%考核。按日进行统计、按月进行考核，考核电量的最大值不超过该光伏电站当月上网电量的 3%。8:00 至 17:00 为考核时间段。

3.光资源数据合格率为一天的合格点数占总上传数据的比例，对超出上下限值、一致性限值进行判断。

合格率（QR）：

$$QR = \frac{U_a - U_b - U_c}{U_a} \times 100\%$$

式中：

$U_b$ -----超出上下限点数；

$U_c$ -----一致性不合理点数；

超出上下限值：指光伏资源各类数据的合理性范围。

一致性限值：总辐照度、散射辐照度和直射辐照度之间逻辑合理性。

(三) 光伏电站应及时向电力调度机构报送光伏电站装机容量、可用容量，考核规则如下：

1. 光伏电站装机容量发生变化后，需在 24 小时内上报电力调度机构，并保证上报准确，每迟报一天按照当月全站上网电量的 0.1% 考核。

2. 光伏电站可用容量发生变化后，需在 4 小时内报告电力调度机构，并保证报送数据准确，每迟报 1 小时按照当月全站上网电量的 0.1% 考核，每次考核电量的最大值不超过光伏电站当月上网电量的 2%。

(四) 光伏电站应向电力调度机构报送光伏功率预测结果。电力调度机构对光伏电站上报光伏功率预测结果进行考核，考核内容包括功率预测上报率、0-240h 中期功率预测准确率、0-72h 短期功率预测准确率、15min-4h 超短期功率预测准确率、电网晚高峰和低谷时段功率预测准确率。

中期功率预测是指预测次日 0 时开始至未来 240 小时的光伏发电功率，短期功率预测是指预测次日 0 时开始至未来 72 小时的光伏发电功率，超短期功率预测是指预测自上报时刻起至未来 15min 开始至 4 小时的光伏发电功率，预测时间分辨率不低于 15min。

光伏电站每日 8 时和 14 时前向电网调度机构提交两次中期、短期功率预测数据结果，每 15min 向电网调度机构上报一次超短期功率预测结果。同时应上报与预测曲线相同时段的光伏发



电站预计开机容量，上报时间间隔应小于 15min。

### 1.光伏电站预计开机容量上报

光伏电站每日上报光伏电站预测曲线相同时段的光伏发电站预计开机容量，时间分辨率不低于 15min。场站端计划检修或故障消缺，上报预计开机容量与实际不符情况或预计开机容量小于实际出力或大于装机容量情况视为上报数据异常，当天出现异常数据超过当日上报点数 10%，按照当月全月上网电量的 1% 考核。按日进行统计，按月进行考核。

### 2.中期和短期光伏功率预测

(1) 光伏电站中期和短期功率预测上报率应达到 100%，少报一次按照当月全场上网电量的 0.1% 考核。光伏电站中期和短期功率预测上报率按日进行统计，按月进行考核。考核时段为逐日日升和日落之间时段。

(2) 中期功率预测中的第十日月度预测准确率应大于等于 70%。短期功率预测次日准确率应大于等于 85%。当日 10 天预测平均准确率小于 70%、次日准确率小于 85% 时，按以下公式考核。光伏电站次日功率预测准确率按日进行统计，按月进行考核。

$$Acc_{\text{kday-ahead}} = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left[ (p_i - p'_i)^2 \frac{|p_i - p'_i|}{\sum_{i=1}^n |p_i - p'_i|} \right]}}{Cap}, \quad i = 1, \dots, n$$

短期预测准确率考核电量 =  $(85\% - Acc_{\text{day-ahead}}) \times P_N \times 0.5$

10 天预测平均准确率考核电量 $= (70\% - Acc_{10days}) \times P_N \times 0.7$

式中： $Acc_{kday-ahead}$  中  $k$  为提前预测天数，提前预测准确率， $Acc_{kday-ahead}$  为提前  $k$  天预测准确率， $Acc_{10days}$  为 10 天功率预测平均准确率， $Acc_{day-ahead}$  为短期功率预测平均准确率； $Cap$  为光伏电站考核日的最大开机容量（单位：MW）； $p_i$  为  $i$  时刻光伏电站实际功率（单位：MW），限电时段  $p_i$  为  $i$  时刻光伏电站的可用功率（单位：MW）； $p'_i$  为  $i$  时刻光伏电站预测功率（单位：MW）； $n$  为该日考核的预测点数。

由于电网检修、AGC、AVC 调试、功率调节涉网试验、场站检修全停、经调度同意的光功率系统检修等原因导致的站内设备临时停电、出力波动所造成的预测准确率偏低情况给予免考，光伏受限时段不纳入免考范围。

### 3. 电网晚高峰和低谷时段光伏预测准确率。

晚高峰和低谷时段光伏短期功率预测准确率应高于 85%、超短期功率预测准确率应高于 90%，低于标准的，按以下公式考核。光伏电站晚高峰和低谷时段短期、超短期功率预测准确率按日进行统计，按月进行考核。全月累计考核电量的最大值不超过光伏电站当月上网电量 1%。场站实际发电功率小于装机容量的 10% 的时段不纳入考核。

$$Acc_{\text{高峰低谷}} = 1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|p_i - p'_i|}{\text{MAX}(p_i, 0.2Cap)} \times 100\%, \quad i = 1, \dots, n$$

短期预测准确率考核电量 $= (85\% - Acc_{\text{高峰低谷}}) \times P_N \times 0.5$

超短期预测准确率考核电量 $= (90\% - \text{Acc}_{\text{高峰低谷}}) \times P_N \times 0.5$

式中： $\text{Acc}_{\text{高峰低谷}}$ 为光伏电站晚高峰和低谷时段功率预测准确率； $Cap$ 为光伏电站考核日的最大开机容量（单位：MW）； $p_i$ 为*i*时刻光伏电站实际功率（单位：MW），限电时段 $p_i$ 为*i*时刻光伏电站的可用功率（单位：MW）； $p'_i$ 为*i*时刻光伏电站预测功率（单位：MW）； $n$ 为该日考核的样本数；低谷时段为22：00-6：00；11：00-15：00；高峰时段17：00-21：00。

由于电网检修、AGC、AVC调试、功率调节涉网试验、场站检修全停、经调度同意的光功率系统检修等原因导致的站内设备临时停电、出力波动所造成的预测准确率偏低情况给予免考，光伏受限时段不纳入免考范围。

#### 4.超短期光伏功率预测

(1) 光伏电站每隔15min自动向电网调度机构提交自上报时刻起未来15分钟至4小时共16个时间节点的超短期功率预测数据和开机容量。光伏电站超短期功率预测上报率应达到100%，上报率每降低1%按照当月全站上网电量的0.1%考核。光伏电站超短期功率预测上报率按月进行考核，全月累计考核电量的最大值不超过光伏电站当月上网电量的3%。

(2) 超短期功率预测准确率应大于等于90%。当准确率小于90%时，按以下公式考核。光伏电站超短期功率预测准确率按日进行统计，按月进行考核。

$$Acc'_{real-time} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^{16} [(p_j - p'_j)^2 \cdot \frac{|p_j - p'_j|}{\sum_{j=1}^{16} |p_j - p'_j|]}}}{Cap}\right) \times 100\%$$

$$Acc_{real-time} = \frac{\sum_{i=1}^n Acc'_{real-time,i}}{n} \times 100\%$$

超短期准确率考核费用 =  $(90\% - Acc_{real-time}) \times P_N \times 0.4$

式中： $Acc_{real-time}$  为该日的超短期预测平均准确率； $Acc'_{real-time,i}$  为  $i$  时刻的超短期预测准确率； $Cap$  为新能源电站在超短期功率预测期内最大开机容量（单位：MW）； $p_i$  为  $i$  时刻新能源电站实际功率（单位：MW）； $p'_i$  为  $i$  时刻新能源电站预测功率（单位：MW）； $n$  为该日考核的预测点数； $P_N$  为新能源电站装机容量（单位：MW）。

以下情况可对光功率预测结果免于考核：a) 光伏发电受限时段；b) 经调度同意的光功率系统检修期间；c) 由于电网检修或 AGC 调试等原因导致的站内设备临时停电、出力波动所造成的预测准确率偏低情况；d) 非光伏场站自身原因。

（五）光伏发电站应向电力调度机构报送理论发电功率和可用发电功率。理论发电功率指在当前太阳能资源条件下，所有光伏发电单元均可正常运行时能够发出的功率；可用发电功率指考虑站内设备故障、缺陷或检修等原因引起受阻后能够发出的功率。场内受阻电力指光伏发电站理论发电功率与可用发电功率之差；场外受阻电力指光伏发电站可用发电功率与实发功率之差。

### 1.完整率

根据光伏电站上传情况统计理论和可用功率的完整率，其计算公式如下：

$$\text{完整率} = \left(1 - \frac{L}{T+G}\right) \times 100\%$$

式中  $T$ 、 $G$  分别为理论、可用发电功率上传的总点数， $L$  为数据缺失点的个数。

### 2.正确率

根据光伏电站上传情况统计可用功率的正确率，其计算公式如下：

$$\text{正确率} = \left(1 - \frac{M}{T+G}\right) \times 100\%$$

式中， $T$ 、 $G$  分别为理论、可用发电功率上传的总点数， $M$  为理论和可用功率数据异常点的个数，包括死数、负数和不满足逻辑关系的点。

理论、可用功率的完整率和正确率按日进行统计，按月求平均值进行考核。对以上两指标未达到 100% 的，分别按每降低 1%，考核光伏电站当月上网电量 0.1%，两指标合计月度考核电量的最大值不超过该光伏电站当月上网电量的 3%。

3.光伏电站理论发电功率和可用发电功率数据上报率应达到 100%，未达到 100%，按照当月全场上网电量的 0.2% 考核，按日进行统计、按月进行考核。若考核费用不足 5 万元的，则按照 5 万元进行考核。

### 第三章 技术管理

**第十三条** 光伏电站新建光伏单元应具备故障穿越能力，新建光伏电站应在并网前三个月向电力调度机构提交故障穿越能力检测报告并通过审核。对于已投产的光伏电站，在光伏电站光伏单元未按要求期限完成故障穿越改造，或已完成现场改造但未在六个月内完成检测认证的光伏单元视为不具备故障穿越能力，光伏电站考核电量为上网电量的 2%。

若具备检测条件的光伏电站光伏单元现场检测不合格，或经现场抽检合格后光伏单元仍在故障穿越范围内发生脱网，则该光伏电站同型光伏单元不具备故障穿越能力。在完成整改并提供检测认证报告前，光伏电站考核电量为光伏电站不具备故障穿越能力的光伏单元容量/光伏电站总装机容量×2%光伏电站上网电量。

新建光伏电站应提交可用于电磁暂态和机电暂态仿真计算的模型和参数，以及光伏电站场站、光伏单元、动态无功补偿装置建模报告，配合电力调度机构完成模型审查和一致性核查。已投产的光伏电站应在本规则印发之日起 2 年内完成。不满足要求的，每月按当月上网电量的 1%进行考核。

当光伏单元及控制器软件版本等发生变化时，光伏电站应委托有资质的建模机构评估原有模型的适用性，必要时需重新开展建模工作，需在 6 个月内将评估结果或建模报告报送电力调度机构，未按要求完成报送前，每月按当月上网电量的 0.5%进行考核。

**第十四条** 由于光伏电站自身原因造成宽频振荡（振荡频率在 0.05-2500Hz，且连续 10 个振荡周期内平均峰谷差超过该光伏电站装机容量的 10%），每次按当月上网电量的 1%进行考核（1 小时内出现的振荡按一次计算），每月累计考核电量不超过当月上网电量的 3%。

**第十五条** 新投运光伏电站具备一次调频能力方可并网运行。已投运的光伏电站应具备一次调频能力并提交试验报告。未具备能力的，每月按当月上网电量的 1%进行考核。

光伏电站应与电力调度机构的一次调频主站进行联调，并向电力调度机构提交联调测试报告，满足电网对光伏电站的一次调频性能在线监视与远程在线测试的要求。

并网光伏电站必须投入一次调频功能，光伏电站不得擅自退出一次调频功能，不得中断一次调频信号传输，当电网频率波动或电力调度机构下发一次调频测试指令时应自动参与一次调频。

一次调频月投运率应达到 100%。一次调频月投运率=（一次调频月投运时间/光伏电站月并网时间）×100%。

对参与有偿一次调频辅助服务的光伏电站开展参与情况考核，考核办法见《山西发电厂并网运行管理实施细则》第二十条第（五）项。

对光伏电站一次调频的考核，分投入情况及性能两个方面，每月总考核电量不超过当月上网电量的 1%。考核方法如下：

### （一）投入情况考核

1. 未经电力调度机构批准停用光伏电站的一次调频功能，光伏电站每天的考核电量为：

$$P_N \times 1 \text{ (小时)} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $P_N$  为光伏电站并网容量（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数，数值为 3。

2. 一次调频月投运率每月考核电量为：

$$(100\% - \lambda) \times P_N \times 10 \text{ (小时)} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $\lambda$  为一次调频月投运率； $P_N$  为光伏电站并网容量（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数，数值为 3。

### （二）性能考核

性能考核是指对电网实际频率、远程在线测试频率超过光伏电站一次调频死区期间的一次调频性能进行考核，具体以电力调度机构一次调频主站计算结果为准。

光伏电站一次调频性能考核包括 5 秒出力响应指数考核、15 秒出力响应指数考核以及电量贡献指数考核。每项考核均包括小扰动考核和大扰动考核，其中电网最大频率偏差不超过 0.06Hz 为小扰动，电网最大频率偏差大于 0.06Hz 为大扰动。

#### 1.5 秒出力响应指数考核

对于光伏电站，5 秒出力响应指数  $\Delta P_{5\%}$  小于 90% 为不合格。

对 5 秒出力响应指数  $\Delta P_{5\%}$  不合格的光伏电站进行考核，每月考核电量为：



$$Q_{5\text{-一次调频}} = P_N \times (A \times M1 + B \times N1) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时； $P_N$  表示光伏电站并网容量 (MW)； $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数，数值为 3；M1 为当月光伏电站一次调频小扰动下，指标  $\Delta P_{5\%}$  不合格次数，N1 为当月光伏电站一次调频大扰动下，指标  $\Delta P_{5\%}$  不合格次数。

### 2.15 秒出力响应指数考核

对于光伏电站，15 秒出力响应指数  $\Delta P_{15\%}$  小于 100% 为不合格。

对 15 秒出力响应指数  $\Delta P_{15\%}$  不合格的光伏发电站进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{15\text{-一次调频}} = P_N \times (A \times M2 + B \times N2) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时； $P_N$  表示光伏电站并网容量 (MW)； $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数，数值为 3；M2 为当月机组一次调频小扰动下，指标  $\Delta P_{15\%}$  不合格次数，N2 为当月机组一次调频大扰动下，指标  $\Delta P_{15\%}$  不合格次数。

### 3. 电量贡献指数考核

对于光伏电站，电量贡献指数  $Q\%$  小于 75% 为不合格。

对电量贡献指数  $Q\%$  不合格的光伏发电站进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{GX\text{-一次调频}} = P_N \times (A \times M3 + B \times N3) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时； $P_N$  表示光伏电站并网容量 (MW)； $\alpha_{\text{一次调频}}$  为一次调频考核系数，数值为 3；M3 为

当月光伏电站一次调频小扰动下，指标 Q%不合格次数，N3 为当月光伏电站一次调频大扰动下，指标 Q%不合格次数。

综上，光伏电站每月一次调频性能考核总量  $Q_{总}$  为：

$$Q_{总} = Q_{5-一次调频} + Q_{15-一次调频} + Q_{GX-一次调频}$$

当光伏电站一次调频动作方向与 AGC 指令方向相反时，光伏电站应设置一次调频优先。一次调频动作引起的光伏发电站出力调整量不计入光伏电站 AGC 性能的考核和补偿计算结果中。

**第十六条** 光伏电站应配备动态无功补偿装置，并具备自动电压调节功能。

(一) 光伏电站内未按规定配置动态无功补偿装置（动态无功补偿装置主要包括 MCR 型、TCR 型 SVC 和 SVG），在场内动态无功补偿装置安装投入运行前，每月按当月上网电量的 2% 进行考核；

(二) 光伏电站动态无功补偿装置性能（包括容量配置、调节速率及故障穿越能力）不满足电网要求的，在光伏电站完成整改前，每月按当月上网电量的 1% 进行考核。

(三) 光伏电站的动态无功补偿装置应投入自动运行，电力调度机构按月统计各光伏电站动态无功补偿装置月投入自动可用率，计算公式如下：

$$\lambda_{可用} = \frac{\text{每台装置投入自动可用小时数之和}}{\text{（升压站带电小时数} \times \text{装置台数）}}$$

动态无功补偿装置月投入自动可用率以 95%为合格标准，低于 95%的光伏发电站考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(95\% - \lambda_{\text{可用}})}{10} \times W_a$$

$W_a$  为该光伏电站当月上网电量。

（四）无功调用合格率考核，以国家标准、行业标准规定的光伏逆变器、SVG、配套储能等最大感性无功调用为标准，当无功补偿装置发出减磁闭锁时，感性无功出力绝对值大于无功补偿装置最大感性无功能力的 90%为合格，并按月计算合格率，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分比计），按场站当月上网电量的 0.1%进行考核，考核电量最大不超过机组当月上网电量的 1%。

以国家标准、行业标准规定的光伏逆变器、SVG、配套储能等最大容性无功调用为标准，当无功补偿装置发出增磁闭锁时，容性无功出力绝对值大于无功补偿装置最大感性无功能力的 90%为合格，并按月计算合格率，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分比计），按场站当月上网电量的 0.1%进行考核，考核电量最大不超过机组当月上网电量的 1%。

（五）光伏电站应装设自动电压控制（AVC）子站，AVC子站各项性能应满足电网运行的需要。未在首台光伏组件并网投产后 6 个月内完成 AVC 子站的装设和投运工作(与调度侧的 AVC 闭环联调试验)，每月按全站当月上网电量 6%考核。

已安装 AVC 子站的并网光伏电站应加强机组 AVC 子站的

装置维护工作，电力调度机构统计投运率和调节合格率。

### 1.AVC 投运率考核

在并网光伏电站 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC 闭环运行时，电力调度机构按月统计各光伏电站 AVC 投运率。AVC 投运率计算公式如下：

$$\text{AVC 投运率} = \text{AVC 子站投运时间} / \text{光伏电站运行时间} \times 100\%$$

在计算 AVC 投运率时，扣除因电网原因或因新设备投运期间 AVC 子站配合调试原因造成的 AVC 装置退出时间。

AVC 投运率以 98%为合格标准，全月 AVC 投运率低于 98%的光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{投运率考核电量} = \frac{(98\% - \lambda_{\text{投运}})}{30} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为光伏电站 AVC 投运率； $W_a$ 为该光伏电站当月上网电量。

### 2.AVC 调节合格率考核

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核光伏电站 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压指令下达后，机组 AVC 装置在 2 分钟内调整到位为合格。

AVC 调节合格率计算公式为：

$$\text{AVC 调节合格率} = \text{执行合格点数} / \text{电力调度机构发令次数} \times 100\%$$

AVC 合格率以 96%为合格标准，全月 AVC 合格率低于 96%的光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{调节合格率考核电量} = \frac{(96\% - \lambda_{\text{调节}})}{30} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为光伏电站 AVC 调节合格率； $W_a$ 为该光伏电站当月上网电量。

因电网系统电压频繁波动，非光伏电站自身设备原因造成 AVC 调节合格率不合格的时段，免于考核。

在计算 AVC 调节合格率时，应扣除因电网原因造成的不合格时段。

如当月光伏电站完成了与调度侧的 AVC 闭环联调试验，则当月不进行 AVC 装设及投运考核，次月开始参与投运率及调节合格率考核。

如已完成与调度侧的 AVC 闭环联调试验的光伏电站装机容量发生变化或其配建储能设备并网后，需重新与调度主站开展 AVC 闭环联调试验，次月未完成的纳入 AVC 功能考核，每月按全场当月上网电量 1%考核，闭环联调试验前，厂站仍需接收并执行 AVC 指令，同时进行 AVC 投运率及 AVC 调节合格率考核。待完成与调度侧的 AVC 闭环联调试验后，当月不再进行 AVC 装设及投运考核。

（六）光伏电站应按照调度运行要求确保并网点电压（光伏电站升压站高压侧母线）运行在主站下发的电压曲线范围之内，电力调度机构按季度印发各光伏电站电压曲线，并按月统计各光伏电站电压合格率，电压合格率计算公式如下：

电压合格率=并网点电压运行在电压曲线范围之内时间/升压站带电运行时间×100%

电压合格率以 100%为合格标准，全月电压合格率低于 100% 的光伏发电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{电压合格率考核电量} = \frac{(100\% - \lambda_{\text{电压}})}{30} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{电压}}$ 为光伏发电站电压合格率； $W_a$ 为该光伏发电站当月上网电量。

因电网系统电压频繁波动，非光伏发电站自身设备原因造成电压合格率不合格的时段，免于考核。

（七）若光伏发电站已经按照最大无功调节能力提供无偿或有偿无功服务，但母线电压仍然不合格，经调度机构审核批准后该时段免于考核。

**第十七条** 光伏发电站应当在并网之日起 6 个月内向电力调度机构提交功率调节、电能质量、动态无功补偿装置性能、电网适应性的测试报告。逾期未提供的，每项按当月上网电量的 1% 考核，月度累计考核电量不超过当月上网电量的 2%。

光伏发电站应定期进行频率、电压调节性能复核试验，调节系统动态复核试验内容应包括光伏发电站频率阶跃试验和无功调节设备电压阶跃试验，复核周期不超过 5 年。光伏发电站须在报告发布日期后 5 年内完成复核试验，试验完成后 1 个月内提供试验报告。电力调度机构加强指导和督促。

**第十八条** 光伏发电站应具备有功功率调节能力，需配置有功功率控制系统，接收并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率控制信号(AGC 功能)，确保光伏发电站最大有功功率值不超过电力调度机构的给定值。光伏发电站有功功率控制子站上行信息应包含有效容量、超

短期预测、一次调频闭锁 AGC 信号、AGC 子站运行状态等关键数据。未在首台光伏组件并网投产后 6 个月内完成有功功率控制子站的装设和投运工作（与调度侧的 AGC 闭环联调试验）的光伏发电站，每月按全站当月上网电量 2%考核。

对已安装有有功功率控制子站的并网光伏发电站进行投运率考核。在并网光伏发电站有功功率控制子站闭环运行时，电力调度机构按月统计各光伏发电站有功功率控制子站投运率。投运率计算公式如下：

$$\text{投运率} = \text{子站投运时间} / \text{光伏发电站运行时间} \times 100\%$$

在计算投运率时，扣除因电网原因或因新设备投运期间子站配合调试原因造成的系统退出时间。

投运率以 98%为合格标准，全月投运率低于 98%的光伏发电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{投运率考核电量} = \frac{(98\% - \lambda_{\text{投运}})}{30} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为光伏发电站有功功率控制子站投运率； $W_a$ 为该光伏发电站当月上网电量。

如当月光伏发电站完成了与调度侧的 AGC 闭环联调试验，则当月不进行 AGC 功能考核，次月参与投运率考核。

已完成与调度侧的 AGC 闭环联调试验的光伏发电站单个结算单元装机容量发生变化或其配建储能设备并网后，需重新与调度主站开展 AGC 闭环联调试验，次月未完成的纳入 AGC 功能考核，每月按全场当月上网电量 1%考核。闭环联调试验前，厂站仍需接收并执行 AGC 指令，进行 AGC 投运率考核。当月完成与

调度侧的 AGC 闭环联调试验后不再进行 AGC 功能考核。

**第十九条** 光伏电站应执行继电保护及安全自动装置管理规定，对继电保护专业管理、运行指标、安全运行水平进行考核，考核规则如下：

（一）并网光伏电站线路、变压器、母线、光伏发电单元、变频器所配继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按照全站当月上网电量的 0.5% 考核。造成电网事故的，每次按照全站当月上网电量的 1% 考核，该项考核费用不足 10 万元按 10 万元考核。光伏电站不能在 2 小时内提供完整的故障录波数据和继电保护、安全自动装置动作报告、不正确动作原因分析不明、整改措施未落实的，每次按照 2 倍应考核费用考核。

（二）光伏电站继电保护及安全自动装置的配置和选型应满足继电保护相关规程、规定要求，且必须与系统保护配合。系统状态改变时，应按要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。光伏电站应完成电力系统故障信息管理系统（含故障录波）建设，满足山西电网的接口规约和数据传输模式，按照山西电力调度机构的规定、标准要求配置，并应通过通信网络无障碍地接入电力调度机构的故障信息系统。不满足的光伏电站应限期整改，逾期未完成整改，则每月按照全站当月上网电量的 1%。该项考核费用不足 10 万元的按 10 万元考核。

（三）并网光伏电站线路、变压器、母线、光伏发电单元、变频器所配继电保护和安全自动装置未按调度要求投运，导致电



网事故扩大或造成电网继电保护和安全自动装置越级动作。每次按照全站当月上网电量的 1%考核。该项考核费用不足 10 万元的按 10 万元考核。

（四）并网光伏电站改变继电保护及安全自动装置的运行状态、二次回路须征得电力调度机构同意。未按要求执行每次按照全场当月上网电量的 1%考核。

（五）并网光伏电站故障录波器时钟不准确，装置及接入量命名不规范，故障录波器与电力调度机构主站数据连通中断，不能被主站远程调阅录波文件、不能提供完整的故障录波数据、继电保护和安全自动装置动作情况，影响电网故障分析，每次按照全站当月上网电量的 0.25%考核，因主站原因不考核。该项考核费用不足 1 万元的按 1 万元考核。

（六）并网光伏电站继电保护和安全自动装置时钟不准确，与继电保护故障信息系统子站数据连通中断或装置命名不规范，故障信息子站与调度机构主站数据联通中断，不能被主站远程调阅保护动作文件、不能提供完整的继电保护和安全自动装置动作报告，影响电网故障分析，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。该项考核费用不足 1 万元的按 1 万元考核。

（七）光伏电站汇集线系统单相故障应能快速切除，不满足要求的光伏电站应限期整改，逾期未完成整改，则每月按照全站当月上网电量的 0.25%考核。该项考核费用不足 3 万元的按 3 万元考核。

(八) 并网光伏电站在 24 小时内未消除继电保护和安全自动装置设备缺陷，每次按照全站当月上网电量的 0.25%考核。超过 24 小时，每天按照全站当月上网电量的 0.5%考核。该项考核费用不足 1 万元的按 1 万元考核。

(九) 并网光伏电站应按照继电保护管理要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作。

1.继电保护和安全自动装置发生的缺陷及异常，并网光伏电站应在处理完毕后 3 个工作日内填报缺陷及异常处理情况，未及时填报，每次按照全站当月上网电量的 0.25%考核。该项考核费用不足 1 万元的按 1 万元考核。

2.并网光伏电站继电保护及安全自动装置动作后，应立即按规程进行故障分析和处理，并在故障发生后 1 个工作日内将故障数据、继电保护动作分析报告报送电力调度机构；稳控系统装置动作后，在 1 个工作日将电站稳控装置动作报告报送电力调度机构。未上报期间，每天按照全站当月上网电量的 0.25%考核，最多考核 1%。该项考核费用不足 1 万元的按 1 万元考核。

3.光伏电站新投继电保护和安全自动装置、设备数据信息变化，应在投运后 5 个工作日内完成调度管理系统的设备台帐填报工作，未及时、准确、完整填报，每次按照全站当月上网电量的 0.25%考核。该项考核费用不足 1 万元按 1 万元考核。

4.光伏电站每月 5 日前按要求完成上月继电保护及安全自动装置的运行分析报告（动作统计报告、缺陷及异常处理报告、

继电保护校验月报等), 并报送电力调度机构; 应按照继电保护管理要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传(专项报告、调试报告、运行规程、设计图纸、技改方案、整改措施等)等工作。未上报期间, 每天按照全站当月上网电量的 0.25%考核, 最多考核 1%。

5.在事故发生后 1 小时之内, 因光伏电站原因, 故障录波主站无法调取光伏电站故障录波器录波文件。每发生一次, 考核电量为光伏电站当月上网电量的 0.1%。

6.在事故发生后 2 小时之内, 因光伏电站原因, 没有及时上传完整的继电保护装置动作报告。每发生一次, 考核电量为光伏电站当月上网电量的 0.2%。

(十) 对并网光伏电站继电保护专业的安全运行水平进行考核。

1.并网光伏电站受到继电保护技术监督一级告警, 每次考核电量为并网电站当月上网电量的 0.25%, 若未按期整改, 每次考核电量增加为当月上网电量的 0.5%。

2.并网光伏电站受到继电保护技术监督二级告警, 每次考核电量为并网电站当月上网电量的 0.25%, 若未按期整改, 每次考核电量增加为当月上网电量的 0.75%。该项考核费用不足 1 万元的按 1 万元考核。

(十一) 光伏电站应按规程、规定对所属继电保护及安全自动装置的作业指导书、运行规程、巡视卡等技术资料进行完善,

规范进行调试、巡视、定期校验和维护，使其满足装置原定的技术要求，装置定值符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。未满足要求的，每项按当月上网电量的 0.25%考核，月度累计考核电量不超当月上网电量的 0.5%。

(十二)光伏电站应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施。不满足反措要求的光伏发电站应限期整改(最迟不超过 12 个月)，逾期未完成整改的，则每月按照全站当月上网电量的 1%考核。

(十三)对并网光伏电站继电保护及安全自动装置运行指标进行考核。以下要求未能达标者，每项考核电量为全站当月上网电量的 0.25%，第二个月仍不能达标者，每项考核电量为全场当月上网电量的 1%。该项考核费用不足 1 万元的按 1 万元考核。

1.继电保护主保护月投运率>99.5%。

继电保护主保护月投运率计算公式为：

$$RMD=(TMD/SMD)\times 100\%$$

式中：RMD 为主保护月投运率；

TMD 为主保护装置该月处于运行状态的时间；

SMD 为主保护装置该月应运行时间。

2.安全自动装置月投运率>99.5%。

安全自动装置月投运率计算公式为：

$$RSS=(TSS/SSS)\times 100\%$$

式中：RSS 为安全自动装置月投运率；

TSS 为安全自动装置该月处于运行状态时间；

SSS 为安全自动装置该月应运行时间。

3.故障录波器与主站月联通率 $\geq 99\%$ 。

故障录波器与主站月联通率计算公式为：

$$RSR=(TSR/SSR)\times 100\%$$

式中：RSR 为故障录波器与主站月联通率；

TSR 为该月故障录波器与调度主站联通时间；

SSR 为该月故障录波器应于调度主站联通时间。

4.故障信息子站与主站月联通率 $\geq 99\%$ 。

故障信息子站与主站月联通率计算公式为：

$$RIR=(TIR/SIR)\times 100\%$$

式中：RIR 为故障信息子站与主站月联通率；

TIR 为该月故障信息子站与调度主站联通时间；

SIR 为该月故障信息子站应于调度主站联通时间。

（十四）并网光伏电站继电保护定值和软件版本应设专人管理。及时更新调度管理系统的运行定值单和软件版本信息，并网光伏电站每年应根据电力调度机构下发的综合电抗对所管辖的保护定值进行校核计算，并将核算结果上传调度管理系统备案；调度下发的定值通知单在执行后 1 周内完成回执。未满足要求，每次按照全站当月上网电量的 0.5%考核。

（十五）并网光伏电站应于每年年底前对本站继电保护专业人员开展专业培训,每名继电保护专业人员每年的专业培训时

间不少于 5 天，培训应留有培训记录，继电保护人员培训率应达到 100%。未满足要求，每次按照全站当月上网电量的 0.5%考核。

（十六）并网光伏电站应开展继电保护隐患排查与缺陷治理，按要求完成继电保护技术监督和专业管理中提出的问题整改，未满足要求，则每月按照全站当月上网电量的 0.5%考核。

（十七）并网光伏电站应加强稳控装置管理。及时更新调度管理系统的设备信息；按规程、规定对稳控装置进行调试、巡视、定期检验和维护，使其满足装置原定的技术要求，装置策略定值符合整定要求，保存完整的调试报告、记录；落实稳控装置的反措要求；按规定完善稳控装置的运行管理规定、图纸等相关技术资料。未满足要求的，每项按当月上网电量的 0.25%考核，月度累计考核电量不超当月上网电量的 0.5%。

（十八）并网光伏电站继电保护及安全自动装置改造、更新时，未满足以下要求的，每月按照全场当月上网电量的 0.5%考核。

1.并网光伏电站涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置设计选型应符合国家、行业的标准和规程、规定，并报所属电力调度机构备案。

2.并网光伏电站应配合电网公司的技术改造计划，严格执行国家、网省继电保护及安全自动装置技术规程和规定，按要求进行继电保护和安全自动装置的改造。设备更新改造应相互配合，确保双方设备协调一致。涉网（含升压站）继电保护、安全自动装置运行年限超 15 年但未列入生产技术改造期间或改造初

设审查、设备选型、设计安装、调试验收各阶段应符合规程规定要求。

3.在工程的初设审查、设备选型、设计、安装、调试、运行、维护阶段，均必须实施继电保护技术监督。

**第二十条** 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏电站自动化设备（包括监控系统、PMU装置、电量采集装置、时钟系统及监测装置、调度数据网、电力监控系统安全防护设备、UPS电源等）开展技术指导和管理工作。考核规则如下：

（一）并网光伏电站应配置相关自动化系统和设备，包括升压站监控系统（含远动装置、监控主机等）、PMU装置、电能量远方终端、AGC装置、AVC装置、时间同步装置（北斗II代及以上版本）、时钟监测装置、调度数据网设备（含路由器、交换机）、电力监控系统安全防护设备（含横向隔离装置、纵向加密认证装置、网络安全监测装置、防火墙等）、UPS电源等各类自动化设备，未配置上述系统和设备的，或者性能指标不满足要求的，按每类系统（或每小类设备）考核光伏电站当月上网电量的1%。

（二）并网光伏电站上送电力调度机构的各类自动化设备数据（信息），包括远动104数据、PMU数据、电量数据、时钟监测信息、网络安全监测装置采集信息等，应完整、齐全、准确，数据（信息）不完整、不齐全、不准确的，按每类数据（信息）考核光伏电站当月上网电量的0.2%。

(三) 并网光伏电站应配合相关电网公司的技术改造计划, 严格执行国家、网省技术规程和规定, 按要求进行自动化设备的改造。直接接入调度数据网的设备、与接入调度数据网设备存在网络连接关系的系统或设备应纳入网络安全监测并进行安全加固。

(四) 监控系统远动工作站、PMU 装置、电量采集装置、时钟监测装置、调度数据网、电力监控系统安全防护设备等自动化设备月可用率要求 $\geq 99.5\%$ , 每降低一个百分点(含不足一个百分点), 每类自动化设备考核并网光伏电站当月上网电量的 0.1%, 有多类设备不满足可用率要求, 按类数进行累加。

(五) 并网光伏电站应确保升压站监控系统可靠运行, 远动 104 数据实时、准确上送。

1. 因光伏电站原因发生远动 104 链路中断, 每次考核光伏电站当月上网电量的 0.2%, 若该项考核总费用不足 2 万元, 则按 2 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时, 每超过 4 小时(含不足 4 小时)计为一次延时处理, 每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.1%。

2. 因光伏电站原因发生远动 104 数据错误(遥测量准确度误差率 $\geq 1.5\%$ )、数据质量位异常等问题, 每次考核光伏电站当月上网电量的 0.1%, 若该项考核总费用不足 1 万元, 则按 1 万元进行考核。如异常时间超过 4 小时, 每超过 4 小时(含不足 4 小时)计为一次延时处理, 每次延时处理考核光伏电站当月上网



电量的 0.05%。

3.并网光伏电站发生设备跳闸事故时，遥信信号(开关变位信号、全站事故总信号、SOE 信息、等)每拒动或未正确动作上送信号 1 个/次，考核并网光伏电站当月上网电量的 0.2%，有多个遥信信号未正确上送，按个数进行累加。累计考核电量不超过当月光伏电站上网电量的 1%。

4.并网光伏电站在正常运行时，遥信信号每漏发或误发未正确上送 1 个/次，考核并网光伏电站当月上网电量的 0.1%，有多个遥信信号未正确上送，按个数进行累加，累计考核电量不超过当月光伏电站上网电量的 0.5%。

(六) 并网光伏电站应确保 PMU 装置可靠运行，PMU 数据实时、准确上送。发生 PMU 链路中断、数据错误（遥测量准确度误差率 $\geq 1.5\%$ ）、数据质量位异常等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.05%。

(七) 并网光伏电站应确保电能量远方终端和电能表可靠运行，电量数据及时、准确上送。发生电量链路中断、数据错误、数据缺失等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，

每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.05%。

(八) 并网光伏电站应确保调度数据网设备可靠运行，发生调度数据网链路中断等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

(九) 并网光伏电站应确保时间同步装置、时钟监测装置可靠运行，发生时钟监测链路中断、时间错误等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.05%。

(十) 并网光伏电站应配置机房视频监控系统、电子门禁系统，未配置上述系统的，按每类系统考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

(十一) 并网光伏电站电力监控系统应配置符合安全可控要求的设备和操作系统，不满足上述要求的，按每类设备（或操作系统）考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

(十二) 并网光伏电站应配置-网络安全管理人员并在电力调度机构进行备案，不满足上述要求的，考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

(十三) 并网光伏电站应定期开展电力监控系统等级保护

测评和安全防护评估工作，并及时向电力调度机构提交等级保护测评和安全防护评估报告，不满足上述要求的，每项考核光伏电站当月上网电量的 0.8%。

（十四）并网光伏电站电力监控系统应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，不同安全区的设备应部署在不同机柜（屏柜）内，且边界和标识清晰；安全防护方案、网络拓扑图、设备台帐与现场实际部署情况一致，不满足上述要求的，考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

（十五）并网光伏电站电力监控系统横、纵向边界防护措施应完善、可靠，禁止非法连接外部网络，禁止远程运维，防止恶意代码感染，不满足上述要求的，考核光伏电站当月上网电量的 1%。因该项行为对电网安全造成严重威胁的，根据《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等有关规定，依法对光伏电站采取解列发电设备、吊销电力业务许可证等措施。

（十六）并网光伏电站电力监控系统网络空间配置应符合相关规范，包括消除垃圾软件、程序漏洞行为、缺省用户和弱口令，关闭不使用的硬件接口和网络服务等，确保网络结构参数、安全防护策略、用户权限配置合理，运维操作行为规范，不满足上述要求的，每项考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

（十七）并网光伏电站应配置和使用经过安全加固的专用调试工具和经过病毒查杀的存储设备进行电力监控系统调试、运维等工作，入网调试前须报备调度机构同意，不满足上述要求的，

考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

（十八）并网光伏电站应确保电力监控系统安全防护设备可靠运行。

1.横向隔离装置故障造成横向业务失去防护，生产控制大区与管理信息大区或外部网络直接连接，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

2.纵向加密认证装置故障造成纵向业务失去防护，或纵向加密认证装置存在非法告警信息、密通率异常、主站平台无法调阅配置信息等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。如故障时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

3.网络安全监测装置故障、配制错误等造成相关信息无法采集或采集信息错误等，网络安全监测装置产生相关告警信息等，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。如故障时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

（十九）并网光伏电站在开展自动化系统和设备检修、维护、消缺等工作前，应按要求向电力调度机构提交自动化检修工作票，并按照相关规程规定开展工作。

1.在未提交检修工作票或工作票未经审批的情况下，擅自改

变自动化系统（设备）运行状态或开展检修工作的，考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

2.已提交检修工作票并经过审批，但在开工前、进行重要操作前及完工后未通知调度机构自动化值班台的，考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

3.已提交检修工作票并经过审批，但在工作时擅自增加工作内容，考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

（二十）并网光伏电站应按要求及时、完整、准确录入和维护自动化系统和设备台帐信息，不满足上述要求的，按每类系统（设备）考核光伏电站当月上网电量的 0.1%。

（二十一）并网光伏电站应按要求及时接收电力调度机构下发的自动化设备缺陷管理流程，并及时上报缺陷原因、处理过程和结果，不满足上述要求的，按每个流程考核光伏电站当月上网电量的 0.1%。

（二十二）并网光伏电站应严格按照电力调度机构要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作，未按要求开展工作的，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

**第二十一条** 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏电站通信设备开展技术指导和管理工作的。考核规则如下：

（一）光伏电站通信设备、设施的配置和选型应符合国家、行业的标准和规程、规定，不符合的光伏电站应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，每次考核该站当月上网电

量的 0.25%。

(二) 光伏电站应配合电网公司的相关技术改造计划，严格执行国家、网省技术规程和规定，按要求进行通信设备、设施的改造。

(三) 光伏电站接到电力调度机构通知需要新增、变更通信运行方式时，应在电力调度机构指定的时间内完成工作并于 5 个工作日内反馈执行情况，如未按期完成或未按时反馈执行情况，每次考核该站当月上网电量的 0.1%。

(四) 光伏电站对接入电网通信系统的通信设施进行重要操作，必须按通信系统检修规定提前向电网通信主管部门申报，并得到许可。未经许可擅自操作的，每次考核该站当月上网电量的 0.5%，不足 2 万元按 2 万元考核。

(五) 因光伏电站原因造成通信出现下列情形的，分别进行考核，若有重复，按考核电量或考核费用最大的一款执行。

1. 光伏电站继电保护、稳控、调度数据网、调度电话等任一业务中断的，每次考核该站当月上网电量的 0.5%，不足 2 万元按 2 万元考核；

2. 光伏电站继电保护、稳控、调度数据网、调度电话等任一业务中断时间超过 48 小时未恢复的，按每天 2 万元考核；

3. 光伏电站调度电话录音设备失灵，影响电网事故分析的，每次考核该站当月上网电量的 0.2%，不足 1 万元按 1 万元考核。

**第二十二条** 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏发电

站信息报送工作进行管理。考核规则如下：

（一）并网光伏电站应按照电力调度机构指定路径，按时填报有关机组、设备、最大最小电力、发电量、弃限电量等运行参数和管理信息，按时上报生产日报、月报、季报等光伏电站数据并保证数据真实准确。未按时准确填报、误报的，每次考核电量为全场当月上网电量的 0.2%，全月累计考核电量最大值不超过光伏电站全月上网电量的 1%。

（二）并网光伏电站启动后应于每月 1 日 8 点前上报光伏电站运行数据月报，未及时报送和误报，每次考核电量为全站当月上网电量的 0.2%。

（三）并网光伏电站并网后应于每月 20 日 18 点前上报光伏电站次月及当年度发电利用小时数预估报表，未及时报送、误报、漏报，每次考核电量为全站当月上网电量的 0.2%。

（四）并网光伏电站开展涉网试验后应在试验结束 3 日内上报测试结果确认单，应在检测机构出具正式试验报告后 5 个工作日内上报试验报告，未及时报送，每次考核电量为全站当月上网电量的 1%。

（五）并网光伏电站启动后应于每月 1 日 8 点前上报光伏电站消纳监测月度信息上报，未及时报送、误报、瞒报，每次考核电量为全场当月上网电量的 0.2%。

**第二十三条** 光伏电站应在调试期内每日上报实际并网容量，调试期结束后每日上报开机容量。场站向电网企业报送的

各项数据均应保持一致。发生未及时报送、误报、漏报等情况每次考核当月上网电量的 0.25%。

**第二十四条** 光伏发电站应严格执行电力业务许可证监督管理要求：超过规定时限未取得电力业务许可证的机组不得发电上网。电力调度机构依规开展核实和处置过程中，光伏发电站如不及时或不按要求配合，每次考核光伏发电站当月上网电量的 0.5%。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的机组，由电力调度机构落实不得发电上网的管理要求。

#### 第四章 计量与结算

**第二十五条** 电力调度机构负责并网运行计量。计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、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、当值调度员的调度录音记录、保护启动动作报告及故障录波报告等。

**第二十六条** 电压、电网频率、实际有功（无功）出力和发电负荷指令按规定周期采样。电能量计量装置的数据按规定周期存储电量值。

**第二十七条** 按照专门记帐、收支平衡的原则，进行并网光伏发电站运行管理考核结算。

**第二十八条** 按月度以省级电网为单位按照电费结算权分别进行光伏发电站运行考核的结算。冲抵后考核费用在纳入本细则管理的光伏发电站之间返还结零。



**第二十九条** 光伏电站单项考核涉及电量考核的，采用山西省燃煤机组基准价计算考核费用。光伏电站月度总考核费用等于本站各项考核费用的累计。光伏月度总考核费用为所有光伏电站考核费用之和。

**第三十条** 因技术支持系统主站原因造成光伏电站无法上报数据或误考核可以申请免考。非自身原因造成光伏电站考核的可申请免考。同一事件适用于不同条款的考核取考核电量或考核费用最大的一款执行。

**第三十一条** 光伏电站冲抵后月度总考核费用按所有光伏电站上网电费比例结合当月光伏电站度电考核费用排名进行返还。

第  $i$  个光伏电站能够得到的返还费用计算公式为：

$$R_{W\text{返还}}^i = R_{W\text{总返还}} \times \frac{F_{W_i} \times \alpha_{\text{考核返还系数}}}{\sum_{i=1}^N F_{W_i} \times \alpha_{\text{考核返还系数}}}$$

式中， $R_{W\text{总返还}}$  等于所有光伏电站冲抵后月度总考核费用（元）； $F_{W_i}$  为第  $i$  个光伏电站月度上网电量（MWh）； $\alpha_{\text{考核返还系数}}$  为考核返还系数，考核费用由低到高排序，前 60 名光伏电站  $\alpha_{\text{考核返还系数}}$  暂取 2，其余光伏电站  $\alpha_{\text{考核返还系数}}$  暂取 1； $N$  为当月所有光伏电站的总数。

**第三十二条** 光伏电站考核及返还费用等于当月该光伏电站获得的考核返还费用减去当月该光伏电站考核费用。

**第三十三条** 光伏电站参与本细则所产生的费用采用电

费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。光伏发电站在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的参与本细则所产生费用额度，按照结算关系向相应网、省电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

## 第五章 监督与管理

**第三十四条** 山西能源监管办负责山西光伏电站并网运行的监督与管理，监管光伏电站运行管理实施细则的实施；负责建立健全山西光伏电站并网工作管理协调机制，调解山西光伏电站并网运行管理争议；可根据实际需要，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。

**第三十五条** 电力调度机构遵照本细则和相关要求，负责山西光伏电站并网运行的考核、免考核、费用计算、数据统计、公示、核对、技术支持系统建设运行。电网企业、电力调度机构按照有关规定和职责分工，向光伏电站结算费用。

**第三十六条** 山西能源监管办根据国家和山西省厂网联席会议相关要求定期召集各方召开厂网联席会议，通报电网和电厂运行中的主要情况、存在问题及光伏电站运行考核情况，协调解决光伏电站并网运行管理中的重大问题。

**第三十七条** 电网公司、电力调度机构和光伏电站应按照有关规定披露和报送相关信息。

**第三十八条** 电力调度机构、电网公司与光伏电站签订的《并网调度协议》和《购售电合同》应在协议签订后 10 个工作

日内向山西能源监管办备案。

**第三十九条** 为保证并网运行管理考核工作的准确、高效，电力调度机构应建立相应的技术支持系统，并将信息接入国家能源局山西监管办公室的监管信息系统。

**第四十条** 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构应当按月向山西能源监管办书面报告电力调度运行管理情况。

**第四十一条** 原则上每月 10 日前（节假日顺延），电力调度机构应在相关技术支持系统中披露上月考核基础数据。

**第四十二条** 光伏电站对考核结果有异议或符合相应免考核条件的，应在每月 15 日前向电力调度机构提出复核或免考核申请，电力调度机构在接到申请后 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

**第四十三条** 光伏电站对复核和免考核仍有异议的，可于当月 25 日前向山西能源监管办提出申诉。光伏电站对复核和免考核无异议后，由电力调度机构执行。电力调度机构将并网运行考核管理结果于次月 10 日前报送山西能源监管办，并在山西电力交易平台公示。

## 第六章 附 则

**第四十四条** 本细则将根据国家相关要求和山西电网实际运行情况及时修订。

**第四十五条** 本细则由山西能源监管办负责解释。

**第四十六条** 本细则自2025年3月1日起施行，有效期5年。  
《山西能源监管办关于印发山西并网主体辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则（2021年修订版）》的通知（晋监能市场〔2021〕94号）及补充修订条款同时废止。

## 光伏发电站一次调频综合指标计算及考核度量方法

### 一、一次调频动作过程

图 1 为光伏电站一次调频评价指标计算说明图。从频率偏差超出死区开始（即自 A0 时刻起），光伏电站开始快速响应频率的变化增大出力，频率逐渐稳定并开始上升，直至频率偏差恢复到死区范围内。图中 A0 表示一次调频评价开始时刻，为频率偏差超出一次调频死区的时刻；B0 表示一次调频评价结束时刻，为频率偏差恢复到死区范围内的时刻（若频率偏差从超出一次调频死区到恢复至死区范围内的时间超过 60 秒， $B0=A0+60s$ ）。A0~B0 表示调频持续时间，即从频率偏差超出一次调频死区开始到频率偏差回到一次调频死区范围内的持续时间（若超过 60 秒，调频持续时间按照 60 秒计算）；A1 表示最大频偏时刻，A1 对应的频率偏差为最大频率偏差。光伏电站调频死区取 0.05Hz。

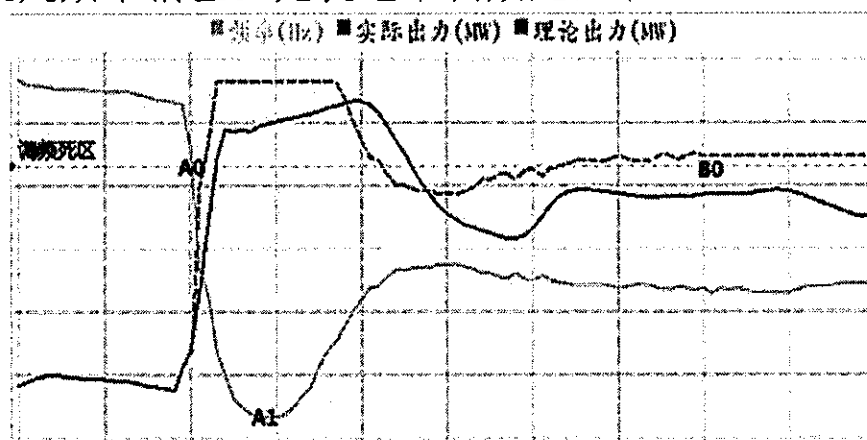


图 1 光伏电站一次调频评价指标计算说明图

## 二、光伏电站一次调频性能评价指标

### 1. 5秒出力响应指数 $\Delta P_{5\%}$ [%]:

从频率偏差超出死区开始，5秒内光伏电站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P_{5\%} = (\Delta P_{5s, \max} / \Delta P_{E, \max}) \times 100\%$$

上述公式中： $\Delta P_{5\%}$ 表示5秒出力响应指数； $\Delta P_{5s, \max}$ 表示从频率偏差超出死区开始，5秒内光伏电站一次调频实际最大出力调整量； $\Delta P_{E, \max}$ 表示光伏电站调频持续时间（A0~B0）内理论最大出力调整量。

### 2. 15秒出力响应指数 $\Delta P_{15\%}$ [%]:

从频率偏差超出死区开始，15秒内光伏电站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P_{15\%} = (\Delta P_{15s, \max} / \Delta P_{E, \max}) \times 100\%$$

上述公式中： $\Delta P_{15\%}$ 表示15秒出力响应指数； $\Delta P_{15s, \max}$ 表示从频率偏差超出死区开始，15秒内光伏电站一次调频实际最大出力调整量； $\Delta P_{E, \max}$ 表示机组调频持续时间（A0~B0）内理论最大出力调整量。

### 3. 电量贡献指数 $Q_{\%}$ [%]:

光伏电站一次调频持续时间（A0~B0）内，光伏电站一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

$$Q_{\%} = \frac{\Delta Q_s}{\Delta Q_E} \times 100\%$$

式中： $Q_{\%}$ 表示光伏电站一次调频电量贡献指数； $\Delta Q_s$ 表示光伏电站一次调频实际贡献电量； $\Delta Q_E$ 表示光伏电站一次调频理论

贡献电量。

### 三、评价指标具体计算方法

#### 1. 实际最大出力调整量 $\Delta P_{S,\max}$ [MW]:

从频率偏差超出死区开始, T 时间内光伏电站一次调频向着减小频偏的方向实际最大补偿负荷值。

$$\begin{cases} \Delta P_{S,\max} = \max(P_S(t) - P_0) & f(t) - f_n \leq -0.05\text{Hz 时}, t \in [0, T] \\ \Delta P_{S,\max} = -\max(P_0 - P_S(t)) & f(t) - f_n \geq 0.05\text{Hz 时}, t \in [0, T] \end{cases}$$

上述公式中,  $\Delta P_{S,\max}$  表示 T 时间内光伏电站一次调频实际最大出力调整量;  $P_S(t)$  为光伏电站在 t 时刻的实际出力;  $P_0$  表示频率偏差超出光伏电站一次调频死区时刻机组的实际出力;  $f(t)$  表示光伏电站在 t 时刻的实际频率;  $f_n$  表示额定频率 50Hz。

#### 2. 理论最大出力调整量 $\Delta P_{E,\max}$ [MW]:

考虑光伏电站实际负荷限制, 在调频持续时间 ( $A_0 \sim B_0$ ) 内对应最大频偏时刻光伏电站一次调频理论最大补偿负荷值。

$$\Delta P_{E,\max} = -\frac{\Delta f_{\max} \times P_N}{f_n \times \delta} \text{ 且 } |\Delta P_{E,\max}| \leq (K_P \times P_N)$$

上述公式中:

$\Delta P_{E,\max}$  表示光伏电站调频持续时间 ( $A_0 \sim B_0$ ) 内理论最大出力调整量;  $P_0$  表示频率偏差超出光伏电站一次调频死区时刻光伏电站的实际出力;  $f(t)$  表示光伏电站在 t 时刻的实际频率;  $f_n$  表示额定频率 50Hz;  $\Delta f_{\max}$  表示调频持续时间内, 考虑到调频死区的实际最大频率偏差:

对于光伏电站

$$f(t) - f_n \geq 0.05\text{Hz 时}, \quad \Delta f_{\max} = \max(f(t) - f_n - 0.05);$$

$$f(t) - f_n \leq -0.05\text{Hz 时}, \quad \Delta f_{\max} = -\max(f_n - 0.05 - f(t));$$

$\delta$  表示一次调频调差率，光伏电站一般取 5%； $K_p$  表示光伏电站最大出力限幅，光伏电站参与一次调频的调频负荷变化幅度规定如下：

a) 当系统频率低于额定频率时，光伏电站应根据一次调频曲线增加有功功率输出，一次调频功率变化幅度限制不小于 6% 的运行功率；

b) 当系统频率高于额定频率时，光伏电站应根据一次调频曲线减少有功功率输出，一次调频功率变化幅度限制不小于 10% 的运行功率；

### 3. 实际贡献电量 $\Delta Q_s$ [MWh]：

光伏电站一次调频持续时间 ( $A_0 \sim B_0$ ) 内，实际的发电量比一次调频动作前状态的发电量增加或减少的部分，即光伏电站一次调频实际补偿电量。

$$\Delta Q_s = \int_{A_0}^{B_0} (P_s(t) - P_0) dt / 3600$$

上述公式中： $\Delta Q_s$  表示光伏电站一次调频实际贡献电量； $A_0$  表示一次调频评价起始时刻； $B_0$  表示一次调频评价结束时刻； $P_0$  表示光伏电站起始出力； $P_s(t)$  表示光伏电站一次调频持续时间内  $t$  时刻的实际出力。

### 4. 理论贡献电量 $\Delta Q_E$ [MWh]：

光伏电站调频持续时间 ( $A_0 \sim B_0$ ) 内，考虑光伏电站实际负荷限制，光伏电站一次调频理论补偿电量。

$$\Delta Q_E = \int_{A_0}^{B_0} \Delta P_E(t) dt / 3600$$

$$\Delta P_E(t) = -\frac{\Delta f(t) \times P_N}{f_n \times \delta} \text{ 且 } |\Delta P_E(t)| \leq (K_p \times P_N)$$



上述公式中： $\Delta Q_E$ 表示光伏电站一次调频理论贡献电量； $A_0$ 表示一次调频评价开始时刻； $B_0$ 表示一次调频评价结束时刻； $\Delta P_E(t)$ 表示光伏电站调频持续时间内， $t$ 时刻光伏电站理论出力对应的调整量； $P_0$ 表示频率偏差超出光伏电站一次调频死区时刻光伏电站的实际出力； $f_n$ 表示额定频率 50Hz； $\delta$ 表示一次调频调差率； $K_p$ 表示光伏电站最大出力限幅。

$\Delta f(t)$ 表示光伏电站调频持续时间内， $t$ 时刻考虑到调频死区的频率偏差：

$$\text{当 } f(t) - f_n \geq 0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f(t) = f(t) - f_n - 0.05;$$

$$\text{当 } f(t) - f_n \leq -0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f(t) = f(t) - f_n + 0.05;$$

#### 四、数据要求

采用 PMU 数据进行计算。

# 山西独立储能电站并网运行管理实施细则 (2025 年修订版)

## 第一章 总 则

**第一条** 为规范储能电站并网调度运行管理，保障山西电力系统安全稳定运行，根据《电力并网运行管理规定》(国能发监管规〔2021〕60号)、《国家发改委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》(发改能源规〔2021〕1051号)、《国家能源局关于印发新型储能项目管理规范(暂行)的通知》(国能发科技规〔2021〕47号)、《国家发改委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》(发改办运行〔2022〕475号)、《国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知》(国能发科技规〔2024〕26号)和国家有关法律法规，制定本实施细则。

**第二条** 独立储能电站是指以独立法人主体身份、不受接入位置限制，直接与电力调度机构签订并网调度协议、参与电力市场交易的储能电站。新能源配套储能、用户侧储能和其他电源侧储能等满足独立并网运行技术条件的，可自愿申请转为独立储能电站。

**第三条** 本细则原则上应用范围为已并网运行的，由省级电

力调度机构直接调度或集中控制出力的独立储能电站。地（市）级及以下电力调度机构调度的其它独立储能电站可参照本细则执行。独立储能电站自并网运行之日次月起，满3个月后参与本细则管理。

**第四条** 国家能源局山西监管办公室（以下简称“山西能源监管办”）依法对独立储能电站的考核和结算情况实施监管。山西电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）在山西能源监管办授权下按照调度管辖范围具体实施所辖电网内独立储能电站运行的考核和结算，负责定期发布对独立储能电站的运行考核结果。独立储能电站依据考核结果承担相应的经济责任。

## 第二章 调度管理

**第五条** 独立储能电站应严格遵守电力调度规程及规定，承担维护电力系统安全稳定运行和电力可靠供应的义务。

**第六条** 独立储能电站应与电力调度机构签订并网调度协议，并于协议期满前1个月完成续签。因自身原因，逾期未签订的，每逾期1天，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.1$ 小时/天的标准考核，月度累计考核电量不超全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时。

**第七条** 新（扩）建独立储能电站需在首个储能单元并网之日起3个月内完成并网调试、试验，由具备相关资质的第三方单位出具电气试验报告和运行特性测试报告，提交电力调度机构审核。3个月内未提交的，每逾期1天，按全站（扩建）装机容量 $\times 0.8 \times 0.1$ 小时/天的标准考核，月度累计考核电量不超全站（扩建）

装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时。

**第八条** 独立储能电站应严格服从电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。独立储能电站值班人员认为执行调度指令将危及人身、设备或系统安全的，应立即向发布调度指令的电力调度机构报告并说明理由，由电力调度机构决定该指令的执行或者撤销。独立储能电站违反调度纪律的，电力调度机构应于两个工作日内向山西能源监管办报告，并按山西能源监管办的要求责令独立储能电站予以整改。

出现下列事项之一，定为违反调度纪律，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时的标准考核：

（一）未经电力调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态，以及与电网安全稳定运行有关的继电保护装置、安全稳定控制装置、一次调频、AGC、AVC装置等的参数或整定值（危及人身及主设备安全的情况除外）。

（二）拖延或无故拒绝执行调度指令。

（三）不如实反映调度指令执行情况。

（四）独立储能电站不满足具备联系调度业务资格的值班人员数量要求。

（五）不执行电力调度机构下达的保证电网安全运行的措施。

（六）调度管辖设备发生事故或异常，10分钟内未向电力调度机构汇报（可先汇报事故或异常现象，详细情况待查清后汇报）。

（七）在调度管辖设备上发生误操作事故。

(八) 不按规定执行中长期、现货市场或辅助服务市场交易结果。

(九) 其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

**第九条** 独立储能电站应严格执行电力调度机构的继电保护、安全自动装置、自动化和通信设备等的参数管理规定。按电力调度机构的要求书面提供设备（装置）参数，并对所提供设备（装置）参数的完整性和正确性负责。设备（装置）参数整定值应按照电力调度机构下达的整定值执行。独立储能电站改变设备（装置）状态和参数前，应经电力调度机构批准。

**第十条** 独立储能电站因安自装置、电气保护动作导致脱网的，不得自行并网。独立储能电站重新并网前，须向值班调度员提出申请，并征得同意后方可并网。若违反上述规定，每次按照全站（扩建）装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时的标准考核。

**第十一条** 独立储能电站应贯彻落实电力调度机构制定的重大政治活动或节假日等特殊时期保供电方案和措施，并在进入保电阶段前向电力调度机构报告各项工作准备情况。若违反上述规定，每次按照全站（扩建）装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。

**第十二条** 独立储能电站应按规定向电力调度机构报送电力、电量等信息。因自身原因，报送信息错误，影响电网统计分析的，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.3$ 小时的标准考核。

**第十三条** 独立储能电站因自身原因，造成储能单元非计划

停运（脱网）的，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 1$ 小时的标准考核。由于电网原因或其他非自身因素导致非计划停运的，免于考核。

**第十四条** 独立储能电站有义务维护电网频率和电压合格，并保证电能质量符合国家标准。在保证电网安全运行和新能源优先消纳的前提下，独立储能电站应按照电力调度机构下达的调度计划曲线（或市场出清曲线）或调度指令参与电网调峰、调频、调压和备用。

**第十五条** 独立储能电站每日按规则在现货交易系统中向电力调度机构申报次日的可用状态、充放电电量价曲线（或充放电功率曲线）、电量初始状态、爬坡速率等信息。如有影响充放电能力的缺陷和故障，需及时报告。独立储能电站日前信息上报率按月进行统计、考核，上报率应达到100%，每降低1个百分点，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.1$ 小时的标准考核。

**第十六条** 独立储能电站应严格执行电力调度机构下达的调度计划曲线（或市场出清曲线）和运行方式安排。电力调度机构对执行偏差进行统计和考核。参与现货市场交易时，按市场相关规则进行偏差结算和考核。月度累计考核电量不超过全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时。

（一）考核原则上以整站为单位进行。

（二）值班调度员有权按电网安全运行需要和有关规定修改或调整调度计划曲线（或市场出清曲线），修改后的曲线应提前20分钟下达，不足20分钟下达的，自下达时刻起20分钟内免除考核。

(三) 因自身原因, 造成实际曲线偏离调度计划曲线, 按照偏差电量进行考核。以每 5 分钟为一个时段, 根据调度自动化系统采集的电站实际电量 (实际充电或放电积分电量) 与对应时段计划电量 (计划充电或放电积分电量) 进行比较, 允许偏差为 $\pm 2\%$ , 超出允许偏差的电量绝对值统计为考核电量。

(四) 下列情况应免于考核:

1. 执行调度指令引起的偏差电量。
2. 提供一次、二次调频等辅助服务引起的电站出力调整量。
3. 下达的调度计划曲线变动率超出电站调节能力。
4. 其他非电站自身原因造成的考核。

### 第三章 检修管理

**第十七条** 电力调度机构应合理安排电网一次设备 (含线路) 计划检修, 检修计划应尽可能与独立储能电站检修配合进行, 独立储能电站应服从检修计划安排。如电网一次设备 (含线路) 检修影响独立储能电站运行或检修的, 电力调度机构应提前通知。

**第十八条** 电力调度机构应合理安排电网继电保护、安全自动装置、调度自动化和通信等二次设备的检修, 检修计划应尽可能与一次设备的检修相配合, 原则上不应影响一次设备的正常运行。独立储能电站的此类涉网设备 (装置) 检修计划, 应经电力调度机构批准后执行。如电网二次设备检修影响独立储能电站运行或检修的, 电力调度机构应提前通知。

**第十九条** 独立储能电站参照相关技术标准、调度管理规程

向电力调度机构提出设备检修计划申请，电力调度机构根据电网运行情况统筹安排独立储能电站设备检修计划。

(一) 检修计划确定之后，独立储能电站应严格执行。

(二) 独立储能电站变更检修计划，应提前向电力调度机构申请并说明原因，经电力调度机构同意后方可变更。确实无法安排变更的，电力调度机构应通知该独立储能电站按原批复计划执行，并说明原因。

(三) 因电网原因，需变更独立储能电站检修计划的，电力调度机构应提前通知，并说明原因。

**第二十条** 因独立储能电站自身原因，出现以下情形之一，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.3$ 小时的标准考核。

(一) 计划检修工作不能按期完工，且未在规定时间内办理延期。

(二) 检修期间，办理延期申请超过2次（不含2次）。

(三) 检修期间，未经电力调度机构批准，擅自增加工作内容。

(四) 因独立储能电站自身原因造成升压站同一设备（包括出线、开关、联变、母差保护等）重复性停电，年度停电次数3次及以上（不含计划检修）。

(五) 其他影响电力调度机构批准的计划检修工作正常执行的情况。

#### **第四章 技术管理**

**第二十一条** 独立储能电站应向电力调度机构上传储能电



站的额定功率、额定容量/电量、可用容量、(实时)有功功率、无功功率、荷电状态、充放电状态、变流器状态、最大功率充放电可用时间、有功控制调度请求远方投入、无功控制调度请求远方投入、无功/电压控制模式和充放电电量等信息,并保证数据准确。电力调度机构对报送情况进行考核,对于数据错误、数据造假或未及时上报信息的,每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.3$ 小时的标准考核。

**第二十二条** 独立储能电站各项性能参数应符合国家、行业标准有关规定,额定容量、最大充放电时间应与并网调度协议一致。因电池寿命正常衰减,导致最大充放电时间减小,需及时上报电力调度机构。因电池寿命衰减导致最大充放电时间减小超过额定最大充放电时间的30%、意外事故等造成性能参数发生较大变化的,需及时上报电力调度机构,并在3个月内完成整改。逾期未完成整改的,每月按全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时的标准考核。

**第二十三条** 独立储能电站应具备四象限功率控制和调节能力,有功功率和无功功率调节范围和能力应满足国家、行业有关标准要求。独立储能电站应同时具备就地和远方充放电功率控制和频率、电压调节功能。

**第二十四条** 独立储能电站应具备高电压、低电压穿越能力,频率异常响应、电压异常响应、电压值、延时等参数应满足国家标准要求,不满足要求的禁止并网。

**第二十五条** 满功率充放电时间大于15分钟的独立储能电站应具备AGC有功功率控制功能,能够接收并自动执行电力调度

机构远方发送的 AGC 指令。独立储能电站未在并网投产后 6 个月内完成有功功率控制子站的装设和投运工作(与调度侧的 AGC 闭环联调试验)的, 每月按全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$  小时的标准考核。

对已安装 AGC 子站的独立储能电站进行可用率考核。可用率计算公式如下:

$$K_A = \frac{\text{可投入AGC时间}}{\text{月有效时间}}$$

式中, 可投入 AGC 时间是指结算月内独立储能电站 AGC 保持可用状态的时间长度, 月有效时间指月日历时间扣除因为非电站原因(含检修、通道故障等)造成的不可用时间。该指标每月统计一次。

AGC 可用率以 98% 为合格标准, 对全月 AGC 投运率低于 98% 进行考核。

$$\text{考核电量} = (98\% - \lambda_{\text{可用}}) / 10 \times W_a$$

式中,  $\lambda_{\text{可用}}$  为独立储能电站 AGC 可用率;

$W_a$  为独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 60$  小时。

**第二十六条** 独立储能电站应与电力调度机构的一次调频主站进行联调, 并向电力调度机构提交联调测试报告, 满足电网对储能电站的一次调频性能在线监视与远程在线测试的要求。

独立储能电站应具备一次调频功能, 并保持一次调频功能投入, 一次调频投/退信号接入电力调度机构。一次调频的死区、调节容量、调节速率、调节精度、响应时间等性能指标应满足国家

标准要求。当电网频率波动时应自动参与一次调频，未经电力调度机构批准，不得擅自退出一次调频功能。

对独立储能电站一次调频的可用率和性能考核，月度累计考核电量不超全站装机容量×0.8×2 小时。

### （一）可用率考核

电力调度机构按月统计各电站一次调频月可用率 $\lambda_{\text{可用}}$ ，计算公式如下：

$$\lambda_{\text{可用}} = \frac{t_{\text{一次调频}}}{t_{\text{总}}} \times 100\%$$

式中， $t_{\text{一次调频}}$ 为独立储能电站一次调频月可用时间；

$t_{\text{总}}$ 为独立储能电站当月运行时间。

电站一次调频月可用率应达到 100%，低于 100%的电站每月考核电量为：

$$(100\% - \lambda_{\text{可用}}) / 10 \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{可用}}$ 为独立储能电站一次调频月可用率；

$W_a$ 为独立储能电站电站全站装机容量×0.8×60 小时。

### （二）一次调频性能考核

一次调频各项指标要求如下：

- 1.一次调频死区为±0.03Hz。
- 2.一次调频功率变化幅度原则上不设置限幅，必要时限幅应不小于 20%额定有功功率。
- 3.一次调频调差率应为 0.5%-3%。

4.一次调频动态性能：响应滞后时间应不大于1秒，上升时间应不大于3秒，调节时间应不大于4秒。

5.一次调频调节精度：达到稳定时的有功功率调节偏差不超过 $\pm 1\%$ 额定有功功率。

当电网频率超过独立储能电站一次调频死区或开展主站远程一次调频试验时，电力调度机构根据一次调频主站记录的实际数据对一次调频性能指标进行计算评价。对性能不达标的独立储能电站，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。

（三）对参与有偿一次调频辅助服务的独立储能电站开展参与情况考核，考核办法见《山西发电厂并网运行管理实施细则》第二十条第（五）项。

**第二十七条** 独立储能电站应具备快速调压能力。当电网电压波动时应自动参与快速调压，未经电力调度机构批准，不得擅自退出电站快速调压功能。对独立储能电站快速调压功能考核，月度累计考核电量不超全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时。

（一）当电站并网点电压在标称电压的90%-97%或107%-110%之间时，独立储能电站应提供快速调压响应，在1秒内将并网点电压调整至97%-107%之间。

（二）快速调压的考核方式

当电网电压发生较大波动时，以独立储能电站实际动作评价快速调压的性能指标；当电网电压未发生较大波动时，以独立储能电站大扰动性能考核试验结果评价相关性能指标。

独立储能电站快速调压月正确动作率 $\lambda$ 计算公式为：

$$\lambda = f_{\text{correct}} / (f_{\text{correct}} + f_{\text{wrong}}) \times 100\%$$

式中， $f_{\text{correct}}$  为每月正确动作次数；

$f_{\text{wrong}}$  为每月错误动作次数。

对于 $\lambda$ 小于 80% 的独立储能电站，每月考核电量为：

$$(80\% - \lambda) \times P_n \times 2 \text{ (小时)} \times \alpha$$

式中， $\alpha$  为考核系数，数值为 3。

**第二十八条** 独立储能电站应按照调度运行要求具备自动电压控制（AVC）功能，加强 AVC 子站的装置维护工作，AVC 子站各项性能应满足电网运行的需要。独立储能电站未在并网投产后 6 个月内完成 AVC 子站装设和投运（与调度侧的 AVC 闭环联调试验）工作的，按每月全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$  小时的标准考核。

电力调度机构对已安装 AVC 子站的独立储能电站进行其投运率和调节合格率的考核。

#### （一）AVC 投运率考核

独立储能电站 AVC 子站与电力调度机构主站 AVC 闭环运行时，电力调度机构按月统计 AVC 投运率，计算公式如下：

$$\text{AVC 投运率} = (\text{AVC 子站投运时间} / \text{独立储能电站运行时间}) \times 100\%$$

在计算 AVC 投运率时，扣除因电网原因或因新设备投运期间 AVC 子站配合调试原因造成的 AVC 装置退出时间。

AVC 投运率以 98% 为合格标准，对全月 AVC 投运率低于

98%进行考核。

$$\text{考核电量} = \frac{(98\% - \lambda_{\text{投运}})}{10} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为独立储能电站 AVC 投运率；

$W_a$ 为独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 60$ 小时。

## (二) AVC 调节合格率考核

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核电站 AVC 装置调节合格率。AVC 主站电压指令下达后，独立储能电站 AVC 装置在 2 分钟内调整到位为合格，AVC 调节合格率计算公式为：

$$\text{AVC 调节合格率} = (\text{执行合格点数} / \text{电力调度机构发令次数}) \times 100\%$$

AVC 调节合格率以 96%为合格标准，对全月 AVC 合格率低于 96%进行考核。

$$\text{考核电量} = \frac{(96\% - \lambda_{\text{调节}})}{10} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为独立储能电站 AVC 调节合格率；

$W_a$ 为该独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 60$ 小时。

在计算 AVC 调节合格率时，应扣除因电网原因造成的不合格时段。

因电网系统电压频繁波动，非独立储能电站自身设备原因造成 AVC 调节合格率不合格的时段，免于考核。

**第二十九条** 独立储能电站应在并网后三个月内提交可用于电磁暂态和机电暂态仿真计算的模型和参数，以及储能电站、

储能单元、动态无功补偿装置建模报告，配合电力调度机构完成模型审查和一致性核查，逾期未报送的，每月按全站装机容量×0.8×1 小时的标准考核。

当储能单元及控制器软件版本等发生变化时，储能电站应委托有资质的建模机构评估原有模型的适用性，必要时需重新开展建模工作，并在三个月内将评估结果或建模报告报送电力调度机构，未按要求完成报送前，每月按全站装机容量×0.8×0.5 小时的标准考核。

**第三十条** 独立储能电站应具备自动电压调节功能。

(一) 独立储能电站应按照接入系统审查意见等有关要求配置动态无功补偿装置，动态无功补偿装置性能（包括容量配置、调节速率和低电压/高电压穿越能力）不满足电网要求的储能电站在完成整改前，每月按装机容量×0.8×2 小时考核。储能电站的动态无功补偿装置应投入自动运行，电力调度机构按月统计各独立储能电站动态无功补偿装置月投入自动可用率 $\lambda_{\text{可用}}$ ，计算公式如下：

$$\lambda_{\text{可用}} = (\text{每台装置投入自动可用小时数之和} / (\text{升压站带电小时数} \times \text{装置台数})) \times 100\%$$

动态无功补偿装置月投入自动可用率以 95% 为合格标准，低于 95% 的独立储能电站考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(95\% - \lambda_{\text{可用}})}{10} \times W_a$$

$W_a$  为该独立储能电站全站装机容量×0.8×60 小时。

(二) 无功调用合格率考核，以国家标准、行业标准规定的

SVG、储能等最大感性无功调用为标准，当无功补偿装置发出减磁闭锁时，感性无功出力绝对值大于无功补偿装置最大感性无功能力的 90%为合格，并按月计算合格率，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分比计），按电站全站装机容量×0.8×0.15 小时进行考核，累计不超过全站装机容量×0.8×3 小时。

以国家标准、行业标准规定的 SVG、储能等最大容性无功调用为标准，当无功补偿装置发出增磁闭锁时，容性无功出力绝对值大于无功补偿装置最大感性无功能力的 90%为合格，并按月计算合格率，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分比计），按电站全站装机容量×0.8×0.15 小时进行考核，累计不超过全站装机容量×0.8×3 小时。

**第三十一条** 独立储能电站应按照调度运行要求确保并网点电压（升压站高压侧母线）运行在主站下发的电压曲线范围之内，电力调度机构按季度印发各电压曲线，并按月统计电压合格率，电压合格率计算公式如下：

电压合格率=并网点电压运行在电压曲线范围之内时间/升压站带电运行时间×100%

电压合格率以 100%为合格标准，全月电压合格率低于 100%的电站考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(100\%-\lambda_{\text{电压}})}{30} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{电压}}$ 为电压合格率；

$W_a$ 为独立储能电站全站装机容量×0.8×60 小时。



若独立储能电站已经按照最大无功调节能力提供无偿或有偿无功服务，但母线电压仍然不合格，经调度机构审核批准后该时段免于考核。

因电网系统电压频繁波动，非独立储能电站自身设备原因造成母线电压不合格的时段，免于考核。

**第三十二条** 独立储能电站应当在并网之日起6个月内向电力调度机构提交功率调节、电能质量、动态无功补偿装置性能、电网适应性、储能单元性能的测试报告。逾期未提供的，每项按电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时进行考核，累计不超过全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时。

**第三十三条** 独立储能电站应执行继电保护及安全自动装置管理规定。以下要求未能达标前，每项按电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时进行考核，累计不超过全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时。

（一）独立储能电站内与电网运行有关的继电保护及安全自动装置必须与电网继电保护及安全自动装置相配合，与系统有关的继电保护装置及安全自动装置的配置、选型须符合国家有关电力系统调度技术安全规定，并及时将有关情况向电力调度机构书面报告。在系统状态改变时，应按电力调度机构的要求修改所辖保护的定值及运行状态。未经电力调度机构许可，不得擅自改变有关技术性能参数。

（二）独立储能电站应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施，不满足反措要求应限期整改，最迟不得超过12个月。

当系统继电保护及安全自动装置不满足运行要求时，独立储能电站应积极配合电网进行更新改造。

（三）独立储能电站应配合电网企业及时改造达到更换年限的继电保护及安全自动装置，严格执行国家、网省继电保护及安全自动装置技术规程和规定。设备更新改造应相互配合，确保双方设备协调一致。继电保护及安全自动装置更新、改造前，独立储能电站应将改造方案报电力调度机构审核后方可进行，将改造方案、设计图纸、定值通知单等报送电力调度机构备案。

（四）继电保护定值和软件版本应专人管理，及时更新调度管理系统的运行定值单和软件版本信息，电力调度机构下发的定值通知单应在执行后1周内完成回执。每年应根据电力调度机构下发的系统阻抗对所管辖的保护定值进行校核计算，并将核算结果和运行定值单上传调度管理系统备案。

（五）独立储能电站所属继电保护及安全自动装置应具备作业指导书、运行规程、巡视卡等技术资料，按规程、规定进行调试、巡视、定期校验、维护，使其满足原定的装置技术要求，装置定值符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。

（六）独立储能电站涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置，包括发电机组涉及机网协调保护和参数的规划、设计、建设和运行管理应符合国家、行业标准和电网稳定性要求。有关运行和检修管理、操作票和工作票等制度，应符合国家、行业等有关规定。

(七) 独立储能电站应按国家、地方、行业标准和规定开展继电保护专业技术监督工作。建立、健全技术监督体系，实行有效的技术监督管理，并应设置专人负责继电保护技术监督工作。对技术监督中发现的重大问题及时上报所属电力调度机构并进行整改。每年应向电力调度机构报送继电保护技术监督总结报告。

(八) 独立储能电站应开展继电保护隐患排查与缺陷治理，按要求完成继电保护技术监督和专业管理中提出有关问题的整改。

(九) 独立储能电站应加强稳控装置管理。及时更新调度管理系统的设备信息；按规程、规定对稳控装置进行调试、巡视、定期检验和维护，使其满足装置原定的技术要求，装置策略定值符合整定要求，保存完整的调试报告、记录；落实稳控装置的反措要求；按规定完善稳控装置的运行管理规定、图纸等相关技术资料。

**第三十四条** 电力调度机构对独立储能电站内继电保护专业的安全运行水平进行考核。

(一) 独立储能电站继电保护、安全自动装置不正确动作，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 1$ 小时的标准考核。独立储能电站不能在1小时内提供完整的故障录波信息、保护信息和有关数据资料，不能在24小时内提供继电保护、安全自动装置动作分析报告以及不能在24小时内分析明确不正确动作原因，未在24小时内落实整改措施的，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时的标准考核。

(二) 独立储能电站继电保护和安全自动装置未投运或不正

确动作，导致电网事故扩大或造成电网继电保护和安全自动装置越级动作，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时的标准考核。

（三）独立储能电站发生涉及电网的事故和并网线路对侧变电站发生事故，应在 10 分钟内向电力调度机构提供事故时一、二次设备运行状态，在 1 小时内提供故障录波信息、保护信息和有关数据资料，在 24 小时内提供事故报告，逾期未报送的，每按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。

（四）独立储能电站继电保护、安全自动装置存在影响装置误动、拒动的缺陷，未上报上级电力调度机构或未在 24 小时内消除缺陷，每天按全站装机容量 $\times 0.8 \times 1$ 小时的标准考核。

（五）独立储能电站收到电力调度机构下发的继电保护技术监督告警单，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。若未按期整改，每次考核电量加扣全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.3$ 小时的标准考核。

（六）独立储能电站收到电力调度机构下发的继电保护技术监督预警单，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.3$ 小时的标准考核，若未按期整改，每次考核电量加扣全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$ 小时的标准考核。

（七）独立储能电站继电保护、故障录波器、二次设备在线监视（保信子站）时钟不准确，装置及接入量命名不规范，与电力调度机构主站数据连通率不足 99.5%，不能及时提供完整的故障录波数据、继电保护和安全自动装置的动作情况，每次按全站

装机容量 $\times 0.8 \times 1$ 小时的标准考核。

**第三十五条** 独立储能电站应按照继电保护管理要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作。

(一) 继电保护和安全自动装置发生的缺陷及异常，独立储能电站应在处理完毕后3个工作日内填报缺陷及异常处理情况。逾期未报送的，每月按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$ 小时的标准考核。

(二) 电力系统发生的故障，独立储能电站应在故障发生后1个工作日内将故障数据、继电保护动作分析报告报送电力调度机构；稳控系统装置动作后，在1个工作日内将本电站稳控装置动作报告报送电力调度机构。逾期未报送的，每月按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.3$ 小时的标准考核。

(三) 独立储能电站新投继电保护和安全自动装置，应在投运后5个工作日内完成设备台帐填报工作。逾期未报送的，每月按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$ 小时的标准考核。

**第三十六条** 电力调度机构按其管辖范围对独立储能电站自动化系统及设备开展技术指导和管理工作的。

(一) 独立储能电站自动化系统及设备更新、改造时，应将改造方案、安全防护完善方案报电力调度机构审核，经批准并履行自动化设备检修申请后方可进行。独立储能电站电力监控系统应配置符合安全可控要求的设备和操作系统，应配置和使用经过安全加固的专用调试工具和存储设备进行系统调试、运维等工作，入网调试前须报备调度机构同意。未遵循以上要求的，每次

按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$ 小时的标准考核。

(二) 直接接入调度数据网的设备、与接入调度数据网设备存在网络连接关系的系统或设备应纳入网络安全监测并进行安全加固，网络安全监测信息应正确传送至电力调度机构的网络安全管理系统。独立储能电站应定期开展电力监控系统等级保护测评和安全防护评估工作，并及时向电力调度机构提交测评和评估报告。独立储能电站应配置网络安全管理人员并在调控机构进行备案。未遵循以上要求的，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。

(三) 独立储能电站至调度主站应具有独立的两路不同路由的调度数据网通道，远动设备应具有双通道接口。电站自动化设备应采用冗余配置的不间断电源或电站内直流电源供电。未遵循以上要求的，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。

(四) 独立储能电站上送电力调度机构的各类自动化设备数据(信息)，包括远动信息、PMU数据、电量数据、时钟监测信息、网络安全监测装置采集信息等，应完整、齐全、准确，数据(信息)不完整、不齐全、不准确的，每类信息按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$ 小时的标准考核。

(五) 独立储能电站应在汇集线或集电线、网厂计量关口点及辅助结算关口点安装关口电能表，计量信息应通过电能量采集终端接入并正确传送至电力调度机构的电能量计量系统，现场相关电能表或TA/TV更换完毕并报竣工后两小时内，应将换表记录

或 TA/TV 参数报送相应的电力调度机构。未遵循以上要求的，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$  小时的标准考核。

（六）独立储能电站应具有可靠的技术措施，对接收的 AGC/AVC 指令进行安全校核，拒绝执行超出规定范围的异常指令。未遵循以上要求的，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$  小时的标准考核，累计不超过全站装机容量 $\times 0.8 \times 1$  小时。

**第三十七条** 电力调度机构对独立储能电站自动化设备的运行指标进行考核。

（一）事故时遥信正确动作率应达到 100%。每拒动或误动 1 个/次，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$  小时的标准考核。

（二）独立储能电站发生远动 104 链路中断，每次考核全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$  小时的标准考核。如故障未及时处理，每超过 4 小时，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$  小时的标准叠加考核。

（三）独立储能电站发生远动 104 数据错误（遥测量准确度误差率 $\geq 1.5\%$ ）、数据质量位异常等问题，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.1$  小时的标准考核。如故障未及时处理，每超过 4 小时，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.05$  小时的标准叠加考核。

（四）电量采集装置月运行合格率要求 100%，每降低一个百分点（含不足一个百分点），按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$  小时的标准考核。

（五）独立储能电站接到电力调度机构通知需要新增加或修改遥测、遥信内容时，应在电力调度机构指定的时间内完成工作，

如未按期完成，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.1$ 小时的标准考核。

(六) 独立储能电站应立即处理电力监控系统网络安全紧急告警，重要告警应在 24 小时内处理，多次出现的一般告警应在 48 小时内处理，72 小时内完成《网络安全告警分析报告》，并报送电力调度机构。每发生一次告警处置或报告反馈不及时，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核，每超过 4 小时，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.1$ 小时的标准叠加考核。

(七) 独立储能电站电力监控系统存在网络边界安全防护设备配置违规、非法连接外部网络、远程运维、违规连接外设、恶意代码感染等情况，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时的标准考核。

(八) 独立储能电站纵向加密认证装置、网络安全监测装置等网络安全设备月可用率要求 $\geq 99.5\%$ 。设备离线超过 4 小时，每次按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。如设备故障仍未处理解决，每超过 4 小时，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.1$ 小时的标准叠加考核。

(九) 独立储能电站应配置相关自动化系统和设备，包括升压站监控系统（含远动装置、监控主机等）、PMU 装置、电能量远方终端、AGC 装置、AVC 装置、时间同步装置（北斗 II 代及以上版本）、时钟监测装置、调度数据网设备（含路由器、交换机）、电力监控系统安全防护设备（含横向隔离装置、纵向加密认证装置、网络安全监测装置、防火墙等）、UPS 电源等各类自动化设备，未配置上述系统和设备的，或者性能指标不满足要求的，每类系统（或每小类设备）按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.25$ 小时的



标准考核，累计不超过全站装机容量 $\times 0.8 \times 1$ 小时。

（十）独立储能电站电力监控系统网络空间配置应符合相关规范，确保网络结构参数、安全防护策略、用户权限配置合理，运维操作行为规范。未遵循以上要求的，按全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$ 小时的标准考核。

（十一）独立储能电站应配合相关电网公司的技术改造计划，严格执行国家、网省技术规程和规定，按要求进行自动化设备的改造。

（十二）独立储能电站应确保 PMU 装置可靠运行，PMU 数据实时、准确上送。发生 PMU 链路中断、数据错误（遥测量准确度误差率 $\geq 1.5\%$ ）、数据质量位异常等问题，每次按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.1$ 小时的标准考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.05$ 小时的标准考核。

（十三）独立储能电站应确保调度数据网设备可靠运行，发生调度数据网链路中断等问题，每次按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 1$ 小时的标准考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。

（十四）独立储能电站应确保时间同步装置、时钟监测装置可靠运行，发生时钟监测链路中断、时间错误等问题，每次按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.1$ 小时的标准考核。如中断时间

超过 8 小时，每超过 8 小时（含不足 8 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.05$  小时的标准考核。

（十五）独立储能电站在开展自动化系统和设备检修、维护、消缺等工作前，应按要求向电力调度机构提交自动化检修工作票，并按照相关规程规定开展工作。

1. 在未提交检修工作票或工作票未经审批的情况下，擅自改变自动化系统（设备）运行状态或开展检修工作的，每次按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$  小时的标准考核。

2. 已提交检修工作票并经过审批，但在开工前、进行重要操作前及完工后未通知调度机构自动化值班台的，每次按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$  小时的标准考核。

3. 已提交检修工作票并经过审批，但在工作时擅自增加工作内容的，每次按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$  小时的标准考核。

（十六）独立储能电站应按要求及时、完整、准确录入和维护自动化系统和设备台帐信息，不满足上述要求的，每类系统（设备）按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$  小时的标准考核。

（十七）独立储能电站应按要求及时接收电力调度机构下发的自动化设备缺陷管理流程，并及时上报缺陷原因、处理过程和结果，不满足上述要求的，每个流程按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$  小时的标准考核。

(十八) 并网独立储能电站应严格按照电力调度机构要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作，未按要求开展工作的，每次按独立储能电站全站装机容量 $\times 0.8 \times 0.2$ 小时的标准考核。

**第三十八条** 电力调度机构对独立储能电站通信设备开展技术指导和管理工作的，月度累计考核电量不超过全站装机容量 $\times 0.8 \times 2$ 小时。

(一) 独立储能电站通信设备的配置、设施和选型应符合国家、行业的标准和规程、规定，不符合的独立储能电站应限期整改（最迟不超过12个月），逾期未完成整改，每次按该站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。

(二) 独立储能电站应配合电网公司的相关技术改造计划，严格执行国家、网省技术规程和规定，按要求进行通信设备的改造。

(三) 独立储能电站接到电力调度机构通知需要新增、变更通信运行方式时，应在电力调度机构指定的时间内完成工作并于5个工作日内反馈执行情况，如未按期完成或未按时反馈执行情况，每次按该站装机容量 $\times 0.8 \times 0.3$ 小时的标准考核。

(四) 独立储能电站对接入电网通信系统的通信设施进行重要操作，必须按通信系统检修规定提前向电网通信主管部门申报，并得到许可。未经许可擅自操作的，每次按该站装机容量 $\times 0.8 \times 1$ 小时的标准考核。

(五) 因独立储能电站原因造成通信出现下列情形之一的，分别进行考核，若每次有重复，按考核电量或考核费用最大的一

款执行：

1.独立储能电站继电保护、稳控、调度数据网、调度电话等任一业务中断的，每次按该站装机容量 $\times 0.8 \times 1$ 小时的标准考核；

2.独立储能电站继电保护、稳控、调度数据网、调度电话等任一业务中断时间超过48小时未恢复的，按每天2万元考核；

3.独立储能电站调度电话录音设备失灵，影响电网事故分析的，每次按该站装机容量 $\times 0.8 \times 0.5$ 小时的标准考核。

## 第五章 计量与结算

**第三十九条** 电力调度机构负责并网运行计量。计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、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，当值调度员的调度录音记录，保护启动动作报告及故障录波报告等。

**第四十条** 电压、电网频率、实际有功（无功）出力和发电负荷指令按规定周期采样。电能量计量装置的数据按规定周期存储电量值。

**第四十一条** 按照专门记帐、收支平衡的原则，进行独立储能电站运行管理考核结算。

**第四十二条** 按月度以省级电网为单位按照电费结算权分别进行独立储能电站运行考核的结算。冲抵后考核费用在纳入本细则管理的独立储能电站之间返还结零。

**第四十三条** 月度考核电量等于各分项考核电量的累计，总

考核电量不超过全站装机容量×0.8×30小时。独立储能电站当月总考核电量高于该上限值时，各项费用进行等比例缩减，确保不超上限。

**第四十四条** 月度考核费用等于月度考核电量与我省燃煤发电基准价的乘积。

**第四十五条** 冲抵后总考核费用按该独立储能电站充、放电量绝对值之和占当月纳入考核的独立储能电站总电量的比例进行返还。

$$F_{\text{考核返还费用}} = F_{\text{等效总考核费用}} \times \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

$F_{\text{等效总考核费用}}$  为独立储能电站冲抵后月度总考核费用；

$Q_i$  为第  $i$  个独立储能电站充、放电量绝对值之和。

**第四十六条** 因技术支持系统主站原因，造成独立储能电站无法上报数据或误考核可以申请免考核。非自身原因造成独立储能电站考核的可以申请免考核。同一事件适用于不同条款的考核取考核电量最大的一款执行。

**第四十七条** 独立储能电站考核与返还费用结算采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。独立储能电站在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的参与本细则所产生费用额度，按照结算关系向相应电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

## 第六章 监督管理

**第四十八条** 山西能源监管办负责山西独立储能电站并网运行的监督与管理，监管本细则的实施；负责建立健全山西独立储能电站并网工作管理协调机制，调解山西独立储能电站并网运行管理争议；可根据实际需要，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。

**第四十九条** 电力调度机构遵照本细则和相关要求，负责山西独立储能电站并网运行的考核、免考核、费用计算、数据统计、公示、核对、技术支持系统建设运行。电网企业、电力调度机构按照有关规定和职责分工，向并网独立储能电站结算费用。

**第五十条** 山西能源监管办根据国家和山西省厂网联席会议相关要求定期召集各方召开厂网联席会议，通报电网和独立储能电站运行中的主要情况、存在问题及独立储能电站运行考核情况，协调解决独立储能电站并网运行管理中的重大问题。

**第五十一条** 电网公司、电力调度机构和独立储能电站应按照有关规定披露和报送相关信息。

**第五十二条** 电力调度机构、电网公司与并网独立储能电站签订的《并网调度协议》和《购售电合同》应在协议签订后10个工作日内向山西能源监管办备案。

**第五十三条** 为保证并网运行管理考核工作的准确、高效，电力调度机构应建立相应的技术支持系统，并将信息接入山西能源监管办的监管信息系统。

**第五十四条** 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构应当按月向山西能源监管办书面报告电力调度运行管理情况。

**第五十五条** 原则上每月 10 日前（节假日顺延），电力调度机构应在相关技术支持系统中披露上月考核基础数据。

**第五十六条** 独立储能电站对考核结果有异议或符合相应免考核条件的，应在每月 15 日前向电力调度机构提出复核或免考核申请，电力调度机构在接到申请后 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

**第五十七条** 独立储能电站对复核和免考核仍有异议的，可于当月 25 日前向山西能源监管办提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行。电力调度机构将并网运行考核管理结果于次月 10 日前报送山西能源监管办，并在山西电力交易平台公示。

## 第七章 附 则

**第五十八条** 本细则根据国家相关要求和山西电网实际运行情况及时修订。

**第五十九条** 本细则由山西能源监管办负责解释。

**第六十条** 本细则自 2025 年 3 月 1 日起施行，有效期 5 年，《山西能源监管办关于印发山西并网主体辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则（2021 年修订版）》的通知（晋监能市场〔2021〕94 号）及补充修订条款同时废止。

抄送：国家能源局华北监管局

国家能源局山西监管办公室

2025年1月14日印发

