

# 广东调频辅助服务市场交易实施 细则

---

(征求意见稿)

---

# 目 录

1	总述.....	1
2	适用范围.....	1
3	引用文件.....	1
4	术语定义.....	2
5	市场成员.....	4
5.1	成员分类.....	4
5.2	调频服务提供者.....	4
5.3	调频市场费用缴纳者.....	5
5.4	电力调度机构.....	6
5.5	电力交易机构.....	6
5.6	电网企业.....	6
5.7	市场主体权责.....	7
5.8	市场运营机构权责.....	7
5.9	其他调度机构权责.....	8
6	交易要求.....	8
6.1	调频市场参与方式.....	8
6.2	调频服务技术要求.....	8
6.3	厂级 AGC 参与形式.....	9
6.4	交易系统.....	10
6.5	交易人员.....	10
7	调频市场组织实施.....	10
7.1	调频资源分布区划分.....	10
7.2	调频容量需求.....	10
7.3	调频容量申报.....	11
7.4	交易模式.....	11

7.5	交易流程.....	12
7.6	市场申报.....	13
7.7	报价调整.....	13
7.8	日前预出清程序.....	14
7.9	日内正式出清过程.....	16
7.10	未中标发电单元调用.....	19
8	调频服务考核.....	19
8.1	调频市场中标发电单元考核.....	19
8.2	并网发电单元 AGC 考核.....	20
9	结算与计量.....	20
9.1	总体原则.....	20
9.2	调频里程补偿.....	20
9.3	调频容量补偿.....	21
9.4	调频考核费用.....	21
9.5	调频市场缴纳费用.....	21
9.6	计量依据.....	22
10	信息披露.....	23
10.1	信息分类.....	23
10.2	信息披露原则和分工.....	23
10.3	信息披露.....	23
10.4	日信息披露.....	24
11	市场干预.....	24
11.1	市场干预条件一.....	24
11.2	市场干预条件二.....	25
12	其他.....	26
	附录 1 调频性能指标计算方法.....	27
	附录 2 南方电网频率控制区划分.....	30

---

附录 3 并网发电单元 AGC 考核 .....	32
--------------------------	----

## 1 总述

为构建有效的南方（以广东起步）调频辅助服务市场（以下简称“广东调频市场”）机制，保障市场成员合法权益，激励发电企业提供更优质的调频辅助服务，保障电力系统安全、稳定、经济运行，制定本细则。

### 1 适用范围

本细则适用于电能量现货市场运行后的广东调频市场运营及管理，根据电力现货市场进程逐步完善。

## 2 引用文件

中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件

电力监管条例（国务院令 第432号）

电网调度管理条例（国务院令 第588号）

电网运行规则(试行)(GB/T 31464-2015)

电力系统安全稳定导则（DL 755-2001）

广东电力市场运营基本规则（试行）

并网发电厂辅助服务管理暂行办法（电监市场〔2006〕43号）

南方区域发电厂并网运行管理实施细则（2017版）（南方能

---

监市场〔2017〕440号)

南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则(2017版)(南方能监市场〔2017〕440号)

中国南方电网电力调度管理规程(中国南方电网有限责任公司企业标准 Q/CSG212045-2017)

中国南方电网调度工作评价标准(2016版)(系统〔2016〕35号)

南方电网调频管理业务指导书(中国南方电网有限责任公司企业标准 Q/CSG432029-2014)

中国南方电网电力调度管理规程(Q/CSG 2012045-2017)

广东电力系统调度规程(Q/CSG-GPG 2 12 001-2011)

### 3 术语定义

(1) 调频辅助服务: 调频辅助服务(以下简称“调频服务”), 是指发电机二次调频备用容量以及第三方辅助服务提供者, 能够通过自动发电控制装置(AGC)自动响应区域控制偏差(ACE), 按照一定调节速率实时调整有功功率, 满足 ACE 控制要求的服 务, 其调节效果通过调频里程衡量。

(2) AGC 发电单元: AGC 发电单元以 AGC 装置为单位进行划分, 一个 AGC 发电单元指电厂一套 AGC 装置所控制的所有机组的总称(以下简称“发电单元”)。

---

(3) 调度端 AGC 基本控制模式：分为定联络线功率与频率偏差控制模式 (Tie-line Load Frequency Bias Control, TBC)、定系统频率控制模式 (Flat Frequency Control, FFC)、定联络线交换功率控制模式 (Flat Tie-line Load Control, FTC)、基于网省协调交互的定系统频率控制模式 (Coordinated Flat Frequency Control, CFFC)，由南网总调统一调频控制 (Unified Frequency Control, UFC) 模块统筹计算、下发各调度机构承担的系统调频任务，调度机构将调频任务按照确定比例分解下发至调管电厂执行。

(4) 调频里程：某时间段内的总调频里程为该时段内发电单元响应 AGC 控制指令的调整里程之和。其中，发电单元每次响应 AGC 控制指令的调频里程是指其响应 AGC 控制指令后结束时的实际出力值与响应指令时的出力值之差的绝对值。

总调频里程计算公式为：

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

式中， $D_j$  为发电单元第  $j$  次的调频里程，单位为兆瓦， $n$  为调节次数。

(5) 综合调频性能指标：综合调频性能指标 ( $k$ )，用于衡量发电单元响应 AGC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率  $k_1$ 、响应时间  $k_2$  和调节精度  $k_3$  三个因子。

调节速率  $k_1$ ，指发电单元响应 AGC 控制指令的速率。

---

响应时间  $k_2$ ，指发电单元响应 AGC 控制指令的时间延迟。  
调节精度  $k_3$ ，指发电单元机组响应 AGC 控制指令的精准度。  
各发电单元调频性能指标计算公式见附录 1。

(6) 运行日：本细则中涉及的“运行日”指发电单元投入 AGC 运行，能够产生 AGC 运行记录的自然日。

(7) 工作日：工作日，指不包含国家法定公休日和节假日的标准工作日。

(8) 竞价日：运行日前一个工作日。市场主体在竞价日进行报价，电力调度机构按照确定的规则进行市场预出清。

## 4 市场成员

### 4.1 成员分类

市场成员包括市场主体、电力调度机构、电力交易机构、电网企业等。其中，市场主体包括调频服务提供者和调频服务补偿费用缴纳者。

### 4.2 调频服务提供者

调频服务提供者需具备以下基本条件：

(1) 位于南方电网统一调频控制区（见附录 2），且按照国家 and 行业标准应具备 AGC 功能的，由省级及以上调度机构调管的并网发电单元；允许第三方辅助服务提供者与上述发电单元联



---

合作为调频服务提供者；第三方辅助服务提供者指具备提供调频服务能力的装置，包括储能装置、储能电站等。

现阶段，广东省内抽水蓄能电站、BOT 电厂按现行有关规定提供调频服务，不纳入调频市场补偿范围。

(2) 允许由省级及以上电力调度机构调管的独立第三方辅助服务提供者作为调频服务提供者，相关规定另行制定。

(3) 申请作为调频服务提供者的市场主体应在电力交易机构进行市场注册。

#### **4.3 调频市场费用缴纳者**

调频市场费用缴纳者包括：

(1) 广东省内省级及以上电力调度机构（含按省级电力调度机构管理的地市级电力调度机构）直接调度的并网发电厂。

现阶段，广东省内抽水蓄能电站、BOT 电厂不纳入调频市场补偿费用缴纳范围。

(2) 地调及以上电力调度机构直接调度且容量为 30 MW 及以上风力发电场、10kV 及以上并网的集中式光伏电站，容量为 2MW/0.5 小时及以上的电化学储能电站，自备电厂。

(3) 位于南方区域内，以“点对网”方式向广东送电并接入南方电网统一调频控制区的电源，按照广东落地电量比例缴纳

---

调频市场补偿费用。

(4) 基于政府间框架协议外送广东年度计划外的省间市场化送电。

(5) 按国家核定输配电价参与广东电力市场化交易的电力用户。

(6) 其他需要缴纳调频市场补偿费用的市场主体。

#### **4.4 电力调度机构**

电力调度机构包括南方电网电力调度控制中心，广东电网电力调度控制中心，广州电网电力调度控制中心、深圳电网电力调度控制中心（以下分别简称“南网总调”“广东中调”“广州中调”“深圳中调”）。

由能源监管机构指定的电力调度机构负责广东调频市场运营，其他电力调度机构按调管范围配合开展调频市场相关工作。

#### **4.5 电力交易机构**

电力交易机构负责调频市场报价发电单元和独立第三方辅助服务提供者的注册管理。条件成熟后，由广东电力交易中心负责出具调频等辅助服务结算依据。

#### **4.6 电网企业**

---

电网企业主要指中国南方电网有限责任公司及超高压输电公司、广东电网有限责任公司、广州供电局有限公司、深圳供电局有限公司。电网经营企业根据结算依据进行调频服务费用结算。

#### 4.7 市场主体权责

市场主体的权利和义务：

- (1) 按细则参与调频市场，提供调频服务并获得补偿收益；
- (2) 服从电力调度机构调度指令，确保电网运行安全；
- (3) 按规定缴纳调频服务补偿费用；
- (4) 按规定发布和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；
- (5) 法律法规规定的其他权利和义务。

#### 4.8 市场运营机构权责

市场运营机构的权利和义务：

- (1) 组织和管理调频市场交易；
- (2) 进行日前和日内安全校核，按交易结果调用调频资源；
- (3) 建设和维护调频市场交易技术支持系统；
- (4) 紧急情况下中止市场运行，保障系统安全运行；
- (5) 按规定发布电网运行和市场运营的相关信息；

---

(6) 提供调频市场运营数据，由交易机构出具结算依据；

(7) 法律法规规定的其他权利和义务。

#### 4.9 其他调度机构权责

其他电力调度机构权利和义务：

(1) 配合开展调频市场交易，提供调频服务数据；

(2) 按照调管范围，配合进行日前和日内安全校核，按交易结果调用调频资源；

(3) 按规定发布电网运行和市场运营的相关信息；

(4) 法律法规规定的其他权利和义务。

### 5 交易要求

#### 5.1 调频市场参与方式

对于参与广东调频市场、但不参与广东现货能量市场的发电单元，在运行日全天的交易时段内，调频容量不进行补偿，调频里程补偿不参与市场定价，作为市场价格接受者。

对于同时参与广东调频市场与现货能量市场的发电单元，在运行日全天的交易时段内，调频里程补偿参与市场定价，对调频容量及调频里程进行补偿。

#### 5.2 调频服务技术要求

---

参与调频市场的发电单元和第三方辅助服务提供者须满足下述条件：

(1) 按并网管理有关规程规定装设 AGC 装置；

(2) AGC 性能指标按发电单元为单位统计。电力调度机构按日发布发电单元的综合调频性能指标，以最近 8 个中标小时计算综合调频性能指标。广东调频市场的准入门槛为综合调频性能指标不小于 0.5，并视广东调频市场运行情况调整。超过 6 个月未中标的发电单元，可向所属电力调度机构申请测试综合调频性能指标，测试期间 AGC 应连续 8 小时投入调频模式；发电单元在 AGC 调节性能发生显著变化的，可向电力调度机构申请 AGC 试验。测试与试验期间，调频里程与调频容量均不支付补偿费用。

### 5.3 厂级 AGC 参与形式

装设厂级 AGC 的市场主体应在日前报价时自行选择以下两种模式之一参与广东调频市场，并须保证报价时选择的 AGC 模式与实际投入模式一致，且实时运行中原则上不允许更改：

(1) 投入厂级 AGC 模式，以多机为一个发电单元参与广东调频市场；

(2) 投入单机 AGC 模式，以单机为一个发电单元参与广东调频市场。

---

## 5.4 交易系统

广东调频市场交易系统作为电力市场交易系统组成部分，发电企业须通过广东电力市场技术支持系统申报交易信息。

## 5.5 交易人员

各发电企业进行市场注册时，应提交参与调频市场交易人员注册信息，交易人员在广东电力市场技术支持系统中的报价行为视为所在企业意愿。

# 6 调频市场组织实施

## 6.1 调频资源分布区划分

为确保系统备用分布合理和电网运行安全，根据电网主要断面控制要求，在南方电网统一调频控制区内划分调频资源分布区。目前划分为调频资源分布 A 区和 B 区，暂以南方电网统一调频控制区的两广交流断面为界。后期，可视系统运行情况调整调频资源分布区划分。

## 6.2 调频容量需求

电力调度机构根据系统实际运行情况，每日组织交易前向市场主体发布南方电网统一调频控制区及调频资源分布区调频容量需求值。实时运行中，当值调度员可根据系统运行需要修改，

---

并按照本细则要求进行事后信息发布。

### 6.3 调频容量申报

发电单元申报调频容量,为防止调频造成系统潮流分布大幅变化影响系统稳定运行,规定单个电厂的中标发电单元调频容量之和不超过控制区调频容量需求值的 20%。发电单元申报调频容量范围的计算公式如下:

调频容量申报上限= $\min$  (发电单元最近 8 个中标时段实测调节速率 $\times$ 3 分钟,发电单元容量 $\times$ 15%,控制区调频容量需求值的 20%/全厂申报发电单元数)

调频容量申报下限= $\min$  (发电单元最近 8 个中标时段实测调节速率 $\times$ 1 分钟,发电单元可调节容量 $\times$ 3%)

其中,水电机组发电单元容量按当前水头对应的最大出力计算。发电单元可调节容量为具备 AGC 的发电单元可调节最大出力与最小出力的差值。

独立第三方辅助服务提供者以其额定功率进行市场调频容量申报。

### 6.4 交易模式

调频市场以发电单元的调频里程和调频容量为交易标的。调频市场交易组织采用日前报价、日内集中统一出清的模式。发电

---

企业在日前对发电单元进行运行日的调频容量和里程价格申报，并将申报信息封存到实际运行日，实际运行日以小时为周期集中统一出清。

## 6.5 交易流程

调频市场采用集中竞价、边际出清、日前报价、日内出清的组织方式，具体交易流程如下：

(1) 每日 12:00 前，电力调度机构发布调频市场信息，包括但不限于：可参与调频市场的调频服务提供者；次日 24 小时各时段调频控制区和调频资源分布区的调频容量需求值（MW）；调频市场的里程报价上限；调频市场申报开始、截止时间；调频市场其他要求等。

(2) 每日 13:00 前，发电单元对次日进行调频里程价格及调频容量申报。

(3) 在日前电能量市场形成的运行日机组开机组合基础上，计算调频辅助服务市场的预出清结果，修改相应发电单元的出力上、下限。

(4) 日内实时运行中，电力调度机构根据系统实际运行情况组织正式出清，正式出清应在实际运行时段起始时间点的 30 分钟前完成。



---

## 6.6 市场申报

调频市场为全年全天运行的市场，各发电单元需每日向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。发电企业以发电单元为单位参与调频市场，以每小时为一个时段，在日前申报次日的调频里程价格（单位：元/兆瓦），申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦。系统将对各发电单元的申报价格进行自动审核，确认申报价格是否在上限范围以内，对于申报价格超出范围的，系统自动识别为无效申报价格。

市场主体通过调频市场技术支持系统对所属发电单元在运行日内进行调频里程报价。在报价时间窗口内，市场主体可以随时更改报价信息，最终报价以最后一次报价为准。在报价截止时间前，市场主体没有完成至少一次报价，调频市场技术支持系统默认该市场主体所属发电单元报价缺省值为最终报价。

## 6.7 报价调整

为便于横向比较发电单元间性能差异，每天组织交易前将发电单元最近 8 个中标时段的综合调频性能指标平均值进行归一化处理。设第  $i$  台发电单元的综合调频性能指标为  $k_i$ ，其所属的调频资源分布区内所有发电单元的综合调频性能指标中最大值

---

为 $k_{\max}$ ，归一化之后的综合调频性能指标用 $P_i$ 表示，归一化公式：

$$P_i = \frac{k_i}{k_{\max}}$$

归一化之后，性能指标最大值为 1。

以归一化后的发电单元综合调频性能指标 $P$ 将各发电单元的调频里程报价进行调整，作为调频里程排序价格。调频里程排序价格计算公式为：

$$\text{调频里程排序价格} = \text{调频里程报价} / P$$

## 6.8 日前预出清程序

### 7.8.1 预出清程序

调频市场日前预出清程序如下：

(1) 根据各发电单元的调频里程排序价格，以发电单元次日开停机状态为约束条件，从低到高依次进行出清，直至中标发电单元调频容量总和满足控制区及分布区调频容量需求值。

(2) 当发电单元排序价格相同时，优先出清 $P$ 值高的发电单元；当发电单元 $P$ 值相同时，优先出清 $k$ 值高的发电单元。

---

## 7.8.2 安全校核

调度机构负责按照调管范围对预出清发电单元序列进行安全校核，并将结果交由市场运营机构汇总，校核条件包括但不限于：

(1) 预出清涉及运行日各时段调频需求容量、调频资源分布区调频需求容量、总体及局部电网有功和无功平衡等要求；

(2) 电力系统稳定约束要求；

(3) 水库调度约束要求，包括水电机组振动区、上下游电厂流量匹配约束等要求；

(4) 清洁能源消纳相关政策执行的安全保障，是否增加或造成弃水风险；

(5) 市场准入要求。

## 7.8.3 预出清出清结果调整

对于不满足以上安全校核条件的发电单元，需从预出清发电单元序列中移出，并注明移出原因。因同一原因需移出中标序列的发电单元，按照调频里程排序价格从高到低的顺序移出；调频里程排序价格一致的发电单元，按照综合调频性能指标从小到大的顺序移出，若综合调频性能指标相同，则按照  $k$  值从小到大的顺序移出。

---

若安全校核后预出清发电单元序列调频备用容量不满足系统运行要求，或机组组合、电网检修、安全约束条件、负荷预测、清洁能源预测等边界条件发生变化，需对预出清发电单元序列进行调整，按调频里程排序价格由低到高顺序优先征用，多个发电单元调频里程排序价格相同时，优先征用综合调频性能指标大的发电单元，若综合调频性能指标相同，则优先征用  $k$  值大的发电单元。

## 6.9 日内正式出清过程

### 7.9.1 正式出清程序

调频市场日内正式出清程序如下：

(1) 考虑发电单元的供热要求、AGC 状态、水电厂上下游流量及经安全校核后的发电计划是否满足发电单元调频容量要求后，按照调频里程排序价格，从低到高依次进行出清，直至中标发电单元调频容量总和满足本时段控制区及调频资源分布区调频容量需求值。

(2) 中标发电单元调频容量不超过发电单元标准调频容量，任一电厂中标发电单元调频容量之和不超过控制区调频容量需求值的 20%。

(3) 当发电单元排序价格相同时，优先出清  $P$  值高的发电

---

单元；当发电单元 P 值相同时，优先出清 k 值高的发电单元。

(4) 最后一个中标的发电单元排序价格为调频市场的统一出清价格。

(5) 中标发电单元在对应中标时段的起始（结束）时刻，自动化系统自动切换其投入（退出）AGC 自动调频模式，采用中标发电单元先投入、未中标发电单元后退出 AGC 自动调频模式的方式。

## 7.9.2 安全校核

调度机构值班调度员根据系统实际情况，按照调管范围对正式出清发电单元序列进行安全校核，校核条件包括但不限于：

- (1) 单个发电单元中标调频容量满足市场交易规则规定；
- (2) 正式出清发电单元序列中标调频总容量满足控制区及调频资源分布区调频需求值；
- (3) 电力系统稳定约束要求；
- (4) 水电机组振动区约束要求；
- (5) 清洁能源消纳相关政策执行的安全保障，是否增加或造成弃水风险。

---

## 7.9.2 正式出清结果调整

对于不满足以上安全校核条件的发电单元，需从正式出清发电单元序列中移出，并记录移出原因。因同一原因需移出正式出清发电单元序列的机组，按照调频里程排序价格从高到低的顺序移出；调频里程排序价格一致的发电单元，按照综合调频性能指标从小到大的顺序移出，若综合调频性能指标相同，则按照  $k$  值从小到大的顺序移出。

若安全校核后正式出清发电单元序列调频备用容量不满足系统要求，需征用序列外发电单元补充出清容量。其中，按调频里程排序价格由低到高顺序优先征用，多个发电单元调频里程排序价格相同时，优先征用综合调频性能指标大的发电单元，若综合调频性能指标相同，则优先征用  $k$  值大的发电单元。

任一交易时间段内，市场运营机构值班调度员可根据需要安排临时出清，临时出清触发条件包括但不限于：

- (1) 安全约束无法满足；
- (2) 调度机构 AGC 异常；
- (3) 中标发电单元 AGC 异常；
- (4) 系统调频备用容量不足；
- (5) 中标发电单元切换调频模式不成功。

临时出清的安全校核、发电单元移出、出清容量补充原则与

---

正式出清相关原则保持一致。任何时间段的出清结果以该时间段最后一次有效出清为准。出清完成后，各调度机构值班调度员应对调频市场技术支持系统发送至 OCS 系统的出清结果，以及中标发电单元的 AGC 模式切换进行确认。

### 6.10 未中标发电单元调用

实际运行中，若所有已成交的发电单元仍不满足系统调频容量需求时，电力调度机构按排序价格从低到高依次调用报价未出清的发电单元，相关收益按其申报的排序价格结算。

## 7 调频服务考核

### 7.1 调频市场中标发电单元考核

调频市场中标发电单元或因电力系统运行需要调用未中标发电单元，出现以下情况之一的，将取消对应中标时段的调频里程补偿和调频容量补偿。

(1) 未按照调度指令擅自退出 AGC 装置的。该时段调度机构因调频容量不足征用其他未中标发电单元，相关费用由退出 AGC 装置的相关责任方共同分摊，不纳入调频市场费用分摊。

(2) 中标时段内提供调频服务期间的综合调频性能指标  $k$  小于 0.5。

---

## 7.2 并网发电单元 AGC 考核

所有投入 AGC 的未中标发电单元，以 15 分钟为统计周期，按附录 3 进行考核。

## 8 结算与计量

### 8.1 总体原则

调频市场相关费用采用收支平衡、月清月结的方式结算。调频市场的相关费用分为补偿费用（包括调频里程补偿、调频容量补偿）、缴纳费用、考核费用三部分。

### 8.2 调频里程补偿

中标发电单元在调频市场上提供调频服务可以获得相应的调频里程补偿。发电单元的调频里程补偿按日统计、按月进行结算，其月度调频里程补偿计算公式如下：

$$R_{\text{月度调频里程补偿}} = \sum_{i=1}^n (D_i \times Q_i \times K_i)$$

其中， $n$  为每月广东调频市场总的交易周期数， $D_i$  为该发电单元在第  $i$  个交易周期提供的调频里程， $Q_i$  为第  $i$  个交易周期的里程结算价格， $K_i$  为发电单元在第  $i$  个交易周期的综合调频性能指标平均值。



---

### 8.3 调频容量补偿

根据调频市场主体参与广东现货能量市场的情况,按照不同标准进行调频容量补偿,参与广东现货能量市场的发电单元按照上一个自然月的日前市场平均节点电价减去各自的核定成本后进行结算,若小于零则不进行容量补偿,若大于零则按照以下公式进行补偿:

$$R_{\text{月度调频容量补偿}} = \sum_{i=1}^n [C_{i\text{调频容量}} \times (LMP_{\text{日前}} - C_{\text{核定成本}})]$$

其中, $n$ 为每月广东调频市场总的交易周期数, $C_{i\text{调频容量}}$ 为第 $i$ 个交易周期中标的调频容量, $LMP_{\text{日前}}$ 为上一个自然月的日前市场平均节点电价, $C_{\text{核定成本}}$ 为发电单元的核定成本。

### 8.4 调频考核费用

第 8.2 节的调频市场考核费用按月进行统计和结算,在下一个月度电量的电费支付环节兑现,月度总考核费用单独进行平衡结算,按并网发电厂上网电量及落地电量比例进行返还。并网发电厂月度考核结算费用等于该电厂月度考核返还费用减去月度考核费用。当出现结算费用为负数,且当期发电上网电费不足以抵扣结算费用时,不足部分在下月结算,以此类推,直至将全部结算费用结清为止。

### 8.5 调频市场缴纳费用

调频市场补偿费用按照“谁受益、谁承担”的原则，参照第 5.3 条规定的市场费用缴纳者，调频市场补偿费用扣减第 8.1 节的调频市场考核费用后，按照其月度抄见电量比例进行缴纳。位于南方区域内，以“点对网”方式向广东送电并接入南方电网统一调频控制区的电源，按照广东落地电量比例计算广东调频市场补偿费用。

调频市场补偿费用缴纳具体公式如下：

$$R_{Q1} = \sum_{i=1}^n \left[ R_{i\text{调频市场费用}} - \frac{Q_{i\text{市场用户}}}{Q_{i1}} \times \frac{R_{i\text{调频市场费用}}}{2} \right]$$

$$R_{Q\text{市场用户}} = \sum_{i=1}^n \left[ \frac{Q_{i\text{市场用户}}}{Q_{i1}} \times \frac{R_{i\text{调频市场费用}}}{2} \right]$$

其中： $n$  为每月广东调频市场总的交易周期数， $Q_{i1}$  为第  $i$  个交易周期内本规则第 5.3 条第 (1)、(2)、(3)、(4) 项规定的市场主体总上网电量（落地电量）、 $Q_{i\text{市场用户}}$  为第  $i$  个交易周期内市场化用户下网电量， $R_{i\text{调频市场费用}}$  为第  $i$  个交易周期内的调频市场补偿费用， $R_{Q1}$  为本规则第 5.3 条第 (1)、(2)、(3)、(4) 项规定的市场主体缴纳费用， $R_{Q\text{市场用户}}$  为市场用户缴纳费用。

## 8.6 计量依据

调频服务计量的依据为：电力调度指令、调度运行控制系统（OCS）等调度自动化系统采集的实时数据，以及电能量采集计

---

费系统的电量数据等。

## 9 信息披露

### 9.1 信息分类

市场信息按公开对象分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众披露的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员披露的数据和信息。

### 9.2 信息披露原则和分工

电力调度机构应准确、及时、完整披露调频市场有关信息。由能源监管机构指定的电力调度机构负责广东调频市场信息发布工作，其他电力调度机构按调管范围做好广东调频市场信息发布工作。

### 9.3 信息披露

市场运营机构应通过广东调频市场技术支持系统，向所有市场主体披露广东调频市场相关信息。

广东调频市场信息按时间尺度分为日信息及月度信息，内容包括所有市场主体名单、控制区调频容量需求、分布区调频容量需求、市场供给信息、市场限价、市场出清价格以及其他按有关

---

规定应当发布的信息。

## 9.4 信息披露

日信息分为事前信息和事后信息。事前信息由调度机构在组织交易前披露，事后信息由调度机构在下一个工作日 12 时前发布。各发电企业如对日信息有异议，应于发布之日的 15 时前向电力调度机构提出核对要求。

## 10 市场干预

### 11.1 市场干预条件一

有下列情形之一的，能源监管机构会同政府部门可以做出中止调频市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

- (1) 调频市场未按照规则运行和管理的；
- (2) 调频市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；
- (3) 调频市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- (4) 调频市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；
- (5) 因不可抗力不能竞价交易的；

---

(6) 调频市场发生严重异常情况的。

## 11.2 市场干预条件二

发生以下情况时，能源监管机构可对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行临时干预：

(1) 电力系统或技术支持平台发生故障、调频市场相关系统技术升级，导致市场无法正常进行时；

(2) 电网出现电力平衡紧张、调峰困难、断面约束矛盾严重等其它必要情况；

(3) 市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱。

市场干预的主要手段包括：

(1) 根据电网实时备用等情况调整调频容量需求及中标发电单元调频容量，调用第三方辅助服务提供者（包括符合市场准入条件的第三方辅助服务提供者与发电单元联合作为调频服务提供者）调频容量；

(2) 制定或调整市场限价；

(3) 调整 AGC 投入资格标准；

(4) 暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。市场暂停期间所对应的结算时段，市场主体的补偿费用以最近一个交易

---

日相同时段的调频市场价格作为结算价格。

## 11 其他

广东调频市场由能源监管机构负责监督与管理。广东调频市场试运行期间，暂停执行《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》中 AGC 相关考核补偿条款。

---

## 附录 1

### 调频性能指标计算方法

发电单元运行期间每次响应 AGC 控制指令时,从调节速率、响应时间、调节精度三个方面对发电单元响应 AGC 指令后的动作情况进行评价衡量,具体如下。

#### 一、调节速率 $k_1$

指发电单元响应 AGC 控制指令的速率,计算公式如下:

$k_1$ =发电单元实测速率/调频资源分布区内 AGC 发电单元平均标准调节速率(p.u.)

其中,调频资源分布区内 AGC 发电单元平均标准调节速率(p.u.)=燃煤机组标准速率×分布区内燃煤装机占比+循环流化床机组标准速率×分布区内循环流化床装机占比+燃气机组标准速率×分布区内燃气装机占比+水电机组标准速率×分布区内水电装机占比+其它类型机组标准速率×分布区内其它类型机组装机占比。

燃煤机组标准调节速率为额定容量的 1.5%/分钟,循环流化床机组标准调节速率为额定容量的 1%/分钟,燃气机组标准调节速率为额定容量的 3%/分钟,常规水电机组标准调节速率为装机容量容量的 20%/分钟,其它类型机组按并网协议规定的标准调节速

---

率。

为避免机组发电单元响应 AGC 控制指令时过调节或超调节,  $k_1$  最大值暂不超过 5。

## 二、响应时间 $k_2$

指发电单元响应 AGC 控制指令的时间延迟, 计算公式如下:

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

发电单元响应延迟时间是指发电单元 AGC 动作与发电单元接到 AGC 命令的延迟时间。

## 三、调节精度 $k_3$

指发电单元机组响应 AGC 控制指令的精准度, 计算公式如下:

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

其中, 发电单元调节误差指发电单元响应 AGC 控制指令后实际出力值与控制指令值的偏差量, 发电单元调节允许误差为其额定出力的 1.5%。

## 四、综合调频性能指标( $k$ )

指发电单元响应 AGC 控制指令的综合性能表现, 计算公式如下:

$$k = 0.25 \times (2 \times k_1 + k_2 + k_3)$$

不同时间周期内发电单元综合调频性能指标  $k$  的算术平均



---

值，即对应统计周期内的综合调频性能指标  $k$ 。

---

## 附录 2

### 南方电网频率控制区划分

电力系统调频辅助服务通过自动发电控制（Auto Generate Control, AGC）系统实现，调频辅助服务的控制目标是系统稳态频率偏差不超过 $\pm 0.10\text{Hz}$ 。

南方电网划分为南方电网统一调频控制区、广西、贵州、海南和云南五个频率控制区，如图 1 所示。其中，南方电网统一调频控制区采用网省协调交互的定系统频率控制模式（Coordinated Flat Frequency Control, CFFC）。

南方电网统一调频控制区内机组主要包括：广东中调、广州中调、深圳中调调管的所有机组，及南网总调调管的广东省内机组（阳西、调顺）和“点对网”方式向广东送电的机组（鲤鱼江、桥口、天一、天二、龙滩电厂）。

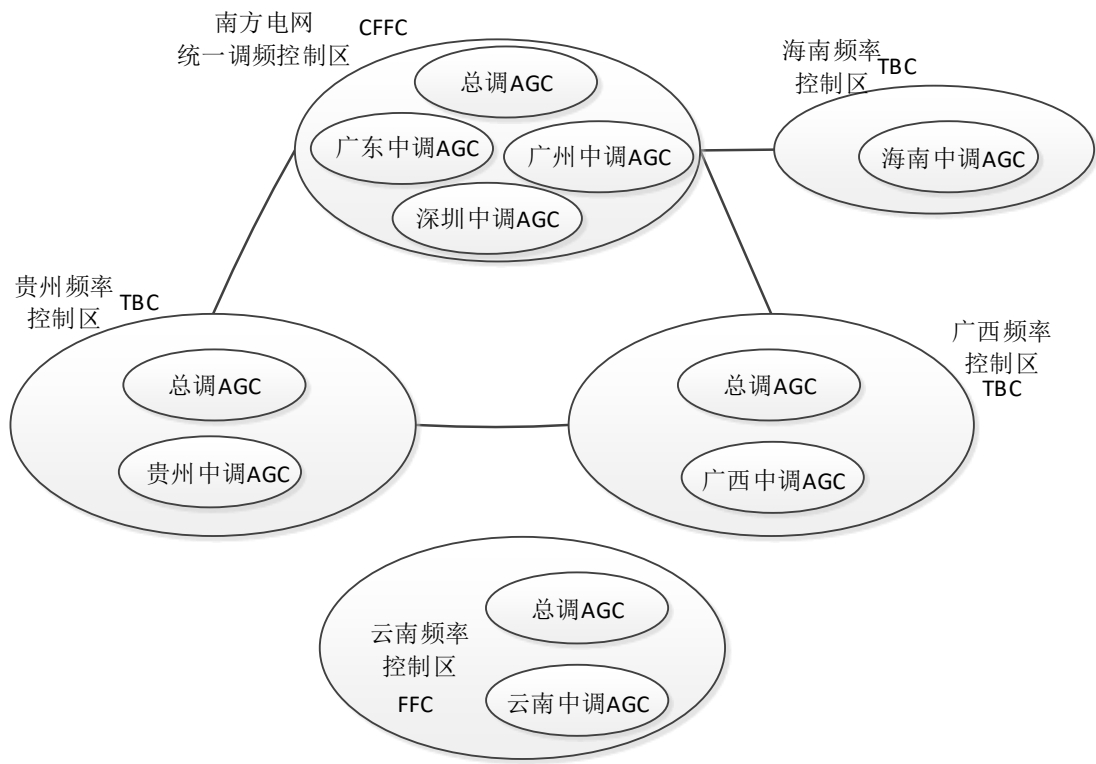


图 1 南方电网频率控制区划分示意图

---

## 附录 3

### 并网发电单元 AGC 考核

一、并网发电机组提供单机自动发电控制 (AGC)，其调节性能应达到以下三个标准。三个标准都满足时，合格率为 100%；其中调节速率不满足时，合格率减 50%，响应时间不满足时，合格率减 25%，调节精度不满足时，合格率减 25%。当 AGC 运行性能考核不合格时，该时段对应的 AGC 补偿为零。并网发电机组 AGC 调节范围应满足并网调度协议的约定。

(一)火电机组 AGC 响应时间应小于 1 分钟,水电机组 AGC 的响应时间应小于 20 秒。

(二) 燃煤机组标准调节速率为额定容量的 1.5%/分钟，循环流化床机组标准调节速率为额定容量的 1%/分钟，燃气、燃油机组标准调节速率为额定容量的 3%/分钟，常规水电机组标准调节速率为额定容量的 20%/分钟，其它类型机组按并网调度协议规定的标准调节速率。

(三) AGC 调节量误差不超过 1%。按以下标准对并网发电机组单机 AGC 性能进行月度考核：

单机 AGC 考核电量=[1-(AGC 调节响应时间合格率×0.5+调节速率合格率×0.25+调节误差合格率×0.25) ]×机组额定容

---

量×0.5 小时。

二、对并网发电机组提供的厂级自动发电控制（AGC）服务采用以下考核方式：根据单台机组的 AGC 调节速率、响应时间、调节精度情况，按照单个考核指标合格的机组台数与实际投运台数之比，将考核指标分档（其中调节速率为 50%-0 分档，响应时间为 25%-0 分档，调节精度为 25%-0 分档），计为厂级 AGC 调节速率、响应时间、调节精度，即：厂级 AGC 调节速率或响应时间或调节精度 =  $(i/n) \times M$ （其中， $i$  为单台机组任一考核指标合格的机组台数， $n$  为实际投运机组台数， $M$  代表调节速率为 50%，代表响应时间为 25%，代表调节精度为 25%）。

当所有投运机组考核的三个标准都满足时，厂级 AGC 考核合格率为 100%。

按以下标准对并网发电机组厂级 AGC 性能进行考核：

厂级 AGC 考核电量 =  $[1 - (\text{厂级 AGC 调节速率合格率} \times 0.5 + \text{响应时间合格率} \times 0.25 + \text{调节精度合格率} \times 0.25)] \times \text{全厂装机容量} \times 0.5$  小时。

三、并网发电机组有以下情况之一的，可免于 AGC 考核：

（一）AGC 的执行速率及精度受一次调频动作影响，造成考核时。

（二）当机组调节范围处在死区或超出调节范围时，由于

---

AGC 调节误差达不到造成考核时。

(三) 机组负荷平稳时段 (即无 AGC 变化指令) 造成考核时, 超出 12 小时部分免予考核。

(四) 水电机组因水头受限或在振动区运行造成考核时。

(五) 混流、轴流转浆式水电机组低于额定水头 70% 时, 灯泡贯流式水电机组不考核调节范围。

(六) 燃气轮机在达到温控运行时造成的考核。

四、因电厂原因导致 AGC 不能投运期间, 其合格率按 0% 计算, 非电厂原因导致 AGC 退出运行期间合格率按 100% 计算。