

附件 3

辽宁省电力辅助服务（调频）市场实施细则

（试行 5.0 版征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为进一步规范辽宁电网调频辅助服务运行，探索建立调频辅助服务市场化新机制，发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，保障辽宁电网安全稳定运行，制定本细则。

第二条 本规则适用于现货电能量市场运行后的辽宁调频市场运营及管理。

第二章 调频经营主体

第一节 调频辅助服务提供者

第三条 调频辅助服务提供者（下文简称“调频单元”）包括发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、智能微电网、车网互动运营企业等）。提供电力辅助服务的经营主体是指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括火电、水电、新型经营主体等可调节资源。

其中，新型经营主体参与调频辅助服务市场要求如下：

（一）电化学储能

电化学储能需准确地向电力调度机构传输实时充放电

功率、荷电状态等运行信息。

电化学储能可按自然日选择参与调频市场，D-1 日 08:15 前，向电力调度机构申报 D 日参与调频市场意愿，选择参与调频市场时日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织按零出清充放电功率。迟报、漏报或不报，则默认电化学储能 D 日不参与调频市场。其中新建电化学储能取得商运证明的次月 1 日起，可按自然日选择参与调频市场。

（二）热储能

热储能是指具备独立分时计量功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的储热装置。

参与现货市场的热储能其调节速率、响应时间、调节精度等参数满足相关要求，并具备直接通过电力调度机构 APC 系统或电力市场负荷侧运行管理平台接受调节指令的条件，反馈传输实时运行、可调节资源与第三方设备设施监测数据等信息。

热储能按自然年选择“报量报价”参与现货市场的参与调频市场。

第四条 调频单元应具备以下技术条件：

（一）具备 AGC/APC 功能，可靠接收和连续执行调度机构 AGC/APC 系统实时下达的指令，提供符合规定要求的调频响应，并实时将 AGC/APC 设备的运行参数传输到电力

调度机构的主站系统。加装 AGC/APC 设备的调频单元应保证其正常运行，不得擅自退出 AGC/APC 功能。

（二）调频市场开市前，调频单元需要通过性能测试。测试结果作为调频单元初始性能参数。

在调频单元经过改造后或调频单元的综合调频性能发生显著变化时，也可以自愿向电力调度机构提交性能测试。测试期间调频单元应至少 T_9 小时投入调频模式；同时，若调频单元在最近 T_{10} 个中标小时内，调频单元未被调用，或者最近 T_{11} 天调频单元中标小时数小于 T_{12} 的，可向电力调度机构申请测试综合调频性能指标。

调频单元开展性能测试期间，不予支付调频补偿费用。

（三）调频单元综合调频性能指标平均值（ k_p^i ）不低于准入值 k_p^{th} 。

第二节 调频辅助服务费用分摊者

第五条 调频辅助服务费用分摊者。调频电力辅助服务费用由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担。

第三章 交易组织

第一节 组织方式

第六条 调频市场组织方式为日前申报、日前开展预出清、日内以小时为周期出清。日前，在终计划开展前，电力调度机构开展调频市场预出清，确定调频市场预出清的中标

单元及其中标调频容量。日内，在整点时刻前，电力调度机构开展调频市场出清，确定调频中标单元及其中标调频容量。电力调度机构依据实时市场出清结果，实施调频辅助服务资源的调用。

第二节 调频容量需求

第七条 竞价日（D-1）08:45 前，电力调度机构根据电网实际运行情况确定运行日（D）每个小时的调频容量需求。

调频容量需求计算方法为：

$$D_{\text{上调频容量需求},n} = \max_{i=1}^k (M_6 \times P_{\text{负荷短期预测},n,i} + M_7 \times P_{\text{风电短期预测},n,i} + M_8 \times P_{\text{光伏短期预伏},n,i})$$

式中：

n 为日内 24 个时段的第 n 个时段；

k 为每个时段内统计次数，当前为 4；

$D_{\text{调频容量需求},n}$ 为日内第 n 个时段的调频容量需求。根据运行情况，电力调度机构可调整调频容量需求值并进行信息披露。

$P_{\text{负荷短期预测},n,i}$ 为 n 时段第 i 个负荷短期预测功率；

$P_{\text{风电短期预测},n,i}$ 为 n 时段第 i 个风电短期预测功率；

$P_{\text{光伏短期预伏},n,i}$ 为 n 时段第 i 个光伏短期预测功率；

M_6 为上调频需求负荷波动系数；

M_7 为上调频需求风电波动系数；

M_8 为上调频需求光伏波动系数。

$$D_{\text{下调频容量需求},n} = \max_{i=1}^k (M_9 \times P_{\text{负荷短期预测},n,i} + M_{10} \times P_{\text{风电短期预测},n,i} + M_{11} \times P_{\text{光伏短期预伏},n,i})$$

式中：

n 为日内 24 个时段的第 n 个时段；

k 为每个时段内统计次数，当前为 4；

$D_{\text{调频容量需求},n}$ 为日内第 n 个时段的调频容量需求。根据运行情况，电力调度机构可调整调频容量需求值并进行信息披露。

$P_{\text{负荷短期预测},n,i}$ 为 n 时段第 i 个负荷短期预测功率；

$P_{\text{风电短期预测},n,i}$ 为 n 时段第 i 个风电短期预测功率；

$P_{\text{光伏短期预测},n,i}$ 为 n 时段第 i 个光伏短期预测功率；

M_9 为下调频需求负荷波动系数；

M_{10} 为下调频需求风电波动系数；

M_{11} 为下调频需求光伏波动系数。

第三节 市场申报

第八条 调频市场运行期间，各类调频单元按规定参与调频市场相关申报，迟报、漏报或不报者均采用缺省值作为申报信息。

第九条 调频单元需申报以下缺省值信息：

（一）缺省调频容量、缺省里程报价

现货市场开市前，对调频单元设置调频容量和调频里程报价缺省值。

（二）新型经营主体缺省运行参数

电化学储能、热储能需向电力调度机构提供缺省运行参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

电化学储能参与调频市场的缺省运行参数包括但不限于：额定功率、额定容量、站用电率、充电效率、放电效率、

日循环充放电次数、日充放电转换次数、缺省标准调频容量。

热储能参与调频市场的缺省运行参数包括但不限于：最大最小用电负荷、基础调节容量、基础调节容量持续响应时间、调节速率、缺省标准调频容量、具有用电时长约束特性的热储能，需申报与用电时长约束特性相关调节资源的缺省运行参数。

第十条 新型经营主体参与方式如下：

（一）电化学储能

现货市场运行期间，电化学储能应在 D-1 日 08:15 前向电力调度机构申报 D 日调频意愿，若迟报、漏报或不报，则默认电化学储能 D 日不再参与调频市场。

D 日，电化学储能原则上应严格执行实时充放电计划曲线。电化学储能在日内调频市场中标后，中标周期开始时刻起需严格执行充放电计划和日内调频市场交易结果。若提供调频辅助服务过程中频繁出现电量充满或耗尽现象，导致无法恢复荷电状态参与调频，AGC 将依据电化学储能实际调频能力开展调频调用。运行日时段末目标荷电状态由调频市场 AGC 指令确定，作为 D+1 日初始时刻的荷电状态。

（二）热储能

选择“报量报价”的热储能（下文简称“竞价热储能”）参与调频市场，竞价热储能应在 D-1 日 09:45 前向电力调度机构提供日最小负荷下限参数。日前调整日分时负荷上下限，

参与日前市场出清。

D 日，竞价热储能能在日内调频市场中标后，中标周期开始时刻其基准功率应置为日前调频时段用电计划，并严格执行用电计划和日内调频市场交易结果，APC 系统将依据实际竞价热储能用电功率与日内调频中标容量进行调频调用。日内未中标时段严格按基准功率曲线用电。

第十一条 各调频单元参与调频市场出清及调用的标准调频容量按照以下方式确定：

在限值范围（ D_1 ，见附件 2）区间内申报并网发电单元调频容量（兆瓦），最小单位为 1 兆瓦。

新型经营主体在 D-1 日 09:45 前，在调频容量申报比例范围（ D_2 、 D_3 ）所计算的容量区间内申报标准调频容量，最小单位为 1 兆瓦，竞价热储能标准调频容量申报范围为日调节容量 $\times D_2$ 。电化学储能标准调频容量申报范围为额定功率 $\times D_3$ 。

第十二条 调频里程价格。D-1 日 09:45 前，调频单元申报调频里程价格。在上、下限范围（ R_4 ）内申报运行日全天的调频里程价格（元/兆瓦），最小单位是 0.1 元/兆瓦。

第四节 机组排序及市场预出清

第十三条 预出清一次出清 24 小时结果，若某一小时内可靠性机组组合及发电预计划环节调频单元出力预计划为 0，则该小时该调频单元在调频预出清中不得中标。

第十四条 综合调频性能指标平均值。所有准入调频单元中，综合调频性能指标平均值（ k_p ）的最大值为 $k_{(MAX)}$ ，机组 i 的综合调频性能指标平均值为 K_i ，公式为：

$$K_i = \frac{k_p^i}{k_{(MAX)}}$$

第十五条 报价调整。调频单元 i 的调频里程排序价格：

$$P_i = \frac{C_i}{K_i}$$

式中：

C_i 为调频单元 i 申报的调频里程价格。

第十六条 机组排序。电力调度机构在调频市场出清前，按照调频单元调频里程排序价格由低到高对机组进行排序。如果排序价格相同，综合调频性能指标平均值大的机组优先；当排序价格与综合调频性能指标平均值均相同时，标准调频容量大的调频单元优先。

调频单元小时内调节范围小于一定阈值 δ 时，不再参与相应时段调频市场排序。调频火电机组小时内调节范围 = 日前最大发电能力 - 日前最小发电能力。

第十七条 市场出清。日前终计划前，电力调度机构在满足安全校核的前提下，确定调频市场预出清中标单元及其调频容量。所有中标调频单元的调频容量之和须满足电网调频容量需求。

第五节 机组排序及市场正式出清

第十八条 综合调频性能指标平均值。所有准入调频单元中，综合调频性能指标平均值（ k_p ）的最大值为 $k_{(MAX)}$ ，机组 i 的综合调频性能指标平均值为 K_i ，公式为：

$$K_i = \frac{k_p^i}{k_{(MAX)}}$$

第十九条 报价调整。调频单元 i 的调频里程排序价格：

$$P_i = \frac{C_i}{K_i}$$

式中：

C_i 为调频单元 i 申报的调频里程价格。

第二十条 机组排序。电力调度机构在调频市场出清前，按照调频单元调频里程排序价格由低到高对机组进行排序。如果排序价格相同，综合调频性能指标平均值大的机组优先；当排序价格与综合调频性能指标平均值均相同时，标准调频容量大的调频单元优先。

调频单元小时内调节范围小于一定阈值 δ 时，不再参与相应时段调频市场排序。调频火电机组小时内调节范围 = 日内最大发电能力 - 日内最小发电能力。

第二十一条 调频分组。D 日调频市场出清前，电力调度机构从调频服务提供者中排除 AGC 装置异常、试验、因系统安全约束固定出力、启停机过程中等情况下的调频单元

后，将其他调频单元分为性能不足组、性能合格组和安全约束组。

当调频单元连续调频不合格时，划入性能不足组（连续不合格标准见本细则“第二十四条”）。当断面达界或越限且相关调频单元灵敏度高于 K_{sen} 时，划入安全约束组。

第二十二条 市场出清。日内在整点时刻前，电力调度机构在满足安全校核的前提下，按照“性能合格组”、“性能不足组”、“安全约束组”的顺序，依据调频单元排序，确定下一小时调频市场中标单元及其调频容量。所有中标调频单元的调频容量之和须满足电网调频容量需求。

第四章 结果执行与考核

第一节 结果执行

第二十三条 调频市场正式出清后，AGC 系统在对应中标小时的起始时刻相应切换中标单元的控制模式。调频中标单元在中标小时内，依据滚动修正的调频需求，跟踪 AGC 指令提供调频服务。当调频中标单元因电网运行安全控制需要无法提供调频辅助服务时，应暂停提供调频辅助服务，待条件允许后继续提供。

若调频市场的出清结果或由于调频中标单元无法提供服务导致无法满足实际电网运行的调频需求时，电力调度机构按调频排序优先依次调用未中标且可提供服务的性能合格组调频单元；所有性能合格组资源用尽时，按调频排序依

次调用未中标且可提供服务的性能不足组调频单元。

第二节 市场考核

第二十四条 计算标准。AGC 系统实时计算调频单元每次响应 AGC 指令的综合调频性能指标和调频里程。

第二十五条 调频不合格判定标准如下：

（一）小时不合格

若调频中标单元 i 响应第 n 个被调用小时的实际小时综合调频性能指标低于合格标准阈值 α ，记为小时调频不合格。

（二）调频单元连续不合格

若某中标调频单元在历史 T_{13} 个调频市场组织周期内，滚动统计小时不合格次数，若存在累计 γ 次小时不合格，记为连续调频不合格。

第二十六条 市场考核方式如下：

（一）小时不合格的调频单元，取消该小时内调频里程补偿收益；

（二）连续不合格的调频单元从当前调频市场组织周期的整点时刻起 T_{14} 小时内纳入性能不合格组，若期间某调频市场组织周期实际调频调用时仍被记录为连续不合格，则纳入性能不合格组时间重新累计；

（三）调频中标单元频繁无指令擅自调节或未按照调度指令频繁退出 AGC 装置的，经电力调度机构审核后退出调频市场，依据市场运行情况批准其重新准入，并向其他经营

主体进行披露。”

第五章 计量与结算

第二十七条 调频市场计量的依据为：电力调度指令、能量管理系统、智能电网调度控制系统采集的实时数据等。

第二十八条 结算模式。按照收支平衡原则、以日清月结的方式进行调频补偿费用和调频分摊费用的计算。调频市场结算与当月电费结算同步完成。

第二十九条 调频里程补偿。某调频 i 的月度调频里程补偿费用为：

$$R_{\text{月度调频里程补偿},i} = \sum_{n=1}^N (C_{i,n} \times S_{i,n} \times k_{hl}^{i,n})$$

式中：

N 为调频单元 i 调频市场月度总调用小时数；

$C_{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个被调用小时的调频市场报价；

$S_{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个被调用小时的累计调频里程；

$k_{hl}^{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个被调用小时的实际小时调频性能指标。

第三十条 调频费用分摊。调频市场月度总补偿费用计算公式为：

$$R_{\text{月度总调频补偿}} = \sum_{i=1}^I R_{\text{月度调频里程补偿},i}$$

调频市场月度总补偿费用由用户用电量和未参与电能

量市场交易的上网电量共同分担，按月度上网电量及用电量比例进行分摊。

第六章 市场干预

第三十一条 发生以下情况或《辽宁省现货电能量市场实施细则》中的异常情况时，市场运营机构可对调频辅助服务市场进行干预，并尽快报告政府主管部门。

（一）电力系统或电力现货市场技术支持系统发生故障、电力现货市场技术支持系统技术升级，导致市场无法正常进行时；

（二）电网出现电力平衡紧张、调频困难、断面约束矛盾严重等其它必要情况；

（三）其他影响电网安全运行的重大突发情况。

市场干预的主要手段包括：

（一）临时修改调频容量需求；

（二）强制调用未在调频市场中标的调频单元；

（三）调整机组控制模式；

（四）重载断面关联机组可由当班调度设置部分时段不参与调频市场；

（五）临时修改调频机组调频容量；

（六）电力调度机构认为有效的其他手段。

第七章 信息披露

第三十二条 按照《电力市场信息披露基本规则》（国

能发监管〔2024〕9号）相关要求，披露调频容量需求、调频容量需求计算方法及采购流程、调频里程价格、市场干预等信息。

第八章 争议裁决

第三十三条 因调频服务交易、调用、统计等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生 30 天内向政府主管部门提出申请，由政府主管部门裁决。

附件 1

名词解释

1.调频辅助服务：指在符合条件的市场成员申报的出力调整范围内，调频资源跟踪自动发电控制装置 AGC 指令，按照电力系统频率和联络线功率控制的要求，实时、往复调整发电出力的辅助服务。

2. APC（Automatic Power Control，自动功率控制）：借助信息通信和自动功率控制系统，电力调度机构向用户侧经营主体下达实时调节指令，实现对调控范围内源网荷储多环节资源的有功自动调节响应，满足电网实时安全平衡及允许偏差范围的频率调节需求。

3.综合调频性能指标（ k ）：用于衡量调频机组响应 AGC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率 k_1 、调节精度 k_2 和响应时间 k_3 三个指标因子（计算方式详见附件三、四）。

综合调频性能指标按次计算，调频机组 i 第 j 次 AGC 调节的综合调频性能指标为：

$$k^{i,j} = k_1^{i,j} \times k_2^{i,j} \times k_3^{i,j}$$

其中综合调频性能指标（ k ）最大值为 2。

4.小时综合调频性能指标（ k_h ）：机组 i 第 m 个小时的小时综合调频性能指标 $k_h^{i,m}$ 计算公式为：

$$k_h^{i,m} = \frac{\sum_{j=1}^n k^{i,j}}{n}$$

式中， n 为调频单元 i 单中标小时内 AGC 调节的次数。

5.综合调频性能指标平均值 (k_p)：电力调度机构在日前市场开市前 (D-1 日 08:15 前)，以调频单元最近 12 个中标小时的 k_h 值计算 k_p 。机组 i 的 k_p 计算公式为：

$$k_p^i = \frac{\sum_{m=1}^{12} k_h^{i,m}}{12}$$

6.调频容量需求：指为保持联络线功率及系统频率稳定，由调频服务提供者所预留的总调频容量需求值，由电力调度机构综合考虑负荷预测、系统实际运行情况等因素确定。

7.调频里程：指机组有效响应 AGC 控制指令的调节出力，单位为兆瓦。分以下四种情况：

(1) 单指令周期内，若调频单元出力进入目标值调节死区范围内，则该指令周期的调频里程为机组进入调节死区时刻出力值与动作初始值之差的绝对值；

(2) 单指令周期内，若调频单元出力未进入目标值调节死区范围内，当指令结束时的出力与指令目标值同向时，则该指令周期的调频里程为指令结束时出力与动作初始值之差的绝对值；

(3) 单指令周期内，若调频单元出力未进入目标值调节死区范围内，当指令结束时的出力与指令目标值反向时，则该指令周期的调频里程不予累计；

(4) 调频单元无指令擅自调节的调频里程不予累计。

附件 2

辅助服务（调频）市场运行参数表

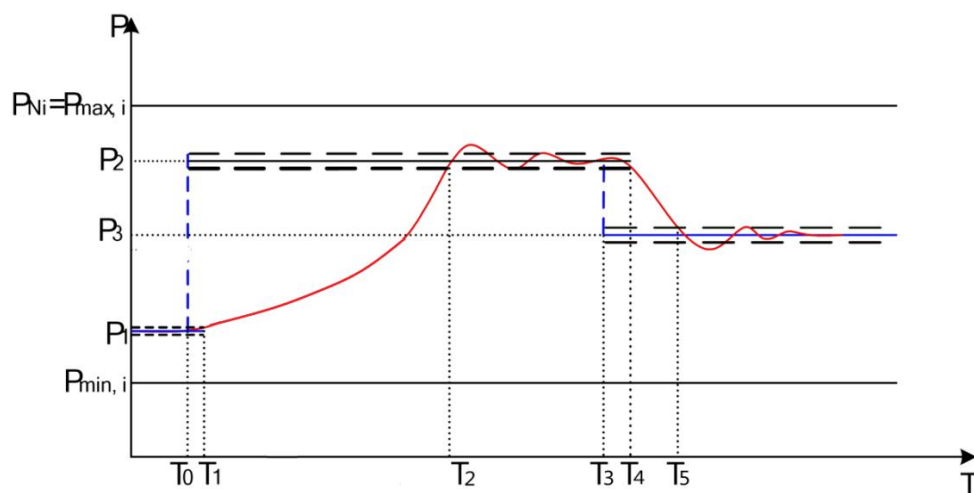
序号	参数	参数说明	暂定数值
1	T_9	测试期间调频单元投入调频模式时长	$\geq 12\text{h}$
2	T_{10}	调频单元申请测试综合调频性能指标条件一	12 个
3	T_{11}	调频单元申请测试综合调频性能指标条件二	30 天
4	T_{12}	调频单元申请测试综合调频性能指标条件的调频单元中标小时数	< 12
5	$D_{\text{调频容量需求, a}}$	调频需求	上调频需求：上限范围为 1000-2000MW，下限范围为 0-1000MW；初期，上限暂定为 2000MW，下限暂定为 1000MW 下调频需求：上限范围为 1000-2000MW，下限范围为 0-1000MW；初期，上限暂定为 2000MW，下限暂定为 1000MW
6	k_p^{th}	综合调频性能指标准入平均值	0.2
7	D_1	并网发电单元调频容量申报范围	并网发电单元额定容量的 10%-15%
8	D_2	竞价热储能调频容量比例范围	50%
9	D_3	电化学储能调频容量比例范围	50%
10	R_4	调频里程报价上下限	[0, 15]元/兆瓦
11	δ	小时内机组调节范围阈值	机组调频容量申报上限的 2 倍
12	α	小时调频合格标准阈值	0.2
13	T_{13}	中标调频单元历史调频市场组织周期	24 小时
14	T_{14}	连续不合格的调频单元从当前调频市场组织周期的整点时刻起纳入性能不合格组时长	48 小时
15	γ	调频火电机组连续不合格阈值	12 小时
16	K_{sen}	安全约束灵敏度阈值	0.05
17	M_6	上调频需求负荷波动系数	0%-10%，暂定为 2.5%

序号	参数	参数说明	暂定数值
18	M_7	上调频需求风电波动系数	0%-10%，暂定为 2.5%
19	M_8	上调频需求光伏波动系数	0%-10%，暂定为 2.5%
20	M_9	下调频需求负荷波动系数	0%-10%，暂定为 2.5%
21	M_{10}	下调频需求风电波动系数	0%-10%，暂定为 2.5%
22	M_{11}	下调频需求光伏波动系数	0%-10%，暂定为 2.5%

附件 3

机组性能指标相关参数计算公式

以AGC一个调节过程为例，如下图所示，具体情况如下：



T_0 时刻以前，机组稳定运行在 P_1 附近， T_0 时刻AGC下发功率为 P_2 的设点命令，机组开始涨出力，到 T_1 时刻跨出 P_1 的调节死区。至 T_2 时刻，第一次进入调节死区范围，然后在 P_2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P_2 附近。直至 T_3 时刻，AGC又下发功率为 P_3 的设点命令，机组又开始降出力过程， T_4 时刻跨出 P_2 的调节死区，至 T_5 时刻，进入 P_3 的调节死区。

一、调节时间

调节时间 $T_{\text{调节}}$ 为：

$$T_{\text{调节}} = T_2 - T_0$$

式中：

T_2 为机组进入调节死区时刻；

T_0 为指令下发时刻。

二、调节速率

向上调节速率 $v_{\text{调节}}$ 为:

$$v_{\text{调节}} = \frac{P_{T_2} - P_{T_1}}{T_2 - T_1}$$

向下调节速率 $v_{\text{调节}}$ 为:

$$v_{\text{调节}} = \frac{P_{T_1} - P_{T_2}}{T_2 - T_1}$$

式中:

P_{T_2} 为机组进入调节死区时刻的出力;

P_{T_1} 为机组出响应死区时刻出力;

T_1 为机组出响应死区时刻。

三、响应时间

响应时间 $T_{\text{响应}}$ 为:

$$T_{\text{响应}} = T_1 - T_0$$

四、调节量精度

如果进入调节死区, 每个指令调节量精度的统计从出力进入调节死区开始, 直至下一条指令下发为止。

调节量精度 ΔP 为:

$$\Delta P = \frac{\sum_{T_2}^T (|P_{T_2} - P_{\text{实际}}|) \times t_{\text{采集}}}{T - T_2}$$

式中:

T 为当前计算时刻;

$P_{\text{实际}}$ 为机组 T 时刻实际出力;

$t_{\text{采集}}$ 为现场数据的采集周期, 暂定为 5 秒。

五、最大调节时间

最大调节时间 $T_{\text{调节}(\text{MAX})}$ 为:

$$T_{\text{调节}(\text{MAX})} = \frac{|P_2 - P_1|}{v_{\text{标准调节}}} \times 60s + T_{\text{标准响应}}$$

式中:

P_2 为指令值;

P_1 为指令开始时刻的机组出力;

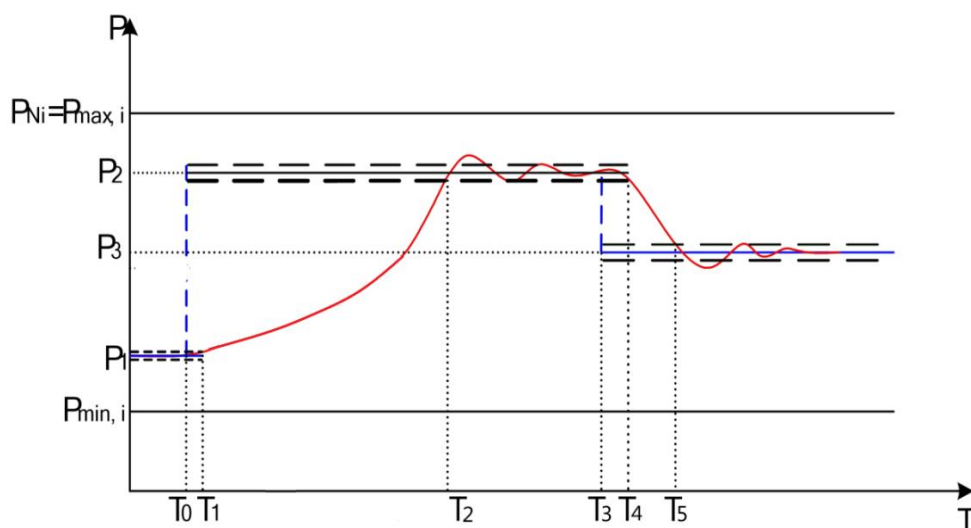
$v_{\text{标准调节}}$ 为标准调节速率;

$T_{\text{标准响应}}$ 为标准响应时间。

附件 4

机组调频性能指标计算场景

一、机组出响应死区一段时间后再进入调节死区



此种情况为正常调节过程，调频里程 S 、 k_1 、 k_2 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为机组进入调节死区时刻出力值与动作初始值之差的绝对值：

$$S = |P_{T_2} - P_1|$$

调节速率指标因子 k_1 的计算方法为：

$$k_1 = 2 - \frac{v_{\text{标准调节}}}{v_{\text{调节}}}$$

当前阶段，各类型机组的标准调节速率 $v_{\text{标准调节}}$ 为：全网容量最大且最新投产燃煤机组的设计标准速率，暂定为机组额定有功功率 $\times 1.26\%$ /分钟。

若 k_1 计算结果小于0.01，则取为0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

调节精度指标因子 k_2 的计算方法为：

$$k_2 = 2 - \frac{\Delta P}{Cap \times \mu}$$

式中：

Cap 为并网发电单元额定有功功率、电化学储能额定容量、热储能基础调节容量；

μ 为调节允许偏差系数。

当前阶段，各类型调频单元的调节允许偏差系数 μ 暂定为：全网容量最大且最新投产燃煤机组的设计允许偏差系数，暂定为0.26%。

起步阶段，若 k_2 计算结果小于0.01，则取为0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

响应时间指标因子 k_3 的计算方法为：

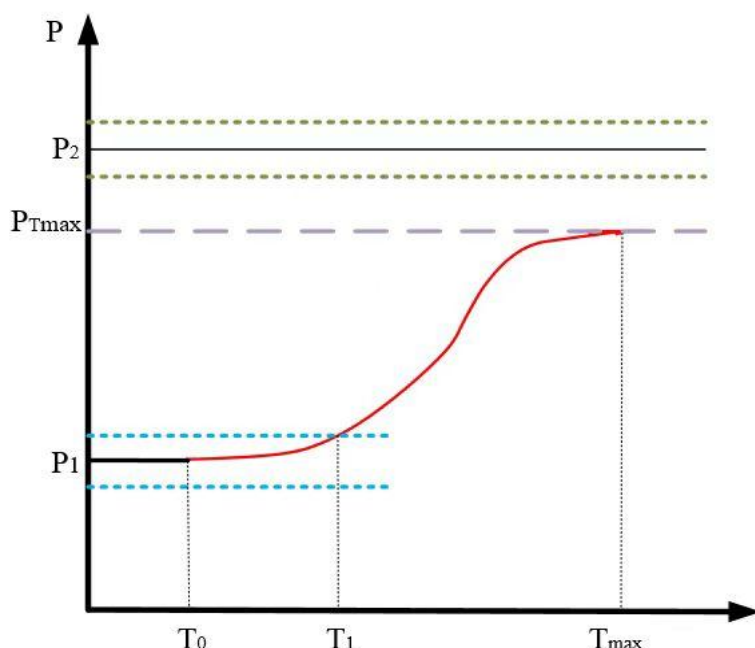
$$k_3 = 2 - \frac{T_{\text{响应}}}{T_{\text{标准响应}}}$$

当前阶段，各类型机组的标准响应 $T_{\text{标准响应}}$ 时间暂定为：全网容量最大且最新投产燃煤机组的设计标准响应时间，暂定为40秒。

若 k_3 计算结果小于0.01，则取为0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

二、机组出响应死区以后没有进入调节死区，且调节方

向与指令方向相同



由于机组出响应死区后并没有进入调节死区，故无法得到 T_2 及 P_2 ，此时在判断机组收到指令达到最大调节时间后，认为该调节过程结束，即认为达到最大调节时间时刻的出力 $P_{T_{MAX}}$ 为 P_{T_2} 。

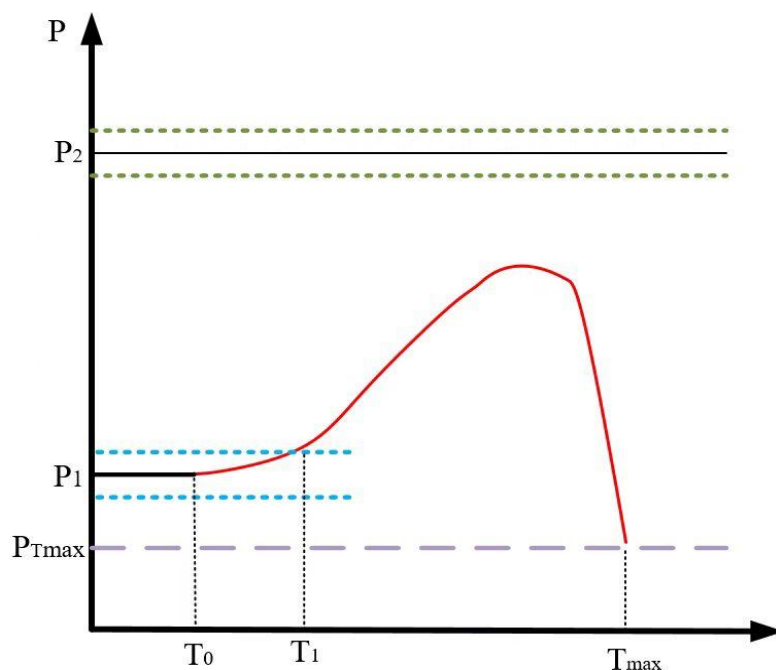
此种情况下， k_1 、 k_3 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_2 计算方法如下：

调频里程 S 为最大调节时间时刻的出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S = |P_{T_{MAX}} - P_1|$$

此种情况下，因未进入调节死区，无法产生有效调节精度 k_2 值，因此将 k_2 赋值为0.01。

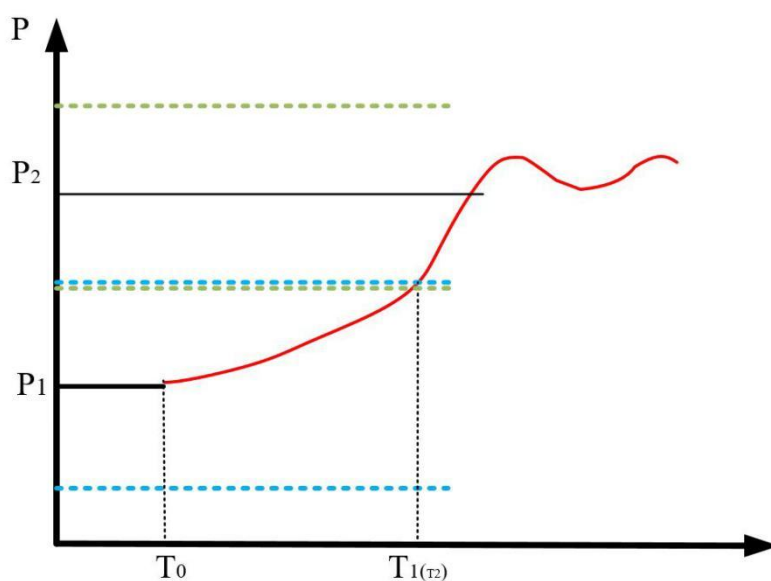
三、机组出响应死区以后没有进入调节死区，且调节方向与指令方向相反



此种情况下， k_3 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_1 、 k_2 计算方法如下：

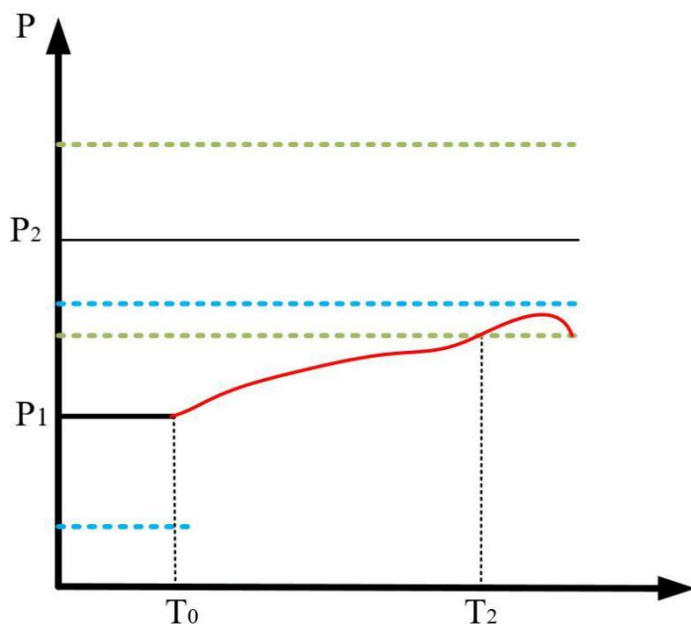
此种情况下，调频里程 S 为0。由于调节方向与指令方向相反，因此将 k_1 赋值为0.01。同时因未进入调节死区，无法产生有效调节精度 k_2 值，因此将 k_2 赋值为0.01。

四、机组出响应死区的同时就进调节死区



此种情况下， T_2 与 T_1 时刻相同，调频里程 S 、 k_1 、 k_2 、 k_3 计算方法与场景一相同。

五、机组没出响应死区但进入调节死区



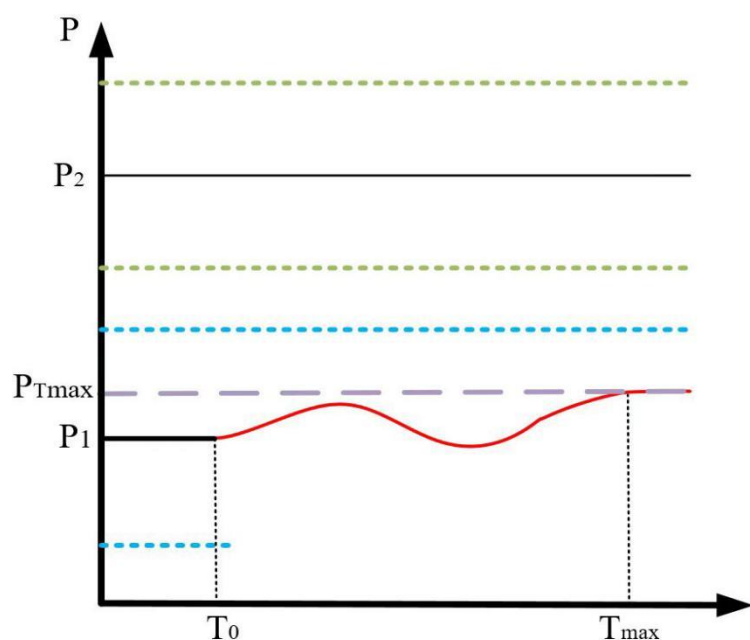
此种情况下， k_1 、 k_2 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为机组进入调节死区时刻出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S = |P_{T_2} - P_{T_0}|$$

此种情况下，受分配策略影响，机组没有出响应死区，故无法得到响应时间 k_3 ，因此将 k_3 赋值为1。

（一）机组没出响应死区也没进调节死区



此种情况下， k_1 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_2 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为机组最大调节时间时刻的出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S = |P_{T_{MAX}} - P_{T_0}|$$

此种情况下，同时因未进入调节死区，无法产生有效调节精度 k_2 值，因此将 k_2 赋值为0.01。同时由于机组自身原因造成没有出响应死区，故无法得到响应时间 k_3 ，因此将 k_3 赋值为0.01。