

国家能源局浙江监管办公室文件

浙监能市场〔2025〕9号

浙江能源监管办关于做好长三角“两个细则”结算试运行有关事项的通知

国网浙江省电力有限公司，浙江省能源集团有限公司、华能（浙江）能源开发有限公司、国家能源集团浙江电力有限公司、中国大唐集团浙江分公司、中国华电集团有限公司浙江公司、国家电投集团浙江电力有限公司、华润电力（浙江）有限公司、秦山核电有限公司、三门核电有限公司、中国长江电力股份有限公司，浙江电力交易中心有限公司、各有关单位：

根据《华东能源监管局关于印发<长三角电力辅助服务管理实施细则（结算试运行稿）>和<长三角电力并网运行管理实施细

则（结算试运行稿）>的通知》（华东监能市场〔2025〕55号）（以下简称“新版两个细则”）精神，结合浙江省电力运行实际，现将新版两个细则组织实施有关事项通知如下：

一、结算试运行范围

新版两个细则结算试运行浙江适用范围暂定为省级电力调度机构调度管辖的各类型并网主体。35千伏及以上的地级并网主体，参照新版两个细则继续开展模拟试运行，具备条件后按规定开展结算试运行，具体实施时间和适用条款，由国网浙江省电力有限公司电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）报我办同意后开展。

二、相关参数确定

根据电力调度机构报送情况：

（一）结算试运行期间，电力负荷峰、腰、谷时段分别按照浙江省发展改革委发布的浙江省工商业峰谷分时电价政策中的高峰（含尖峰）、平段、低谷（含深谷）时段相应确定。

调峰困难时段为浙江省内统调燃煤机组平均负荷率低于45%的时段，供应紧张时段为浙江省内统调燃煤机组平均负荷率高于85%的时段。D日浙江省内统调燃煤机组平均负荷率（全天288个点）由电力调度机构于D+2工作日前在交易平台发布。

（二）电力迎峰度夏、迎峰度冬时段分别为每年的6月15日-9月15日和12月15日-次年3月15日。其中，特殊保供时

段为每年7月1日-8月31日，1月1日至2月28日（闰年29日）中扣除农历腊月十六至正月十五时段。特殊保供时段非计划停运考核系数 $\alpha_{\text{非停}}$ 调整为0.6。

（三）省级及以下水电黑启动功能补偿标准 $Y_{\text{黑启动功能补偿}}$ 。省级及以下水电黑启动功能补偿标准 $Y_{\text{黑启动功能补偿}}$ 按照（水电机组额定容量/25MW） $\times$ 4万元/月·台确定，水电 $Y_{\text{黑启动功能补偿}}$ 最高为4万元/月·台。其中25MW参考省统调黑启动机组最小额定容量设置。

（四）以上参数后续如有调整由电力调度机构应向我办汇报有关情况并按照规定开展，调整情况应当报送我办并在技术支持系统上发布。

三、新版两个细则考核补偿与现货市场交易衔接工作要求

现货市场运行期间，已经在现货市场中获得补偿的辅助服务费用，原则上新版两个细则不再重复补偿，确保“不重不漏”。

（一）未参与现货运行的并网主体按照新版两个细则规定实施辅助服务费用的考核和补偿管理，现货运行期间相关结算方式不作调整。

（二）参与现货运行的并网主体，已纳入现货市场的辅助服务费用的考核和补偿，按照相关电力市场规则、细则等规定实施。

（三）参与现货运行的并网主体参与新版两个细则有偿调峰（包括深度调峰和启停调峰）、自动发电控制（AGC）辅助服务的补偿费用按以下方式调整。

1.深度调峰辅助服务。现货市场报量报价的并网主体最低技术出力以上部分在新版两个细则中不作补偿，低于现货市场最低技术出力的深度调峰辅助服务的补偿费用按新版两个细则规定执行。

2.启停调峰辅助服务。若现货运行中并网主体政府授权合约（或中长期合约）覆盖范围内的电量未予以成本补偿，则新版两个细则中启停调峰辅助服务补偿费用进行如下调整。

$$F_{\text{启停}}^i = F_{\text{调整前启停}}^i \times k_{\text{合约}}$$

$F_{\text{启停}}^i$ 为调整后启停调峰辅助服务补偿费用； $F_{\text{调整前启停}}^i$ 为新版两个细则的启停调峰辅助服务补偿费用； $k_{\text{合约}}$ 为政府授权合约（或中长期合约）实际覆盖比例，最大值为 1。

3.自动发电控制(AGC)辅助服务。考虑到自动发电控制（AGC）辅助服务已经与现货市场中的电能量耦合出清并结算，已经参与调频辅助服务市场的并网主体，新版两个细则中的自动发电控制（AGC）辅助服务不再重复补偿。

（四）参与现货运行并纳入新版两个细则考核补偿范围的并网主体（以下简称“现货市场并网主体”）在现货运行期间的辅助服务总考核费用和总分摊费用，由现货市场并网主体按照各自

上网电量占全体现货市场并网主体上网电量的比例进行返还和分摊。

（五）未参与现货运行的并网主体产生的结算盈余（或不足）费用为其考核结算费用和补偿结算费用之和。结算盈余（或不足）费用由现货市场并网主体进行分享（分摊）。分享（分摊）方式按照以下公式计算：

$$R_{\text{盈余分享（分摊）}}^i = F_{\text{盈余（不足）}} \times \frac{F_{\text{上网电量}}^i}{\sum_{i=1}^N F_{\text{上网电量}}^i}$$

$R_{\text{盈余分享（分摊）}}^i$ 为第 i 个现货市场并网主体在结算盈余（或不足）中的分享（分摊）费用； $F_{\text{盈余（不足）}}$ 为月度结算盈余（或不足）费用； $F_{\text{上网电量}}^i$ 为第 i 个现货市场并网主体的上网电量； N 为当月现货市场并网主体总数。

（六）以上调整参考附件算例，费用月结月清。现货运行时长不足一个月则不作调整，一个月以上但不足整数月份的，则仅对整数月内的部分进行调整。

四、有关工作要求

（一）电力调度机构应当在 2025 年 12 月底前制定电源侧、负荷侧电储能以及可调节负荷参与辅助服务补偿和并网运行考

核应具备的相关条件及退出条件，并据此开展相应的准入和退出管理工作。

（二）国网浙江省电力有限公司应当按照《浙江电力领域新型主体市场化响应实施细则（试行）》做好可调节负荷的基准功率曲线的确定和调节量的计量工作，满足可调节负荷正调节（负调节）考核、补偿计算需求。已经参与市场化响应的可调节负荷，不重复补偿。

（三）宾金直流（溪洛渡部分）继续按原有方式参与新版两个细则，国网浙江省电力有限公司向电力调度机构提供宾金直流（溪洛渡部分）落地电费金额（含税）和省内参与新版两个细则补偿分摊机组的结算电费金额（含税）（即国网浙江省电力有限公司电费账单中“电能量交易电费”，后续如有调整，则以最新相关文件规定为准），相关费用月结月清。

（四）浙江电力交易中心应在每月 15 日前向电力调度机构提供各并网主体的政府授权合约（或中长期合约）实际覆盖比例（即政府授权合约（或中长期合约）电量除以实际上网电量，后续如有调整，则以最新相关文件规定为准），以满足电费结算相关工作要求。

（五）请国网浙江省电力有限公司抓紧完善技术支持系统，确保结算试运行相关工作有序开展。

本通知自 7 月 1 日起执行，现行政策与本通知不符的按照本通知规定执行。

附件：参考算例

国家能源局浙江监管办公室

2025 年 7 月 21 日



附件

参考算例

假设有 3 台机组，分别为机组 A、机组 B、机组 C。各机组的上网电量及占比、政府授权合约（或中长期合约）比例（以下简称“合约比例”）、最低技术出力、参与现货运行情况如表 1 所示。

表 1 机组基本情况

机组	上网电量 (万 kWh)	上网电量 占比	是否参与 现货运行	合约比例	现货并网 主体上网 电量占比	最低技术 出力
A	600	0.6	是	70%	0.67	40%
B	300	0.3	是	80%	0.33	40%
C	100	0.1	否	N/A	N/A	40%

现货运行期间各机组的新版两个细则费用结算如表 2 所示。根据上述规则，参与现货运行机组调整后的新版两个细则补偿总费用为 $60+48=108$ 万元；结算盈余（或不足）金额为 $(50-10)+(39-30)=49$ 万元。

表 2 机组费用结算（单位：万元）

项目	调整前			调整后		
	A	B	C	A	B	C
考核费用	-20	-30	-50	-20	-30	-50
	-100			-50		
考核返还费用	100×0.6=60	100×0.3=30	100×0.1=10	50×0.67=33.5	50×0.33=16.5	10
	100			50		
低于最低技术出力 (40%)深度调峰补偿费用	60	0	0	60	0	0
最低技术出力至基本调峰下限值 (40%~49%)深度调峰补偿费用	40	0	0	0	0	0
启停调峰补偿费用	0	60	0	0	60×80%=48	0
自动发电控制(AGC)补偿费用	120	80	30	0	0	30
补偿合计	220	140	30	60	48	30
	390			108		
分摊费用	-390×0.6=-234	-390×0.3=-117	-390×0.1=-39	-108×0.67=-72.36	-108×0.33=-35.64	-39
	-390			-108		
结算盈余费用	0			49		
结算盈余费用分摊	0			49×0.67=32.83	49×0.33=16.17	0
总结算	26	23	-49	33.97	15.03	-49

机组 C 不参与现货运行，不影响新版两个细则考核补偿，所以机组 C 在现货运行期间的考核、返还、补偿、分摊费用均

不变，即：考核费用 50 万元、考核返还费用 10 万元、补偿费用 30 万元、补偿分摊费用 39 万元。机组 C 总结算费用为： $(10-50)+(30-39)=-49$ 万元。

机组 A 考核费用不变，仍为 20 万元；调整后考核返还费用为 $50 \times 0.67 = 33.5$ 万元；深度调峰辅助服务仅计入低于最低技术出力（40%）以下部分（60 万元），49%-40%段不予补偿，所以调整后的深度调峰辅助服务补偿费用为 60 万元；自动发电控制（AGC）辅助服务不重复补偿，调整后的自动发电控制（AGC）辅助服务补偿费用为 0 万元；现货并网主体上网电量占比为 0.67；调整后三项辅助服务费用分摊金额为 $108 \times 0.67 = 72.36$ 万元；获得分摊的未参与现货运行机组结算盈余（或不足）金额为 $49 \times 0.67 = 32.83$ 万元。机组 A 总结算费用为 $(33.5-20)+(60-72.36)+32.83=33.97$ 万元。

机组 B 考核费用不变，仍为 30 万元；调整后考核返还费用为 $50 \times 0.33 = 16.5$ 万元；启停调峰辅助服务补偿费用按照合约比例调整为 $60 \times 80\% = 48$ 万元；自动发电控制（AGC）辅助服务不重复补偿，调整后的自动发电控制（AGC）辅助服务补偿费用为 0 万元；现货并网主体上网电量占比为 0.33；调整后三项辅助服务费用分摊金额为 $108 \times 0.33 = 35.64$ 万元；获得分摊的未参与现货运行机组结算盈余（或不足）金额为 $49 \times 0.33 = 16.17$ 万元。机组 B 总结算费用为 $(16.5-30)+(48-35.64)+16.17=15.03$ 万元。

抄送：华东能源监管局，浙江省发展和改革委员会，浙江省能源局

国家能源局浙江监管办公室综合处

2025 年 7 月 21 日印发

