附件

宁夏电力现货市场第六次结算 试运行工作方案

为深入贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）要求，加快推进宁夏电力现货市场建设，结合宁夏回族自治区实际情况，制定本工作方案。

一、工作目标

（一）全面贯彻落实国家电力体制改革要求，稳妥有序推进宁夏电力现货市场建设。

（二）巩固前期短周期结算试运行工作成效，通过长周期结算试运行，进一步检验评估市场交易规则和关键机制的有效性、合理性。

（三）检验现货市场技术支持系统、交易结算系统运行的稳定性、可靠性与实用性。

（四）检验电网企业调度、营销等专业和电力交易中心相关业务系统数据交互的时效性和可靠性。

（五）检验市场化调度生产组织流程的适用性和市场化电力电量平衡机制的有效性。

（六）检验省内中长期市场与现货市场衔接的有效性。

（七）验证现货市场信息披露、出清、计算、结算等业

务流程的合理性。

（八）增强市场主体对现货市场建设相关工作的参与意识和理解程度，提升市场主体参与度，为开展连续结算试运行奠定基础。

（九）检验独立储能、虚拟电厂等新型市场主体参与现货市场、调频市场等功能的有效性和可靠性。

（十）分析长周期连续运营场景下的现货市场出清与实际执行情况，评估电力现货市场全流程运行风险，记录现货市场运营问题。

二、工作方案

（一）时间安排

本次结算试运行运行时间为5月29日至7月31日（5月28日至7月30日分别组织5月29日至7月31日的日前现货交易），其中6月1日至7月31日开展实际结算，其余时间仅调电不结算。

（二）交易品种

本次结算试运行电能量市场开展中长期市场，省内日前、实时现货市场。辅助服务市场开展调频辅助服务市场，调峰辅助服务市场与现货市场融合。

（三）参与范围

发电侧：区内已参与中长期交易的公用燃煤发电企业、参与中长期交易的集中式新能源场站（包括直流配套新能源

场站)。

直流配套火电、自备电厂(含绿电替代新能源场站),水电机组,分散式及分布式新能源项目,燃气、生物质能和垃圾发电机组等不参与本次现货市场结算试运行,发电曲线作为现货市场出清边界,具体见附件8。

用户侧:区内已参与中长期交易的售电公司、电网企业代理购电、直接参与批发市场的电力用户。

居民、农业用户执行目录电价。

储能:电网侧储能(充电功率在1万千瓦及以上,持续充电时间2小时以上),满足《自治区发展改革委关于做好2025年电力中长期交易有关事项的通知》(宁发改运行〔2024〕952号)市场注册条件。

虚拟电厂:在交易平台注册并具备准入条件并参与中长期市场的虚拟电厂。

(四) 试运行规则

本次结算试运行按照《宁夏电力现货市场试运行规则(第六次结算试运行)》(附件7)组织交易。

三、准备工作

宁夏电力现货专班成员、市场运营机构、电网企业以及参与试运行的经营主体共同成立试运行工作小组,相关工作联系人见附件1。

宁夏电力现货专班和市场运营机构完成对经营主体的

试运行相关方面的培训和答疑，以及相关技术支持系统的操作培训。

发电侧经营主体按照市场运营机构要求在调度系统中完成机组运行参数的核查，确保相关参数的完整性和正确性。

四、组织流程

（一）中长期交易

1.各市场主体结算当日中长期交易曲线由年、月、月内、日融合各类省内和省间外送交易曲线叠加形成，中长期曲线最终交易结果作为与现货市场偏差结算依据。

2.现货市场结算日，现货交易价格作为偏差结算依据，中长期日融合交易价格不再作为偏差结算依据。其它未参与现货结算的市场主体，偏差电量接受实时现货市场分时均价。

3.现货市场结算日，中长期交易发电侧、用电侧均采用现货市场发电侧加权平均价格作为统一结算点价格开展结算。

4.为做好现货结算试运行相关工作，保障电力中长期交易与现货交易的有效衔接，在本次结算试运行期间为经营主体提供有效的中长期电量、曲线调节手段，结合当前已实际开展的交易品种，制定以下交易组织安排。

（1）月度及月内旬交易

按照现货市场第六次结算试运行工作安排以及落实《自治区发展改革委关于做好 2025 年电力中长期交易有关事项

的通知》（宁发改运行〔2024〕952号）中月度交易、旬、日融合交易要求，经营主体提前调整自身中长期曲线，具体交易组织时间安排详见具体交易公告。

（2）日融合交易

现货市场第六次结算试运行期间日融合交易按照中长期交易相关规则开展相关中长期交易组织工作，原则上D日组织开展D+2日中长期日融合交易。

（3）偏差结算价格

现货市场整月试运行期间，原《关于做好2025年电力中长期交易有关事项的通知》（宁发改运行〔2024〕952号）、《自治区发展改革委关于优化2025年区内电力中长期市场交易的通知》（宁发改运行〔2025〕23号）中的偏差结算价格不再执行，《宁夏电力市场不平衡资金管理办法》不再执行，相关机制按本文件执行。

（二）现货交易申报

（1）申报方式

宁夏电网省级及以上调度管辖的区内公网煤电机组以“报量报价”方式参与，已取得中长期交易合同且具备技术准入条件的新能源场站以自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与，批发用户、售电公司以“报量不报价”参与现货交易。储能、虚拟电厂以自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与。

未按要求及时申报的，采用市场主体申报的缺省信息出清，缺省值也未申报的，发电侧按照现货最低限价 40 元 / 兆瓦时申报，用户侧按照中长期交易曲线申报，储能未申报则不进行调用。

(2) 申报要求

各市场主体需在运行日前一天 (D-1 日) 上午 10 点前通过宁夏电力交易平台完成运行日 (D 日) 量价信息申报，并提前完成缺省信息申报。申报电力最小单位 1 兆瓦，价格最小单位 1 元/兆瓦时。

发电侧：火电按照 3-10 段“电力-价格”曲线进行申报，各段申报价格应为单调非递减，即后一段报价要大于等于前一段报价，各分段出力之间不可出现断点。第一段申报出力应为最小发电出力（详见附件 5 参与现货市场火电机组最小技术出力表），最后一段申报出力应为机组额定容量。火电机组考虑自身实际情况和低负荷运行能力，申报次日 96 点最大、最小发电能力。

新能源场站自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场。“报量报价”方式下，申报量价曲线和新能源发电预测曲线。“报量不报价”方式下，仅申报新能源发电预测曲线。新能源自主配储的场站，需在日前同时申报配套储能的次日充放电曲线。

用户侧：批发用户、售电公司申报次日 24 点用电曲线

（批发用户现货申报分时电力不得超过报装容量的 1.05 倍，售电公司现货申报分时电力不得超过所代理用户报装容量之和的 1.05 倍。除用户未申报采用中长期曲线作为申报值，其它情况均以用户申报数值进行出清）。

储能：储能电站自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场。“报量不报价”方式下，申报未来两日 192 点充放电曲线及是否服从调剂。“报量报价”方式下，申报未来两日量价曲线。储能充电按照用户侧进行申报，放电按照发电侧进行申报。闽宁绿电小镇内储能（李俊第二储能电站）考虑地区电网平衡调用，接受实时现货市场分时均价。

虚拟电厂：虚拟电厂自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场。“报量不报价”方式下，申报次日 96 点用电曲线。“报量报价”方式下，申报日前负荷计划、次日 96 点量价曲线和上下调节能力（现货市场初期上下调节能力限值基于日前负荷计划上下浮动 50%）。

（3）申报和出清限价

现货交易申报、出清环节均设置限价，限价范围为 40-1000 元 / 兆瓦时。后续若自治区发展和改革委员会出台相关政策文件，则根据政策内容，经对全市场公示后，修改现货交易申报、出清环节限价。

（三）现货交易出清

（1）日前现货市场出清

综合考虑运行日（D日）负荷预测曲线、非市场化机组出力曲线和联络线计划，基于市场主体申报信息及电网运行边界条件，以发电成本最小化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）出清，形成运行日（D日）火电机组开机组合、系统分时节点电价、各发电企业发电计划和储能充放电计划。

（2）实时现货市场出清

实时市场运行中，各市场主体沿用日前现货市场的量价信息，无需再进行申报。根据新能源超短期出力预测、系统超短期负荷预测、省间现货交易出清结果等电网实时运行条件，以15分钟为间隔，滚动出清未来15分钟至2小时的分时节点电价和出力曲线。

（四）交易结果执行

在确保电网安全运行和新能源高效利用的前提下，调度机构严格按照实时现货市场出清结果安排机组发电出力。

五、调频辅助服务市场

（一）申报方式

火电企业、储能在日前申报调频里程价格，并将报价信息封存到实际运行日。未按要求及时申报的，认为不参与调频市场。

调频里程申报价格范围暂定为5-15元/兆瓦，最小单位为0.1元/兆瓦，调频性能指标上限值为2。

（二）交易出清

调频辅助服务指并网发电厂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。

调频市场采用日前按修正价格排序、日内正式出清并实时调度的组织模式，实际运行时根据电力系统频率、联络线功率控制需求实时出清并调用。根据电网实际调频需求分为上调频市场和下调频市场，每 15 分钟系统根据机组调频里程按修正价格从低到高依次出清。

当调频市场供不应求或运行日调频容量不足时，调控机构对该时段内已申报未中标机组进行调用，按同时段调频市场出清价计算补偿费用。

六、市场结算

（一）现货电能量结算

电能量费用：发电侧以所在的节点电价进行结算，用户侧以发电侧加权平均价进行结算。储能放电以所在节点电价进行结算，充电以发电侧加权平均价进行结算。直流配套火电、自备电厂（含绿电替代新能源场站），当月入市新能源场站偏差电量按照实时现货市场分时均价结算。零售用户按照与售电公司签订的零售套餐结算，签订套餐三的零售用户偏差结算价格按实时现货市场分时均价结算。

采用双偏差结算方式，即日前现货出清电量与中长期合

约电量的偏差按照日前出清电价结算，实际上网（用）电量与日前现货出清电量和省间日内结算电量的偏差按照实时出清价格结算。

电能量费用=中长期电费+日前市场偏差电能量电费+省间日内电能量电费+实时市场偏差电能量电费

1.中长期电费：市场主体按照中长期合同分时电量、合同约定价格及中长期结算参考点价格计算中长期电费。

2.日前市场偏差电能量电费：市场主体根据日前市场出清电量与中长期合同电量之间的差额，以及日前市场电价计算日前市场偏差电能量电费。

3.省间日内电能量电费：市场主体根据省间日内结算电量及省间日内结算价格计算省间日内电能量电费。

4.实时市场偏差电能量电费：市场主体根据实际电量与日前市场出清电量和省间日内结算电量之间的差额，以及实时市场电价计算实时市场偏差电能量电费。

电能量结算具体计算公式见附件 6。

（二）市场运营费用

1.市场补偿类费用：包含机组启动补偿、调频成本补偿 2 项。具体计算公式见附件 7 第九章第八节。

2.市场平衡类费用：包括优发优购偏差费用、外购电差额费用、省间外送月度偏差资金 3 项。具体计算公式见附件 7 第九章第八节。

3.市场调节类费用：包括新能源日前偏差收益回收费用、用户侧日前偏差收益回收费用、用户侧中长期偏差收益回收费用、发电侧中长期偏差收益回收费用、新能源超发盈余 5 项。具体计算公式见附件 7 第九章第八节。

（三）辅助服务费用

调频补偿以 1 小时为一个调度时段进行结算，调频里程补偿费用计算方法如下：

$$\text{AGC 单元调频里程补偿费用} = \sum_{t=1}^T (D_{i,t} \times p_e \times k_d^{i,t})$$

其中， T 表示调频市场交易的单位计费周期数； $D_{i,t}$ 表示市场主体 i 在 t 时段的调频里程； p_e 表示调频里程补偿价格； $k_d^{i,t}$ 为市场主体 i 在 t 时段提供调频服务时的综合调频性能指标。

七、其它说明事项

（一）现货与调峰辅助服务市场融合

本次结算试运行期间，省内调峰辅助服务市场暂停运行，现货市场与调峰市场融合，同时不再设置火电深调等补偿机制。

（二）调频性能指标

本次结算试运行期间，调频辅助服务市场调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三项性能参数加权平均确定。调频性能指标选取本次调电试运行期间的性能参数作为基准参数，用于调频辅助服务市场实际结算，折算后调频市

场结算价格上限为 15 元/兆瓦。

（三）厂用电率折算

本次结算试运行，发电主体申报厂用电率用于折算日前现货市场结算分时电力曲线，各发电主体厂用电率参数需在缺省申报环节完成填报并封存，试运行期间不再进行调整。

（四）市场力防控

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，本次结算试运行开展市场力监测与管控。

（1）根据市场供需比，启动市场力缓解机制

市场力行为监测。日前市场出清后，逐时段计算市场供需比¹和价格情况，初步判断市场内是否存在操纵市场力的行为，并启动市场力行为监测，具体标准如下：

表 1 市场供需比及触发市场力监管价格

现货市场 供需比	小于 1.1	[1.1,1.2)	[1.2,1.3)	[1.3,1.4)	大于等于 1.4
现货市场 价格	不高于 1000 元/兆瓦时	不高于 519 元/兆瓦时	不高于 389.25 元/兆瓦时	不高于 337.35 元/兆瓦时	不高于 285.45 元/兆 瓦时

若某时段达到启动市场力行为监测的情况，对 TOP4 发电集团计算剩余供给指数（RSI），并对该发电集团旗下机组报价进行检测，具体计算公式如下：

1. 市场供需比=(市场发电能力+固定出力(含储能)-外送电力+受入电力)/实际负荷

发电集团的剩余供给指数=（所有准入发电主体的总发电容量-该发电集团的发电容量）/目标交易时段的市场总需求容量。

市场监管初期，当发电集团的RSI小于1.05，则认为该发电集团具有市场力，将该集团下的所有机组高于参考报价的报价段替换为参考报价，重新组织日前市场出清。实时市场同样采用替换后的报价出清。本次结算试运行参考报价为燃煤基准电价（259.5元/兆瓦时）的1.1倍（285.45元/兆瓦时）。

（2）价格修正

为保障现货市场运行初期价格平稳有序，当日前或实时市场出清的用户统一结算价加权平均值超过燃煤基准电价（259.5元/兆瓦时）的130%（337元/兆瓦时）时，在结算环节（披露的出清价格不变），将用户侧96点统一结算价等比例缩小，直至用户侧96点统一结算价算术平均值等于燃煤基准电价的130%，相对应地将发电侧各节点96点结算电价按相同比例缩小（日前、实时现货价格分别按上述原则进行市场价格修正）。

（五）信息发布

市场运营机构按规定及时向市场主体披露市场运营相关信息，具体按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）要求，依据电力现货市场信息披露办法

所要求的时间节点、披露内容以及披露范围要求，及时发布事前市场边界信息、出清结果等信息。

（六）风险控制

1.调度机构要切实加强调度运行管理，全力保障市场有序出清和电网安全运行。当市场出清结果无法满足电网安全运行需要时，及时实施人工干预保障电网安全运行，干预措施包括但不限于调整市场出清边界、调整市场出清结果，调度机构应详细记录事件经过、市场干预调整情况等。当出现气候异常、自然灾害、重大电源或电网故障等突发事件影响电力供应或电网安全时，或技术支持系统出现异常无法正常开展交易时，调度机构应按照电网安全控制优先的原则处理事故和安排电网运行，必要时可中止现货市场试运行并及时汇报宁夏回族自治区发改委。

2.市场运营机构在结算试运行过程中发现市场价格大幅波动，部分市场主体出现严重偏离实际的巨额盈亏，影响市场有序运行的情况，市场运营机构经报请自治区发展改革委同意后，可中止现货市场结算并按照原中长期方式开展结算。

（七）储能补偿机制

考虑储能在电网实际运行中对新能源偏差和波动的重要作用，同时目前储能容量补偿政策尚未明确，因此本次结算试运行期间，电网侧储能在区内火电机组平均出力低于50%时段期间的充电电量，按照基准电价（259.5元/兆瓦时）

给予补偿，补偿费用由新能源企业（含直流配套新能源）按照上网电量进行分摊。

八、相关要求

（一）强化运行保障。各相关单位要高度重视结算试运行工作，全力配合现货市场运营机构做好现货市场与生产运行的衔接工作，保障电网运行安全和市场运营平稳。

（二）加强分析总结。现货市场运营机构要结合电网负荷、新能源出力等边界条件，做好市场出清结果分析，及时发现试运行过程中存在的问题并妥善处理，不断完善市场规则条款和技术系统功能。

（三）做好信息报送。现货市场运营机构合理安排人员分工，及时整理汇总市场出清相关数据，完成市场结算试运行报告编制和报送。

（四）严肃调度纪律。发电侧各市场主体结算试运行期间应确保在运机组均投入 AGC 远控模式并严格执行调度指令，无故不执行调度指令等行为按照“两个细则”严格考核。

附件：1.相关工作联系人

2.宁夏电力现货市场交易组织流程

3.机组运行参数表

4.市场核定参数表

5.参与现货市场火电机组最小技术出力表

6.费用结算公式

7.宁夏电力现货市场试运行规则（第六次结算试运行）

8.不参与现货市场机组名单

附件 1

相关工作联系人

类别	工作任务	联系人	电话
一、现货专班成员			
规则支撑	规则解释及调整	马志龙	18995380675
	规则解释及调整	杨建涛	18995150910
	规则解释及调整	吴晶	18995231019
	规则解释及调整	郝军	8366509
	规则解释及调整	葛超	15909683548
二、宁夏电力调度控制中心			
交易组织	日前市场	王鑫	4914828
	实时市场	王鑫	4914828
交易支撑	断面限额及约束	刘刚	4918125
	水电及新能源	高任龙	4916242
	市场咨询受理	杨慧彪	4916122
技术支持	技术支持协调	马守存	18550600620
	现货系统支撑	马守存	18550600620
	日前出清支持	杨志昊	15809633695
	实时出清支持	鲁宏武	13459662263
	调频市场支持	杨志昊	15809633695
	调度计划支持	白海学	18152303140
三、宁夏电力交易中心有限公司			
交易组织	中长期交易	吴辰宁	4918283
	市场信息披露	思坤城	15532716940
交易结算	发电侧交易结算	赵一凡	4916226
	用户侧交易结算	陈妍	4918281
技术支持	交易平台保障	苏涛	5986909
四、宁夏电力市场营销部			
交易支撑	营销系统数据	何萍	4932384
技术支持	营销保障系统	闫旭阳	13629584682

附件 2

宁夏电力现货市场交易组织流程

(一) 日前现货市场 (D-1 日)

08:30 前, 电力交易机构通过电力交易平台向市场主体发布日前现货交易所需相关信息, 完成日前信息发布。

10:00 前, 市场主体完成日前现货电能量市场、辅助服务市场申报。

10:30 前, 电力调度机构完成日前现货市场和辅助服务市场预出清。

11:30 前, 电力调度机构将区内预出清结果、电力平衡裕度和可再生能源富余程度提交至电力交易机构, 通过电力交易平台向市场主体发布。

11:30 前, 市场主体通过电力交易平台完成省间日前现货市场申报, 具体申报信息详见《省间电力现货交易规则(试行)》。

15:00 前, 调度机构接收省间现货的出清结果, 依据各市场主体申报电能量价格曲线, 分解省间现货市场出清结果。

17:00 前, 调度机构依据富余新能源情况, 完成西北地区跨省调峰辅助服务市场、备用市场等短期跨省交易的申报。具体申报信息详见《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则(试行)》。

17:30 前, 调度机构采用系统负荷预测进行市场出清,

形成日前节点电价、统一结算点电价和中标电量。

18:00 前，调度机构根据日前电能量市场出清模型，采用全网用电负荷预测，确定机组组合和日前发电计划。

18:30 前，市场运营机构向市场主体发布日前电能量市场出清结果。

（二）实时现货市场（D 日）

T-120 分钟前（交易时段起始时刻为 T，下同），电力交易机构通过电力交易平台向市场主体发布省间日内现货交易所需相关信息。

T-110 分钟前，市场主体通过电力交易平台完成省间日内现货市场申报。

T-90 分钟前，电力调度机构完成市场主体省间日内现货市场申报数据的合理性校验，并将量价数据报送至国调中心。

T-60 分钟前，国调中心完成省间日内现货市场集中出清，下发省间日内现货交易结果和跨区联络线日内计划。

T-30 分钟前，西北网调完成西北调峰辅助服务市场出清，下发西北辅助服务交易结果和省间联络线日内计划。

附件 3

机组运行参数表

序号	申报内容	备注
1	机组额定有功功率	与发电业务许可证保持一致
2	机组深调极限出力	与试验报告保持一致
3	机组最大、最小可调出力	
4	机组有功功率调节速率	上升调节速率和下降调节速率
5	机组综合厂用电率	与试验报告保持一致
6	机组冷态启动时间	停机时间72小时以上
7	机组温态启动时间	停机时间10小时（含）至72小时（含）
8	机组热态启动时间	停机时间10小时以内
9	机组典型开机曲线	从并网至最小技术出力期间的升功率曲线
10	机组典型停机曲线	从最小技术出力至解列期间的降功率曲线
11	最小连续开机时间	表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，申报范围为0-24小时
12	最小连续停机时间	表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，申报范围为0-10小时

附件 4

市场核定参数表

序号	参数名称	建议值	备注
1	市场申报价格上下限	上限：1000元/兆瓦时 下限：40元/兆瓦时	
2	市场出清价格上下限	上限：1000元/兆瓦时 下限：40元/兆瓦时	
3	调频市场里程补偿申报价格上下限	上限：15元/兆瓦 下限：5元/兆瓦	
4	机组启动费用限额	燃煤机组各容量等级的冷态、温态、热态启动费用报价上限为： 100万千瓦级机组（300万元/次、240万元/次、180万元/次），60万千瓦级机组（200万元/次、160万元/次、120万元/次），30万千瓦级机组（110万元/次、88万元/次、66万元/次）。	各机组统一按对应容量等级的启动成本基准值申报。

附件 5

参与现货市场火电机组最小技术出力表

序号	调度名称	机组	装机/兆瓦	最小出力/兆瓦
1	大坝电厂	大坝电厂#1 机	330	82.5
2		大坝电厂#2 机	330	82.5
3		大坝电厂#3 机	330	90
4		大坝电厂#4 机	330	90
5	灵武电厂	灵武电厂#1 机	600	180
6		灵武电厂#2 机	600	180
7	马莲台电厂	马莲台电厂#1 机	330	99
8		马莲台电厂#2 机	330	99
9	石嘴山一电厂	石嘴山一电厂#1 机	350	70
10		石嘴山一电厂#2 机	330	66
11	石嘴山二电厂	石嘴山二电厂#1 机	330	66
12		石嘴山二电厂#2 机	330	66
13		石嘴山二电厂#3 机	330	66
14		石嘴山二电厂#4 机	330	66
15	西夏热电厂	西夏热电厂#2 机	200	58
16		西夏热电厂#1 机	200	58
17	中宁二电厂	中宁二电厂#2 机	330	99
18		中宁二电厂#1 机	330	99
19	大坝三期电厂	大坝三期电厂#5 机	600	180
20		大坝三期电厂#6 机	600	180
21	大武口热电厂	大武口热电厂#1 机	330	99
22		大武口热电厂#2 机	330	99
23	六盘山热电厂	六盘山热电厂#1 机	330	99
24		六盘山热电厂#2 机	330	99
25	鸳鸯湖电厂	鸳鸯湖电厂#1 机	660	198
26		鸳鸯湖电厂#2 机	660	198
27	国华宁东电厂	国华宁东电厂#1 机	330	59
28		国华宁东电厂#2 机	330	59
29	中卫热电厂	中卫热电厂#1 机	350	105
30		中卫热电厂#2 机	350	105
31	吴忠朔方热电厂	吴忠朔方热电厂#1 机	350	98
32		吴忠朔方热电厂#2 机	350	98
33	西夏热电二期电厂	西夏热电二期电厂#3 机	350	105
34		西夏热电二期电厂#4 机	350	105
35	尚德电厂	尚德电厂#2 机	660	165
36		尚德电厂#1 机	660	165

附件 6

电能量费用结算公式

(一) 发电侧经营主体

(1) 发电侧经营主体电能量电费包括中长期合约电能量电费、日前现货市场电能量电费、省间日内市场电能量电费、实时现货市场电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{电能量电费}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{省间日内}} + R_{\text{实时}}$$

式中：

$R_{\text{电能量电费}}$ 为发电侧主体电能量总电费；

$R_{\text{中长期}}$ 为发电侧主体中长期合约电能量电费；

$R_{\text{日前}}$ 为发电侧主体日前现货市场电能量电费；

$R_{\text{省间日内}}$ 为发电侧主体省间日内市场电能量电费；

$R_{\text{实时}}$ 为发电侧主体实时现货市场电能量电费。

(2) 发电侧主体中长期合约电费根据 t 时段的中长期合约电量与相应的合约电价计算，计算公式如下：

$$R_{\text{中长期}} = \sum [Q_{\text{中长期},t} \times (P_{\text{中长期},t} + P_{\text{日前},t} - P_{\text{中长期参考点},t})]$$

式中：

$R_{\text{中长期}}$ 为发电侧主体中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为发电侧主体中长期合约（含省间中长期交易、省间日前交易）分解在 t 时段内的电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为发电侧主体中长期合约在 t 时段的合约电价；

$P_{\text{日前},t}$ 为 t 时段发电侧主体日前现货市场节点电价；

$P_{\text{中长期参考点},t}$ 为 t 时段日前统一结算点电价。

(3) 发电侧主体日前现货市场中出清电量与中长期合约电量的偏差部分，按照日前市场节点电价结算，计算公式如下：

$$R_{\text{日前}} = \sum [P_{\text{日前},t} \times (Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期},t})]$$

式中：

$R_{\text{日前}}$ 为发电侧主体日前现货市场电能量电费；

$P_{\text{日前},t}$ 为 t 时段发电侧主体日前现货市场节点电价；

$Q_{\text{日前},t}$ 为 t 时段发电侧主体日前现货市场出清电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为发电侧主体中长期合约（含省间中长期交易、省间日前交易）分解在 t 时段内的电量。

(4) 发电侧主体省间日内电量按照省间日内电价结算，计算公式如下：

$$R_{\text{省间日内}} = \sum [P_{\text{省间日内},t} \times Q_{\text{省间日内},t}]$$

式中：

$R_{\text{省间日内}}$ 为发电侧主体省间日内市场电能量电费；

$P_{\text{省间日内},t}$ 为 t 时段发电侧主体省间日内结算电价；

$Q_{\text{省间日内},t}$ 为 t 时段发电侧主体省间日内结算电量。

(5) 发电侧主体实时现货市场中实际上网电量与日前市场出清电量偏差部分，按照实时市场节点电价结算。计算公式如下：

$$R_{\text{实时}} = \sum [P_{\text{实时},t} \times (Q_{\text{实际上网},t} - Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{省间日内},t})]$$

式中：

$R_{\text{实时}}$ 为发电侧主体实时现货市场电能量电费；

$P_{\text{实时},t}$ 为 t 时段发电侧主体实时现货市场节点电价；

$Q_{\text{实际上网},t}$ 为 t 时段发电侧主体实际上网电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为 t 时段发电侧主体日前现货市场出清电量；

$Q_{\text{省间日内},t}$ 为 t 时段发电侧主体省间日内结算电量。

当 $Q_{\text{新能源实际},t} \leq Q_{\text{新能源实时},t}$ 时，新能源实时现货电能量电费结算按上述公式进行，当 $Q_{\text{新能源实际},t} > Q_{\text{新能源实时},t}$ 时，其超过实时现货出清电量的增发部分，按照现货市场最低限价（40 元/兆瓦时）结算。此时新能源实时现货市场电能量电费计算公式如下：

$$R_{\text{新能源实时}} = \sum [P_{\text{新能源实时},t} \times (Q_{\text{新能源实时},t} - Q_{\text{新能源省间日内},t} - Q_{\text{新能源日前},t}) + P_{\text{最低限价}} \times (Q_{\text{新能源实际},t} - Q_{\text{新能源实时},t})]$$

式中：

$R_{\text{新能源实时}}$ 为新能源主体实时现货市场电能量电费；

$P_{\text{新能源实时},t}$ 为 t 时段新能源主体实时现货市场节点电价；

$Q_{\text{新能源实时},t}$ 为 t 时段新能源主体实时现货市场出清电量；

$Q_{\text{新能源省间日内},t}$ 为 t 时段新能源主体省间日内结算电量；

$Q_{\text{新能源日前},t}$ 为 t 时段新能源主体日前现货市场出清电量；

$Q_{\text{新能源实际},t}$ 为 t 时段新能源主体实际上网电量；

$P_{\text{最低限价}}$ 为省内电力现货市场最低限价。

用户侧电能量电费结算

(二) 用户侧经营主体 (批发用户和售电公司)

(1) 用户侧经营主体 (批发用户和售电公司) 电能量电费包括中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费。用户侧电能量电费计算公式如下：

$$R_{\text{电能量电费}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}}$$

式中：

$R_{\text{电能量电费}}$ 为用户侧主体电能量总电费；

$R_{\text{中长期}}$ 为用户侧主体中长期合约电能量电费；

$R_{\text{日前}}$ 为用户侧主体日前现货市场电能量电费；

$R_{\text{实时}}$ 为用户侧主体实时现货市场电能量电费。

(2) 用户侧主体中长期结算费用以用户分解曲线对应的电量及中长期约定的价格逐时段进行计算。计算公式如下：

$$R_{\text{中长期}} = \sum (Q_{\text{中长期},t} \times P_{\text{中长期},t})$$

式中：

$R_{\text{中长期}}$ 为用户侧主体中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为 t 时段用户侧主体中长期合约电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为用户侧主体中长期合约在 t 时段的合约电价。

(3) 日前偏差电费根据用户日前出清电量与中长期净合约分解曲线对应电量进行偏差结算。计算公式如下：

$$R_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

式中：

$R_{\text{日前}}$ 为用户侧主体日前现货市场电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧主体日前市场出清的 t 时段电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为 t 时段用户侧主体中长期合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 t 时段的统一结算点电价。

(4) 用户实时偏差根据用户实际用电量与日前市场出清电量之间偏差进行偏差结算，计算公式为：

$$R_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为用户侧主体实时现货市场电能量电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧主体实时市场 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧主体日前市场出清的 t 时段电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 t 时段统一结算点电价。

附件 7

宁夏电力现货市场试运行规则

(第六次结算试运行)

目录

第一章 总则	- 1 -
第二章 市场成员	- 2 -
第三章 市场价格机制	- 7 -
第四章 市场运营	- 8 -
第五章 日前现货市场	- 10 -
第六章 实时现货市场	- 33 -
第七章 辅助服务市场	- 46 -
第八章 市场衔接	- 50 -
第九章 市场结算	- 51 -
第十章 市场管理	- 78 -

第一章 总则

第一条 为规范宁夏电力现货市场的运行和管理，构建安全高效、竞争有序、风险可控的市场结构和市场体系，实现电力现货交易的公开、公平、公正，保障市场成员合法权益，促进宁夏电力现货市场的稳定、健康、有序、协调发展，制订本规则。

第二条 本规则依据《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）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知（发改价格〔2024〕196号）》等国家有关法律、法规和行业标准，结合宁夏电网实际情况，制定本规则。

第三条 本规则适用于宁夏电力现货市场的运营及管理，本规则所称现货市场指宁夏区内电力现货市场。

第四条 宁夏回族自治区发展和改革委员会（以下简称“自治区发展改革委”）和国家能源局西北监管局（以下简称“西北能源监管局”）负责组织制定宁夏电力现货市场规则，根据职能依法履行市场监管职责，对市场成员的行为实施监管。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。

经营主体包括满足准入条件的各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含独立储能和虚拟电厂等）。

电网企业指国网宁夏电力有限公司及增量配电网企业。

市场运营机构包括电力调度机构（国网宁夏电力调度控制中心）和电力交易机构（宁夏电力交易中心有限公司）。

第六条 发电企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，执行优先发电计划，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其它权利和义务。

第七条 电力用户的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供直接交易电力电量需求、典型负荷曲线及其它生产信息；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、上网环节线损费用、系统运行费用、缴纳政府性基金及附加，从电网企业获取增值税专用发票；

（三）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务，不泄露市场信息；

（四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、电力供应紧张等）按调度要求安排用电；

（五）遵守有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰用电；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任，接受政府监管；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）法律法规规定的其它权利和义务。

第八条 售电公司的权利和义务：

（一）按规定参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

（二）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

(三) 按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其它生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约经营主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

(四) 依法依规履行清洁能源消纳责任，接受政府监管；

(五) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(六) 法律法规规定的其它权利和义务。

第九条 新型经营主体权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场交易，签订和履行相关交易合同；

(二) 获得公平的输电服务和电网接入服务；

(三) 服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

(四) 按规定披露和提供信息，获取辅助服务市场交易结果等相关信息，并承担保密义务，不泄露市场信息；

(五) 法律法规规定的其它权利和义务。

第十条 电网企业的权利和义务：

(一) 保障电网及输配电设施的安全稳定运行；

(二) 为经营主体提供公平开放的输配电服务和电网接入服务；

(三) 服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

（四）向经营主体提供报装、结算、计量、抄表、收缴电费、维修等各类供电服务；

（五）按规定向交易主体收取输配电费用、上网环节线损费用、系统运行费用，代收代付电费和政府性基金及附加等；

（六）预测并确定优先购电电力用户和电网代理购电用户的电量需求，按政府定价向优先购电用户提供售电服务，执行厂网间优先发电等合同；

（七）按规定提供信息，承担保密义务，不泄露市场信息；

（八）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实行与电力交易机构的数据交互；

（九）法律法规规定的其它权利和义务。

第十一条 电力交易机构的权利和义务：

（一）参与拟定相应的电力交易规则、实施细则，编制交易计划；

（二）组织各类交易，负责交易平台及技术支持系统的建设与维护，并负责交易合同的汇总管理；

（三）按规定负责经营主体的注册管理；

（四）提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务等）及相关服务，按照规定适时收取交易服务费；

（五）监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告；

（六）配合西北能源监管局和自治区发展改革委对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；

（七）定期和不定期组织、发起市场管理委员会会议，对电力市场中重大事项进行讨论，充分发挥市场管理委员会议事作用；

（八）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为经营主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等；

（九）经授权开展经营主体信用评价，对经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

（十）法律法规规定的其它权利和义务。

第十二条 电力调度机构的基本权利和义务：

（一）按调度范围开展安全校核；

（二）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；

(三) 负责电力现货市场、辅助服务市场交易组织等工作；

(四) 做好电力现货市场技术支撑系统的运行维护；

(五) 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；

(六) 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果执行，保障电力市场正常运行；

(七) 向市场成员披露安全约束条件、原则，按照规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易及市场化服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据互换。

(八) 经授权在特定情况下实施市场干预或市场中止；

(九) 法律法规规定的其它权利和义务。

第三章 市场价格机制

第十三条 电力现货市场中，经营主体基于分时段电能量价格进行交易。

第十四条 现货市场采用分时节点电价机制。现阶段，发电侧按照所在节点价格进行结算，用电侧按照统一结算点价格进行结算。

第十五条 现货市场应设定报价限价和出清限价，报价限价不应超过出清限价范围。除正常交易的市场限价之外，

当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，可设置并执行二级价格限值。二级价格限值的上限可参考长期平均电价水平确定，一般低于正常交易的市场限价。

第十六条 辅助服务市场价格通过集中竞价和双边协商等方式形成。

第四章 市场运营

第一节 现货市场运营

第十七条 现货市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。

日前电力调度机构基于经营主体的交易申报信息以及机组运行与电网运行边界条件，通过安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序开展日前市场出清，形成运行日前现货交易结果。

实时电力调度机构基于经营主体的日前交易申报信息、日前开停机计划以及实时最新的机组运行与电网运行边界条件，通过安全约束经济调度（SCED）程序滚动开展实时市场出清，形成各时段现货交易结果。

第二节 辅助服务市场运营

第十八条 宁夏辅助服务市场现阶段主要为调频辅助服务市场，后期视市场运行情况开展备用、爬坡等辅助服务市场。

第十九条 调频经营主体包括调频服务提供者、调频费用分摊者。调频服务提供者为电力调度机构调管的满足技术条件的经营主体，按照调频市场出清结果和调频指令提供调频服务，获得调频补偿费用；调频费用分摊者为按照“谁受益、谁承担”原则承担调频补偿费用的经营主体。

第二十条 按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，考虑辅助服务实际效果对辅助服务提供者进行补偿。

第二十一条 调频辅助服务提供者准入条件：

（一）参与调频辅助服务交易的火电机组单机容量不低于 20 万千瓦；电储能调节容量不低于 1 万千瓦，持续充电时间不少于 2 小时；虚拟电厂需满足相关条件。

（二）按并网管理规定安装 AGC 装置并通过相应测试，AGC 性能应满足《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》的相关要求。市场初期不设置综合调频性能准入门槛，所有调频机组均可参与调频市场，后续视市场运行情况适当增加综合调频性能准入门槛。

第二十二条 调频辅助服务市场采用“日前按修正价格排序、日内正式出清并实时调度”的模式开展，经营主体日前申报调频辅助服务报价。实时现货市场运营机构综合系统调频容量需求、机组调频性能指标、机组调频里程报价，及机组实际调频容量，出清参与调频的机组。

第二十三条 调频市场费用包括调频补偿费用和调频分摊费用，采用收支平衡、日清月结的方式计算。

第二十四条 按照国家发改委、国家能源局要求，探索并完善调峰辅助服务市场与现货市场的融合机制。现货市场结算试运行期间，暂停省内日前、实时深度调峰市场。火电机组在现货市场中根据西北能源监管局发布的机组发电调峰能力核定结果申报运行下限。

第五章 日前现货市场

第一节 组织方式

第二十五条 日前现货市场交易按日组织，每个竞价日（D-1）组织运行日（D）96个时段（00:15~24:00，每15分钟为一个时段）的日前电能量交易。

第二十六条 日前现货市场采用“全电量申报、集中优化出清”的方式开展。电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划、发输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以发电成本最小为优化目标，依次采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）模型进行集中优化计算，出清得到运行日的机组启停计划、发电出力曲线以及分时节点电价。

第二节 交易申报

第二十七条 日前现货电能量市场为按日连续运行的市场，各经营主体需每日向市场运营机构提交申报信息。所有市场机组必须通过电力市场交易系统完成日前电能量市场交易申报。

第二十八条 各类经营主体按照如下方式参与市场：

（一）水电企业

水电企业综合来水情况、水利枢纽安全、上下游灌溉、民生用水等综合需求，在满足系统安全的基础上，优先安排发电，不参与现货市场，作为市场出清的边界条件。

（二）新能源企业

新能源企业以交易单元为单位自主选择按照“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。其中分布式光伏、分散式风电、扶贫电站、自治区发展改革委明确的全额收购电站等新能源企业不参与现货市场。

（三）火电企业

参与宁夏区内电力电量平衡的区内统调煤电企业以机组为单位按照“报量报价”的方式参与现货市场。直流配套电源、自备电厂作为市场出清的边界条件。燃气机组暂不参与现货市场，作为市场出清的边界条件。

（四）用户与售电公司

用户与售电公司按照“报量不报价”的方式参与现货市场。

（五）电网企业代理购电用户

电网企业代理购电按照“不报量不报价”方式参与现货市场，偏差电量接受实时现货市场分时价格。

（六）独立储能

独立储能自主选择按照“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。

事故情况下，或现货市场的出清结果不满足电网运行实际时，调度机构可按需调整独立储能充放电计划，保障电网安全和电力平衡。

（七）虚拟电厂

虚拟电厂自主选择按照“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。

第二十九条 火电机组申报交易信息主要包括：电能量报价、火电机组启动费用、火电机组运行上下限。

电能量报价：火电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格。火电机组的电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过十段，可自由选择 3-10 段进行申报；每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。

最小稳定技术出力不为零的火电机组，第一段出力区间起点应为核定的火电深调出力下限，原则上应与机组申报分时段运行下限的最小值保持一致，最后一段出力区间终点为机组的额定容量，每一个报价段的起始出力点必须为上一个

报价段的出力终点。报价曲线必须随出力单调非递减。每连续两个出力点间的最小长度为 $\text{Max}\{(\text{额定有功功率}-\text{最低技术出力})\times 5\%, 1 \text{兆瓦}\}$ ，每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限和下限限制。在机组组合计算阶段，机组运行下限以下的容量部分按照首段报价进行填补。

火电机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为万元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

火电机组运行上下限：火电机组考虑自身实际情况和低负荷运行能力，申报运行日96点最大、最小发电能力（兆瓦）。

第三十条 新能源场站申报交易信息分“报量报价”“报量不报价”两种情况。

（一）“报量报价”方式下，申报电能量报价和新能源发电预测曲线。

电能量报价：新能源场站的电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过十段，可自由选择3-10段进行申报；每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时），出力上限为电站额定容量，出力下限为零。

新能源发电预测曲线：新能源场站应根据自身机组、设备检修情况，申报运行日96点发电预测曲线。新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按零申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

（二）“报量不报价”方式下，仅申报新能源发电预测曲线。

新能源发电预测曲线：新能源场站应根据自身机组、设备检修情况，申报运行日96点发电预测曲线。新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按零申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

第三十一条 批发用户、售电公司申报交易信息主要为用电需求曲线。

（一）批发用户在电力市场交易系统中申报运行日的用电需求曲线，即运行日每小时用电负荷，申报用电需求最高不超过用户报装容量的 $k_{\text{批发用户申报需求系数}}$ 倍（ $k_{\text{批发用户申报需求系数}}$ 暂取1.05）。

（二）售电公司在电力市场交易系统中申报其代理用户运行日的用电需求曲线，即运行日每小时的用电负荷，申报用电需求最高不超过其代理用户报装容量之和的 $k_{\text{售电公司申报需求系数}}$ 倍（ $k_{\text{售电公司申报需求系数}}$ 暂取1.05）；

批发用户和售电公司申报的用电需求曲线作为日前电能量市场结算依据，不作为日前电能量市场出清的边界条件。批发用户和售电公司申报的用电需求曲线即为日前电能量市场的中标曲线。市场初期申报24点用电需求曲线，具备条件后开展96点申报。

第三十二条 独立储能申报交易信息分“报量报价”“报量不报价”两种情况。

（一）“报量不报价”方式下，申报未来两日192点充放电曲线。

（二）“报量报价”方式下，申报未来两日充放电出力价格曲线。

充放电出力价格曲线：最低申报不少于3段，最高申报不超过10段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时）。充电功率以负值表示，放电功率以正值表示。第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为额定放电功率，每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价属于前一段报价。每段报价的出力区间长度不得小于报价出力段单段最小区间长度，即 $\max\{(\text{额定放电功率}-\text{额定充电功率})\times 5\%, 1\text{兆瓦}\}$ ，且出力区间不得跨越充电、放电功率。每段报价的电能量价格均不

可超过规定的电能量申报价格上下限范围。报价曲线随出力增加单调非递减。

第三十三条 虚拟电厂申报交易信息分“报量报价”“报量不报价”两种情况。

(一)“报量不报价”方式下，申报信息同售电公司。

(二)“报量报价”方式下，D-1日申报D日用电负荷上下限以及递减的3-20段用电电力-价格曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清，形成D日用电计划曲线。具备上网能力的虚拟电厂，自主决策申报负荷状态下的3-10段量价曲线和发电状态下的3-10段量价曲线，以及发电运行出力上下限和负荷运行用电上下限，作为全天24小时参与现货市场的出清依据。

第三十四条 经营主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。发电机组提交申报信息后，由电力调度机构对申报信息进行审核。

发电企业在日前电能量市场中申报的信息，将封存用于实时省内现货市场，日内不再进行价格申报。

第三十五条 发电机组缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的发电机组未按时在现货电能量市场中进行申报时所采用的默认量价参数。

对于发电侧经营主体，迟报、漏报或不报者均默认全容量采用缺省值作为申报信息，缺省值也未申报的，发电侧全容量以现货最低限价作为申报信息；对于用户侧经营主体，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息，缺省值也未申报的，以中长期合约曲线作为申报信息。

第三节 边界条件

第三十六条 日前省内现货市场组织的边界条件包括日前电网运行边界条件和日前机组运行边界条件两大类。

第三十七条 日前电网运行边界条件包括负荷预测、省间联络线计划、非市场机组发电计划、备用约束、输变电设备检修计划、输变电设备投产与退役计划、电网安全约束。

（一）负荷预测

日前负荷预测包括次日96点系统负荷曲线预测、96点的220千伏母线负荷预测。

系统负荷预测是指预测运行日零时开始的每15分钟的统调口径负荷需求，每天共计96个点。调度机构负责开展运行日全网的负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求响应及有序用电等情况。

母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每15分钟的220千伏母线节点负荷需求，每天共计96个点。区内各地市

供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方小电厂出力预测、需求响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。如各供电企业提交的母线负荷预测之和与系统负荷预测存在偏差，则由技术支持系统以各节点的负荷预测值为比例分摊偏差。

（二）省间联络线计划

省间中长期交易（包括国家指令性计划、政府协议和市场化省间交易）、省间现货交易、应急调度交易、西北省间短期交易等形成的省间联络线计划，作为日前现货市场组织的边界条件。

（三）非市场机组发电计划

不参与现货市场机组包括：直流配套火电、自备电厂，水电机组，新能源扶贫项目、分散式及分布式等项目，燃气、生物质能和垃圾发电机组等。

自备电厂：优先满足自备生产所需电量，余量部分按照系统运行实际需要安排发电。

水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全、上下游灌溉、民生用水等综合需求，在满足系统安全的基础上，优先安排发电。编制机组发电计划时，应避开机组振动区安排发电。

新能源扶贫项目、分散式及分布式等项目：依据场站申报的次日96点发电预测曲线，在满足系统安全和电力平衡的基础上，优先安排发电。

燃气、生物质能和垃圾发电机组等：综合考虑资源供应情况、机组供热情况、年度政府定价电量和系统运行实际需要安排发电。

（四）备用约束

电力调度机构根据系统运行需要，综合考虑负荷短期变化、新能源出力波动、主要故障预想等情况下的系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用要求。日前电能量市场出清结果需满足运行日的各项备用要求以及D日晚峰最大负荷点的备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。

（五）输变电设备检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，在竞价日前批复确定运行日的输变电设备检修计划，作为现货市场出清的边界条件。

（六）输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划，作为现货市场出清的边界条件。

（七）电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货电能量市场优化出清的边界条件。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

出现以下情况时，电力调度机构可调整线路极限功率、断面极限功率：

（1）因上级调度指令要求或系统安全运行需要，将线路、断面潮流控制在指定值以内；

（2）因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需要提高安全裕度将线路、断面潮流控制在指定值以内；

（3）其它保障电网安全可靠供应需要将线路、断面潮流控制在指定值以内。

为应对电网运行边界的不确定性，确保电网安全稳定运行和可靠供应，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。原则上，按照在断面极限值基础上扣除3%-5%后的限值作为控制要求。

第三十八条 日前机组运行边界条件主要包括：发电机组状态约束、发电机组出力上下限约束、发电机组最早可并网时间、发电机组调试计划、机组启停出力曲线以及发电机组一次能源供应约束。

（一）发电机组状态约束

电力调度机构应根据机组检修批复以及调试（试验）计划批复情况，确定运行日其调管范围内机组的96点状态，作为日前电能量市场出清的边界条件。

机组状态分为可用及不可用两类。处于可用状态的机组，相应时段内按照本细则要求参与日前电能量市场出清；处于不可用状态的机组，相应时段内不参与日前电能量市场出清。

（1）可用状态：机组处于运行状态、备用状态以及调试（试验）状态时均视为可用状态。当发电机组处于可用状态但实际未能正常调用时，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

（2）不可用状态：不可用状态包括机组检修、故障停运以及其它情况。

机组检修：按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于检修工期内的调试阶段，则电厂可将该机组置为调试状态。

故障停机：机组因自身缺陷或故障停运，无法恢复运行的状态。

其它情况：因其它因素导致的机组不可用状态。

（二）发电机组出力上下限约束

电力调度机构根据发电机组的额定有功功率、日前申报出力限额、检修和调试（试验）批复等情况，确定运行日调

管范围内发电机组的96点机组出力上下限约束，作为日前现货市场出清的边界条件。正常情况下，发电机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小技术出力（火电机组为其申报的考虑低负荷运行后的最小技术出力，其余发电类型最小发电能力为0）。

（三）发电机组最早可并网时间

若发电机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，发电机组需申报运行日最早可并网时间，若发电机组未及时申报，则最早可并网时间默认为运行日0:00。其最终是否开机及并网时间以安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）一体化程序出清及电力调度机构校核结果为准。

（四）发电机组调试计划

1.新建机组调试

新建的非市场机组和未获得直接交易资格的市场机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成满负荷试运行后，电力调度机构在保证电力供需平衡以及电网安全的前提下，按照系统运行需要和有关发电调度原则安排发电。

新建的获得直接交易资格的市场机组在并网调试期间按照调试需求安排发电；完成满负荷试运行当天（D）的次日（D+1），机组可参与（D+2）日的日前电能量市场申报及出清。市场机组完成满负荷试运行后，在满足系统安全的

基础上，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日(D+2)当天零点；(D+2)日起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

2.在运机组试验（调试）

非系统运行原因处于调试状态的市场机组运行日全天各时段均固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中作为价格接受者进行出清。非调试时段，原则上按机组可调出力下限安排。

因系统运行原因处于调试状态的市场机组在相应的调试时段固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构安排的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中作为价格接受者进行出清。非调试时段，按照电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

（五）机组启停出力曲线

机组启停出力曲线分为发电机组开机曲线和停机曲线。发电机组开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小稳定技术出力期间的升功率曲线，时间间隔一般为15分钟；发电机组停机曲线，即机组在停机过程中，从最小稳定技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔一般为15分钟；

第三十九条 D-1 日 9:00 前，通过电力交易平台发布运行日的预边界条件信息（日前现货市场出清将以下午更新后的正式边界条件开展）。主要内容包括：

- （1）发输变电设备检修计划；
- （2）必开必停机组名单及总容量；
- （3）开停机不满最小约束时间机组名单；
- （4）系统负荷预测；
- （5）电力电量供需平衡预测；
- （6）省间联络线输电曲线预测；
- （7）发电总出力预测；
- （8）非市场机组总出力预测；
- （9）新能源总出力预测；
- （10）水电（含抽蓄）总出力预测。

第四节 机组参数

第四十条 所有发电机组需向电力调度机构提供准确的机组运行参数，申报信息接受市场运营机构监督考核，并经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。发电机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认输入参数。机组的运行参数包括：

- （一）发电机组额定有功功率（新能源场站为全厂额定有功功率），单位为兆瓦；

(二) 发电机组最大、最小技术出力（仅限火电），单位为兆瓦。

(三) 机组有功功率调节速率，单位为兆瓦/分钟；

(四) 厂用电率（火电为每台机组的厂用电率，其余电厂为全厂厂用电率），单位为百分数；

(五) 发电机组冷态启动时间（仅限火电），即机组处于冷态情况下开始启动至机组并网所需的时间，单位为小时；

(六) 发电机组温态启动时间（仅限火电），即机组处于温态情况下开始启动至机组并网所需的时间，单位为小时；

(七) 发电机组热态启动时间（仅限火电），即机组处于热态情况下开始启动至机组并网所需的时间，单位为小时；

(八) 最小连续开机时间（仅限火电），表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时，申报范围为0-72小时；

(九) 最小连续停机时间（仅限火电），表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时，申报范围为0-24小时；

(十) 典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小稳定技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为15分钟；

(十一) 典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小稳定技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为15分钟；

(十二) 调度机构所需的其它参数。

第四十一条 独立储能的运行参数包括：

(1) 额定容量，单位为兆瓦时。

(2) 额定充电、放电功率，单位为兆瓦。

(3) 最大、最小可调出力，单位为兆瓦。若未申报，充电状态时，最大、最小可调出力默认分别为 0 和额定充电功率（以负值表示）；放电状态时，最大、最小可调出力默认分别为额定放电功率（以正值表示）和 0。

(4) 最大、最小荷电状态，单位为百分数，默认分别为 100%和 0%。荷电状态是指储能实际存储电量占额定容量的比值。

(5) 综合厂用电率，单位为百分数。

(6) 电力调度机构所需的其它参数。

第四十二条 不涉及物理运行参数信息的变更，由发电企业、储能直接向电力交易机构提供相应的变更参数；涉及物理运行参数信息的，由发电企业、储能向电力调度机构提供相应参数，由电力调度机构确认后向电力交易机构提供。

第四十三条 当发电企业有修改缺省参数需求时，需向调度机构提出申请，通过规定程序进行更改。

第四十四条 核定参数主要包括火电机组的启动费用上限，供热机组供暖期最大/小技术出力，以上信息作为现货市场火电机组优化和出清依据。相关的核定参数标准按照自治区发展改革委、西北能源监管局相关要求执行。

第五节 交易流程

第四十五条 运行日前二日（D-2日）17:30前，电力交易机构通过组织中长期市场交易形成经营主体D日的中长期结算曲线。

运行日前两日（D-2日）17:30前，国调中心、西北网调下发D日的省间联络线预计划。

运行日前两日（D-2日）17:30前，电力调度机构批复D日的发输变设备和机组检修、调停计划。

运行日前两日（D-2日）17:30前，水电企业申报运行日（D）的计划上网电力，生成水电企业的计划上网曲线。

运行日前一日（D-1日）09:00前，电力交易机构通过电力交易平台向经营主体发布日前现货交易所需相关信息，完成事前信息发布。

运行日前一日（D-1日）10:00前，经营主体完成日前现货电能量市场、辅助服务市场申报。

运行日前一日（D-1日）10:30前，电力调度机构完成日前现货市场和辅助服务市场预出清。

运行日前一日（D-1日）11:00前，电力调度机构将区内预出清结果、电力平衡裕度和可再生能源富余程度提交至电力交易机构，通过电力交易平台向经营主体发布。

运行日前一日（D-1日）11:00前，经营主体通过电力交易平台完成省间日前现货市场申报，具体申报要求详见《省间电力现货交易规则（试行）》。

运行日前一日（D-1日）15:00前，调度机构接收省间现货的出清结果，依据各经营主体申报电能价格曲线，分解省间现货市场出清结果。

运行日前一日（D-1日）17:00前，调度机构依据电力电量平衡情况，完成西北省间短期交易的申报。

运行日前一日（D-1日）18:00前，调度机构根据日前电能市场出清模型，采用全网用电负荷预测，确定机组组合和日前发电计划，形成日前节点电价、统一结算点电价和中标电量。

运行日前一日（D-1日）18:30前，市场运营机构向经营主体发布日前电能量市场出清结果。

第六节 日前市场出清

第四十六条 调度机构基于经营主体申报信息，综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、外送电力曲线、特殊机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以发电成本最小化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）算法、安全约束经济调度（SCED）算法进行全电量集中优化计算，出清得到运行日（D

日)的机组启停计划、节点电价、统一结算点电价和发电出力曲线。

第四十七条 日前电能量市场出清计算过程如下:

(一) 在日前现货市场预出清阶段,调度机构根据运行日省内短期负荷预测、外送电计划确定市场边界,基于发电侧申报的量价信息,考虑电网安全约束和机组运行约束,以发电成本最小化为目标,执行安全约束机组组合(SCUC)计算,优化出清得到日前计划机组组合和富余发电能力,以此为基础组织参与省间现货市场。

(1) 以运行日(D日)全时段发电成本最小化为目标函数,满足运行日(D日)的负荷预测、外送计划、备用容量需求、线路及断面传输容量极限、机组出力上下限、机组爬坡速率及最小连续开停机时间等约束条件,同时考虑机组报价,计算运行日(D)机组启停机计划和富余发电能力。

(2) 确定运行日系统各时段备用容量时,需考虑新能源预测准确率置信因子。

(3) 当机组申报的启动费用、空载费用、电能量报价相同,且其它物理参数一致时,按照最后一次有效申报时间先后顺序依次出清。

(二) 在日前市场正式出清阶段,调度机构根据运行日统调负荷预测和经营主体申报量价信息,以发电成本最小化为目标,运行安全约束机组组合(SCUC)和安全约束经济

调度（SCED）程序，优化出清得到日前现货市场的调度计划，包括运行日机组组合以及机组出力计划曲线，作为运行日发电调度依据。

第四十八条 日前电能量市场出清原则如下：

（一）非市场化机组

燃气企业、水电企业、分布式光伏、分散式风电、扶贫机组、垃圾发电、生物质发电、自治区发展改革委明确的全额收购电站等作为市场出清的边界条件，不参与报价，作为现货市场的出清边界。

（二）市场化机组

市场化新能源场站、火电机组、独立储能及虚拟电厂通过安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）程序优化计算，获得日前电能量市场出清的机组启停计划和各时段中标电量与节点价格。

（三）特殊机组

（1）调试（试验）机组。

调试阶段的机组按照调试需求安排发电，作为日前电能量市场出清的边界条件。在新建机组完成满负荷试运行后，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（D日）当天零点；在完成满负荷试运行到（D日）日零点之间，该台机组作为固定出力机组，不参与市场优化，不参与市场定价，作为市场价格接受者。

运行日（D日）当天零点起，该台机组按照日前电能量市场的交易规则参与出清。申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机，不参与优化。在调试时段外，按照电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

（2）最小连续开机时间内机组。

发电机组开机运行后，在其最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。

某交易时段中，若最小连续开机时间内机组未中标或仅中标最小稳定技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（3）处于开/停机过程的机组。

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与优化。处于停机状态的发电机组，在机组从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，处于开/停机过程的机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第四十九条 日前电能量市场出清形成次日每 15 分钟的节点电价、统一结算点电价和发电计划。

第七节 安全校核

第五十条 为保证电网运行安全和电网输配电设备运行控制要求，日前电能量市场需要对出清结果进行安全校核。安全校核分为电力平衡校核和安全稳定校核。

第五十一条 电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束要求。

第五十二条 安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。

第五十三条 若存在平衡约束、安全约束无法满足要求的时段，调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织需求响应以及调度机构认为有效的其它手段，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第八节 交易结果发布及日前调度计划

第五十四条 竞价日（D-1日）18:30前，交易机构向经营主体发布日前电能量市场交易出清结果。

第五十五条 原则上日前电能量市场发电侧出清结果即为日前的发电调度计划。

第五十六条 日前市场出清后，若出现以下情况时，调度机构可根据最新边界条件，基于经营主体的日前电能量市场报价，

采用日前电能量市场出清程序，对运行日（D日）的机组启停计划、机组分时出力计划进行调整，以保证电力平衡、电网运行安全以及清洁能源消纳，同时向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的发电计划下发至各发电企业，作为日前预调度的依据。日前电能量市场结算依据（包括机组/场站中标出力计划及市场出清价格）仍以第一次出清结果为准。

（一）因天气条件等变化导致次日负荷预测偏差超过10%；

（二）联络线计划因电网故障等原因，导致联络线计划调整偏差超过10%；

（三）关键输变电设备因故障、临时检修或计划检修延期等原因，导致线路传输能力或系统备用偏差超过10%；

（四）由于机组因自身原因发生的临时跳闸、直流闭锁等事故，故障机组出力之和大于中标机组总出力的10%。

第六章 实时现货市场

第一节 组织方式

第五十七条 实时现货市场定位为在日前电能量市场出清的基础上，依据日内超短期负荷预测、新能源功率预测申报等边界条件变化，按照规则形成实时发电计划与实时节点电价。

实时运行时，电力调度机构基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息，根据超短期负荷预测、新能源发电预测，

日内省间现货交易结果、日内西北省间短期交易结果等边界条件，以全网发电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，滚动出清得到未来 15 分钟至 2 小时各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

第二节 边界条件

第五十八条 日前现货交易所形成的机组组合、日内超短期系统负荷与母线负荷预测、日内新能源发电的超短期预测出力、日内省间现货交易结果、日内西北省间短期交易结果，原则上作为实时省内现货市场出清的边界条件。

（一）超短期负荷预测

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时统调口径负荷需求。调度机构根据实际情况对超短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、节假日或社会大事件影响、政府环保要求等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时 220 千伏母线节点负荷需求。调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

（二）省间联络线计划

国调中心、西北网调基于日前省间联络线计划，综合考虑日内省间现货交易结果、区域电力平衡、电网安全约束、清洁能源消纳等，更新实时省间联络线计划并下发。

（三）日内省间短期交易结果

宁夏参与省间短期交易参照相关市场规则执行。日内省间短期交易结果作为实时电能量市场出清的边界条件。

（四）发电机组及输变电设备检修执行

电力调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

（五）运行备用

电网实时运行应满足每日下达的运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

（1）若宁夏电网系统备用容量无法满足要求，在全网备用容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，电力调度机构可向西北网调申请备用支援；

（2）若宁夏电网系统备用容量无法满足要求，且西北网调无法提供支援时，电力调度机构可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行有序用电等；

(3) 发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率在规定范围内。

(六) 电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件与日前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其它边界条件发生变化、电网保电期间、恶劣天气预警期间或其它情况，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向经营主体进行发布。

在实时运行中，为应对运行边界的不确定性，确保电网安全稳定运行和可靠供应，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。原则上，按照在断面极限值基础上扣除 3% -5% 后的限值作为实时控制要求。事故发生后 30 分钟以内，系统备用应恢复正常。

(七) 实时机组运行边界条件准备

实时电能量市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经调度机构审核同意，由电力调度机构确认后，在技术支持系统中对实时电能量市场的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行实时电能量市场出清计算。

(八) 发电机组预计并网/解列时间

电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间，在技术支持系统中对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后

的参数进行实时电能量市场出清计算。

（九）发电机组出力上/下限约束

当机组因设备故障、燃料供应等原因发生出力限高/限低时，电厂应及时向所属电力调度机构提交出力限制申请，经所属电力调度机构审核同意后，电力调度机构在技术支持系统中将该台发电机组的出力上/下限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上/下限进行实时电能量市场出清计算。

（十）发电机组故障而要求的出力计划调整

机组发生故障后，若要对机组出力计划进行调整，需明确具体的发电出力计划对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行，作为固定出力机组参与市场。

（十一）发电机组调试及试验计划执行

原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试及试验计划等情况。

（十二）超短期新能源出力预测

新能源场站在实时现货市场申报超短期发电预测。电力调度机构对新能源特许权及扶贫、分布式及分散式等新能源场站拟合的发电曲线进行安全校核，通过校核后将其最新出力曲线作为实时现货市场出清边界条件。

（十三）机组故障停运

运行日机组发生故障停运，分当日恢复和次日恢复等情况考虑。当日可恢复并网的，请示电力调度机构并经审核同意后，可于当日并网。次日可恢复并网的，请示调度机构并经审核同意后，可于次日并网，价格按照该机组最近一个运行日的报价参与实时市场优化出清。其它情况，按照现货规则参与日前市场申报。

（十四）发电机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程中，以机组当前实时出力为起点，电力调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线，滚动修改未来 2 小时机组发电计划，直至机组出力上升至最小稳定技术出力。

发电机组停机过程中，以机组当前实时出力为起点，电力调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线，滚动修改未来 2 小时机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

第三节 机组参数

第五十九条 实时发电机组物理运行参数变化

实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，各经营主体在实时电能量市场中不再进行价格申报。

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时通过所属市场运营机构的技

术支持系统进行报送，经电力调度机构审核同意确认后生效。
主要包括以下信息：

（1）开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小稳定技术出力）；

（2）停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；

（3）最新的预计并网/解列时间；

（4）机组出力上/下限变化情况；

（5）调试（试验）机组出力变化情况；

（6）机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况；

（7）其它可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

第四节 交易流程

第六十条 实时电能量市场的交易组织流程：

运行日（D）T-120 至 T-110（交易时段起始时刻为 T，下同），发电侧经营主体依据实时现货市场滚动出清结果以及富余发电能力，完成日内省间现货量价申报。

运行日（D）T-90 前，完成省内经营主体省间现货申报数据合理性校验，并将申报数据整合提交至省间电力现货交易平台。

运行日 (D) T-60 至 T-30, 市场运营机构依据日内省间现货交易出清结果和电力电量平衡情况, 参与西北省间短期市场。

运行日 (D) T-30 前, 现货市场技术支持系统读取 T 时刻系统超短期负荷预测、最新联络线外送计划、新能源超短期预测、实时断面限额、设备及机组状态等信息, 作为实时现货市场出清计算的边界和约束条件, 结合发电企业日前报价信息, 准备开始下一交易时段现货市场出清计算。

运行日 (D) T-30 至 T-15, 开展调频市场出清调用, 确定 T 至 T+15 时段参与调频的经营主体, 并开展实时现货市场安全约束经济调度 (SCED) 出清计算。

第五节 实时市场出清

第六十一条 实时电能量市场出清计算过程如下:

在日前开机组合基础上, 调度机构基于发电侧申报量价信息和系统超短期负荷预测, 采用安全约束经济调度 (SCED) 程序计算得到实时节点电价、统一结算点电价和实时机组出力曲线。

(1) 以发电成本最小化为目标, 通过考虑系统安全约束的经济调度 (SCED) 算法得到节点电价、统一结算点电价、满足负荷预测、外送计划、备用容量需求、线路及断面传输容量极限、机组出力上下限、机组爬坡速率等约束的实时机组出力曲线。

(2) 当报价相同时，按照同报价段的申报电量比例安排出清和中标电量。

第六十二条 为保证电网运行安全和电网输配电设备运行控制要求，在实时电能量市场出清后，需要对出清结果进行安全校核。

第六十三条 实时电能量市场出清形成未来 15 分钟的节点电价、统一结算点电价和发电计划。

第六节 特殊机组出清机制

第六十四条 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

(一) 必开机组

在日前现货市场中指定为必开机组的发电机组，在实时现货市场中的相应时段同样视为必开机组。

在日前现货市场中未指定为必开机组的运行机组，在实时现货市场中因系统运行需要，电力调度机构可在相应时段临时设置为必开机组，指定最小出力即为必开最小出力，出清机制与日前现货市场中必开机组的出清机制一致。

(二) 调试（试验）机组

(1) 调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时现货市场中按照调试需求安排发电，出清机制与日前现货市场中调试阶段的新建机组出清机制一致。

(2) 开展试验的在运机组

在日前现货市场中申报了运行日试验计划的在运发电机组，在实时现货市场中同样视为试验机组，出清机制与日前现货市场中开展试验的在运机组出清机制一致。

（三）最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场中最小连续开机时间内机组出清机制一致。

（四）处于开/停机过程中的机组

处于开/停机过程的发电机组，在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场中处于开/停机过程机组出清机制一致。

（五）因故障需调整出力计划的机组

若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，在故障处理的时段内，机组出力固定为机组申报并经电力调度机构审核同意的发电出力值，相应时段内该台机组不参与市场定价。

故障处理结束后，从下一个交易时段开始，按照机组电能报价参与实时现货市场优化出清。

（六）临时新增开机机组

临时新增开机机组指在日前现货市场中未被列入机组开机组合，在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。

实时现货市场中，临时新增开机机组根据其报价参与市

场优化出清。临时新增开机机组按照申报的启动费用获得启动补偿。

（七）临时新增停机机组

临时新增停机机组指在日前现货市场中被列入机组开机组合，在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增停机的机组。

原则上，在日前现货市场中已经中标列入机组组合的机组，不在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节安排停机。若由于电网运行安全和清洁能源消纳需要安排已中标机组停机的，分以下两种情况处理：

（1）机组在竞价日处于开机状态，在日前现货市场出清结果中机组开机状态保持不变，被列入机组组合，在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，机组按照调度指令停机，相应的电能量偏差按照实时现货市场的偏差结算原则进行处理，同时按时段统计其现货市场收益，并对现货市场收益为负的时段进行补偿。

（2）机组在竞价日处于停机状态，在日前现货市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，若调度计划重新下发机组时已经完成点火工作，则机组按照调度指令停机，并按照申报的启动费用获得补偿；若调度计划重新下发时机组未完成点火工作，则机组按照调度计划停

机，不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台同意机组点火的时间为准。相应的电能量偏差按照实时现货市场的偏差结算原则进行处理，同时按时段统计其现货市场收益，并对现货市场收益为负的时段进行补偿。

第七节 安全校核

第六十五条 实时现货市场安全校核与日前现货市场中的安全校核方法一致。

第八节 实时运行调整

第六十六条 电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力实时平衡。

第六十七条 电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构及时处理，无需考虑经济性。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时现货市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并事后通过电力交易平台发布。

发生下列情况之一时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- (1) 电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- (2) 系统频率或电压超过规定范围时；

(3) 系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；

(4) 输变电设备过载或超出稳定限额时；

(5) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；

(6) 发生极端恶劣天气可能对电网安全造成影响时；

(7) 电力设备缺陷影响电网安全时；

(8) 电网上、下备用紧张，影响实时电力平衡时；

(9) 新能源发电预测、负荷预测与实际偏差较大，影响实时电力平衡时；

(10) 为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；

(11) 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其它情形。

在出现上述情况之一时，电力调度机构可采取以下措施：

(1) 改变机组的发电计划；

(2) 令发电机组投入或退出运行；

(3) 调整电网运行方式，包括调整设备检修计划和停复役计划；

(4) 调整省间联络线送受电计划；

(5) 采取负荷管理措施；

(6) 调整断面限额，设置临时断面；

(7) 投入或退出机组调频模式；

(8) 暂停部分或全部实时现货市场交易；

(9) 电力调度机构认为有效的其它手段。

第六十八条 实时运行过程中若经营主体出现违反电力系统安全及相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应及时记录并按相关规定进行处置，严重情况可对相应经营主体实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由经营主体自行承担。

第六十九条 电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，电力调度机构对事件经过、计划调整情况进行记录，并向经营主体发布。

第九节 交易结果发布

第七十条 运行日后一日（D+1 日）市场运营机构向经营主体发布实时市场交易出清结果。

第七章 辅助服务市场

第一节 基本参数

第七十一条 AGC 单元是以 AGC 装置为单位进行划分，一个 AGC 单元指电厂一套 AGC 装置所控制的所有机组的总称。

第七十二条 调频里程指某段时间内 AGC 单元响应 AGC 控制指令的调频里程之和。其中，AGC 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：

$$D = \sum_{i=1}^n D_i$$

式中， D_i 为 AGC 单元第 i 次的调频里程，单位为兆瓦， n 为调节次数。

第七十三条 AGC 综合性能指标 k 用于衡量 AGC 单元响应 AGC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率 (k_1)、响应时间 (k_2) 与调节精度 (k_3)。

$$\text{AGC 综合性能指标 } k = 0.25 \times (2 \times k_1 + k_2 + k_3)$$

$$\text{调节速率 } k_1 = \text{AGC 单元实际速率} / \text{标准调节速率}$$

其中标准调节速率按西北“两个细则”规定执行 (k_1 上限为 3)。

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

AGC 单元响应延迟时间指 AGC 单元动作与 AGC 单元接到 AGC 命令的延迟时间，AGC 单元响应时间限值按西北两个细则规定执行。

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

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

第二节 组织模式

第七十四条 调频市场交易采用“日前按修正价格排序、日内正式出清并实时调度”的模式开展。

第三节 交易申报

第七十五条 符合准入条件的 AGC 单元在日前进行调频市场申报，申报信息为调频里程报价。

第七十六条 出现迟报、漏报的情况，电力调度机构采用该机组上一次申报信息（或缺省报价信息）进行调频市场出清；若参与申报的调频资源无法满足电网需求，调度机构对该时段内未申报的调频资源按其对应时段的历史调频性能指标排序依次进行调用，并按价格上限为标准计算补偿费用。

第七十七条 AGC 单元申报调频里程价格的最小单位为 0.1 元/兆瓦，申报价格范围暂定为 5-15 元/兆瓦。

第四节 市场出清

第七十八条 每天组织交易前对准入的 AGC 单元最近 7 个运行日综合调频性能指标的平均值进行归一化处理。计算公式为：

$$P_i = \frac{k_d^i}{\overline{k_d}}$$

其中， P_i 为第 i 台 AGC 单元归一化后的综合调频性能指标， k_d^i 为第 i 台 AGC 单元最近 7 个运行日综合调频性能指标的平均值， $\overline{k_d}$ 为所有准入的 AGC 单元最近 7 个运行日综合调频性能指标平均值的平均值。

第七十九条 以归一化后的 AGC 单元综合调频性能指标 P_i ，对各 AGC 单元的调频里程报价进行修正，作为调频里程排序价格。调频里程排序价格计算公式为：

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

第八十条 日前调频辅助服务市场的交易组织流程如下：

（一）竞价日前一日（D-2）16:30 前，市场运营机构发布调频交易开市信息，包括但不限于：

- （1）可参与调频市场交易的火电机组和第三方独立调频辅助服务提供者；
- （2）调频市场的里程报价上、下限；
- （3）市场申报开始、截止时间。

（二）竞价日（D-1）10:00 前，经营主体进行调频市场申报。

第八十一条 运行日内，调频辅助服务市场综合系统调频容量需求、机组调频里程报价排序，及机组实际调频容量，出清参与调频的机组。

第八十二条 当 AGC 单元排序价格相同时，优先出清综合性能指标高的 AGC 单元，最后一个中标 AGC 单元的排序价格为调频市场的统一出清价格。

第八章 市场衔接

第一节 省间与省内的衔接

第八十三条 省间中长期交易形成的联络线计划作为省内现货市场开展的边界条件。

第八十四条 日前省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式。日前省内现货市场预出清结束后，根据省内电力电量平衡情况开展省间现货交易，并以省间现货出清结果作为日前省内现货正式出清的边界条件。省间现货市场的交易组织与实施按照《省间电力现货交易规则（试行）》执行。

第二节 中长期与现货的衔接

第八十五条 中长期交易按照区内中长期相关规定执行。

第八十六条 现货市场运行后，中长期合约曲线仅作为结算依据，不作为物理执行依据，与现货市场偏差结算。

第三节 辅助服务与电能量的衔接

第八十七条 调频辅助服务市场与现货电能量市场独立运行。日前经营主体申报调频里程价格，实时市场出清后，根据机组实际调频容量组织调频市场。

第九章 市场结算

第一节 结算原则

第八十八条 发电企业，日前市场根据日前市场出清电量与中长期合约电量的偏差电量，按照日前市场节点电价进行结算。

第八十九条 发电企业，实时市场根据实际上网电量与日前市场出清电量和省间日内市场结算电量的偏差电量，按照实时市场节点电价进行结算。

第九十条 批发用户和售电公司，日前出清电量与中长期合约电量的偏差电量，按照日前市场分时统一结算点电价进行结算。

第九十一条 批发用户和售电公司，实际用电量与日前出清电量的偏差电量，按照实时市场分时统一结算点电价进行结算。

第九十二条 独立储能日前出清充放电量按照日前价格结算，实际充放电量与日前充放电量偏差按照实时价格结算。

第九十三条 虚拟电厂与聚合用电侧资源按照对应规则参与电能量、辅助服务市场及需求响应，应签订套餐协议，电网企业根据相应规则开展电费结算。根据市场发展情况，虚拟电

厂聚合发电类资源，按照发电侧规则进行结算，购售电费科目应单独列示。

第九十四条 电网企业要合理设置贸易结算点，明确计量主体，关口计量点原则上应设置在购售电设施产权分界处或合同中规定的贸易结算点。新型储能与相关新能源电站接入电力系统方式发生变化，影响充（放）电量或发（用）电量计量时，应及时优化调整计量点设置。贸易结算点未设在产权分界处时，相应输变电设施的损耗电量由产权所有者承担，新型储能项目业主与电网企业、相关新能源发电企业协商确定损耗电量计算原则，在购售电合同与供用电合同予以明确。

第二节 结算周期

第九十五条 现货市场采用“日清月结”的结算模式，按日进行市场化交易结果清分，生成日清分账单。按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。

【D-1 日】电力调度机构将日前市场出清结果推送至电力交易机构。

【D+1 日】电力调度机构将 D 日实时现货市场、辅助服务市场出清信息推送至电力交易机构。

【D+3 日】电网企业将 D 日批发用户、零售用户分时段用电量推送至电力交易机构。

【D+4 日】 电力交易机构发布 D 日的日清分账单，月末 4 日日清结果于次月 1 日由交易机构传递至电网企业开展月度结算。

第九十六条 电网企业根据交易机构提供的月度结算依据开展电费结算。用户侧结算依据应于每月 1 日提供，电网企业完成电费结算后及时发布用户侧电费账单。

第九十七条 遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。

第九十八条 现货市场初期受计量条件限制以小时为基本计算时段，后续逐步过渡到以 15 分钟为一个计量、清分和计算时段。

第三节 结算电量

第九十九条 发电侧结算电量由电网企业提供，包含每天各时段机组上网电量。

第一百条 用户侧结算电量由电网企业提供，包含每天各时段用户实际用电量。电网企业代理购电月度实际用电量平均分到每日，并按照代理购电典型曲线分解，开展分时段结算。

第一百〇一条 省间结算电量由电网企业提供，包含每天各时段机组省间合约电量。

第一百〇二条 现货模式下，用户电量存在定量、定比扣减关系的，各时段扣减定量电量=月度定量电量/（核算周期实际天数×96），主表扣减定量结果小于零时按零计算，

未扣完的电量分摊至其它时点扣减；各时段扣减定比电量=各时段抄表电量×月度定比值，四舍五入。

第四节 结算价格

第一百〇三条 发电企业以中长期交易合约电价作为中长期交易电能量市场结算价格；以现货市场的节点电价作为现货电能量市场结算价格。

第一百〇四条 批发用户和售电公司以中长期交易合约电价作为中长期交易电能量市场结算价格；以现货市场的统一结算点电价作为现货电能量市场结算价格。

第一百〇五条 零售市场用户以售电公司与其签订的零售套餐约定价格作为结算价格。

第一百〇六条 储能上网电量按照发电企业规则结算，下网电量按照批发用户和售电公司规则结算。

第一百〇七条 非市场化机组以政府价格主管部门批复的上网电价、政府间协议价格等作为结算依据。

第五节 发电侧电能量电费结算

第一百〇八条 发电侧经营主体电能量电费包括中长期合约电能量电费、日前现货市场电能量电费、省间日内市场电能量电费、实时现货市场电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{电能量电费}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{省间日内}} + R_{\text{实时}}$$

式中：

$R_{\text{电能量电费}}$ 为发电侧主体电能量总电费；

$R_{\text{中长期}}$ 为发电侧主体中长期合约电能量电费；

$R_{\text{日前}}$ 为发电侧主体日前现货市场电能量电费；

$R_{\text{省间日内}}$ 为发电侧主体省间日内市场电能量电费；

$R_{\text{实时}}$ 为发电侧主体实时现货市场电能量电费。

第一百〇九条 发电侧主体中长期合约电费根据 t 时段的中长期合约电量与相应的合约电价计算，计算公式如下：

$$R_{\text{中长期}} = \sum [Q_{\text{中长期},t} \times (P_{\text{中长期},t} + P_{\text{日前},t} - P_{\text{中长期参考点},t})]$$

式中：

$R_{\text{中长期}}$ 为发电侧主体中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为发电侧主体中长期合约（含省间中长期交易、省间日前交易）分解在 t 时段内的电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为发电侧主体中长期合约在 t 时段的合约电价；

$P_{\text{日前},t}$ 为 t 时段发电侧主体日前现货市场节点电价；

$P_{\text{中长期参考点},t}$ 为 t 时段日前统一结算点电价。

第一百一十条 发电侧主体日前现货市场中出清电量与中长期合约电量的偏差部分，按照日前市场节点电价结算，计算公式如下：

$$R_{\text{日前}} = \sum [P_{\text{日前},t} \times (Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期},t})]$$

式中：

$R_{\text{日前}}$ 为发电侧主体日前现货市场电能量电费；

$P_{\text{日前},t}$ 为 t 时段发电侧主体日前现货市场节点电价；
 $Q_{\text{日前},t}$ 为 t 时段发电侧主体日前现货市场出清电量；
 $Q_{\text{中长期},t}$ 为发电侧主体中长期合约（含省间中长期交易、省间日前交易）分解在 t 时段内的电量。

第一百一十一条 发电侧主体省间日内电量按照省间日内电价结算，计算公式如下：

$$R_{\text{省间日内}} = \sum [P_{\text{省间日内},t} \times Q_{\text{省间日内},t}]$$

式中：

$R_{\text{省间日内}}$ 为发电侧主体省间日内市场电能量电费；
 $P_{\text{省间日内},t}$ 为 t 时段发电侧主体省间日内结算电价；
 $Q_{\text{省间日内},t}$ 为 t 时段发电侧主体省间日内结算电量。

第一百一十二条 发电侧主体实时现货市场中实际上网电量与日前市场出清电量偏差部分，按照实时市场节点电价结算。计算公式如下：

$$R_{\text{实时}} = \sum [P_{\text{实时},t} \times (Q_{\text{实际上网},t} - Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{省间日内},t})]$$

式中：

$R_{\text{实时}}$ 为发电侧主体实时现货市场电能量电费；
 $P_{\text{实时},t}$ 为 t 时段发电侧主体实时现货市场节点电价；
 $Q_{\text{实际上网},t}$ 为 t 时段发电侧主体实际上网电量；
 $Q_{\text{日前},t}$ 为 t 时段发电侧主体日前现货市场出清电量；
 $Q_{\text{省间日内},t}$ 为 t 时段发电侧主体省间日内结算电量。

当 $Q_{\text{新能源实际},t} \leq Q_{\text{新能源实时},t}$ 时，新能源实时现货电能量电费结算按上述公式进行，当 $Q_{\text{新能源实际},t} > Q_{\text{新能源实时},t}$ 时，其超过实时现货出清电量的增发部分，按照现货市场最低限价（40元/兆瓦时）结算。此时新能源实时现货市场电能量电费计算公式如下：

$$R_{\text{新能源实时}} = \sum \left[P_{\text{新能源实时},t} \times (Q_{\text{新能源实时},t} - Q_{\text{新能源省间日内},t} - Q_{\text{新能源日前},t}) + P_{\text{最低限价}} \times (Q_{\text{新能源实际},t} - Q_{\text{新能源实时},t}) \right]$$

式中：

- $R_{\text{新能源实时}}$ 为新能源主体实时现货市场电能量电费；
- $P_{\text{新能源实时},t}$ 为 t 时段新能源主体实时现货市场节点电价；
- $Q_{\text{新能源实时},t}$ 为 t 时段新能源主体实时现货市场出清电量；
- $Q_{\text{新能源省间日内},t}$ t 时段新能源主体省间日内结算电量；
- $Q_{\text{新能源日前},t}$ 为 t 时段新能源主体日前现货市场出清电量；
- $Q_{\text{新能源实际},t}$ 为 t 时段新能源主体实际上网电量；
- $P_{\text{最低限价}}$ 为省内电力现货市场最低限价。

第六节 用户侧电能量电费结算

第一百一十三条 用户侧经营主体（批发用户和售电公司）电能量电费包括中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费。用户侧电能量电费计算公式如下：

$$R_{\text{电能量电费}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}}$$

式中：

$R_{\text{电能量电费}}$ 为用户侧主体电能量总电费；

$R_{\text{中长期}}$ 为用户侧主体中长期合约电能量电费；

$R_{\text{日前}}$ 为用户侧主体日前现货市场电能量电费；

$R_{\text{实时}}$ 为用户侧主体实时现货市场电能量电费。

第一百一十四条 用户侧主体中长期结算费用以用户分解曲线对应的电量及中长期约定的价格逐时段进行计算。计算公式如下：

$$R_{\text{中长期}} = \sum (Q_{\text{中长期},t} \times P_{\text{中长期},t})$$

式中：

$R_{\text{中长期}}$ 为用户侧主体中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为 t 时段用户侧主体中长期合约电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为用户侧主体中长期合约在 t 时段的合约电价。

第一百一十五条 日前偏差电费根据用户日前出清电量与中长期净合约分解曲线对应电量进行偏差结算。计算公式如下：

$$R_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

式中：

$R_{\text{日前}}$ 为用户侧主体日前现货市场电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧主体日前市场出清的 t 时段电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为 t 时段用户侧主体中长期合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 t 时段的统一结算点电价。

第一百一十六条 用户实时偏差根据用户实际用电量与日前市场出清电量之间偏差进行偏差结算，计算公式为：

$$R_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为用户侧主体实时现货市场电能量电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧主体实时市场 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧主体日前市场出清的 t 时段电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 t 时段统一结算点电价。

第七节 辅助服务电费结算

第一百一十七条 调频辅助服务结算按日清月结原则执行，同本月电能量市场电费结算同步完成。

第一百一十八条 同时参与调频辅助服务市场和电能量现货市场的经营主体将获得里程收益。里程收益按“边际排序价格”进行结算。

第一百一十九条 调频里程补偿以 15min 为一个调度时段进行结算，实现“日清月结”。AGC 单元调频里程收益计算公式如下：

$$\text{AGC 单元月度调频里程补偿费用} = \sum_{t=1}^T (D_{i,t} \times p_t \times k_d^{i,t})$$

其中：

T 表示调频市场交易的单位计费周期数；

$D_{i,t}$ 表示经营主体 i 在 t 时段的调频里程；

p_t 表示单位计费周期 t 内的调频里程出清价格；

$k_d^{i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时段提供调频服务时的综合调频性能指标平均值。

第一百二十条 调频补偿费用由发电侧市场化主体按上网电量比例分摊，于次月电能量市场电费结算同步完成。

第八节 市场运营费用结算

第一百二十一条 宁夏电力现货市场运营费用分为市场调节类费用、成本补偿类费用和市场平衡类费用三类。

第一百二十二条 宁夏电力现货市场运营费用以月度为周期进行分摊/返还。

第一百二十三条 电网侧储能暂不参与市场运营费用分摊/返还。

第一百二十四条 市场调节类费用包括新能源日前偏差收益回收费用、新能源超发盈余、用户侧日前偏差收益回收费用、发电侧中长期偏差收益回收、用户侧中长期偏差收益回收费用5项。

第一百二十五条 新能源日前偏差收益回收指新能源实际上网电量与日前出清电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。于当月电能量市场电费结算同步完成，公式如下：

（一）计算方式。新能源日前偏差率计算公式如下：

$$k_{\text{新能源日前偏差率},i,t} = \frac{|Q_{\text{日前},i,t} - (Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{新能源省间日内},i,t})|}{Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{新能源省间日内},i,t}}$$

其中：

$k_{\text{新能源日前偏差率},i,t}$ 为新能源机组 i 在 t 时段日前偏差率；
 t 为所计算的时段，以 1 小时为一个时段；
 $Q_{\text{日前},i,t}$ 为新能源机组 i 在 t 时段日前出清电量；
 $Q_{\text{实际},i,t}$ 为新能源机组 i 在 t 时段实际上网电量；
 $Q_{\text{新能源省间日内},i,t}$ 为新能源机组 i 在 t 时段省间日内结算电量。

当 $k_{\text{新能源日前偏差率},i,t} > k_0$ 时，实时发电计划执行偏差时段内，将对应的现货电能量市场结算收益回收，其中， k_0 为发电计划允许偏差（风电日前允许偏差率为 45%，光伏日前功率预测允许偏差为 35%）。

新能源日前偏差收益回收公式如下：

当 $P_{\text{日前},i,t} > P_{\text{实时},i,t}$ ， $Q_{\text{日前},i,t} > (Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{新能源省间日内},i,t}) \times (1 + k_0)$ 时；

$$\begin{aligned}
 R_{\text{新能源日前偏差收益回收},i,t} &= [Q_{\text{日前},i,t} - (Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{新能源省间日内},i,t}) \times (1 + k_0)] \times (P_{\text{日前},i,t} - P_{\text{实时},i,t}) \\
 &\quad \times k_{\text{新能源日前偏差收益回收}}
 \end{aligned}$$

当 $P_{\text{实时},i,t} > P_{\text{日前},i,t}$ ， $(Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{新能源省间日内},i,t}) \times (1 - k_0) > Q_{\text{日前},i,t}$ 时；

$$\begin{aligned}
R_{\text{新能源日前申报偏差收益回收},i,t} &= [(Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{新能源省间日内},i,t}) \times (1 - k_0) \\
&\quad - Q_{\text{日前},i,t}] \times (P_{\text{实时},i,t} - P_{\text{日前},i,t}) \\
&\quad \times k_{\text{新能源日前偏差收益回收}}
\end{aligned}$$

其中：

$R_{\text{新能源日前申报偏差收益回收},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段新能源日前偏差收益回收费用；

$P_{\text{日前},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的日前节点电价；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的实时节点电价；

$Q_{\text{实际},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$Q_{\text{日前},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的日前出清电量；

$Q_{\text{新能源省间日内},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段省间日内结算电量；

$k_{\text{新能源日前偏差收益回收}}$ 为新能源日前偏差回收系数，暂取1。

（二）返还方式。新能源日前偏差收益回收费用的50%在参与现货市场的火电机组间按照月度上网电量比例返还；另外50%在参与现货市场的新能源企业间按照月度上网电量比例返还。

第一百二十六条 新能源超发盈余指为保障新能源最大化消纳，实现的新能源较实时现货出清电量的增发电量按照省内现货市场最低限价结算，用户侧按照实时市场价格结算，产生的超发盈余费用。于次月电能量市场电费结算同步兑现。

（一）计算方式。新能源超发盈余计算公式如下：

$R_{\text{新能源超发盈余},i,t}$

$$= (P_{\text{实时},i,t} - P_{\text{最低限价}}) \times Q_{\text{新能源超发盈余电量},i,t}$$

$$Q_{\text{新能源超发盈余电量},i,t} = Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{实时},i,t},$$

其中：

$R_{\text{新能源超发盈余},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的超发盈余费用；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的实时节点电价；

$P_{\text{最低限价}}$ 为省内电力现货市场最低限价；

$Q_{\text{新能源超发盈余电量},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的超发盈余电量，计算结果为负时置零。

$Q_{\text{实际},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的实时出清电量。

（二）返还方式。新能源超发盈余费用的50%由参与现货市场的发电主体按月度实际上网电量比例分享，另外50%由参与现货市场的用电主体按月度实际用电量比例分享。

第一百二十七条 用户侧日前偏差收益回收指用户侧主体在日前市场中出清的用电负荷曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。于当月电能量市场电费结算同步兑现。当实际偏差率高于允许最大偏差率时，应将对应的现货市场结算收益回收（不含电网侧储能），首先计算用户侧日前偏差率，计算方式如下：

（一）计算方式。用户侧日前偏差收益回收计算公式如下：

当 $Q_{\text{日前},i,t} > Q_{\text{实际},i,t} \times (1 + k_{\text{用户侧日前偏差限值}})$ ， 且 $P_{\text{实时统一},t} > P_{\text{日前统一},t}$ 时，

$$R_{\text{用户侧日前偏差收益回收},i,t} = [Q_{\text{日前},i,t} - Q_{\text{实际},i,t} \times (1 + k_{\text{用户侧日前偏差限值}})] \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t})$$

当 $Q_{\text{实际},i,t} \times (1 - k_{\text{用户侧日前偏差限值}}) > Q_{\text{日前},i,t}$ ， 且 $P_{\text{日前统一},t} > P_{\text{实时统一},t}$ 时，

$$R_{\text{用户侧日前偏差收益回收},i,t} = [Q_{\text{实际},i,t} \times (1 - k_{\text{用户侧日前偏差限值}}) - Q_{\text{日前},i,t}] \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})$$

其中：

$R_{\text{用户侧日前偏差收益回收},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段的用户侧日前偏差收益回收费用；

$Q_{\text{日前},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段的日前出清电量；

$Q_{\text{实际},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段的实际用电量；

$k_{\text{用户侧日前偏差限值}}$ 为用户侧日前偏差限值，暂取0.3；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为*t*时段日前市场统一结算点电价；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为*t*时段实时市场统一结算点电价。

（二）返还方式。用户侧日前偏差收益回收费用直接在该用户电能量电费中结算，不进行分摊或返还。

第一百二十八条 发电侧中长期偏差收益回收指发电侧主体中长期净合约分时段的月累计量与实际上网电量分时段的月

累计量偏差超过限值（不含电网侧储能），对相关收益进行回收。于次月电能量市场电费结算同步完成。计算方式如下：

$$\text{当 } Q_{\text{实际上网电量},i,t} \times k_{\text{发电侧中长期偏差下限}} > Q_{\text{中长期},i,t}, \\ P_{\text{日前},i,t} > P_{\text{中长期},i,t} \text{ 且 } P_{\text{日前},t} > P_{\text{中长期},t} \text{ 时,}$$

$$R_{\text{发电侧中长期偏差回收},i,t} \\ = k_{\text{发电侧中长期偏差回收系数}} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{中长期},t}) \\ \times (Q_{\text{实际上网电量},i,t} \times k_{\text{发电侧中长期偏差下限}} - Q_{\text{中长期},i,t})$$

$$\text{当 } Q_{\text{中长期},i,t} > Q_{\text{实际上网电量},i,t} \times k_{\text{发电侧中长期偏差上限}}, \\ P_{\text{中长期},i,t} > P_{\text{日前},i,t} \text{ 且 } P_{\text{中长期},t} > P_{\text{日前},t} \text{ 时,}$$

$$R_{\text{发电侧中长期偏差回收},i,t} \\ = k_{\text{发电侧中长期偏差回收系数}} \times (P_{\text{中长期},t} - P_{\text{日前},t}) \\ \times (Q_{\text{中长期},i,t} - k_{\text{发电侧中长期偏差上限}} \times Q_{\text{实际上网电量},i,t})$$

其中：

$R_{\text{发电侧中长期偏差回收},i,t}$ 为发电侧主体*i*在*t*时段的中长期偏差收益回收费用；

$Q_{\text{实际上网电量},i,t}$ 为发电侧主体*i*在*t*时段的月累计实际上网电量；

$Q_{\text{中长期},i,t}$ 为发电侧主体*i*在*t*时段净合约电量月累计量；

$P_{\text{中长期},i,t}$ 为发电侧主体*i*在*t*时段净合约电量月度加权电价；

$P_{\text{日前},i,t}$ 发电侧主体*i*在*t*时段日前节点电价按净合约电量月度加权价；

$P_{\text{中长期},t}$ 为*t*时段发电侧中长期市场净合约电量月度加权平

均价；

$P_{\text{日前},t}$ 为 t 时段日前统一结算点按发电侧中长期市场净合约电量月度加权电价；

$k_{\text{发电侧中长期偏差下限}}$ 为发电侧中长期偏差下限，暂取 0.7；

$k_{\text{发电侧中长期偏差上限}}$ 为发电侧中长期偏差上限，暂取 1.3；

$k_{\text{发电侧中长期偏差回收系数}}$ 为发电侧中长期偏差回收系数，暂取 1。

(二) 返还方式。发电侧中长期偏差收益回收费用向参与现货市场的用电主体按月度实际用电量比例返还。

第一百二十九条 用户侧中长期偏差收益回收指用户侧主体中长期净合约分时段的月累计量与实际用电分时段的月累计量偏差超过限值（不含电网侧储能），对相关收益进行回收。于次月电能量市场电费结算同步完成。计算方式如下：

(一) 计算方式。

当 $Q_{\text{实际用电量},i,t} \times k_{\text{用户侧中长期偏差下限}} > Q_{\text{中长期},i,t}$ ，
 $P_{\text{中长期},i,t} > P_{\text{日前},i,t}$ 且 $P_{\text{中长期},t} > P_{\text{日前},t}$ 时，

$$\begin{aligned} R_{\text{用户侧中长期偏差回收},i,t} &= k_{\text{用户侧中长期偏差回收系数}} \times (P_{\text{中长期},t} - P_{\text{日前},t}) \\ &\quad \times (Q_{\text{实际用电量},i,t} \times k_{\text{用户侧中长期偏差下限}} - Q_{\text{中长期},i,t}) \end{aligned}$$

当 $Q_{\text{中长期},i,t} > Q_{\text{实际用电量},i,t} \times k_{\text{用户侧中长期偏差上限}}$ ， $P_{\text{日前},i,t} > P_{\text{中长期},i,t}$ 且 $P_{\text{日前},t} > P_{\text{中长期},t}$ 时，

$$R_{\text{用户侧中长期偏差回收},i,t} = k_{\text{用户侧中长期偏差回收系数}} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{中长期},t}) \times (Q_{\text{中长期},i,t} - k_{\text{用户侧中长期偏差上限}} \times Q_{\text{实际用电量},i,t})$$

其中：

$R_{\text{用户侧中长期偏差回收},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段的中长期偏差收益回收费用；

$Q_{\text{实际用电量},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段的月累计实际用电量；

$Q_{\text{中长期},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段净合约执行电量月累计量；

$P_{\text{中长期},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段净合约执行电量月度加权电价；

$P_{\text{日前},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段日前统一结算点电价按净合约电量月度加权价；

$P_{\text{中长期},t}$ 为*t*时段用户侧中长期市场净合约执行电量月度加权平均价；

$P_{\text{日前},t}$ 为*t*时段日前统一结算点按用户侧中长期市场净合约电量月度加权价；

$k_{\text{用户侧中长期偏差下限}}$ 为用户侧中长期偏差下限，暂取0.6；

$k_{\text{用户侧中长期偏差上限}}$ 为用户侧中长期偏差上限，暂取1.3；

$k_{\text{用户侧中长期偏差回收系数}}$ 为用户侧中长期偏差回收系数，暂取1。

(二) 返还方式。用电侧中长期偏差收益回收费用向参与现货市场的发电主体按月度实际上网电量比例返还。

第一百三十条 成本补偿费用为机组启动补偿费用、调频成本补偿费用。

第一百三十一条 机组启动补偿费用指对燃煤机组开机过程给予补偿，补偿标准为机组的启动报价。机组启动补偿费用根据机组启动状态和机组申报的启动费用计算。机组实际的启动状态（冷态/温态/热态）根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定，启动费用为机组在日前市场中申报的对应状态启动费用报价。

（一）计算方式。机组启动补偿费用计算方式如下：

$$R_{启动} = \sum P_{启动,i}$$

其中：

$R_{启动}$ 为机组当月总启动补偿费用；

$P_{启动,i}$ 为机组当月第 i 次启动对应的启动费用报价。

（二）分摊方式。机组启动补偿费用由发电侧市场化主体按上网电量分摊，纳入月度结算。因电厂自身原因导致的机组开机（包括自调度、机组试验等）产生的启动费用不予补偿，机组因调度机构指定临时停机、自身原因跳闸或被迫停运后的下一次开机产生的启动费用不予补偿。

第一百三十二条 调频成本补偿指火电机组参与调频辅助服务市场时，在低价时段增发电量和高价时段减发电量均可得到补偿费用，计算结果为正则进行补偿。

（一）计算方式。调频成本补偿费用计算方法如下：

当 $Q_{\text{实际},t} > Q_{\text{实时市场},t}$ 且 $P_{\text{报价},t} > P_{\text{实时市场},t}$ 时，

$$R_{\text{调频成本补偿},t} = (Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{实时市场},t}) \times [\min(P_{\text{调频补偿上限价}}, P_{\text{报价},t}) - P_{\text{实时市场},t}]$$

当 $Q_{\text{实时市场},t} > Q_{\text{实际},t}$ 且 $P_{\text{实时市场},t} > P_{\text{报价},t}$ 时，

$$R_{\text{调频成本补偿},t} = (Q_{\text{实时市场},t} - Q_{\text{实际},t}) \times [P_{\text{实时市场},t} - \max(P_{\text{调频补偿下限价}}, P_{\text{报价},t})]$$

其中：

$R_{\text{补偿},t}$ 为机组在 t 时刻可以获得的补偿费用，计算结果为负时置零；

$Q_{\text{实际},t}$ 为机组在 t 时刻的实际出力；

$Q_{\text{实时市场},t}$ 为机组在 t 时刻计划出力；

$P_{\text{调频补偿上限价}}$ 为燃煤基准电价(259.5 元/兆瓦时)的 150% (389 元/兆瓦时)；

$P_{\text{调频补偿下限价}}$ 为燃煤基准电价(259.5 元/兆瓦时)的 50% (129.8 元/兆瓦时)；

$P_{\text{报价},t}$ 为机组 t 时段电能量报价；

$P_{\text{实时市场},t}$ 为机组在 t 时刻的实时市场出清电价。

(二) 分摊方式。调频成本补偿费用纳入调频里程补偿费用，在调频辅助服务市场进行分摊。

第一百三十三条 市场平衡类费用包括省间外送月度偏差不平衡资金、外购电差额费用、优发优购偏差费用 3 项。

第一百三十四条 省间外送月度偏差不平衡资金指无法对应发电主体的跨区跨省外送电量，产生的不平衡资金。于次月电能量市场电费结算同步兑现。

(一) 计算方式。

$R_{\text{省间外送月度偏差不平衡资金}}$

$$= \sum [Q_{\text{省间外送月度偏差},i} \times (P_{\text{省间外送月度偏差},i} - P_{\text{实时月度加权}})]$$

其中：

$R_{\text{省间外送月度偏差不平衡资金}}$ 为省间外送月度偏差不平衡资金；

$Q_{\text{省间外送月度偏差},i}$ 为第 i 笔省间外送交易月度结算时无法对应发电主体的偏差电量；

$P_{\text{省间外送月度偏差},i}$ 为第 i 笔省间外送交易月度结算时无法对应发电主体的偏差电量结算价格；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为同期实时现货市场月度加权均价。

(二) 分摊方式。省间外送月度偏差资金由参与现货市场的发电主体按月度实际上网电量比例分摊。

第一百三十五条 省间外购电差额费用是指省间电能量价格与省内电能量价格存在偏差产生的不平衡费用，由发电企业的欠发电量，批发用户、售电公司及电网企业代理购电

的超用电量等比例承担对应时段省间外购电。于次月电能量市场电费结算同步兑现。

(一) 计算方式。

$$R_{\text{省间外购电发电侧差额电费}} = \sum Q_{\text{欠发},i,t} \times (P_{\text{省间外购电交易均价},t} - P_{\text{实时},i,t})$$

$$R_{\text{省间外购电用户侧差额电费}} = \sum Q_{\text{超用},i,t} \times (P_{\text{省间外购电交易均价},t} - P_{\text{实时统一},t})$$

其中：

$R_{\text{省间外购电发电侧差额电费},i}$ 为发电侧主体 i 的省间外购电发电侧差额电费；

$R_{\text{省间外购电用户侧差额电费},i}$ 为用户侧主体 i 的省间外购电用户侧差额电费；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为参与现货市场的发电侧主体 i 在 t 时段的实时节点电价，不参与现货市场的发电侧主体 i 在 t 时段的负偏差结算电价；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为 t 时段实时市场统一结算点电价；

$Q_{\text{欠发},i,t}$ 为参与现货市场的发电侧主体 i 在 t 时段的实时现货负偏差电量，不参与现货市场的发电侧主体 i 在 t 时段的负偏差电量；

$Q_{\text{超用},i,t}$ 为用户侧主体 i 在 t 时段的实时现货正偏差电量；

$P_{\text{省间外购电交易均价},t}$ 为 t 时段省间外购电交易均价。

(二) 分摊方式。省间外购电差额费用由发电企业的欠发

电量,参与现货市场的用电主体的超用电量等比例承担对应时段省间外购电,不进行分摊或返还。

第一百三十六条 优发优购偏差费用指未参与电能量市场交易的优先发电和优先用电曲线不一致产生的偏差费用。于次月电能量市场电费结算同步兑现。

(一) 计算方式。

$$\begin{aligned}
 R_{\text{优发优购偏差费用}} &= R_{\text{售电收入}} - R_{\text{购电成本}} \\
 &\quad - R_{\text{省间外送月度偏差平衡资金}} - R_{\text{省间外购电差额电费}}
 \end{aligned}$$

$$R_{\text{售电收入}} = R_{\text{市场化用户电费}} + R_{\text{非市场化用户电费}} + R_{\text{省间外送电量电费}}$$

$$R_{\text{购电成本}} = R_{\text{市场化发电电费}} + R_{\text{非市场化发电电费}} + R_{\text{省间外购电电量电费}}$$

其中:

$R_{\text{优发优购偏差费用}}$ 为优发优购偏差费用;

$R_{\text{市场化用户电费}}$ 为市场化用户电费(含市场调节类费用);

$R_{\text{非市场化用户电费}}$ 为非市场化用户电费;

$R_{\text{省间外送电量电费}}$ 为省间外送电电量电费;

$R_{\text{市场化发电电费}}$ 为市场化发电电费(含市场调节类费用);

$R_{\text{非市场化发电电费}}$ 为非市场化发电电费(含分布式);

$R_{\text{省间外购电电量电费}}$ 为省间外购电电量电费;

$R_{\text{省间外购电发电侧差额电费}}$ 为省间外购电发电侧差额电费;

$R_{\text{省间外购电用户侧差额电费}}$ 为省间外购电用户侧差额电费;

$R_{\text{省间短期外送电不平衡资金}}$ 为省间外送月度偏差平衡资金。

(二) 分摊方式。优发优购偏差费用的 50%由市场化发电主体（参与区内中长期交易）月度实际上网电量、配套电源参与区内的直接交易和合同转让交易电量等比例分摊，另外 50%由参与现货市场的用电主体按月度实际用电量等比例分摊。

(三) 因政策调整、电量电费清算等其它因素产生的差额资金纳入清算月的不平衡资金。

第九节 电费差错处理

第一百三十七条 经营主体由于政策变化等原因需要进行电费追补调整的，由电网企业依据以下原则进行电费退补调整。

(一) 因电价政策调整、政府有关部门有新政策出台或者因经营主体适用的电价类别变化等原因，导致电费需要调整的，由电网企业依照有关电价政策文件开展电费追补。

(二) 因市场交易结算规则、交易价格等政策性变化或不可抗力引起的差错，导致电费需要调整的，由交易机构纳入结算依据，开展市场化电费退补。

第一百三十八条 经营主体由于历史发用电量、电价差错等原因需要进行电费追退补调整的，由电网企业依据以下原则开展追退补。

(一) 用电侧在日清分账单核对期内，以及在月度账单发布前发生电量、电价、市场运营费用变化等情况，并能及时调整时，重新计算相应日期和时段的电能量电费及相关市场运营费用。

(二) 发电侧在月度账单发布前发生电量、电价、市场运营费用变化等情况，并能及时调整的，重新计算相应日期和时段的电能量电费及相关市场运营费用。

(三) 发电侧在月度账单发布前发生电量、电价、市场运营费用变化等情况、但无法对日清分结果进行调整的事项，通过月内追退补结算流程调整计算结果，具体按以下原则进行处理：

1. 若发电侧主体当月一段时期出现的电量差错累计值小于该段日期全市场用电量累计值 0.05%的，原则上用电侧电价不做调整。

2. 若发电侧主体差错电量可追溯至时点时，按相应节点电价进行电能量电费及其相应市场运营费用的追退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月省内实时市场月均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的市场运营费用开展追退补结算。

(四) 在月度账单发布后，6个月内经营主体可反馈异议，经核实后进行追退补，追溯期最长不超过6个月，具体按以下原则进行处理：

1. 原则上，对发电侧差错电量、电价等追退补后，不对用电侧统一结算点电价进行调整，若影响较大(如统一结算点电价变化超过 0.01 元/千瓦时)可由经营主体提出后相应调整用户侧统一结算点电价。

2. 若经营主体差错电量、电价等可追溯至时点时，按相应节点电价（统一结算点电价）进行电能量电费及其相应市场运营费用（不含分摊项）的追退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月省内实时市场月均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的相应市场运营费用（不含分摊项）开展追退补结算。发生差错的经营主体的市场运营费用经追退补调整后，其余缺纳入退补月相应类别市场运营费用进行分摊、返还，原则上对个体电量数值发生变化的电量差错，其追退补电量不再参与市场运营费用的分摊、返还计算。

3. 根据修正后的发用两侧电量重新计算差错月的市场平衡类费用。

4. 若经营主体因电量、电价差错等原因追退补的电能量电费与追退补的市场平衡类费用存在差额时，将差额纳入市场运营费用追退补管理。

第一百三十九条 市场运营费用的追退补结算原则如下：

原则上对经营主体市场运营费用的分摊或返还项不做追补，当需要进行追退补时，按以下原则处理：

（一）在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或返还方式与差错月一致，追补费用在单侧处理。

（二）在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或返还方式与差错月不一致，追补费用纳入结算月该项市场运

营费用总额处理。

第一百四十条 重大偏差处理方式如下：

（一）若出现重大偏差（调度出清结果变更等），由相关经营主体提出，经利益相关方共同确认后，电网企业按业务发生期（差错发生期间）价格及电量结构进行清算，并相应计算对市场运营费用的影响。

（二）原则上，对用电侧发生电量退补，不再调整电量差错月售电公司批发市场电能量均价和零售结算均价等计算市场运营费用涉及的各类价格。若出现重大偏差，可由相关经营主体提出，经利益相关方共同确认后，进行清算。

（三）对用电侧发生分时电量退补，按差错时段计算用户价差调整电费对应电价进行电能量电费退补结算，原则上不再调整电量差错月用户价差调整电费，若出现重大偏差，由电网企业进行清算，差额退补费用分摊规则按上述规则执行。

第一百四十一条 其它情况

（一）对不参与现货交易且存在10个及以上用电户号的批发用户，当某一用电户号差错电量小于该批发用户对应全部用电户号月度结算电量10%时，仅对该用电户号按退补当月代理购电价格进行退补结算，其它用电户号结算结果不做调整；当某一用电户号差错电量大于等于该批发用户对应全部用电户号月度结算电量10%时，按差错更正后电量结构

重新对该批发用户全部用电户号电量电费进行清分结算。

(二) 若因经营主体主观原因造成电量差错的,追退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

(三) 未尽事宜,需提请相关政府管理部门,按政府管理部门决策意见执行。

第十节 收付款管理

第一百四十二条 发电侧电费结算纳入电网企业购电管理流程,由电网企业按月支付。

第一百四十三条 批发市场用户、零售市场用户,电费结算纳入电网企业售电管理流程,由电网企业收取,增量配电网所辖用户可由拥有该增量配电网运营权的售电公司收取。

第一百四十四条 欠费处理方式如下:

(一) 各经营主体应根据法规、政策文件、合约等,在约定期限内完成电费收付,约定期限内未足额或未缴纳电费的经营主体,由电网企业提出使用履约保函,并将欠费信息反馈给宁夏电力交易中心,宁夏电力交易中心将欠费的经营主体方纳入市场信用管理。

(二) 对未按规定追加履约保障凭证的售电公司,电网企业可将其盈利资金暂缓支付,用于弥补该售电公司可能产生的亏损售电公司结清亏损电费且追加履约保障凭证后,恢复正常。

(三) 经营主体对电费账单存在异议时,须先按账单金额交纳电费,待异议核实处理完毕后通过电费追退补方式进行清算。

第十一节 其它结算事项

第一百四十五条 市场中止和价格管制时段时，根据电力市场规则以及市场运营机构向政府部门报备的市场中止和管制措施开展结算。

第一百四十六条 售电代理关系自电力用户与售电公司双方确认之日起建立，自建立之日起次月生效。

第一百四十七条 电网企业代理购电用户、直接参与市场交易的用戶，对计量差错、窃电、违约用电等追退补电量，按照《中华人民共和国电力法》《供电营业规则》等法规执行，追退补各月电量价格按处理当月代理购电价格执行。因变线损、计量尾差等原因造成的月结电量之间的差额电量，按照当期年度、月度区内电力直接交易加权价结算。

第一百四十八条 电力市场结算过程中涉及各类型电源（包括火电和新能源）的标杆电价由电网公司财务部提供，中长期市场化交易价格由交易机构提供，年度平均购电成本由财务部门提供。

第十章 市场管理

第一节 信息披露

第一百四十九条 电力现货市场信息披露根据《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）执行。

第二节 市场争议处理

第一百五十条 本规则所指电力市场争议主要是指市场成员之间因电力市场交易发生的争议纠纷，包括但不限于下列情形：

- （一）因市场注册、注销管理产生的争议；
- （二）因市场交易、计量、结算和考核产生的争议；
- （三）因市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- （四）因输配电服务产生的争议；
- （五）其它与电力市场运营相关的争议。

第一百五十一条 电力经营主体与市场运营交易机构之间因电力市场交易发生争议，由能源监管机构依法协调或者裁决。电力经营主体、市场运营机构对能源监管机构的处理决定不服的，可以依法申请行政复议或者提起行政诉讼。

第一百五十二条 经营主体之间、经营主体与电网企业之间发生争议时，可通过双方协商、申请调解或仲裁、诉讼等途径处理。申请调解时，应出具书面申请，原则上按顺序提交至电力交易机构、能源监管机构和政府部门。

第三节 技术支持系统管理

第一百五十三条 电力交易机构、电力调度机构负责建设、维护、更新电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、电力交易平台、自动化系统、数据通信系统等），满足宁夏电力市场规则体系相关规定执行的需要，建立技术

支持系统信息安全保障机制，确保技术支持系统安全稳定运行，保障市场信息及数据安全。

第一百五十四条 电力交易机构、电力调度机构和经营主体均需按本规则，共同管理维护技术支持系统。

（一）电力交易机构会同电力调度机构负责管理和维护电力市场技术支持系统，应当保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，定期维护系统功能模块，以适应电力市场发展完善的需要。

（二）经营主体应按照平台使用协议要求，加强对自身账号的管理，需通过电力交易平台系统页面前端进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非交易系统技术原因出现异常行为将视为违反平台使用协议要求。

（三）电力交易机构应按照相关职能部门要求，对经营主体违反平台使用要求的异常行为进行记录，并采取冻结其相应账号或全部账号等措施。

（四）根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国数据安全法》（2021）及《中华人民共和国网络安全法》有关条款，对经营主体违反法律施行篡改、破坏、泄露或者非法获取、非法利用电力交易数据的行为，电力交易机构有权通过司法途径追究其法律责任。

第四节 市场干预

第一百五十五条 对于恶意申报虚假发电能力预测或中长期交易、长时间超发计划运行、利用自身特殊能源属性套利等行为，由调度机构将相关证据报送自治区发展改革委，并按照市场监管规定予以认定和出具处罚决定。

第一百五十六条 干旱、大风、沙尘暴、暴雨、冰灾、霜冻和地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

第一百五十七条 为增强电网抵御极端灾害的能力，保障电网安全运行，调度机构可视系统运行需要设置灾害影响区域的火电机组为必开机组，由此造成其它区域的火电机组存在燃料供应约束时，相应机组可设置为必停机组。灾害发生过后，在系统安全风险可控的情况下，宁夏电力调控中心解除必开设置。雨雪冰冻灾害风险或山火风险生效期间，宁夏电力调控中心可根据系统运行需要，将对灾害影响区域有网络支撑或能配合发挥融冰作用的机组设置为必开机组。

第一百五十八条 为落实自治区发展改革委的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在现货电能量市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控

期内该机组在现货电能量市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化。

第一百五十九条 当出现以下紧急情况时，调度机构可采取必要手段进行市场干预，确保市场运行安全。

- （一）电网事故；
- （二）系统出现功率缺额或即将出现功率缺额；
- （三）上级调度机构相关要求；
- （四）自动发电控制系统 AGC、新能源有功控制系统运行异常；
- （五）电力现货市场技术支持系统运行异常；
- （六）调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等技术支持系统运行异常；
- （七）其它需要调度紧急干预的情况。

第一百六十条 在紧急状态下，调度机构应采取适当措施将电力系统恢复到正常运行状态，包括但不限于：

- （一）取消、拒绝或推迟所有影响宁夏电力系统安全运行的计划停运或其它一、二次设备操作；
- （二）调整系统运行方式，配合省内或省间事故处理；
- （三）根据系统需要通知部分停役线路或设备提前复役；
- （四）向西北网调及周边省（区）调度中心申请支援，临时向外省购电

(五) 下达人工调度指令，干预现货市场出清计划和省间电力交易计划；

(六) 执行有序用电和事故拉限电；

(七) 暂停实时现货市场运行；

(八) 启用黑启动机组。

第一百六十一条 紧急情况下，对调度机构干预时段和干预机组，需要做好相关记录，在电力市场结算过程中予以特殊处理，处理方式为干预时段不进行现货偏差结算，产生的上网电量全部计入中长期电量，并免除执行偏差考核。

第一百六十二条 当宁夏电力现货技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。

第五节 市场熔断

第一百六十三条 为及时有效消除异常情况对电网及现货市场影响，保证电力系统安全稳定运行，在市场干预与中止前，若出现以下情况，触发实时电能量市场熔断机制，并在 2 小时内向市场发布原因和触发时间，熔断时长不超过 24 小时。

（一）技术支持系统电源故障或系统异常、网络异常等情形影响实时现货系统正常运行，已持续 15 分钟以上，且短时难以恢复；

（二）发生重大自然灾害、极端天气、突发事件可能影响电力供应或电网安全；

（三）火电机组受阻严重、火电开机容量不足、重大电源故障等情况造成长时间电力供不应求；

（四）外送通道故障、重大电网故障等情况导致网络拓扑发生重大变化；

（五）联络线潮流连续同向不合格 3 次（时长 45 分钟），且无恢复趋势；

（六）实时电能量市场调节能力无法满足电网实际需要；

（七）按照上级调度机构事故处理、保电力供应等情形要求；

（八）电网主备调切换；

（九）调度机构为保证电网安全运行需要触发熔断机制的其它情形。

第一百六十四条 在市场熔断期间，以确保电网安全稳定运行为目标，对调度设备进行运行状态调整，以调度机构下发的指令为实时电能量市场出清结果，相应时段火电机组的节点电价调

整为其出力所在容量段的报价,新能源企业的实时电价调整为所有火电机组节点电价的加权平均值。

第六节 市场中止

第一百六十五条 当面临严重供不应求情况时,自治区发展改革委可依照相关规定和程序暂停市场交易,组织实施有序用电方案。当出现地震、暴雨、山洪等重大自然灾害以及突发事件影响电力供应或电网安全时,自治区发展改革委、西北能源监管局可依照相关规定和程序暂停市场交易,临时实施发用电计划管理。

第一百六十六条 有下列情形之一的,西北能源监管局会同自治区发展改革委可以做出中止电力市场的决定,并向电力市场成员公布中止原因:

(一) 电力市场未按照规则运行和管理的;

(二) 电力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;

(三) 电力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;

(四) 电力市场技术支持系统(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;

(五) 因不可抗力不能竞价交易的;

(六) 电力市场发生严重异常情况的。

第一百六十七条 当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要时可以中止电力现货市场交易，并尽快报告自治区发展改革委及西北能源监管局：

（一）因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

（二）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

（三）因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换或同时启用备用调度时；

（四）电力市场技术支持系统（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，导致现货市场交易无法正常组织时；

（五）出现其它影响电网安全运行的重大突发情况时。

第一百六十八条 当出现上一条所述情况导致市场中止时，采用如下的处理措施：

（一）日前电能量市场中止时，当日不开展日前电能量市场出清，运行日实时现货市场同时中止。调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、机组启停机计划、外购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。

(二) 实时现货市场中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。

第一百六十九条 当市场中止时，按照自治区发展改革委及西北能源监管局指定方式进行结算。由此导致的经营主体运营风险，调度机构及国网宁夏电力有限公司不承担责任。

第一百七十条 当异常情况解除，现货市场具备恢复运行条件时，市场运营机构报自治区发展改革委及西北能源监管局同意后，恢复现货市场正常运行。

附件 8 不参与现货市场机组名单

序号	交易单元名称	备注
1	宁电投太阳山热电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
2	国能灵武二厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
3	京能宁东电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
4	中铝银星电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
5	国能宁东二期电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
6	浙能黎阳电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
7	国能宁夏大坝四期电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
8	国能浙能方家庄电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
9	神华国能鸳鸯湖二期电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
10	青铝发电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
11	国电投临河电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
12	中石化长城能源化工	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
13	英力特化工树脂公司	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
14	宁电青铜峡水电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
15	沙坡头水电厂	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
16	天净一期贺兰山四风场	不参与现货市场, 参与省间外购电差额费用计算
17	银星能源南山八线贺兰山一风场发电二期	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
18	银星能源贺兰山四期(3万)贺兰山一风场	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
19	天净神州贺兰山一风场	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
20	宁发永康中卫四光伏	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
21	国电投吴忠六十二光伏	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
22	国电投宁夏盐池县宁东四十四光伏	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
23	宁夏源林生物发电厂	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
24	惠农安能生物质电厂	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
25	银川中科垃圾发电厂	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
26	银川中科垃圾发电厂(扩建)	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
27	吴忠园台生物垃圾发电厂	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
28	中卫绿能生活垃圾发电厂	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
29	固原天楹垃圾焚烧发电厂	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
30	石嘴山洁达环保垃圾焚烧发电厂	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
31	哈纳斯西部热电厂	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
32	东部热电哈纳斯二厂	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
33	中卫天壕力拓余热电站	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
34	中机国能宁东热电	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
35	中节能石嘴山瓦斯电站	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
36	中节能乌兰瓦斯电站	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算
37	中节能石炭井瓦斯电站	不参与现货市场, 不参与省间外购电差额费用计算