

青海电力现货市场交易实施细则

（ V7.0 征求意见稿 ）

目录

第一章 青海电力现货市场交易实施细则 V7.0 修改说明	1
第二章 总则	1
第三章 市场成员	1
第一节 权利与义务	1
第二节 准入与退出	5
第三节 注册、变更与注销	7
第四章 市场构成与价格	1
第一节 市场构成	1
第二节 价格机制	2
第五章 现货市场运营组织	1
第一节 参与方式	1
第二节 市场准备	3
第三节 核定参数	20
第四节 安全校核	22
第五节 特殊机组出清机制	23
第六节 市场衔接机制	26
第六章 日前电能量市场交易流程	1
第一节 组织方式	1
第二节 组织流程	2
第三节 结果发布	6

第七章 实时电能量市场交易组织	1
第一节 组织方式	1
第二节 组织流程	2
第三节 结果发布	3
第八章 计量结算	1
第一节 计量要求	1
第二节 计量装置管理	1
第三节 计量数据管理	3
第四节 计量封印管理	5
第五节 市场结算管理	5
第六节 市场结算权责	6
第七节 电能量电费结算	8
第八节 分摊及返还费用	14
第九节 火电机组补偿费用结算	29
第十节 新能源实时发电计划执行偏差考核	34
第十一节 结算流程	35
第十二节 退补管理	37
第九章 市场力行为管理	1
第一节 市场力检测与缓解	1
第二节 事前监管机制	1
第三节 事后监管机制	3

第十章 风险防控	1
第一节 基本要求	1
第二节 风险分类	1
第三节 风险防控与处置	2
第十一章 市场干预	1
第一节 市场干预条件	1
第二节 市场干预内容	2
第三节 市场熔断	5
第四节 市场中止和恢复	6
第十二章 争议处理	1
第十三章 电力市场技术支持系统	1
第十四章 附则	4
附件 1	5
名词解释	5
附件 2	9
可靠性机组组合（SCUC）模型	9
附件 3	16
安全约束经济调度（SCED）模型	16
附件 4	21
节点电价（LMP）模型	21
附件 5	22

约束条件松弛条件	22
附件 6	24
省内电力现货交易承诺书	24

第一章 青海电力现货市场交易实施细则 V7.0 修改说明

根据《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）等相关要求，结合近期连续结算试运行情况及市场经营主体提出的意见建议，对照国家“1+6”规则体系，形成青海电力现货市场运营实施细则，具体修改内容如下。

1. 对照《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）等国家基本规则，逐条核对落实，强化地方规则与国家规则的对接和统一，提升政策的统一性、规则的一致性、执行的协同性。如对照基本规则，增加“市场构成与价格”章节，明确青海电力现货市场的构成、价格机制等；增加“电力市场技术支持系统”，明确技术支持系统相关要求；调整名词解释，与国家基本规则保持一致。

2. 完善机组启动补偿，明确机组因自身原因倒机不给予启动补偿，细化机组非停后启动补偿方式。

调整前：现阶段，因省外保供原因的必开约束机组暂不补偿启动费用。

调整后：现阶段，因省外保供、电厂自身原因需调整开机方式的必开约束机组暂不补偿启动费用。机组发生非停后，下次开机不补偿启动费用。

3. 按照国家基本规则，进一步完善市场经营主体准入流程，

并将原先按月准入调整为按自然日连续准入。

调整前：对于新投产的发电企业、新型经营主体，在满足准入条件参与中长期交易的次月起参与电力现货电能量市场交易，满足准入条件的用户次月起参与电力现货电能量市场交易。

调整后：符合电力市场准入条件的各类经营主体在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与电力现货市场交易。

满足准入条件的各类经营主体在 D+3 日（D 日为满足条件的当日）起参与电力现货市场交易，电力交易机构在 D+1 日将经营主体注册信息推送至电网企业及电力调度机构，D+2 日经营主体申报交易信息，D+3 日起参与电力现货市场交易。

4. 优化机组组合，为保障运行日电网安全和电力平衡，将当前的单日机组组合调整为多日机组组合。

调整前：采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日的 96 点机组开机组合。为保障运行日电网安全和电力平衡，日前机组组合制定采用调度主站预测的各新能源场站功率预测曲线作为出力上限约束。

调整后：日前电能量市场的预出清过程如下：

采用可靠性机组组合（SCUC）程序计算 D 日至 D+4 日的 96 点机组开机组合，为保障运行日电网安全和电力平衡，日前机组组合制定采用调度主站预测的各新能源场站功率预测曲线作为出力上限约束。

为保障电网安全，可靠性机组组合（SCUC）计算 D 日至

D+4 日的 96 点机组组合，根据多日地理联络线、新能源预测，考虑水电电力、电量约束等形成 D 日至 D+4 日的水电预计划，按可靠性机组组合（SCUC）程序计算未来多日的机组组合。其中地理联络线根据跨省区中长期交易形成，水电电量约束按照水利部黄河水利委员会下发的电量要求为准。

5. 调整新型储能参与市场方式，为实现储能出力与电网调峰顶峰需求的精准匹配，将原先储能电站按月自愿选择报量不报价或报量报价调整为报量报价参与市场。同时优化储能电站模型，实时市场在日前出清结果基础上，自由优化第一时刻出力；储能自愿申报为维持厂用电所需的最小技术出力，最小技术出力不得大于装机容量的 5%。删除储能调用结算机制。

调整前：储能电站按自然月自愿选择以报量不报价或报量报价的方式参与现货电能量市场，申报量价、充放电曲线、存储电量状态 SOC 等。

当电网出现供应紧张、上级调度或其他特殊运行情况时，储能电站由电力调度机构统一调度进行二次优化，若调用期间储能电站实时市场放电价格低于最近一个月储能放电加权均价或储能电站实时市场充电价格高于最近一个月储能充电加权均价，则给予运行补偿。

调整后：储能电站（含电源侧储能电站）原则上全部报量报价参与现货电能量市场，暂不具备 AGC 控制功能的电源侧储能，以报量不报价方式参与现货电能量市场。电源侧储能与所

属新能源场站打捆参与现货电能量市场，电源侧储能电站视作新能源场站扩充部分，不再设置准入条件，结算方式由相关主体协商确定。报量报价储能电站实时市场在日前出清结果基础上，自由优化第一时刻出力。

最小技术出力，单位为 MW，自愿申报分时段为维持厂用电所需的最小技术出力，最小技术出力不得大于装机的 5%，未申报默认按 0 处理。

6. 增加光热电站交易申报信息，考虑光热电站储热时长及最低发电出力等实际运行情况完善光热模型；为保障场站可用发电量统计口径准确，增加新能源出清最低出力要求；为进一步促进可再生能源消纳，明确火电申报的最小发电能力相关要求。

调整后：光热电站申报

功率预测：具备功率预测的光热电站在新能源监测与调度系统中上传运行日 96 点发电预测曲线。若场（站）未上报预测数据，则采用主站预测数据进行替代；若主站、场（站）均无预测数据，则认为预测数据为 0。

电能量报价：报量报价的光热电站机组，可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh。

自调度曲线：报量不报价光热电站在厂网交互平台申报次

日放电曲线（MW），日内光热电站可根据场站实际情况、市场出清结果滚动调整未来 30 分钟及以后放电曲线（MW），放电曲线经电力调度机构安全校核后，作为边界条件纳入现货市场出清，并作为现货市场价格接受者。

蓄热时长及最小出力要求：报量报价光热电站在厂网交互平台申报次日及日内 96 时刻的蓄热时长及最小出力要求，其中日内可据场站实际情况、市场出清结果滚动调整未来 30 分钟及以后的蓄热时长和最小出力要求。

为保障场站具备可用发电量计算的能力，当新能源具备发电能力时，出清结果不低于装机容量的 5%。

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，其中最小发电能力原则上取并网调度协议与已核定/已认定的灵活性改造最小稳定技术出力的较小值。如机组确实无法按要求执行，向所属电力调度机构进行报送相关情况说明，经所属电力调度机构审核同意确认后生效。

7. 增加绿电直连、绿电聚合等新型主体参与市场机制。

虚拟电厂、绿电直连等新型主体具备在接收到调度指令 15 分钟内响应能力的可报量报价参与实时市场。暂不具备 15 分钟内响应能力的不报量不报价参与实时市场。

初期，绿电直连项目可以报量不报价方式参与电力现货市场，条件成熟时，逐步过渡至报量报价参与电力现货市场。新

能源消纳困难时期，绿电直连项目应优先自用，原则上不向公共电网反送电，以缓解系统运行压力。绿电直连、绿电聚合等项目电量约束由自身根据实际情况灵活调整，并对申报交换功率结果负责。

市场申报

自调度曲线：报量不报价绿电直连、绿电聚合等新型主体通过厂网交互平台自主决策申报次日 96 点交换功率曲线（MW），日内可根据自身实际情况、市场出清结果滚动调整未来 30 分钟及以后交换功率曲线（MW），作为边界条件纳入现货市场出清，作为现货市场价格接受者。

电能量报价：报量报价的绿电直连、绿电聚合通过电力交易平台申报电能量报价（元/MWh）及各时段最大最小交换功率，用电和放电可分别最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh。

8. 明确报量报价参与实时市场要求，具备定价权的需具备实时控制或实时响应能力。

调整后：报量报价参与实时市场的经营主体需具备 AGC 控制功能或 15 分钟实时响应能力。

9. 增加煤电联动机制中负荷率统计方式。

火电机组运行补偿价格标准按《关于建立燃煤发电运行补偿标准与电煤价格联动机制的通知》（青发改价格〔2026〕141

号)执行,其中负荷率统计运行机组的负荷率,如上月同容量公用燃煤机组无运行的机组,取最近一次同容量公用燃煤机组有效负荷率数据。

10. 调整日前及实时市场组织流程,经营主体在日前 9:30 前完成交易信息申报,实时出清未来 3 小时结果,与西北区域互济市场、新版省间现货等做好衔接。

调整前: 事前信息发布

竞价日(D-1)9:30 前,市场运营机构按照《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9 号)文件要求,通过信息披露平台发布日前电能量市场事前信息,包括市场边界信息、市场参数信息和市场预测信息。若边界条件无法在 10:00 前下达,则用前一日边界条件作为日前边界条件进行可靠性机组组合出清。

竞价日(D-1)10:00 前,所有市场机组(新能源为场站)须通过电力交易平台完成日前电能量交易申报。若未按时申报,则按照缺省报价信息参与市场出清。

T-110 分钟前(交易时段起始时刻为 T,下同),省内火电机组、水电机组和新能源场站根据电力调度机构下发的最新发电计划计算富余发电能力,按照《省间电力现货交易规则(试行)》要求,申报省间日内交易时段内的“电力-价格”曲线。T-90 分钟前,电力调度机构对省内发电企业申报数据进行合理性校验,并将发电企业报价曲线上报至国调中心。

调整后：风光新能源场站发电预测

竞价日（D-1）7:00 前，各风电、光伏新能源场站上传次日的 96 点发电预测曲线。

事前交易信息披露

D-1 日 8:45 前，电力调度机构向经营主体披露运行日的边界条件信息。主要信息包括但不限于：

- （一）96 点统调负荷预测曲线。
- （二）联络线外送电计划。
- （三）新能源发电预测曲线。
- （四）备用要求。
- （五）输变电设备检修计划。
- （六）电网关键断面约束情况。
- （七）必开必停机组（群）。
- （八）市场限价等交易参数。

竞价日（D-1）9:30 前，各经营主体须完成日前市场申报参数的提交。具体申报要求详见第五章市场准备。

日前电能量市场预出清

竞价日（D-1）10:55 前，电力调度机构将运行日 96 点统调负荷预测曲线、母线负荷预测曲线、省间联络线预计划、各机组申报信息、机组运行参数等作为输入信息，以全网发电成本最小为目标，考虑系统备用、断面极限等电网运行约束，以及最大最小出力、爬坡速率限制等机组运行约束，通过带安全

约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场预出清结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、发电侧分时节点电价以及用户侧加权平均电价。详细的安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）模型见附件。

竞价日（D-1）11:00 前，电力调度机构将日前电能量市场预出清结果通过信息披露平台向市场主体发布。预出清结果主要包括机组启停计划、机组 96 点发电出力计划曲线等。

省内发电计划编制

竞价日（D-1）14:30-17:30，省调根据上级电力调度机构下发的联络线计划，编制省内日前发电计划或组织省内日前现货交易及辅助服务交易。

日前电能量市场正式出清及结果发布

竞价日（D-1）22:00 前，电力调度机构根据下发的联络线正式计划以及发电机组省间现货、省间辅助服务市场交易结果等最新边界条件，采用可靠性机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序计算得到省内日前电能量市场正式出清结果。通过信息披露平台发布市场出清信息，包括各时段出清电价、出清电量、备用容量、输电断面约束及阻塞情况等。

以上组织时序为标准工作日流程时序，若省间联络线计划下发时间延迟，后续市场交易组织的时间节点将依次顺延。

省间日内现货市场申报及出清

T-95 分钟前（交易时段起始时刻为 T，下同），省内火电机组、水电机组和新能源场站根据电力调度机构下发的最新发电计划计算富余发电能力，按照《省间电力现货交易规则（试行）》要求，申报省间日内交易时段内的“电力-价格”曲线。经营主体申报日内交易时段内的“电力-价格”曲线。T-85 分钟前，网调、省调对经营主体申报数据进行合理性校验，保证节点内部电能申报量可送出或受入，并将经营主体报价曲线上报至国调中心。

T-60 分钟前，国调中心、网调组织省间日内现货交易集中出清，形成考虑安全约束的省间日内现货交易出清结果，经安全校核后，将包含省间日内现货交易出清结果的跨区发输电计划下发至相关电力调度机构和经营主体。

区域互济市场申报及出清

T-45 分钟前，各经营主体申报 T 至 T+120 分钟的交易信息。电力调度机构向西北区域省间电力互济交易平台报送 T 至 T+120 分钟本省（区）参与日内市场所需交易信息，以及本省（区）经营主体经过安全校核与合理性校核的交易信息。其中 T 时刻信息用于正式出清。

T-30 分钟前，西北网调完成 D 日互济交易日内出清。发布 T 时刻互济交易出清结果、T+15 分钟至 T+120 分钟市场预出清结果，滚动编制发布西北省间联络线日内滚动计划。

市场运营机构按 15 分钟为一个交易周期组织实时电能量市

场交易出清，提前 15 分钟滚动计算未来 3 小时实时电能量交易结果。

11. 增加日前用户报量报价，由单边市场调整为发用两侧均报量报价的双边市场。现阶段日前出清结果不作为结算依据，仅向经营主体披露。

调整后：加快推动日前市场以市场化用户申报曲线叠加非市场化用户预测曲线为依据开展集中优化出清。现阶段，日前出清结果不作为结算依据，仅向经营主体披露。

具备条件的售电公司、直接交易用户可自愿选择报量报价参与日前市场。电力调度机构以社会福利最大为目标，将用户申报曲线叠加非市场化用户预测作为需求，集中优化出清形成日前市场出清结果。

售电公司在电力交易平台申报其代理的直接参与现货市场用户、聚合后参与现货市场用户在运行日（D）对应到电价节点的分段量价曲线；允许代理聚合用户的售电公司申报统一量价曲线，对应到各电价节点的分配比例按用户运行容量进行分解。售电公司代理的直接参与现货市场用户、聚合后参与现货市场用户，其申报的每个时段最大电力需求，不得超过相关用户运行容量。

直接参与现货市场的电力用户，在电力交易平台申报运行日（D）对应到电价节点的分段量价曲线，申报的每个时段最大电力需求，不得超过相关用户运行容量。

涉及对应不同电价节点的主、子户电力用户，允许聚合为单一用户后参与现货市场，其申报的单一量价曲线，依据各节点运行容量，将申报量价等比例分解至各节点。

售电公司和直接交易电力用户申报的分段价格曲线作为日前现货市场出清计算的依据，其申报曲线需满足如下要求：

电能量报价：通过电力交易平台申报电能量报价（元/MWh）及各时段用电曲线，最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh，报价需满足以下要求。

（1）第一个报价段出力起点为最小用电需求；

（2）最后一个报价段出力终点为最大用电需求，不得超运行容量；

（2）每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

（3）报价曲线必须随出力增加单调非递增；

（4）每个报价段出力跨度不能低于最大用电需求与最小用电需求之差的 10%；

（5）每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

12. 完善市场交易机制，推动省内现货市场交易周期由 15 分钟缩短至 5 分钟。

调整后：推动省内现货市场交易周期缩短至 5 分钟。现阶段，省内现货市场交易周期为 15 分钟，后续根据市场建设情况适时将交易周期缩短至 5 分钟。

13. 增加现货市场调节运行机制，明确结算试运行及后续正式运行后的规则调整方式。

调整后：青海电力现货市场结合新能源转型需要和市场建设进程，运行期间有关主管部门根据职责分工及时修订本细则及配套实施细则，如需调整部分内容（包括但不限于参与主体、组织流程、核定参数调整等），有关主管部门可用补充规定的形式对部分规则进行调整。规则修订应充分发挥电力市场管理委员会作用。

第二章 总则

第一条 为规范青海电力现货市场主体的建设、运营和管理，维护电力交易各方的合法权益和社会公众利益，保障青海电力现货市场安全有序运转，根据《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）、《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委2024年第20号令）、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）、《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）和有关法律、法规，结合青海省实际，制定本细则。

第二条 本细则所称电力现货市场是指符合准入条件的经营主体开展日前、日内、实时电能量交易的市场。电力现货市场通过竞争形成体现时空价值的市场出清价格，并配套开展调频、备用等辅助服务交易。

第三条 电力现货市场建设的目标是形成体现时间和空间特性、反映市场供需变化的电能量价格信号，发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，提升电力系统调节能力，促进可再生能源消纳，保障电力安全可靠供应，引导电力长期规划和投资，

促进电力系统向清洁低碳、安全高效转型。

第四条 青海电力现货市场结合新能源转型需要和市场建设进程，运行期间有关主管部门根据职责分工及时修订本细则及配套实施细则，如需调整部分内容（包括但不限于参与主体、组织流程、核定参数调整等），有关主管部门可用补充规定的形式对部分规则进行调整。规则修订应充分发挥电力市场管理委员会作用。

第五条 电力现货市场建设与运营坚持安全可靠、绿色低碳、经济高效、稳步协同、公开透明原则。

第三章 市场成员

第一节 权利与义务

第六条 所称市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。

(一) 经营主体包括各类型发电企业、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(含分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等)。

(二) 电网企业指国网青海省电力公司。

(三) 市场运营机构指青海电力交易中心有限公司(以下简称“电力交易机构”)和国网青海省电力公司电力调度中心(以下简称“电力调度机构”)。

第七条 发电企业的权利和义务主要包括:

(一) 按照规则参与电能量、辅助服务等交易, 签订和履行各类电力交易合同, 按规定参与电费结算, 在规定时间内可对结算结果提出异议。

(二) 获得公平的输配电服务和电网接入服务。

(三) 签订并执行并网调度协议, 服从电力调度机构的统一调度, 提供承诺的有效容量和辅助服务, 提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。

(四) 依法依规提供相关市场信息, 按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息, 并承担保密义务。

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 电力用户的权利和义务主要包括：

(一) 按照规则参与电能量和辅助服务交易，签订和履行各类电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，其中参与批发电能量交易的用户，可以按照规则进行跨省跨区购电和省内购电。

(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、线损电费、系统运行费用（含辅助服务费）、政府性基金及附加等。

(三) 依法依规提供相关市场信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务。

(四) 服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提供承诺的需求响应服务。

(五) 按规定支付电费，在规定时间内可对结算结果提出异议。

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 售电公司的权利和义务主要包括：

(一) 按照规则参与跨省跨区、省内电能量交易和辅助服务交易，提供增值服务，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务。

(二) 按照规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求，获得电力交易、输配电服务和代理零售用

户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担用户信息保密义务。

（三）获得电网企业的电费结算服务。

（四）具有配电网运营权的售电公司负责提供相应配电服务，按用户委托提供代理购电服务。依法依规披露和提供信息。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件，具体要求按相应文件执行。

第十一条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输配电设施正常运行；

（二）根据电力现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设；

（三）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务；

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

（五）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性；

（六）收取输配电费用，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；电网企业输配电业务属于监管业务，

依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任；

(七)保障居民(含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户)、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策，单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线；

(八)向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

(九)法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力调度机构的权利和义务主要包括：

(一)组织电力现货交易，负责安全校核、市场监测和风险防范，按调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行。

(二)合理安排电网运行方式，保障电力市场正常运行。

(三)按规则建设、运行和维护电力现货市场和辅助服务技术支持系统。

(四)按照信息披露和报送等有关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以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务。

(五)配合国家能源局西北监管局和省有关主管部门开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向国家能源局西北监管局、省有关主管部门报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责。

(六)法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

(一) 向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务。

(二) 负责中长期交易组织、合同管理，负责现货交易申报和信息发布。

(三) 提供电力交易结算依据及相关服务。

(四) 建设、运营和维护青海电力交易平台和相关配套系统。

(五) 按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务。提供信息发布平台，为市场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及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口；

(六) 监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违纪行为，向国家能源局西北监管局和省有关主管部门及时报告并配合相关调查；依法依规实施干预市场，防控市场风险。

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第十四条 参加电力市场交易的经营主体应是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，其中发电企业应当依法依规取得电力业务许可证。内部核算的经营主体经法人单位授权，可申请参与电力市场交易。参与中

长期交易的经营主体均可参与现货市场。

第十五条 准入电力市场的发电企业和电力用户不允许退出。满足下列情形之一的，可自愿申请办理退市手续：

（一）经营主体宣告破产、退役，不再发电或用电。

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体因自身原因无法继续参加市场。

（三）因电网网架结构调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

（四）售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出的管理规定执行。

第十六条 经营主体发生以下情况时，电力交易机构依法依规强制其退出市场，并向国家能源局西北监管局、省有关主管部门备案。

（一）因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业，电力业务许可证被注销等情况）。

（二）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。

（三）严重违反市场交易规则，且拒不整改的。

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的。

（五）因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，且未在期限内完成整改的。

(六) 法律、法规规定的其他情形。

第十七条 退出市场的经营主体应缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的成交电量。无正当理由退出市场的经营主体及其法定代表人三年内均不得申请市场准入。

第三节 注册、变更与注销

第十八条 符合电力市场准入条件的各类经营主体在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与电力市场交易。各电力交易机构共享注册信息。经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性，履行承诺、公示、注册、备案等相关手续后，电力交易机构及时向社会发布经营主体注册信息。

第十九条 已完成市场注册的经营主体，当市场注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请，变更信息经公示无异议后，电力交易机构向社会重新发布相关经营主体注册信息。

第二十条 因故需要退出市场的经营主体，应及时向电力交易机构提出市场退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退出市场。

第四章 市场构成与价格

第一节 市场构成

第二十一条 现阶段，青海电力现货市场包括日前市场和实时市场，后续根据市场建设情况适时开展日内市场。

（一）日前市场。市场运营机构按日组织日前市场，根据经营主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，以社会福利最大为目标，进行日前市场集中优化出清，形成日前出清结果。加快推动日前市场以市场化用户申报曲线叠加非市场化用户预测曲线为依据开展集中优化出清。现阶段，日前出清结果不作为结算依据，仅向经营主体披露。

（二）日内市场。市场运营机构在运行日，根据系统运行情况和最新预测信息，滚动优化快速启停机组等灵活调节资源，以满足系统平衡要求。

（三）实时市场。实时市场中，市场运营机构在运行日根据经营主体申报，在机组组合基本确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以社会福利最大为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果。

第二十二条 可靠性机组组合（SCUC）是日前市场的重要环节，与安全约束经济调度（SCED）分别组织，具体模型详见附件。为满足系统运行安全需要，可靠性机组组合根据发电侧报

价、可再生能源出力预测、省间送受电计划和系统负荷预测等，确定需要启停的机组。

第二十三条 电力现货市场信息披露工作按照国家有关规定执行，信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第二十四条 推动省内现货市场交易周期缩短至 5 分钟。现阶段，省内现货市场交易周期为 15 分钟，后续根据市场建设情况适时将交易周期缩短至 5 分钟。

第二十五条 市场运营机构应按照规则及时向经营主体发布对应出清结果，当出清结果缺失或错误时，应根据规则及时补发或更正，并进行情况说明。

第二节 价格机制

第二十六条 现阶段，青海电力现货市场采用节点边际电价，节点边际电价包含电能量分量和阻塞分量。

第二十七条 经营主体具有报价权和参与定价权，电网企业代理购电用户在现货市场中不申报价格。经营主体不能参与定价的情况有：

（一）机组已达到最大爬坡能力。

（二）机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。

（三）机组因自身原因或因水电厂水位控制或下游综合利用需要，出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定

价。

(四) 机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

第二十八条 发电侧价格由电能量价格、辅助服务费用等构成。

第二十九条 直接参与交易的用户侧用电价格由电能量价格、输配电价(含交叉补贴)、上网环节线损费用、系统运行费用(包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等)、政府性基金及附加等构成。代理购电用户用电价格按照政府有关规定执行。

第三十条 输配电价(含交叉补贴)、综合线损率等以政府核定水平为准。政府性基金及附加遵循政府有关规定。

第三十一条 市场定价

现阶段，发用双方均采用“单结算”模式，按实时电能量市场出清得到的市场价格，按现货结算规则进行结算。

(一) 发电侧定价

实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，发电侧以机组所在节点的实时节点电价作为相应时段的出清价格。

(二) 用户侧定价

用户侧采用每 15 分钟的发电侧实时加权平均电价作为相应时段的出清价格，由每 15 分钟的机组实时电能量市场总电费除以机组实时电能量市场总电量得到。计算公式为：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_{m=1}^M (Q_{m,t, \text{实时}} \times LMP_{m,t, \text{实时}})}{\sum_{m=1}^M Q_{m,t, \text{实时}}}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 表示第 t 时段的用户侧实时加权平均电价；

$Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示机组 m 第 t 时段的实时出清总上网电量；

$LMP_{m,t, \text{实时}}$ 表示机组 m 第 t 时段的实时出清价格。

第三十二条 通过在市场出清中考虑线路/断面安全约束等方式进行阻塞管理。节点电价所产生的阻塞费用，按相关规定分配给经营主体。

第五章 现货市场运营组织

第一节 参与方式

第三十三条 现阶段，参与现货电能量市场的发电侧市场主体包含统调的燃煤火电机组、新能源场站（直流配套电源除外）；用户侧市场主体包括售电公司、批发用户和电网企业代理购电用户；新型市场主体包括储能电站和虚拟电厂等。报量报价参与实时市场的经营主体需具备 AGC 控制功能或 15 分钟实时响应能力。

第三十四条 满足准入条件的各类经营主体在 D+3 日（D 日为满足条件的当日）起参与电力现货市场交易，电力交易机构在 D+1 日将经营主体注册信息推送至电网企业及电力调度机构，D+2 日经营主体申报交易信息，D+3 日起参与电力现货市场交易。

第三十五条 燃煤火电机组以报量报价的方式参与现货电能量市场。

第三十六条 新能源场站（含风光储联合发电站）除直流配套电源外原则上以调度控制单元参与省内现货电能量市场，并按如下原则参与现货电能量市场。

（一）扶贫、分布式/分散式、特许经营权、金太阳上网电量全额纳入机制电量的新能源项目，以价格接受者参与市场，按自身是否具备申报发电预测能力以报量不报价或不报量不报价参与现货电能量市场。

（二）按年发电利用小时数纳入机制电量的光热、光伏应用

领跑者等新能源项目，按月统计年发电利用小时数。

上月年发电利用小时数未达到保障小时数的：以价格接受者全电量参与出清，以报量不报价参与现货电能量市场。

上月年发电利用小时数达到保障小时数的：保障年发电利用小时数外的电量以价格接受者按现货市场规则结算，本月起原则上以报量报价参与现货电能量市场，上网电量通过市场化形成，暂时不具备 AGC 控制功能的，以报量不报价参与现货电能量市场。

(三)其他新能源项目原则上报量报价参与现货电能量市场，暂不具备 AGC 控制功能的，按自身是否具备申报发电预测能力以报量不报价或不报量不报价参与现货电能量市场。

第三十七条 储能电站（含电源侧储能电站）原则上全部报量报价参与现货电能量市场，暂不具备 AGC 控制功能的电源侧储能，以报量不报价方式参与现货电能量市场。电源侧储能与所属新能源场站打捆参与现货电能量市场，电源侧储能电站视作新能源场站扩充部分，不再设置准入条件，结算方式由相关主体协商确定。报量报价储能电站实时市场在日前出清结果基础上，自由优化第一时刻出力。

第三十八条 虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体具备在接收到调度指令 15 分钟内响应能力的可报量报价参与实时市场。暂不具备 15 分钟内响应能力的报量不报价参与实时市场。原则上，虚拟电厂、绿电直连、负荷聚合商等新型主体应作为一个整体

交易单元参与电力现货市场。

初期，绿电直连项目可以报量不报价方式参与电力现货市场，条件成熟时，逐步过渡至报量报价参与电力现货市场。新能源消纳困难时期，绿电直连项目应优先自用，原则上不向公共电网反送电，以缓解系统运行压力。

第三十九条 具备条件的售电公司、批发用户，可自愿选择报量报价方式参与日前市场。

第四十条 参与方式的变更周期以月为单位。经营主体如需调整参与方式，应在当月最后一日调整次月参与方式。同一经营主体在月内不得变更参与方式。

第二节 市场准备

第四十一条 参与各类市场品种的成员，应分别遵守所参加市场的市场规则，按照所参加市场的规则和交易结果承担相应经济责任。

第四十二条 负荷预测

包括短期和超短期统调负荷预测、母线负荷预测，在经营主体申报前，电力调度机构开展运行日分时段负荷预测和母线负荷预测。电网企业负责预测代理购电用户分时段用电量及居民、农业用电量和典型曲线，并通过技术支持系统发布。

(一) 短期统调负荷预测：

短期统调负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的统调负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行

日全省的日统调负荷预测，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、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电等情况。

（二）短期母线负荷预测：

短期母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 110kV 母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方电出力预测、需求侧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。

（三）超短期统调负荷预测：

超短期统调负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时统调负荷需求。电力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、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

（四）超短期母线负荷预测：

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 110kV 母线节点负荷需求。电力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。

第四十三条 省间联络线计划

市场运营机构综合考虑省间中长期合同约定曲线、电网实际运行情况、省间现货市场日前交易结果等因素，确定跨省跨区联络线计划，作为送受两端市场的初始条件。

电力调度机构根据省间联络线预计划以及正式计划，分别开展省内日前电能量市场的预出清以及正式出清。其中，省间联络线预计划曲线作为省内电能量市场预出清的边界条件；省间电力现货市场交易以及西北区域互济交易等所形成的正式省间联络线计划，作为现货电能量市场正式出清的边界条件。

电力调度机构根据国调中心、西北网调发布的运行日省间联络线计划，在调度技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行维护。

第四十四条 备用约束

电力调度机构综合考虑负荷短期内大幅变化、新能源出力波动、主要故障预想、重要保供电要求等情况下的系统运行需要，确定系统正、负备用要求。现货交易出清结果需满足运行日的系统备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全运行需要，调整备用值，并向经营主体披露调整情况。

当运行备用容量无法满足要求时，实时运行控制原则如下：

（一）若青海电网系统备用容量无法满足要求，在西北电网全网备用容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，电力调度机构向西北网调申请备用支援。

（二）若青海电网系统备用容量无法满足要求，且上级调度

机构无法提供支援时，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。

(三)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及系统备用在规定范围内。

第四十五条 电力调度机构基于发、输变电设备投产、退役和检修计划，结合电网实际运行状态，确定运行日的发、输变电设备检修和投运计划。

(一)发、输变电设备检修计划

电力调度机构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，确定发、输变电设备日前检修计划。

(二)发、输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度发、输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的发、输变电设备投产与退役计划。

第四十六条 系统安全约束

系统安全约束条件包括输变电设备极限功率、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。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，作为现货市场优化出清的边界条件。各级电力调度机构安全约束条件存在相互影响的情况

时，应相互通报并协调一致。

（一）线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可设置线路极限功率、断面极限功率：

（1）因系统安全约束，需要将线路、断面潮流控制在指定值以内；

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

（3）其他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。

（二）发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，设置机组（群）必开约束：

（1）因系统安全约束，需要提前开机的机组，以及必须维持运行状态的机组；

（2）因保供电、保供热、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

（3）根据电网安全运行要求，需要在运行日某些时段固定出力的机组；

（4）其他保障电网安全和电力可靠供应需要开机运行的机组。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必开约束信息。对于出清过程中为满足安全校核

要求需增加开出、提前开出或取消停机计划维持运行状态的机组，在日前出清结果发布时随信息披露更新，并通知调管范围内的必开约束信息。必开约束机组应提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

（三）发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

- （1）因系统安全约束需要停机的机组；
- （2）不具备并网条件的机组；
- （3）国家能源局西北监管局、政府主管部门下达的停机要求；
- （4）已纳入政府当年关停计划的机组；
- （5）其他情况需要停机的机组。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必停机组，明确相应的必停时段，并在现货电能量市场出清中将必停机组设置为不可用状态。接到停机指令的机组，应尽快做好停机准备，按时安全停机。

（四）发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（群）出力上下限约束：

- （1）因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）；

(2) 因保供电、保供热、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；

(3) 根据电网安全运行要求或可再生能源消纳需求，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；

(4) 其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

(五) 机组出力上/下限约束

新能源场站出力上限为新能源场站上报的超短期功率预测，数据缺失时选择调度主站的新能源发电能力预测，调度主站新能源预测数据缺失时采用日前申报的预测信息。

电力调度机构根据发电机组申报的出力上下限，确定火电机组出力上下限约束，作为实时电能量市场出清的边界条件。正常情况下，火电机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小可调出力。机组出力上下限不得超过实时控制上下限。

第四十七条 非市场机组发电计划编制与调整

(一) 发电计划编制：

水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全以及上下游灌溉、航运、民生用水等综合需求，考虑电厂发电能力，经优化校核后优先安排发电。编制机组发电计划时，应避开机组振动区安排发电。

自备电厂：按照优先满足自备生产所需电量的原则，由自备电厂根据自身生产所需申报 96 点发电计划曲线。

燃气电厂：综合燃气供气情况、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次日 96 点发电计划曲线。

（二）发电计划调整：

自备电厂、燃气电厂、水电机组等非市场机组综合考虑实时电力供需平衡、电网安全约束条件以及新能源超短期出力预测情况对发电出力计划在实时进行调整，现货市场以调整后的计划作为边界出清。

第四十八条 机组调试及试验计划

机组如有调试或试验计划，在规定时间内向电力调度机构申报调试及试验计划，经电力调度机构审核后形成最终调试及试验计划，调试及试验计划作为现货市场边界。

第四十九条 发电企业（机组）按要求向电力市场运营机构提供运行技术参数，作为电力现货市场出清的参数。

第五十条 现货市场每日连续运行，经营主体需在规定时间内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。未申报缺省值的，默认采用前一日同类型主体申报均价进行出清。

（一）火电机组申报

火电机组申报交易信息主要包括：电能量报价（元/MWh）、机组运行上下限（MW）、机组启动费用（元/次）、基础参数等。

电能量报价：机组运行在不同出力区间时机组微增电能量的价格，可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh。燃煤机组报价需满足以下要求：

- （1）第一个报价段出力起点为机组认定的最小可调出力；
- （2）最后一个报价段出力终点为机组的额定有功功率；
- （3）每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；
- （4）报价曲线必须随出力增加单调非递减；
- （5）每个报价段出力跨度不能低于机组额定有功功率与最小可调出力之差的 10%。每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

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，其中最小发电能力原则上取并网调度协议与已核定/已认定的灵活性改造最小稳定技术出力的较小值。如机组确实无法按要求执行，向所属电力调度机构进行报送相关情况说明，经所属电力调度机构审核同意确认后生效。

机组启动费用：发电机组启动费用指发电机组从冷态/温态/热态启动时所分别需要的费用。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。发电机组在日前电

能量市场中申报的冷/温/热态启动费用不能超过核定启动费用上限范围。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。

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在运行日具备开机运行条件，该机组需在电力交易平台申报运行日精确到 15 分钟时段的最早可并网时间。若机组未及时申报，则按照日前现货交易出清结果发布时间，往后顺延该机组的冷态/温态/热态启动时间后，计算得到该机组最早可并网时间。

供热机组供热计划：供热电厂通过调度技术支持系统向电力调度机构申报运行日的供热的机组名称以及编号。

机组运行参数：由市场主体向市场运营机构提供的并网机组运行参数，应与并网调度协议保持一致，作为现货市场计算出清默认参数。机组运行参数如需变更，需要通过运行参数变更管理流程进行更改。

（1）发电机组额定有功功率，单位为 MW；

（2）发电机组最小可调出力，取并网调度协议与已核定/已认定的灵活性改造最小稳定技术出力的较小值，单位为 MW；

（3）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟；

（4）发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天，单日一启一停计为 1 次；

（5）每台机组的厂用电率，单位为百分数；

(6) 发电机组冷态启动时间，单位为小时；

(7) 发电机组温态启动时间，单位为小时；

(8) 发电机组热态启动时间，单位为小时；

(9) 冷态/温态/热态三组典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小可调出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(10) 典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小可调出力解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(11) 最小连续开机/停机时间，表示机组开机/停机后，距离下一次停机/开机至少需要连续运行的时间，单位为 15 分钟。最小连续开机时间申报范围为 0-72 小时，最小连续停机时间申报范围为 0-24 小时；

(二) 新能源场站申报

功率预测：具备功率预测的新能源场站在新能源监测与调度系统中上传运行日 96 点发电预测曲线。若场（站）未上报预测数据，则采用主站预测数据进行替代；若主站、场（站）均无预测数据，则认为预测数据为 0。

电能量报价：报量报价的新能源场站通过电力交易平台申报电能量报价（元/MWh），可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh。新能源场站报价需满足以下要求：

(1) 第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率；

(2) 报价曲线必须随出力增加单调非递减；

(3) 每个报价段出力跨度不能低于装机额定有功功率的 10%；

(4) 每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

机组运行参数：

(1) 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 MW；

(2) 全厂厂用电率，单位为百分数。

(三) 储能电站申报

电能量报价：报量报价储能电站（含电源侧储能电站），通过电力交易平台申报电能量报价（元/MWh），充电和放电可分别最多申报 5 段（电源侧储能电站仅申报放电的电能量报价），每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh。储能电站报价需满足以下要求：

(1) 充电功率以负值表示，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 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；

(2) 每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力

终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

（3）报价曲线必须随出力增加单调非递减；

（4）每个充电报价段的出力跨度不能低于储能额定充电功率的 10%，每个放电报价段出力跨度不能低于储能额定放电功率的 10%，出力区间不得跨越充电、放电功率；

（5）每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

报量报价储能电站可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态（SOC）。

自调度曲线：报量不报价储能电站通过厂网交互平台自主决策申报满足 SOC 校核的次日充放电曲线（MW）、存储电量状态 SOC 等，日内储能电站可根据场站实际情况、市场出清结果滚动调整未来 30 分钟及以后充放电曲线（MW），充放电曲线经电力调度机构合理性、安全性校核后，作为边界条件纳入现货市场出清，并作为现货市场价格接受者。

运行参数：

（1）储能电站额定功率和电量，单位为 MW 和 MWh；

（2）储能电站最大充、放电功率，单位为 MW；

（3）储能电站最大、最小允许荷电状态（SOC），单位为%；

（4）储能电站的充、放电效率，单位为%；

（5）状态保持时间，单位为 15 分钟，表示储能电站维持充/放电状态最小时间，未申报默认 15 分钟。

(6) 最小技术出力，单位为 MW，自愿申报分时段为维持厂用电所需的最小技术出力，最小技术出力不得大于装机的 5%，未申报默认 0。

(四) 光热电站申报

功率预测：具备功率预测的光热电站在新能源监测与调度系统中上传运行日 96 点发电预测曲线。若场（站）未上报预测数据，则采用主站预测数据进行替代；若主站、场（站）均无预测数据，则认为预测数据为 0。

电能量报价：报量报价的光热电站机组，可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh。光热电站报价需满足以下要求：

- (1) 第一个报价段出力起点为 0；
- (2) 最后一个报价段出力终点为额定装机；
- (3) 每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；
- (4) 报价曲线必须随出力增加单调非递减；
- (5) 每个报价段出力跨度不能低于机组额定有功功率的 10%。每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

自调度曲线：报量不报价光热电站在厂网交互平台申报次日放电曲线（MW），日内光热电站可根据场站实际情况、市场出清结果滚动调整未来 30 分钟及以后放电曲线（MW），放电曲

线经电力调度机构安全校核后，作为边界条件纳入现货市场出清，并作为现货市场价格接受者。

蓄热时长及最小出力要求：报量报价光热电站在厂网交互平台申报次日及日内 96 时刻的蓄热时长及最小出力要求，其中日内可据场站实际情况、市场出清结果滚动调整未来 30 分钟及以后的蓄热时长和最小出力要求。

（五）用户与售电公司申报

售电公司在电力交易平台申报其代理的直接参与现货市场用户、聚合后参与现货市场用户在运行日（D）对应到电价节点的分段量价曲线；允许代理聚合用户的售电公司申报统一量价曲线，对应到各电价节点的分配比例按用户运行容量进行分解。售电公司代理的直接参与现货市场用户、聚合后参与现货市场用户，其申报的每个时段最大电力需求，不得超过相关用户运行容量。

直接参与现货市场的电力用户，在电力交易平台申报运行日（D）对应到电价节点的分段量价曲线，申报的每个时段最大电力需求，不得超过相关用户运行容量。

涉及对应不同电价节点的主、子户电力用户，允许聚合为单一用户后参与现货市场，其申报的单一量价曲线，依据各节点运行容量，将申报量价等比例分解至各节点。

售电公司和直接交易电力用户申报的分段价格曲线作为日前现货市场出清计算的依据，其申报曲线需满足如下要求：

电能量报价：通过电力交易平台申报电能量报价（元/MWh）及各时段用电曲线，最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh，报价需满足以下要求。

（1）第一个报价段出力起点为最小用电需求；

（2）最后一个报价段出力终点为最大用电需求，不得超运行容量；

（3）每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

（4）报价曲线必须随出力增加单调非递增；

（5）每个报价段出力跨度不能低于最大用电需求与最小用电需求之差的 10%；

（6）每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

（六）虚拟电厂、绿电直连等新型经营主体申报

自调度曲线：报量不报价新型经营主体通过厂网交互平台自主决策申报次日 96 点交换曲线（MW），日内可根据自身实际情况、市场出清结果滚动调整未来 30 分钟及以后用电曲线（MW），作为边界条件纳入现货市场出清，并作为现货市场价格接受者。

电能量报价：报量报价的新型经营主体通过电力交易平台

申报电能量报价（元/MWh）及各时段最大最小交换功率，用电和放电可分别最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh。虚拟电厂报价需满足以下要求：

（1）用电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定用电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；

（2）每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

（3）报价曲线必须随出力增加单调非递减；

（4）每个用电报价段的出力跨度不能低于虚拟电厂最大用电功率的 10%，每个放电报价段出力跨度不能低于最大放电功率的 10%，出力区间不得跨越用电、放电功率；

（5）每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

参与时段：报量报价虚拟电厂申报参与电力现货交易买、卖电的时间范围。若虚拟电厂迟报、漏报或未报任一方向参与时段，则默认虚拟电厂不参与相应方向的电力现货交易。

第五十一条 关键参数的设置和修改应按规则规定的程序开展，不得随意更改。

第三节 核定参数

第五十二条 市场核定参数包括市场申报限价、市场出清限价、火电机组核定启动成本、火电机组核定空载成本、火电机组核定运行成本等，由省级价格主管部门会同省能源局、国家能源局西北监管局，结合青海实际情况对核定参数进行明确。现货市场应设定报价限价和出清限价，报价限价不应超出出清限价范围。相关参数由政府相关部门进行明确并及时在交易平台披露，如有变化将及时进行公布调整。

(一) 申报限价：是指市场主体在申报电能量环节不应超过的价格范围，包含上限和下限。

(二) 出清限价：是指在市场出清环节，为确保价格的合理波动设置的上、下限范围。当出清价格低于或高于市场出清限价范围，按限价执行。

(三) 火电机组核定启动成本：是指机组在启动过程中发生的有关费用，主要由燃料费用、厂用电费和机组寿命的折损费用三部分组成。按照启动周期分为冷态（>72 小时）、温态（24-72 小时）和热态（≤24 小时）费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用。

(四) 火电机组核定空载成本：指机组已并网但出力为零或低于技术最小出力时，为维持热备用状态而发生的经核定费用，主要包括维持保温及辅机运转的燃料费、厂用电费及空转损耗。该成本用于补偿机组为电网提供旋转备用或调峰服务所承担的

待机消耗。

(五)火电机组核定运行成本：指基于发电机组的发电成本核定的发电成本价格（单值）或发电成本曲线。核定成本用于计算发电机组运行补偿费用、市场力检测与缓解等环节。

(六)超缺额系数：用于计算经营主体因中长期合约电量与实际发/用电量存在偏差而产生的超额收益回收费用的参数，包括机组侧的超额电量参数 K_1 、超额回收参数 λ_1 和缺额电量参数 K_2 、缺额回收参数 λ_2 ，以及用户侧的超额电量参数 K_3 、超额回收参数 λ_3 和缺额电量参数 K_4 、缺额回收参数 λ_4 。

(七)二级限价：除正常交易的市场限价外，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，等比例调减发电侧对应触发限价时段的各节点电价，发用两侧均按照调减后的价格执行，市场运营机构将调减情况向市场经营主体及时披露。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。

(八)市场力监测相关系数。为避免具有市场力的发电企业操纵市场价格，通过采用事前及事后市场力监管机制，判断市场主体是否具备市场力，若具备市场力且造成市场出清价格偏离合理范围，则采取相应缓解措施，保障市场出清价格在合理水平范围内。现阶段主要包括事前监测参考价格、基准价格等参数。

第五十三条 市场限价设定应考虑经济社会承受能力，有利

于市场发现价格，激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，防范市场运行风险。

第五十四条 市场限价综合考虑边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素，经科学测算后按规则规定合理确定，并适时调整。

第五十五条 市场限价与市场建设相适应，并加强不同交易品种市场限价的协同。未建立容量成本回收机制前，市场限价应考虑机组固定成本回收。随着交易接近交割时间，市场价格上限应依次递增或持平。

第五十六条 省价格主管部门会同国家能源局西北监管局结合各地机组启动成本、变电成本（含空载成本）和固定成本等变化趋势，及时开展成本调查，明确各类型机组成本。

第四节 安全校核

第五十七条 电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束、是否存在电力供应风险或调峰安全风险等情况。

若存在平衡约束无法满足要求的时段，可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织短期跨省区交易、组织有序用电以及其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第五十八条 安全稳定校核

安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。

（一）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。

(二)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。

若存在安全约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第五节 特殊机组出清机制

第五十九条 同报价出清原则

当新能源场站与火电燃煤机组、新型经营主体报价相同时，同等条件下的参与出清顺序为：新能源场站、新型经营主体、火电。当新能源报价相同时，按照该交易时段各类新能源场站同报价段有效申报容量比例（最后一段有效申报容量上限为超短期功率预测值）分配中标出力。新型经营主体报价相同时，按照该交易时段各类新型经营主体同报价段有效申报容量比例分配中标出力；火电燃煤机组报价相同时，按照该交易时段各类火电燃煤机组同报价段有效申报容量比例分配中标出力。为保障场站具备可用发电量计算的能力，当新能源具备发电能力时，出清结果不低于装机容量的 5%。

第六十条 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可调出力。

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。

第六十一条 处于开/停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小可调出力期间，发电出力为其对应状态下的典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组发电出力达到最小可调出力之后，从下一个交易时段开始，按照其电能量报价参与电能量市场竞价出清。

第六十二条 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仅中标最小可调出力，该时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第六十三条 参与出清必开约束机组

必开约束机组在必开约束时段内应为运行状态，必开最小出力及以下部分参与出清，不参与市场定价；必开最小可调出

力以上的发电容量根据发电机组的报价参与优化出清。

第六十四条 供热机组

申报了运行日供热计划的供热机组，在供热时段内的机组状态为开机，最小出力及以下部分参与出清，不参与市场定价；最小出力以上的发电容量根据发电机组的报价参与优化出清。

第六十五条 一次能源供应约束的火电机组

煤电厂厂内存煤可用天数低于 7 天时，视为发电机组存在一次能源供应约束，相关电厂各台机组均按照申报价格上限作为报价参与现货电能量市场出清，但不参与市场定价。

第六十六条 应急新增开机机组

应急新增开机机组指在电能量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。

应急新增开机机组根据其电能量报价参与市场优化出清。某交易时段，若应急新增开机机组仅中标最小可调出力，则不参与市场定价；若最小可调出力之上的发电容量中标，则可参与市场定价。应急新增开机启动、运行补偿原则与列入机组开机组合的机组一致。

第六十七条 临时新增停机机组

临时新增停机机组指在日前电能量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，在日前电能量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。若由于电网安全需要安排已中标机组停机的，分以下两种情况处理：

（一）机组在竞价日（D-1）处于开机状态，在日前电能量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。

（二）机组在竞价日（D-1）处于停机状态，在日前电能量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。

第六节 市场衔接机制

第六十八条 中长期与现货电能量市场的衔接

经营主体通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。

市场运营机构不断优化中长期与现货市场运营衔接，开展中长期分时段带曲线交易，增加交易频次，缩短交易周期。

跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清结算，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。

（一）省内中长期与现货电能量市场的衔接

省内中长期交易以稳定供需、规避风险为原则，形成长期合约，合约应约定每日结算用的中长期交易分解曲线或分解曲线形成方式，分解曲线不作物理执行，仅作为现货电能量市场全电量集中竞价优化后的结算依据。现货市场运行日的前2日（D-2），各市场主体（含代理购电）形成运行日的中长期交易分解曲线，由电力交易机构推送给电力调度机构、电网企业和经营主体。

（二）省间中长期与现货电能量市场的衔接

省间中长期交易包括省间国家指令性计划、政府间协议和市场化省间中长期交易。省间中长期交易形成的送受电曲线不作物理执行，纳入省间联络线计划，作为省内现货电能量市场组织的运行边界条件。

第六十九条 代理购电与现货市场衔接

电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量，通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，形成分时合同。

代理工商业用户购电的偏差电量按照现货市场价格结算。

为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，由全体工商业用户分摊或分享。

第七十条 辅助服务与现货电能量市场的衔接

现货市场起步阶段，调频、备用等辅助服务市场与现货市场可单独出清；具备条件时，调频、备用等辅助服务市场与现货市场联合出清。辅助服务费用由发用电两侧按照公平合理原则共同分担。

现货市场连续结算试运行后，通过电能量市场机制完全实现系统调峰功能，省内调峰辅助服务与省内现货市场融合，不再开展省内调峰辅助服务。

各经营主体参与西北区域各类辅助服务市场，根据西北区域各类辅助服务市场出清，按相应规则开展结算。

第七十一条 计划与市场的衔接

参与现货电能量市场的发电侧市场主体，其相关部门明确的优先发电合约或保障电量在市场优先出清，按照现货规则偏差结算。未参与现货电能量市场的优先发电电源，优先用于保障居民、农业用电，作为现货市场出清的边界条件。

第六章 日前电能量市场交易流程

第一节 组织方式

第七十二条 市场运营机构按照上级电力调度机构下发的省间交易结果形成的联络线计划，进行信息发布。电力调度机构以社会福利最大为目标，以已发布的信息作为市场优化边界条件，将用户申报曲线叠加非市场化用户预测作为需求，集中优化出清形成日前市场出清结果。

第七十三条 日前电能量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统调负荷预测、母线负荷预测、跨省跨区联络线计划曲线、新能源发电预测、非市场机组出力曲线（含未直接参与市场交易、仅接受市场价格的机组出力曲线，下同）、发电机组检修计划、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，以同等报价下新能源优先消纳为原则，以社会福利最大化为优化目标，采用可靠性机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时电价。

现阶段，市场运营机构根据已发布的送受电曲线、经营主体申报信息和次日负荷预测，形成日前出清结果，日前电能量市场出清结果不作为结算依据，仅为市场主体提供价格信号，引导用户根据电力供需形势主动调整用电行为，优化用电结构，实现削峰填谷。

第七十四条 日前电能量市场的预出清过程如下：

(一)采用可靠性机组组合（SCUC）程序计算D日至D+4日的96点机组开机组合，为保障运行日电网安全和电力平衡，日前机组组合制定采用调度主站预测的各新能源场站功率预测曲线作为出力上限约束。

(二)采用安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的96点机组出力曲线以及分时节点电价以及用户侧加权平均电价。

(三)对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第一步至第三步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到日前电能量市场的预出清结果。

第七十五条 运行日（D）为执行日前电能量市场交易计划的自然日，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。竞价日为运行日前一日（D-1），竞价日内发电企业进行申报，并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果和并形成日前计划。

第二节 组织流程

第七十六条 预计划下发

D-2日14:00-15:30，国调中心基于跨区中长期交易结果，考虑电网安全运行需要，编制并下发跨区通道及直调机组D日96时段预计划。

D-2 日 15:30-17:00, 网调基于跨区通道、直调机组预计划和省间中长期交易结果, 考虑电网安全运行需要, 编制并下发省间联络线及直调机组 D 日 96 时段预计划。

D-2 日 17:30 前, 西北网调完成西北区域全网安全校验, 向各省(区)调发布结果。

第七十七条 风光新能源场站发电预测

竞价日(D-1) 7:00 前, 各风电、光伏新能源场站上传次日 96 点发电预测曲线。

第七十八条 事前交易信息披露

D-1 日 8:45 前, 电力调度机构向经营主体披露运行日的边界条件信息。主要信息包括但不限于:

- (一) 96 点统调负荷预测曲线。
- (二) 联络线外送电计划。
- (三) 新能源发电预测曲线。
- (四) 备用要求。
- (五) 输变电设备检修计划。
- (六) 电网关键断面约束情况。
- (七) 必开必停机组(群)。
- (八) 市场限价等交易参数。

竞价日(D-1) 9:30 前, 各经营主体须完成日前市场申报参数的提交。具体申报要求详见第五章市场准备。

第七十九条 日前电能量市场预出清

竞价日（D-1）10:55 前，电力调度机构将运行日 96 点统调负荷预测曲线、母线负荷预测曲线、省间联络线预计划、各机组申报信息、机组运行参数等作为输入信息，以全网发电成本最小为目标，考虑系统备用、断面极限等电网运行约束，以及最大最小出力、爬坡速率限制等机组运行约束，通过带安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场预出清结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、发电侧分时节点电价以及用户侧加权平均电价。详细的安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）模型见附件。

第八十条 为保障电网安全，可靠性机组组合（SCUC）出清 D 日至 D+4 日的 96 点机组组合，根据多日地理联络线、新能源预测，考虑水电电力、电量约束后等形成 D 日至 D+4 日的水电预计划，按可靠性机组组合（SCUC）程序计算未来多日的机组组合。其中地理联络线根据跨省区中长期交易形成，水电电量约束按照水利部黄河水利委员会下发的电量要求为准。日前电能量预出清结果发布

竞价日（D-1）11:00 前，电力调度机构将日前电能量市场预出清结果通过信息披露平台向市场主体发布。预出清结果主要包括机组启停计划、机组 96 点发电出力计划曲线等。

第八十一条 省间日前电能量市场出清

竞价日（D-1）12:30 前，国调中心和网调组织省间日前现

货交易集中出清，形成考虑安全约束的省间日前现货交易出清结果，经安全校核通过后，将包含省间日前现货交易结果的跨区发输电日前计划下发至相关电力调度机构和经营主体。

第八十二条 西北区域市场出清

竞价日（D-1）14:30 前，网调组织开展区域内省间辅助服务交易、区域内省间电力互济交易，并将交易结果和省间联络线计划下发至相关电力调度机构和经营主体。

第八十三条 省内发电计划编制

竞价日（D-1）14:30-17:30，省调根据上级电力调度机构下发的联络线计划，编制省内日前发电计划或组织省内日前现货交易及辅助服务交易。

第八十四条 日前电能量市场正式出清及结果发布

竞价日（D-1）22:00 前，电力调度机构根据下发的联络线正式计划以及发电机组省间现货、省间辅助服务市场交易结果等最新边界条件，采用可靠性机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序计算得到省内日前电能量市场正式出清结果。通过信息披露平台发布市场出清信息，包括各时段出清电价、出清电量、备用容量、输电断面约束及阻塞情况等。

以上组织时序为标准工作日流程时序，若省间联络线计划下发时间延迟，后续市场交易组织的时间节点将依次顺延。

第三节 结果发布

第八十五条 日前市场出清结果包括机组组合及机组出力曲线、分时价格。

第八十六条 日前市场出清后，电力调度机构在发布市场出清信息前下达调度计划（含机组组合）。

第八十七条 日前调度计划

日前电能量市场原则上基于竞价日（D-1）发布的电网运行边界条件进行计算，一般情况下，日前电能量市场的发电侧出清结果（包含机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日的发电调度计划。

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时通过电力交易平台向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

（一）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；

（二）发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

(三)发电机组检修计划延期或调整;

(四)送受电因电网故障、送受端电源故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整;

(五)水电或新能源出力较预测发生较大变化;

(六)电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期;

(七)电网关键输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或存在物资到货、设备缺陷、机组跳闸等因素,导致运行日计划检修无法开展;

第八十八条 政府临时下达的保电或环保要求等。

第七章 实时电能量市场交易组织

第一节 组织方式

第八十九条 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，综合考虑最新的超短期负荷预测、新能源超短期功率预测、最新联络线计划、发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，在日前调度计划确定的开机组合基础上，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

第九十条 实时电能量市场出清过程

实时电能量市场出清数学模型与日前安全约束经济调度（SCED）模型一致，出清计算过程如下：

（一）在实时开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算发电机组的实时出力计划。

（二）对实时电能量市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行 SCED 计算，直至满足交流潮流安全约束，得到实时电能量市场的出清结果。

发电企业在省间现货购电电力，按照从大到小排序方式，扣减发电能力后再进行出清。

第九十一条 市场运营机构按 15 分钟为一个交易周期组织实时电能量市场交易出清，提前 15 分钟滚动计算未来 3 小时实

时电能量交易结果。

第九十二条 运行参数调整

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电力调度机构的技术支持系统向所属电力调度机构进行报送，经所属电力调度机构审核同意确认后生效。

第二节 组织流程

第九十三条 省间日内现货市场申报及出清

T-95 分钟前（交易时段起始时刻为 T，下同），省内火电机组、水电机组和新能源场站根据电力调度机构下发的最新发电计划计算富余发电能力，按照《省间电力现货交易规则（试行）》要求，申报省间日内交易时段内的“电力-价格”曲线。经营主体申报日内交易时段内的“电力-价格”曲线。T-85 分钟前，网调、省调对经营主体申报数据进行合理性校验，保证节点内部电能申报量可送出或受入，并将经营主体报价曲线上报至国调中心。

T-60 分钟前，国调中心、网调组织省间日内现货交易集中出清，形成考虑安全约束的省间日内现货交易出清结果，经安全校核后，将包含省间日内现货交易出清结果的跨区发输电计划下发至相关电力调度机构和经营主体。

第九十四条 区域互济市场申报及出清

T-45 分钟前，各经营主体申报 T 至 T+120 分钟的交易信息。

电力调度机构向西北区域省间电力互济交易平台报送 T 至 T+120 分钟本省（区）参与日内市场所需交易信息，以及本省（区）经营主体经过安全校核与合理性校核的交易信息。其中 T 时刻信息用于正式出清。

T-30 分钟前，西北网调完成 D 日互济交易日内出清。发布 T 时刻互济交易出清结果、T+15 分钟至 T+120 分钟市场预出清结果，滚动编制发布西北省间联络线日内滚动计划。

第九十五条 实时电能量市场出清

T-15 分钟前，电力调度机构基于最新的市场边界及预测等信息，以社会福利最大化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化未来 2 小时机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划、节点电价和用户侧加权平均电价等信息。

第三节 结果发布

第九十六条 市场运营机构按规定发布日现货市场实时出清结果，包含机组组合及机组出力曲线、分时价格。

第九十七条 实时运行中，如发生场外调度干预或市场干预，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并按照相关要求信息进行信息披露。

第九十八条 实时电能量市场出清结果发布

电力调度机构将实时电能量市场每 15 分钟出清的发电计划

通过技术支持系统下发至各发电机组。发电企业需严格执行实时发电计划，实时电能量市场价格以 15 分钟为单位计算发布。实时运行中每 15 分钟发布实时市场的临时结果。

实时运行结束后 1 日内发布市场运行信息，包括实际负荷、系统备用信息，重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束情况及其影子价格情况、联络线潮流，输变电设备检修计划执行情况、发电机组检修计划执行情况，非市场机组实际出力曲线等。

第九十九条 实时运行调整

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，无需考虑经济性。电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压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电量平衡。

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：

- (一)电力系统发生事故可能影响电网安全时，但未严重危及电网安全时；
- (二)系统频率或电压超过规定范围时；
- (三)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；
- (四)输变电设备过载或超出稳定限额时；

(五) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；

(六) 气候、水情、新能源发生极端变化可能对电网安全造成影响时；

(七) 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；

(八) 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要调整的其他情形。

在出现上一条所述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

- (一) 改变机组的发电计划；
- (二) 让发电机组投入或者退出运行；
- (三) 调整设备停复役计划；
- (四) 调整省间联络线的送受电计划；
- (五) 采取错峰限电方式控制负荷；
- (六) 暂停实时电能量市场交易；
- (七) 电力调度机构认为有效的其他手段。

当机组进行实时运行调整时（含因机组自身原因进行的运行调整），期间产生的上网电量，按现货偏差结算规则进行正常结算。实时运行调整结束后，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等信息，并通过电力交易平台向市场成员发布。

实时运行过程中经营主体出现违反系统安全和相关规程规

定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应对相关经营主体行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议政府主管部门对相关经营主体实施强制退出调度运行，由此造成的后果由相关经营主体自行承担。

第八章 计量结算

第一百条 电力现货市场计量结算按照《青海省电力市场计量结算实施细则》相关要求执行，《青海省电力市场计量结算实施细则》未印发前，暂按本章节相关内容执行（沿用《青海电力现货市场规则汇编 V6.0（结算试运行稿）计量结算相关内容》）。

第一节 计量要求

第一百〇一条 计量管理的目的是保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力现货市场规范开展提供计量保证。

第一百〇二条 发用单元各计量点结算时段电量应通过计量装置计量或通过数据拟合获得，并考虑变（线）损电量。

（一）若某计量点的电量数据需分配给多个单元，则各单元的电量根据既定方法分配获得。

（二）若某计量点无计量装置，则该点的电量应根据与其相关联计量点的电量数据计算得出。

第二节 计量装置管理

第一百〇三条 电网企业应当为参与现货市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。计量装置满足经营主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

第一百〇四条 若计量点配置主、副电表，应当确保主、副电表型号、规格、准确度相同，且有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为结算依据。

第一百〇五条 电网企业负责本供电营业区内所有用于交易结算（含发电企业上网交易电量）的电能量量装置的计量管理。发电企业配合电网企业完成与本企业有关的交易结算所使用电能量量装置的技术管理。

第一百〇六条 电网企业根据经营主体的申请，设置关口电能量量点，作为交易结算计量点。

（一）计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后，依法确定相应的变（线）损，参与交易结算的关口计量点应在相关合同、协议中予以明确。

（二）发电单元需设置接入对应电网的关口计量点，参与市场的用户需设置接入对应电网的关口计量点，不同电网间需设置关口计量点。

（三）若某发电单元未安装计量装置，上网电量可通过其他单元和出线侧计量装置的计量数据计算获得，且该计算数据满足结算要求，电量的计算方法应征求经营主体意见。

（四）多个发电侧结算单元共用计量点且无法拆分时，结算单元电量分配方式应在市场规则或方案中予以明确。

（五）依法依规设置新型经营主体关口电能计量点。

第三节 计量数据管理

第一百〇七条 发电单元关口计量点的电量数据通过相关计量点计量或拟合确定；电力用户（含代理购电用户）关口计量点的电量数据由电网企业根据计量装置或计量电量数据拟合规则确定，并传输给电力交易机构（售电公司或新型经营主体在电力用户授权下也可获得该部分数据）。

第一百〇八条 计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应对各结算时段内计量数据进行校核，保证计量数据准确、完整。

第一百〇九条 电网企业应按照有关数据采集、校验、估算的细则和标准，及时、准确计量其服务区域内经营主体计量装置记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

（一）当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由计量数据采集系统进行电量数据拟合。数据拟合可采用插值法、外推法、样本法等方法，并在市场规则或方案中予以明确。

（二）当自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全电量数据。

（三）当计量装置故障等问题导致计量表计底码不可用时，电网企业依据相关拟合规则出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量追退补。

（四）对于计量装置无法满足分时计量的电力用户，应细

化其计量数据拟合方法。

第一百一十条 电网企业依法依规对采集到的数据进行物理计量点到产权分界点的变（线）损分配。

第一百一十一条 电网企业应按照结算周期，依据适用于计量装置及相关经营主体的通用校核规则、个别计量装置特定的校核规则及任何可用的计量数据，通过系统对计量数据发起自动校核。若计量数据未通过自动校核，则应对该数据进行人工审核，并记录审核结果。

第一百一十二条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录各类经营主体的电能计量装置数据，并将各类经营主体计量数据（包括拟合计量数据）按结算时序要求提交电力交易机构。

第一百一十三条 电网企业应根据经营主体询问及争议，对计量数据问题进行分类管理，并按规定进行处理。

第一百一十四条 当计量数据缺失、错误或不可用时，可由相应经营主体或电网企业提出，并由具备资质的计量检定机构确认并出具报告，电网企业按照市场规则进行数据拟合作为电量追补依据，对电量电费进行差错退补。

第一百一十五条 电网企业负责经营主体计量数据管理，包括原始分时计量数据、调整和汇总后的电量数据（包括线（变）损调整参数）、验证和拟合数据的方法、计量数据的调整参数等。计量数据需按要求保存，数据保存时间应依法依规确定。

第四节 计量封印管理

第一百一十六条 关口计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监管部门相关要求订制及管理。

第一百一十七条 关口点计量装置变更时，在现场工作结束后应对关口计量装置实施封印，记录封印编号，由各方代表在记录中签名确认。相关各方均应做好关口计量装置封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启封印，确保封印完好。

第五节 市场结算管理

第一百一十八条 现货市场结算，及中长期、辅助服务市场结算涉及现货市场的相关内容适用本章节有关规定。

第一百一十九条 电能量批发市场可以按以下两种方式结算：

方式一：现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。

方式二：中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点/分区与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。

青海电力现货市场采用方式二，中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点/分区与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。

第一百二十条 电力现货市场采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

第一百二十一条 结算时段是指市场进行结算的最小时段，青海以 15 分钟为基本结算时段，每个结算时段的电费依据相关出清时段的出清结果计算确定。

第一百二十二条 电力市场结算不设置不平衡资金池，每项结算项目独立记录，分类明确疏导。所有结算项目的分摊（返还）根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”的原则确定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务。

第六节 市场结算权责

第一百二十三条 电力交易机构在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责按照规则，通过电力交易平台等方式向各经营主体单独推送其结算明细和结算依据，在电力交易平台公开计算示例和说明，数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式。

（二）负责按规则处理经营主体结算的相关查询。

（三）负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

（四）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

第一百二十四条 电网企业在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向经营主体出具结算账单，并按照规定向经营主体收付款。

（二）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（三）负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款，对于逾期仍未全额付款的经营主体，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

第一百二十五条 经营主体在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

（二）结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。

（三）对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

（四）负责提供用于资金结算的银行账户。

（五）应按规定向电网企业支付（或收取）款项。

（六）拥有配电网运营权的售电公司根据政府有关规定开展电费结算。

第七节 电能量电费结算

第一百二十六条 发电侧电能量电费结算

发电侧电能量电费包括中长期合约电能量电费（包括中长期合约阻塞电费）、省间现货电能量电费、省内现货市场电能量电费。计算公式如下：

$$R_{\text{发电侧}} = R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{省间现货}} + R_{\text{省内现货}} + R_{\text{计量偏差}} + R_{\text{分摊及返还}}$$

$R_{\text{发电侧}}$ 为机组电能量电费总收入；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组中长期合约电能量电费收入；

$R_{\text{省间现货}}$ 为机组省间现货市场电能量电费收入；

$R_{\text{省内现货}}$ 为机组省内现货市场电能量电费收入；

$R_{\text{计量偏差}}$ 为发电机组月度计量偏差电费；

$R_{\text{分摊及返还}}$ 为机组承担的分摊及返还费用，包括省间外送偏差损益费用、省间应急调度外送损益费用、双轨制平衡费用等。

暂不具备分时计量条件的，按发电侧月度实时出清电量加权均价结算。

（一）中长期合约电费结算

根据发电机组中长期合约分时电量与对应的合约电价以及机组所在节点实时市场出清电价和中长期结算参考点电价的差值，计算机组中长期合约电费。公式为：

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum [Q_{\text{合约 } i, t} \times (P_{\text{合约 } i, t} + P_{\text{实时, } t} - P_{\text{结算参考点 } i, t})]$$

其中：

$Q_{\text{合约 } i, t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的分解电量；

$P_{\text{合约 } i, t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的电价。

$P_{\text{实时}, t}$ 为实时市场机组所在节点的 t 时段出清电价；

$P_{\text{结算参考点 } i, t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的中长期结算参考点电价。

现阶段，暂不单独结算各主体的中长期合约阻塞费用，全网阻塞电费按照发电侧中长期合约阻塞电费计算方式单独计算后统筹处理，按日统计，暂由省内现货市场化机组按结算试运行周期内的上网电量比例进行分摊或返还（统筹总费用为负表示分摊，为正表示返还）。

市场初期，统一选取实时加权平均电价作为中长期结算参考点电价，下同。

（二）省间现货市场电费结算

根据发电机组省间（包含日前和日内）现货市场执行电量和出清电价计算省间现货电费。公式为：

$$R_{\text{省间现货}} = \sum (Q_{\text{省间日前}, t} \times P_{\text{省间日前}, t}) + \sum (Q_{\text{省间日内}, t} \times P_{\text{省间日内}, t})$$

其中：

$R_{\text{省间现货}}$ 为机组省间现货电能量电费收入；

$Q_{\text{省间日前}, t}$ 为机组 t 时段省间日前市场执行电量；

$P_{\text{省间日前}, t}$ 为 t 时段省间日前市场出清电价；

$Q_{\text{省间日内}, t}$ 为机组 t 时段省间日内市场执行电量；

$P_{\text{省间日内},t}$ 为 t 时段省间日内市场出清电价。

省间短期交易包括省间现货、省间互济等，省间各类短期交易视同省间现货，按相同原则执行，下同。

（三）省内现货市场电费结算

根据发电机组实际分时上网电量与中长期合约分时电量之间的差值，以实时市场出清电价计算偏差电费，若机组同时在省间现货市场中标，则同时扣除省间现货市场中标电量。公式为：

$$R_{\text{省内现货}} = \sum [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{中长期合约},t} - Q_{\text{省间现货},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{省内现货}}$ 为机组省内现货电能量电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组 t 时段上网电量；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为机组 t 时段的中长期合约总分解电量；

$Q_{\text{省间现货},t}$ 为机组 t 时段省间市场中标电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为机组所在节点实时市场 t 时段出清电价。

（四）发电侧计量偏差电费结算

根据发电机组月度上网电量与累计分时段上网电量之差，和发电侧实时市场月度加权均价计算发电侧计量偏差电费。公式为：

$$R_{\text{计量偏差}} = Q_{\text{计量偏差}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$Q_{\text{计量偏差}}$ 为发电机组月度上网电量与累计分时段上网电量之

差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内现货市场发电侧实时市场月度加权均价。

第一百二十七条 用户侧电能量电费结算

用户侧电能量电费支出包含中长期合约电能量电费（含中长期合约阻塞电费）、现货市场电能量电费等。计算公式如下：

$$C_{\text{用户}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{现货}} + C_{\text{计量偏差}} + C_{\text{分摊及返还}}$$

其中：

$C_{\text{用户}}$ 为用户侧电费支出；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户侧中长期合约电能量电费；

$C_{\text{现货}}$ 为用户侧现货市场电能量电费；

$C_{\text{计量偏差}}$ 为用户侧月度计量偏差电费。

$C_{\text{分摊及返还}}$ 为用户承担的分摊及返还费用，包括省间外购未清分电量损益费用、水电分摊电量损益费用、双轨制平衡费用等。

（一）中长期合约电费结算

根据用户侧中长期合约分时电量与对应的合约电价以及实时加权平均电价和中长期结算参考点电价的差值，计算中长期合约电能量电费。公式为：

$$C_{\text{中长期合约}} = \sum (Q_{\text{合约 } i, t} \times (P_{\text{合约 } i, t} + P_{\text{实时统一, } t} - P_{\text{结算参考点 } i, t}))$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户侧中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{合约 } i, t}$ 为用户侧中长期合约 i 在 t 时段的分解电量；

$P_{\text{合约 } i, t}$ 为用户侧中长期合约 i 在 t 时段的电价。

$P_{\text{实时统一},t}$ 为发电侧 t 时段的实时加权平均电价；

$P_{\text{结算参考点 } i, t}$ 为用户侧中长期合约 i 在 t 时段的中长期结算参考点电价。

（二）现货市场电能量电费结算

根据用户侧实际分时用电量与中长期合约电量之间的差值，以实时加权平均电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{现货}} = \sum [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{合约},t}) \times P_{\text{实时统一},t}]$$

其中：

$C_{\text{现货}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧实时市场 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{合约},t}$ 为用户侧 t 时段中长期合约结算电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为 t 时段的实时加权平均电价。

在代理购电用户具备现货分时偏差结算的条件之前，根据月度偏差总电量和发电侧月度实时出清电量加权均价，计算现货市场偏差电能量电费。公式为：

$$C_{\text{月度偏差电费}} = (Q_{\text{月度实际用电}} - Q_{\text{合约}}) \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$C_{\text{月度偏差电费}}$ 为代理购电用户现货市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{月度实际用电}}$ 为代理购电用户月度实际用电量；

$Q_{\text{合约}}$ 为代理购电用户签订的中长期合约总量（含除外购电外的分摊电量）；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权均价。

（三）用户侧计量偏差电费结算

根据用户侧月度实际用电量与累计分时段实际用电量之差，按照发电侧实时市场月度加权均价计算用户侧计量偏差电费。公式为：

$$C_{\text{计量偏差}} = Q_{\text{计量偏差}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$Q_{\text{计量偏差}}$ 为用户侧月度实际用电量与累计分时段实际用电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为现货市场发电侧实时市场月度加权均价。

第一百二十八条 储能电站电能量电费结算

储能电站实际充电、放电电量按照实时节点电价结算。储能电站电能量电费包括省内现货电能量市场电费、计量偏差电费。计算公式如下：

$$R_{\text{储能}} = R_{\text{省内现货}} + R_{\text{计量偏差}}$$

$R_{\text{储能}}$ 为储能电站电能量电费总收入；

$R_{\text{省内现货}}$ 为储能电站省内现货市场电能量电费收入；

$R_{\text{计量偏差}}$ 为储能电站月度计量偏差电费。

（一）省内现货市场电费结算

储能电站充、放电电量执行发电侧结算电价。公式为：

$$R_{\text{省内现货}} = \sum [Q_{\text{放电电量}, t} \times P_{\text{实时}, t}] + \sum [-Q_{\text{充电电量}, t} \times P_{\text{实时}, t}]$$

其中：

$R_{\text{省内现货}}$ 为储能电站省内现货电能量电费；

$Q_{\text{放电电量},t}$ 为储能电站 t 时段的放电出清电量;

$Q_{\text{充电电量},t}$ 为储能电站 t 时段的充电出清电量;

$P_{\text{实时},t}$ 为储能电站所在节点实时市场 t 时段出清电价。

(二) 储能电站计量偏差电费结算

根据储能电站月度充、放电电量与累计分时段充、放电电量之差,分别和储能月度充、放电均价计算独立储能计量偏差电费。公式为:

$$R_{\text{计量偏差}} = Q_{\text{充电计量偏差}} \times P_{\text{充电月度加权}} + Q_{\text{放电计量偏差}} \times P_{\text{放电月度加权}}$$

其中:

$Q_{\text{充电计量偏差}}$ 为储能电站月度充电电量与累计分时段充电电量之差;

$Q_{\text{放电计量偏差}}$ 为储能电站月度放电电量与累计分时段放电电量之差;

$P_{\text{充电月度加权}}$ 为省内现货市场储能电站月度充电加权均价;

$P_{\text{放电月度加权}}$ 为省内现货市场储能电站月度放电加权均价。

第八节 分摊及返还费用

第一百二十九条 月度结算时,由于省间交易、电费退补、分摊未付款项、四舍五入差额等因素,造成不同类型的分摊及返还费用。

第一百三十条 省间外送偏差损益费用

省间中长期外送合约电量与合约实际执行电量的偏差,在省内按照现货价格结算,在省间按省间中长期外送合约价格进

行结算，从而产生的省间外送偏差损益费用。计算公式为：

$$R_{\text{省间外送偏差损益}} = (R_{\text{省间外送实际结算}} - R_{\text{省间外送合约}}) - [\sum (Q_{\text{省间外送偏差},t} \times P_{\text{实时统一},t}) + (Q_{\text{省间外送偏差非分时}} \times P_{\text{实时月度加权}})]$$

其中：

$R_{\text{省间外送实际结算}}$ 为发电机组省间中长期外送合约实际结算的总电费；

$R_{\text{省间外送合约}}$ 为发电机组当月省间中长期外送合约总电费。

$Q_{\text{省间外送偏差},t}$ 为发电机组省间中长期外送交易在 t 时段的总合约电量与 t 时段的实际执行电量的偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$Q_{\text{省间外送偏差非分时}}$ 为不具备分时计量条件的发电机组省间中长期外送交易月度总合约电量与月度实际执行电量的偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 t 时段实时加权平均电价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权平均电价。

省间外送偏差损益费用按月分摊或返还，由发电机组按当月省间合约电量比例承担。

第一百三十一条 省间外送损益费用

由于月内开展的各类短期交易无法清分至各经营主体，省间按省间价格结算，省内按现货市场价格结算，从而产生的省

间外送损益费用。计算公式为：

$$R_{\text{省间外送损益}} = Q_{\text{省间外送}} \times (P_{\text{省间外送结算}} - P_{\text{实时月度均价}})$$

其中：

$Q_{\text{省间外送}}$ 为无法清分至发电侧经营主体的省间外送电量；

$P_{\text{省间外送}}$ 为无法清分至经营主体的省间外送电量结算均价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权平均电价。

省间外送损益费用按月分摊或返还，由参与现货市场机组按月度实际上网电量比例分摊。

第一百三十二条 分摊损益费用

省间购电、未被摘牌电量以及玛尔挡、羊曲等水电留青分摊电量无法清分到省内各经营主体，在实时运行中用户侧按照现货价格结算，在月度结算时按分摊电量交易价格进行结算，从而产生的分摊损益费用。计算公式为：

$$R_{\text{分摊损益}} = \sum (Q_{\text{分摊分时},t} \times P_{\text{实时统一},t}) + (Q_{\text{分摊非分时}} \times P_{\text{实时月度加权}}) - R_{\text{分摊电量}}$$

其中：

$R_{\text{分摊电量}}$ 为无法清分至各市场经营主体的分摊电量月度总电费（省间购电、未被摘牌电量以及玛尔挡、羊曲等水电留青分摊电量）；

$Q_{\text{水电分摊分时},t}$ 为 t 时段具备分时条件的分摊电量；

$Q_{\text{水电分摊非分时}}$ 为不具备分时条件的月度总分摊电量；

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为实时市场 t 时段实时加权平均电价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权平均电价。

分摊损益费用按月分摊或返还，由全体工商业用户按月度用电量比例承担。

第一百三十三条 省间中长期外购电量通过摘牌方式向省内用户售出的电量，因省间“据实结算”产生的偏差费用，按如下原则进行处理。

（一）通过摘牌方式与用户签约的省间中长期外购交易合约，当整笔省间外购电交易实际结算电量小于挂牌出售的外购合约电量时，经营主体应承担的偏差费用按如下公式计算。

$$R_{\text{省间摘牌合约偏差}} = \left(Q_{\text{摘牌外购合约}} - Q_{\text{摘牌外购实际}} \right) \times \left(P_{\text{摘牌外购合约}} - P_{\text{实时月度加权}} \right)$$

其中，

$Q_{\text{摘牌外购合约}}$ 为市场化用户当月摘牌的省间中长期外购合约总电量；

$Q_{\text{摘牌外购实际}}$ 为市场化用户当月摘牌的省间中长期外购合约对应的实际结算总电量。

$P_{\text{摘牌外购合约}}$ 为市场化用户当月摘牌的省间中长期外购合约均价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权平均电价。

省间外购摘牌合约结算偏差费用按月分摊或返还，由全体工商业用户按当月摘牌合约电量比例承担。

（二）当整笔省间外购电交易实际结算电量大于挂牌出售的外购合同电量时，偏差电量计入分摊电量损益费用处理。

第一百三十四条 双轨制平衡费用

双轨制平衡费用，是由于计划和市场双轨、发用两侧偏差结算价格差异等原因，导致市场化发、用之间存在的偏差费用。

（一）月度总优先发电大于优先购电时，计算公式为：

$$R_{\text{双轨制平衡}} = \sum \left[\left(\Delta Q_{\text{批发市场用户,t}} + \Delta Q_{\text{独立储能充电,t}} - \Delta Q_{\text{现货发电,t}} - \Delta Q_{\text{独立储能放电,t}} \right) \times \left(P_{\text{实时统一,t}} - P_{\text{计划}} \right) \right] + R_{\text{省间外送偏差}} - R_{\text{省间外购偏差}} + R_{\text{代理购电用户偏差}} - R_{\text{非现货发电合约偏差}} + \left(Q_{\text{用户总计量偏差电量}} - Q_{\text{发电总计量偏差电量}} - Q_{\text{储能总计量偏差电量}} \right) \times \left(P_{\text{实时月度加权}} - P_{\text{计划}} \right)$$

式中：

$$R_{\text{省间外送偏差}} = Q_{\text{省间外送偏差非分时}} \times \left(P_{\text{实时月度加权}} - P_{\text{计划}} \right) + \sum \left[Q_{\text{省间外送偏差分时,t}} \times \left(P_{\text{实时统一,t}} - P_{\text{计划}} \right) \right]$$

$$R_{\text{省间外购偏差}} = Q_{\text{省间外购偏差非分时}} \times \left(P_{\text{实时月度加权}} - P_{\text{计划}} \right) + \sum \left[Q_{\text{省间外购偏差分时,t}} \times \left(P_{\text{实时统一,t}} - P_{\text{计划}} \right) \right]$$

$$R_{\text{代理购电用户偏差}} = Q_{\text{代理购电用户偏差}} \times (P_{\text{实时月度加权}} - P_{\text{计划}})$$

$$R_{\text{非现货发电合约偏差}} = Q_{\text{非现货发电合约偏差非分时}} \times \\ (P_{\text{非现货发电合约偏差非分时}} - P_{\text{计划}}) + \sum [Q_{\text{非现货发电合约偏差分时},t} \times \\ (P_{\text{非现货发电合约偏差分时},t} - P_{\text{计划}})]$$

其中：

$R_{\text{双轨制平衡}}$ 为市场双轨制平衡费用；

$\Delta Q_{\text{批发市场用户},t}$ 为 t 时段参与现货市场结算的批发市场用户的省内总现货偏差电量；

$\Delta Q_{\text{独立储能充电},t}$ 为 t 时段参与现货市场结算的独立储能的总充电量；

$\Delta Q_{\text{现货发电},t}$ 为 t 时段市场参与现货市场结算的发电机组的省内总现货偏差电量；

$\Delta Q_{\text{独立储能放电},t}$ 为 t 时段参与现货市场结算的独立储能的总放电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 t 时段实时加权平均电价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权平均电价；

$P_{\text{计划}}$ 为月度发电侧全部优先发电部分按照价格由低到高匹配居民农业及代理购电用户后剩余部分电量的加权平均电价（月度总优先发电大于优先购电）；

$Q_{\text{用户总计量偏差电量}}$ 、 $Q_{\text{发电总计量偏差电量}}$ 、 $Q_{\text{储能总计量偏差电量}}$ 为用户侧、发电侧、储能电站月度总计量偏差电量；

$R_{\text{省间外送偏差}}$ 为省间外送合约偏差电量对市场双轨制平衡费用的影响；

$Q_{\text{省间外送偏差分时},t}$ 为具备分时结算条件的省间外送中长期交易在 t 时段的实际执行电量与该交易序列在 t 时段的总合约电量的偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$Q_{\text{省间外送偏差非分时}}$ 为不具备分时结算条件的省间外送中长期交易月度实际执行电量与该交易月度合约总电量的偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$R_{\text{省间外购偏差}}$ 为省间外购电量对市场双轨制平衡费用的影响；

$Q_{\text{省间外购分时},t}$ 为具备分时结算条件的省间外购现货、中长期、应急调度等在 t 时段的总电量，购电量为正数；

$Q_{\text{省间外购非分时}}$ 为不具备分时结算条件的省间外购现货、中长期、应急调度等的月度的总电量，购电量为正数；

$R_{\text{代理购电用户偏差}}$ 为电网企业代理购电用户的省内月度总现货偏差电量对市场双轨制平衡费用的影响；

$Q_{\text{代理购电用户偏差}}$ 为电网企业代理购电用户的省内月度总现货偏差电量；

$R_{\text{非现货发电合约偏差}}$ 为未参与现货市场的发电机组合约偏差电量对市场双轨制平衡费用的影响；

$Q_{\text{非现货发电合约偏差分时},t}$ 为具备分时结算条件的未参与现货市场的发电机组在 t 时段的总合约偏差电量；

$P_{\text{非现货发电合约偏差分时},t}$ 为具备分时结算条件的未参与现货市场的发电机组在 t 时段的合约偏差电量的结算价格。

$Q_{\text{非现货发电合约偏差非分时}}$ 为不具备分时结算条件的未参与现货市场的发电机组的月度总合约偏差电量；

$P_{\text{非现货发电合约偏差非分时}}$ 为不具备分时结算条件的未参与现货市场的发电机组的月度合约偏差电量的结算价格。

（二）月度总优先发电小于优先购电时，计算公式为：

$$R_{\text{结构平衡}} = R_{\text{市场化售电费}} - R_{\text{市场化购电费}} - R_{\text{省间外送偏差损益}} \\ - R_{\text{分摊损益}} - R_{\text{省间外送损益}} - R_{\text{省间外购结算偏差}}$$

式中：

$$R_{\text{市场化售电费}} = R_{\text{批发用户、售电公司电费}} + R_{\text{代理购电电费}} + \\ R_{\text{储能充电电费}} + R_{\text{省间外送电量电费}} \\ R_{\text{市场化购电费}} = R_{\text{市场化机组电费}} - R_{\text{市场化机组匹配优购电量电费}} + \\ R_{\text{储能放电电费}} + R_{\text{省间外购电量电费}}$$

其中：

$R_{\text{市场化售电费}}$ 由市场化用户用电电费、独立储能的充电电费和省间外送电费构成；

$R_{\text{市场化购电费}}$ 由市场化机组扣减匹配优购电量后的电费、独立储能的放电电费和省间外购电费构成；

$R_{\text{批发用户、售电公司电费}}$ 为批发用户和售电公司的月度用电电费；

$R_{\text{代理购电电费}}$ 为电网企业代理购电用户的月度用电电费；

$R_{\text{储能充电电费}}$ 为独立储能的月度充电电费；

$R_{\text{省间外送电量电费}}$ 为月度实际省间外送电量电费；

$R_{\text{市场化机组电费}}$ 为市场化机组月度发电电费；

$R_{\text{市场化机组匹配优购电量电费}}$ 为市场化机组月度匹配优购电量部

分的合约电费；

$R_{\text{储能放电电费}}$ 为独立储能的月度放电电费；

$R_{\text{省间外购电量电费}}$ 为月度实际省间外购电量电费。

市场结构费用按时段统计、按月分摊或返还，由所有市场化机组和全体工商业用户按月度上网电量、用电量比例承担。

第一百三十五条 市场调节费用

（一）机组中长期超额收益回收费用

当机组中长期合约分时电量的 $1-K_1$ 倍大于实际分时上网电量时，超额电量产生的收益按该机组对应时段中长期合约电价和实时节点电价的差价的 λ_1 倍进行回收（差价为负时不回收）。计算公式如下：

$Q_{\text{机组实际},t} < Q_{\text{机组中长期},t} \times (1 - K_1)$ 时，且 $P_{\text{机组中长期},t} >$

$P_{\text{机组实时},t}$ 时：

$$R_{\text{机组中长期超额收益}} = \sum \{ [Q_{\text{机组中长期},t} \times (1 - K_1) - Q_{\text{机组实际},t}]$$

$$\times (P_{\text{机组中长期},t} - P_{\text{机组实时},t}) \times \lambda_1 \}$$

其中：

$R_{\text{机组中长期超额收益}}$ 为机组中长期超额收益回收费用；

$Q_{\text{机组实际},t}$ 为机组在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{\text{机组中长期},t}$ 为机组在年度、月度、月内中长期交易中分解到 t 时段的净合约电量；

$P_{\text{机组实时},t}$ 为机组在 t 时段的实时节点电价；

$P_{\text{机组中长期},t}$ 为机组在 t 时段的中长期合约电价，若该时刻无中长期合约及因尾差造成的异常数据（分时点合约价格高于我省中长期最高申报限价、低于 0 元/千瓦时以及未形成合约价格），则取同类型市场主体当日分时点合约均价；

K_1 为机组中长期超额电量参数， λ_1 为机组中长期超额回收参数， K_1 、 λ_1 分别暂取 5%、1.0，具体取值由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整。

当前，新能源可持续发展价格结算机制电量与新能源配建储能与独立储能电量不参与机组中长期超额收益回收，参与现货电能量市场的配建储能在配建储能出清放电时段对联合运行的新能源场站不进行回收，不参与现货电能量市场的配建储能在统一调用放电时段对联合运行的新能源场站不进行回收。机组中长期超额收益回收费用日清月结，由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度用电量比例分享。

（二）机组中长期缺额收益回收费用

当机组中长期合约分时电量的 $1+K_2$ 倍小于实际分时上网电量时，缺额电量产生的收益按该机组对应时段实时节点电价和中长期合约电价的差价的 λ_2 倍进行回收（差价为负时不回收）。计算公式如下：

$$Q_{\text{机组实际},t} > Q_{\text{机组中长期},t} \times (1 + K_2) \text{ 时, 且 } P_{\text{机组中长期},t} <$$

$P_{\text{机组实时},t}$ 时：

$$R_{\text{机组中长期缺额收益}} = \sum \left\{ \left[Q_{\text{机组实际},t} - Q_{\text{机组中长期},t} \times (1 + K_2) \right] \times (P_{\text{机组实时},t} - P_{\text{机组中长期},t}) \times \lambda_2 \right\}$$

其中：

$R_{\text{机组中长期缺额收益}}$ 为机组中长期缺额收益回收费用；

$Q_{\text{机组实际},t}$ 为机组在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{\text{机组中长期},t}$ 为机组在年度、月度、月内中长期交易中分解到 t 时段的净合约电量；

$P_{\text{机组实时},t}$ 为机组在 t 时段的实时节点电价；

$P_{\text{机组中长期},t}$ 为机组在 t 时段的中长期合约电价，若该时刻无中长期合约及因尾差造成的异常数据（分时点合约价格高于我省中长期最高申报限价、低于 0 元/千瓦时以及未形成合约价格），则取同类型市场主体当日分时点合约均价；

K_2 为机组中长期缺额电量参数， λ_2 为机组中长期缺额回收参数， K_2 、 λ_2 分别暂取 10%、0.9，具体取值由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整。

当前，新能源可持续发展价格结算机制电量与新能源配建储能与独立储能电量不参与机组中长期缺额收益回收参与，现货电能量市场的配建储能在配建储能出清放电时段对联合运行的新能源场站不进行回收，不参与现货电能量市场的配建储能在统一调用放电时段对联合运行的新能源场站不进行回收。机组中长期缺额收益回收费用日清月结，由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度用电量比例分享。

（三）用户中长期超额收益回收费用

当批发市场用户中长期合约分时电量的 $1-K_3$ 倍大于实际分时用电量时，超额电量产生的收益按该用户对应时段实时加权平均电价和中长期合约电价的差价的 λ_3 倍进行回收（差价为负时不回收）。计算公式如下：

$Q_{\text{用户实际},t} < Q_{\text{用户中长期},t} \times (1 - K_3)$ 时，且 $P_{\text{用户中长期},t} < P_{\text{用户实时},t}$ 时：

$$R_{\text{用户中长期超额收益}} = \sum \left\{ \left[Q_{\text{用户中长期},t} \times (1 - K_3) - Q_{\text{用户实际},t} \right] \times (P_{\text{用户实时},t} - P_{\text{用户中长期},t}) \times \lambda_3 \right\}$$

其中：

$R_{\text{用户中长期超额收益}}$ 为批发市场用户中长期超额收益回收费用；

$Q_{\text{用户实际},t}$ 为批发市场用户在 t 时段的实际用电量；

$Q_{\text{用户中长期},t}$ 为批发市场用户在年度、月度、月内中长期交易中分解到 t 时段的净合约电量；

$P_{\text{用户实时},t}$ 为 t 时段的实时加权平均电价；

$P_{\text{用户中长期},t}$ 为批发市场用户在 t 时段的中长期合约电价，若该时刻无中长期合约及因尾差造成的异常数据（分时点合约价格高于我省中长期最高申报限价、低于 0 元/千瓦时以及未形成合约价格），则取用户侧在该时段的月度合约均价；

K_3 为用户中长期超额电量参数， λ_3 为用户中长期超额回收参数， K_3 、 λ_3 分别暂取 5%、1.0，具体取值由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整。

用户中长期超额收益回收费用日清月结，由市场化机组按月度上网电量比例分享。

（四）用户中长期缺额收益回收费用

当批发市场用户中长期合约分时电量的 $1+K_4$ 倍小于实际分时用电量时，缺额电量产生的收益按该用户对应时段中长期合约电价和实时加权平均电价的差价的 λ_4 倍进行回收（差价为负时不回收）。计算公式如下：

$Q_{\text{用户实际},t} > Q_{\text{用户中长期},t} \times (1 + K_4)$ 时，且 $P_{\text{用户中长期},t} >$

$P_{\text{用户实时},t}$ 时：

$$R_{\text{用户中长期缺额收益}} = \sum \left\{ \left[Q_{\text{用户实际},t} - Q_{\text{用户中长期},t} \times (1 + K_4) \right] \times \left(P_{\text{用户中长期},t} - P_{\text{用户实时},t} \right) \times \lambda_4 \right\}$$

其中：

$R_{\text{用户中长期缺额收益}}$ 为批发市场用户中长期缺额收益回收费用；

$Q_{\text{用户实际},t}$ 为批发市场用户在 t 时段的实际用电量；

$Q_{\text{用户中长期},t}$ 为批发市场用户在年度、月度、月内中长期交易中分解到 t 时段的净合约电量；

$P_{\text{用户实时},t}$ 为 t 时段的实时加权平均电价；

$P_{\text{用户中长期},t}$ 为批发市场用户在 t 时段的中长期合约电价，若该时刻无中长期合约及因尾差造成的异常数据（分时点合约价格高于我省中长期最高申报限价、低于 0 元/千瓦时以及未形成合约价格），则取用户侧在该时段的月度合约均价；

K_4 为用户中长期缺额参数， λ_4 为用户中长期缺额回收参数， K_4 、 λ_4 分别暂取 5%、1.0，具体取值由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整。

用户中长期超额收益回收费用日清月结，由市场化机组按月度上网电量比例分享。

（五）市场超额收益返还费用

市场超额收益的计算方式以及分摊返还原则详见事后监管机制。

第一百三十六条 其他分摊及返还费用

因退补电费引起的发电侧与用电侧退补电费差额，该差额电费以月度为单位，按用电量比例由批发市场用户及电网企业代理购电用户分摊。

当市场主体无法及时支付结算款项，且市场应急资金等风险防范机制已无法发挥作用时，该款项以月度为单位，按用电

量比例由批发市场用户及电网企业代理购电用户分摊。

在结算过程中，因四舍五入导致的不平衡电费以月度为单位，按用电量比例由批发市场用户及电网企业代理购电用户分摊。

第九节 火电机组补偿费用结算

第一百三十七条 发电机组补偿费用包括启动补偿、运行补偿。公式为：

$$R_{\text{补偿}} = R_{\text{启动补偿}} + R_{\text{运行补偿}}$$

第一百三十八条 启动补偿费用

在运行日内，发电机组从停机状态变为开机状态，计为一次启动，每次启动均计算相应的启动费用。发电机组在运行日的启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。公式为：

$$R_{\text{启动补偿}} = \sum P_{\text{启动}, i}$$

其中：

$R_{\text{启动补偿}}$ 为机组当月总启动补偿费用；

$P_{\text{启动}, i}$ 为机组当月第 i 次启动对应的启动费用报价。

发电机组实际的启动状态（启动状态定义为启停时长>72小时为冷态启动，24小时<启停时长≤72小时为温态启动，启停时长≤24小时为热态启动）根据调度自动化系统记录的停机时间信息进行认定，机组启动时对应的停机时间为调度自动化系统中所记录的从上一次解列到本次并网之间的时间。

当停机时间 $\leq$ 热态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；

当热态启动停机时间 $<$ 停机时间 $\leq$ 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的温态启动费用；

当停机时间 $>$ 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

现阶段，因省外保供、自身原因需调整开机方式的必开约束机组暂不补偿启动费用。机组发生非停后，下次开机不补偿启动费用。

机组启动补偿费用具体分摊方式按照《青海省电力市场计量结算实施细则》执行，《青海省电力市场计量结算实施细则》未印发前，暂按如下原则执行：机组启动补偿费用按日统计、按月结算、按月分摊，总费用分摊方式：日前市场开停机优化调整的部分，全部由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户承担；实时开停机优化调整部分，由新能源企业承担。新能源企业间按月度上网电量比例分摊，用户间按月度实际用电量比例分摊。

第一百三十九条 机组运行补偿费用

为保障火电机组基本收益，在统计时段内当发电机组生产运行所产生的成本费用与发电机组在现货电能量市场中的收益之差大于零时，需将省内现货偏差电量对应的成本差额纳入发电机组的运行补偿费用。

$$R_{\text{运行}, i} = \min \left(\sum_t^{T_{\text{运行}}} R_{\text{运行(核定)}, i, t}, \sum_t^{T_{\text{运行}}} R_{\text{报价}, i, t} \right)$$

$$R_{\text{收益}, i} = \sum_t^{T_{\text{运行}}} R_{\text{收益}, i, t}$$

当 $R_{\text{运行}, i} - R_{\text{收益}, i} > 0$ 时

$$R_{\text{补偿}, i} = \max \left[\left(Q_{i, \text{实际}} - Q_{i, \text{合约}} \right) \times \frac{R_{\text{运行}, i} - R_{\text{收益}, i}}{Q_{i, \text{实际}}}, 0 \right]$$

其中：

$R_{\text{运行}, i}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的总运行成本费用，取各时段核定运行成本和报价运行成本最小值之和；

$R_{\text{收益}, i}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的现货电能量市场总收益；

$T_{\text{运行}}$ 表示发电机组运行补偿的统计时段数，取 $N \times 96$ ， N 为非零整数 N ， N 由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整；

$R_{\text{补偿}, i}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的总运行补偿费用；

$Q_{i, \text{实际}}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的实际上网电量；

$Q_{i, \text{合约}}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的中长期、省间现货、区域互济等合约分解电量。

（一）发电机组运行成本费用计算

（1）当机组核定成本价格为单值时的计算方式

在 t 时段内，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行(核定)},i,t} = Q_{i,t,\text{实际}} \times C_{\text{核定成本},i}$$

其中：

$R_{\text{运行(核定)},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的核定运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$C_{\text{核定成本},i}$ 表示发电机组*i*的核定成本价格（单值）。

（2）当机组核定成本为曲线时的计算方式

在*t*时段内，发电机组*i*的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行(核定)},i,t} = (1 - d_i) \times \int_0^{Q_{i,t,\text{实际(发电)}}} C_{\text{核定成本},i} dQ$$

$$Q_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{(1 - d_i)}$$

其中：

$R_{\text{运行(核定)},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的核定运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的发电量；

$C_{\text{核定成本},i}$ 表示发电机组*i*的核定成本曲线；

d_i 表示发电机组*i*的厂用电率。

（3）当机组成本暂未核定时

市场初期，当发电机组暂未核定其发电成本（曲线），则按照燃煤机组基准上网电价计算发电机组运行成本费用：

$$R_{\text{运行(核定)},i,t} = Q_{i,t,\text{实际}} \times P_{\text{基准},i}$$

其中：

$R_{\text{运行(核定)},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的核定运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$P_{\text{基准},i}$ 表示燃煤机组基准上网电价。

（4）燃煤机组运行补偿价格标准

火电机组运行补偿价格标准按《关于建立燃煤发电运行补偿标准与电煤价格联动机制的通知》（青发改价格〔2026〕141号）执行，其中负荷率统计运行机组的负荷率，如上月同容量公用燃煤机组无运行的机组，取最近一次同容量公用燃煤机组有效负荷率数据。

（二）发电机组报价费用计算

在*t*时段内，发电机组*i*的报价费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行(报价)},i,t} = (1 - d_i) \times \int_0^{P_{i,t,\text{实际(发电)}}} C_{\text{报价曲线},i} dQ \times 0.25$$
$$P_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{(1 - d_i) \times 0.25}$$

其中：

$R_{\text{运行(报价)},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的报价运行费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$p_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的发电负荷；

$C_{\text{报价曲线},i}$ 表示发电机组*i*的报价曲线（第一个报价点出力以下的容量部分对应报价按照第一个点报价进行填补）；

d_i 表示发电机组*i*的厂用电率。

（三）发电机组现货电能量市场收益计算

在 t 时段内，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{\text{收益},i,t} = Q_{i,t,\text{实际}} \times P_{i,t,\text{实时}}$$

其中：

$R_{\text{收益},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$P_{i,t,\text{实时}}$ 表示 t 时段机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格。

机组运行补偿费用具体分摊方式按照《青海省电力市场计量结算实施细则》执行，《青海省电力市场计量结算实施细则》未印发前，暂按如下原则执行：机组运行补偿费用按结算时段统计、按月结算、按月分摊，优先由新能源发电计划执行偏差考核费用提供，剩余部分由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户根据月度用电量比例进行分摊。

第十节 新能源实时发电计划执行偏差考核

第一百四十条 受限时段内暂不执行新能源实时发电计划执行偏差考；非受限时段内，通过新能源机组实际发电出力与现货市场出清并由 AGC 下发至各场站的出力指令作比较，计算该交易时段内每分钟新能源机组实际发电出力与下发出力指令间的偏差量 P 偏差，其计算公式如下：

$$P_{\text{偏差}} = P_{\text{实际}} - P_{\text{指令}}$$

当实际发电出力 $P_{\text{实际}}$ 与下发计划值 $P_{\text{计划}}$ 的偏差量不超过该

时刻计划的考核比例 $k_{考核}$ ，不计入执行偏差考核电量。超出偏差比例 $k_{考核}$ 的部分计入执行偏差考核电量 $Q_{偏差}$ ，偏差考核比例 k 由政府相关部门进行明确，暂定 10%。偏差考核费用计算公式如下：

$$R_{偏差,t} = Q_{偏差,t} \times P_{考核} \times \lambda_{考核}$$

其中， $R_{偏差,t}$ 为 t 时段偏差考核费用； $Q_{偏差}$ 为 t 时段偏差考核电量； $P_{考核}$ 为执行偏差考核电价，由政府相关部门进行明确，暂定月度现货市场实时出清均价； $\lambda_{考核}$ 为执行偏差考核系数，由政府相关部门进行明确，暂定为 1。

当月所有时段的偏差考核费用之和即为该机组当月执行偏差考核费用。执行偏差考核资金需在现货市场中单独统计，按月结算。市场初期为平稳过渡，当月机制电量大于等于实际发电量、当月机制电量加偏差考核积分电量大于等于实际发电量及实发功率小于装机容量的 10% 时暂不执行偏差考核，考核资金冲抵火电机组及储能运行补偿费用后，按当月参与现货市场的燃煤机组、新能源场站实际上网电量占比分享。

第十一节 结算流程

第一百四十一条 结算数据准备

中长期交易电量按照现货市场电能量交易规定，在日前市场开市前进行分解，具体包括：年度、月度、周等为周期的中长期交易价格和分时电量。

运行日提前 1 日（D-1 日）完成日前市场出清，运行日（D

日)完成实时市场出清。D-1日获取D日的日前市场交易结果，D+1日获取现货实时市场出清结果。具体包括：日前、实时市场机组出清上网电量、出清价格；分时节点电价、实时加权平均电价；日前机组组合安排；必开、热电联产等特殊机组标签等。

运行日后第2天(D+2日)，电网企业以计量点为最小单位，采集全部市场主体的分时表码；在运行日后第3天(D+3日)，电网企业将运行日(D日)发电侧、市场购电用户、独立储能每15分钟电量数据推送给交易平台。分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合办法详见计量管理。

第一百四十二条 日清算

运行日后第4天(D+4日)，交易平台计算运行日(D日)的结算电费；运行日后第5天(D+5日)，经审核后发布日清算核对单。具体包括：各市场主体当日不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

市场主体在日清算核对单发布后，对结算电量、电价、电费进行确认，在1个工作日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

交易机构根据各方处理意见，每旬对当月需调整的日清算核对单进行重算，并重新发布已重算的日清算临结算时结果。

第一百四十三条 月结算

电网企业每月第 5 个工作日内完成全月修正电量、电网企业代理购电电量推送；交易机构每月第 7 个工作日根据上一月日清算结果、零售市场结算结果以及历史月份的退补结算结果，出具上月月度结算核对单，并发布给市场主体查询确认。具体包括：各市场主体当月累计结算电量、电价、电费，考核及补偿费用，分摊及返还等费用明细。

市场主体在月度结算核对单发布后，对结算数据进行确认，在 2 个工作日内反馈意见，无反馈的视同确认无异议。

交易机构于每月第 10 个工作日内形成上一月的月结算正式结算结果，并发布至电网企业和相关市场主体。

电网企业和市场主体收到交易机构结算依据后，按本规则和合同约定完成电费收支。

在日清、月结结果确认过程中，交易机构负责对市场主体市场结算电费异常进行处理，电网企业负责对电量异常进行处理。

第十二节 退补管理

第一百四十四条 电费退补原则

因市场交易结算规则、电价政策调整、政府有关部门新政策出台或者因市场主体适用的电价类别变化等原因，导致电费需要调整的，由交易机构依照有关电价政策文件出具电费退补明细，电网企业负责按照明细进行电费退补。

由于历史发用电量计量差错、调度出清结果变更等原因需

要进行电费退补调整的，经利益相关方共同确认后，由交易机构根据修正电量等结算准备数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过12个月，由交易机构依照发现差错月市场主体现货市场月度平均电价开展电费退补，纳入计量平衡费用。

因市场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。

第一百四十五条 电费退补方法

月度结算前出现的电量差错或政策调整追补，根据电网企业推送的修正电量，按日重新计算后并入当月结算依据。按以下原则纳入当月结算出单。

（一）月度结算前，若某市场主体月度的差错电量能够详细分解到结算时段，则按每时段重新计算市场主体实时偏差结算结果。

（二）月度结算前，若某市场主体月度的差错电量无法详细分解到结算时段，则按累计差错电量和该市场主体现货市场月度平均电价计算市场主体累计偏差结算结果。

月度结算出单后出现的电量差错或政策调整追补，仅对相关市场主体差错电量按照改市场主体现货市场月度平均电价进行偏差电能量结算，累计到下一个结算月进行追补。

第九章 市场力行为管理

第一节 市场力检测与缓解

第一百四十六条 为避免具有市场力的发电企业操纵市场价格，由市场运营机构对全网市场主体开展市场力检测。通过采用事前及事后市场力监管机制，判断市场主体是否具备市场力，若具备市场力且造成市场出清价格偏离合理范围，则采取相应缓解措施，保障市场出清价格在合理水平范围内。

市场力监管机制包括事前基于考虑容量控制的市场力抑制机制（以下简称“事前监管”）以及事后基于价格影响测试的市场力抑制机制（以下简称“事后监管”）。

（一）事前监管机制应用于日前电能量市场正式出清之前，是常设型市场力监管机制，对日前市场一定范围的各竞价容量电能量报价实施监管；日内按照监管后的价格开展实时市场出清。

（二）事后监管机制应用于实时电能量市场出清之后，是触发型市场力监管机制，在达到触发条件时，实施基于价格影响测试的市场力监管。

事后监测机制待市场成熟后开展，开展事后市场力监测前提前一个月向市场经营主体征求意见，并经市场管理委员会表决后由相关主管部门印发实施。

第二节 事前监管机制

第一百四十七条 日前电能量市场出清后，计算市场供需比

和价格情况。当供需比范围内同类型电源（火电、风电、光伏）出清均价小于等于事前监测参考价格时，被认定通过事前监管；当供需比范围内同类型电源（火电、风电、光伏）出清均价大于事前监测参考价格时，被认定不通过事前监管，将该供需比范围内高于基准价格的报价段进行替换，按替换后报价进行日前及实时市场出清。事前监管机制的具体实施步骤如下。

（一）事前监管参考价格对比：

当日前市场出清后，供需比范围内若某电源类型（火电、风电、光伏）的节点电价按照市场出清电量加权计算的出清均价高于对应的事前监测参考价格，则进入报价替换环节。供需比范围及对应事前监测参考价格由政府相关部门进行明确，暂定标准如表 1 所示，如有变化将及时进行公布调整。

表 1 市场供需比及触发市场力事前监测参考价格

现货市场供需比	事前监测参考价格
现货市场供需比 ≥ 1.5	182 元/兆瓦时
$1.3 \leq$ 现货市场供需比 < 1.5	313 元/兆瓦时
$1.1 \leq$ 现货市场供需比 < 1.3	426 元/兆瓦时

（二）报价替换出清：

供需比范围内将触发市场力监测的该类型电源（火电、风电、光伏）高于基准价格的报价段进行替换，按替换后报价进行日前及实时市场出清。替换价格暂定标准如表 2 所示，供需

比范围及对应替换价格由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整。当同一类型电源连续 5 日未通过事前监管时，如第 6 日继续未通过事前监管，从第 6 日起按替换基准价格的 0.95 倍执行，直至该类型电源通过事前监管后恢复。当前对储能电站暂不进行市场力监测及报价替换。

表 2 市场供需比及触发市场力替换基准价格

现货市场供需比	基准价格
现货市场供需比 ≥ 1.5	149 元/兆瓦时
$1.3 \leq$ 现货市场供需比 < 1.5	256 元/兆瓦时
$1.1 \leq$ 现货市场供需比 < 1.3	349 元/兆瓦时

第三节 事后监管机制

第一百四十八条 实时电能量市场出清后，根据市场出清均价判断是否达到触发事后监管的条件，若达到，则计算所有市场主体的价格影响贡献率，贡献率为正的市场主体将被判定为行使市场力，回收其市场超额收益并返还给市场化用户。

事后监管包括当日监管和历史监管两项工作。当日监管是指测算当日市场超额收益并分摊返还的机制；历史监管是指测算包括前 7 天（包括当日）市场超额收益并分摊返还的机制。

事后监测参考价格按政府相关部门核定值执行，市场监管初期，事后监测参考价格为前 10 天（不含当日）实时市场高峰时段（7:00-9:00，17:00-23:00）出清电价的算数平均值。

事后监测参考价格计算公式如下：

$$RP_D^{post} = \frac{\sum_{d=D-10}^{D-1} PP_d}{10}$$

$$PP_d = \frac{\sum_{t \in T_{高峰}} \overline{LMP}_{t, \text{实时}}}{T_{高峰}}$$

其中， RP_D^{post} 为运行日 D 的事后监测参考价格； PP_d 为运行日 d 的实时电能量市场高峰时段出清电价平均值； $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 为第 t 个时段的用户侧实时加权平均电价； $T_{高峰}$ 为电力系统高峰时段对应的交易时段数。

实时电能量市场出清后，首先对当日监管程序的触发条件进行判断，若市场出清均价高于事后监测参考价格的触发倍数 λ^{TD} ，则启动当日监管程序。市场监管初期，当日监管程序中的市场出清均价取当日高峰时段用户侧各时段实时加权平均电价的算数平均值。

具备条件时，事后监测参考价格基于历史一定周期内各时段出清边际机组所属发电类型的事前监测参考价格按照历史各时段实时市场出清结果加权计算。同时若当日监管程序未触发，则进一步对历史监管程序的触发条件进行判断，若出清日前 7 天（包括当日）的各时段用户侧实时加权平均电价的算数平均值高于基准价 RP_D^{post} 的触发倍数 λ^{TW} ，则启动历史监管程序。

当日市场触发倍数 λ^{TD} 、前 7 天市场触发倍数 λ^{TW} （设置按日最小供需比调整机制）视青海现货电能量市场实际运行情

况，由政府相关部门对该值予以明确。

当日监管程序的具体实施步骤如下：

(一) 价格影响测试

达到事后监管触发条件时，即启动监管，以发电集团为对象，面向所有发电集团开展价格影响测试。对发电集团 j 进行价格影响测试时，需将其所有机组的报价替换为事后基准报价，并对市场重新出清计算，得到替换后发电集团的分时段发电节点电价算术平均值 $\bar{P}_{j,t}^{AVE}$ ；对比当日实际市场分时段节点电价算术平均值 P_t^{AVE} ，测算发电集团 j 的价格影响贡献率 w_j ：

$$w_j = \max \left(\frac{\sum_{t=1}^T (P_t^{AVE} - \bar{P}_{j,t}^{AVE})}{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^n (P_t^{AVE} - \bar{P}_{j,t}^{AVE})}, 0 \right)$$

其中， n 表示市场发电集团的个数， t 表示交易时段， T 表示交易总时段数。

事后基准电价初步设计为同类型主体的平均申报均价，容量分段比例采取装机容量的标么均值：

$$P_0^{\frac{q}{P_{\max}}} = \overline{P_M^{\frac{q}{P_{\max}}}}$$

式中， $\frac{q}{P_{\max}}$ 表示基准电价 P_0 对应的容量占装机容量的比例， $\overline{P_M}$ 表示同类型主体的平均申报均价。

(二) 市场超额收益

重新出清后的全市场分时段节点电价算术平均值 $\bar{P}_t^{AVE}$ ，此

时市场超额收益 ΔR 可表示为:

$$\Delta R = \sum_{t=1}^T G_t (P_t^{AVE} - \bar{P}_t^{AVE})$$

其中, G_t 为 t 时段的全网发电侧现货结算电量。

(三) 市场超额收益分摊

依据发电集团 j 的价格影响贡献率, 该发电集团应分摊的市场超额收益 ΔR_j 为:

$$\Delta R_j = \mu \times \Delta R \times w_j$$

其中, μ 表示市场超额收益分摊系数。 μ 的取值视青海现货电能市场实际运行情况, 由政府相关部门予以明确。

(四) 超额收益返还

将市场超额收益, 按照市场化用户的交易电量比例进行返还。

$$\Delta R_g = \mu \times \Delta R \times \frac{Q_g}{Q}$$

其中, ΔR_g 表示市场化用户 g 的返还费用, Q_g 表示市场化用户 g 在实时电能市场的日交易电量, 通过对分时段用电量累加计算得到; Q 则表示所有市场化用户 Q_g 的总和。

第十章 风险防控

第一节 基本要求

第一百四十九条 建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全 and 市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第一百五十条 市场运营机构在能源监管机构、省级政府主管部门指导下，履行市场风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第二节 风险分类

第一百五十一条 电力市场风险类型包括：

（一）电力供需风险，指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（二）市场价格异常风险，指部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（三）电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束条件不能得到满足的风险。

（四）电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

（六）履约风险，指经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

第三节 风险防控与处置

第一百五十二条 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照能源监管机构、省级政府主管部门要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第一百五十三条 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告能源监管机构、省级政府主管部门。

第一百五十四条 市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经能源监管机构、省级政府主管部门审定后执行。

第一百五十五条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

第十一章 市场干预

第一节 市场干预条件

第一百五十六条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第一百五十七条 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由能源监管机构和省级政府价格有关主管部门根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

（一）电力供应严重不足时。

（二）电力市场未按照规则运行和管理时。

（三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时。

（四）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时。

（五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时。

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百五十八条 现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告能源监管机构和省级政府主管部门：

（一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时。

（二）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时。

（三）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

（四）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百五十九条 不可抗力引发的输变电设备异常，造成其他市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任。不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。

第二节 市场干预内容

第一百六十条 市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向能源监管机构和省级政府价格有关主管部门备案。

第一百六十一条 市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第一百六十二条 市场干预期间的干预触发条件、干预规则等由国家能源局西北监管局和省级政府价格有关主管部门制定。若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包括调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行

结算。

第一百六十三条 当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组变动成本等因素，定期根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

第一百六十四条 保供电时期处理机制

保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，不安排单一故障导致电网稳定破坏、导致一般及以上电力安全事故、导致重大不良影响的用户停电事件和超过设计能力和运行规定的运行方式。根据保供电等级要求，原则上保持保供电区域的电网全接线运行，不新增发输变电检修工作并减少设备操作，不安排对电网安全有影响的涉网试验和设备启动，不安排操作量大、施工作业复杂、大型机械作业的检修工作。

第一百六十五条 自然灾害影响期处理机制

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。

为增强电网抵御极端灾害的能力，保障电网安全运行，电力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，由此造成其他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，电力调度机构解除必开设置。雨雪冰冻灾害风险或山火风险生效期间，电力调度机构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。

第一百六十六条 价格异常阶段处理机制

当出现水库大幅调整、极端自然灾害、严重电网事故、燃煤机组存煤告警等极端异常条件导致出清价格明显偏离正常水平时，市场运营机构汇报省发展和改革委员会、省能源局及西北能监局，由政府价格主管部门综合研判，采取不限于调整结算方式，暂时中断市场等手段，并及时向市场经营主体公布。

第一百六十七条 电力供不应求时段处理机制

在日前、实时电能量市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，则根据相关规定启动有序用电方案，直至电力供应满足要求，并根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

第一百六十八条 特殊管控要求处理机制

为落实政府部门的特殊管控要求，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，管控期内该区域机组在现货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，作为价格接

受者不参与市场定价。

第三节 市场熔断

第一百六十九条 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）黄河水位或流量的大幅波动，可能影响电力供应或电网安全；

（五）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；

（六）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；

（七）实时电能量市场调节能力无法满足电网实际变化需要；

（八）按照上级调度机构事故处理、保电力供应等情形要

求；

（九）电网主备调切换；

（十）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。

第一百七十条 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。

第四节 市场中止和恢复

第一百七十一条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由国家能源局西北监管局和省级政府主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由能源监管机构和省级政府主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

第一百七十二条 市场中止条件

（一）供需紧张：当面临严重供不应求情况时，政府主管部门及能源监管机构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。当出现沙尘暴、地震、暴雨、山洪等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时，政府主管

部门、能源监管机构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。

（二）市场运营异常：有下列情形之一的，能源监管机构会同政府主管部门可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：

（1）电力市场未按照规则运行和管理的；

（2）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；

（3）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；

（4）因不可抗力不能竞价交易的；

（5）电力市场发生严重异常情况的；

（6）能源监管机构认为需要中止市场的其他情况。

（三）影响电网安全运行的突发情况：当出现如下情况时，市场运营机构应根据能源监管机构与省级政府主管部门的委托，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，并尽快报告政府主管部门及能源监管机构：

（1）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；

（2）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；

(3) 因沙尘暴、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时;

(4) 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;

(5) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第一百七十三条 市场中止处理措施

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,电力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、新能源预测、省间交易结果、联络线计划等边界条件,编制下达运行日的日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

(二) 实时电能量市场中止时,相应时段内不开展实时电能量市场出清,电力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。在市场中止期间所对应的结算时段,以最近一个交易日相同时段的实时电能量市场价格作为实时电能量市场

价格。

当市场长时间中止时，按照政府主管部门及能源监管机构指定方式进行结算。

第一百七十四条 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经能源监管机构和省级政府主管部门同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

第十二章 争议处理

第一百七十五条 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的，包括准入、交易、出清、调度、计量、考核、合同履行、结算等方面可先通过市场管理委员会调解，也可向能源监管机构、省级政府主管部门申请行政调解。调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第一百七十六条 市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后 10 个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场主体应在事件发生之日起 2 年内提出。

第一百七十七条 市场成员有义务为国家能源局西北监管局、省级政府主管部门提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

第十三章 电力市场技术支持系统

第一百七十八条 电力市场技术支持系统与市场成员及市场运营所需相关系统的数据通信应符合相关标准和通信协议。

第一百七十九条 电力市场技术支持系统功能规范要求：

(一) 电力市场技术支持系统应符合国家有关技术标准和行业标准。

(二) 电力市场技术支持系统所有软、硬件模块应采用冗余配置。

(三) 电力市场技术支持系统应建立备用系统或并列双活运行系统，实现双套系统互为主备和并列运行，防止遭受严重自然灾害而导致的系统瘫痪。

(四) 电力市场技术支持系统应保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，并具备可维护性、适应性、稳定性，适应电力市场逐步发展完善的需要。

(五) 电力市场技术支持系统须对电力市场的经营主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、市场出清、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息发布、市场结算、市场运行监控等运作环节提供技术支撑，保障电力市场稳定运行。

(六) 电力市场技术支持系统应具备数据校验功能，支持对规则配置和生效设置的校验，包括各类分项数据的单一合理性验证、各种关联数据的相关性验证。

(七) 电力市场技术支持系统应能够按照相关要求和数据接

口规范提供数据接口服务，支持市场成员按规定获取相关数据，市场成员在使用数据接口服务时应满足相关网络安全要求。

(八) 电力市场技术支持系统应具备在线监测功能，按有关规定对市场运营情况进行监测，并向国家能源局西北监管局、省有关主管部门开放相应的访问权限。

(九) 现货结算子系统应充分考虑未来发展趋势，统筹规划系统功能的维护管理与扩展升级，满足市场全周期全品种结算要求。

第一百八十条 电力市场技术支持系统第三方校验要求：

(一) 电力市场技术支持系统投入运行前，应由国家能源局西北监管局、省有关主管部门组织第三方开展市场出清软件的标准算例校验。

(二) 电力市场技术支持系统应通过第三方校验，确保电力现货市场技术支持系统算法模型、市场出清功能和结果与现货市场规则一致，同时满足出清时效性及实用性的要求。

(三) 电力市场技术支持系统由国家能源局西北监管局、省有关主管部门遵循利益回避原则组织独立第三方开展校验。

第一百八十一条 电力市场技术支持系统数据交互和管理的要求：

(一) 电力市场技术支持系统交互应支持多周期多品种电力交易全过程业务，相关数据交互应确保流程清晰、数据准确、责任明晰，可支持市场出清的离线仿真。

(二) 电力市场技术支持系统数据交互应满足《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》、《电力监控系统安全防护方案》等法律法规和相关文件要求。

(三) 电力市场技术支持系统交换数据精度应满足电力市场运行规则要求。

(四) 电力市场技术支持系统交换的数据应由市场运营机构、经营主体和承担计量、资金结算等服务的单位按各自职责进行采集、提供和核验，并负责数据准确性。

第十四章 附则

第一百八十二条 本规则由青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局负责解释。

第一百八十三条 本规则自发布之日起施行。

附件 1

名词解释

1. 电力批发市场 (WholesaleElectricityMarket) : 发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场, 主要包括通过市场化方式开展的中长期电能量交易和现货电能量交易等。

2. 电力零售市场 (RetailElectricityMarket) : 在批发市场的基础上, 由电力零售商和电力用户自主开展交易的市场。

3. 电力现货市场 (ElectricitySpotMarket) : 通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

4. 中长期交易 (MediumandLong-termTransaction) : 对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易, 包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。中长期交易合同包括实物合同和财务合同。

5. 安全校核 (PowerSystemSecurityAnalysis) : 对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容, 从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

6. 辅助服务市场 (AncillaryServiceMarket) : 为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量, 由发电企业、电网企业、电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用

之外的电力辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

7. 节点边际电价 (LocationalMarginalPrice, LMP) : 现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。

8. 分区边际电价 (ZonalMarginalPrice) : 当电网存在输电阻塞时，按阻塞断面将市场分成几个不同的分区（即价区），并以分区内边际机组的价格作为该分区市场出清价格，即分区边际电价。

9. 市场限价 (MarketPriceCap&Floor) : 一般分为报价限价和出清限价等。报价限价指允许经营主体申报的价格范围，出清限价指市场运行允许出现的价格范围。

10. 日前市场 (Day-aheadMarket) : 运行日提前一天 (D-1 日) 进行的决定运行日 (D 日) 机组组合状态和发电计划的电能量市场。

11. 日内市场 (Intra-dayMarket) : 运行日 (D 日) 滚动进行的决定运行日 (D 日) 未来数小时调度机组组合状态和发电计划的电能量市场。

12. 实时市场 (Real-timeMarket) : 运行日 (D 日) 进行的决定运行日 (D 日) 未来 5-15 分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量市场。

13. 市场注册 (MarketRegistration)：指市场交易成员将用于取得经营主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得经营主体资格的过程。

14. 市场出清 (MarketClearing)：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

15. 市场结算 (MarketSettlement)：根据交易结果和市场规则相关规定，在规定周期内对市场成员参与电能量等市场的有关款项进行的计算、划拨。

16. 阻塞管理 (CongestionManagement)：当市场出清过程中进行安全校核时，若输电线路潮流超出了安全约束，市场运营机构需根据一定原则调整发电机组出力，改变输电线路潮流使其符合安全约束，并且分配调整后产生的盈余或者成本。

17. 阻塞费用 (CongestionCost)：因潮流阻塞需要系统总购电费用的增加部分，阻塞费用等于两节点之间的节点价格价差乘以连接两节点线路的潮流。

18. 调频服务 (FrequencyRegulationService)：电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。

19. 备用服务 (ReserveService)：为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

20. 市场监测 (MarketMonitoring)：对发电企业生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

21. 履约保函 (PrudentialDeposit)：又称信用保证书，是指银行、保险公司、担保公司或担保人应申请人或企业的请求，向受益人或企业及第三方（电力交易机构）开立的一种书面信用担保凭证，以书面形式出具的、凭提交与承诺条件相符的书面索款通知和其它类似单据即行付款的保证文件。

22. 电力市场技术支持系统
(ElectricityMarketOperationSystem)：是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用程序的有机组合，包括现货市场技术支持系统、电力交易平台等。

附件 2

可靠性机组组合 (SCUC) 模型

1. 目标函数:

日前电能量市场出清 SCUC 的目标函数如下所示:

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M(SL_l^+ + SL_l^-) + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M(SL_s^+ + SL_s^-)$$

其中:

N 表示机组的总台数;

T 表示所考虑的总时段数, 其中 D 日每 15 分钟一个时段, 考虑 96 个时段;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用, 其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数; 机组启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与机组停机时间有关的函数, 以表示机组在不同状态 (冷态/温态/热态) 下的启动费用。

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子;

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量; NL 为线路总数;

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量; NS 为断面总数。

2. 约束条件:

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^N \text{TMP}_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} \text{TM}T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（2）系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \pm D_t - \sum_{j=1}^{NT} \text{TM}T_{j,t} + R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

（3）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} \text{TM}T_{j,t} - R_t^D$$

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力； R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

（4）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需

满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\} \pm \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\} \pm \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(5) 特殊机组状态约束

1) 算法和人工判断确定为必开机组的，应处于开机状态：

$$\alpha_{i,t} = 1, \forall i \in I_{s1}$$

其中， I_{s1} 指的是必开机组的全集。

2) 算法和人工判断确定为必停机组的，应处于关机状态： $\alpha_{i,t} = 0, \forall i \in I_{s2}$

其中， I_{s2} 指的是必停机组的全集。

(6) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

对于必开机组，在其必开时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，若有最低出力要求，则上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的必开最低出力。

(7) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \text{TMP}_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

(8) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(9) 机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t}) T_U \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i=1 \sim N, t=1 \sim T$) 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

(10) 机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义 $\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态；定义 $\gamma_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态， $\eta_{i,t}$ 、 $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\eta_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

$$\gamma_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 0 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 1 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

$$\sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{\max}$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{\max}$$

(11) 电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前电能量市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$0 \leq \frac{1}{4} \sum_{j \in J} \sum_{t=1}^{T_0} P_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $T_0=96$ 为 D 日的总时段数， $Q_j^{\max}$ 为电厂 j 在 D 日的电量上限。

(12) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N \text{TMG}_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} \text{TMG}_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K \text{TMG}_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为线路 1 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 1 的正、反向潮流松弛变量。

(13) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N \text{TMG}_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} \text{TMG}_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K \text{TMG}_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} \text{TMP}_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t

第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(14) AGC 约束

AGC 约束当全网 AGC 约束无法满足时，默认罚因子为 30000。

附件 3

安全约束经济调度（SCED）模型

1. 目标函数：

日前和实时电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \text{TMTMC}_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M (SL_l^+ + SL_l^-) + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M (SL_s^+ + SL_s^-)$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

2. 约束条件：

（1）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \text{TMP}_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} \text{TM}T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线

j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（2）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \text{TMmin} \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \pm \Delta SR_t^U \\ & \sum_{i=1}^N \text{TMmin} \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \pm \Delta SR_t^D \end{aligned}$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

（3）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

对于必开机组，在其必开时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，若有最低出力要求，则上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的必开最低出力。

（4）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \text{TMP}_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

(5) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(6) 电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前电能量市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$0 \leq \frac{1}{4} \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^{T_0} \text{TMTMP}_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $T_0=96$ 为 D 日的总时段数， $Q_j^{\max}$ 为电厂 j 在 D 日的电量上限。

(7) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N \text{TMG}_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} \text{TMG}_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K \text{TMG}_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 1 的正、反向潮流松弛变量。

(8) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N \text{TMG}_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} \text{TMG}_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K \text{TMG}_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} \text{TMP}_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} \text{TC}_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(9) AGC 约束

AGC 约束当全网 AGC 约束无法满足时，默认罚因子为 30000。

附件 4

节点电价（LMP）模型

日前和实时 SCED 计算完毕后，求解得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 k 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L \tau_{l,t}^{\max} - \tau_{l,t}^{\min} G_{l-k} - \sum_{s=1}^S \tau_{s,t}^{\max} - \tau_{s,t}^{\min} G_{s-k}$$

其中：

$LMP_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的节点电价；

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{\min}$ 为支路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{\max}$ 为支路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

$\tau_{s,t}^{\min}$ 为断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{\max}$ 为断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

附件 5

约束条件松弛条件

当优化算法在满足约束条件下找不到可行解时，会根据特定的松弛条件对某些约束进行松弛化处理，以保证系统能够得到可行解。技术支持系统采用罚因子法对下列约束进行松弛化处理，罚因子可以理解为一台虚拟机组按照罚因子所对应的报价提供出力，以满足约束条件。

1. 电量平衡约束

当所有可调机组的最小允许出力之和仍然大于系统负荷需求时，电量平衡约束无法满足，默认的罚因子为 10000000。

当所有可调机组的最大允许出力之和仍然小于系统负荷需求时，电量平衡约束同样无法满足，默认罚因子为 10000000。

2. AGC 约束

当全网 AGC 约束无法满足时，默认罚因子为 30000。

3. 备用约束

当全网备用约束无法满足时，默认罚因子为 1000。

4. 断面稳定限额约束

当断面稳定限额约束无法满足时，默认罚因子为 1500。

5. 线路稳定限额约束

当线路稳定限额约束无法满足时，默认罚因子为 1500。

6. N-1 稳定限额约束

当 N-1 情况下线路限额约束无法满足时，默认罚因子

为 1500。

附件 6

省内电力现货交易承诺书

为保障省内电力现货交易顺利开展，规范市场成员行为，维护市场秩序，在遵守国家相关法律法规的基础上，由参与北京电力交易中心交易平台、国家电力调度控制中心省内电力现货技术支持系统的市场主体签订本承诺书，并同意作出如下承诺：

一、交易资格

1. 本公司为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本承诺书。签署和履行省内电力现货交易所需的一切手续（包括办理必要的政府批准、取得许可和营业执照等）均已办妥并合法有效。

2. 已在电力交易机构注册，满足并遵守《省内电力现货交易规则》相关要求。

3. 发电企业已与电网企业签订《购售电合同》，单个时段内 15 分钟最小负荷不小于 1MW。

4. 售电公司或电力用户已与电网企业签订《供用电合同》，单个时段内最小负荷不小于 1MW。

5. 参与省内电力现货交易时，任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未作出任何足以对参与交易产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

6. 同意通过北京电力交易中心交易平台、国家电力调度控

制中心省内电力现货交易技术支持系统参与省内电力现货交易，并按照相应交易事项执行。

二、交易合同

7. 本公司同意省内电力现货交易采用“电子合同”形式。电子合同由本承诺书+交易单共同组成。交易结果发布后形成交易单，电子合同即成立生效，对本公司具有法律约束力。

(1) 同意在交易过程中使用电子签名、数据电文的形式。使用本公司交易账号和交易密码在北京电力交易中心交易平台、国家电力调度控制中心省内电力现货交易技术支持系统中的各种操作，包括但不限于申报电力、电量、电价及对申报数据的补充、修改和对交易结果的核实、确认等，均为基于本公司的交易意愿产生的交易行为。本公司自行承担因自身故意或过失导致交易账号和交易密码管理不善带来的风险和损失。

(2) 同意所参与的省内电力现货交易的方式、电力、电量、价格等，以北京电力交易中心交易平台、国家电力调度控制中心省内电力现货交易技术支持系统发布的信息公告、交易结果为准。认可由交易结果产生的购售输电关系，并对交易结果中电量、电价等各项内容全面、适当履行。

8. 本公司同意电子合同作为《购售电合同》、《供用电合同》的有效补充，与《购售电合同》、《供用电合同》具有相同法律效力。电子合同中未明确的，按照《购售电合同》或者《供用电合同》执行。《购售电合同》或者《供用电合同》相

关条款与电子合同相关内容出现不一致时，按照电子合同约定的内容执行。

三、其他

9. 本公司为签署承诺书所需的内部授权程序均已完成，本承诺书为书面文件时，签署承诺书的是本公司法定代表人或授权代理人，承诺书自法定代表人或授权代理人签署之日起生效。采用电子文本时，通过本公司账号、密码，在北京电力交易中心交易平台、国家电力调度控制中心省内电力现货交易技术支持系统参与省内电力现货交易之前，点击“同意”即为签署生效。本承诺书生效后即对本公司具有法律约束力。

☐（本公司已认真阅读《省内电力现货交易承诺书》并完全理解和同意自愿签署并有能力履行本承诺书，自愿承担交易中的风险以及由此带来的一切可能的损失