附件

陕西电力现货市场实施细则（2027 年版）

（公开征求意见稿）

2026 年 11 月

目　录

1. 总　述 1

2. 术语定义 2

3. 市场成员 7

4. 日前省内现货交易 9

4.1 组织方式 9

4.1.1 发电企业参与模式 9

4.1.2 售电公司、电力用户参与模式 10

4.1.3 新型经营主体参与模式 12

4.1.4 市场出清方式 13

4.1.5 可靠性机组组合 14

4.2 市场参数 16

4.2.1 经营主体运行参数 16

4.2.2 市场核定参数 18

4.3 日前系统运行边界 18

4.3.1 日前电网运行边界 18

4.3.2 日前机组运行边界 23

4.4 交易申报 26

4.4.1 发电企业申报交易信息.....26
4.4.2 售电公司和批发大用户申报交易信息.....28
4.4.3 电网企业代理购电用户申报交易信息.....29
4.4.4 独立储能申报交易信息.....29
4.4.5 虚拟电厂申报交易信息.....30
4.4.6 绿电直连项目申报交易信息.....31
4.4.7 智能微电网申报交易信息.....33
4.4.8 申报数据审核及处理.....33
4.4.9 缺省申报.....33
4.5 日前市场的交易组织流程.....34
4.6 日前电能量市场出清数学模型.....36
4.6.1 日前可靠性安全约束机组组合（SCUC）模型....36
4.6.2 日前经济性安全约束机组组合（SCUC）模型....46
4.6.3 日前安全约束经济调度（SCED）模型.....57
4.7 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制.....63
4.7.1 必开机组.....64
4.7.2 调试及试验机组.....64
4.7.3 最小连续开机时间内机组.....64
4.7.4 处于启/停机过程中的机组.....65
4.7.5 新型经营主体.....65
4.7.6 一次能源供应约束机组.....65

4.8 日前电能量市场安全校核 65
4.8.1 电力平衡校核 65
4.8.2 安全稳定校核 66
4.9 日前电能量市场出清价格 66
4.10 日前发电调度计划 67
4.11 交易出清结果发布 68
5. 实时省内现货交易 69
5.1 组织方式 69
5.2 实时系统运行边界 70
5.2.1 实时电网运行边界 71
5.2.2 实时机组运行边界 73
5.3 实时电能量市场的交易组织流程 76
5.4 实时电能量市场出清数学模型 77
5.5 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制 78
5.5.1 必开机组 78
5.5.2 调试及试验机组 78
5.5.3 最小连续开机时间内机组 78
5.5.4 处于启/停机过程中的机组 78
5.5.5 因故障需调整出力计划的机组 79
5.5.6 一次能源供应约束机组 79
5.6 实时电能量市场安全校核 79

5.7 实时电能量市场出清价格 79
5.8 交易出清结果发布 80
5.9 实时运行调整 80
6. 衔接机制 83
6.1 与省内中长期市场的衔接 83
6.2 与省间短期交易的衔接 83
6.3 与省内电力辅助服务市场的衔接 84
6.3.1 与省内调频辅助服务市场的衔接 84
6.3.2 与省内调峰辅助服务市场的衔接 87
6.4 与“关中控煤”政策执行的衔接 87
6.5 与机组启停频次管控的衔接 88
6.6 与煤电容量电费考核的衔接 89
6.7 与新能源调度管理的衔接 89
7. 市场力监测与缓解 94
7.1 市场力监测 94
7.1.1 全局市场力结构监测 94
7.1.2 局部市场力结构监测 95
7.1.3 同质性报价监测 96
7.2 市场力缓解措施 96
7.2.1 全局市场力缓解措施 96
7.2.2 局部市场力缓解措施 100

8. 现货市场信息披露 101

9. 特殊情况处理机制 101

9.1 保供电时期处理机制 101

9.2 自然灾害影响期处理机制 101

9.3 系统出清异常处理机制 101

9.4 政府特殊管控机制 103

9.5 风险防控与免责条款 103

10. 附则 104

1. 总　述

为规范陕西电力现货市场有序运行，提升电力资源优化配置效率，保障电力可靠供应和系统安全运行，促进清洁能源消纳，依法维护经营主体的合法权益，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）及其配套文件、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129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）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）、《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）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司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）、《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》（国能发监管〔2024〕9号）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能

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）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司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）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号）、《国家发展改革委 国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力现货连续运行地区市场建设指引的通知》（发改能源〔2025〕1171号）、《陕西省发展和改革委员会关于印发<陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（陕发改价格〔2025〕1491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）等文件精神和有关法律法规规定，结合陕西实际，制定本细则。

本细则所称电力现货市场指符合准入条件的经营主体开展日前和实时电能量交易的市场。本细则适用于陕西电力现货市场的建设、运营、管理、组织与实施。

2. 术语定义

（1）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

（2）系统负荷：指陕西电网调度管辖范围内系统发、受电力的代数和。

（3）母线负荷：指陕西电网330/220千伏变电站供电区域、110千伏及以下输变电断面内部供电区域的终端负荷的总和。

（4）负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻的负荷需求进行预测的行为。

（5）运行备用：为保证系统频率维持在规定范围内，预留可快速调用的备用容量。

（6）安全约束机组组合（Security-Constrained Unit Commitment，SCUC）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定分时段的机组启停机计划。

（7）安全约束经济调度（Security-Constrained Economic Dispatch，SCED）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定分时段的经营主体发用电计划。

（8）节点边际电价（Locational Marginal Price，LMP）：指在满足输电网络设备约束条件和各类其他资源生产运行特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价，在本细则中指陕西电网330/220千伏及以上电压等级母线的边际电价。

（9）发电侧现货出清加权均价：指以经营主体自主直接参

与现货市场出清形成的发电侧出清电量（含最终纳入现货市场出清边界的发电侧自调度计划电量，含独立储能、虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网等在发电侧的出清电量）为权重，与其对应节点边际电价进行加权算术平均计算形成的平均价格。计算方式如下:

$$\text{发电侧现货出清均价}=\frac{\sum P_i^{\text{出清}}\times LMP_i}{\sum P_i^{\text{出清}}}$$

其中，$P_i^{\text{出清}}$为第 i 个经营主体的发电侧出清电量（含独立储能、虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网等在发电侧的出清电量），LMP_i为第 i 个经营主体的节点边际电价。

（10）日前电能量市场：日前集中组织开展运行日（D）各时段交易的电能量市场。

（11）实时电能量市场：运行日（D）滚动进行的决定未来 15 分钟经营主体发用电计划的电能量市场。

（12）市场出清：根据市场运营规则，基于 SCUC/SCED 市场出清程序软件计算确定现货交易量、价的过程。

（13）安全校核：电力调度机构对发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力电量平衡的过程。省内现货市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果须满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束条件。

（14）必开机组（群）、必停机组（群）：因电网安全约束、民生供热保障、政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。此类机组（群）在市场出清前进行标记，在该时段内明确设置为运行或停运状态。

（15）最小连续开机时间：表示机组开机并网后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为分钟。

（16）最小连续停机时间：表示机组停机解列后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为分钟。

（17）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，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技术支持系统记录的启停机时间信息进行认定。

（18）市场力：经营主体操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

（19）需求响应：指电力用户针对价格信号或激励机制做出响应，主动改变常规电力消费模式的行为。

（20）有序用电：指当电力平衡紧张时，供电企业发布错避峰用电预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负荷控制等系列措施，达到减少或者推移某时段用电负荷的效果。

（21）独立储能：指具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求,具有法人资格的新型储能。电源侧及用户侧储能通过技术改造满足有关要求、符合独立储能准入条件时，可按照独立储能方式参与市场。

（22）虚拟电厂：指通过数字化、智能化手段，聚合一定区域范围内已并网的可调节负荷、分布式电源、用户侧储能等需求侧资源，参与系统运行调节与市场交易的一种组织方式。

（23）智能微电网：指以新能源为主要电源、具备一定智能调节和自平衡能力、可独立运行也可与大电网联网运行的小型发配用电系统。配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视作智能微电网。

（24）用户侧统一申报聚合点：指为组织用户侧经营主体集中参与日前电能量市场申报而设置的统一虚拟申报位置，暂按全省范围统一设置。

（25）用户侧负荷分布系数：指各物理母线节点预测负荷占用户侧统一申报聚合点对应范围内总预测负荷的比例，用于将用户侧经营主体在统一申报聚合点申报的用电需求分解至各物理母线节点。同一时段用户侧统一申报聚合点对应范围内的各物理母线节点的用户侧负荷分布系数之和为 1。

（26）省级广义净负荷：指系统负荷叠加省间净外送电力，

再扣除风电、光伏等新能源出力后计算得到的负荷值，用于反映考虑省间电力交换及新能源出力后的系统剩余负荷水平。其中，省间净外送电力为省间外送电力与省间外购电力之差，净外送为正，净外购为负。相关计算数据可采用实测数据或预测数据,分别表征相应时段系统的实际运行特征或预期运行特征。

3. 市场成员

现货市场成员包括各类发电企业、电力用户（含电网企业代理购电工商业用户，下同）、售电公司、独立储能、虚拟电厂（含负荷聚合商，下同）、绿电直连项目、智能微电网等，以及电网企业和市场运营机构。其中，各类燃煤发电企业、省调新能源发电企业、电力用户、售电公司、独立储能、虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网等为参与电能量现货交易的经营主体，其按照现货市场价格结算且公平承担现货市场各类费用；电网企业指国网陕西省电力有限公司；市场运营机构指国网陕西电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）、陕西电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）。

参与电力现货市场交易的经营主体应是具有独立法人资格、独立财务核算、能够独立承担民事责任的经济体。经营主体应符合国家和陕西省有关准入条件,符合国家和陕西省产业政策、节能环保及信用管理要求,满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，在电力交易机构注册，通过陕西电力交易平

台参与交易，接受政府主管部门、能源监管机构的监督，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。经营主体注册、信息变更和注销相关要求按照《电力市场注册管理基本规则》及配套的陕西电力交易中心注册指引执行。

符合电力中长期市场参与条件，且接入陕西电网、纳入省内电力电量平衡、具备分时计量条件和电力交易机构结算等条件的经营主体，原则上均应参与电力现货市场。新进入中长期市场的经营主体,需在每月20日前联系电网企业核查计量采集条件，25日前在市场运营机构办理完成确认手续，自次月起参与电力现货市场。经营主体退出中长期市场或者强制退市期间，其电力现货市场交易权限一并退出。

新参与且仅参与电力现货市场的经营主体，需在每月20日前联系电网企业核查计量结算条件，25日前在市场运营机构办理完成确认手续，自次月起参与电力现货市场。

市场运营机构负责电力市场的组织运行。总体上，电力交易机构负责市场注册、市场申报、中长期交易组织、出具市场结算依据、交易合同管理、市场信息发布等；电力调度机构负责现货及辅助服务交易组织、现货及辅助服务市场出清、安全校核、阻塞管理、交易执行等。

电网企业负责分别预测并申报电力现货市场出清所需的居

民、农业用户和代理购电用户的用电负荷曲线。电网企业负责市场的统一结算。电力交易机构负责向电网企业出具电量结算依据，电网企业据此进行电费结算并向经营主体公布，经营主体根据现行规定进行资金结算。各经营主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。

本细则未提及的市场成员的权利与义务按照《电力现货市场基本规则（试行）》执行。

4. 日前省内现货交易

4.1 组织方式

日前电能量市场采用“全电量申报、集中优化出清”的方式组织交易。日前电能量市场交易按日组织，每个交易日组织次日 96 个时段（00:15-24:00，15 分钟为一个时段）的日前交易。竞价日为运行日（D）的前一个自然日。

4.1.1 发电企业参与模式

省级及以上调度管辖（以下简称“统调”）的内用公网燃煤发电机组（不含应急备用机组）以“报量报价”方式直接参与日前电能量市场。

满足功率预测、自动发电控制等直接参与现货市场条件的集中式新能源以“报量报价”方式直接参与日前电能量市场，其中含配建储能的新能源场站作为一个整体以“报量报价”方式直接参与日前电能量市场。暂不具备直接参与现货市场条件

的新能源，包括分布式新能源、扶贫光伏等，接受实时电能量市场形成的价格，满足条件后可自愿“报量报价”参与日前电能量市场。“报量报价”方式参与的新能源以每半年为周期可自愿选择是否参与日前市场结算。未选择“是否参与日前市场结算”的新能源视为默认不参与日前市场结算。

已参与中长期交易的地县调市场化机组，暂不具备直接参与现货市场条件的，接受实时电能量市场形成的价格，满足条件后可自愿“报量报价”参与日前电能量市场。已获得容量电费的地区小电源（不含应急备用机组）原则上应参与现货市场。

同一交易单元包含多个调度单元的，应按调度单元拆分，分别开展现货交易申报、出清，市场参与模式应保持一致。确实不具备申报拆分条件的，其“报量报价”信息按照各个调度单元装机容量的占比进行分解。

4.1.2 售电公司、电力用户参与模式

已取得中长期交易合同的售电公司（含保底售电公司）、直接参与中长期交易的电力批发大用户，以及电网企业代理购电用户参与日前电能量市场按照以下四个阶段逐步推进：

阶段一：售电公司、批发大用户以“报量不报价”方式参与日前电能量市场结算，其申报用电需求不参与日前电能量市场出清；电网企业代理购电用户接受实时电能量市场形成的价格。

阶段二：在阶段一的基础上，推动售电公司、批发大用户、电网企业代理购电用户在用户侧统一申报聚合点以“报量不报价”方式参与日前电能量市场出清和结算。

阶段三：在阶段二的基础上，推动售电公司、批发大用户在用户侧统一申报聚合点以“报量报价”方式参与日前电能量市场出清和结算；电网企业代理购电用户在用户侧统一申报聚合点以“报量不报价”方式参与日前电能量市场出清和结算。

阶段四：在阶段三的基础上，当省内具备按节点电价结算用户侧经营主体电能量的条件时，推动售电公司、批发大用户按实际电气连接关系，将用电需求拆分、归集至对应物理母线节点，并以“报量报价”方式参与日前电能量市场出清和结算；电网企业代理购电用户按实际电气连接关系，将整体用电需求拆分、归集至对应物理母线节点，并以“报量不报价”方式参与日前电能量市场出清和结算。用户侧经营主体按照对应物理母线节点的日前电能量市场出清电量及节点电价开展结算。

本细则规定了阶段一、阶段二的日前电能量市场组织方式、交易申报、出清模型等具体内容，阶段三、阶段四的实施方式将结合市场运营实际另行明确。现阶段按照阶段一开展日前电能量市场交易组织，阶段二的实施安排及启动时间由政府主管部门另行发布。

为加快推动用户侧经营主体“报量报价”参与电力市场，

鼓励具备用电调节能力和技术条件的售电公司、批发大用户，按照虚拟电厂市场注册准入相关要求，以虚拟电厂身份“报量报价”参与日前电能量市场出清和结算，逐步培育提升用户侧经营主体的市场交易、价格响应和风险管理能力。同一电力用户不得由售电公司、虚拟电厂等重复代理参与电力市场，同一用电需求不得通过不同交易主体或交易单元重复参与电力现货市场申报、出清及结算。

4.1.3 新型经营主体参与模式

现阶段，具备进入商业运营相关条件的独立储能（含虚拟电厂储能交易单元，下同），满足电力调度机构技术准入条件的可自愿选择以“报量不报价”或“自调度”方式直接参与日前电能量市场；暂不具备技术准入条件的独立储能，其充电、放电能力接受实时电能量市场形成的价格。后续，将结合陕西独立储能装机规模增长和市场运营实际，在条件成熟时适时引入独立储能自愿“报量报价”参与日前电能量市场的组织方式，为独立储能提供更加灵活多样的市场参与选择，具体实施安排另行明确。

具备进入商业运营相关条件的虚拟电厂依据所聚合主体的地理位置分布以及聚合资源的类型、容量、调控能力，按照330/220千伏节点细分建立发电交易单元、储能交易单元和用电交易单元，各交易单元独立参与现货市场。满足电力调度机

构技术准入条件的虚拟电厂，其发电交易单元、用电交易单元以“报量报价”方式直接参与日前电能量市场；暂不具备技术准入条件的虚拟电厂，其发电交易单元接受实时电能量市场形成的价格,其用电交易单元参照售电公司参与日前电能量市场。虚拟电厂储能交易单元参照独立储能参与日前电能量市场。

具备进入商业运营相关条件的绿电直连项目，满足电力调度机构技术准入条件的以“报量报价”方式直接参与日前电能量市场；暂不具备技术准入条件的绿电直连项目，其发电能力接受实时电能量市场形成的价格，其用电需求参照售电公司参与日前电能量市场。

具备进入商业运营相关条件的智能微电网，参照绿电直连项目参与日前电能量市场。

4.1.4 市场出清方式

电力调度机构综合考虑网络拓扑及参数、用电负荷需求、省间联络线送受电计划、非市场化机组出力曲线、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，依据经营主体申报量价信息，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，依次采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，形成出清结果，用于日前电能量市场结算。

根据用户侧经营主体参与日前电能量市场的不同阶段，按

照以下方式确定用于日前电能量市场出清的固定用电需求：阶段一以全网用电负荷为用电需求基础，扣除其中以“报量报价”方式参与日前电能量市场出清的新型经营主体（虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网）用电负荷，形成固定用电需求；阶段二以售电公司、批发大用户日前申报的用电需求，叠加电网企业日前申报的居民、农业用户和代理购电用户的用电需求，形成固定用电需求。

“报量报价”经营主体出现相同报价时，依据新能源优先消纳利用原则，按照先“新能源”经营主体（仅包含风电场站和光伏电站，不包含虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网等）、后“非新能源”经营主体的优先级顺序确定中标电力，“新能源”“非新能源”经营主体内部不再区分优先级。当同优先级经营主体报价相同时，在满足电网安全运行、机组运行等约束条件的前提下，按照该交易时段同报价段的有效申报容量比例，分配并确定中标电力，执行该同报价分配逻辑的最小有效申报容量为 1MW。

4.1.5 可靠性机组组合

电力调度机构以系统负荷预测、母线负荷预测及新能源功率预测等为基础，综合考虑网络拓扑及参数、省间联络线送受电计划、非市场化机组出力曲线、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，依据经营主

体申报量价信息，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）算法进行集中优化计算，形成可靠性机组组合结果，用于生产运行组织，保障市场环境下的电力安全可靠供应。

现阶段，可靠性机组组合原则上以电力调度机构负荷预测作为用电需求，暂不将虚拟电厂用电交易单元、绿电直连项目及智能微电网等新型经营主体的用电负荷调节能力视为可优化调用资源；绿电直连项目、智能微电网等新型经营主体的内部电源按调度管辖关系及电源类型报送预测出力或计划出力，在与负荷预测统计口径一致的前提下，纳入可靠性机组组合边界条件。后续结合新型经营主体调节能力建设及调度执行情况，逐步将具备可靠调节能力和调度执行条件的新型经营主体的量价申报信息纳入可靠性机组组合优化，具体实施安排另行明确。

现阶段，日前电能量市场交易组织方式按阶段一开展。考虑到阶段一经济性机组组合与可靠性机组组合在用电需求、资源参与方式等主要出清边界方面差异较小，在火电机组成本（含启动成本、空载成本、边际成本等）核定及配套成本补偿机制尚未落实前，为避免经济性机组组合结果与可靠性机组组合结果存在较大差异、引发机组成本补偿争议，日前电能量市场暂基于可靠性机组组合确定的机组启停状态开展安全约束经济调度，形成日前电能量市场出清结果。原则上，完成火电机组成

本核定并建立配套成本补偿机制，是日前电能量市场交易组织方式进入阶段二的基础条件。

4.2 市场参数

4.2.1 经营主体运行参数

经营主体需提供运行参数，并经市场运营机构审核批准后生效。经营主体运行参数可于每季度末提交变更申请，经市场运营机构审核批准后生效。

4.2.1.1 常规发电机组

（1）发电机组额定有功功率（新能源为全场站额定有功功率），单位为 MW。

（2）机组有功功率上（下）调爬坡速率（仅火电），单位为 MW/分钟，原则上循环流化床机组不得小于额定容量的 1%/分钟，其余火电机组不得小于额定容量的 1.5%/分钟。

（3）机组综合厂用电率（火电为每台机组的厂用电率，新能源为全场站厂用电率），单位为百分数。

（4）机组日内允许的最大启停次数，单位为次/天，单日一启一停计为 1 次。

（5）机组冷、温、热态参考启动时间（仅限火电），即机组处于冷、温、热态情况下开始启动直至机组并网所需的参考时间，单位为小时。

（6）机组冷、温、热态典型开机曲线（仅限火电），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。

（7）机组典型停机曲线（仅限火电），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。

（8）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，单位为分钟，申报范围为 0-24 小时。

（9）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，单位为分钟，申报范围为 0-24 小时。

（10）电力调度机构所需的其他参数。

4.2.1.2 新型经营主体

（1）独立储能额定充、放电功率，单位为 MW。

（2）独立储能额定充、放电能量，单位为 MWh。

（3）独立储能充、放电效率，单位为%。

（4）新型经营主体各 330/220 千伏节点聚合用户的报装容量、聚合电源的装机容量以及聚合储能的装机容量，单位为 MW;

（5）新型经营主体各 330/220 千伏节点聚合资源的有功功率上（下）调爬坡速率，单位为 MW/分钟。

（6）电力调度机构所需的其他参数。

4.2.2 市场核定参数

（1）现货市场申报（出清）价格上/下限，单位为元/MWh。申报/出清价格上/下限均为电能量价格，经营主体申报价格不允许超过申报价格上/下限，市场出清价格超过出清价格上/下限时，采用相应限值进行代替。

（2）统调火电机组启动费用补偿上限，单位为元/次。火电机组申报的启动费用不得超过相应限值。

（3）统调火电机组空载费用补偿上限，单位为元/小时。火电机组申报的空载费用不得超过相应限值，该项参数及其对应补偿机制待相关成本核定正式完成后生效。

4.3 日前系统运行边界

4.3.1 日前电网运行边界

4.3.1.1 负荷预测

日前负荷预测包括运行日（D）96 点系统负荷预测、96 点母线负荷预测。电力调度机构负责对系统负荷预测结果与母线负荷预测结果进行系统平衡协调。

（1）系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日（D）零时开始的每 15 分钟的调度口径负荷需求，每天共计 96 个时间点。电力调度机构负责开展全网系统负荷预测。

（2）母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日（D）零时开始的每 15 分钟的 330/220 千伏母线节点、虚拟母线节点负荷需求，各节点每天共计 96 个时间点。省内各地市供电企业负责开展所辖范围内的母线负荷预测。用户侧负荷分布系数基于母线负荷预测及用户侧统一申报聚合点设置范围计算得到。

4.3.1.2 省间联络线送受电计划

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交易等）、省间日前短期交易（包括省间日前现货交易、西北区域各类日前短期交易等）以及跨省跨区应急调度等共同形成的省间联络线送受电计划，作为日前电能量市场组织的边界条件。

4.3.1.3 地县调市场化机组的发电计划

日前环节，暂不具备直接参与现货市场条件的地县调市场化机组按规定申报运行日（D）96 点建议发电曲线，经电力调度机构审核通过后形成其发电计划曲线。

4.3.1.4 未参与现货市场机组的发电计划

不参与现货市场机组包括：直流配套电源、镇安抽蓄、应急备用机组、自备电厂、水电厂、生物质能及资源综合利用机组等。

直流配套电源：直流配套火电发电计划由上级调度统一下

发；直流配套新能源以其发电预测曲线纳入现货市场出清，参与统一调度管理。

镇安抽蓄：镇安抽蓄抽水、发电计划由上级调度统一下发。

应急备用机组：在迎峰度夏（冬）负荷高峰期及采暖季，综合考虑电力供应支撑和民生供暖保障需求安排发电。

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。依据《陕西省发展和改革委员会关于鼓励自备电厂参与陕西电网调节工作的通知》（陕发改运行〔2026〕1297号）文件精神，鼓励未参与电力市场的自备电厂积极参与电网调峰、顶峰，释放实时灵活调节潜力。

水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全，以及上下游灌溉、民生用水等综合需求，在满足系统安全、电力供应、新能源消纳等基础上，避开机组振动区，优化安排发电。

生物质能及资源综合利用机组：综合考虑资源供应情况、机组供热情况、政府优先发电量计划和系统运行实际需要安排发电。

4.3.1.5 备用约束

电力调度机构依据《电网运行准则》（GB/T 31464-2022）及调度管理相关规定，综合考虑负荷短期变化、新能源出力波动、主要故障预想等要素，依据上级调度统一电力电量平衡安排，制定电网运行正备用、负备用要求和分区正备用、负备用

要求。电力调度机构可根据保供应、保安全、促消纳等系统运行需要，调整系统或分区备用约束限值、增加D+1、D+2日备用要求。

4.3.1.6 输变电设备停电检修计划

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，批复确定运行日（D）的输变电设备检修计划。

4.3.1.7 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（D）的输变电设备投产与退役计划。

4.3.1.8 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日（D）基础边界条件，提出各级调管范围内的电网安全约束，作为日前电能量市场组织的边界条件。电网安全约束边界条件包括但不限于线路、变压器及断面传输功率约束、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（1）线路、变压器及断面传输功率约束

出现以下情况时，电力调度机构负责设置线路、变压器、断面的极限传输功率：

1）因系统安全运行需要或上级调度要求，将线路、变压器、断面潮流控制在指定值以内；

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

3）其他保障电力安全可靠供应的情况，需要将线路、变压器、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，确保电力可靠供应和系统安全运行，现货市场组织须对线路、变压器、断面极限传输功率留出一定的控制裕度，原则上采用在功率限值基础上扣除3%-5%后的限值作为日前出清约束要求，电力调度机构可视系统运行需要对控制裕度做适当调整。

（2）发电机组（群）约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（群）约束：

1）因系统安全运行需要或上级调度要求，需要设置必开必停机组、调整启停机时间、维持启停机状态、维持出力或设置出力上下限。

2）因保供电、保供热、保民生、防范自然灾害、政府要求，需要提高安全裕度，而设置必开必停机组、调整启停机时间、维持启停机状态、维持出力或设置出力上下限。

3）因局部区域安全约束或新能源消纳约束，需要设置局部区域机组群启停机容量、调整启停机时间、维持启停机状态、维持出力或设置出力上下限。

4）因政府部门要求实施环保排放限制、电煤消耗总量约束等因素，需要设置局部区域机组群启停机容量、调整启停机时间、维持启停机状态、维持出力或设置出力上下限。

5）其他保障电力安全可靠供应的情况，需要设置必开必停机组、调整启停机时间、维持启停机状态、维持出力或设置出力上下限。

4.3.2 日前机组运行边界

4.3.2.1 发电机组状态约束

电力调度机构根据机组检修批复、试验（调试）计划批复等情况，确定运行日（D）其调管范围内机组的96点状态，作为日前电能量市场组织的边界条件。

机组状态包括可用、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、备用状态以及试验（调试）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：包括机组检修、故障非停、燃料短缺停运以及其他情况。

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。

机组故障非停：机组发生非停后，应在停机 24 小时内完成消缺，如无法完成消缺应及时报批临时检修单，消缺期间或检修单批复时间段内，机组状态为不可调用状态。

机组燃料短缺：电力调度机构根据调管范围内发电机组的燃料供应情况，批复相应机组的燃料短缺停运申请，相应时段内机组状态为燃料短缺状态，该状态以天为单位统计，持续时间纳入机组非计划停运考核。

4.3.2.2 火电机组出力上下限约束

电力调度机构根据机组的额定装机容量、日前申报出力限额、检修和试验（调试）批复等情况，确定运行日（D）调管范围内机组的 96 点出力上下限约束，作为日前电能量市场出清的边界条件。正常情况下，火电机组的出力上限应为该机组的额定装机容量，出力下限应为其申报的考虑低负荷运行后的最小技术出力。

火电机组在完成日前申报后，如因故障缺陷、供热供汽等原因导致机组出力上下限发生较大变化，应及时通过电力调度机构技术支持系统进行调整申报，经电力调度机构审核同意后在日前电能量市场出清中生效。

4.3.2.3 发电机组调试及试验计划

（1）新建机组调试

新建机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，新建机组归调后原则上按照系统运行需要和有关发电调度原则安排发电，直至该机组正式参与现货市场的运行日（D）当日零点。

（2）在运机组试验（调试）

竞价日前一天 9:00 前，计划于运行日（D）进行试验（调试）的在运机组，需按调度管理规程在规定时间节点提交试验审批申请，并同步报送运行日（D）调试时段内每 15 分钟的机组试验（调试）出力计划。若申报的出力计划不满足电力可靠供应、系统安全运行等要求，电力调度机构可根据需要对机组的试验（调试）出力曲线进行调整。

4.3.2.4 发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂（不包括坑口电厂）厂内存煤可用天数低于阈值时，电力调度机构统筹考虑保障电力可靠供应和系统安全运行需要，可要求相关机组按指定出力计划运行。

4.3.2.5 新能源场站出力上下限约束

电力调度机构根据新能源场站的额定装机容量、日前短期预测结果、检修和试验（调试）批复等情况，确定运行日（D）调管范围内新能源场站的 96 点出力上下限约束,作为日前电能量市场出清的边界条件。正常情况下，新能源场站的出力下限为其额定装机容量的 10%（考虑保留样板机功率）与短期预测功率两者取小，出力上限为短期预测功率；对于含配建储能的

新能源场站，其出力上限为短期预测功率与配建储能短期自调度计划之和。

4.4 交易申报

经营主体需按时申报现货市场交易信息。迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

4.4.1 发电企业申报交易信息

4.4.1.1 电能量报价曲线

统调火电机组、新能源场站可自由选择 3-10 段申报其电能量报价曲线，用于表征机组、场站运行在不同出力区间时单位电能量的价格，该价格随出力增加单调非递减。每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间的能量价格（元/MWh），申报电力最小单位为 1MW，申报价格最小单位为 1 元/MWh；报价区间的开闭性质为“左开右闭”，各区间之间不可出现断点，各区间电能量价格均不得超过申报价格的上限和下限限制。

火电机组报价第一段出力区间起点为机组经深调认定的最小技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定装机容量，每段区间的出力跨度不得低于其额定装机容量与最小技术出力之差的 5%；新能源场站报价第一段出力区间起点为其装机容量的 10%，最后一段出力区间终点为场站的额定装机容量，每段区间的出力跨度不得小于 1MW。

4.4.1.2 统调火电机组启动费用

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，单位为元/次。机组启动工况依据停机时长认定: 停机时长 10 小时以内为热态启动，停机时长 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时长 72 小时以上为冷态启动。发电机组实际的启动状态根据调度技术支持系统记录的启停机时间信息进行认定。

4.4.1.3 统调火电机组空载费用

空载费用指发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。

4.4.1.4 统调火电机组运行上下限

统调火电机组根据实际运行情况、供热核定情况和低负荷运行能力等，申报运行日（D）96 点最大、最小发电能力。

4.4.1.5 新能源发电预测曲线

新能源场站应根据自身设备检修情况，申报运行日（D）96 点发电预测曲线，作为日前电能量市场出清的“报量”信息。新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按 0 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。含配建储能的新能源场站应根据新能源短期预测合理申报配建储能短期自调度计划曲线，其中充电计划不得大于新能源预测。

4.4.2 售电公司和批发大用户申报交易信息

4.4.2.1 申报方式

现阶段，用户侧日前电能量市场交易组织方式按阶段一开展，售电公司、批发大用户申报用电需求曲线，该曲线作为日前电能量市场结算依据，不参与日前电能量市场出清。

进入阶段二后，售电公司、批发大用户在用户侧统一申报聚合点申报各自的用电需求曲线，该曲线按照用户侧负荷分布系数分解映射至相应物理母线节点，纳入参与日前电能量市场出清的固定用电需求，经市场出清后按统一结算点价格结算。售电公司、批发大用户应按照预计实际用电安排如实开展日前电能量市场交易申报，因日前申报与实际用电间存在超额偏差产生的相关市场调节类费用，按照陕西电力市场结算实施细则有关条款执行。售电公司、批发大用户日前申报交易信息存在异常的，市场运营机构可要求其给予合理解释并提交书面澄清材料。

4.4.2.2 申报交易信息

（1）售电公司日前需求曲线

售电公司申报其代理用户运行日（D）的用电需求曲线，即每 15 分钟内的平均用电负荷（MW），其现货申报电力限额与中长期分时购电电力限额保持一致。

（2）批发大用户日前需求曲线

批发大用户申报其自身运行日（D）的用电需求曲线，即每15分钟内的平均用电负荷（MW），其现货申报电力限额与中长期分时购电电力限额保持一致。

4.4.3 电网企业代理购电用户申报交易信息

进入阶段二后，电网企业应预测并在用户侧统一申报聚合点申报代理购电用户运行日（D）的用电需求曲线，即每15分钟内的平均用电负荷（MW），该曲线按照用户侧负荷分布系数分解映射至相应物理母线节点，纳入参与日前电能量市场出清的固定用电需求，经市场出清后按统一结算点价格结算。

同时，电网企业应按相同要求，预测居民、农业用户运行日（D）的用电需求曲线并在用户侧统一申报聚合点申报，该曲线按照用户侧负荷分布系数分解映射至相应物理母线节点，纳入参与日前电能量市场出清的固定用电需求。

4.4.4 独立储能申报交易信息

4.4.4.1 “报量不报价”方式

“报量不报价”参与日前电能量市场的独立储能需申报运行日（D）充放电最大能力（MW）、荷电状态（SOC）96点上下限曲线（MWh）、日充放电循环次数限值等信息，其申报信息参与日前电能量市场出清，按照社会福利最大化或系统发电成本最小化原则优化形成储能充放电计划。

4.4.4.2 “自调度”方式

“自调度”方式参与日前电能量市场的独立储能需申报运行日（D）96 点充放电计划曲线（MW），作为日前电能量市场出清的边界条件。独立储能申报的充放电计划曲线不得超过其最大充放电功率、最大充放电能量约束，电力调度机构可依据系统运行需要对计划曲线进行调整。

4.4.5 虚拟电厂申报交易信息

4.4.5.1 发电交易单元申报方式

虚拟电厂发电交易单元需申报运行日（D）的发电能力上下限曲线（MW）、发电价格曲线（元/MWh）等信息。发电价格曲线为全天一条单调非递减的量价曲线，可自由选择 1-10 段进行申报，每段需申报发电出力区间起点（MW）、发电出力区间终点（MW）以及该区间的能量价格（元/MWh），申报电力最小单位为 0.1MW，申报价格最小单位为 1 元/MWh。报价区间的开闭性质为“左开右闭”，各区间之间不可出现断点，各区间电能量价格均不得超过申报价格的上限和下限限制。虚拟电厂发电出力以正值表示，第一段出力区间起点为发电能力下限，最后一段出力区间终点为发电能力上限。申报多段量价曲线时，每段区间的出力跨度不得小于 1MW。虚拟电厂发电交易单元申报的发电能力上限不得超过其电源侧最大聚合容量约束。

4.4.5.2 用电交易单元申报方式

虚拟电厂用电交易单元需申报运行日（D）的用电负荷上下限曲线（MW）、用电价格曲线（元/MWh）等信息。用电价格曲线为全天一条单调非递减的量价曲线，可自由选择 1-10 段进行申报，每段需申报用电负荷区间起点（MW）、用电负荷区间终点（MW）以及该区间的能量价格（元/MWh），申报电力最小单位为 0.1MW，申报价格最小单位为 1 元/MWh。报价区间的开闭性质为“左开右闭”，各区间之间不可出现断点，各区间电能量价格均不得超过申报价格的上限和下限限制。虚拟电厂用电负荷以负值表示，第一段负荷区间起点为用电能力上限，最后一段负荷区间终点为用电能力下限。申报多段量价曲线时，每段区间的负荷跨度不得小于 1MW。虚拟电厂用电交易单元申报的用电能力上限不得超过其负荷侧最大聚合容量约束。

4.4.5.3 储能交易单元申报方式

虚拟电厂储能交易单元参考独立储能参与日前电能量市场申报。

4.4.6 绿电直连项目申报交易信息

4.4.6.1 “报量报价”方式

“报量报价”参与日前电能量市场的绿电直连项目需申报运行日（D）的发电能力上下限曲线（MW）、用电负荷上下限曲线（MW）、发电/用电价格曲线（元/MWh）等信息。发

电/用电价格曲线为全天一条单调非递减的量价曲线，可自由选择 2-10 段进行申报，每段需申报发电出力/用电负荷区间起点（MW）、发电出力/用电负荷区间终点（MW）以及该区间的能量价格（元/MWh），申报电力最小单位为 0.1MW，申报价格最小单位为 1 元/MWh。报价区间的开闭性质为“左开右闭”，各区间之间不可出现断点，各区间电能量价格均不得超过申报价格的上限和下限限制。绿电直连项目发电出力以正值表示，第一段出力区间起点为发电能力下限，最后一段出力区间终点为发电能力上限；用电负荷以负值表示，第一段负荷区间起点为用电能力上限，最后一段负荷区间终点为用电能力下限。每段区间的出力/负荷跨度不得小于 1MW，最后一段用电负荷区间的报价必须低于第一段发电出力区间的报价。绿电直连项目申报的发电能力上限、用电能力上限不得超过其可用发电容量、用户报装容量等有关约束。

4.4.6.2 “自调度”方式

“自调度”参与日前电能量市场的绿电直连项目需申报运行日（D）96 点短期新能源预测曲线和短期用电负荷计划曲线，叠加后确定发电能力及用电需求。绿电直连项目申报的发电能力、用电需求曲线不得超过其可用发电容量、用户报装容量等有关约束，电力调度机构可依据系统运行需要对发电能力曲线进行调整。

4.4.7 智能微电网申报交易信息

智能微电网参照绿电直连项目相关规定，以“报量报价”或“自调度”方式参与日前电能量市场交易申报，具体申报信息及要求按照绿电直连项目相关规定执行。智能微电网应统筹考虑内部电源、储能、用电负荷等资源的运行特性及约束条件，以其与公共电网的净交换功率为基础确定交易申报信息，申报的发电能力、用电需求不得超过有关上网、下网功率限制约束。

4.4.8 申报数据审核及处理

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，初步审核未通过时不允许提交。经营主体提交申报信息后，由电力调度机构对申报信息进行审核。若经营主体逾时未申报交易信息，则以缺省信息参与日前电能量市场出清。

经营主体在日前电能量市场中申报的交易信息，将封存用于实时电能量市场，实时环节不再组织交易申报。

4.4.9 缺省申报

缺省申报参数指参与现货市场交易的经营主体未按时在电力交易平台申报时所采用的默认交易参数。

发电企业、独立储能、虚拟电厂储能交易单元等可按季度填报或变更缺省交易参数；缺省申报价格未填报时默认为现货市场申报价格下限值；厂用电率未填报时默认为全省已填报同

类型电源的厂用电率平均值。

现阶段，日前电能量市场交易组织方式按阶段一开展，售电公司、批发大用户缺省申报用电需求曲线为其运行日（D）所持有中长期合约的累加曲线。进入阶段二后，售电公司、批发大用户可按季度填报或变更缺省申报用电曲线；无缺省申报信息的，其缺省申报用电需求曲线为其运行日（D）所持有中长期合约的累加曲线。

“报量报价”参与现货市场交易的虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网等新型经营主体的缺省申报信息取前一个有效申报日的申报信息；无前一日有效申报信息的，视为放弃以“报量报价”方式参与现货市场。

4.5 日前市场的交易组织流程

竞价日 09:00 前，市场运营机构按《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9 号）规定，发布日前市场事前信息。

竞价日 09:30 前，各经营主体完成电能量市场、辅助服务市场等交易信息申报。

竞价日 10:40 前，市场运营机构完成日前市场预平衡出清，得到运行日（D）发电侧日前市场预平衡出清结果并发布。

竞价日 11:10 前，市场运营机构组织经营主体参与省间日前现货市场交易申报。

竞价日 12:45 前，市场运营机构结合日前市场预平衡出清结果，完成日前可靠性机组组合预出清，并适时对机组启停计划进行预通知。

竞价日 12:45 前，市场运营机构组织经营主体参与西北区域各类日前短期市场交易申报。

竞价日，市场运营机构在接收到省间现货市场与西北区域各类日前短期市场出清结果以及联络线终计划后，开展日前市场出清及可靠性机组组合。

竞价日 18:00 前，市场运营机构完成日前市场正式出清及可靠性机组组合，得到机组发电中标曲线、独立储能充放电中标曲线、新型经营主体发用电中标曲线、分时节点边际电价、机组启停和出力计划等信息。为提升各级调度生产效率，保障机组启停计划及时发布、有效执行，在不影响电力可靠供应和系统安全运行的前提下，市场运营机构可按照可靠性机组组合预出清结果执行。

竞价日 22:00 前，发布日前市场出清结果、可靠性机组组合结果。

以上组织时序为标准工作流程时序，若竞价日的省间联络线计划下发时间延迟，后续日前市场交易组织的时间节点将依次顺延。特殊情况下，竞价日 23:00 前，若仍未得到日前市场出清结果，则可视为日前市场出清失败，按照实时市场出清结

果执行。

4.6 日前电能量市场出清数学模型

4.6.1 日前可靠性安全约束机组组合（SCUC）模型

日前可靠性 SCUC 的目标函数如下所示:

$$\min\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})+C_{i,t}^{U}+C_{i,t}^{0}\right]+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M\left[L_{s,t}^{+}+L_{s,t}^{-}\right]\right\}$$

其中:

N 为机组的集合;

T 为所考虑的总时段数，其中第一个运行日（D）考虑 96 个时段（每 15 分钟一个时段），电力调度机构可依据系统安全运行需要额外考虑第二个运行日（D+1）、第三个运行日（D+2）的省级广义净负荷最高、最低时段;

$P_{i,t}$ 表征机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$、$C_{i,t}^{U}$、$C_{i,t}^{0}$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用和空载费用，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;

M 为网络潮流约束松弛罚因子;

$L_{s,t}^{+}$、$L_{s,t}^{-}$ 分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量; NS 为线路、变压器及断面的集合。

机组出力表达式可以描述为:

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

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

其中，NM为机组报价总段数，$P_{i,t,m}$表征机组 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 个出力区间的上、下界。

机组运行费用表达式可以描述为:

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

其中，$C_{i,m}$为机组i申报的第m个出力区间对应的能量价格。

机组启动费用表达式可以描述为:

$$C_{i,t}^{U}=\eta_{i,t}C_{i}^{U}$$

其中，C_i^U为机组 i 申报的单次启动费用，$\eta_{i,t}$为表征机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态的 0-1 变量。

机组空载费用表达式可以描述为:

$$C_{i,t}^{0}=\alpha_{i,t}C_{i}^{0}$$

其中，C_i^0为机组 i 申报的空载费用，$\alpha_{i,t}$为表征机组 i 在时段 t 运行状态的 0-1 变量，取值为 0 时表征停运，取值为 1 时表征在运。

日前可靠性 SCUC 的约束条件包括:

（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：

$$\sum P_t + (\sum P_t^{ch} + \sum P_t^{dis}) + \sum T_t = \sum D_t$$

其中，$\sum P_t$ 表征时段 t 的发电主体发电出力总和，$\sum P_t^{ch}$ 和 $\sum P_t^{dis}$ 分别表征时段 t 的独立储能充电电力和放电电力总和（充电为负、放电为正），$\sum T_t$ 为时段 t 的联络线计划功率总和（受入为正、送出为负），$\sum D_t$ 为时段 t 的系统用电负荷总和。

（2）系统备用容量约束

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、新能源发电功率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，需确保每天的总开机容量满足系统的最小备用容量需求。现阶段，新型经营主体参与可靠性 SCUC 统一优化时，暂不将其剩余调节容量纳入系统备用资源范围。

系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N} (\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} - P_{i,t}) \geq R_t^U$$

其中，$P_{i,t}^{\max}$ 为备用提供主体 i 在时段 t 的最大发电能力；R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量需求。电力调度机构可依据系统运行需要考虑风电、光伏最大发电能力的置信区间。

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N} (P_{i,t} - \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min}) \leq R_t^D$$

其中，$P_{i,t}^{\min}$为备用提供主体 i 在时段 t 的最小发电能力；R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

系统备用容量约束适用于陕西省内电力电量自平衡模式，该约束与系统净启停机容量约束同时仅生效一个，由电力调度机构依据实际平衡调度模式确定。

（3）系统净启停机容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为进一步满足区域电网整体“保供应、保安全、促消纳”电力电量平衡要求，需确保每天的总在运机组容量符合相应的净启停机容量需求。

系统净启停机容量约束可以描述为:

$$\Delta^{Cap}-\varepsilon\le\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}(\eta_{i,t}\overline{P}_i-\gamma_{i,t}\overline{P}_i)\le\Delta^{Cap}+\varepsilon$$

其中，$\overline{P}_i$为机组 i 的额定容量；$\gamma_{i,t}$为表征机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态的 0-1 变量；Δ^{Cap} 为满足区域电力电量平衡要求所对应的净启停机容量；ε 为净启停机容量所允许的波动带宽，由电力调度机构依据系统运行需要设置。

系统净启停机容量约束适用于陕西参与区域电力电量平衡模式，该约束与系统备用容量约束同时仅生效一个，由电力调度机构依据实际平衡调度模式确定。

（4）发电出力上下限约束

发电主体的出力应处于其最大/最小发电能力范围之内，其

约束条件可以描述为：

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

（5）发电主体群出力上下限约束

因政府环保、控制电煤消费、保民生、促消纳等要求，相应发电主体群的出力应该处于所允许的最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{J,t}^{\min} \le \sum_{i \in J} P_{i,t} \le P_{J,t}^{\max}$$

其中，$P_{J,t}^{\max}$、$P_{J,t}^{\min}$表示发电主体群 J 在时刻 t 的允许最大、最小出力。

（6）经营主体爬坡约束

经营主体上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可以描述为：

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

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

其中，ΔP_i^U为经营主体 i 单个时段跨度内的最大上爬坡电力，由其有功功率上调爬坡速率折算得到；ΔP_i^D为经营主体 i 单个时段跨度内的最大下爬坡电力，由其有功功率下调爬坡速率折算得到。

（7）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，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，可以描述为：

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

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

（8）分区净启停机容量约束

因政府环保、控制电煤消费、保民生、促消纳等要求，需将省内机组划分至多个分区，并对各个分区的机组总开机容量进行限制，例如关中地区电煤消费控制政策要求优化控制关中火电开机方式。分区净启停机容量约束可以描述为：

$$\Delta_{area}^{Cap}-\varepsilon_{area}\leq\sum_{i=1}^{N_{area}}\sum_{t=1}^{T}(\eta_{i,t}\overline{P}_{i}-\gamma_{i,t}\overline{P}_{i})\leq\Delta_{area}^{Cap}+\varepsilon_{area}$$

其中，N_{area}为该分区内的机组集合；Δ_{area}^{Cap}为该分区的净启停机容量；ε_{area}为分区净启停机容量所允许的波动带宽，由电力调度机构依据系统运行需要设置。

系统净启停机容量约束生效时，电力调度机构应依据系统

运行需要将系统净启停机容量分解至各分区，其可以描述为:

$$\Delta^{Cap}=\sum_{area}\Delta_{area}^{Cap}$$

（9）系统最大启停机次数约束

$\eta_{i,t}$、$\gamma_{i,t}$为表征机组 i 在时段 t 是否切换到启动、停机状态的 0-1 变量，可以描述为:

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

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

系统最大启停机次数限制可以描述为:

$$\sum_{i}\sum_{t=1}^{T}\eta_{i,t}+\sum_{i}\sum_{t=1}^{T}\gamma_{i,t}\le\rho_{G}$$

其中，ρ_G为系统允许的最大启停机次数。为落实合理管控机组日内启停及日内切换频次等相关政策要求，电力调度机构可依据系统运行需要设置系统最大启停机次数，防范机组设备因频繁启停所带来的安全风险;分区净启停机容量约束生效时，电力调度机构可依据系统运行需要将系统最大启停机次数分解至各分区。

（10）网络潮流约束

网络潮流约束可以描述为:

$$P_s^{\min}\le\sum_{i=1}^{N}G_{i-s}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{NT}G_{j-s}T_{j,t}-\sum_{k=1}^{NK}G_{k-s}D_{k,t}-L_{s,t}^{+}+L_{s,t}^{-}\le P_s^{\max}$$

其中，$P_s^{\min}$、$P_s^{\max}$为线路、变压器及断面 s 的潮流传输最小和最大限额；G_{i-s}为经营主体 i 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子；NT 为系统的联络线数量，G_{j-s}为联络线 j 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子；NK 为系统的负荷节点数量，G_{k-s}为负荷节点 k 对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子，$D_{k,t}$为节点 k 在时段 t 的母线负荷值；$L_{s,t}^{+}$、$L_{s,t}^{-}$分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

（11）特殊机组状态约束

对于人工判断确定为必开机组的，其约束可以描述为：

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

其中，I_{s1}为必开机组集合。

对于人工判断确定为必停机组的，其约束可以描述为：

$$\alpha_{i,t}=0,\ \forall i\in I_{s2}$$

其中，I_{s2}为必停机组集合。

为满足区域电网整体“保供应、保安全、促消纳”电力电量平衡要求，需限制机组启停机的具体时间，其约束可以描述为：

$$\eta_{i,t}=0,\ \forall t\in T\setminus\overline{t_{up}}$$

$$\gamma_{i,t}=0,\ \forall t\in T\setminus\overline{t_{down}}$$

其中，$\overline{t_{up}}$、$\overline{t_{down}}$为满足区域电力电量平衡要求所对应的机组允许启动时间、停机时间。

（12）同一火电厂单日最大启停机次数约束

针对具有 N 台机组的某一火电厂，其单日最大启停机次数约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\eta_{i.t} \le \rho_{up}$$

$$\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\gamma_{i,t} \le \rho_{down}$$

其中，ρ_{up}、ρ_{down}为该火电厂日最大启机、停机次数。正常情况下，同一火电厂单日最大启机、停机次数为其全厂机组台数的 50%，电力调度机构可依据系统运行需要放宽该次数限制。

（13）同一火电机组最大日内启停机次数约束

针对火电机组 i，其最大日内启停机次数约束可以描述为：

$$\frac{1}{2}\sum_{t=1}^{T}\left(\eta_{i,t}+\gamma_{i,t}\right) \le \rho_{ud}$$

其中，ρ_{ud}为该火电机组最大日内启停机次数，单日一启一停计为 1 次。

（14）同一火电厂最大最小运行方式约束

针对具有 N 台机组的某一火电厂，因系统安全运行、电厂自身安全生产等需要，该电厂任一时刻的在运机组数量均需满足其最大最小运行方式，该约束可以描述为：

$$\omega_{single,t}^{\min} \le \sum_{i=1}^{N} \alpha_{i,t} \le \omega_{single,t}^{\max}, \forall t \in T$$

其中，$\omega_{single,t}^{\max}$、$\omega_{single,t}^{\min}$为该电厂在时刻 t 最大最小运行方式对应的在运机组数量。

（15）机组群最大最小运行方式约束

针对某一火电机组群Φ_G，因系统安全运行等需要，该机组群任一时刻的在运机组数量均需满足其最大最小运行方式，该约束可以描述为:

$$\omega_{group,t}^{\min} \le \sum_{i \in \Phi_G} \alpha_{i,t} \le \omega_{group,t}^{\max}, \forall t \in T$$

其中，$\omega_{group,t}^{\max}$、$\omega_{group,t}^{\min}$为该机组群在时刻 t 最大最小运行方式对应的在运机组数量。

（16）独立储能充放电功率及荷电状态约束

$$\alpha_{e,t}^{ch} P_e^{ch,\max} \le P_{e,t}^{ch} \le \alpha_{e,t}^{ch} P_e^{ch,\min} \le 0$$

$$0 \le \alpha_{e,t}^{dis} P_e^{dis,\min} \le P_{e,t}^{dis} \le \alpha_{e,t}^{dis} P_e^{dis,\max}$$

$$\alpha_{e,t}^{ch} + \alpha_{e,t}^{dis} \le 1,\ \alpha_{e,t}^{ch}, \alpha_{e,t}^{dis} \in \{0,1\}$$

$$SOC_{e,t} = SOC_{e,t-1} - \delta_e^{ch} P_{e,t}^{ch} \Delta t - P_{e,t}^{dis} \Delta t / \delta_e^{dis}$$

$$SOC_{e,t}^{\min} \le SOC_{e,t} \le SOC_{e,t}^{\max}$$

其中，$P_{e,t}^{ch}$、$P_{e,t}^{dis}$分别表征独立储能 e 在时段 t 的充电功率和放电功率，充电功率取值为负；$P_e^{ch,\max}$、$P_e^{ch,\min}$和$P_e^{dis,\max}$、$P_e^{dis,\min}$分别为独立储能 e 充电功率的上下限和放电功率的上下限；$\alpha_{e,t}^{ch}$、$\alpha_{e,t}^{dis}$分别表征独立储能 e 在时段 t 的充电状态和放电状态，两者

均为 0-1 变量；$SOC_{e,t}$表征独立储能 e 在时段 t 的荷电状态，$SOC_{e,t}^{\max}$、$SOC_{e,t}^{\min}$分别为独立储能 e 在时段 t 的荷电状态上下限；δ_e^{ch}、δ_e^{dis}分别为独立储能 e 的充电效率和放电效率；Δt为充放电时段长度。

（17）独立储能日充放电循环次数约束

$$\frac{\sum_{t=1}^{T}\left(P_{e,t}^{dis}/\delta_e^{dis}-\delta_e^{ch}P_{e,t}^{ch}\right)\Delta t}{2\overline{SOC_e}}\le N_{circle}$$

其中，$\overline{SOC_e}$为独立储能 e 的额定电能量容量；N_{circle}为独立储能每日充放电循环次数上限。

4.6.2 日前经济性安全约束机组组合（SCUC）模型

日前经济性 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min\left\{\begin{array}{l}\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})+C_{i,t}^{U}+C_{i,t}^{0}\right]+\sum_{v=1}^{V}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{v,t}^{G}(P_{v,t}^{G})+C_{v,t}^{L}(P_{v,t}^{L})\right]\\+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M\left[L_{s,t}^{+}+L_{s,t}^{-}\right]\end{array}\right\}$$

其中：

N 为机组的集合；

T 为所考虑的总时段数，全天共考虑 96 个时段；

$P_{i,t}$表征机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$、$C_{i,t}^{U}$、$C_{i,t}^{0}$分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用和空载费用，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;

V 为虚拟电厂发电及用电交易单元、绿电直连项目、智能微电网的集合;

$C_{v,t}^{G}(P_{v,t}^{G})$、$C_{v,t}^{L}(P_{v,t}^{L})$分别为虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）v 在时段 t 的发电费用、用电费用，其中发电费用是与虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）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,用电费用是与虚拟电厂(绿电直连项目、智能微电网）申报的各段负荷区间和对应能量价格有关的多段线性函数;

M 为网络潮流约束松弛罚因子;

$L_{s,t}^{+}$、$L_{s,t}^{-}$分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为线路、变压器及断面的集合。

机组出力表达式可以描述为:

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

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

其中，NM为机组报价总段数，$P_{i,t,m}$表征机组 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 个出力区间的上、下界。

机组运行费用表达式可以描述为:

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

其中，$C_{i,m}$为机组i申报的第m个出力区间对应的能量价格。

机组启动费用表达式可以描述为:

$$C_{i,t}^{U} = \eta_{i,t} C_i^{U}$$

其中，C_i^U为机组 i 申报的单次启动费用，$\eta_{i,t}$为表征机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态的 0-1 变量。

机组空载费用表达式可以描述为:

$$C_{i,t}^{0} = \alpha_{i,t} C_i^{0}$$

其中，C_i^0为机组 i 申报的空载费用，$\alpha_{i,t}$为表征机组 i 在时段 t 运行状态的 0-1 变量，取值为 0 时表征停运，取值为 1 时表征在运。

虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）出力/负荷及发电/用电费用的表达式与机组出力及运行费用的定义形式一致，其中各负荷区间及其对应的用电费用均以负值表示。

日前经济性 SCUC 的约束条件包括:

（1）系统负荷平衡约束

现阶段，日前电能量市场交易组织方式按阶段一开展，对于每个时段 t，负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum P_t + (\sum P_t^{ch} + \sum P_t^{dis}) + (\sum P_t^{L} + \sum P_t^{G}) + \sum T_t = \sum D_t^{F}$$

其中，$\sum P_t$表征时段 t 的发电主体发电出力总和，$\sum P_t^{ch}$ 和

$\sum P_t^{dis}$ 分别表征时段 t 的独立储能充电电力和放电电力总和（充电为负、放电为正），$\sum P_t^L$ 和 $\sum P_t^G$ 分别表征时段 t 的“报量报价”新型经营主体（虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网）用电负荷和发电电力总和（用电为负、发电为正），$\sum T_t$ 为时段 t 的联络线计划功率总和（受入为正、送出为负），$\sum D_t^F$ 为时段 t 用于经济性出清的固定用电需求，在阶段一时为扣除“报量报价”新型经营主体（虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网）用电负荷后的系统用电负荷总和。

进入阶段二后，对于每个时段 t，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum P_t + (\sum P_t^{ch} + \sum P_t^{dis}) + (\sum P_t^L + \sum P_t^G) + \sum T_t = \sum D_t^F$$
$$\sum D_t^F = \sum D_t^R + \sum D_t^C$$

其中，$\sum D_t^R$ 为时段 t 居民、农业用户的用电负荷总和，$\sum D_t^C$ 为时段 t 售电公司、批发大用户、电网企业代理购电用户的用电负荷总和。可以看出，$\sum D_t^F$ 作为时段 t 用于经济性出清的固定用电需求，在阶段二时为售电公司、批发大用户、电网企业代理购电用户以及居民、农业用户的用电负荷总和。

（2）系统备用容量约束

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、新能源发电功率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，需确保每天的总开机容量满足系统的最小备用容量需求。现阶段，新型经营主体参与经济性 SCUC 统一优化时，暂不将其剩余调节容量纳入系统备用资源范围。

系统正备用容量约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^{N}(\alpha_{i,t}P_{i,t}^{\max}-P_{i,t})\geq R_t^U$$

其中，$P_{i,t}^{\max}$为备用提供主体 i 在时段 t 的最大发电能力；R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量需求。电力调度机构可依据系统运行需要考虑风电、光伏最大发电能力的置信区间。

系统负备用容量约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^{N}(P_{i,t}-\alpha_{i,t}P_{i,t}^{\min})\leq R_t^D$$

其中，$P_{i,t}^{\min}$为备用提供主体 i 在时段 t 的最小发电能力；R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

（3）发电出力上下限约束

发电主体的出力应处于其最大/最小发电能力范围之内，其约束条件可以描述为:

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

（4）发电主体群出力上下限约束

因政府环保、控制电煤消费、保民生、促消纳等要求，相应发电主体群的出力应该处于所允许的最大/最小出力范围之

内，其约束条件可以描述为：

$$P_{J,t}^{\min} \le \sum_{i \in J} P_{i,t} \le P_{J,t}^{\max}$$

其中，$P_{J,t}^{\max}$、$P_{J,t}^{\min}$表示发电主体群 J 在时刻 t 的允许最大、最小出力。

（5）经营主体爬坡约束

经营主体上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可以描述为：

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

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

其中，ΔP_i^U为经营主体 i 单个时段跨度内的最大上爬坡电力，由其有功功率上调爬坡速率折算得到；ΔP_i^D为经营主体 i 单个时段跨度内的最大下爬坡电力，由其有功功率下调爬坡速率折算得到。

（6）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：

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

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

其中，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，可以描述为：

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

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

（7）系统最大启停机次数约束

$\eta_{i,t}$、$\gamma_{i,t}$为表征机组 i 在时段 t 是否切换到启动、停机状态的 0-1 变量，可以描述为：

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

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

系统最大启停机次数限制可以描述为：

$$\sum_{i}\sum_{t=1}^{T}\eta_{i,t}+\sum_{i}\sum_{t=1}^{T}\gamma_{i,t}\le\rho_G$$

其中，ρ_G为系统允许的最大启停机次数。电力调度机构可依据系统运行需要设置系统最大启停机次数，按照与同一运行日可靠性 SCUC 相同的管控原则合理管控机组日内启停及日内切换频次。

（8）网络潮流约束

网络潮流约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \le \sum_{i=1}^{N} G_{i-s} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{j-s} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{NK} G_{k-s} D_{k,t} - L_{s,t}^{+} + L_{s,t}^{-} \le P_s^{\max}$$

其中，$P_s^{\min}$、$P_s^{\max}$为线路、变压器及断面 s 的潮流传输最小和最大限额；G_{i-s}为经营主体 i 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子；NT 为系统的联络线数量，G_{j-s}为联络线 j 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子；NK 为系统的负荷节点数量，G_{k-s}为负荷节点 k 对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子，$D_{k,t}$为节点 k 在时段 t 的母线负荷值；$L_{s,t}^{+}$、$L_{s,t}^{-}$分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

在阶段一时，$D_{k,t}$为扣除该节点下“报量报价”新型经营主体（虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网）用电负荷后的母线负荷；进入阶段二后，$D_{k,t}$由系统固定用电需求 D_t^F 按用户侧负荷分布系数拆分得到，其数值关系可以描述为：

$$D_{k,t} = z_{k,t} D_t^F \ , \sum_{k=1}^{NK} z_{k,t} = 1$$

其中，$z_{k,t}$为节点 k 在时段 t 的负荷分布系数，所有负荷节点的负荷分布系数之和为 1。

（9）特殊机组状态约束

对于人工判断确定为必开机组的，其约束可以描述为：

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

其中，I_{s1}为必开机组集合。

对于人工判断确定为必停机组的，其约束可以描述为：

$$\alpha_{i,t}=0,\ \forall i\in I_{s2}$$

其中，I_{s2}为必停机组集合。

（10）同一火电厂单日最大启停机次数约束

针对具有N台机组的某一火电厂，其单日最大启停机次数约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\eta_{i.t}\le\rho_{up}$$

$$\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\gamma_{i,t}\le\rho_{down}$$

其中，ρ_{up}、ρ_{down}为该火电厂日最大启机、停机次数。正常情况下，同一火电厂单日最大启机、停机次数为其全厂机组台数的50%，电力调度机构可依据系统运行需要放宽该次数限制。

（11）同一火电机组最大日内启停机次数约束

针对火电机组i，其最大日内启停机次数约束可以描述为：

$$\frac{1}{2}\sum_{t=1}^{T}\left(\eta_{i,t}+\gamma_{i,t}\right)\le\rho_{ud}$$

其中，ρ_{ud}为该火电机组最大日内启停机次数，单日一启一停计为1次。

（12）同一火电厂最大最小运行方式约束

针对具有N台机组的某一火电厂，因系统安全运行、电厂

自身安全生产等需要，该电厂任一时刻的在运机组数量均需满足其最大最小运行方式，该约束可以描述为：

$$\omega_{single,t}^{\min} \le \sum_{i=1}^{N} \alpha_{i,t} \le \omega_{single,t}^{\max}, \forall t \in T$$

其中，$\omega_{single,t}^{\max}$、$\omega_{single,t}^{\min}$为该电厂在时刻 t 最大最小运行方式对应的在运机组数量。

（13）机组群最大最小运行方式约束

针对某一火电机组群Φ_G，因系统安全运行等需要，该机组群任一时刻的在运机组数量均需满足其最大最小运行方式，该约束可以描述为：

$$\omega_{group,t}^{\min} \le \sum_{i \in \Phi_G} \alpha_{i,t} \le \omega_{group,t}^{\max}, \forall t \in T$$

其中，$\omega_{group,t}^{\max}$、$\omega_{group,t}^{\min}$为该机组群在时刻 t 最大最小运行方式对应的在运机组数量。

（14）独立储能充放电功率及荷电状态约束

$$\alpha_{e,t}^{ch} P_e^{ch,\max} \le P_{e,t}^{ch} \le \alpha_{e,t}^{ch} P_e^{ch,\min} \le 0$$

$$0 \le \alpha_{e,t}^{dis} P_e^{dis,\min} \le P_{e,t}^{dis} \le \alpha_{e,t}^{dis} P_e^{dis,\max}$$

$$\alpha_{e,t}^{ch} + \alpha_{e,t}^{dis} \le 1,\ \alpha_{e,t}^{ch}, \alpha_{e,t}^{dis} \in \{0,1\}$$

$$SOC_{e,t} = SOC_{e,t-1} - \delta_e^{ch} P_{e,t}^{ch} \Delta t - P_{e,t}^{dis} \Delta t / \delta_e^{dis}$$

$$SOC_{e,t}^{\min} \le SOC_{e,t} \le SOC_{e,t}^{\max}$$

其中，$P_{e,t}^{ch}$、$P_{e,t}^{dis}$分别表征独立储能 e 在时段 t 的充电功率和放电功率，充电功率取值为负；$P_e^{ch,\max}$、$P_e^{ch,\min}$和$P_e^{dis,\max}$、$P_e^{dis,\min}$

分别为独立储能 e 充电功率的上下限和放电功率的上下限；$\alpha_{e,t}^{ch}$、$\alpha_{e,t}^{dis}$ 分别表征独立储能 e 在时段 t 的充电状态和放电状态，两者均为 0-1 变量；$SOC_{e,t}$ 表征独立储能 e 在时段 t 的荷电状态，$SOC_{e,t}^{\max}$、$SOC_{e,t}^{\min}$ 分别为独立储能 e 在时段 t 的荷电状态上下限；δ_e^{ch}、δ_e^{dis} 分别为独立储能 e 的充电效率和放电效率；Δt 为充放电时段长度。

（15）虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）发用电功率约束

$$\alpha_{v,t}^{L} P_{v,t}^{L,\max} \le P_{v,t}^{L} \le \alpha_{v,t}^{L} P_{v,t}^{L,\min} \le 0$$

$$0 \le \alpha_{v,t}^{G} P_{v,t}^{G,\min} \le P_{v,t}^{G} \le \alpha_{v,t}^{G} P_{v,t}^{G,\max}$$

其中，$P_{v,t}^{L}$、$P_{v,t}^{G}$ 分别表征虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）v 在时段 t 的用电负荷和发电出力，用电负荷取值为负；$P_{v,t}^{L,\max}$、$P_{v,t}^{L,\min}$ 和 $P_{v,t}^{G,\max}$、$P_{v,t}^{G,\min}$ 分别为虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）v 在时段 t 的用电负荷上下限和发电能力上下限。

（16）绿电直连项目、智能微电网发用电状态约束

$$\alpha_{v,t}^{L} + \alpha_{v,t}^{G} = 1,\ \alpha_{v,t}^{L}, \alpha_{v,t}^{G} \in \{0,1\}$$

其中，$\alpha_{v,t}^{L}$、$\alpha_{v,t}^{G}$ 分别表征绿电直连项目、智能微电网 v 在时段 t 的用电状态和发电状态，两者均为 0-1 变量。

（17）独立储能日充放电循环次数约束

$$\frac{\sum_{t=1}^{T}\left(P_{e,t}^{dis}/\delta_e^{dis}-\delta_e^{ch}P_{e,t}^{ch}\right)\Delta t}{2\overline{SOC_e}}\le N_{circle}$$

其中，$\overline{SOC_e}$为独立储能 e 的额定电能量容量；N_{circle}为独立储能每日充放电循环次数上限。

4.6.3 日前安全约束经济调度（SCED）模型

日前电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示:

$$\min\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})\right]+\sum_{v=1}^{V}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{v,t}^{G}(P_{v,t}^{G})+C_{v,t}^{L}(P_{v,t}^{L})\right]+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M\left[L_{s,t}^{+}+L_{s,t}^{-}\right]\right\}$$

其中:

N 为机组的集合;

T 为所考虑的总时段数，全天共考虑 96 个时段;

$P_{i,t}$表征机组 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;

V 为虚拟电厂发电及用电交易单元、绿电直连项目、智能微电网的集合;

$C_{v,t}^{G}(P_{v,t}^{G})$、$C_{v,t}^{L}(P_{v,t}^{L})$分别为虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）v 在时段 t 的发电费用、用电费用，其中发电费用是与虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）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,用电费用是与虚拟电厂(绿电直连项目、智能微电网）申报的各段负荷区间和对应能量价

格有关的多段线性函数;

M 为网络潮流约束松弛罚因子;

$L_{s,t}^{+}$、$L_{s,t}^{-}$分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量; NS 为线路、变压器及断面的集合。

机组出力表达式可以描述为:

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

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

其中，NM 为机组报价总段数，$P_{i,t,m}$表征机组 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可以描述为:

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

其中，$C_{i,m}$为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）出力/负荷及发电/用电费用的表达式与机组出力及运行费用的定义形式一致，其中各负荷区间及其对应的用电费用均以负值表示。

日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括:

（1）系统负荷平衡约束

现阶段，日前电能量市场交易组织方式按阶段一开展，对于每个时段 t，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum P_t+(\sum P_t^{ch}+\sum P_t^{dis})+(\sum P_t^{L}+\sum P_t^{G})+\sum T_t=\sum D_t^{F}$$

其中，$\sum P_t$ 表征时段 t 的发电主体发电出力总和，$\sum P_t^{ch}$ 和 $\sum P_t^{dis}$ 分别表征时段 t 的独立储能充电电力和放电电力总和（充电为负、放电为正），$\sum P_t^{L}$ 和 $\sum P_t^{G}$ 分别表征时段 t 的“报量报价”新型经营主体（虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网）用电负荷和发电电力总和（用电为负、发电为正），$\sum T_t$ 为时段 t 的联络线计划功率总和（受入为正、送出为负），$\sum D_t^{F}$ 为时段 t 用于经济性出清的固定用电需求，在阶段一时为扣除“报量报价”新型经营主体（虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网）用电负荷后的系统用电负荷总和。

进入阶段二后，对于每个时段 t，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum P_t+(\sum P_t^{ch}+\sum P_t^{dis})+(\sum P_t^{L}+\sum P_t^{G})+\sum T_t=\sum D_t^{F}$$
$$\sum D_t^{F}=\sum D_t^{R}+\sum D_t^{C}$$

其中，$\sum D_t^{R}$ 为时段 t 居民、农业用户的用电负荷总和，$\sum D_t^{C}$ 为时段 t 售电公司、批发大用户、电网企业代理购电用户的用电负荷总和。可以看出，$\sum D_t^{F}$ 作为时段 t 用于经济性出清的固定用电需求，在阶段二时为售电公司、批发大用户、电网企业

代理购电用户以及居民、农业用户的用电负荷总和。

（2）发电出力上下限约束

发电主体的出力应处于其最大/最小发电能力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \le P_{i,t} \le P_{i,t}^{\max}$$

对于日前 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$、$P_{i,t}^{\max}$ 均取为零。

（3）发电主体群出力上下限约束

因政府环保、控制电煤消费、保民生、促消纳等要求，相应发电主体群的出力应该处于所允许的最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{J,t}^{\min} \le \sum_{i \in J} P_{i,t} \le P_{J,t}^{\max}$$

其中，$P_{J,t}^{\max}$、$P_{J,t}^{\min}$ 表示发电主体群 J 在时段 t 的允许最大、最小出力。

（4）经营主体爬坡约束

经营主体上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可以描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \le \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \le \Delta P_i^D$$

其中，ΔP_i^U 为经营主体 i 单个时段跨度内的最大上爬坡电力，

由其有功功率上调爬坡速率折算得到；ΔP_i^D为经营主体 i 单个时段跨度内的最大下爬坡电力，由其有功功率下调爬坡速率折算得到。

（5）网络潮流约束

网络潮流约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \le \sum_{i=1}^{N} G_{i-s} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{j-s} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{NK} G_{k-s} D_{k,t} - L_{s,t}^{+} + L_{s,t}^{-} \le P_s^{\max}$$

其中，$P_s^{\min}$、$P_s^{\max}$为线路、变压器及断面 s 的潮流传输最小和最大限额；G_{i-s}为经营主体 i 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子；NT 为系统的联络线数量，G_{j-s}为联络线 j 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子；NK 为系统的负荷节点数量，G_{k-s}为负荷节点 k 对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子，$D_{k,t}$为节点 k 在时段 t 的母线负荷值；$L_{s,t}^{+}$、$L_{s,t}^{-}$分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

在阶段一时，$D_{k,t}$为扣除该节点下“报量报价”新型经营主体（虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网）用电负荷后的母线负荷；进入阶段二后，$D_{k,t}$由系统固定用电需求D_t^F按用户侧负荷分布系数拆分得到，其数值关系可以描述为：

$$D_{k,t} = z_{k,t} D_t^F \ , \sum_{k=1}^{NK} z_{k,t} = 1$$

其中，$z_{k,t}$为节点 k 在时段 t 的负荷分布系数，所有负荷节点的负荷分布系数之和为 1。

（6）实用化约束

机组固定出力约束，机组在试验（调试）、电煤库存不满足可用天数等特定时段按照给定的发电计划运行，在此特定时段内该机组不参与经济调度计算，该约束可描述为：

$$P_{i,t}=\hat{P}_{i,t}$$

其中，$\hat{P}_{i,t}$为机组 i 在时段 t 的固定出力值。

（7）独立储能充放电功率及荷电状态约束

$$\alpha_{e,t}^{ch}P_e^{ch,\max}\le P_{e,t}^{ch}\le\alpha_{e,t}^{ch}P_e^{ch,\min}\le 0$$

$$0\le\alpha_{e,t}^{dis}P_e^{dis,\min}\le P_{e,t}^{dis}\le\alpha_{e,t}^{dis}P_e^{dis,\max}$$

$$\alpha_{e,t}^{ch}+\alpha_{e,t}^{dis}\le 1,\ \alpha_{e,t}^{ch},\alpha_{e,t}^{dis}\in\{0,1\}$$

$$SOC_{e,t}=SOC_{e,t-1}-\delta_e^{ch}P_{e,t}^{ch}\Delta t-P_{e,t}^{dis}\Delta t/\delta_e^{dis}$$

$$SOC_{e,t}^{\min}\le SOC_{e,t}\le SOC_{e,t}^{\max}$$

其中，$P_{e,t}^{ch}$、$P_{e,t}^{dis}$分别表征独立储能 e 在时段 t 的充电功率和放电功率，充电功率取值为负；$P_e^{ch,\max}$、$P_e^{ch,\min}$和$P_e^{dis,\max}$、$P_e^{dis,\min}$分别为独立储能 e 充电功率的上下限和放电功率的上下限；$\alpha_{e,t}^{ch}$和$\alpha_{e,t}^{dis}$分别表征独立储能 e 在时段 t 的充电状态和放电状态，两者均为 0-1 变量；$SOC_{e,t}$表征独立储能 e 在时段 t 的荷电状态，$SOC_{e,t}^{\max}$、$SOC_{e,t}^{\min}$分别为独立储能 e 在时段 t 的荷电状态上下限；

δ_e^{ch}、δ_e^{dis}分别为独立储能 e 的充电效率和放电效率；Δt 为充放电时段长度。

（8）虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）发用电功率约束

$$\alpha_{v,t}^{L} P_{v,t}^{L,\max} \le P_{v,t}^{L} \le \alpha_{v,t}^{L} P_{v,t}^{L,\min} \le 0$$

$$0 \le \alpha_{v,t}^{G} P_{v,t}^{G,\min} \le P_{v,t}^{G} \le \alpha_{v,t}^{G} P_{v,t}^{G,\max}$$

其中，$P_{v,t}^{L}$、$P_{v,t}^{G}$分别表征虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）v 在时段 t 的用电负荷和发电出力，用电负荷取值为负；$P_{v,t}^{L,\max}$、$P_{v,t}^{L,\min}$和$P_{v,t}^{G,\max}$、$P_{v,t}^{G,\min}$分别为虚拟电厂（绿电直连项目、智能微电网）v 在时段 t 的用电负荷上下限和发电能力上下限。

（9）绿电直连项目、智能微电网发用电状态约束

$$\alpha_{v,t}^{L} + \alpha_{v,t}^{G} = 1 \quad \alpha_{v,t}^{L}, \alpha_{v,t}^{G} \in \{0,1\}$$

其中，$\alpha_{v,t}^{L}$、$\alpha_{v,t}^{G}$分别表征绿电直连项目、智能微电网 v 在时段 t 的用电状态和发电状态，两者均为 0-1 变量。

（10）独立储能日充放电循环次数约束

$$\frac{\sum_{t=1}^{T}\left(P_{e,t}^{dis} / \delta_e^{dis} - \delta_e^{ch} P_{e,t}^{ch}\right)\Delta t}{2\overline{SOC_e}} \le N_{circle}$$

其中，$\overline{SOC_e}$为独立储能 e 的额定电能量容量；N_{circle}为独立储能每日充放电循环次数上限。

4.7 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

4.7.1 必开机组

必开机组不参与机组组合优化，必开机组最小必开出力曲线未作特别说明时，取机组申报的最小技术出力。必开机组日前最小必开出力曲线以下部分优先保障出清，最小必开出力曲线之上的发电能力根据机组的电能量报价参与优化出清。

4.7.2 调试及试验机组

调试阶段的新建机组按照并网调试需求安排发电，纳入现货市场出清的边界条件。已归调但未正式参与现货市场的机组，原则上按照系统运行需要和有关发电调度原则安排发电，纳入现货市场出清的边界条件。

批复同意运行日（D）试验（调试）计划的在运发电机组，在试验（调试）时段其机组状态为开机并固定出力，纳入现货市场出清的边界条件，接受市场形成的价格。在非试验（调试）时段，按照其电能量报价，正常组织市场出清形成机组发电计划。对于因电网原因进行试验（调试）的机组，若其试验（调试）时段内的发电计划为电力调度机构安排的试验（调试）出力曲线，则相应试验（调试）出力视为必开出力。

4.7.3 最小连续开机时间内机组

发电机组并网运行后，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，正常组织市场出清形成机组发电计划。

4.7.4 处于启/停机过程中的机组

处于启动状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力固定为其典型开机曲线，纳入日前电能量市场出清的边界条件，接受市场形成的价格。

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，纳入日前电能量市场出清的边界条件，接受市场形成的价格。

4.7.5 新型经营主体

对于“报量不报价”参与日前电能量市场的独立储能、虚拟电厂储能交易单元，市场运营机构可结合省级广义净负荷水平及新能源消纳情况，采用技术手段在日前电能量市场出清环节，优化相同出清电价下独立储能在不同时段的出清优先级，引导独立储能优先在广义净负荷较低、新能源消纳压力较大的时段充电。

4.7.6 一次能源供应约束机组

厂内存煤可用天数低于规定阈值的燃煤机组（不包括坑口电厂），原则上应按调度指令安排运行，不参与市场优化，相应出力计划纳入现货市场出清的边界条件，接受市场形成的价格。

4.8 日前电能量市场安全校核

4.8.1 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。

若存在平衡约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取协调区域电力互济、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，并可重新出清以得到满足平衡约束的交易结果。

4.8.2 安全稳定校核

安全稳定校核主要指基态潮流校核，其采用交流潮流模型校核基态潮流下线路、变压器、断面等传输功率是否超过极限值。

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，并可重新出清以得到满足安全约束的交易结果。

4.9 日前电能量市场出清价格

陕西电力现货市场采用节点边际电价机制定价，日前电能量市场出清形成运行日（D）每 15 分钟的节点边际电价。

110 千伏及以下电压等级接入的经营主体，包括地区小火电、新能源场站、独立储能、虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网等，以其上网/下网所在 330/220 千伏节点的边际电价作为自身节点边际电价。单个经营主体同时与多个 330/220 千伏

节点存在上/下网电气连接关系时，取相关330/220千伏节点边际电价的算术平均值作为自身节点边际电价。

同一交易单元包含多个调度单元的，其节点边际电价取各调度单元节点边际电价的加权均价，其中各调度单元出清电力均为0时，取各调度单元节点边际电价的算术平均值。

日前电能量市场中，当发电机组/场站所在节点的边际电价因平衡或输变电断面约束条件越限、触发罚因子等因素导致价格低于自身出清电力对应报价时，节点边际电价按照其出清电力对应报价执行。

4.10 日前发电调度计划

日前发电调度计划包含可靠性机组组合以及机组出力计划。出现以下情况时，电力调度机构可对可靠性机组组合结果进行调整:

（1）上级调度基于统一电力电量平衡安排，要求提前或推迟启停机时间时，电力调度机构原则上可在原机组启停时间前后各2小时范围内进行启停时间调整。针对火电机组实际反馈确因机组类型、参数设计等客观条件限制无法在原机组启机时间按时并网的情况，电力调度机构原则上可根据其机组实际状态，结合同类型机组填报的冷、温、热态参考启动时间，合理调整延后机组启机时间。

（2）同一火电企业内部存在与原出清启停机组经济性相关

参数（包括：分段量价、空载成本、启动费用、96点出力上下限、启停机曲线、上下调爬坡速率等）完全一致的另外一台机组时，电力调度机构可依据火电企业安全生产需要将原启停机组调整为另一台同经济性机组。

（3）同一火电企业尚未执行机组停机计划前，内部另外一台机组出现故障非停或紧急迫停时，电力调度机构可依据系统安全运行需要取消该火电企业原机组停机计划。

4.11 交易出清结果发布

电力调度机构按照有关程序通过技术支持系统发布运行日（D）的日前市场出清结果。如在出清结果发布前，市场优化边界条件出现以下情况时：

（1）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；

（2）新能源日前预测出力发生较大变化；

（3）联络线计划因电网故障等原因出现计划外调整；

（4）电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期等，导致关键断面限额或系统备用偏差超过10%；

（5）政府临时下达的保电、环保等要求；

（6）其他影响电力安全可靠供应和新能源消纳的变化。

电力调度机构可根据最新的市场优化边界条件，重新组织日前市场出清，并向经营主体发布更新后的日前市场出清结果，

相应发布时间按重新计算时长顺延。

5. 实时省内现货交易

5.1 组织方式

实时电能量市场定位为在日前环节基本确定机组组合的基础上，综合考虑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，滚动组织确定未来15分钟最终调度资源分配状态和计划的实时交易。

实时电能量市场中，各类经营主体不再进行价格申报，电力调度机构基于日前电能量市场封存的经营主体申报信息，根据超短期负荷预测、新能源发电预测，省间日内现货交易结果、西北区域日内短期交易结果等最新边界条件，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，得到各经营主体需要实际执行的发用电计划、实时节点边际电价等出清结果。

售电公司、电力用户，以及暂不具备直接参与现货市场条件的市场化发电机组，其实际用电、发电曲线接受实时电能量市场形成的价格。

现阶段，独立储能（含虚拟电厂储能交易单元，下同）暂时只参与日前电能量市场优化出清，形成日前充放电计划及日前出清价格，实时电能量市场原则上执行日前充放电计划，其实际充放电曲线接受实时电能量市场形成的价格。

仅具备日前响应能力（简称“日前响应型”）的虚拟电厂只参与日前电能量市场优化出清，形成日前发用电计划及日前出清价格，实时电能量市场原则上执行日前发用电计划，其实际发用电曲线接受实时电能量市场形成的价格。具备实时直控能力（简称“实时直控型”）的虚拟电厂参与实时电能量市场出清，执行实时市场出清计划。虚拟电厂储能交易单元参照独立储能，实时电能量市场原则上执行日前充放电计划，其实际充放电曲线接受实时电能量市场形成的价格。

暂不具备技术准入条件的绿电直连项目、智能微电网，其实际发用电曲线接受实时电能量市场形成的价格。

各经营主体出现相同报价时，依据新能源优先消纳利用原则，按照先“新能源”经营主体（仅包含风电场站和光伏电站，不包含虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网等）、后“非新能源”经营主体的优先级顺序确定中标电力，“新能源”“非新能源”经营主体内部不再区分优先级。当同优先级经营主体报价相同时，在满足电网安全运行、机组运行等约束条件的前提下，按照该交易时段同报价段的有效申报容量比例，分配并确定中标电力，执行该同报价分配逻辑的最小有效申报容量为1MW。

5.2 实时系统运行边界

实时电能量市场组织的边界条件包括：确定的机组组合结

果，日内超短期系统负荷与母线负荷预测，日内新能源场站申报的超短期发电预测曲线，考虑省间日内现货交易、西北区域日内短期交易的省间联络线送受电计划等。

5.2.1 实时电网运行边界

5.2.1.1 超短期负荷预测

超短期系统负荷和母线负荷预测是指当前时刻的下一个15分钟的负荷需求预测，可延伸到未来4小时。电力调度机构可根据实际情况对超短期系统负荷和母线负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、节假日或社会重大事件影响、政府环保要求等情况。

5.2.1.2 省间联络线送受电计划

在省间日前联络线边界的基础上，综合叠加省间日内现货交易结果、西北区域各类日内短期交易结果、跨省跨区应急调度结果等形成的省间联络线实时送受电计划，作为实时电能量市场组织的边界条件。

5.2.1.3 输变电设备检修执行情况

电力调度机构基于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，执行输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

5.2.1.4 运行备用

电网实时运行备用应满足相关调度管理要求，当无法满足要求时，应进行以下调整，并更新有关市场优化边界条件:

（1）在对外联络通道不受限制的前提下，电力调度机构可向上级调度申请备用支援;

（2）在省间无法提供备用支援时，电力调度机构可立即采取新增开机、启动需求响应、执行有序用电等措施。

5.2.1.5 电网安全约束

实时电能量市场出清使用的电网安全约束条件原则上与日前电能量市场出清时的电网安全约束条件一致。如果其他边界条件发生变化，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。

在实时运行中，为应对运行边界的不确定性，确保电力可靠供应和系统安全运行，现货市场组织须对线路、变压器、断面极限传输功率留出一定的控制裕度，原则上采用在功率限值基础上扣除3%-5%后的限值作为实时出清约束要求。若实时环节线路、变压器、断面实际负载达限（达到极限传输功率的100%），则该运行日后续时段可按极限传输功率的90%作为实时出清约束要求。

5.2.1.6 偏差约束

电力平衡预测值和实际值偏差包括系统负荷超短期预测偏

差、新能源超短期预测偏差、地区小火电实际出力执行偏差、地区小水电实际出力执行偏差等。为确保实时出清结果满足电网运行实时平衡需要，设置偏差约束，当系统判断各类偏差对应的总偏差超过一定阈值时，将根据历史偏差分量修正下个滚动周期的市场优化边界条件，并据此开展实时市场出清计算。电力调度机构可依据系统运行需要,调整触发偏差约束的阈值，该阈值下限值为 0。

5.2.2 实时机组运行边界

5.2.2.1 实时发电机组物理运行参数变化

当发电机组的物理运行参数相比日前电能量市场发生较大变化时，发电企业应及时报送相关信息，经电力调度机构审核同意后生效。主要包括以下信息:

（1）机组出力上/下限变化情况;

（2）调试、试验机组出力变化情况;

（3）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;

（4）其他可能影响电力安全可靠供应的物理参数变化情况。

5.2.2.2 火电机组启/停机计划

实时运行阶段，电力调度机构按可靠性机组组合形成的调度计划安排机组启/停机。

运行日（D）内，电力调度机构可基于日前环节已下达的

机组启停计划，根据经营主体申报信息、最新的超短期负荷预测、新能源发电预测等，采用与日前环节相同的可靠性安全约束机组组合（SCUC）算法优化调整后续时段的机组组合结果，调整后的机组组合结果作为后续实时电能量市场出清的边界条件。运行日内的机组组合优化调整需充分考虑机组启停过程、最小连续开停机时间、爬坡能力等因素，确保优化调整结果具备可执行性。日前启停计划中涉及状态变更的机组，如已执行启/停机安排，原则上不再参与运行日内后续时段的优化调整，避免机组启停计划的频繁变更。

5.2.2.3 火电机组出力上下限约束

电力调度机构根据机组的额定有功功率、日前申报出力限额，检修和试验（调试）批复等情况，确定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，火电机组的出力上限应为其日前申报最大发电能力，出力下限应为其日前申报的考虑低负荷运行后的最小发电能力。

火电机组因故障缺陷、供热供汽等原因导致机组出力上下限发生较大变化时，应及时通过电力调度机构技术支持系统进行调整申报，经电力调度机构审核同意后在实时电能量市场出清中生效。

5.2.2.4 火电机组实际出力曲线

实时运行阶段，电力调度机构通过调度数据采集与监视控

制系统（SCADA）滚动采集火电机组实际出力，将其作为起始点出力纳入下个滚动周期的市场优化边界条件，并据此开展实时市场出清计算。

5.2.2.5 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。

实时运行阶段，若火电机组实际出力低于其最小技术出力（考虑低负荷运行），则视该机组处于非正常运行状态，电力调度机构将其实际出力作为固定出力，纳入下个滚动周期的市场优化边界条件，并据此开展实时市场出清计算，直至该机组实际出力恢复至其最小技术出力（考虑低负荷运行）以上为止。

5.2.2.6 发电机组试验（调试）计划执行

发电机组试验（调试）计划原则上按照日前发电计划执行，电力调度机构可依据系统运行需要进行调整。

5.2.2.7 发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂（不包括坑口电厂）厂内存煤可用天数低于阈值时，原则上执行日前发电计划，电力调度机构可依据系统运行需要进行调整。

5.2.2.8 超短期新能源出力预测

新能源场站应根据自身设备检修情况，于运行日（D）滚

动申报超短期出力预测曲线，作为实时电能量市场出清的“报量”信息。含配建储能的新能源场站应根据新能源超短期预测合理申报配建储能超短期自调度计划曲线，其中充电计划不得大于新能源预测。

电力调度机构根据新能源场站的额定装机容量、实时超短期预测结果、检修和试验（调试）批复等情况，确定运行日（D）调管范围内新能源场站的出力上下限约束，作为实时电能量市场出清的边界条件。正常情况下，新能源场站的出力下限为其额定装机容量的 10%（考虑保留样板机功率）与超短期预测功率两者取小，出力上限为超短期预测功率；对于含配建储能的新能源场站，其出力上限为超短期预测功率与配建储能超短期自调度计划之和。

5.2.2.9 机组故障停运

机组发生故障停运，在故障停运后 24 小时之内可恢复并网的，经请示电力调度机构同意后，可直接并网。故障停运超过 24 小时的，按照现货规则参与日前电能量市场申报，执行交易出清结果。

5.3 实时电能量市场的交易组织流程

运行日（D）T-120~T-30（交易时段起始时刻为 T，下同），市场运营机构组织经营主体参与省间日内现货市场和西北区域各类日内短期市场。

运行日（D）T-30 前，现货市场技术支持系统读取 T 时刻超短期负荷预测、最新省间联络线送受电计划、超短期新能源预测、线路、变压器及断面实时限额、输变电设备及机组状态等信息，作为实时电能量市场出清计算的边界和约束条件，结合经营主体日前申报量价信息，准备开始下一交易时段现货市场出清计算。

运行日（D）T-30~T-15，开展调频辅助服务市场出清调用，确定下一个整点时段中标调频辅助服务的经营主体，并开展实时电能量市场安全约束经济调度（SCED）出清计算。

运行日（D）T-15 前，出清形成 T 时刻的实时出清价格以及经营主体的实时发用电计划，并通过技术支持系统将实时发用电计划下发执行。

5.4 实时电能量市场出清数学模型

实时电能量市场出清 SCED 数学模型与本细则第 4.6.3 节基本一致，主要变化如下:

（1）实时电能量市场出清 SCED 目标函数中移除“日前响应型”虚拟电厂发用电成本；优化时段数 T 调整为 8。

（2）实时电能量市场出清 SCED 约束条件中系统负荷平衡约束、网络潮流约束的系统/节点用电负荷为扣除“报量报价”新型经营主体（虚拟电厂、绿电直连项目、智能微电网）用电负荷后的系统/节点用电负荷，其基于超短期负荷预测得到。

（3）实时电能量市场出清 SCED 约束条件中移除独立储能充放电功率及荷电状态约束、“日前响应型”虚拟电厂发用电功率约束、独立储能日充放电循环次数约束等。实时环节，独立储能与“日前响应型”虚拟电厂原则上执行日前电能量市场出清的充放电与发用电计划，不参与实时市场优化和定价。

5.5 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

5.5.1 必开机组

日前电能量市场中确定为必开的发电机组，在实时电能量市场中同样视为必开机组。必开机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则第 4.7.1 节一致。

5.5.2 调试及试验机组

调试及试验机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则第 4.7.2 节一致。

5.5.3 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内的机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则第 4.7.3 节一致。

5.5.4 处于启/停机过程中的机组

处于启动过程中的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，其实际发电出力纳入实时电能量市场出清的边界条件，接受市场形成的价格。机组达到最小稳定技术出力后，从下一交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能

量市场优化出清。

处于停机过程中的发电机组，在机组从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，其实际发电出力纳入实时电能量市场出清的边界条件，接受市场形成的价格。

5.5.5 因故障需调整出力计划的机组

因故障需调整出力计划的机组，其执行的固定出力纳入实时电能量市场出清的边界条件，接受市场形成的价格。

5.5.6 一次能源供应约束机组

一次能源供应约束机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则第 4.7.6 节一致。

5.6 实时电能量市场安全校核

实时电能量市场的安全校核与本细则第 4.8 节一致。

5.7 实时电能量市场出清价格

陕西电力现货市场采用节点边际电价机制定价，实时电能量市场出清形成运行日（D）每 15 分钟的节点边际电价。

110 千伏及以下电压等级接入的经营主体，包括地区小火电、新能源场站、独立储能、虚拟电厂等，以其上网/下网所在 330/220 千伏节点的边际电价作为自身节点边际电价。单个经营主体同时与多个 330/220 千伏节点存在上/下网电气连接关系时，取相关 330/220 千伏节点边际电价的算术平均值作为自身节点边际电价。

同一交易单元包含多个调度单元的，其节点边际电价取各调度单元节点边际电价的加权均价，当各调度单元出清电力均为 0 时，取各调度单元节点边际电价的算术平均值。

实时电能量市场中，当发电机组/场站所在节点的边际电价因平衡或输变电断面约束条件越限、触发罚因子等因素导致价格低于自身出清电力对应报价时，节点边际电价按照其出清电力对应报价执行。

5.8 交易出清结果发布

运行日（D），电力调度机构通过技术支持系统滚动发布实时电能量市场的出清结果，原则上需在 T 时刻前发布 T 时刻的实时电能量市场出清结果。

运行日次日（D+1）15:00 前，电力调度机构通过交易平台发布运行日（D）实时电能量市场的正式出清结果，应用于正式结算。

5.9 实时运行调整

电网实时运行应按照电力系统运行有关规则规定，保留合理的调频、调峰、调压及备用容量，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电量平衡。

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，并予以

免责。处置结束后，受影响的发电机组以当前的实际出力为起始点，恢复参与实时电能量市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等信息。

发生下列情况之一时，电力调度机构可依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）气候、水情、新能源出力发生极端变化可能对电网安全造成影响时;

（7）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;

（8）根据政府规定或有关要求实施电煤消费管控、水库水位控制等情形时;

（9）考虑独立储能暂不参与实时电能量市场优化出清，在新能源发电受限时段，其电能量计划为放电时（断面约束要求除外）;

（10）上级电力调度机构要求实施电网实时运行调整时；

（11）电力调度机构为保障电力安全可靠供应认为需要进行调整的其他情形。

在出现上述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

（1）改变机组的发电计划，包括调整机组启停机、调整机组有功出力、终止机组试验（调试）等；改变独立储能、虚拟电厂、绿电直连项目等新型经营主体充放电（发用电）计划；

（2）调整电网运行方式，包括调整设备停复役计划；

（3）调整省间联络线的送受电计划；

（4）采取负荷管理措施；

（5）调整输变电设备输送功率限额，设置临时输变电断面；

（6）调整机组调频中标状态或自动发电控制系统（以下简称“AGC”）控制模式；

（7）暂停实时电能量市场交易；

（8）电力调度机构认为有效的其他手段。

在火电机组成本（含启动成本、空载成本、边际成本等）核定及配套成本补偿机制尚未落实前，如在实时运行调整过程中，因保障电力可靠供应、系统安全运行等紧急运行需要，无法及时通过运行日内可靠性机组组合滚动优化调整机组启停计划，而由电力调度机构直接调整机组启停状态，导致其与日前

市场机组启停计划不一致的，该机组日前电能量市场出清结果按照实时电能量市场出清结果执行。

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，电力调度机构应对经营主体行为及时记录并按相关规定进行考核，由此造成的偏差由经营主体自行承担。

6. 衔接机制

6.1 与省内中长期市场的衔接

陕西电力市场采用“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的交易模式，中长期交易结果不作为调度执行依据。中长期合约应包括执行周期、分时电量结算曲线、分时价格、结算参考点等要素。在现货市场申报前，中长期交易合约电量须分解为相应运行日的分时电量结算曲线。

6.2 与省间短期交易的衔接

省间短期交易包括省间现货交易、西北区域各类短期交易等。省内现货市场预平衡出清或形成省内电力平衡预计划后，电力调度机构依据机组发电预计划曲线、富余发电能力曲线以及省内电力平衡裕度，组织经营主体参加省间现货市场。省间现货市场正式出清后，电力调度机构依据更新后的省间联络线计划以及省内电力平衡裕度，组织经营主体参加西北区域各类

短期市场。

各类省间短期交易结果纳入省间联络线计划，作为省内现货市场的边界条件。省内日前、实时电能量市场出清分别采用相应出清时点已确定的省间联络线计划，其中，省间短期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。发电企业参与各类省间短期交易形成的送电、购电电量等效视为增加、替代自身在省内发电合同安排，发电机组出力计划由省内日前、实时电能量市场统一出清优化确定。

准入省间短期交易的省内内用经营主体范围暂与“报量报价”参与陕西电力现货市场的发电主体范围保持一致，按照相同更新周期予以确定。

省间现货市场的交易组织、出清结算等按照《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275号）所附省间电力现货交易规则执行。西北区域各类短期市场的交易组织、出清结算等按照《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》（西北监能市场〔2026〕28号）执行。上述规则文件如遇更新调整则按最新文件要求执行。

6.3 与省内电力辅助服务市场的衔接

6.3.1 与省内调频辅助服务市场的衔接

现阶段,省内现货市场与省内调频辅助服务市场联合运行、

顺序独立出清。竞价日，电力调度机构综合考虑调频容量需求、机组调频辅助服务报价排序及日前电能量市场安全约束机组组合（SCUC）计算得到的机组组合结果，开展调频辅助服务市场预出清。进行日前电能量市场出清时，调频辅助服务市场预出清中标机组的可调出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{i,\text{日前}}^{\max}=P_i^{\max}-P_{i,\text{预出清中标容量}}$$

$$P_{i,\text{日前}}^{\min}=P_i^{\min}+P_{i,\text{预出清中标容量}}$$

实时运行期间，电力调度机构综合调频容量需求、机组调频辅助服务报价排序及实时机组组合方式，开展调频辅助服务市场终出清。进行实时电能量市场出清时，调频辅助服务市场终出清中标机组的可调出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{i,\text{实时}}^{\max}=P_i^{\max}-P_{i,\text{出清中标容量}}$$

$$P_{i,\text{实时}}^{\min}=P_i^{\min}+P_{i,\text{出清中标容量}}$$

现阶段，独立储能、虚拟电厂储能交易单元可自主选择全量参与电能量现货市场或调频辅助服务市场，如日前未进行自主选择，则沿用前一个有效申报日的市场参与选择。其中，具备精准控制条件的独立储能、虚拟电厂储能交易单元，可进一步自主决定参与电能量现货市场、调频辅助服务市场的充放电容量及能量比例，实现“分体复用”同时参与电能量现货市场和调频辅助服务市场。独立储能、虚拟电厂储能交易单元选择全量或“分体复用”参与调频辅助服务市场并在任意时段成功

中标调频时，其调频申报所对应的充放电容量及能量不再参与日前、实时电能量市场出清。

独立储能、虚拟电厂储能交易单元可自主选择是否允许电能量现货市场或调频辅助服务市场的兜底切换。当允许兜底切换时，独立储能、虚拟电厂储能交易单元在正常开展交易申报之外，还需同时开展全容量的电能量现货市场及调频辅助服务市场的兜底交易申报，正常交易申报中已包含的全容量交易申报信息无需再进行兜底交易申报。此时，如独立储能、虚拟电厂储能交易单元选择全量或“分体复用”参与调频辅助服务市场，但在日前环节全部时段均未能中标调频的，则触发兜底切换，将相应充放电容量及能量整体转入日前电能量现货市场，按全容量兜底交易申报信息参与电能量市场优化出清并进行执行调用，实时环节不再参与调频辅助服务市场；另一方面，如独立储能、虚拟电厂储能交易单元选择全量或“分体复用”参与电能量现货市场，但在日前环节全部时段均未能出清形成充放电功率计划的，则触发兜底切换，将相应充放电容量及能量整体转入日内调频辅助服务市场，按全容量兜底交易申报信息参与调频辅助服务市场优化出清并进行执行调用。单个独立储能、虚拟电厂储能交易单元每个运行日仅允许开展一次兜底切换。

调频辅助服务市场出清调用、补偿分摊、电能量偏差结算

等具体事项按照辅助服务市场及现货市场相关细则执行。

6.3.2 与省内调峰辅助服务市场的衔接

现货市场连续运行期间，省内调峰辅助服务市场停止运行。火电机组在日前电能量市场申报环节，应申报考虑其实际低负荷运行能力的量价曲线，通过参与安全约束经济调度（SCED）集中优化，实现调峰功能。

6.4 与“关中控煤”政策执行的衔接

统调内用公网火电机组基于“控煤优先”原则参与机组组合优化。全网统调内用公网火电机组按照所处区域划分为陕北陕南与关中两类机组群。电力调度机构依据省内电力电量平衡及西北电网统一平衡要求，结合关中地区规上工业煤炭消费总量控制进度，可将全省启停机容量需求分解至陕北陕南、关中两个区域，并分区域开展机组组合优化，形成各区域内部的机组竞价启停结果。其中，针对新能源大发、陕北区域送出受限的窝电情况，电力调度机构可将陕北陕南启停机容量需求进一步分解至陕北、陕南两个区域。

除机组组合优化之外，通过安全约束经济调度（SCED）程序优化计算形成各机组日前、实时出清结果的现货市场出清过程不受“控煤优先”约束影响。

现阶段，鉴于火电机组成本（含启动成本、空载成本、边际成本等）核定及配套成本补偿机制尚未落实，“关中控煤”

或“全省控煤”政策执行期间，机组启动仅针对机组停机168小时内再次并网的场景进行补偿。

在批发市场发电侧中长期合同结算正式纳入中长期结算参考点前，针对陕北、陕南火电机组与关中火电机组的差异化启停机情况，组织实施统调火电发电收益双向补偿，具体事项按照陕西电力市场结算实施细则有关条款执行。

6.5 与机组启停频次管控的衔接

可靠性机组组合环节应统筹考虑保供应、保安全、促消纳、保民生等实际需求，及时设置必开必停机组。电力调度机构应落实《关于加强燃煤发电机组深度调峰安全风险管理的通知》（陕发改运行〔2023〕1420号）文件精神，合理管控机组日内启停及日内切换频次，防范机组设备因频繁启停所带来的安全风险。主要管控原则如下:

（1）迎峰度夏（冬）大负荷期、特殊保电时期，原则上不针对日内启停、日内切换额外增设允许启停机次数。

（2）运行日（D）预平衡无明显新能源消纳调峰缺口或负荷高峰时段电力供应紧张时，原则上不针对日内启停、日内切换额外增设允许启停机次数。

（3）运行日（D）至D+2日预平衡呈现需连续启机、保障电力供应或连续停机、保障新能源消纳时，原则上不针对日内启停、日内切换额外增设允许启停机次数。

（4）运行日（D）如某停备机组临近计划检修，且全网当日预计启机时间距该机组计划检修停电操作时间的时间差，较其申报的最小连续开机时间超出不足24小时(即时间差－最小连续开机时间＜24小时），在不影响电力安全可靠供应的前提下，原则上不组织该停备机组参与机组启停优化。

（5）运行日（D）预平衡存在明显新能源消纳调峰缺口时，统筹考虑该日电力安全可靠供应需要，额外增设允许启停机次数，通过优化出清日内启停、日内切换释放新能源消纳空间。

（6）上级调度基于统一电力电量平衡安排，要求不开展日内启停、日内切换时，不额外增设允许启停机次数。

6.6 与煤电容量电费考核的衔接

电力调度机构应按职责接受发电企业煤电机组运行日（D）96点最大出力申报，并结合供需形势视情况开展随机抽查，同时做好最大出力未达标等考核信息记录。

随机抽查期间，抽查机组以实际出力曲线与日前电能量市场出清结果进行偏差结算。正常响应电力调度机构抽查指令的机组，其实际出力曲线纳入实时调整补偿费用或机组成本补偿费用计算，具体计算方式按照陕西电力市场结算实施细则有关条款执行。

6.7 与新能源调度管理的衔接

为确保市场公平竞价博弈，同时兼顾新能源的优先消纳利

用，现货市场连续运行期间，对已纳入统一调度管理的统调新能源场站，按照以下原则实施新能源发电的调度管理:

（1）尊重市场竞价出清结果，新能源日前、实时发电计划基于日前、实时电能量市场出清结果下达。电力调度机构应依据《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》等政策要求和市场交易规则，保障新能源发电优先调度，并推动统调新能源场站公平承担弃电责任，实时发电计划应结合电网运行边界变化、新能源实际发电与市场出清结果执行偏差、新能源响应AGC指令情况等进行动态校核与滚动修正。

（2）实时发电计划滚动下达期间，电力调度机构应做好对电网运行边界变化及相应新能源消纳空间变化的监测，包括因负荷高于计划、新能源低于计划、抽蓄（储能）充电高于计划、调频火电仍有下调空间、联络线较送出计划负偏、输变电断面富余、调峰不受限等新能源消纳空间增加的情况，以及负荷低于计划、新能源高于计划、抽蓄（储能）充电低于计划、调频火电无下调能力、联络线较送出计划正偏、输变电断面满载、调峰受限等新能源消纳空间减少的情况。

（3）电力调度机构负责监测新能源发电计划执行、AGC指令响应等运行情况。通过统计新能源场站实际发电量与实时电能量市场出清电量间的综合偏差率（以下简称“综合执行偏差率”），对新能源场站发电优先级进行排序，作为实时发电

计划调整的依据，排序靠前、欠发严重的场站先发后减，排序靠后、超发严重的场站后发先减，推动各新能源场站基于自身累计实时电能量市场出清结果公平发电。当新能源消纳空间增加、需调增新能源出力时，依次按照最大上调节步长分配调增量，直至调增总量被完全覆盖；当新能源消纳空间减少、需调减新能源出力时,依相反次序按照最大下调节步长分配调减量,直至调减总量被完全覆盖。最大上（下）调节步长依据《风电场接入电力系统技术规定》（GB／T 19963.1-2021）、《光伏发电站接入电力系统技术规定》（GB／T 19964-2024）有关条款设置。以上涉及新能源发电计划调整的调增、调减分配均考虑躲过各新能源场站的有功功率调整命令死区。

（4）为最大化利用新能源消纳空间，每个指令周期内将对新能源场站响应分配调增量的实际执行情况进行统计，对上调节响应增量未达到分配调增量百分比阈值（30%）的场站，标记其为“上调节不跟踪”场站。“上调节不跟踪”的场站认定为发电能力已达最大，其预分配空间将转移至其他场站。“上调节不跟踪”场站在后续指令周期不再以最大上调节步长参与调增量分配，直至满足 AGC 上调节响应判定要求为止。

（5）分配新能源调增总量时，各新能源场站的调增上限需与自身报价以及当前时段的实时出清价格相匹配。具体原则包括：当新能源场站实时出清价格为现货申报价格下限时，其调

增上限不得超过其各报价段等于现货申报价格下限所对应的出力上限值；当新能源场站实时出清价格高于现货申报价格下限时，其调增上限不得超过其各报价段低于实时出清价格所对应的出力上限值；因自身报价原因产生弃电并进行节点边际定价的新能源场站，原则上不参与调增量分配。

（6）各新能源场站综合执行偏差率计算公式如下：

$$\text{综合执行偏差率} = EDR_L \times \kappa_L + EDR_S \times \kappa_S$$

其中，EDR_L为长期执行偏差率，表征新能源场站AGC正常投入期间的年累实际发电量与实时电能量市场出清电量间的偏差率，EDR_L以年为单位持续累计统计，按日更新，年内不进行阶段性清零；EDR_S为短期执行偏差率，表征新能源场站最近一个固定周期（每5分钟或每15分钟）内的实际发电量与实时电能量市场出清电量间的偏差率，EDR_S在每个固定周期内滚动更新并清零上一固定周期数据；κ_L和κ_S分别为长期、短期执行偏差率的权重，并满足$\kappa_L + \kappa_S = 1$。

新能源实时发电计划指令调整推送的最小时间周期为1分钟，新能源综合执行偏差率滚动计算以及排序更新的时间周期与实时发电计划指令调整推送的时间周期保持一致。

（7）统调新能源场站原则上均应按有关规定配置自动发电控制系统并投入远方控制模式，严格执行调度自动化系统推送的实时发电计划，接受西北区域“两个细则”相关考核。

（8）为规范新能源调度管理、维护现货市场运营秩序，引导新能源场站提升功率预测精度，电力调度机构应对新能源场站日前短期及实时超短期预测异常行为进行重点监测。判定方式如下:

1）新能源日前短期预测异常。抽取每日日前发电侧现货出清 96 点分时加权均价最低的 24 个时段（折合 6 小时）、最高的 24 个时段（折合 6 小时），分别计算相应时段内用于日前出清的短期预测与实时可用功率间的积分偏差电量，并进行累计统计，分别形成各新能源场站低价、高价时段的累计偏差电量。当低价或高价时段任一累计偏差电量折算偏差小时数（累计偏差电量绝对值除以装机容量，下同）大于阈值σ_f^{DA}时，则判定为异常行为。

2）新能源实时超短期预测异常。抽取每日实时发电侧现货出清 96 点分时加权均价最低的 24 个时段（折合 6 小时）、最高的 24 个时段（折合 6 小时），分别计算相应时段内用于实时出清的超短期预测与实时可用功率间的积分偏差电量，并进行累计统计，分别形成各新能源场站低价、高价时段的累计偏差电量。当低价或高价时段任一累计偏差电量折算偏差小时数大于阈值σ_f^{RT}时，则判定为异常行为。

（9）用于新能源异常行为判定的各类指标数据以季度为单位持续累计统计，每季度末予以清零；因计划检修等新能源正

常停运期间产生的异常行为指标数据可依据实际影响免于累计统计。判定发生异常行为后，其在异常行为触发日及之前的相关指标数据在次日 0:00 进行清零，并于异常行为触发日次日起重新进行累计统计。电力调度机构应通过技术支持系统按月向各新能源场站披露其异常行为监测明细数据，相应异常行为处置按照陕西电力市场异常行为监测与处置工作实施细则有关条款执行。

7. 市场力监测与缓解

市场力行为指经营主体违反公平竞争原则，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为，主要包括市场持留行为、市场串谋行为、市场操纵行为和不正当竞争行为等。

7.1 市场力监测

为防范具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力监测。现阶段，市场运营机构重点对各发电集团下属统调内用公网火电机组的量价申报行为实施市场力监测。

7.1.1 全局市场力结构监测

在可靠性机组组合形成运行日（D）机组启停方式后，市场运营机构计算各发电集团的剩余供给指数（RSI），用于全局市场力结构监测，剩余供给指数计算公式如下:

$$RSI_i=\frac{S_A-S_i}{D_A}$$

其中，RSI_i为运行日（D）第 i 个发电集团的剩余供给指数;

S_A为统调内用在运公网火电机组的总可用发电容量；S_i为第i个发电集团下属统调内用在运公网火电机组的总可用发电容量；D_A为对应统调内用公网火电机组的最大用电需求容量。全局市场力监测与缓解中，在运火电机组特指在统调内用公网火电日前出清最大电力时刻点处于并网运行状态的火电机组。

对任一发电集团，其剩余供给指数越小，表明其控制市场价格的能力越强，对于剩余供给指数低于限值的发电集团，视该发电集团具备市场力。现阶段，剩余供给指数限值暂取为1.0，可依据市场实际运营情况调整。

7.1.2 局部市场力结构监测

在日前电能量市场出清完成后，市场运营机构针对因输变电断面阻塞导致局部竞争受限的情况，开展局部市场力结构监测。其中，对于在日前电能量市场出清中出现阻塞的受入断面，若该断面下有且仅有一家断面阻塞缓解灵敏度高于参考值（暂取为0.6，可依据市场实际运营情况调整）的统调内用在运公网火电企业（至少一台在运火电机组），则直接判定该输变电断面及相应火电企业为非竞争性断面与局部单寡头火电企业。此外，市场运营机构可依据市场实际运营情况，将阻塞价格异常的受入阻塞断面以及相应在运火电企业进行局部市场力标记。局部市场力监测与缓解中，在运火电机组特指在相关阻塞断面日前出清最大影子价格时刻点处于并网运行状态的火电机组，

其所属火电企业则称为在运火电企业。

7.1.3 同质性报价监测

定义火电机组日量价申报特征向量如下:

$$V_i = \left| P_{0\%}, P_{N\%}, P_{2N\%}, ..., P_{100\%} \right|$$

其中，$P_{0\%}, P_{N\%}, P_{2N\%}, ..., P_{100\%}$ 各向量元素分别为火电机组 i 对应 0%容量、N%容量、2N%容量至 100%容量的申报价格，0%容量至最小技术出力区间的申报价格取第一段报价。

通过求和各个特征向量元素的欧氏距离并进行标幺化处理，定义机组间报价相似度如下:

$$W_{i,j} = 1 - \frac{\sum_{k \in [0\%, N\%, ..., 100\%]} \sqrt{(P_k^i - P_k^j)^2}}{1 + 100 / N} \times \frac{1}{\text{现货价格申报上限}}$$

其中，P_k^i 和 P_k^j 为机组 i、j 在容量分位 k 对应的申报价格。

常态化对所有统调内用公网火电机组进行报价相似度计算，当不同电厂间（隶属同一经营主体的除外）机组申报价格相似度超过基准阈值(暂取为 99%，可依据市场实际运营情况调整)时，视为未通过报价同质性测试。

7.2 市场力缓解措施

7.2.1 全局市场力缓解措施

（1）事前措施

在运行日（D）日前电能量市场出清完成后，市场运营机

构计算该运行日的日前发电侧现货出清加权均价，判断其是否高于基准电价。若小于等于基准价格，则该运行日被认定通过全局市场力行为测试;反之则视为未通过全局市场力行为测试，触发全局市场力缓解措施。

现阶段，基准电价设置为省内燃煤发电基准价乘以浮动系数，四舍五入保留两位小数。浮动系数与运行日（D）的统调内用公网火电供需比相关，统调内用公网火电供需比指在统调内用公网统计口径内，在运火电机组及停机备用火电机组（不含应急备用电源）装机容量之和与该运行日在运火电机组日前出清最大电力的比例。浮动系数与统调内用公网火电供需比间的具体数值关系如下表:

火电供需比区间	浮动系数
供需比≤1.05	1.3
1.05＜供需比≤1.15	1.2
1.15＜供需比≤1.5	1.1
1.5＜供需比	1.05

在触发全局市场力缓解措施后，市场运营机构对市场力排名前四（Top-4）的发电集团开展价格影响测试，即将具备市场力的发电集团按照剩余供给指数由低到高排序，逐轮次将单个发电集团下属火电机组高于参考报价的报价段替换为参考报价，并重新组织日前电能量市场出清，直至该运行日的日前发电侧

现货出清加权均价低于基准电价或市场力排名前四（Top-4）的发电集团均完成报价替换或日前剩余时间已不满足完成新一轮市场出清为止。

现阶段，参考报价与陕西电煤联动价格、统调内用公网火电供需比相关，具体计算公式如下，四舍五入保留两位小数：

电煤联动价格=电煤价格/1000×煤耗参数×7000/5000

参考报价=min（电煤联动价格×P，现货市场申报价格上限值）

其中：电煤价格采用截至该运行日陕西煤炭交易中心（西煤网）发布的最新一期陕西动力煤价格指数，单位为元/吨；煤耗参数依据中电联《中国电力行业年度发展报告 2026》，取 2025 年全国 6000kW 以上火电机组平均煤耗 301.9 克/千瓦时（7000 大卡）；P 为收益系数，其与运行日（D）的统调内用公网火电供需比相关，具体数值关系如下表：

火电供需比区间	收益系数
供需比≤1.05	1.5
1.05＜供需比≤1.15	1.3
1.15＜供需比≤1.5	1.2
1.5＜供需比	1.1

报价替换过程中，如火电机组的最后一段报价容量小于其装机容量的 15%，则设置其替换价格为 min（最后一段报价，

max（参考报价，省内燃煤发电基准价×P））。

日前采取全局市场力缓解措施后得到的市场出清结果作为日前电能量市场的最终出清结果。实时电能量市场将按照日前最终替换后的报价进行出清。

（2）事后措施

市场运营机构依据市场实际运营情况开展全局市场力获利回收。定义运行日（D）各发电集团市场力溢价率如下:

发电集团市场力溢价率=（该发电集团报价替换前日前发电侧现货出清加权均价－该发电集团报价替换后日前发电侧现货出清加权均价）/原始日前发电侧现货出清加权均价

市场运营机构按自然月统计各发电集团触发市场力缓解措施后的市场力溢价率，若月内某一发电集团有两个及以上运行日的市场力溢价率大于20%，则将该发电集团下属统调内用公网火电企业相应运行日的中长期与实时24时分时偏差获利(含允许偏差范围部分）全部予以回收。同时，在相应运行日中，若其他发电集团在运火电机组与该发电集团在运高报价火电机组（机组申报加权均价高于所属集团在运火电机组申报加权均价）间存在未通过报价同质性测试的情况，则同步对相关火电企业的中长期与实时24时分时偏差获利(含允许偏差范围部分）全部予以回收。以上回收价差按照各火电发电企业自身实时节点边际电价的分时加权均价与所有火电发电企业日中长期净售

出合同的分时加权均价的差值计算，不设置调整系数，相应运行日不再纳入月度中长期超额及缺额获利回收计算。

7.2.2 局部市场力缓解措施

在运行日（D）日前电能量市场出清完成后，市场运营机构对局部单寡头火电企业、具有局部市场力标记的在运火电企业进行价格异常判断，具体判断条件包括两项：（1）该火电企业日前节点边际电价加权均价>全网统调内用公网火电企业节点边际电价加权均价×1.5；（2）该火电企业申报加权均价>max（全网统调内用公网火电企业申报加权均价，电煤联动价格）×1.5。当以上条件均满足时，触发局部市场力缓解措施。

对触发局部市场力缓解措施的火电企业，市场运营机构开展局部市场力获利回收，将其中长期与实时24时分时偏差获利（含允许偏差范围部分）全部予以回收。同时，在相应受入阻塞断面内，若其他同样具有断面阻塞缓解作用（断面阻塞缓解灵敏度不低于门槛值）的在运火电机组与该火电企业在运高报价火电机组（机组申报加权均价高于所属火电企业在运机组申报加权均价）间存在未通过报价同质性测试的情况，则同步对相关火电企业的中长期与实时24时分时偏差获利（含允许偏差范围部分）全部予以回收。以上回收价差按照各火电发电企业自身实时节点边际电价的分时加权均价与所有火电发电企业日中长期净售出合同的分时加权均价的差值计算，不设置调整系

数，相应运行日不再纳入月度中长期超额及缺额获利回收计算。

8. 现货市场信息披露

落实《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）工作要求及省内相关规定，发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体、电网企业和市场运营机构应严格按要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

9. 特殊情况处理机制

9.1 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，根据保供电等级要求，可采取调整系统备用、调整输变电断面限额、设置临时输变电断面等措施。

9.2 自然灾害影响期处理机制

冰灾、山火、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和重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取启机、停机、调整输变电断面限额、设置临时输变电断面、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。

9.3 系统出清异常处理机制

当技术支持平台运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，应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，并及时向经营主体发布。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。若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照市场交易结算差错退补的相关原则进行电费退补。

在可靠性机组组合环节，当多个火电机组均按照各类价格下限、成本下限进行现货交易申报，致使目标函数相关成本构成差异过小，技术支持系统因优化求解收敛精度限制无法在规定时间内验证机组组合出清结果最优性时，电力调度机构可按以下原则对同装机容量级别（分 30-35 万千瓦、60-66 万千瓦、100 万千瓦三个级别）火电机组进行筛选，确定启停机优先级，并更新机组启停机计划：（1）同装机容量级别火电机组中，优先确保可调节范围大的机组在网运行，可调节范围=（日 96 点出力上限均值－日 96 点出力下限均值）/装机容量；（2）同装机容量级别火电机组中可调节范围一致的，优先确保综合调频性能指标高的机组在网运行，综合调频性能指标统计周期为最近 72 个调频辅助服务中标时段（每小时为 1 个中标时段）。

在实时电能量市场出清环节，若由于技术支持系统缺陷等客观原因，造成在系统实际运行前实时电能量市场无法按时完成出清或出清计划无法按时下达至机组/场站时，电力调度机构

可沿用上一次有效出清所下达对应时段的出力计划。

9.4 政府特殊管控机制

为落实政府有关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，则管控期内该机组按固定出力运行，纳入现货市场出清的边界条件。

9.5 风险防控与免责条款

陕西电力现货市场风险监测、识别评估、应急处置等具体事项，按照陕西省电力市场风险防控及应急处置预案执行。国家出台新的市场风险防控规定、市场干预规则等时，从其规定，并相应滚动修编陕西省电力市场风险防控及应急处置预案。其中，市场干预行为包括市场暂停、中止、恢复等行为：市场暂停是指电力现货市场短期内（通常为小时级）无法正常运行时，依法依规采取撤销出清结果、暂停市场运行、启用发用电计划管理等应急处置措施的行为;市场中止是指在实施市场暂停后，相关风险未能得到有效化解时，采取的中止全部市场运行、中止部分或全部市场规则执行等应急处置措施的行为；市场恢复是指在相关风险化解后，恢复市场正常运行的行为。

市场运营机构按要求记录市场干预的原因、措施，分析存在的问题，形成市场干预分析报告，并按要求向国家发展改革

委、国家能源局及其派出机构、省级政府有关部门报告，按规定程序披露。

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。由于非人为主观因素出现的技术支持系统风险、网络安全风险等突发状况，造成经营主体存在运营风险的，市场运营机构不承担经济责任。不可抗力引发的发输变电设备异常，造成其他经营主体经济损失的，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。

10. 附则

本细则由陕西省发展和改革委员会、国家能源局西北监管局负责解释。

本细则自 2027 年 1 月 1 日起施行。

附件

陕西电力现货市场参数表

序号	关键参数	取值及说明
1	现货市场申报价格上下限	上限：1000 元/兆瓦时 下限：0 元/兆瓦时
2	现货市场出清价格上下限	上限：1000 元/兆瓦时 下限：0 元/兆瓦时
3	统调火电机组启动费用补偿上限	统调火电机组各容量等级的冷态、温态、热态启动费用报价上限为: （1）100 万千瓦级机组（300 万元/次、240 万元/次、180 万元/次）； （2）60-66 万千瓦级机组（200 万元/次、160 万元/次、120 万元/次）； （3）30-35 万千瓦级机组（110 万元/次、88 万元/次、66 万元/次）。
4	统调火电机组冷、温、热态启动工况定义	统调火电机组停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动
5	统调火电机组最小连续开机时间	申报参数，统调火电机组可每季度按需提交调整申请，取值范围为 0-24 小时
6	统调火电机组最小连续停机时间	申报参数，统调火电机组可每季度按需提交调整申请，取值范围为 0-24 小时
7	出清优化程序收敛精度	原则上间隔容差（Gap）参数默认值不高于 0.000001，电力调度机构可根据市

		场出清实际进行适度调整。
8	出清优化算法松弛罚因子	平衡类约束默认罚因子：500000 断面类约束默认罚因子：5000000 节点边际电价定价计算默认罚因子：10000 电力调度机构可根据市场出清实际进行适度调整。
9	长期执行偏差率权重κ_L和短期执行偏差率权重κ_S	新能源长期执行偏差率权重κ_L暂取0.6，短期执行偏差率权重κ_S暂取0.4。可视市场实际运营情况予以调整。
10	新能源日前短期预测异常阈值σ_f^{DA}	风电暂取为50小时，光伏暂取为40小时。可视市场实际运营情况予以调整。
11	新能源实时超短期预测异常阈值σ_f^{RT}	风电、光伏暂取为40小时。可视市场实际运营情况予以调整。
12	剩余供给指数限值	剩余供给指数限值暂取为1.0，即发电集团剩余供给指数小于1.0时视其具备市场力。 可视市场实际运营情况予以调整。
13	断面阻塞缓解灵敏度参数	（1）断面阻塞缓解灵敏度参考值暂取为0.6。可视市场实际运营情况予以调整。 （2）断面阻塞缓解灵敏度门槛值为0.055，即机组对某断面灵敏度低于0.055时，视其报价与该断面影子价格无关，电力调度机构可根据市场出清实际进行适度调整。

14	同质性报价基准阈值	同质性报价基准阈值暂取为 99%。可视市场实际运营情况予以调整。