

贵州电力市场现货电能量交易 实施细则

（试运行V2.0版）

1 总述

为推动贵州积极融入南方区域电力现货市场建设，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、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（发改办能源规〔2019〕828号）、国家发展改革委国家能源局印发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）等文件要求，按照《南方区域电力市场运营规则（V3.0版）》、《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则（V3.0版）》有关要求，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于贵州现货电能量市场的运营。

3 引用文件

电网调度管理条例（国务院令 第 588 号）

电力安全事故应急处置和调查处理条例（国务院令 第 599 号）

关于加强和改进发电运行调节管理的指导意见（发改运行〔2014〕985号）

电网运行规则（试行）（GB/T 31464-2015）

电力系统安全稳定导则（DL 755-2001）

电力系统电压和无功电力技术导则（SD 325-1989）

中国南方电网电力调度管理规程（Q/CSG 2012045-2017）

南方电网安全稳定计算分析导则（Q/CSG 11004-2009）

贵州电网调度运行操作管理规定（黔电系统〔2017〕17号）

电力交易安全校核技术规范（Q/CSG 1204026-2018）

南方电网有功功率运行备用技术规范（Q/CSG1204017-2016）

南方电网清洁能源调度操作规则（试行）（南方电网调〔2018〕1号）

南方区域电力市场运营规则（V3.0版）

南方区域电力市场现货电能量交易实施细则（V3.0版）

4 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）【统调负荷】：指贵州省内总调及中调直调电厂发电负荷、地调电厂发电负荷与同一时间点电网跨区联络线的负荷（联络线输入为正、输出为负）之和。

（3）【母线负荷】：指贵州省内 220kV 变电站及以上的母线负荷，即节点负荷。

（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】：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、可再生能源功率波动等所需的额外有功容量。

（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，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划。

（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，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。

（8）【节点边际电价】（Locational Marginal Price, LMP）：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，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。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

（9）【电力市场发电机组】发电机组分非市场机组和市场机组。非市场机组指不通过市场方式形成价格，执行政府规定上网电价的发电机组。市场机组指指电能量交易中通过市场方式形成价格的发电机组。

（10）【交易单元】发电侧并网主体按照交易单元参

与电力市场，其中，风电、光伏、水电等类型电厂以接入同一个上网节点、同一业主单位、执行相同标准补贴政策的电厂发电机组为一个交易单元参与电力市场；燃煤、生物质等类型电厂以机组为交易单元参与电力市场。

（11）【日前电能量市场】运行日提前 1 日（D-1 日）进行的决定运行日（D 日）资源组合状态和计划的电能量交易市场。

（12）【实时电能量市场】运行日（D 日）进行的决定（D 日）未来 15 分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量交易市场。

（13）【批发用户】指直接参与批发市场交易的电力用户。

（14）【市场出清】指电力市场根据市场规则通过竞争方式确定中标电力电量及价格。

（15）【安全校核】对检修计划、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平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格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、电力电量平衡和清洁能源消纳要求。

（16）【必开机组、必停机组】在市场出清时强制设置运行或停运状态的机组或机组群。

（17）【市场力】市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

（18）【需求侧响应市场】指当系统可靠性受威胁时，由市场运营机构启动需求响应市场，通过价格信号引导电力用户等改变运行日用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

（19）【有序用电】指当系统可靠性受威胁时，供电企业发布错峰预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负控等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

5 市场衔接机制

5.1 中长期交易市场与现货交易市场的衔接

在交易时序上，先组织开展中长期交易，市场主体通过交易平台申报、竞价、调整和确认运行日（D）所有交易品种的中长期交易曲线和价格。

中长期交易完成后，电力交易机构将汇总并发布各市场主体的中长期交易曲线，作为中长期与现货交易的结算依据。

现阶段，采用“中长期合约仅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。

各类中长期合约电量曲线分解方法按照《贵州省电力

中长期市场交易实施细则》执行。

5.2 调频辅助服务市场与现货电能量市场的衔接

现阶段，调频辅助服务市场与现货电能量市场分开独立运行。竞价日，电力调度机构通过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，通过调频辅助服务市场形成调频机组预出清结果。进行日前电能量市场出清计算时，调频辅助服务市场预出清中标机组的出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{\text{日前上限}} = P_{\text{机组出力上限}} - P_{\text{预出清中标容量}}$$

$$P_{\text{日前下限}} = P_{\text{机组出力下限}} + P_{\text{预出清中标容量}}$$

实时运行期间，电力调度机构在实时机组组合基础上，出清参与调频的机组。进行实时电能量市场出清计算时，调频辅助服务市场的中标机组的出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{\text{实时上限}} = P_{\text{机组出力上限}} - P_{\text{出清中标容量}}$$

$$P_{\text{实时下限}} = P_{\text{机组出力下限}} + P_{\text{出清中标容量}}$$

5.3 贵州调峰辅助服务市场与现货电能量市场的衔接

燃煤机组每日在交易中心申报最小可调出力及最小可调出力费用，并以该最小可调出力作为首段报价出力区间起点，同步开展报量报价，参与现货电能量交易出清。报价范围从最小可调出力至装机容量之间，最多可申报 10 段报价。开机曲线终点、停机曲线起点在已申报的开停机

曲线上，按最小可调出力为基准截断。

结算试运行期间，贵州不启动贵州调峰辅助服务市场。当系统有调峰需求时，市场机组实际出力符合“两个细则”的深度调峰补偿规则的，按照“两个细则”进行补偿。

6 日前电能量市场交易组织

6.1 组织方式

现阶段主要开展日前、实时电能量现货交易，跨省与省内采用联合出清模式。结合贵州现实条件，考虑电力市场平稳过渡要求，目前采用“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”模式组织。符合条件的新能源交易单元，与符合条件的独立储能、新能源配建独立储能电站、虚拟电厂等新型经营主体，以报量不报价或报量报价的方式参与电力现货市场，具体参与现货优化的原则和方式根据试运行方案明确。

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。参与市场的发电机组在日前电能量市场中申报运行日的报价信息，售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报运行日的用电需求曲线，不申报价格。电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、外送电曲线、非市场化机组发电要求、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，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束

机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，在充分保障省内电力平衡的基础上，跨省优先发电计划保障优先出清，以社会福利最大化为目标，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线、对外送受电计划以及分时节点电价。售电公司和批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前电能量市场的中标曲线。

待具备条件后以“发电侧报量报价、用户侧报量报价”模式组织市场交易。

6.2 交易时间定义

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、售电公司和批发用户进行申报，并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果。

6.3 机组参数

6.3.1 机组运行参数

现货电能量市场所有并网发电机组需向所属电力调度机构提供机组的运行参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

6.3.1.1 燃煤参数

（1）发电机组额定有功功率，单位为 MW，应与并网调

度协议保持一致，额定有功功率即调度容量原则上以政府电力主管部门核准备案文件或电力业务许可证为准（两者取最新）；

（2）发电机组最小技术出力，单位为 MW，应与能源监管机构审核发布的最小技术出力核定结果保持一致。对于装设有 AGC 装置的机组，最小稳定技术出力不得高于 AGC 下限；

（3）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，为最小技术出力至额定出力负荷段均适用的调节速率。对于装设有 AGC 装置的机组，发电机组有功功率调节速率取值为 AGC 调节速率；

（4）发电机组日内允许的最大启停次数，单位为 次/每天，单日起一停计为 1 次；

（5）发电机组厂用电率，单位为 百分数，发电机组厂用电率取统计期内机组平均综合厂用电率；

（6）发电机组冷态启动通知时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为 小时；

（7）发电机组温态启动通知时间，即机组处于温态情况下开机需要提前通知的时间，单位为 小时；

（8）发电机组热态启动通知时间，即机组处于热态情况下开机需要提前通知的时间，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，从并网至机组最小稳定技术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，从机组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；

（11）电力调度机构所需的其他参数。其中，非市场化机组的运行参数作为编制日前发电计划的默认参数，市场机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认参数。

6.3.1.2 新能源参数

（1）新能源交易单元额定有功功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致，额定有功功率即调度容量原则上以政府电力主管部门核准备案文件或电力业务许可证为准（两者取最新）。

（2）新能源交易单元有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，为零至额定出力负荷段均适用的调节速率。对于装设有 AGC 装置的机组，发电机组有功功率调节速率取值为 AGC 调节速率。

（3）内部 35kV 等值机组额定有功功率，单位为 MW，应与 35kV 母线实际挂接风电机组情况保持一致。

6.3.1.3 储能参数

(1) 额定充电、放电功率，单位MW，应与并网调度协议保持一致；

(2) 最大允许、最小允许荷电状态，单位百分比，指电化学储能过程中储能介质中实际存在的电荷数占额定储能容量对应的储能介质中含有的电荷数的百分率；

(3) 充放电能量转换效率，一定周期内储能交易单元放电量与充电量的比值。

6.3.2 电力调度机构设定的参数

(1) 最小连续开机时间，表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；

(2) 最小连续停机时间，表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时。

6.3.3 申报参数

报量报价发电单元申报参数指发电机组在日前现货市场交易前申报的量价参数，即日前市场报价，表示发电单元运行在不同出力区间时单位电能量的报价，可最多申报10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）。报量报价新能源主体同步申报96点功率预测曲线。原则上，交易单元第一段出力区间起点从零开始，最后一段出力区间终点为发电单元的额定有功功率，对于最小技术出力不为零的发电机组，

第一段出力区间起点为发电单元的最小技术出力。若机组自主申报降低其运行下限参与调峰，第一段出力区间起点为机组自主申报的最小可调出力。每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能低于发电单元额定有功功率与最小可调出力之差的 5%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。其中，燃煤机组的电能量缺省报价应包含环保电价，市场化电量对应的环保电价不再另行结算，是否包含超低排放价格由贵州省发展改革委进行明确，并按照国家有关规定执行；新能源交易单元的启动费用、最小技术出力费用、最小连续开机/停机时间按 0 处理。非市场机组通过设置报价权重参与优化出清，具体参数在市场结算方案中明确。

发电机组在同一运行日仅允许申报一条电能量报价曲线，同一运行日内的各时段均采用同一条电能量报价曲线进行出清计算。在技术条件具备的情况下，同一运行日内允许发电机组在不同时段申报不同的电能量报价曲线和不高于最小技术出力的第一段出力区间起点。报量不报价发电单元申报参数指发电机组申报运行日的功率预测曲线，作为现货市场出清边界。对于用户侧经营主体申报参数指批发用户、售电公司在日前现货市场交易前申报的用电量

参数。若经营主体的申报信息超出交易参数限值，则对申报信息超出部分修正成相应参数限值，并作为该运行日的正式申报信息。

6.3.4 缺省申报参数

机组缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的交易单元需在市场注册时提供的默认量价参数，若交易单元未按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认量价参数进行出清，若交易单元未提供默认量价参数，则采用发电交易单元最近一次的有效报价参数进行出清。各交易单元的缺省申报参数，由经营主体向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改。

现阶段，机组缺省申报参数为电能量缺省报价、缺省启动费用、缺省最小技术出力费用和缺省深度调峰出力。电能量缺省报价即机组运行在不同出力区间时单位电能量的缺省价格。缺省启动费用指发电机组从冷态/温态/热态启动时分别需要的缺省费用，三种状态下的缺省启动费用不能超过本细则 6.3.5 节中规定的启动费用上下限范围。缺省最小技术出力费用指发电机组维持最小技术出力运行需要消耗的缺省燃料费用，不能超过本细则 6.3.4 节中规定的最小技术出力费用上下限范围。缺省深度调峰出力指机组申报的处于深度调峰状态时的缺省出力。储能交易单元缺省申报参数包括电能量缺省报量报价曲线、缺省 96 点

充放电出力计划曲线及缺省申报优先模式。

6.3.5 核定参数

核定参数是指参与现货电能量市场交易的交易单元的启动费用上下限、最小技术出力费用上下限、电能量申报价格上下限、深度调峰出力上下限，市场出清价格上下限以及核定成本价格，作为现货电能量市场出清以及结算依据。相关的核定参数计算标准由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

(1) 交易单元启动费用上下限：启动费用上下限包括冷态/温态/热态启动费用上下限，单位为元/次。发电交易单元在日前电能量市场中申报的冷态/温态/热态启动费用不能超过相应状态核定启动费用上下限范围。

(2) 最小技术出力费用上下限：发电机组在日前电能量市场中申报的最小稳定技术出力费用不能超过核定的最小稳定技术出力费用上下限范围，单位为元/小时。

(3) 电能量申报价格上下限：综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置电能量申报价格上下限。电能量申报价格上下限可根据电力供需形势、一次能源成本等市场运行情况变化进行动态调整。发电交易单元在日前电能量市场中申报的电能量价格不能超过核定电能量申报价格上下限范围。

(4) 深度调峰出力上下限：发电机组在日前电能量市

场申报的深度调峰出力不能超过核定深度调峰出力上下限范围。

（5）市场出清价格上下限：综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力和促进拉大峰谷价差引导灵活调节能力建设等因素，设置市场出清价格上下限。当市场出清得到的节点电价超过市场出清价格上限时，该节点在该交易时段的节点电价用市场出清价格上限代替。当市场出清得到的节点电价低于市场出清价格下限时，该节点在该交易时段的节点电价用市场出清价格下限代替。

（6）核定成本价格：核定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。核定成本价格用于计算发电机组运行补偿费用、实时发电计划偏差收益回收等数据。

6.4 日前机组运行边界条件准备

6.4.1 发电机组状态约束

电力调度机构应根据机组检修批复情况，在竞价日上竞价日 12:00 前，电力调度机构根据机组检修批复情况、调试（试验）计划批复情况以及发电企业一次供应情况等，确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态，作为日前电能量市场出清的边界条件。

机组状态包括可用、不可用两类。处于可用状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前电能量市场出清；

处于不可用状态的机组，不参与日前电能量市场出清。

（1）可用状态：机组处于运行状态、备用状态以及调试（试验）状态时均视为可用状态。运行日存在调试时段的机组运行日全天均视为调试状态。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间按照南方区域“两个细则”的相关要求，纳入机组非计划停运考核。

（2）机组不可用状态：包括机组检修、缺燃料、其他情况。

机组检修：按照所属电力调度机构的机组检修批复结果，批复的停电操作开始时间与结束完工时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则电厂可将该机组置为调试状态。若机组预计将于运行日某时段提前结束检修，则电厂可将运行日预计检修结束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态。

缺燃料停运：电厂若预计燃料无法满足运行日开机要求，可选择将运行日该机组的状态置为缺燃料停运状态。机组缺燃料状态以天为单位统计，持续时间按照南方区域“两个细则”的相关要求，纳入非计划停运考核。

其他情况：机组不满足发电调度管理并网要求的相关规定时，视为不可用状态。

6.4.2 发电机组出力上下限约束

竞价日上午 12:00 前，电力调度机构应根据机组的额

定有功功率、检修和试验批复等情况，发布竞价日其调管范围内机组的 96 点机组出力约束。正常情况下，机组的出力上限不高于该机组的额定有功功率，参与现货优化的新能源场站根据其申报的功率预测作为出力上限，出力下限不低于该机组的最小技术出力，出力低于该机组最小技术出力部分按深度调峰机制处理。

6.4.3 发电机组最早可并网时间

若发电机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，按照日前电能量市场交易出清结果在竞价日 17:30 发布，往后顺延发电机组的冷态/温态/热态启动通知时间后，计算得到运行日发电机组最早可并网时间。日前电能量市场出清结果中，相应发电机组的并网时间不早于最早可并网时间。发电机组的启动状态根据调度自动化系统记录的上一次停机时间计算确定。

6.4.4 发电机组调试及试验计划

6.4.4.1 新建机组调试

新建的非市场发电单元和未获得直接交易的市场发电单元在并网调试期间按照调试需求安排发电，按照相关规定完成并网调试运行后，电力调度机构在保证电力供需平衡以及电网安全的前提下，按照系统运行需要和有关发电调度原则安排发电。

新建市场发电单元在并网调试期间按照调试需求安排

发电，完成并网试运行当天（D）的次日（D+1），机组可参与（D+2）日的日前电能量市场申报及出清。市场机组完成满负荷试运行后，原则上按照机组最小技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（D+2）当天零点；（D+2）日起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

6.4.4.2 在运机组试验（调试）

非系统运行原因处于调试状态的市场交易单元运行日全天各时段均固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段，原则上按机组可调出力下限安排。

因系统运行原因处于调试状态的发电交易单元在相应的调试时段固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构安排的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段，按照电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

6.4.5 热电联产机组供热计划

竞价日 10:30 前，经政府认定的热电联产电厂应通过所属电力调度机构的技术支持系统向电力调度机构申报运行日的供热计划，具体内容包括：

运行日该电厂计划用于供热的机组名称以及编号；

运行日该电厂供热机组的 96 点供热流量预测曲线，单位为吨/小时；

若电厂全厂供热流量超过单机最大供热能力时，可以新增机组进行供热。若电厂全厂实际供热流量超过全厂机组试验实测最大供热流量工况时，机组负荷上下限取实测最大供热流量工况对应的负荷上下限。

电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据电厂申报的机组 96 点供热流量曲线，计算供热机组电力负荷的上下限曲线。当实际供热工况明显偏离实测工况超过 30 天时，热电联产电厂可向电力调度机构提交重测申请，获准重测后，电厂应组织有资质的第三方机构对供热工况进行实测，并将实测报告及评审意见提交电力调度机构，报请能源监管机构审核同意后，由所属电力调度机构按照有关工作流程更新实测工况。

若机组供热数据发生报送延迟、因系统故障导致数据丢失等异常情况，竞价日按无供热流量数据进行出清；机组可在实时运行中向当值调度申请恢复按供热机组参与实时市场出清，同时需承担热电联产机组申报供热流量曲线偏差考核。

6.4.6 发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂应结合供需形势和供热等发电需求，提前足量落实燃料组织，每日向所属电力调度机构报送电煤储备情况和燃料供应风险情况等一次能源供应数据，出现一次

能源供应报送数据与实际调用情况不符等情况，纳入“两个细则”虚报、瞒报信息考核。燃煤电厂内存煤可用天数低于阈值时，相关机组按照全市场最高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。

6.4.7 新能源功率预测约束

竞价日 10:30 前，风电、光伏等新能源场站（包括参与现货电能量交易的新能源场站）申报功率预测曲线。若新能源交易单元某时刻短期功率预测为空，则采用调度端的短期功率预测结果进行修正，修正值不作为考核依据。

6.5 日前电网运行边界条件准备

6.5.1 负荷预测

日负荷预测包括统调负荷预测、母线负荷预测。

6.5.1.1 统调负荷预测

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。

6.5.1.2 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220kV 母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。省内各供电

企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方电出力预测、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。如各供电企业提交的母线负荷预测之和与统调负荷预测存在偏差，则由技术支持系统以各节点的负荷预测值为比例分摊偏差。

6.5.2 外送电出力计划

在充分保障省内电力平衡基础上，跨省优先发电计划保障优先出清，以社会福利最大化为目标，出清得到跨省跨区送受电计划和价格。当出现经调度机构认定的跨省输电通道能力不足、电力电量平衡困难、执行国家有关部门调度令等情况无法执行时，可进一步调减跨省优先计划保障约束限值，用于现货市场出清，不改变 D-2 日安全校核后的合约电量，并及时向经营主体披露调整情况。

6.5.3 备用约束

贵州中调根据《中国南方电网电力调度管理规程》和《南方电网系统运行备用全景监控管理技术规范》和系统运行需要，制定发电侧运行备用要求和负备用要求。日前电能量市场出清结果需同时满足运行日的发电侧运行备用要求和负备用要求，正常时期还需同时满足 D、D+1 日最高负荷点的备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。发电侧运行备用的计算应

考虑机组自身出力不足、网络受限、调试出力不稳定、区域跨省备用市场交易结果等因素的影响。

若系统备用容量无法满足要求，且无法通过南方区域跨省备用辅助服务市场购买足额备用容量时，相应调度机构可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括调增非市场机组出力、调整具备调节能力的“报量不报价”机组运行曲线、新增火电开机、执行市场化需求响应或有序用电等。

6.5.4 输变电设备检修计划

电力调度机构基于输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

6.5.5 输变电设备投产与退役计划

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

6.5.6 电网安全约束

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

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

（群）出力上下限约束等。

6.5.6.1 输变电设备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输变电设备极限功率、断面极限功率：

（1）因系统安全约束，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

（2）因保供电、防范极端自然灾害，需要提高安全裕度将输变电设备、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。

6.5.6.2 发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组：

（1）因系统安全约束，需要提前开出的燃煤机组，以及必须维持运行状态的机组；

（2）因电压、惯量支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组；

（3）因保供电、防范极端自然灾害，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

（4）根据电网安全运行要求进行调试的机组；

（5）根据电网安全运行要求在运行日某些时段固定出力的机组；

（6）其他保障电网安全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机组，明确相应的必开时段。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机组，明确相应的必开时段。必开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。

6.5.6.3 发电机组（群）必停约束

系统运行原因的机组（群）必停约束。若存在因系统安全约束需要停机的机组时，电力调度机构可设置系统运行原因的必停机组（群），必停机组视为不可用状态。

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。

非系统运行原因的机组（群）必停约束。出现以下情况时，在满足系统安全的基础上，电力调度机构可设置非系统运行原因的必停机组（群），必停机组视为不可用状态：

- （1）不具备并网条件的机组；
- （2）已纳入政府当年关停计划的机组；
- （3）能源监管机构及政府主管部门下达的停机要求；
- （4）其他因非系统运行原因需停机的机组。

电厂需在竞价日事前信息发布截止时间前向调度机构

申请设置自身原因必停约束，并与调度机构明确相应的必停时段。

6.5.6.4 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、防范极端自然灾害，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）。

6.5.7 非市场机组发电计划编制

（1）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，在满足系统安全的基础上，优先安排发电，以 96 点预测发电曲线形式编制。

（2）新能源机组：根据一次能源供应情况，在满足系统安全的基础上，优先安排发电。风电、光伏等新能源均以 96 点预测发电曲线形式编制。

（3）生物质等其他类型机组：原则上按照能源利用要

求安排发电。

6.6 事前信息发布

竞价日 11:30 前，市场运营机构通过电力市场交易系统，按照《贵州电力市场信息披露实施细则》的要求，向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括：

- (1) 统调负荷预测曲线；
- (2) 省内非市场化机组发电安排与预测数据；
- (3) 外送电高峰、低谷电力数据；
- (4) 发电机组检修总容量；
- (5) 正备用要求、负备用要求；
- (6) 输变电设备检修计划；
- (7) 电网关键断面约束情况；
- (8) 必开必停机组（群）；
- (9) 市场限价等交易参数。

相关信息分为公众信息、公开信息以及私有信息。

6.7 交易申报

现货电能量市场为每日均运行的市场，各市场主体需每日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。

详细的申报信息表单见附表。

6.7.1 发电机组申报交易信息

竞价日 12:30 前，所有市场发电单元必须通过电力市

场交易系统进行日前电能量市场交易申报。若该机组未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

现货市场报价参数设置原则和计算方式方法，以《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》为准。

6.7.1.1 煤电发电单元申报交易信息

（1）发电单元电能量报价：发电单元电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，申报要求与本细则 6.3.3 节中电能量缺省报价的要求相同。初期仅允许发电单元每日申报一组电能量报价；根据市场需要，逐步允许机组分时段申报多组电能量报价。

（2）启动费用：发电机组启动费用表示发电机组从冷态/温态/热态启动时分别需要的费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

（3）最小技术出力费用：发电机组最小稳定技术出力费用表示发电机组维持机组最小技术出力需要消耗的燃料费用。

6.7.1.2 新能源发电单元申报交易信息

（1）报量报价

报量报价的新能源企业除了申报运行日的功率预测曲线，还需在南方区域现货电能量系统进行日前市场报价，即申报交易单元运行在不同出力区间时单位电能量的报价。

新能源发电企业若未按时申报短期功率预测曲线，则按 0 处理。新能源发电企业场站全停期间，相应时段的功率预测曲线应按 0 申报，场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的功率预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

新能源交易单元的启动费用、最小稳定技术出力费用、最小连续开机/停机时间按 0 处理。

新能源交易单元在竞价日申报的短期预测出力曲线，在满足系统安全和电力平衡的基础上，短期功率预测 $\times \alpha$ 作为日前市场组织的保障执行下限，不参与市场出清优化。 α 为参与现货市场交易的新能源交易单元日前出清的出力下限系数。

（2）报量不报价

报量不报价的新能源交易单元申报运行日的功率预测曲线。

6.7.2 售电公司与批发用户申报信息

竞价日 12:30 前，售电公司和批发用户在电力市场交易系统中申报下述信息：

（1）售电公司在电力市场交易系统中申报其代理用户运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷（数值上等于该小时内的用电量）；

（2）批发用户在电力市场交易系统中申报其运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷（数值

上等于该小时内的用电量）。

售电公司和批发用户申报的用电需求曲线作为日前电能量市场结算依据，不作为日前电能量市场出清的边界条件。售电公司和批发用户申报的日前需求曲线与实际用电曲线出现较大偏差时，按照本细则第 10 章有关规定处理。

6.7.3 申报数据审核及处理

市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。市场主体提交申报信息后，由市场运营机构对申报信息进行审核及处理。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

6.8 日前电能量市场出清

竞价日 17:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（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交易结果。

日前电能量市场出清计算的电网拓扑包括贵州省所辖范围内省级及以上电力调度机构（包含南网总调、贵州中调）调管的以 220kV 及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备等。

6.8.1 日前电能量市场的出清过程

日前电能量市场出清计算过程如下：

(1) 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。

(2) 在运行日机组开机组合基础上，计算调频辅助服务市场的预出清结果，修改相应机组的出力上下限。

(3) 修改调频机组的出力上下限后，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的机组出力曲线以及分时段节点电价。

(4) 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四步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到日前电能市场的出清结果。

6.8.2 日前电能市场出清数学模型

6.8.2.1 日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前安全约束机组组合数学模型的目标函数如下：

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^{P\min}] + \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T P_{gwf} [P_{L,i,t}] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{r=1}^{NR} \sum_{t=1}^T M_2 P_{r,t}^d + \sum_{i=1}^{NH} \sum_{t=1}^T M_3 P_{i,t}^d + \sum_{k \in \Phi_a} \sum_{t=1}^T M_4 [SL_k^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned} \right.$$

其中：

N 表示南方区域发电机组的总台数，不包含储能交易单元；

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，D+1 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^{P_{\min}}$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、最小技术出力费用，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； $C_{i,t}^{P_{\min}}$ 是机组处于开机状态时才考虑的最小技术出力费用；

n 表示跨省送电成分的数量； $P_{L,i,t}$ 为跨省送电成分 i 在时段 t 的输电功率； P_{gwf} 为跨省输电费（含网损费）、送出侧省内输配电费和输电费分享空间之和；

M_1 表示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；

M_2 为新能源交易单元弃电罚因子， NR 为有弃电功率新能源场站总数；

$P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率；

M_3 为水电厂弃水功率罚因子；

$P_{i,t}^d$ 为水电厂 i 的弃水功率，根据其弃水流量计算；

M_4 为联络线通道优先计划约束松弛罚因子；

SL_k^- 分别为联络线通道优先计划 k 的潮流松弛变量； Φ_a 为区域内联络线通道 a 包含的联络线总数；

ES 表示储能交易单元总数；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能 es 在时段 t 申报的充、放电价格， $P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别表示储能出清的充放电功率。

日前电能量市场出清 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：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

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 表示联络线总数， D_t 表示时段 t 的系统负荷。非市场机组的出力已包含在等式左侧。

（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：

$$\sum_{f=1}^{NF} \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\max} + \sum_h^{NH} P_{h,t}^{\max} - R_t^{\text{red}} \geq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U$$

其中， NF 表示火电机组的数量， $\alpha_{f,t}$ 表示机组 f 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{f,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{f,t}=1$ 表示机组开机； $P_{f,t}^{\max}$ 为机组 f 在时段 t 的最大出力； NH 表示水电机组数量， $P_{h,t}^{\max}$ 为水电机组 h 在时段 t 内的容量； R_t^{red} 表示时段 t 的机组不稳定出力减扣值； R_t^U 表示时段 t 的系统正备用容量要求；正常时期需同时满足 D+1 日最高负荷点的备用要求，在电力供应紧张等特殊时期，电力调度机构可按要求启动特殊时期运行备用。

（3）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\min} + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{\min} \leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

其中， $P_{f,t}^{\min}$ 表示火电机组 f 在时段 t 的最小出力； $P_{h,t}^{\min}$ 表示水电机组的最小出力， R_t^D 表示时段 t 的系统负备用容量要求。

（4）系统一次调频备用容量约束

系统一次调频备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{first} + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{first} \geq R_t^{first}$$

其中， R_t^{first} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求； $P_{f,t}^{first}$ 、 $P_{h,t}^{first}$ 分别表示火电机组 f 、水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量，其中，

$$P_{f,t}^{first} = \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times \alpha_{f,t}^{pf})$$

$$P_{h,t}^{first} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times \alpha_{h,t}^{pf})$$

$\alpha_{f,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{h,t}^{pf}$ 表示火电交易单元、常规水电交易单元的一次调频容量计算系数。

(5) 特殊机组状态约束

必开机组、热电联产机组、调试机组应处于开机状态。

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

其中， I_s 表示必开机组、热电联产机组、调试机组的全集。

(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：

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

对于非市场机组，由电力调度机构安排计划出力，在其开机时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的非市场机组计划出力；在其停机时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 0$ 。

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。

对于热电联产机组，在其热电联产运行时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的计划供热流量折算的机组出力下限， $P_{i,t}^{\max}$ 取为对应时段的计划供热流量折算的机组出力上限。

对于调试机组，在其调试时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，且上式

中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的机组调试计划出力。

对于自由优化机组，机组出力下限建模为：

$$P_{i,t} \geq P_{i,\min} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{u=1}^{DD} \gamma_{i,t+u} - \sum_{u=1}^{UD} \beta_{i,t-u+1} \right] + \sum_{u=1}^{UD} P_U(tt) \beta_{i,t-u+1}$$

$$P_{i,t} \geq P_{i,\min} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{u=1}^{DD} \gamma_{i,t+u} - \sum_{u=1}^{UD} \beta_{i,t-u+1} \right] + \sum_{u=1}^{DD} P_D(tt) \gamma_{i,t+DD-u+1}$$

机组出力上限建模为：

$$P_{i,t} \leq \sum_{u=1}^{UD} P_U(tt) \beta_{i,t-u+1} + P_{i,\max} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{u=1}^{UD} \beta_{i,t-u+1} \right]$$

$$P_{i,t} \leq \sum_{u=1}^{DD} P_D(tt) \gamma_{i,t+DD-u+1} + P_{i,\max} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{u=1}^{DD} \gamma_{i,t+u} \right]$$

UD 为启动过程持续时间，计算到最小出力； DD 为停机过程持续时间，从最小出力开始计算； β 和 γ 分别是表示机组启动和停机的 0-1 变量。 $P_{i,\min}$ 为机组 i 的最小技术出力（或最小可调出力）， $P_{i,\max}$ 为机组 i 的最大容量。

（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：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 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：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{i,\max} \sum_{u=1}^{UD} \beta_{i,t-u+1} + RU_i \left[\alpha_{i,t} - \sum_{u=1}^{UD} \beta_{i,t-u+1} \right]$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_{i,\max} \sum_{u=1}^{DD} \gamma_{i,t+u-1} + RD_i \left[\alpha_{i,t-1} - \sum_{u=1}^{DD} \gamma_{i,t+u-1} \right]$$

其中， ΔP_i^U 表示机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 表示机组 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， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 表示机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 表示机组 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 $\eta_{i,t}$ 表示机组 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）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{\max} 表示线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 表示机组 i （含储能）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} 表示联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 表示系统的节点数量； G_{l-k} 表示节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（12）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：

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

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别表示断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i}

表示机组 i （含储能）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} 表示联络线 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} 表示节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

机组出力表达式：

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

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

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

机组运行费用表达式：

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

其中， NM 表示机组报价总段数； $C_{i,t,m}$ 表示机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格； $C_{i,t}^{\text{pmin}}$ 为机组最小稳定技术出力费用。

（13）新能源出力约束

报量报价的新能源交易单元，其日前市场出清的出力计划值与其申报的短期功率预测约束如下：

$$\alpha \times P_{r,t}^{\text{st}} - P_{r,t}^{\text{d}} \leq P_{r,t} \leq P_{r,t}^{\text{st}}$$

其中， P_{rt}^{st} 为新能源交易单元 r 在时段 t 的短期预测出力， P_{rt} 为新能源交易单元 r 在时段 t 的出清计划值。 α 为参与现货市场交易的新能源交易单元在日前出清的出力下限系数，根据省内新能源政策要求和市场机制设定。 P_{rt}^d 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率。

报量不报价的新能源交易单元，其出力约束为：新能源交易单元出力与其弃电功率之和等于新能源预测出力，具体描述如下：

$$P_{r,t} + P_{r,t}^d = P_{r,t}^{st}$$

其中， P_{rt}^{st} 为新能源交易单元 r 在时段 t 的短期预测出力， P_{rt} 为新能源交易单元 r 在时段 t 的出清计划值， P_{rt}^d 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率。

（14）储能约束

储能充放电功率约束：储能出清的充放电功率需要在储能申报的最大最小冲放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制机组充放状态的 0-1 变量。

$$\begin{aligned} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,\min} &< 0, P_{es}^{ch,\max} < 0 \end{aligned}$$

储能荷电状态约束：储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch} \Delta t - (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis}) \Delta t$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中 $E_{es,t}$ 表示储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态。 η_{es}^{ch} , η_{es}^{dis} 分别表示储能 es 的充放电效率，充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根； Δt 表示时段长度； $\overline{E}_{es,t}$, $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束：

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

储能小时内不可同时充放电约束：对于同一小时内的 4 个时段，储能不能同时既有充电又有放电，对在该时间段内的每个时段 t，有：

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{\sum_{tt=4n-3}^{4n} \beta_{es,tt}}{4} \quad t \in [4n-3, 4n]$$

其中 $n \in [1, 24]$ 。

储能循环充放电约束：

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{es,circle}$$

其中， $N_{es,circle}$ 为储能机组 es 的循环充放电次数。 E_{es} 代表储能的额定容量。

6.8.2.2 日前安全约束经济调度（SCED）模型

日前安全约束经济调度数学模型的目标函数如下：

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T P_{gwf} [P_{L,i,t}] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{r=1}^{NR} \sum_{t=1}^T M_2 P_{r,t}^d + \sum_{i=1}^{NH} \sum_{t=1}^T M_3 P_{i,t}^d + \sum_{k \in \Phi_a} \sum_{t=1}^T M_4 [SL_k^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned} \right\}$$

其中：

N 表示南方区域发电机组的总台数，不包含储能交易单元；

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，D+1 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98； $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

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；

n 表示南方区域跨省通道的数量； $P_{L,i,t}$ 为跨省送电成分 i 在时段 t 的输电功率； P_{gwf} 为各送电类别对应的跨省输电的过网费；

M_1 为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；

M_2 为新能源交易单元弃电罚因子； NR 为有弃电功率新

能源场站总数；

$P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率；

M_3 为水电厂弃水功率罚因子；

$P_{i,t}^d$ 为水电厂 i 的弃水功率，根据其弃水流量计算；

M_4 为联络线通道优先计划约束松弛罚因子；

SL_k^- 分别为联络线通道优先计划 k 的潮流松弛变量； Φ_a

为区域内联络线通道 a 包含的联络线总数；

ES 表示储能交易单元总数；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能 es 在时段 t 申报的充、放电价格， $P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别表示储能出清的充放电功率

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

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

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 表示联络线总数， D_t 表示时段 t 的系统负荷。非市场机组的出力已包含在等式左侧。

(2) 系统一次调频备用容量约束

系统一次调频备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{first} + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{first} \geq R_t^{first}$$

其中， R_t^{first} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求； $P_{f,t}^{first}$ 、 $P_{h,t}^{first}$ 分别表示火电机组 i 、水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量，其中，

$$P_{f,t}^{first} = \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times \alpha_{f,t}^{pf})$$

$$P_{h,t}^{first} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times \alpha_{h,t}^{pf})$$

$\alpha_{f,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{h,t}^{pf}$ 表示火电交易单元、常规水电交易单元的一次调频容量计算系数。

（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：

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

对于 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；在 SCUC 结果中处于开停机过程中的机组，其上下限均为开停机过程中的定值。

（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：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 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

爬坡约束可描述为：

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

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

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

（6）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{\max} 表示线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 表示机组 i （含储能）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} 表示联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 表示系统的节点数量； G_{l-k} 表示节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（7）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：

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

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别表示断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 表示机组 i （含储能）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} 表示联络线 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} 表示节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

机组出力表达式：

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

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

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

机组运行费用表达式：

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

其中， NM 表示机组报价总段数， $C_{i,m}$ 表示机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格； $C_{i,t}^{\text{pmin}}$ 为机组最小稳定技术出力费用。

(8) 新能源出力约束

报量报价的新能源交易单元，其日前市场出清的出力计划值与其申报的短期功率预测约束如下：

$$\alpha \times P_{r,t}^{\text{st}} - P_{r,t}^{\text{d}} \leq P_{r,t} \leq P_{r,t}^{\text{st}}$$

其中， $P_{r,t}^{\text{st}}$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的短期预测出力， $P_{r,t}$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的出清计划值。 α 为参与现货市场交易的新能源交易单元在日前出清的出力下限

系数，根据省内新能源政策要求和市场机制设定。 $P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率。

报量不报价的新能源交易单元，其出力约束为：新能源交易单元出力与其弃电功率之和等于新能源预测出力，具体描述如下：

$$P_{r,t} + P_{r,t}^d = P_{r,t}^{st}$$

其中， $P_{r,t}^{st}$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的短期预测出力， $P_{r,t}$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的出清计划值， $P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率。

（9）储能约束

储能充放电功率约束：储能出清的充放电功率需要在储能申报的最大最小冲放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制机组充放状态的 0-1 变量。

$$\begin{aligned} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,min} &< 0, P_{es}^{ch,max} < 0 \end{aligned}$$

储能荷电状态约束：储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和储能申报的参数。

$$\begin{aligned} E_{es,t} &= E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch} \Delta t - (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis}) \Delta t \\ \underline{E}_{es,t} &\leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t} \end{aligned}$$

其中 $E_{es,t}$ 表示储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态。 η_{es}^{ch} ,

η_{es}^{dis} 分别表示储能 es 的充放电效率，充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根； Δt 表示时段长度； $\overline{E_{es,t}}$ ， $\underline{E_{es,t}}$ 分别表示储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束：

$$\begin{aligned} E_{es}^0 &= E_{es}^{ini} \\ E_{es}^T &= E_{es}^{fin} \end{aligned}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

储能小时内不可同时充放电约束：对于同一小时内的 4 个时段，储能不能同时既有充电又有放电，对在该时间段内的每个时段 t，有：

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{\sum_{tt=4n-3}^{4n} \beta_{es,tt}}{4} \quad t \in [4n-3, 4n]$$

其中 $n \in [1, 24]$ 。

储能循环充放电约束：

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{es,circle}$$

其中， $N_{es,circle}$ 为储能机组 es 的循环充放电次数。 E_{es} 代表储能的额定容量。

6.8.2.3 节点电价（LMP）计算模型

日前电能量市场采用节点电价定价机制。日前电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分

钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。

求解上述节点电价计算模型，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 i 在时段 t 的节点电价为：

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

其中：

λ_t ：时段 t 对应平衡区负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

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

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

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

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

G_{l-k} ：节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} ：节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子；

6.8.3 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

6.8.3.1 必开机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与优化；必开最小出力优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组可调出力下限。必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的电能量报价参与优化出清。

6.8.3.2 调试（试验）机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的非市场化机组按照调试需求安排发电，作为电能量市场出清的边界条件。

调试阶段的市场机组按照调试需求安排发电，作为电能量市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，视为非市场化机组，不参与现货电能量市场的定价与结算。在新建市场机组完成满负荷试运行后，原则上按照机组最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（T+2）当天零点；（T+2）日起，发电机组按照现货电能量市场的交易规则参与出清。在完成满负荷试运行到（T+2）日零点之间，该台机组作为固定出力机组，不参与市场优化，不参与市场定价，作为价格接受者。

（2）调试（试验）的在运机组

申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在

调试（试验）时段内的机组状态为开机，不参与优化。

对于因电厂原因的调试（试验）机组，在调试时段内，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，调试时段内该台发电机组的发电出力为其申报的调试（试验）出力曲线，非调试时段内原则上该台机组的发电出力为机组最小稳定技术出力，不参与市场优化。若机组的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的发电出力曲线进行调整。在运行日全天的交易时段内，因电厂原因的调试（试验）机组均不参与市场定价，作为市场价格接受者。

对于因电网原因的调试（试验）机组，在调试时段内，机组的发电出力为电力调度机构所安排的调试出力，调试时段内机组出力不参与优化，机组不参与市场定价。在非调试时段内，按照机组在日前电能量市场中申报的量价信息，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。

因电网原因的调试（试验）机组在其调试起始时刻的上一个整点时刻开始，至其调试结束时刻的下一个整点时刻为止，之间的整点小时中需判断该小时该机组所在节点的小时平均节点电价与核定发电成本价格之间的大小关系，当小时平均节点电价低于核定发电成本价格时，该小时以核定成本价格作为该机组的日前电能量市场价格；当小时

平均节点电价高于或等于核定发电成本价格时，该小时以小时平均节点电价作为该机组的日前电能量市场价格。由此产生的不平衡资金按照《贵州电力市场结算实施细则》的相关规定进行分摊。

6.8.3.3 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。

6.8.3.4 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稳定技术出力期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与优化。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。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

6.8.3.5 热电联产机组

申报了运行日供热计划的热电联产机组，在供热时段内的机组状态为开机，不参与优化。电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据电厂申报的机组 96 点供热流量曲线，计算供热机组电力

负荷的上下限曲线，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，供热电力负荷下限优先出清；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。

6.8.3.6 一次能源供应约束机组

燃煤电厂应结合供需形势和供热等发电需求，提前足量落实燃料组织，每日向所属电力调度机构报送电煤、储备情况和燃料供应风险情况等一次能源供应数据，出现一次能源供应报送数据与实际调用情况不符等情况，纳入“两个细则”虚报、瞒报信息考核。燃煤电厂内存煤可用天数低于 7 天时，相关机组按照全市场最高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。

6.8.4 日前电能量市场安全校核

6.8.4.1 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的情况。

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。

6.8.4.2 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。基

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

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。

6.8.5 日前电能量市场定价

6.8.5.1 发电侧定价

日前电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。日前电能量市场中，发电机组以机组所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

6.8.5.2 用户侧定价

日前电能量市场中，售电公司和批发用户以每小时的用户侧统一电价作为相应时段的结算价格。

现阶段，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_m^{m \in \text{市场机组}} [(Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{省间外送}} - Q_{m,t, \text{电网代购}}) \times LMP_{m,t, \text{日前}}]}{\sum_m^{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{省间外送}} - Q_{m,t, \text{电网代购}})}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{日前}}$ 表示第 t 小时的日前用户侧统一电价；

$Q_{m,t, \text{日前}}$ 表示市场机组 m 在第 t 小时的日前中标电量，以交易中心首次发布的 D 日日清算电量数据为准，后续电量如有调整，不进行重算；

$Q_{m,t, \text{省间外送}}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的省间外送电量；

$Q_{m,t, \text{电网代购}}$ 为市场机组 m 第 t 小时的电网代购电量；

$LMP_{i,t, \text{日前}}$ 表示第 t 个小时节点 i 的日前电能量市场结算价格（每 15 分钟日前电能量市场节点价格的算术平均值）。

电网代购进入现货后，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} [(Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{省间外送}}) \times LMP_{m,t, \text{日前}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{省间外送}})}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{日前}}$ 表示第 t 小时的日前用户侧统一电价；

$Q_{m,t, \text{日前}}$ 表示市场机组 m 在第 t 小时的日前中标电量，以交易中心首次发布的 D 日日清算电量数据为准，后续电量如有调整，不进行重算；

$Q_{m,t, \text{省间外送}}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的省间外送电量；

$LMP_{i,t, \text{日前}}$ 表示第 t 个小时节点 i 的日前电能量市场结算价格（每 15 分钟日前电能量市场节点价格的算术平均值）。

6.9 交易结果发布

竞价日 17:30 前，南方区域系统出清后，经相关调度机构确认后，按照有关程序通过技术支持系统发布。

6.9.1 日前交易公有信息发布

日前交易公有信息为全省 220kV 及以上节点各时段的节点电价，以及日前电能量市场出清的概况信息。

6.9.2 日前交易发电企业私有信息发布

发电企业私有信息具体包括：

- (1) 运行日的机组开机组合；
- (2) 运行日发电机组每小时的中标电量；
- (3) 运行日发电机组每小时的电价。

6.9.3 日前交易用户侧私有信息发布

日前交易用户侧私有信息包括售电公司和批发用户每小时的中标用电量，数值上等于其在日前电能量市场中申报的每小时的平均用电负荷。

6.9.4 日前市场用户侧统一电价发布

日前市场用户侧统一电价根据本细则 6.8.5.2 节所述方法进行计算。

6.10 日前调度计划

日前电能量市场原则上基于竞价日交易申报前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，同时通过技术支持系统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。日前电能量市场形成的成交结果和价格不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

（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）发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

（3）发电机组检修计划延期或调整；

（4）外送电因电网故障、送端电源故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；

（5）水电或新能源出力较预测发生较大变化；

（6）电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；

（7）电网输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或存在青赔、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。

6.11 交易结果校核

市场运营机构发现尚未发布的交易结果存在异常时，应及时对相关结果进行修正。其中，需重新出清的部分由南网总调组织进行，并将修正后的正确结果推送至广州电力交易中心。若因结果修正导致交易结果未能及时发布，则由相关方提供推迟发布原因，并由广州电力交易中心汇总后向相关经营主体发布。

经营主体发现已发布的交易结果可能存在异常时，经市场运营机构排查确认存在异常的，应在相关方出具说明后，由交易机构开展后续结算重算或清算退补工作。需出清的部分由南网总调组织进行，并将修正后的正确结果推送至广州电力交易中心，交易机构重新编制并发布 24 点交易计划，开展后续结算重算或清算退补工作。

7 实时电能量市场交易组织

7.1 组织方式

在实时运行时，电力调度机构基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息，根据超短期负荷预测等电网运行边界条件，基于安全约束机组组合（SCUC），对日内机组启停状态进行优化决策，作为实时电能量市场出清的边界条件。

实时电能量市场以发电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清

得到各发电机组需要实际执行的发电计划、对外送受电计划和实时节点电价。

7.2 交易时间定义

电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时电能市场交易出清。

7.3 实时发电机组物理运行参数变化

实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，发电机组、售电公司和批发用户在实时电能量市场中均无需进行申报。

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时通过所属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，并由贵州中调确认后生效。主要包括以下信息：

- （1）最新的预计并网/解列时间；
- （2）机组出力上/下限变化情况；
- （3）调试（试验）机组出力变化情况；
- （4）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；
- （5）其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

7.4 实时机组运行边界条件准备

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

7.4.1 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，滚动修改未来机组发电计划，直至机组出力上升至机组最小稳定技术出力。

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

7.4.2 发电机组预计并网/解列时间

电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间，在技术支持系统中对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数进行实时电能量市场出清计算。

7.4.3 发电机组出力上/下限约束

当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生出力限高/限低时，电厂应及时向所属电力调度机构提交出力限制申请，经所属电力调度机构审核同意后，电力调度机构

在技术支持系统中将该台发电机组的出力上/下限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上/下限进行实时电能量市场出清计算。

实时运行中机组出力上/下限未能达到并网调度协议中额定有功功率/机组最小稳定技术出力的时段，计为发电机组限高/限低时段，按照本细则相关规定计算考核费用。

7.4.4 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。

7.4.5 发电机组调试及试验计划执行

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

7.4.6 热电联产供热计划执行

电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据实时采集的机组供热流量，计算供热机组实际供热电力负荷的上下限。日前确定的热电联产机组在日内原则上不允许更换、调整。实时运行中若热电联产机组发生故障或非计划停运导致不具备供热条件时，电厂可向电力调度机构申请切换为厂内其他经政府主

管部门认定的供热机组。发生故障（未停运）的热电联产机组视同非供热机组参与实时电能量市场出清，机组出力上下限相应变更。

7.4.7 发电机组一次能源供应约束

在日前电能量市场中存在一次能源供应约束的发电机组，在实时电能量市场中同样视为存在一次能源供应约束。对于采用价格干预的情况，相关发电机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则 6.8.3.6 节一致。对于采用机组群电量约束设置的情况，原则上相关发电机组按照日前调度计划作为固定出力参与实时电能量市场出清。

7.4.8 新能源出力约束

（1）风电、光伏等新能源场站应按照超短期功率预测有关要求，在 T-15 分钟以前申报未来四小时超短期功率预测。若新能源交易单元某时刻超短期功率预测为空，则优先按时间由近及远依次递补沿用前序完整申报文件中该时刻预测值修正，其次采用调度端的超短期功率预测结果修正，修正值不作为考核依据。

（2）非市场新能源场站根据新能源场站运行日提交的未来四小时（16 点）超短期功率预测曲线，在满足系统安全和电力平衡的基础上，作为现货市场组织的边界条件，优先消纳。

（3）新能源场站在运行日申报的超短期预测出力曲线，

在满足系统安全和电力平衡的基础上，超短期功率预测 \times β 作为实时市场组织的边界条件，不参与市场出清优化。 β 为参与现货市场交易的新能源机组在实时出清的出力下限系数，各省（区）取值以省（区）配套实施细则规定为准。

7.5 实时电网运行边界条件准备

7.5.1 超短期负荷预测

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 5 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。

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 5 小时 220kV 母线节点负荷需求。贵州中调综合气象因素、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。

7.5.2 发电机组及输变电设备检修执行

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

7.5.3 运行备用

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

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

（1）若贵州电网系统备用容量无法满足要求，在南方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，贵州中调可向南网总调申请备用支援。

（2）若贵州电网系统备用容量无法满足要求，且南网总调无法提供支援时，贵州中调可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行有序用电等。

（3）发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率在规定的范围内。事故发生后 30 分钟以内，系统备用应恢复正常。

7.5.4 电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件原则上与交易前安全校核所提出约束条件保持一致。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，并在事后将相关信息向市场主体进行发布。

考虑到母线负荷波动性、随机性较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，须将安全稳定断面的限值

留出一定的控制裕度。原则上，按照在断面极限值基础上扣除 3%~5%后的限值作为实时控制要求。

7.5.5 非市场化机组发电计划调整

非市场化机组实时发电计划原则上按照日前发电计划执行，当电网实时运行边界条件发生变化时，电力调度机构可按照保障电力供应以及电网安全的原则，优先保障清洁能源消纳，必要时对非市场化电源发电出力进行调整。

7.6 实时电能量市场出清

电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以购电成本最小化为目标，在日前发电调度计划以及日内滚动发电计划确定的开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

实时电能量市场出清计算的电网拓扑包括贵州省所辖范围内省级及以上电力调度机构（包含南网总调、贵州中调）调管的以 220kV 及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备等。

7.6.1 实时电能量市场的出清过程

实时市场出清计算过程如下：

（1）在实时开机组合基础上，计算调频辅助服务市场的出清结果，修改相应机组的出力上下限。

(2) 修改调频机组的出力上下限之后，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。

(3) 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，得到实时电能量市场的出清结果。

7.6.2 实时电能量市场出清数学模型

7.6.2.1 实时安全约束经济调度（SCED）模型

实时安全约束经济调度（SCED）模型与本细则 6.8.2.2 节一致。

实时电能量市场出清 SCED 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：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

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 表示联络线总数， D_t 表示时段 t 的系统负荷。非市场机组的出力已包含在等式左侧。

(2) 系统一次调频备用容量约束

系统一次调频备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{first} + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{first} \geq R_t^{first}$$

其中， R_t^{first} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求； $P_{f,t}^{first}$ 、 $P_{h,t}^{first}$ 分别表示火电机组 i 、水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量，其中，

$$P_{f,t}^{first} = \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times \alpha_{f,t}^{pf})$$

$$P_{h,t}^{first} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times \alpha_{h,t}^{pf})$$

$\alpha_{f,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{h,t}^{pf}$ 表示火电交易单元、常规水电交易单元的一次调频容量计算系数。

（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：

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

对于 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；在 SCUC 结果中处于开停机过程中的机组，其上下限均为开停机过程中的定值。

（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：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 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：

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

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

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

（6）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

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

（7）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：

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

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别表示断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i}

表示机组 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} 表示联络线 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} 表示节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

机组出力表达式：

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

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

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

机组运行费用表达式：

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

其中， NM 表示机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 表示机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格； $C_{i,t}^{\text{pmin}}$ 为机组最小稳定技术出力费用。

（8）新能源出力约束

报量报价的新能源交易单元实时市场出清的出力计划值与其申报的超短期功率预测约束如下：

$$\beta \times P_{r,t}^{\text{ust}} - P_{r,t}^d \leq P_{r,t} \leq P_{r,t}^{\text{ust}}$$

其中， $P_{r,t}^{\text{ust}}$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的超短期预测

出力， $P_{r,t}$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的出清计划值。 β 为参与现货市场交易的新能源交易单元在实时出清的出力下限系数，根据省内新能源政策要求和市场机制设定。 $P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率。

报量不报价的新能源交易单元，其出力约束为：新能源交易单元出清出力与其弃电功率之和等于新能源超短期预测出力，具体描述如下：

$$P_{r,t} + P_{r,t}^d = P_{r,t}^{ust}$$

其中， $P_{r,t}^{ust}$ 为新能源机组 r 在时段 t 的超短期预测出力， $P_{r,t}$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的出清计划值， $P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率。

（9）储能约束

储能充放电功率约束：储能出清的充放电功率需要在储能申报的最大最小冲放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制机组充放状态的 0-1 变量。

$$\begin{aligned} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,min} &< 0, P_{es}^{ch,max} < 0 \end{aligned}$$

储能荷电状态约束：储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch} \Delta t - (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis}) \Delta t$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中 $E_{es,t}$ 表示储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态。 η_{es}^{ch} , η_{es}^{dis} 分别表示储能 es 的充放电效率，充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根； Δt 表示时段长度； $\overline{E}_{es,t}$, $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束：

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

储能小时内不可同时充放电约束：

对于同一小时内的 4 个时段，储能不能同时既有充电又有放电，对在该时间段内的每个时段 t，有：

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{\sum_{tt=4n-3}^{4n} \beta_{es,tt}}{4} \quad t \in [4n-3, 4n]$$

其中 $n \in [1, 24]$ 。

储能循环充放电约束：

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{es,circle}$$

其中， $N_{es,circle}$ 为储能机组 es 的循环充放电次数。 E_{es} 代表储能的额定容量

7.6.2.2 节点电价（LMP）计算模型

实时电能量市场采用节点电价定价机制。实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。

实时电能量市场采用事前定价方式，即结算价格为实时电能量市场的事前出清价格，结算电量为实际发、用电量。

实时电能量市场节点电价（LMP）计算模型与本细则 6.8.2.3 节一致。

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场结算价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

7.6.3 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

7.6.3.1 必开机组

在日前电能量市场中指定为必开机组的发电机组，在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开机组。

必开机组在实时电能量市场中的出清机制与 6.8.3.1 一致。

7.6.3.2 调试（试验）机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时电能量市场中按照调试需

求安排发电，出清机制与本细则 6.8.3.2 一致。

（2）试验（调试）的在运机组

在日前电能量市场中申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在实时电能量市场中同样视为调试（试验）机组，在实时电能量市场中的出清机制与本细则 6.8.3.2 一致。

7.6.3.3 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内机组在实时电能量市场中的出清机制与 6.8.3.3 一致。

7.6.3.4 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机组最小稳定技术出力期间，发电出力为其实时报送的开机曲线，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稳定技术出力之后，从下一个交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小稳定技术出力出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时报送的停机曲线，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。

7.6.3.5 热电联产机组

在日前市场中申报了供热计划的热电联产机组，在实

时市场中同样视为热电联产机组。

电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据热负荷在线监测系统中的实时供热流量曲线监测值，计算供热机组电力负荷的实时上下限，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，供热电力负荷下限优先出清；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根据发电机组申报的电能价格参与优化出清。

热电联产机组在实时市场中的出清机制与日前市场中热电联产机组的出清机制一致。

若机组供热数据在实时运行中发生中断等异常情况，电厂应及时通知所属电力调度机构，同时，按该台机组日前申报的供热流量数据计算其在实时电能现货市场的供热电力负荷上下限。

日前申报的热电联产机组原则上在实时运行中不允许更换。当日前申报的热电联产机组在实时运行中发生故障或非计划停运而不具备供热条件时，发电厂可向所属电力调度机构申请更换供热机组，经许可后可进行更换，更换后的供热机组按照本条的规定参与实时市场出清。发生故障或非计划停运的供热机组视同纯凝机组参与实时市场出清。

7.6.3.6 一次能源供应约束机组

在日前电能量市场中存在一次能源供应约束的发电机组，在实时电能量市场中同样视为一次能源供应约束机组。对于采用价格干预的情况，相关发电机组在实时电能量市场中的出清机制与日前保持一致。对于采用机组群电量约束设置的情况，原则上相关发电机组按照日前调度计划作为固定出力参与实时电能量市场出清。

7.6.3.7 发生故障而要求的调整出力计划的机组

若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，在故障处理的时段内，机组出力固定为机组申报并经所属电力调度机构同意的发电出力值，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。

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

7.6.3.8 深度调峰机组

深度调峰的处理机制详见本细则第 10.6 节的相关内容。

7.6.3.9 临时新增开机机组

临时新增开机机组指在日前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。

电力调度机构根据机组综合报价（冷态/温态/热态启动费用+最小稳定技术出力出力费用×最小连续开机时间）

由低到高排序形成应急新增开机机组序列，若机组综合报价相同时，参考政府主管部门下达的发电标煤耗及能耗排序形成应急新增开机机组序列。运行日，在满足系统安全的基础上，电力调度机构根据应急新增开机机组序列结合机组的冷态/温态/热态启动时间安排新增开机机组。实时电能量市场中，应急新增开机机组根据其电能量报价参与市场优化出清。突破最小连续停机时间约束的应急新增开机机组根据相关规定给与补偿。

7.6.3.10 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出清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出清机组停机的，分以下两种情况处理：

（1）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日内滚动调度计划编制环节安排停机。此种情况下，机组按照电力调度机构安排停机，相应的电能量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则进行处理。

(2) 机组在竞价日 (D-1) 处于停机状态, 在日前电能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日内滚动调度计划编制环节安排停机。此种情况下, 若调度计划重新下发时机组已经完成点火工作, 则机组按照调度计划停机, 并按照核定启动费用获得补偿; 若调度计划重新下发时机组未完成点火工作, 则机组按照调度计划停机, 不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间, 以调度台同意机组点火的时间为准。相应的电能量偏差按照实时电能市场的偏差结算原则进行处理。由此产生的不平衡资金按照《贵州电力市场结算实施细则》的要求进行处理。

7.6.3.11 向电力调度机构申请解除限高或出力频繁低于发电指令运行的机组

对向电力调度机构申请解除限高的机组, 以及出力频繁低于发电指令运行等情况, 电力调度机构可视需要实施机组出力调用测试。电力调度机构还可根据电力保供需要, 对未向电力调度机构申报限高、出清结果为开机运行且运行出力未达到最大可调出力的机组实施出力调用测试。机组出力调用测试, 结合整体及局部的电力供应形势, 按照各省(区)相关管理规定开展。调用测试机组的选取应遵循公平原则, 避免短期内对同一机组反复调用, 单次出力调用测试时间一般不超过 1 小时。机组达到最大可调出力

且持续时长在 30 分钟以上的，认为调用测试通过，否则视为调用测试失败，测试失败的机组纳入机组限高费用返还，并纳入“两个细则”虚报、瞒报信息考核。

7.6.3.12 实时市场出清出现消纳空间不足或断面过载时处理机制

实时市场新能源出清过程中，若出现消纳空间不足或断面过载，需频繁人工调控其他市场化机组时，市场化新能源结合申报价格执行实时市场出清结果；采取上述措施后，若消纳空间仍不足，将投入新能源 AGC 省地协调控制模式，对全省新能源按照各省已公布的既定原则序位公平分配各新能源场站可发出力；若断面仍过载，将断面内新能源 AGC 投入省地协调控制模式，按照各省已公布的既定原则序位公平分配各新能源场站可发出力。

7.6.4 实时电能量市场安全校核

实时电能量市场安全校核与本细则 5.8.4 有关规定保持一致。

7.6.5 实时电能量市场定价

7.6.5.1 发电侧定价

实时电能量市场出清的 15 分钟价格以实时电能量市场出清每 15 分钟的节点电价形成。实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。实时

电能量市场中，发电机组以机组所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

7.6.5.2 用户侧定价

实时电能量市场中，售电公司和批发用户以每小时的全市场节点加权平均综合电价作为相应时段的结算价格。

现阶段，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_m^{m \in \text{市场机组}} \left[\left(Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{省间外送}} - Q_{m,t, \text{电网代购}} \right) \times LMP_{m,t, \text{实时}} \right]}{\sum_m^{m \in \text{市场机组}} \left(Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{省间外送}} - Q_{m,t, \text{电网代购}} \right)}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 第 t 小时的实时用户侧统一电价；

$Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示市场机组 m 在第 t 小时的实时中标电量，以电力市场交易系统发布的实时交易结果为准；

$Q_{m,t, \text{省间外送}}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的省间外送电量；

$Q_{m,t, \text{电网代购}}$ 为市场机组 m 第 t 小时的电网代购电量；

$LMP_{i,t, \text{实时}}$ 表示第 t 个小时节点 i 的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）。

电网代购进入现货后，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_m^{m \in \text{市场机组}} \left[\left(Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{省间外送}} \right) \times LMP_{m,t, \text{实时}} \right]}{\sum_m^{m \in \text{市场机组}} \left(Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{省间外送}} \right)}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 第 t 小时的实时用户侧统一电价；

$Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示市场机组 m 在第 t 小时的实时中标电量，以电力市场交易系统发布的实时交易结果为准；

$Q_{m,t,省间外送}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的省间外送电量；

$LMP_{i,t,实时}$ 表示第 t 个小时节点 i 的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）。

7.6.5.3 实时电能量市场价格核验

实时电能量市场价格以小时为单位计算，经价格核验流程后，原则上于 D+1 日发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。如出现系统临时故障等情况，可视需要延迟至 D+2 日发布。电力调度机构在价格核验过程中检查运行日实时电能量市场临时结果中节点电价计算的完整性及正确性，如果节点电价计算不完整或不正确，电力调度机构需对受影响的节点电价进行修正，包括以下情况：

(1) 如果实时电能量市场出清的边界条件数据准备未完成导致节点电价计算未能启动，当 1 个小时内受影响的时段不超过 2 个时，使用上一个成功时段的节点电价数据替换受影响的时段；当 1 个小时内受影响的时段超过 2 个时，首先消除数据准备过程中的故障，完成边界条件数据准备，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算，若不能及时消除故障，则采用可用数据源（包括但不限于能量管理系统、现货市场备用系统、调度员日志、原始遥测数据等）的数据完成边界条件数据准备，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算。

(2) 如果实时电能量市场出清的计算程序故障导致节点电价计算未能启动，当计算程序未能及时修复或 1 个小时内受影响的时段不超过 2 个时，使用上一个成功时段的节点电价数据替换受影响的时段；当计算程序及时修复且 1 个小时内受影响的时段超过 2 个时，采用与运行日计算同样的边界条件数据，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算。

(3) 如果实时电能量市场出清的边界条件数据准备有误（包括但不限于负荷预测数据错误、设备状态数据错误、安全约束数据错误、非市场机组及联络线功率错误等）导致节点电价计算不正确，则采用最佳可用数据源修正有误的边界条件数据，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算。

(4) 如果出现其他导致节点电价计算不正确的情况，则采用可实现的方式修正错误原因，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算。

7.7 实时市场安全校核

实时市场安全校核与日前市场安全校核一致。

7.8 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调度数据网下发至各发电机组。实时电能量市场价格以小时为单位计算发布，实时运行中每小时发布实时

市场的临时结果；次日发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。

7.9 实时运行调整

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。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时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，并通过技术支持系统向市场成员发布。

发生下列情况之一时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- （1）电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- （2）系统频率或电压超过规定范围时；
- （3）系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- （4）输变电设备过载或超出稳定限额时；
- （5）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；

(6) 气候、水情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) 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

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：

- (1) 改变机组的发电计划；
- (2) 让发电机组投入或者退出运行；
- (3) 调整设备停复役计划；
- (4) 调整省间联络线的送受电计划；
- (5) 调用市场化可中断负荷；
- (6) 采取错峰限电方式控制负荷；
- (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。

实时运行过程中机组或用户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，电力调度机构应对机组、用户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应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

8 考核与补偿

8.1 运行补偿电费

8.1.1 运行补偿费用定义

当出现下述情况时，可能造成发电机组在现货电能量市场收益不能覆盖发电机组运行成本费用（含最小技术出力成本，下同）或发电机组电能量报价费用（含最小技术出力费用，下同）及启动费用：

(1) 当发电机组出力达到出力上下限约束限值时，机组未参与现货市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

(2) 当发电机组出力达到有功功率调节速率约束限值时，机组未参与现货市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

(3) 由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时增加发电机组出力或临时安排发电机组开机，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

(4) 由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时压减发电机组出力或临时安排发电机组停机，造成发电机组在现货市场偏差结算中亏损；

(5) 由于系统运行需要安排发电机组在运行日开机，产生了相应的启动费用，发电机组在电能量市场中的收益无法覆盖启动费用；

(6) 其他可能的情况。

现阶段，当发电机组每小时生产运行所产生的成本费用（或发电机组报价费用）与发电机组在现货电能量市场中的收益之差大于零时，根据两者之差及现货正偏差结算电量占小时总上网电量的比例计算发电机组系统运行补偿费用，单独计算和补偿启动补偿费用。在市场结算环节对相关补偿费用进行补偿。后续研究优化系统运行补偿费用计算方式，考虑机组各小时发电收入与运行成本差值的盈亏互补，按日进行补偿。

市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算冷备用补偿费用，不再按贵州电力调峰辅助服务市场规则计算启停调峰补偿。

8.1.2 运行补偿费用计算

发电机组运行补偿费用以小时为单位进行计算。

(1) 运行成本费用计算

在第 t 小时，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{op_cost,i,t} = \max \left\{ \left[Q_{i,t,实际} \times C_{核定成本,i} - (1 - \beta_{i,t}) \times P_{i,min} \times C_{核定成本,i} \times (1 - d_i) \times 1h \right], 0 \right\} - Q_{i,t,实际} \times C_{变动成本补偿标准,i}$$

其中， $R_{op_cost,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的机组运行成本费用；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$C_{核定成本,i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）；

$P_{i,min}$ 表示发电机组 i 的最小技术出力；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

$1h$ 表示时长为 1 小时；

$C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 表示若机组 i 被纳入变动成本补偿范围， $C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准；若机组 i 未被纳入变动成本补偿范围， $C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 为 0。变动成本补偿机组范围以及变动成本补偿标准按有关规定执行；

$\beta_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时最小技术出力成本补偿系数。发电机组在第 t 小时内的八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段）出现下述情况时，第 t 小时的最小技术出力成本不纳入全天运行补偿费用的计算范围， $\beta_{i,t}$ 取值为 0，未出现下述情况时取值为 1。

热电联产机组处于供热状态时段；

非系统运行原因调试机组调试时段；

非系统运行原因必开机组运行日内所有小时。

(2) 报价费用计算

$$R_{op_offer,i,t} = (1 - d_i) \times \left(\frac{\min(P_{i,t\text{实际(发电)}}, P_{i,\min})}{P_{i,\min}} \times C_i^{\text{pmin}} \times \beta_{i,t} + \int_{P_{i,\min}}^{\max(P_{i,t\text{实际(发电)}}, P_{i,\min})} C_{offer,i} dP \right) \times 1h$$

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

其中， $R_{op_offer,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的报价费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量；

$P_{i,t,实际(发电)}$ 表示发电机组 i 实际发电量 $Q_{i,t,实际(发电)}$ 对应的平均发电负荷，数值上等于 $Q_{i,t,实际(发电)}$ ；

$P_{i,min}$ 表示发电机组 i 的最小技术出力；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

C_i^{pmin} 为机组申报的最小技术出力费用；

1h 表示 1 小时；

$C_{offer,i}$ 表示发电机组 i 的报价曲线，报价曲线对应的机组出力范围为最小技术出力至额定有功功率。当发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量对应的平均发电负荷（数值上等于实际发电量）大于机组的额定有功功率时，超出额定有功功率部分的报价值等于发电机组的最后一段报价，并以此计算报价曲线的积分值。

(3) 现货电能量市场收益计算

在第 t 小时，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{i,t} = Q_{i,t,日前} \times LMP_{i,t,日前} + (Q_{i,t,实际} - Q_{i,t,日前}) \times LMP_{i,t,实时}$$

其中， $R_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,日前}$ 表示发电机组 i 第 t 小时的日前中标电量；

ω_t 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的日前结算价格（每 15 分钟日前节点价格的算术平均值）；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$LMP_{i,t,实时}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的实时结算价格（每 15 分钟实时节点价格的算术平均值）。

(4) 不纳入运行补偿费用计算范围的情形

一般情况下，发电机组每小时的运行补偿费用根据该小时发电机组运行成本费用（或报价费用）及启动费用之和，与该小时现货电能量市场收益之和的差值进行计算。

当发电机组 i 在第 t 小时内出现下述情况时，八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段），若有一个及以上交易时段出现如下情形，则第 t 小时的相关费用不纳入系统运行补偿费用的计算范围。

- ① 当热电联产机组处于供热电力负荷下限时；
- ② 当发电机组在运行日内存在非系统运行原因的调试（试验）时段时；
- ③ 当发电机组在运行日被设置为非系统运行原因必开机组时；
- ④ 当发电机组因非系统运行原因发生限低时；
- ⑤ 当发电机组因非系统运行原因发生限高且限高容量占机组额定容量比例高于一定数值时（具体数值在结算试运行方案中明确）；
- ⑥ 当发电机组由于自身原因发生非计划停运（包括未按照电力调度机构要求的时间并网）或发电机组出现临

时故障需要固定出力时；

⑦ 当发电机组实时发电计划执行偏差率不满足要求时；

⑧ 当机组处于一次能源约束时。

(5) 运行补偿费用计算

发电机组运行补偿费用以小时为单位进行计算，按照下式计算：

$$R_{op_compensate,i,t} = \max \left\{ \min (R_{op_cost,i,t}, R_{op_offer,i,t}) - R_{i,t} \right\} \times m_{i,t}, 0 \left. \vphantom{R_{op_compensate,i,t}} \right\}$$

$$m_{i,t} = \min \left\{ 1, \max \left\{ \left| 1 - \left(Q_{i,t,转让前代购} + Q_{i,t,转让前中长期} \right) / Q_{i,t,实际} \right|, 0 \right\} \right\}$$

其中， $R_{op_compensate,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时应获得的运行补偿费用。 $m_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的补偿系数，按小时计算； $Q_{i,t,转让前代购}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时转让前的机组代购市场电量合约结算电量； $Q_{i,t,转让前中长期}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时转让前的年度、月度中长期合约电量（含跨省中长期合约电量）； $Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量。

(6) 启动费用计算

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。发电机组的实际并网时间在运行日内时，根据相应的启动费用计算该运行日的启动补偿费用。

发电机组实际的启动状态（冷态/温态/热态）根据调度自动化系统记录的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 < 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 \leq 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。

若发电机组在运行日内出现一次以上的启动过程，根据每一次启动的实际停机时间信息计算相应的启动费用。因系统运行原因突破最小连续停机时间约束的机组，按照机组申报的启动费用的给定倍数（ $\xi 2$ ）计算启动补偿费用。

不纳入启动补偿费用计算范围的情形

当发电机组出现下述情况时，机组在运行日产生的启动费用不纳入启动补偿费用的计算范围：

- a. 发电机组申报了运行日的供热计划；
- b. 发电机组申报了非系统运行原因调试（试验）计划；
- c. 机组上一次停机属于机组在日前电能量市场中标且纳入机组组合，因自身原因发生的临时跳闸停运；

d. 发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行。

(7) 运行补偿费用支付和分摊

发电机组运行补偿费用以月度为单位按当月市场化用电量比例分摊，并设置度电分摊上限，超出上限后按照上限确定的总费用与应支付总费用的比例支付，具体按照《贵州电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

8.2 机组返还电费及考核电费

8.2.1 机组日内临时非计划停运偏差费用返还

出现以下情况之一时，认定为机组日内临时非计划停运：

(1) 机组在日前电能量市场中中标且纳入机组组合，因自身原因发生临时跳闸，影响运行日的开机运行；

(2) 机组在日前电能量市场中中标且纳入机组组合，因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网，且延迟并网时间超过 30 分钟。

临时非计划停运的时段按照如下规则进行认定：

(1) 机组因自身原因临时跳闸时，从发生跳闸时刻的上一个整点时刻起，至机组重新并网后的下一个整点时刻，之间的时段计为临时非计划停运时段。若机组在竞价日内发生自身原因临时跳闸且影响运行日的开机运行，临时非

计划停运时段的起点时刻计为运行日的 0:00。若机组因自身原因跳闸后，在运行日内机组向电力调度机构报备恢复可用状态，临时非计划停运时段的终点时刻计为机组向电力调度机构报备恢复可用状态的下一个整点时刻。若机组因自身原因跳闸后，在运行日内机组未向电力调度机构报备恢复可用状态且未重新并网，临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日的 24:00。

(2) 机组因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网且延迟并网时间超过 30 分钟时，从日前电能量市场出清的并网时刻（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时刻）顺延 30 分钟的上一个整点时刻起，至机组实际并网时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为临时非计划停运时段。若机组在运行日内因电厂自身原因未并网，临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日的 24:00。

当机组在实时运行中出现日内临时非计划停运时，应将临时非计划停运时段内对应的现货电能量市场结算收益返还。机组完成大修后调试期间发生的跳闸，不纳入机组日内非计划停运偏差费用返还计算。

机组日内临时非计划停运所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{临时非计划停运收益}} = \sum_t^{t \in \text{临时非计划停运时段}} \left[(Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \times (LMP_{i,t,\text{实时}} + C_{\text{度电补偿标准},i} - C_{\text{核定成本},i}) \right]$$

其中， t 为机组*i*发生日内临时非计划停运的时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i,t,\text{日前}}$ 为机组*i*日前电能量市场中第*t*小时的中标电量；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 为机组*i*实际运行后第*t*小时的实际上网电量；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第*t*小时内机组*i*所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

$C_{\text{核定成本},i}$ 为发电机组*i*的核定平均发电成本价格（单值）；

$C_{\text{变动成本补偿标准},i}$ 为机组*i*的变动成本补偿标准，暂为 0。

当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} \leq 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算返还费用；当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{临时非计划停运收益}}$ 的等额资金返还。

机组因自身原因临时跳闸导致的临时非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不纳入启动补偿费用计算。

机组日内临时非计划停运偏差费用返还按照《贵州电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

8.2.2 机组实时发电计划执行偏差费用返还

发电机组*i*的实时发电计划在时段*t*的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,指令} - P_{i,t,实际}|}{P_{i,t,指令}}$$

其中， t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i,t,指令}$ 为第 t 时段中电力调度机构向发电机组下达的出力指令；

$P_{i,t,实际}$ 为第 t 时段中发电机组的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda$ 时（ λ 为发电计划允许的偏差率），实时发电计划执行偏差时段内，对应的现货电能量市场结算费用返还。市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算发电计划偏差考核费用。

发电机组的发电计划运行执行偏差率分为非实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{非实时调频中标}$ 和实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{实时调频中标}$ 。

实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{实时调频中标}$ 按照以下公式计算：

$$\lambda_{实时调频中标} = \lambda_{非实时调频中标} + \text{实时调频中标容量} / \text{实时发电计划指令}$$

实时发电计划执行偏差时段按照如下规则进行认定：

从机组不满足实时发电计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至机组重新满足实时发电计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为实时发电计划执行偏差时段。

机组实时发电计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时发电计划执行偏差}} = \sum_{t \in \text{发电计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,t, \text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times (1 - d_i) \times 1h \right) \times (LMP_{i,t, \text{实时}} + C_{\text{变动成本补偿标准, } i} - C_{\text{核定成本, } i}) \right]$$

其中， t 为机组*i*实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i,t, \text{实际}}$ 为机组实际运行后第*t*小时的实际上网电量；

P_{t-1} 、 P_{t-2} 、 P_{t-3} 、 P_{t-4} 分别为第*t*小时内每个 15 分钟电力调度机构向发电机组*i*下达的出力计划指令；

d_i 为机组*i*的综合厂用电率；

1h 为 1 小时；

$LMP_{i,t, \text{实时}}$ 为第*i*小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

$C_{\text{核定成本, } i}$ 为机组核定发电成本价格（单值）；

$C_{\text{变动成本补偿标准, } i}$ 暂为 0。

当 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}} \leq 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算费用返还；当 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}}$ 的等额资金返还。

并网发电机组有如下情况之一时，相应的时段不计为实时发电计划执行偏差时段，不进行本节所述实时发电计划执行偏差费用返还：

- (1) 一次调频正确动作导致的偏差；

(2) 机组启动和停运过程中的偏差；

(3) 机组发生日内临时非计划停运所导致发电计划执行偏差时，按照本细则 8.3.2 节的规定处理；

(4) 因系统安全需要调整的发电计划曲线变动率超出机组调节能力或非深度调峰时段，因系统安全需要调整的发电计划高于机组可调出力上限或低于机组可调出力下限时；

(5) 机组处于深度调峰状态的前 30 分钟或后 30 分钟时。

机组实时发电计划执行偏差费用返还按照《贵州电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

8.2.3 机组限高考核电费

机组发生限高指机组的出力上限未达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力）的情况。机组发生一次限高是指机组向电力调度机构申报限高后，又申报解除限高的过程。直接参与交易的市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关要求计算等效停运时间。

发电机组实际发生限高的时段，按以下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_1]$$

其中， n 为机组发生实际限高的时段，以小时为单位进

行累计；

P_{\max} 为机组的额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力）；

$P_{\text{限高}}$ 为机组的限高最大出力；

T_t 为第 t 小时内机组实际发生限高的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组所在节点的实时电能市场结算价格（每 15 分钟实时电能市场节点价格的算术平均值）；

α_1 为限高考核系数。

在同一自然月内，若同一电厂的发电机组发生限高与限低次数之和超过 N 次，超出 N 次的次数按照上述公式计算得到的限高/限低费用返还的 2 倍进行费用返还。

机组限高考核电费按照《贵州电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

8.2.4 机组限低考核电费

机组发生限低指机组的出力下限未达到并网调度协议中最小稳定技术出力的情况。机组发生一次限低是指机组实际发生限低后，向电力调度机构申报解除限低的过程。必开机组由电力调度机构指定的必开出力下限等情况不纳入限低考核。

直接参与交易的市场机组不再执行南方区域“两个细则”的限低考核，相关的考核费用不再纳入“两个细则”

结算。

在发电机组实际发生限低的时段，按照如下公式计算费用返还：

$$R_{\text{限低}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_2]$$

其中， n 为机组实际发生限低的时段，以小时为单位进行累计；

P_{min} 为机组的最小稳定技术出力；

$P_{\text{限低}}$ 为机组的限低最小出力（若机组为供热机组， P_{min} 为实际供热下限，若机组自主申报降低运行下限参与调峰， P_{min} 为最小可调出力）；

T_t 为第 t 小时内机组实际发生限低的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_2 为限低考核系数。

在同一自然月内，若同一电厂的发电机组发生限高与限低次数之和超过 N 次，超出 N 次的次数按照上述公式计算得到的限高/限低费用返还的 2 倍进行结算。

机组限低考核电费按照《贵州电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

8.3 新能源考核

8.3.1 新能源考核机制

新能源场站配套储能充放电功率与新能源本体作为一个整体纳入预测偏差考核。现货市场运行期间，报量报价的新能源场站暂不按照“两个细则”新能源场站预测偏差考核条款执行。其余场站仍然按照“两个细则”预测相关条款执行。对于短期与超短期功率预测上报为空值的时刻，预测值按 0 计算考核。

8.3.2 日前预测偏差考核

参与市场的新能源场站按照如下方法开展日前预测偏差考核，当新能源场站参与上报率考核时，不参与准确率考核，当新能源场站参与准确率考核时，不考核上报率。

预测上报率：新能源场站日前功率预测数据每日上报率按日统计，按日考核。上报率低于 100% 的，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当日装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

预测准确率：新能源场站日前功率预测结果按日统计，按日考核。准确率算法为：

$$ACC_{\text{日前}} = \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{P_{Mi}} \right)^2} \right) \times 100\% , P_{Mi} \geq 0.2Cap \\ \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{0.2Cap} \right)^2} \right) \times 100\% , P_{Mi} < 0.2Cap \end{array} \right\}$$

其中：限电时刻 P_{Mi} 为 i 时刻的可用功率，不限电时刻

P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， P_{Pi} 为日前对 i 时刻的预测功率， Cap 为新能源场站当日装机容量。

风电场短期功率预测结果中日前预测准确率应不低于 60%，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当日装机容量 $\times 0.4 \times A3$ 小时的标准进行考核。 $A3$ 为风电日前功率预测准确率考核系数，默认为 1。

光伏电站短期功率预测结果中日前预测准确率应不低于 65%，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当月装机容量 $\times 0.2 \times A3$ 小时的标准进行考核。 $A3$ 为光伏中期功率预测准确率考核系数，默认为 1。

其它可不纳入准确率统计条款与两个细则保持一致。

8.3.3 实时预测偏差考核

参与市场的新能源场站按照如下方法开展实时预测偏差考核，当新能源场站参与上报率考核时，不参与准确率考核，当新能源场站参与准确率考核时，不考核上报率。

预测上报率：新能源场站实时功率预测数据每日上报率按日统计，按日考核。上报率低于 100% 的，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当日装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

预测准确率：新能源场站超短期（实时功率第 15 分钟至第 4 小时）的预测结果按日进行统计，按日进行考核。

准确率算法为：

$$ACC_{15\text{分钟}} = \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{P_{Mi}} \right)^2} \right) \times 100\% , P_{Mi} \geq 0.2Cap \\ \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{0.2Cap} \right)^2} \right) \times 100\% , P_{Mi} < 0.2Cap \end{array} \right\}$$

其中：限电时刻 P_{Mi} 为 i 时刻的可用功率，不限电时刻 P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， P_{Pi} 为超短期功率预测平均值， Cap 为新能源场站当日装机容量。

风电场超短期功率预测结果第 15 分钟预测准确率应不低于 65%，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当月装机容量 $\times 0.4 \times A4$ 小时的标准进行考核。 $A4$ 为风电超短期功率预测准确率考核系数，默认为 1。

光伏电站超短期功率预测结果第 15 分钟预测准确率应不低于 70%，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当月装机容量 $\times 0.2 \times A4$ 小时的标准进行考核。 $A4$ 为光伏中期功率预测准确率考核系数，默认为 1。

其它可不纳入准确率统计条款与两个细则保持一致。

8.3.4 新能源超额获利回收及返还电费

新能源超额获利回收及返还电费是指为规范新能源机组合理预测发电量，降低新能源机组申报套利行为，当新能源发电实际出力曲线与日前现货市场出力计划曲线出现偏差时，对于新能源市场分时偏差电量超出允许偏差范围的，将价差收益进行回收，并将该部分费用在新能源场站中进行返还。

新能源出力受限时段，受限场站对应的受限时段不计算超额获利回收资金。

新能源场站日前现货市场出清曲线在某时段的偏差率 λ_t 按如下公式计算：

$$\lambda_t = \frac{|Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{上网},t}|}{Q_{\text{上网},t}}$$

其中， $Q_{\text{日前},t}$ 为新能源场站日前市场 T 时段出清电量； $Q_{\text{上网},t}$ 为新能源场站实时市场 T 时段上网电量。当 $\lambda_t > \lambda_0$ 时，须计算偏差所对应的收益，并将所得收益回收。 λ_0 表示新能源场站分时偏差电量允许偏差范围。现阶段，新能源场站分时偏差电量允许偏差率为 γ 。新能源场站超额获利计算公式如下：

当 $Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{上网},t} > \lambda_0 \times Q_{\text{上网},t}$ ，且 $P_{\text{日前},t} > P_{\text{实时},t}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{\text{新能源超额获利}} = [Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{上网},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{上网},t})$$

当 $Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t} > \lambda_0 \times Q_{\text{上网},t}$ ，且 $P_{\text{日前},t} < P_{\text{上网},t}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{\text{新能源超额获利}} = [Q_{\text{上网},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{日前},t}] \times (P_{\text{上网},t} - P_{\text{日前},t})$$

其中， $R_{\text{新能源超额获利}}$ 为新能源场站超额获利回收电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为新能源场站日前市场 T 时段出清电量；

$Q_{\text{上网},t}$ 为新能源场站实时市场 T 时段上网电量；

λ_0 表示分时偏差电量允许偏差范围；

$P_{\text{日前},t}$ 为新能源场站所在节点日前市场 T 时段结算价格；

$P_{\text{上网},t}$ 为新能源场站所在节点实时市场 T 时段结算价格。

新能源超额获利回收资金由新能源场站按实际上网电

量比例返还，返还方式如下：

$$R_{\text{新能源超额获利返还}} = R_{\text{新能源超额获利}} \times \frac{Q_{\text{上网电量}}}{\sum Q_{\text{上网电量}}}$$

其中， $R_{\text{新能源超额获利返还}}$ 为应返还给新能源场站的偏差收益； $Q_{\text{上网电量}}$ 为新能源场站的实际上网电量。

8.4 用户侧偏差收益转移

对于用户侧实时市场分时偏差电量进行事后计算判断，超出允许偏差范围的，将用户允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益回收。允许偏差范围为实际分时电量 λ_0 及以内。

偏差收益计算公式如下：

当 $Q_{\text{申报},t} > Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一},t} > P_{\text{日前统一},t}$ 时，

$$C = \sum [Q_{\text{申报},t} - Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t})；$$

当 $Q_{\text{申报},t} < Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一},t} < P_{\text{日前统一},t}$ 时，

$$C = \sum [(Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{申报},t})] \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})。$$

其中：

C 为需转移的用户偏差收益；

$Q_{\text{用电},t}$ 为 T 时段用户实际用电量，已扣减该时段可再生合约分解电量；

$Q_{\text{申报},t}$ 为日前市场申报的该时段需求电量，已扣减该时段需求侧响应中标容量折算电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 T 时段统一结算点电价；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 T 时段统一结算点电价；

λ_0 为允许的偏差比例。

用户侧产生的收益回收费用按照《贵州电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

9 市场力检测及缓解

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力检测与缓解，根据市场运行需要和技术条件，可采取包括但不限于下述事前、事中和事后措施中的一项或多项。

9.1 事前措施

9.1.1 报价行为测试

(1) 对比发电机组电能量报价与行为测试参考价格，当发电机组电能量报价小于等于行为测试参考价格时，该发电机组被认定通过行为测试；当发电机组电能量报价大于行为测试参考价格时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价超过行为测试参考价格的部分替换为行为测试参考价格，作为该机组报价参与现货市场出清。行为测试参考价格作为市场参数管理，分不同类型机组设置。

(2) 计算发电机组电能量平均报价与自身近 30 天平均报价水平的比值，当该比值不超过阈值时，该发电机组被认定通过行为测试；当该比值超过阈值时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价乘以该比

值的倒数，作为该机组报价参与市场出清。阈值作为市场参数管理，分不同类型机组设置。

9.1.2 供应紧张情况下的报价限制

电力调度机构发布的电力供应风险预警生效期间，可视需要调整影响区域机组运行日的市场申报上限，将各类型机组的变动成本（扣除变动成本补偿标准）乘以一定比例系数作为该类型机组的申报价格上限。比例系数作为市场参数管理。

9.2 事中措施

具备技术条件后开展影响测试与市场力缓解：在市场出清过程中，基于松弛部分网络约束对比、寡头测试等方法计算发电机组对市场价格的影响，对影响超过价格阈值的机组，将其电能量报价超过影响测试参考价格（低于行为测试参考价格）的部分替换为影响测试参考价格，重新进行出清。以上计算迭代过程不超过 2 次。价格阈值、影响测试参考价格等作为市场参数管理，影响测试参考价格分不同类型机组进行设置。

9.3 事后措施

研究开展电厂超额收益测算与回收。按月度或季度计算各电厂的综合收益，并与其合理收益相比较得到其超额收益，通过单寡头测试法、剩余供应商指数法等方法之一统计电厂在全月或全季度中具有行使市场力能力的时段数

占总时段数的比例，将该比例作为返还系数，将超额收益中对应占比部分进行一次回收，并返还市场用户分享。

10 特殊情况处理机制

10.1 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，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。

10.2 自然灾害影响期处理机制

冰灾、山火、洪水、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。

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。

10.3 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（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在现货电能量市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货电能量市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化。

10.4 系统出清异常处理机制

当技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。

若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。

若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。

若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照《贵州电力市场结算实施细则》中结算差错退补的相关原则进行电费的追退补。

10.5 电力供不应求时段（未启动市场中止时）处理机制

在日前电能量市场、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，优先调用市场化需求侧响应资源。

若预计调用市场化需求侧响应资源可电力供应满足需求，则根据需求侧响应量调整负荷预测数据，根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

若市场化需求侧响应后，电力供应仍不满足需求，则根据相关规定启动有序用电方案，直至电力供应满足需求，并根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

市场化需求侧响应的运行规则另行制定。

10.6 深度调峰处理机制

允许具备在最小技术出力以下一定范围内平稳运行条件的燃煤机组，按日在日前市场申报最小可调出力及最小可调出力费用，并以该最小可调出力作为首段报价出力区间起点，同步开展报量报价，全时段参与现货电能量交易出清。报价范围从最小可调出力至装机容量之间，最多可申报 10 段报价。开机曲线终点、停机曲线起点在已申报的开停机曲线上，按最小可调出力为基准截断。若考虑各类优化手段后系统仍然存在调峰需求，按以下方式形成深度调峰序列，依次调用以满足深度调峰需求，补偿费用按照“两个细则”有关规定计算。

10.6.1 深度调峰调用方式

（1）当运行日存在负备用容量不满足备用要求或负荷平衡约束不满足的时段时，相应时段可启动深度调峰机制。

(2) 若日前电能量市场存在负备用容量不满足负备用要求或负荷平衡约束不满足的时段，根据相应时段安全约束机组组合（SCUC）程序计算得到的机组组合结果，在状态为开机的常规燃煤机组中，剔除相应时段在调频辅助服务市场预出清及由于电网安全运行要求不能压减出力的发电机组，按照机组深度调峰市场规则形成深度调峰序列。

(3) 若实时电能量市场存在负备用容量不满足备用要求或负荷平衡约束不满足的时段，根据当前时段的实际机组组合结果，在状态为开机的常规燃煤机组中，剔除相应时段在调频辅助服务市场出清及由于电网安全运行要求不能压减出力的发电机组，按照机组深度调峰市场规则形成深度调峰序列。

(4) 从深度调峰序列的第一台发电机组开始，逐台机组安排至深度调峰出力发电，直至相应时段的负备用容量满足备用要求或负荷平衡约束满足为止。参与深度调峰的发电机组的出力固定为机组的深度调峰出力，不参与电能量市场优化；相应的时段内该台机组不参与电能量市场定价，作为电能量市场价格接受者。

(5) 若深度调峰序列中所有机组的深度调峰出力均已被调用，仍无法满足实时系统备用要求或实时负荷平衡约束无法满足，电力调度机构可根据系统运行情况采取应急停机等措施，保障系统电力平衡和频率稳定。

10.7 市场中止与恢复

10.7.1 触发条件与程序

10.7.1.1 市场干预的条件与程序

为及时有效消除短期内可恢复的异常情况对系统运行及现货市场影响，保证电力系统安全稳定运行，市场运营机构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，并发布公告，在 48 小时内向市场主体发布相关说明，及时向省级政府有关主管部门和能源监管机构报告，干预时长不超过 72 小时。可触发现货市场干预的条件主要包括：

（1）发生技术支持系统或网络异常等情况影响现货系统正常运行，日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清，或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清；

（2）发生台风、山火、强降雨等极端自然灾害，可能严重影响电力供应或系统安全；

（3）发生重大电网故障等情况导致网络拓扑发生重大变化；

（4）电网主备调切换；

（5）为保证电网安全运行需要触发干预机制的其他情形。

10.7.1.2 市场中止的条件与程序

在现货市场干预超过 72 小时仍未恢复运行，或者市场

运营机构在现货市场动态监控中预见或者发现以下情况之一时，市场运营机构应向政府有关主管部门和能源监管机构报告有关情况，经研究评估市场影响及后续趋势，并采取应急措施后，视情况做出中止现货市场的决定。

（1）电力系统严重故障。根据《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令 第 599 号）的有关规定，对实时运行期间省级电网触发一般及以上级别电力安全事故，需开展大规模事故处置时；或发生台风、山火、地震等极端自然灾害，主网受到严重破坏，出现发输变电设施大范围非计划停运等极端情况，导致现货市场无法正常组织超过 72 小时。

（2）电力市场技术支持系统严重故障。现货市场技术支持体系（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障或电力二次系统网络与信息安全事故，导致现货市场交易无法正常组织超过 72 小时。

（3）电力供应严重短缺。根据《有序用电管理办法》（发改运行〔2011〕832 号）和各地对电力供应预警的有关标准，全省电力缺口超过当期最高负荷的 10%以上。

（4）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须立即进行重大修改。

（5）影响电网安全稳定供应或现货市场正常平稳运行的其他重大情形。

现货市场中止后，运营机构应向市场主体发布公告，说明市场中止的原因、市场中止开始时间和市场中止预期结束时间。

10.7.2 处理措施

10.7.2.1 短期内可恢复

短期内可恢复的情形一般为市场中止 7 天及以下，采用如下的处理措施：

（1）日前电能量市场中止时，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、非市场机组计划、外送电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。若运行日的实时电能量市场正常运行，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。

（2）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，若日前电能量市场正常运行，以日前电能量市场中相同时段的价格作为实时电能量市场价格。

（3）若日前和实时电能量市场均中止时，相应时段内

不开展日前和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，综合考虑运行日统调负荷预测、非市场机组计划、外送电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。运行日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，以运行日实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日各结算时段用户侧统一结算点价格的算术平均值作为运行日的日前和实时电能量市场出清结果。

10.7.2.2 短期内无法恢复

短期内无法恢复的情形一般为市场中止 7 天以上，采用如下的处理措施：

（1）电力调度机构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、省间送受电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。运行日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。

（2）电力交易机构按照应急预案，参照非现货模式下

的交易结算原则，对实际发电、用电进行结算。

10.7.3 市场恢复程序

市场运营机构持续跟踪研判市场风险，并在市场中止恢复前完善市场方案、参数或应急措施。具备市场恢复条件后，市场运营机构应向政府有关主管部门和能源监管机构提出恢复现货市场运行申请，经批准同意后，发布现货市场恢复公告并恢复市场运行。