

附件 2

辽宁省现货电能量市场交易实施细则

（试行 5.0 版征求意见稿）

第一章 总则

第一节 总述

第一条 为指导、规范、明确辽宁省现货电能量市场（下文简称“现货市场”）组织工作，促进清洁能源消纳，保障经营主体合理权益，制定本细则。

第二条 本细则适用于辽宁现货市场的运营、管理、组织与实施。

第二节 经营主体范围

第三条 现货市场成员包括经营主体、市场运营机构和电网企业。

第四条 经营主体包括满足准入条件的各类发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体等。

参与现货市场交易的各类经营主体应符合国家和辽宁省有关注册条件，满足参与现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在电力交易机构注册，遵守电力市场运营规则，接受政府主管部门及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。

各市场成员具体权责遵循《辽宁省电力市场运行规则》、《辽宁省电力中长期交易衔接实施细则》、《辽宁省电力市场计量管理实施细则》、《辽宁电力市场注册管理实施细则》。

每年 1 月 31 日和 7 月 31 日更新经营主体连接关系。其中，电力调度机构建立 10 千伏及以上电压等级接网的发电侧经营主体 220 千伏节点档案和 10 千伏以上电压等级接网的独立新型储能 220 千伏节点档案。电网企业建立各电压等级接网的用户侧经营主体 220 千伏节点档案以及 10 千伏以下电压等级接网的发电侧经营主体、10 千伏及以下电压等级接网的独立新型储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目 220 千伏节点档案。

第五条 发电企业

（一）公用燃煤。公用燃煤机组包括 220 千伏及以上公用燃煤机组（含绥中电厂一、二号机组，不含背压机组）、背压机组（依据项目建设核准文件）和 66 千伏及以下公用燃煤机组。

220 千伏及以上公用燃煤机组通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞争价，日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织均依据优化结果形成发电计划。

背压机组和 66 千伏及以下公用燃煤机组按自然年以供热期、非供热期自愿选择“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞争价或“不报量不报价”的方式参与现货市场，作为

市场出清的边界条件。“报量报价”参与现货市场时日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织均依据优化结果形成发电计划。选择“不报量不报价”参与现货市场的，其市场出清条件由电力调度机构参考同类型机组确定（由电力调度机构提供发电计划曲线）。

220 千伏及以上公用燃煤机组、选择“报量报价”参与现货市场的 66 千伏及以下公用燃煤机组、选择“报量报价”参与现货市场的背压机组下文简称竞价公用燃煤机组。

（二）新能源场站。新能源场站（风电、太阳能发电）上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

集中式风电、光伏以及按集中式管理的分散式风电、分布式光伏场站通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞争价。日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织均依据优化结果形成发电计划。

集中式风电、光伏以及按集中式管理的分散式风电、分布式光伏场站应具备独立计量、独立控制、独立预测、独立遥测等功能。由于历史原因暂不满足条件的，现阶段以“不报量不报价”的方式参与现货市场，其市场出清条件由电力调度机构参考同类型场站确定（由电力调度机构提供功率预测曲线）。

分散式风电、分布式光伏场站按自然年自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞争价或“不报量不报价”

的方式参与现货市场，作为市场出清的边界条件。

分散式风电、分布式光伏场站选择“报量报价”的方式参与现货市场应具备独立计量、独立控制、独立预测、独立遥测等功能。选择“不报量不报价”参与现货市场的，其市场出清条件由电力调度机构参考同类型场站确定（由电力调度机构提供功率预测曲线）。

（三）核电机组。核电机组通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价。核电机组不纳入可靠性机组组合启停优化范畴，仅参与发电计划优化计算，机组状态由核电机组自行申报，电力调度机构审核通过后执行。实时市场中核电机组按照日前形成的发电终计划曲线优先出清。

（四）燃气机组（暂缺，下同）。燃气机组是指以天然气为燃料，由燃气发动机、发电机、控制装置、开关装置和辅助设备等联合组成的独立供电电源。220千伏及以上燃气机组通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价。日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织均依据优化结果形成发电计划。

（五）按公用电厂管理的自备电厂。按公用电厂管理的自备电厂按自然年通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价或“不报量不报价”的方式参与现货市场，作为市场出清的边界条件。“报量报价”参与现货市场时（下文简称“按公用电厂管理的竞价自备电厂”）日前可靠性机组组

合及发电计划交易组织、实时市场交易组织均依据优化结果形成发电计划。选择“不报量不报价”参与现货市场的，其市场出清条件由电力调度机构参考同类型机组确定（由电力调度机构提供发电计划曲线）。

第六条 市场用户。市场用户包括直接参与批发市场的电力用户（下文简称“批发用户”）、售电公司与电网企业代理购电。其中，日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织环节市场用户无需申报，采取负荷预测进行优化出清。批发用户、售电公司按自然年自愿选择参与日前市场，自愿参与日前市场的批发用户、售电公司申报运行日的量价曲线。

第七条 新型经营主体

新型经营主体包括独立新型储能（电化学储能、热储能）、虚拟电厂、并网型绿电直连项目等。

（一）独立新型储能

1. 电化学储能

（1）基本要求。电化学储能需准确地向电力调度机构传输实时充放电功率、荷电状态等运行信息。

（2）参与现货市场方式。66 千伏及以上的电化学储能通过“报量报价”的方式参与现货市场竞价。日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织均依据优化结果形成充（放）电计划，其中实时市场继承发电终计划充

放电状态。10 千伏及以下的电化学储能按自然年自愿选择“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价或“不报量不报价”的方式参与现货市场。选择“报量报价”参与现货市场时需具备独立分时计量和 AGC 功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格。选择“不报量不报价”参与现货市场的，其市场出清条件由电力调度机构参考同类型储能确定（由电力调度机构提供充（放）电计划曲线）。电化学储能参与现货市场时，其申报、出清和调用曲线均为上网电力曲线。66 千伏及以上的电化学储能和选择“报量报价”参与现货市场的 10 千伏及以下的电化学储能下文简称竞价电化学储能。

（3）电化学储能参与现货市场与调频市场衔接方式。电化学储能可按自然日选择参与调频市场，D-1 日 08:15 前，向电力调度机构申报 D 日参与调频市场意愿，选择参与调频市场时日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织按零出清充放电功率。迟报、漏报或不报，则默认电化学储能 D 日不参与调频市场。其中新建电化学储能取得商运证明的次月 1 日起，可按自然日选择参与调频市场。参与调频市场的电化学储能综合调频性能指标平均值（ k_p^i ）不低于准入值 k_p^{th} ，若该电化学储能实际小时调频性能指标一年内累计 T_1 小时低于 k_p^{th} ，于次日起至年底取消调频资格。

2.热储能

热储能是指具备独立分时计量功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的储热装置。

参与现货市场的热储能其调节速率、响应时间、调节精度等参数满足相关要求，并具备直接通过电力调度机构 APC 系统或电力市场负荷侧运行管理平台接受调节指令的条件，反馈传输实时运行、可调节资源与第三方设备设施监测数据等信息。

具备全时段连续调节能力的热储能按自然年可自愿选择以“报量报价”的方式参与日前现货出清，或以“不报量不报价”的方式在日前市场申报用电曲线。选择“报量报价”的热储能日内原则上应严格执行日前可靠性机组组合及发电计划交易组织出清形成的用电计划曲线，作为实时现货市场的边界条件。

无法全时段连续调节的热储能，以“不报量不报价”的方式参与现货市场。选择“不报量不报价”参与现货市场的，其市场出清条件由电力调度机构参考同类型储能确定（由电力调度机构提供用电计划曲线）。

（二）虚拟电厂

虚拟电厂根据聚合资源类型及所在节点信息组建聚合单元，分为分布式发电类聚合单元、储能类聚合单元和负荷

类聚合单元。同一个虚拟电厂可聚合多个聚合单元，单个聚合单元内聚合资源应位于同一市场出清节点（初期暂定为220千伏及以上电压等级母线）。

分布式发电类聚合单元、储能类聚合单元和负荷类聚合单元均通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价。日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织均依据优化结果形成发（用）电计划。

（三）并网型绿电直连项目

并网型绿电直连项目作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面，初期，项目可以“报量不报价”方式参与电力现货市场，条件成熟时，逐步过渡至“报量报价”参与电力现货市场。“报量报价”参与现货市场时（下文简称竞价并网型绿电直连项目）日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时市场交易组织均依据优化结果形成发（用）电计划。

第八条 市场运营机构包括辽宁省级电力调度机构和辽宁省内电力交易机构。

第二章 市场衔接方式

第九条 中长期市场与现货市场的衔接。各类中长期交易合约应约定功率曲线或曲线形成方式。现货市场运行时，中长期交易合约仅作为结算依据管理市场风险，不作为调度执行依据。上级电力交易机构于D-2日提供D日省间政府合

约、跨区跨省中长期交易合约分时量价信息至电力交易机构；电力交易机构汇总后并于 D+1 日提供 D 日含省内中长期交易合约的各类中长期合约分时量价信息，并推送至电力调度机构与电网企业。

第十条 调频市场与现货市场的衔接。调频市场组织方式为日前申报、日前开展预出清、日内以小时为周期出清。日前，在终计划出清前，电力调度机构开展调频市场预出清，确定调频市场预出清的中标单元及其中标调频容量。预出清一次出清 24 小时结果，若某一小时内可靠性机组组合及发电预计划环节调频单元出力预计划为 0，则该小时该调频单元在调频市场中不得中标。日内，在整点时刻前，电力调度机构开展调频市场出清，确定调频中标单元及其中标调频容量。电力调度机构依据日内调频市场出清结果，实施调频辅助服务资源的调用。

参与调频辅助服务市场的经营主体与现货市场的详细衔接方式依据《辽宁省电力辅助服务（调频）市场实施细则》执行。

第十一条 省间与省内现货市场的衔接。省间现货市场的交易组织与实施按照《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）相关要求执行。省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式，省间现货市场依据

省内现货市场预出清（日前发电计划）结果开展校核。省间电力现货交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清。

第三章 日前可靠性机组组合及发电计划交易组织

第一节 组织方式

第十二条 日前可靠性机组组合及发电计划交易组织包括日前可靠性机组组合及发电预计划、日前发电终计划。

日前可靠性机组组合及发电预计划，以调度日前系统负荷预测作为需求，全部发电侧主体、新型经营主体参与，考虑可再生能源出力预测、省间送受电计划、经营主体的交易申报信息以及机组运行与电网运行边界条件等，通过安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序开展集中优化出清形成运行日开停机机组组合和发电预计划。

日前发电终计划，D-1 日 14:30，省间联络线终计划下发后，电力调度机构继承日前可靠性机组组合，经安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算，形成日前发电终计划。

第二节 缺省参数与核定参数

第十三条 现货市场开市前，经营主体申报缺省参数（见附件 2）。

（一）竞价公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂启动费用上下限 R_I 。

(二) 经营主体电能量报价上下限 R_2 。

(三) 市场出清价格上下限 R_3 。

(四) 发电企业核定成本： $C_{\text{核定成本}}$ 由省级成本监审部门核定后执行；核定前暂按本细则附件3中 $C_{\text{核定成本}}$ 数值执行。

(五) 发电成本曲线 C_j ： C_j 按照省发展改革委核定执行。

(六) 各时段合理收益率 $\pi_{t,DA}$ ： $\pi_{t,DA}$ 按照省发展改革委核定执行。

(七) 剩余供给指数临界值 ρ_0^{RSI} ： ρ_0^{RSI} 按照省发展改革委核定执行。

(八) 整体合理收益率 π_{DA} ： π_{DA} 按照省发展改革委核定执行。

第三节 日前经营主体运行边界条件

第十四条 机组需申报以下物理运行参数：

(一) 竞价公用燃煤机组用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1. 额定有功功率，单位为兆瓦。
2. 最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。
3. 综合厂用电率，单位为%。各电压等级的竞价公用燃煤机组设置供暖期和非供暖期的综合厂用电率（见附件4-6）。
4. 冷态启动通知时间（ E_I ），即机组处于冷态情况下（停机时间 T_2 小时）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单

位为小时。

5.热态启动通知时间(E_2)，即机组处于热态情况下(停机时间 T_3 小时)从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

6.典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至 $B_1\%$ 装机容量期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟，开机曲线持续时间范围为 E_3 小时，开机期间机组的开机曲线在现货市场中优先出清，不参与定价。

7.最小连续开机时间，即机组竞价开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；机组在最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，不参与机组组合优化。

8.最小连续停机时间，即机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；机组在最小连续停机时间内，原则上安排其连续停运，不参与机组组合优化。

9.最大发电能力(220 千伏及以上公用燃煤机组大于 $B_2\%$ 额定有功功率，不大于额定有功功率；竞价背压机组和竞价 66 千伏及以下公用燃煤机组不大于额定有功功率)。即 D 日可达到的最大等效发电有功出力，单位为兆瓦。竞价公用燃煤机组在每个月 T_4 号前向电力调度提供下个自然月每日的最大发电能力，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次

上报的最大发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

10.最小发电能力，即 D 日可达到的最小等效发电有功出力，单位为兆瓦；竞价公用燃煤机组申报最小发电能力要以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量。非供热期，竞价公用燃煤机组最小发电能力按照电力调度机构方式专业规定的范围执行；供热期，220 千伏及以上公用燃煤机组按照调度机构核定的最小运行方式动态更新；竞价背压机组和 66 千伏及以下竞价公用燃煤机组在每个月 T₄ 号前向电力调度提供下个自然月每日的最小发电能力（不大于最大发电能力），迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最小发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

11.电力调度机构所需的其他运行参数。

（二）核电机组用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1.额定有功功率，单位为兆瓦。

2.最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。

3.综合厂用电率，单位为%。核电机组设置供暖期和非供暖期的综合厂用电率（见附件 7）。

4.最大发电能力（不大于额定有功功率）。即 D 日可达到的最大等效发电有功出力，单位为兆瓦。核电机组在每个

月 T_4 号前向电力调度提供下个自然月每日的最大发电能力，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最大发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

5.最小发电能力（不大于最大发电能力）。即 D 日可达到的最小等效发电有功出力，单位为兆瓦。核电机组在每个月 T_4 号前向电力调度提供下个自然月每日的最小发电能力，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最小发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

6.电力调度机构所需的其他运行参数。

（三）燃气机组用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1.额定有功功率，单位为兆瓦。

2.最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。

3.冷态启动通知时间（ E_1 ），即机组处于冷态情况下（停机时间 T_5 小时）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

4.热态启动通知时间（ E_2 ），即机组处于热态情况下（停机时间 T_6 小时）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

5.典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至 $B_3\%$

装机容量期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟，开机曲线持续时间范围为 E_4 小时，开机期间机组的开机曲线在现货市场中优先出清，不参与定价。

6.最小连续开机时间，即机组竞价开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；机组在最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，不参与机组组合优化。

7.最小连续停机时间，即机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；机组在最小连续停机时间内，原则上安排其连续停运，不参与机组组合优化。

8.最大发电能力（不大于额定有功功率）。即 D 日可达到的最大等效发电有功出力，单位为兆瓦。燃气机组在每个月 T_4 号前向电力调度提供下个自然月每日的最大发电能力，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最大发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

9.最小发电能力（不大于最大发电能力）。即 D 日可达到的最小等效发电有功出力，单位为兆瓦。燃气机组在每个月 T_4 号前向电力调度提供下个自然月每日的最小发电能力，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最小发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情

况进行评估并定期修正。

10.电力调度机构所需的其他运行参数。

（四）新能源场站用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1.额定有功功率，单位为兆瓦。

2.综合厂用电率，单位为%。新能源场站按照同类型电源平均综合厂用电率执行（见附件8）。

3.电力调度机构所需的其他运行参数。

（五）按公用电厂管理的竞价自备电厂用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1.额定有功功率，单位为兆瓦。

2.综合厂用电率，单位为%。（见附件9）。

3.最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟，应与并网调度协议保持一致。

4.冷态启动通知时间（ E_1 ），即机组处于冷态情况下（停机时间 T_2 小时）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

5.热态启动通知时间（ E_2 ），即机组处于热态情况下（停机时间 T_3 小时）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

6.典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至 $B_1\%$ 装机容量期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟，开机曲

线持续时间范围为 E_3 小时，开机期间机组的开机曲线在现货市场中优先出清，不参与定价。

7.最小连续开机时间，即机组竞价开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；机组在最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，不参与机组组合优化。

8.最小连续停机时间，即机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；机组在最小连续停机时间内，原则上安排其连续停运，不参与机组组合优化。

9.最大发电能力（不大于额定有功功率）。即 D 日可达到的最大等效发电有功出力，单位为兆瓦。按公用电厂管理的竞价自备电厂在每个月 T_4 号前向电力调度提供下个自然月每日的最大发电能力，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最大发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

10.最小发电能力（不大于最大发电能力）。即 D 日可达到的最小等效发电有功出力，单位为兆瓦。按公用电厂管理的竞价自备电厂在每个月 T_4 号前向电力调度提供下个自然月每日的最小发电能力，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最小发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

11.电力调度机构所需的其他运行参数。

（六）竞价电化学储能用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1.额定功率，单位为兆瓦，即额定充放电功率，应与并网调度协议保持一致。

2.额定容量，单位为兆瓦时，指竞价电化学储能依据额定功率与额定功率充放电持续响应时间计算的额定容量。

3.最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。

4.最大、最小充放电功率，单位为兆瓦，即现货市场优化充放电功率上下限值，竞价电化学储能在每个月 T₄ 号前向电力调度提供下个自然月每日的最大、最小充放电功率；若迟报、漏报或不报，最大、最小充电功率默认分别为 0 和额定充电功率（以负值表示），最大、最小放电功率默认分别为额定放电功率（以正值表示）和 0。

5.最大、最小允许荷电状态，单位为%，即依据最大、最小充放电功率申报的调存储电量极限，若迟报、漏报或不报，最大、最小允许荷电状态默认为 100%和 0。

6.充电效率，单位为%，指竞价电化学储能系统充电过程中，增加的存储电量与输入系统的总电量的比值。

7.放电效率，单位为%，指竞价电化学储能系统放电过程中，实际输出的电能与存储电量减少量的比值。

8.日循环充放电次数，单位为次，指竞价电化学储能

现货市场优化过程中充电、放电累计容量达到 $B_4\%$ 最大允许荷电状态记为一次日循环充放电次数。

9. 电力调度机构所需的其他运行参数。

（七）热储能用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1. 最大、最小用电负荷，单位为兆瓦，即热储能各时段所能调节到的最大负荷与最小负荷，应与并网测试值保持一致。

2. 基础调节容量，单位为兆瓦，即调节时间内分时段最大、最小用电负荷之差的加权平均值，应与测试值保持一致。

3. 基础调节容量持续响应时间，单位为小时，即按照基础调节容量要求，可持续参与调节的基础时长，应与测试值保持一致。

4. 调节速率，单位为兆瓦/分钟，即热储能不同负荷功率区间的调节到目标功率值正负允许偏差范围内所能达到的最大功率调节速度，应与测试值保持一致。

5. 具有用电时长约束特性的热储能，需申报与用电时长约束特性相关调节资源的缺省运行参数。

6. 电力调度机构所需的其他运行参数。

（八）发电类虚拟电厂用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1. 额定有功功率，单位为兆瓦。

2.综合厂用电率，单位为%。（见附件 11）。

3.最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟，应与并网调度协议保持一致。

4.最大发电能力（不大于总额定有功功率）。即 D 日可达到的最大等效发电有功出力，单位为兆瓦。发电类虚拟电厂在每个月 T₄ 号前向电力调度提供下个自然月每日的最大发电能力，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最大发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

5.最小发电能力（不大于最大发电能力）。即 D 日可达到的最小等效发电有功出力，单位为兆瓦。发电类虚拟电厂在每个月 T₄ 号前向电力调度提供下个自然月每日的最小发电能力，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最小发电能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

6.电力调度机构所需的其他运行参数。

（九）储能类虚拟电厂用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1.额定功率，单位为兆瓦，即额定充放电功率，应与并网调度协议保持一致。

2.额定容量，单位为兆瓦时，指储能类虚拟电厂依据额定功率与额定功率充放电持续响应时间计算的额定容量。

3.最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。

4.最大、最小充放电功率，单位为兆瓦，即现货市场优化充放电功率上下限值，储能类虚拟电厂能在每个月 T₄ 号前向电力调度提供下个自然月每日的最大、最小充放电功率；若迟报、漏报或不报，最大、最小充电功率默认分别为 0 和额定充电功率（以负值表示），最大、最小放电功率默认分别为额定放电功率（以正值表示）和 0。

5.最大、最小允许荷电状态，单位为%，即依据最大、最小充放电功率申报的调存储电量极限，若迟报、漏报或不报，最大、最小允许荷电状态默认为 100%和 0。

6.充电效率，单位为%，指储能类虚拟电厂系统充电过程中，增加的存储电量与输入系统的总电量的比值。

7.放电效率，单位为%，指储能类虚拟电厂系统放电过程中，实际输出的电能与存储电量减少量的比值。

8.日循环充放电次数，单位为次，指储能类虚拟电厂在现货市场优化过程中充电、放电累计容量达到 B₄%最大允许荷电状态记为一次日循环充放电次数。

9.电力调度机构所需的其它运行参数。

（十）负荷类虚拟电厂用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1.合同容量，单位为兆瓦。

2.综合厂用电率，单位为%。（见附件 11）。

3.最大调节速率，单位为兆瓦/分钟，应与并网调度协议保持一致。

4.最大用电需求（不大于总额定合同容量）。即 D 日可达到的最大等效用电功率，单位为兆瓦。负荷类虚拟电厂在每个月 T₄ 号前向电力调度提供下个自然月每日的最大用电需求，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最大用电需求相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

5.最小用电需求（不大于最大用电需求）。即 D 日可达到的最小等效用电功率，单位为兆瓦。负荷类虚拟电厂在每个月 T₄ 号前向电力调度提供下个自然月每日的最小用电需求，迟报、漏报或不报的机组，采用最近一次上报的最小用电需求相关参数替代。电力调度机构根据历史数据及实际运行情况进行评估并定期修正。

6.电力调度机构所需的其他运行参数。

（十一）竞价并网型绿电直连项目用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1.额定有功功率，单位为兆瓦。

2.综合厂用电率，单位为%。（见附件 12）。

3.最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟，应与并网调度协议保持一致。

4.最大发电能力（不大于额定有功功率）。即 D 日可

达到的最大等效能力，单位为兆瓦。虚拟电厂在每个月 T₄ 号前向电力调度提供下个自然月每日的最大能力，迟报、漏报或不报的机组，采用上个自然月的最大能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据进行评估并定期修正。

5.最小发用电能力（不大于最大能力）。即 D 日可达到的最小等效出力，单位为兆瓦。虚拟电厂在每个月 T₄ 号前向电力调度提供下个自然月每日的最小能力，迟报、漏报或不报的机组，采用上个自然月的最小能力相关参数替代。电力调度机构根据历史数据进行评估并定期修正。

6.电力调度机构所需的其他运行参数。

（十二）选择参与日前市场竞价出清的批发用户、售电公司的缺省参数包括：

- 1.合同容量，单位为兆瓦。
- 2.电力调度机构所需的其他运行参数。

第十五条 发电机组按照以下要求开展调试及试验计划：

（一）新建主体调试

新建主体在并网调试前需向电力调度机构明确参与现货市场的方式。新建机组、新型经营主体在并网调试直至取得商运证明次月 1 日前，以“报量不报价”的方式参与现货市场出清。取得商运证明次月 1 日起，新建主体按并网调试前选择参与现货市场的方式进行优化出清，无需选择的新建主体按照既定要求参与现货市场出清。

针对豁免许可证的新能源场站，自并网之日起，自愿以“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价或“不报量不报价”的方式参与现货市场。

（二）在运机组试验

D-2 日 12:00 前，试验机组通过电网调度管理系统向电力调度机构报送 D 日试验时段内每 15 分钟的机组试验出力计划，D-2 日 17:30 前，电力调度机构返回审核结果。试验机组在试验时段内，出力为试验出力计划曲线；非试验时段内，原则上该台机组的发电出力为该机组申报的最小发电能力。试验机组全天各时段均不参与市场定价，作为价格接受者保障优先出清。

D-2 日 12:00 前，试验核电机组（含启停状态）通过电网调度管理系统向电力调度机构报送 D 日 96 点机组试验出力计划。

对于 D+1 日有检修的机组，且 D 日初始运行状态为停机，则该机组 D 日不予安排启机。

消缺机组应明确开始与结束时间（ T_7 小时范围内），若消缺前为运行状态，则消缺结束后的下一个时段设定为指定开机。

第十六条 机组状态。电力调度机构根据机组检修计划、试验计划、最早可并网时刻等信息，确定 D 日竞价公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、核电机

组的 96 点状态。

第十七条 最早可并网时刻。若竞价公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、核电机组在 D-1 日处于停机状态且预计 D 日具备并网条件，按照开机通知时刻（ T_k ）往后顺延机组申报的冷态、热态启动通知时间，作为 D 日机组最早可并网时刻。

第十八条 竞价公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂 D-1 日 08:15 前向电力调度机构申报 D 日机组状态；核电机组 D-2 日 12:00 前向电力调度机构申报 D 日机组状态，若申报“可优化”状态时无需申报试验曲线，全天参与优化出清；若申报“不可优化”状态时，需申报试验曲线。异常状态机组，向当班调度汇报机组恢复备用后，方可申报 D 日“可优化”状态；D-1 日 08:15 后异常状态的机组，D 日机组状态以当班调度于 D-1 日 09:45 前确定状态为准。

第十九条 新能源场站短期功率预测。D-1 日 08:15 前，新能源场站通过电力调度数据网安全二区的新能源功率预测系统申报 D 日 96 点短期功率预测曲线。

新能源场站日前短期功率预测曲线需按照本细则“第八十一条”接受功率预测偏差考核。

对于同一调度单元下存在多个主体、同一主体不同价格的新能源场站，相应新能源场站应优先实现调度端及场站端

数据的分开预测、分别遥测、分别控制，以实现分开出清；若新能源场站调度单元与交易单元不一致，相关主体应协商确定代表单元统一开展交易申报；协商未能达成一致的，应将原调度单元按交易单元拆分后分别申报；既未确定代表单元、也未按交易单元拆分申报的，以缺省参数作为申报信息。结算时造成的合约分配、结算偏差由相应新能源场站自行承担。

第二十条 并网型绿电直连项目出力（或用电）曲线。D-1日 08:15 前，并网型绿电直连项目向电力调度机构提交 D 日 96 段出力（或用电）曲线，在现货市场中优先出清；迟报、漏报或不报的机组，以缺省的相关值作为申报信息。

第四节 日前电网运行边界条件

第二十一条 时间安排。D-1 日 08:15 前，电力调度机构准备好日前电网运行边界条件。

第二十二条 日前负荷预测包括 D 日 96 点系统负荷预测、96 点的母线负荷预测。

（一）系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟系统负荷需求（考虑虚拟电厂、电化学储能、并网型绿电直连项目等影响因素），每天共计 96 个点。每天首个时段为 00:00-00:15，标识为 00:15，下同。

（二）母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求（考虑虚拟电厂、电化学储能、并网型绿电直连项目等影响因素），每天共计 96 个点。

第二十三条 省间联络线预计划。D-2 日 17:00 前，上级电力调度机构下发省间联络线预计划。

第二十四条 备用约束。电力调度机构根据系统运行需要确定电网运行正备用、负备用需求。按电力系统技术导则要求：负荷备用容量为最大发电负荷的 2-5%；事故备用容量为最大发电负荷的 10%左右，但不小于系统一台最大机组或馈入最大容量直流的单极容量。辽宁最大发电负荷约 A_1 万千瓦、直流单极容量 A_2 万千瓦，按此计算负荷备用容量 A_3 万千瓦，事故备用容量 A_4 万千瓦，综合考虑负荷备用容量和事故备用容量，辽宁正备用容量约束可取 A_5 万千瓦。正常情况下，正备用容量约束按 A_6 万千瓦留取，迎峰度夏（冬）及其他保供特殊时期，按 A_7 万千瓦留取，结合新能源功率预测水平，电网负备用容量约束按 A_8 万千瓦留取。

正常情况下，风电、光伏短期功率预测纳入日前平衡比例取 A_9 。考虑新能源功率预测的不确定性，尖峰时段 A_{10} ，风电、光伏短期功率预测纳入日前平衡比例取 A_{11} ，具体结合风电短期功率预测水平选取。极端天气时，全天风电、光伏短期功率预测纳入日前平衡比例均取 A_{12} 。

第二十五条 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，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

第二十六条 输变电设备投产与退役计划。电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

第二十七条 电网安全约束。电力调度机构确定调管范围内的电网安全约束，作为现货市场优化出清的边界条件。现货市场日前出清时应考虑火电开机方式约束，由调度机构每周结合负荷水平、设备检修等统筹提供火电开机方式约束及必开机组情况。电网安全约束包括但不限于断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（一）断面极限功率

为保障电网安全可靠运行，电力调度机构可根据电网实际运行需要、天气、保电要求、新能源消纳等情况设置断面极限功率。

（二）发电机组（群）必开约束。电力调度机构可将以下机组设置为必开机组（群）。

1.因系统安全约束，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

2.因电压支撑要求，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

3.因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

4.因电网安全运行需要，经电力调度机构批复同意进行试验的机组；

5.根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段固定出力曲线的机组；固定出力时段，机组的出力计划不参与优化，保障优先出清；

6.其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

（三）发电机组（群）必停约束。电力调度机构可将以下机组设置为必停机组（群）：

1.因系统安全约束，必须停止运行的机组，以及必须维持停机状态的机组；

2.因保供电、保供热、保民生或政府要求，必须停止运行的机组，以及必须维持停机状态的机组；

3.不满足环保要求，经电力平衡分析后具备安排停机条件的机组；

4.处于计划检修、临时检修、缺煤停机、事故停机等状态的机组；

5.其他保障电网安全可靠供应需要停机的机组。

（四）经营主体（群）出力上下限约束。电力调度机构可设置以下经营主体（群）的出力上下限约束范围：

1.因系统安全约束，需要限制出力上下限的经营主体

（群）；

2.因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的经营主体（群）；

3.根据电网安全运行要求或特殊情况新能源消纳，需要在运行日某些时段限制出力上下限的经营主体（群）；

4.其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的经营主体（群）。

（五）当约束条件冲突时，电力调度机构按照安全为原则开展优化出清。

第二十八条 非市场机组发电计划编制。暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定 D 日计划出力曲线，作为现货市场边界条件。

第五节 事前信息发布

第二十九条 D-1 日 08:45 前，市场运营机构发布 D 日的边界条件信息：

（一）市场参数信息，包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子。

（二）电网安全约束条件，包括运行方式安排、关键输电断面及线路传输限额等。

（三）必开、必停机组名单以及原因。

（四）开停机不满足最小约束时间机组名单。

（五）电网设备信息，包括线路、变电站等输变电设备

投产、退出和检修情况。

（六）发电机组、独立新型储能检修计划。

（七）日前负荷预测。

（八）省间联络线预计划曲线。

（九）66 千伏及以下公用燃煤机组以及非市场机组发电出力计划。

（十）新能源（分电源类型）总出力预测。

（十一）核电总出力计划或总最小发电能力。

第六节 交易申报

第三十条 申报要求。D-1 日 09:45 前，发电企业、新型经营主体、选择参与日前市场出清的市场用户通过电力交易平台申报交易信息，电力交易机构汇总后推送至电力调度机构。迟报、漏报或不报者，对于发电企业、新型经营主体、选择参与日前市场出清的市场用户采用缺省量价参数的相关值作为申报信息。

若发电侧经营主体（不含核电机组）未申报缺省量价参数，默认第一段申报容量为 0（含）至 14%装机容量（含），价格为 -100 元/兆瓦时；第二段申报容量为 14%至 29%装机容量（含），价格为 100 元/兆瓦时；第三段申报容量为 29%至 43%装机容量（含），价格为 300 元/兆瓦时；第四段申报容量为 43%至 57%装机容量（含），价格为 500 元/兆瓦时；第五段申报容量为 57%至 71%装机容量（含），价格为 700

元/兆瓦时；第六段申报容量为 71%至 86%装机容量（含），价格为 900 元/兆瓦时；第七段申报容量为 86%至 100%装机容量（含），价格为 1100 元/兆瓦时。

若核电机组未申报缺省量价参数，默认第一段申报容量为 0（含）至 50%装机容量（含），价格为 500 元/兆瓦时；第二段申报容量为 50%至 100%装机容量（含），价格为 1100 元/兆瓦时。

若电化学储能未申报缺省量价参数，默认第一段申报容量为最大充电功率（含）至 86%充电功率（含），价格为-100 元/兆瓦时；第二段申报容量为 86%至 71%充电功率（含），价格为-15 元/兆瓦时；第三段申报容量为 71%至 57%充电功率（含），价格为 70 元/兆瓦时；第四段申报容量为 57%至 43%充电功率（含），价格为 155 元/兆瓦时；第五段申报容量为 43%至 29%充电功率（含），价格为 240 元/兆瓦时；第六段申报容量为 29%至 14%充电功率（含），价格为 325 元/兆瓦时；第七段申报容量为 14%至 0（含），价格为 410 元/兆瓦时；第八段申报容量为 0 至 14%放电功率（含），价格为 495 元/兆瓦时；第九段申报容量为 14%至 29%放电功率（含），价格为 580 元/兆瓦时；第十段申报容量为 29%至 43%放电功率（含），价格为 665 元/兆瓦时；第十一段申报容量为 43%至 57%放电功率（含），价格为 750 元/兆瓦时；第十二段申报容量为 57%至 71%放电功率（含），价格为 835

元/兆瓦时；第十三段申报容量为 71%至 86%放电功率（含），价格为 920 元/兆瓦时；第十四段申报容量为 86%至 100%放电功率（含），价格为 1100 元/兆瓦时。

第三十一条 竞价申报的交易信息

（一）竞价公用燃煤机组、燃气机组

1.启动费用：启动费用包括热态启动费用、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，两者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 热态启动费用，不能超过事前规定的启动费用上、下限范围（ R_1 ）；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。

2.电能量报价：电能量报价为全天一条单调非递减的 L_1 段量价曲线。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为额定有功功率。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度为 B_5 ，申报价格最小单位为 R_5 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（ R_2 ）。燃煤机组电能量价格包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价）。

3.空载费用：根据成本特性情况申报空载费用，单位为元/小时。空载成本标准及申报上下限由政府成本监审主管部

门核定；核定前按照电能量报价中第一段出力区间起点至最小发电能力的报价水平折算。

（二）新能源场站

1.新能源场站由于报价原因未中标电量不纳入新能源弃电量统计。

2.新能源场站应申报的交易信息包括以下内容：

新能源场站电能量报价：电能量报价为全天一条单调非递减的 L_2 段量价曲线。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为装机容量。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度为 B_5 ，申报价格最小单位为 R_5 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（ R_2 ）。

（三）核电机组

1.电能量报价：电能量报价为全天一条 L_3 段的单调非递减的量价曲线。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为额定有功功率。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度为 B_5 ，申报价格最小单位为 R_5 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的

申报价格的上、下限范围 (R_2)。

2.空载费用：根据成本特性情况申报空载费用，单位为元/小时。空载成本标准及申报上下限由政府成本监审主管部门核定；核定前按照电能量报价中第一段出力区间起点至最小发电能力的报价水平折算。

(四) 按公用电厂管理的竞价自备电厂

1.启动费用：启动费用包括热态启动费用、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，两者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 热态启动费用，不能超过事前规定的启动费用上、下限范围 (R_1)；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。

2.电能量报价：自备电厂以厂为单位进行报价，电能量报价为全天一条单调非递减的 L_4 段发电量价曲线。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为出力下限，最后一段出力区间终点为出力上限。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度为 B_5 ，申报价格最小单位为 R_5 元/兆瓦时，每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围 (R_2)。

3.空载费用：根据成本特性情况申报空载费用，单位为

元/小时。空载成本标准及申报上下限由政府成本监审主管部门核定；核定前按照电能量报价中第一段出力区间起点至最小发电能力的报价水平折算。

第三十二条 市场用户交易信息

自愿参与日前市场出清的批发用户、售电公司应申报的交易信息包括以下内容：

1.电能量报价：第一段报价点的起始负荷为 0，最后一段报价点的电力负荷对应用户的供电合同容量。申报 L_5 段且报价曲线应随出力增加单调非递增，每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每一个报价段的长度为 B_6 ，申报价格最小单位为 R_5 元/兆瓦时，每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（ R_2 ）。

2.用电预测曲线。申报 D 日 96 点用电预测曲线（不大于合同容量），迟报、漏报或不报者，默认为零。

第三十三条 竞价电化学储能应申报的交易信息

（一）竞价电化学储能电能量报价：电化学储能电能量充、放电报价分别为 L_6 段，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价。第一段出力区间起点为最大充电功率（负值），最后一段出力区间终点为最大放电功率（正值），每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的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小于报价出力段单最小区间长度，报价出力段单段最小区间长度为 B_7 ，且出力区间不得跨越充电、放电功率。申报价格最小单位为 R_5 元/兆瓦时，每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（ R_2 ）。

（二）运行日时段末目标荷电状态，单位为兆瓦时；竞价电化学储能在 D 日初始时刻的荷电状态，等于其 $D-1$ 日结束时刻的荷电状态出清值或 AGC 指令值，电化学储能在 D 日结束时刻的荷电状态，等于其申报的目标值。若迟报、漏报或不报，则由现货市场优化确定。

第三十四条 热储能应申报的交易信息

（一）电能量报价：竞价热储能电能量报价申报 L_7 段，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价。第一段出力区间起点与最后一段出力区间终点由竞价热储能按日选择，每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的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增。每段报价段的长度不能小于报价出力段单最小区间长度，报价出力段单段最小区间长度为 B_8 。申报价格最小单位为 R_5 元/兆瓦时，每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（ R_2 ）。

（二）日最小负荷下限，单位为兆瓦，不低于报价第一

段出力区间起点；当迟报、漏报或不报时，申报数据置为缺省最小用电负荷。

第三十五条 虚拟电厂应申报的交易信息

1.分布式发电类聚合单元

分布式发电类聚合单元应申报的交易信息同新能源场站。

分布式发电类聚合单元申报的最大发电能力上限为聚合所有分布式发电类资源的装机容量

2.储能类聚合单元

储能类聚合单元应申报的交易信息同竞价电化学储能。

储能类聚合单元申报最大充（放）电上限为聚合所有储能类资源的装机容量。

3.负荷类聚合单元

负荷类聚合单元应申报的交易信息同自愿参与日前市场出清的批发用户、售电公司。

负荷类聚合单元申报最大用电负荷上限为聚合所有负荷类资源的合同容量。

第三十六条 竞价并网型绿电直连项目应申报的交易信息

竞价并网型绿电直连项目应申报的交易信息同竞价电化学储能。

第七节 日前可靠性机组组合及发电预计划出清

第三十七条 日前可靠性机组组合及发电预计划出清数学模型如下：

（一）可靠性机组组合及发电预计划安全约束机组组合（SCUC）模型（附件 13）

（二）可靠性机组组合及发电预计划安全约束经济调度（SCED）模型（附件 14）

（三）可靠性机组组合及发电预计划节点电价计算模型（附件 15）

第三十八条 D-1 日 11:00 前，电力调度机构基于经营主体的交易申报信息及日前市场边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算，开展可靠性机组组合及发电预计划，并向经营主体发布可靠性机组组合及发电预计划结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度。

日前可靠性机组组合及发电预计划结束后，电力调度机构适时对新增开机的机组进行启机预通知。电网企业确定连接关系，作为节点信息。

第三十九条 新能源出清原则。新能源发电受限时，按照成本最优原则公平开展新能源出清。

对于“报量报价”的新能源场站，调峰原因受限时，按照价格由高到低依次调整，报价相同时按预测等比例调整；

网架约束受限时，综合考虑灵敏度、厂用电率和报价水平以成本最优方式进行调整，以上均相同时按照预测等比例调整。

当新能源场站、核电机组与竞价公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目报价相同时，新能源场站、核电机组优先出清。当公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目之间报价相同时，按照同报价段有效申报容量等比例出清。

第四十条 当省内新能源场站以地板价申报的对应容量因调峰原因产生弃电时，相应时段竞价电化学储能、储能类虚拟电厂不允许放电。

第四十一条 可靠性机组组合及发电预计划安全校核内容如下：

（一）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，包括正备用校核与负备用校核。

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。

（二）交流安全校核

根据电网模型、检修计划、发电计划、省间联络线计划、系统负荷预测、母线负荷预测、无功电压等数据开展交流安全校核，包括基态潮流校核和静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路或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。

第八节 市场力检测及缓解

第四十二条 报价检测。依据参考价格，对发电机组报价进行市场力检测。记录发电机组报价的市场力检测结果。

第四十三条 市场力评估分析。开展市场力评估分析，在日前、实时现货市场出清完成后，计算四项市场力评估指标。

（一） HHI 指数

HHI 为市场中参与竞争的发电经营主体可用发电容量份额的平方和，发电经营主体具备的市场力与该指标正相关。

HHI 的计算公式如下：

$$HHI = \sum_{i=1}^N (100 \times S_i)^2$$

式中：

N 为电力现货市场中参与竞争的发电经营主体数目，单位为个。

S_i 为第 i 个参与竞争的发电经营主体的可用发电容量份额，%。

（二） RSI 指数

剩余供给指数 (RSI) 为市场总发电能力减去对应发电经营主体发电能力后与市场总需求的比值，发电经营主体剩余供给指数小于 1 时，具有市场力。 RSI 的计算公式如下：

$$RSI = \frac{Q_{ALL} - Q_j}{D}$$

式中：

Q_{ALL} 为所有经营主体的发电能力，单位为兆瓦；

Q_j 为发电经营主体 i 的发电能力，单位为兆瓦；

D 为市场总需求，单位为兆瓦。

（三） MRR 指数

指某一时段为满足市场需求，某发电集团必须发电的出力占其可发电容量的比例，表明市场对该发电集团的依赖程度。用公式表示如下：

$$MRR_i = \frac{P_{i,t}}{P_{k,t}}$$

其中， $P_{i,t}$ 为 t 时段发电集团 i 必须发电的出力， $P_{k,t}$ 为 t 时段发电集团 i 可发电容量。

（四） $Top-4$ 指数

反映的是前4大发电集团所占市场份额之和。用公式表示如下：

$$Top-4 = \sum_{i=1}^4 S_i^{LS}$$

其中， S_i^{LS} 为发电集团按照市场份额从大到小排序后，第 i 个发电企业的市场份额。

第四十四条 市场力缓解。依据报价检测结果和市场力评估分析结果，可采取市场力缓解措施进行干预。市场力监管措施依据核定发电成本曲线、各时段合理收益率、剩余供给指数临界值以及整体合理收益率等参数开展，相关参数由省政府主管部门核定后执行。在成本调查完成后，依据成本调查相关数据实施市场力监管措施。

（一）全局市场力缓解措施

设置触发事前监管机制的基准电价 $P^{REF,DA}$ ，日前市场出清后，计算日前市场出清加权平均电价 $\bar{P}^{DA}$ 是否高于基准电价。若高于基准电价，则触发监管条件，计算寡头具备潜在市场力的需求管制容量，将其对应管制机组报价替换为核定的成本报价。

各机组的核定成本报价为其核定发电成本（含税）叠加

合理收益，合理收益率 n 随各时段的供需情况变化。其核定的成本报价为：

$$P_{t,j}^{REF, DA} = C_j \times (1 + \pi_{t,DA})$$

其中， $P_{t,j}^{REF, DA}$ 发电主体 j 在 t 时刻的核定成本报价， C_j 为发电主体 j 的核定发电成本（含税）， $\pi_{t,DA}$ 为 t 时段的合理收益率。

t 时段的合理收益率 $\pi_{t,DA}$ 随供需比 r_t 的变化关系如下表所示，表中 $\pi_{t,DA}$ 和 r_t 的取值为默认参考值，后期视辽宁电力市场实际运行情况，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局予以调整。

表1市场供需比与合理收益率的变化关系

市场供需比 r_t	合理收益率 $\pi_{t,DA}$ （参考值）
$r_t \leq X$, X 取值为1.1	2.0
$Y \geq r_t \geq X$, Y 取值为1.15	1.0
$Z \geq r_t > Y$, Z 取值为1.5	0.5
$r_t \geq Z$	0.2

注：合理收益率结合核定参数另行调整。

触发事前监管机制的基准电价 $P^{REF, DA}$ 基于发电主体出清结果及其核定成本报价计算：

$$P^{REF, DA} = \frac{\sum_{t,j} Q_{t,j} \times P_{t,j}^{REF, DA}}{\sum_{t,j} Q_{t,j}}, \forall t, j$$

其中， $Q_{t,j}$ 为发电主体 j 在 t 时刻的出清出力值， $P_{t,j}^{REF, DA}$ 为

发电主体 j 在 t 时刻出清出力值对应核定成本报价。

根据市场实际运行情况，事前监管机制可从单一发电主体监管扩展到多发电主体监管（发电主体数量 $N \geq 1$ ，初期可取为4）或部分地区监管，计算其剩余供给指数并对其竞价容量进行监管。

事前监管机制的具体实施步骤如下（以单一发电主体为例）：

1. 计算每个发电主体（发电集团、部分地区）的剩余供给指数 ρ^{RSI}

$$\rho^{RSI} = \frac{S_0 - S_j}{D_0}$$

其中 ρ_j^{RSI} 为发电主体 j 的剩余供给指数， S_0 为所有准入发电主体的总发电容量， S_j 为发电主体 j 的发电容量， D_0 为目标交易时段的市场总需求。

2. 设置剩余供给指数临界值

剩余供给指数临界值 ρ_0^{RSI} ，后期视辽宁电力市场实际运行情况，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局予以调整。对于任一发电主体（发电集团、部分地区） j ，若 $\rho_j^{RSI} < \rho_0^{RSI}$ ，则发电主体 j 的剩余供给指数超标；相反，若 $\rho_j^{RSI} > \rho_0^{RSI}$ ，则发电主体 j 的剩余供给指数合格。

3. 计算超标临界容量与受管制容量

对剩余供给指数超标的发电主体（发电集团、部分地区），

计算其超标临界容量 S_j^{CBC} ，超出 S_j^{CBC} 的部分为受管制容量 S_j^{RBC} 。

$$S_j^{RBC} = S_j + D_0 \times \rho_0^{RSI} - S_0$$

4. 价格管制

对剩余供给指数超标的发电主体（发电集团、部分地区）的所有发电机组按照机组报价从高到低排序，按照出力段末端对应的核定成本报价对机组报价进行替换（合理收益率 π_{DA} 后期视辽宁电力市场实际运行情况，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局予以调整），直至满足管制容量需求，若替换后的报价曲线不满足非递减序列要求，则对报价段进行平移直至满足非递减序列要求。替换后的报价曲线及时披露。

5. 市场出清

省间联络线终计划下发前，开展全局市场力监测，受管制发电主体（发电集团、部分地区）替换后的机组报价用于发电终计划。

6. 发电成本曲线由成本监管部门确定。

（二）局部市场力缓解措施

1. 管制措施触发标准

每日依据管制断面（暂定雁水、南关岭断面）下机组阻塞时段的出清出力及其对应申报价格，通过各阻塞时段按量加权平均方式计算得出管制断面下各机组的平均调用价格。

针对管制断面阻塞时段，依据除该管制断面外其余竞价机组相应时段的出清出力及其对应申报价格，通过相应阻塞时段按量加权平均方式计算得出基准平均调用价格。

当管制断面下机组平均调用价格高于 β 倍基准平均调用价格，触发管制措施。

2. 价格管制

触发管制措施的机组，将其日前申报的电能量曲线报价中高于管制价格的部分，由管制价格进行替代。管制价格由该管制断面外可优化机组加权平均申报价格进行计算。

3. 市场出清

省间联络线终计划下发后，基于全局市场力监测结果开展第一轮终计划出清，基于第一轮终计划出清结果开展局部市场力监测，管制容量替换后的机组报价用于正式发电终计划。若未触发局部市场力管制容量替换，则第一轮终计划作为正式发电终计划。终计划替换后的报价用于实时市场交易组织。

第九节 日前发电终计划出清

第四十五条 日前发电终计划出清数学模型与日前可靠性机组组合及发电预计划数学模型保持一致。

第四十六条 日前发电终计划。D-1 日 14:30，省间联络线终计划下发后，电力调度机构继承可靠性机组组合确定的机组组合，经安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济

调度（SCED）程序计算，形成日前终计划交易结果，包括各节点每 15 分钟日前终计划节点电价、每 15 分钟统一结算点电价、机组开停计划、各发电企业 96 点日前发电终计划曲线、电化学储能日前充放电终计划、热储能日前用电终计划等，出清价格不能超过上、下限范围（ R_3 ）。

D 日实际机组开停计划以省内正式出清交易结果发布为准。

第四十七条 新能源出清原则。新能源发电受限时，按照成本最优原则公平开展新能源出清。

对于“报量报价”的新能源场站，调峰原因受限时，按照价格由高到低依次调整，报价相同时按预测等比例调整；网架约束受限时，综合考虑灵敏度、厂用电率和报价水平以成本最优方式进行调整，以上均相同时按照预测等比例调整。

当新能源场站、核电机组与竞价公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目报价相同时，新能源场站、核电机组优先出清。当公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目之间报价相同时，按照同报价段有效申报容量等比例出清。

第四十八条 当省内新能源场站以地板价申报的对应容量因调峰原因产生弃电时，相应时段竞价电化学储能、储能

类虚拟电厂不允许放电。

第四十九条 日前发电终计划安全校核内容如下：

（一）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，包括正备用校核与负备用校核。

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。

（二）交流安全校核

根据电网模型、检修计划、发电计划、省间联络线计划、系统负荷预测、母线负荷预测、无功电压等数据开展交流安全校核，包括基态潮流校核和静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路或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。

第十节 交易结果发布

第五十条 日前发电终计划出清交易结果发布。D-1 日 17:30 前，市场运营机构发布日前发电终计划出清结果。其中，绥中电厂一、二号机组的出清交易结果由电力调度机构转发至上级电力调度机构，由上级电力调度机构下发至相应机组。

（一）D 日日前终计划节点电价、日前终计划统一结算点电价情况。

（二）D 日机组终计划中标出力与电量，包括机组与场站发电计划曲线、电化学储能充放电计划曲线、热储能用电计划曲线、虚拟电厂发（用）电计划、并网型绿电直连项目发（用）电计划。

第十一节 日前特殊情况调整

第五十一条 日前特殊情况调整。一般情况下，日前终计划的出清结果即为运行日的调度计划。若发生特殊情况，电力调度机构按照特殊情况处理机制对日前调度计划进行调整。

若电网运行日边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行，电力调度机构可根据日前市场机组启停排序和电网安全约束，调整运行日机组组合，对运行日的调度计划（包含机组开机组合以及机组、发电企业出力计划、电化学储能充放电计划、热储能用电计划、虚拟电厂发（用）电计

划、并网型绿电直连项目发（用）电计划）进行调整或重新出清市场，以保证电网安全运行，同时市场运营机构按照相关规定通过电力交易平台向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的调度计划下发至各发电企业、新型经营主体。日前市场形成的成交结果和价格不再进行调整。

第四章 日前市场交易组织

第一节 组织方式

第五十二条 市场初期，选择“报量报价”参与现货市场的新能源场站按自然年自愿选择是否参与日前市场；选择“报量报价”参与现货市场的其余发电侧经营主体、选择“报量报价”参与现货市场的新型经营主体参与日前市场；选择“不报量不报价”参与现货市场的发电侧经营主体、新型经营主体不参与日前市场。批发用户、售电公司按自然年自愿选择是否参与日前市场。自愿参与日前市场的批发用户、售电公司以“报量报价”的方式参与。若经营主体未选择是否参与日前市场，则默认不参与日前市场。适时推动发用两侧及新型经营主体全量参与日前市场。

第二节 交易申报

第五十三条 选择参与日前市场经营主体需在 D-1 日 09:45 前，通过电力交易平台申报参与日前市场的交易信息，电力交易机构汇总后推送至电力调度机构。申报信息原则与日前可靠性机组组合及发电计划交易组织环节保持一致。对

自愿参与日前市场的经营主体，未主动提交日前市场申报信息时，视为不参与日前市场。

第五十四条 批发用户、售电公司原则上应按出清节点（220 千伏母线）申报用电负荷和用电价格曲线。不具备按出清节点申报用电负荷曲线的批发用户、售电公司，按统一节点申报用电价格曲线，由此产生的结算偏差由相应批发用户、售电公司自行承担。

第三节 日前市场出清

第五十五条 D-1 日 14:30，省间联络线终计划下发后，电力调度机构根据经营主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，以社会福利最大为目标，进行日前市场集中优化出清，形成日前出清结果。

日前市场出清发电侧竞价主体报价信息、新能源场站申报的短期功率预测曲线；日前市场出清用户侧采用批发用户、售电公司申报的量价曲线叠加电网企业预测的电网企业代理的工商业用户和居民农业等非市场化用户用电需求曲线。考虑外来电、自愿不参与日前市场的新能源功率预测曲线、非市场机组出力曲线等。

其中，电网企业每日分别预测电网企业代理的工商业用户、居民农业等非市场化用户在运行日的 96 点用电需求曲线。

第四节 交易结果发布

第五十六条 日前市场出清结果发布。D-1 日 17:30 前，市场运营机构发布日前市场出清结果。其中，绥中电厂一、二号机组的出清交易结果由电力调度机构转发至上级电力调度机构，由上级电力调度机构下发至相应机组。

（一）日前市场出清的节点电价、日前统一结算点电价情况。

（二）日前市场出清的机组中标出力与电量，包括机组与场站发电计划曲线、电化学储能充放电计划曲线、热储能用电计划曲线、虚拟电厂发（用）电计划、并网型绿电直连项目发（用）电计划。

第五章 实时市场交易组织

第一节 交易申报

第五十七条 发电企业、电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目沿用日前申报交易信息，不再重新申报，用户侧无需申报。

第二节 实时机组运行边界条件

第五十八条 经营主体物理运行参数调整。当发电机组、新型经营主体的运行参数与日前相比发生变化时，须及时向所属电力调度机构进行报送，经电力调度机构审核批准后，用于实时市场出清。

第五十九条 核电机组实时出力曲线。实时市场中核电

机组按照日前形成的发电终计划曲线执行。电力调度机构可根据电力系统安全稳定、清洁能源消纳需要，在满足核电运行及调整约束前提下进行调整。

第六十条 新能源超短期功率预测。新能源场站通过电力调度数据网安全二区的新能源功率预测系统滚动申报未来四小时的超短期预测出力曲线，新能源场站全电量参与实时现货市场竞价。

新能源场站日内超短期功率预测曲线需按照本细则“第八十一条”接受功率预测偏差考核。

第六十一条 应急新增开机机组指在日前市场中未被列入机组开机组合，在日前特殊情况调整环节（本细则“第五十一条”）或实时运行调整环节（本细则“第七十七条”），由电力调度机构安排新增开机的机组。实时市场中，应急新增开机机组根据其电能量报价参与实时市场出清。

第三节 实时电网运行边界条件

第六十二条 超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 2 小时系统负荷需求。超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 2 小时 220 千伏及以上电压等级母线节点负荷需求。

第六十三条 运行备用变化。实时运行应满足每日运行备用要求，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实时市场出清。

第六十四条 实时市场的电网安全约束条件与日前市场的电网安全约束条件一致（本细则“第二十七条”）。如果电网安全约束条件发生变化，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后用于实时市场出清。

第六十五条 电化学储能实时充放电计划。竞价电化学储能实时市场继承终计划充放电状态，优化竞价电化学储能实时充（放）电计划。电力调度机构可依据实时电网运行情况、新能源消纳情况、电化学储能充放电计划执行情况及荷电状态，调整电化学储能的实时充放电计划。

电化学储能实时充放电电量执行偏差超过实时充放电计划发电量的允许偏差率（ M_I ）时，执行电化学储能实时充放电计划执行偏差获利回收。

第六十六条 热储能实时用电计划。热储能日内原则上应严格执行日前现货市场出清形成的用电计划曲线或“不报量不报价”方式下形成的用电曲线，作为实时现货市场的边界条件，具备条件时参与实时现货市场。电力调度机构可依据实时电网运行情况、新能源消纳情况、热储能用电计划执行情况，调整热储能的实时用电计划。

热储能现货优化的时段实时用电量执行偏差超过实时用电计划用电量的允许偏差率（ M_I ）时，执行热储能实时用电计划执行偏差获利回收。

第六十七条 虚拟电厂实时发（用）电计划。虚拟电厂参与实时现货市场的优化出清。电网发生紧急情况时，虚拟电厂应按要求执行调节指令。

第六十八条 并网型绿电直连项目实时发（用）电计划。竞价并网型绿电直连项目参与实时现货市场的优化出清。电网发生紧急情况时，并网型绿电直连项目应按要求执行调节指令。

第六十九条 其他机组实时发电计划。暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定实时计划出力曲线，作为实时市场边界条件。

第七十条 省间联络线终计划。T-30 分钟前，获取上级电力调度机构下发的省间联络线终计划，作为实时市场出清的边界条件。

第七十一条 新能源出清原则。新能源发电受限时，按照成本最优原则公平开展新能源出清。

对于“报量报价”的新能源场站，调峰原因受限时，按照价格由高到低依次调整，报价相同时按预测等比例调整；网架约束受限时，综合考虑灵敏度、厂用电率和报价水平以成本最优方式进行调整，以上均相同时按照预测等比例调整。

当新能源场站、核电机组与竞价公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目报价相同时，

新能源场站、核电机组优先出清。当公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目之间报价相同时，按照同报价段有效申报容量等比例出清。

第七十二条 当省内新能源场站以地板价申报的对应容量因调峰原因产生弃电时，相应时段竞价电化学储能、储能类虚拟电厂不允许放电。

第四节 实时市场出清

第七十三条 实时市场出清的数学模型如下：

- （一）实时安全约束经济调度（SCED）模型（附件 19）
- （二）实时节点电价计算模型（附件 20）

第七十四条 实时市场出清机制。T-15 分钟前，电力调度机构根据最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，经安全约束经济调度（SCED）程序进行计算，形成 T 时刻实时市场交易结果，包括各发电机组实时发电计划、实时节点电价、实时统一结算点电价（参考）等信息。出清价格不能超过上、下限范围（ R_3 ）。当实时市场边界数据异常导致市场无法出清时，将异常数据替换为日前市场数据后继续出清。

实时市场滚动出清后，电力调度机构转发绥中电厂一二号机组的出清交易结果至上级电力调度机构，由上级电力调度机构下发至相应机组。

第七十五条 实时市场安全校核与本细则“第四十九条”一致。

第五节 实时市场出清结果发布

第七十六条 电力调度机构将实时市场每 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。实时市场价格以 15 分钟为单位计算。实时市场发布的价格为指导价格，实际结算以《辽宁省电力市场电费结算实施细则》相关规定执行。D+1 日 17:30 前，发布 D 日各时段实时市场相关信息，包括：

（一）新能源（分类型）总实时出力。

（二）核电总实时出力。

（三）水电总实时出力。

（四）实时运行信息，包括每个交易时间单元的实际负荷、实时频率、系统备用信息，重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束及其影子价格情况、联络线潮流，输变电设备检修计划执行情况、发电机组检修计划执行情况、非市场机组实际出力曲线等。

（五）输电断面约束及阻塞情况。

第六节 实时运行调整

第七十七条 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、调压、备用容量以及各输变电断面潮流波动空间，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。

（一）在发生以下电力系统事故或紧急情况之一时，电力调度机构可按照“安全第一”的原则处理，无需考虑经济性。

- 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.电力设备缺陷影响电网安全时。
- 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。

（二）电力调度机构可以采取的紧急处理措施包括但不限于以下措施：

- 1.改变经营主体的发用（充放）电计划。
- 2.令发电机组、电化学储能投入或者退出运行。
- 3.调整电网运行方式，包括调整设备检修计划和停复役计划。
- 4.采取负荷控制措施。

5.调整断面限额，设置临时断面。

6.电力调度机构认为有效的其他手段。

（三）处置结束后，受影响的经营主体以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，市场运营机构按照相关规定通过电力交易平台发布相关信息。

（四）实时运行过程中，经营主体出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应对相应行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议能源监管机构、政府能源主管部门对相应经营主体实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由经营主体自行承担。

第六章 发电侧补偿费用处理机制

第一节 启动补偿

第七十八条 日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，计为一次启动，计算相应的启动费用。补偿原则为：

启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算；发电机组实际的启动状态根据电力调度机构的启停机时间信息进行认定，当停机时间 <72 小时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；当停机时间 ≥ 72 小时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

机组启动费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第二节 必开机组补偿

第七十九条 除供热原因外，当必开机组在现货市场中收益不能弥补发电机组生产运行所产生的成本费用时，对其进行必开成本补偿。

必开机组成本补偿包括日前确定的必开机组、日内临时新增开机机组。日前确定的必开机组，在运行日内实际未启机的时段不能获得必开机组成本补偿。必开机组成本补偿费用以自然日为周期进行计算，计算步骤如下：

（一）现货市场收益

日前市场结算时，必开机组 i 在 t 时段的现货市场收益计算公式如下：

$$R_{\text{必开收益},i,t} = Q_{\text{日前必开},i,t} \times LMP_{\text{日前},i,t} + (Q_{\text{日内必开},i,t} - Q_{\text{日前必开},i,t}) \times LMP_{\text{实时},i,t}$$

式中：

$Q_{\text{日前必开},i,t}$ 为机组 i 日前市场 t 时段的必开上网电量；

$LMP_{\text{日前},i,t}$ 为机组 i 所在节点日前市场 t 时段的节点电价；

$Q_{\text{日内必开},i,t}$ 为机组 i 运行日 t 时段的实际必开电量；

$LMP_{\text{实时},i,t}$ 为机组 i 所在节点实时市场 t 时段的节点电价。

日前市场不结算时，必开机组 i 在 t 时段的现货市场收益计算公式如下：

$$R_{\text{必开收益},i,t} = Q_{\text{必开},i,t} \times LMP_{\text{实时},i,t}$$

式中：

$Q_{\text{必开},i,t}$ 为机组 i 运行日 t 时段的实际必开电量；

$LMP_{\text{实时},i,t}$ 为机组 i 所在节点实时市场 t 时段的节点电价。

（二）成本计算

1.核定成本

必开机组 i 在 t 时段的核定成本计算公式如下：

$$M_{\text{必开报价成本},i,t} = Q_{\text{日内必开},i,t} \times C_{\text{核定成本},i}$$

式中：

$C_{\text{核定成本},i}$ 为必开机组 i 的核定度电成本。

2.报价成本

必开机组 i 在 t 时段的报价成本计算公式如下：

$$M_{\text{必开报价成本},i,t} = \frac{1}{4} h \times (1 - d_i) \times \int_0^{P_{\text{日内必开},i,t}} C_i(P_{i,t}) dP$$

式中：

d_i 为机组 i 的综合厂用电率；

$P_{\text{日内必开},i,t}$ 为机组 i 运行日 t 时段的实际必开出力；

$C_i(P_{i,t})$ 为机组 i 的电能量报价曲线。

3.必开电量运行成本

必开机组 i 在 t 时段的运行成本计算公式如下：

$$M_{\text{必开运行成本},i,t} = \text{Min}(M_{\text{必开核定成本},i,t}, M_{\text{必开报价成本},i,t})$$

（三）日必开成本补偿

必开机组 i 运行日必开成本补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{必开补偿},i,D} = \text{Max} \left[\sum_{t=1}^{t \in D_{\text{必开时段},i}} (M_{\text{必开运行成本},i,t} - R_{\text{必开收益},i,t}), 0 \right]$$

式中：

$D_{\text{必开时段},i}$ 为必开机组 i 的必开时段集合。

（四）分摊方式

必开机组补偿费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第三节 干预机组补偿

第八十条 实时市场运行阶段，因保障电网安全等原因人工调整竞价公用燃煤机组出力偏离实时市场出清结果时（不含机组启停），相应时段对该机组进行补偿。干预机组成本补偿费用以自然日为周期进行计算，计算步骤如下：

（一）现货市场收益

干预机组 i 在干预时段 t 的现货市场收益计算公式如下：

$$R_{\text{干预收益},i,t} = \frac{1}{4} h \times (1 - d_i) \times \left[(P_{\text{实测},i,t} - P_{\text{实时出清},i,t}) \times LMP_{\text{实时},i,t} \right]$$

式中：

d_i 为机组 i 的综合厂用电率；

$P_{\text{实测},i,t}$ 为干预机组 i 运行日干预时段 t 的实测出力；

$P_{\text{实时出清},i,t}$ 为干预机组 i 运行日干预时段 t 的出清电力；

$LMP_{\text{实时},i,t}$ 为干预机组 i 所在节点实时市场干预时段 t 的节点电价。

（二）成本计算

1.核定成本

干预机组 i 在 t 时段的核定成本计算公式如下:

$$M_{\text{干预核定成本},i,t} = \frac{1}{4}h \times (1-d_i) \times (P_{\text{实测},i,t} - P_{\text{实时出清},i,t}) \times C_{\text{核定成本},i}$$

式中:

$M_{\text{干预核定成本},i,t}$ 为干预机组 i 在干预 t 时段的核定成本;

$C_{\text{核定成本},i}$ 为干预机组 i 的核定度电成本。

2.报价成本

干预机组 i 在干预时段 t 的报价成本计算公式如下:

$$M_{\text{干预报价成本},i,t} = \frac{1}{4}h \times (1-d_i) \times \int_{P_{\text{实时出清},i,t}}^{P_{\text{实测},i,t}} C_i(P_{i,t}) dP$$

式中:

$M_{\text{干预报价成本},i,t}$ 为干预机组 i 在干预 t 时段的报价成本;

$C_i(P_{i,t})$ 为干预机组 i 的电能量报价曲线。

3.干预电量运行成本

干预机组 i 在干预时段 t 的运行成本计算公式如下:

$$M_{\text{干预运行成本},i,t} = \text{Min}(M_{\text{干预核定成本},i,t}, M_{\text{干预报价成本},i,t})$$

(三) 日干预机组成本补偿

干预机组 i 运行日干预成本补偿费用计算公式如下:

$$R_{\text{干预补偿},i,D} = \sum_{t \in D_{\text{干预时段},i}} \left\{ \max \left[(M_{\text{干预运行成本},i,t} - R_{\text{干预收益},i,t}), 0 \right] \right\}$$

式中:

$D_{\text{干预时段},i}$ 为干预机组 i 的日内干预时段集合。

(四) 分摊方式

机组干预补偿费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第七章 发电侧获利回收与考核机制

第一节 新能源功率预测偏差考核

第八十一条 新能源功率预测偏差考核。

（一）短期功率预测偏差电量考核

风电场、光伏电站每日向电力调度机构上报未来 0-24 小时短期功率预测，预测步长为 15 分钟。遇节假日，应在节前最后一个工作日预测节假日期间及节后第一个工作日的预测功率。新能源短期功率预测按照误差带方式纳入考核，误差带以外的偏差电量为考核电量。

风电场、光伏电站短期功率预测（0-24 小时）误差带以外平均偏差电量按日计算。

1.短期功率预测曲线的单侧误差带宽

$$P_{\text{单侧带宽},i,n} = \left| \frac{P_{\text{短期预测},i,n} - P_{\text{基准},i,n}}{P_{\text{短期预测},i,n}} \right| \times 100\%$$

式中：

$P_{\text{短期预测},i,n}$ 为新能源场站 i 在 n 点的短期预测功率；

$P_{\text{基准},i,n}$ 为新能源场站 i 在 n 点的可用发电功率和实发功率的较大值；

n 为日预测点数， $n=1,2,3,\dots,96$ 。

2.误差带以外偏差电量

$$Q_{\text{偏差电量},i} = \int \left| P_{\text{基准},i,n} - \left(1 \pm P_{\text{单侧带宽}(0)} \right) \times P_{\text{短期预测},i,n} \right| dt$$

式中：

$P_{\text{单侧带宽}(0)}$ 为短期功率预测曲线单侧误差带宽允许值，“±”中“+”表示正偏差，即实发功率超出预测曲线的上带宽“-”表示负偏差，即实发功率超出预测曲线的下带宽。带宽允许值根据预测技术的提高而逐步调整。运行初期，风电场短期功率预测曲线的误差带宽为 F_1 ，光伏电站短期功率预测曲线的误差带宽为 G_1 ，误差带以外的偏差电量为考核电量。

3.短期功率预测偏差考核费用

$$R_{\text{短期功率预测偏差考核},i} = Q_{\text{偏差电量},i} \times C_3$$

式中：

C_3 为新能源短期功率预测考核价格，单位为元/兆瓦时，见附件 3。

（二）超短期功率预测考核

并网风电场、光伏电站的超短期功率预测未来 4 小时发电功率曲线，预测步长为 15 分钟，按月度考核。

1.超短期功率预测误差

$$P_{\text{超短期误差},i,n} = \left| \frac{P_{\text{超短期预测},i,n} - P_{\text{基准},i,n}}{P_{\text{超短期预测},i,n}} \right|$$

式中：

$P_{\text{超短期预测},i,n}$ 为新能源场站 i 在 n 点的超短期预测功率。

2.评价周期内准确率

$$A_{i,K} = \left(1 - \frac{1}{K} \sum_{n=1}^K P_{\text{超短期误差},i,n} \right) \times 100\%$$

式中： K 为评价周期内的总预报点数。

如果 $P_{\text{超短期误差},i,n} \geq 1$ ，则取 $P_{\text{超短期误差},i,n} = 1$ ；此时，超短期预测准确率 $A_{i,K} = 0$ 。若 $P_{\text{超短期误差},i,n}$ 满足新能源功率预测偏差考核豁免条件，此时该点不参与评价周期内准确率计算。

3.超短期功率预测偏差考核费用

风电场的超短期功率预测月度准确率不应低于 M_4 。

$$R_{\text{风电场超短期功率预测偏差考核},i} = (M_4 - A_{i,k}) \times 100 \times Cap_i \times C_4$$

光伏电站的超短期功率预测月度准确率不应低于 M_5 。

$$R_{\text{光伏电站超短期功率预测偏差考核},i} = (M_5 - A_{i,k}) \times 100 \times Cap_i \times C_4$$

式中：

Cap_i 为新能源场站 i 的运行装机容量；

C_4 为新能源超短期功率预测偏差考核价格，单位为元/兆瓦，见附件 3。

（三）考核分摊方式

新投产的新能源场站向电力调度机构提供相关数据后开展新能源功率预测偏差考核。新能源短期功率预测考核电量按日计算，新能源超短期功率预测准确率按月计算，按月统计考核费用，单个新能源短期功率预测月度考核结算总费用不超过 C_5 ，超短期功率预测月度考核结算总费用不超过 C_6 ，新能源功率预测偏差考核按月统计与分摊，详见《辽宁

省电力市场电费结算实施细则》。

（四）新能源功率预测偏差考核豁免

当预测功率、可用功率和实发功率都小于装机容量的10%，对新能源功率预测结果免于考核。

第二节 执行偏差获利回收

第八十二条 执行偏差。竞价公用燃煤机组、竞价新能源场站、核电机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目 i 在实时市场 t 时段的实时发电出力、用电功率执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

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

式中：

t 为所计算的时段，以15分钟为一个时段；

$P_{\text{指令},i,t}$ 为 t 时段电力调度机构向发电机组下达的出力指令（实时市场出清结果）；

$P_{\text{实际},i,t}$ 为 t 时段发电机组的实际出力。

当竞价公用燃煤机组、竞价新能源场站、核电机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目 i 在 t 时段的实时发（用）电量执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 超过实时中标出力发（用）

电量的允许偏差率（ M_I ）时，该时段认定为执行偏差时段。
若 $|P_{\text{指令},i,t}| \leq 1$ 兆瓦，机组 i 相应时段不进行执行偏差获利回收。

第八十三条 执行偏差获利计算方式如下：

（一）竞价公用燃煤机组、核电机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂

$$R_{\text{执行偏差},i,t} = \text{MAX} \left[\left(Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t} \right) \times (1 - d_i) \times (LMP_{\text{实时},i,t} - C_{\text{成本},i,t}), 0 \right]$$

其中：

$$Q_{\text{实时},i,t} = \frac{(P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1})}{2} \times \frac{1}{4} h$$

$$C_{\text{成本},i,t} = \text{Min} \left[C_{\text{核定成本},i}, C_i \left(\frac{P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1}}{2} \right) \right]$$

式中：

$Q_{\text{实测},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价公用燃煤机组、核电机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂 i 的实时测量出力发电量；

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价公用燃煤机组、核电机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂 i 实时市场 t 时段的出清电量；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价公用燃煤机组、核电机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂 i 的出清出力或功率；

$C_i(P_{i,t})$ 为机组 i 的电能量报价曲线。

（二）竞价新能源场站

竞价新能源场站 i 在时段 t 的执行偏差超额获利计算公式如下：

$$R_{\text{新能源执行偏差},i,t} = |Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}| \times (1 - d_i) \times |LMP_{\text{实时},i,t}| \times M_2$$

式中：

$Q_{\text{实测},i,t}$ 为竞价新能源场站 i 的 t 时段实时测量出力发电量；

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为竞价新能源场站 i 实时市场 t 时段的出清电量；

d_i 为竞价新能源场站 i 厂用电率；

M_2 为竞价新能源执行偏差回收系数。

（三）竞价电化学储能

竞价电化学储能 i 在实时市场 t 时段的实时充放电计划执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{储能执行偏差},i,t} = |Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}| \times |LMP_{\text{实时},i,t}| \times M_3$$

式中：

M_3 为新型经营主体执行偏差回收系数。

（四）竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目

竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目 i 在参与现货市场优化 t 时段的实时用电计划执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目执行偏差},i,t} = |Q_{\text{实时},i,t} - Q_{\text{实测},i,t}| \times |LMP_{\text{实时统一},t}| \times M_3$$

式中：

M_3 为新型经营主体执行偏差回收系数。

发电企业、新型经营主体 i 在执行偏差时段集合的执行偏差超额获利计算公式如下：

$$R_{\text{执行偏差},i} = \sum_{t \in D_{\text{执行偏差},t}} R_{\text{执行偏差},i,t}$$

执行偏差获利回收按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第八十四条 执行偏差回收豁免。竞价公用燃煤机组、竞价新能源场站、核电机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂、竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目有如下情况之一时，相应的时段不进行执行偏差获利回收：

（一）竞价公用燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂

1.机组启动和停运过程中的偏差，机组启动过程暂按并网后 T_8 小时统计，停运过程暂按解网前 T_8 小时统计；

2.调频机组实际出力在实时市场计划叠加 $G_2\%$ 调频中标容量范围内（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）；

3.实时调度干预机组出力导致的偏差（不包括因未执行

调度指令进行发电出力调整而产生的偏差)。

(二) 核电机组

1.调频机组实际出力在实时市场计划叠加 $G_2\%$ 调频中标容量范围内(不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差);

2.实时调度干预机组出力导致的偏差(不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差)。

(三) 竞价新能源场站

1.与配套储能作为联合主体的新能源场站;

2.调频机组实际出力在实时市场计划叠加 $G_2\%$ 调频中标容量范围内(不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差);

3.实时调度干预出力导致的偏差(不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差);

4.限电时段。

(四) 竞价电化学储能、竞价热储能、虚拟电厂、竞价并网型绿电直连项目

1.调频机组实际出力在实时市场计划叠加 $G_2\%$ 调频中标容量范围内(不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差);

2.实时调度干预充放电计划导致的偏差,包括因调频市场荷电状态约束导致的需提前向电力调度机构申请恢复荷

电状态的时段（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）。

第八章 市场干预

第一节 政府干预

第八十五条 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

- （一）电力供应严重不足时；
- （二）电力市场未按照规则运行和管理时；
- （三）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；
- （四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时；
- （五）市场价格达到市场运行公告或其他规定的价格限制且出发管控条件时；
- （六）其他干预情形。

其他单位可提出辽宁现货市场运营干预建议，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场干预决定。

第二节 市场运营机构干预

第八十六条 异常干预情况。当现货市场出现如下异常情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实时发用（充放）电计划管理等措施对市场进行干预，及时向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局报告。

（一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏、电网被迫发生主备调切换等异常，引起电力供应短缺或严重危及电网安全时；

（二）发生台风、山火、强降雨等极端自然灾害、电源或电网故障突发事件，可能严重影响电力供应或系统安全；

（三）发生现货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；

（四）其他影响电网运行安全、市场资金安全及市场正常组织的重大突发情况。

第八十七条 异常干预以下内容：

（一）日前电能量市场运行异常时，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，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。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。

（二）实时电能量运行异常时，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，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。若日前电能量市场正常运行，以日前相同时段出清结果作为调度执行依据，以日前相同时段价格作为实时市场价格。

（三）若日前和实时电能量市场均运行异常时，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，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。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，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。在相应的时段内，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统一结算点电价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。

（四）市场运营机构须按要求记录短期异常干预的原因、

措施，分析存在的问题，形成方案建议向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局备案。

市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第五99号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

第三节 市场中止

第八十八条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按上述规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出是否中止市场的决定并发布。

第八十九条 市场中止时采取如下的处理措施：

（一）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，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运

行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。

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，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。

（二）电网企业按照政府主管部门相关规定，参照中长期交易结算原则对经营主体进行结算。

第四节 市场恢复

第九十条 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

附件 1

名词解释

- 1.电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。
- 2.运行日（D）：为实际执行日前市场交易计划的自然日。
- 3.竞价日（D-1）：为运行日的前一日。
- 4.电力现货市场（简称“现货市场”）：通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。辽宁现货市场以 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。

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

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

7.机组缺省参数：指参与现货市场的发电机组未按时在现货市场中进行申报时所采用的默认数据。

8.系统负荷：辽宁电网发受电负荷。

9.母线负荷：辽宁省内220千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

10.负荷预测：根据电网运行特性，综合自然条件、天气预报、来水情况、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或时段的负荷需求进行预测的行为。

11.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、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容量。

12.安全约束机组组合（Security-Constrained Unit Commitment, SCUC）：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，

制定多时段的机组开停机计划。

13.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，制定多时段的经营主体发用（充放）电计划。

14.APC（Automatic Power Control）：借助信息通信和自动功率控制系统，电力调度机构向用户侧经营主体下达实时调节指令，实现对调控范围内源网荷储多环节资源的有功自动调节响应，满足电网实时安全平衡及允许偏差范围的频率调节需求。

15.市场出清：本细则指电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

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

17.必开机组、必停机组（群）：因电网安全约束、民生供热保障或政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。这类机组（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的机组或机组群。

18.节点边际电价（简称“节点电价”）：现货电能交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节

点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。辽宁节点电价指辽宁电网 220 千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

19.统一结算点电价：本细则指发电侧节点电价加权平均值，包括日前统一结算点电价与实时统一结算点电价。

其中，日前统一结算点电价由核电机组、220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组、220 千伏及以上并网型绿电直连项目与 220 千伏及以上新能源场站的前日市场节点电价其前日出清上网电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）；实时统一结算点电价由核电机组、220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组、220 千伏及以上并网型绿电直连项目与 220 千伏及以上新能源场站的实时市场节点电价按照其实际上网（计量）电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）。

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

21. 启动时间：机组从并网开始有功达到最小发电能力的时间，单位为小时。

附件 2

发电机组缺省参数

一、竞价公用燃煤机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

- 1.额定有功功率
- 2.最大爬坡速率
- 3.综合厂用电率
- 4.冷态启动通知时间
- 5.热态启动通知时间
- 6.典型开机曲线
- 7.最小连续开机时间:暂定为 24-72 小时, 由电力调度机构核定。

8.最小连续停机时间:暂定为 6-24 小时, 由电力调度机构核定。

9.最大发电能力

10.最小发电能力

(二) 机组量价相关参数

- 1.机组冷/热态启动费用
- 2.电能量量-价曲线
- 3.机组空载费用
- 4.调频报价

5.调频容量

二、燃气机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1.额定有功功率

2.最大爬坡速率

3.综合厂用电率

4.冷态启动通知时间

5.热态启动通知时间

6.典型开机曲线

7.最小连续开机时间:暂定为 1-4 小时，由电力调度机构核定。

8.最小连续停机时间:暂定为 1-3 小时，由电力调度机构核定。

9.最大连续开机时间：非供热季，允许燃气机组申报最小连续开机时间，可根据气源供应情况和电网运行需求，在 4-12 小时自行申报。

10.最大发电能力

11.最小发电能力

(二) 机组量价相关参数

1.机组冷/热态启动费用

2.电能量量-价曲线

3.机组空载费用

4.调频报价

5.调频容量

三、核电机组应申报的缺省参数

（一）机组运行相关参数

1.额定有功功率

2.最大爬坡速率

3.综合厂用电率

4.最大发电能力

5.最小发电能力

（二）机组量价相关参数

1.机组冷/热态启动费用

2.电能量量-价曲线

3.机组空载费用

4.调频报价

5.调频容量

四、按公用电厂管理的竞价自备电厂应申报的缺省参数

（一）机组运行相关参数

1.额定有功功率

2.最大爬坡速率

3.综合厂用电率

4.冷态启动通知时间

5.热态启动通知时间

6.典型开机曲线

7.最小连续开机时间:暂定为 24-72 小时，由电力调度机构核定。

8.最小连续停机时间:暂定为 6-24 小时，由电力调度机构核定。

9.最大发电能力

10.最小发电能力

(二) 机组量价相关参数

1.机组冷/热态启动费用

2.电能量量-价曲线

3.机组空载费用

4.调频报价

5.调频容量

五、新能源场站应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1.装机容量

2.综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

1.电能量量-价曲线

六、新型经营主体应申报的缺省参数

(一) 电化学储能应申报的缺省参数

1.机组运行相关参数

- (1) 额定功率
- (2) 额定功率充放电持续响应时间
- (3) 充放电效率
- (4) 日充放电转换次数
- (1) 额定功率
- (2) 额定容量
- (3) 最大爬坡速率
- (4) 最大、最小充放电功率
- (5) 最大、最小允许荷电状态
- (6) 充电效率
- (7) 放电效率
- (8) 日循环充放电次数

2.机组量价相关参数

- (1) 电能量量-价曲线
- (2) 调频报价
- (3) 调频容量

(二) 竞价热储能应申报的缺省参数

1.机组运行相关参数

- (1) 最大、最小用电负荷
- (2) 基础调节容量
- (3) 基础调节容量持续响应时间
- (4) 调节速率

(5) 具有用电时长约束特性的热储能相关调节资源的缺省运行参数

2. 机组量价相关参数

(1) 电能量量-价曲线

(2) 调频报价

(3) 调频容量

(三) 发电类虚拟电厂应申报的缺省参数

1. 机组运行相关参数

(1) 额定有功功率

(2) 综合厂用电率

(3) 最大爬坡速率

(4) 最大发电能力

(5) 最小发电能力

2. 机组量价相关参数

(1) 电能量量-价曲线

(2) 调频报价

(3) 调频容量

(四) 储能类虚拟电厂应申报的缺省参数

1. 机组运行相关参数

(1) 额定功率

(2) 额定容量

(3) 最大爬坡速率

- (4) 最大、最小充放电功率
- (5) 最大、最小允许荷电状态
- (6) 充电效率
- (7) 放电效率
- (8) 日循环充放电次数

2.机组量价相关参数

- (1) 电能量量-价曲线
- (2) 调频报价
- (3) 调频容量

(五) 负荷类虚拟电厂应申报的缺省参数

1.机组运行相关参数

- (1) 合同容量
- (2) 综合厂用电率
- (3) 最大调节速率
- (4) 最大用电需求
- (5) 最小用电需求

2.机组量价相关参数

- (1) 电能量量-价曲线
- (2) 调频报价
- (3) 调频容量

(六) 竞价并网型绿电直连项目应申报的缺省参数

1.机组运行相关参数

(1) 额定有功功率

(2) 综合厂用电率

(3) 最大爬坡速率

(4) 最大发用电能力

(5) 最小发用电能力

(七) 选择参与日前市场竞价出清的批发用户、售电公司应申报的缺省参数

1. 合同容量

附件 3

现货电能量市场运行参数表

序号	参数	参数说明	暂定数值
1	T ₁	电化学实际小时调频性能指标低于综合调频性能指标平均值时长	24 小时
2	T ₂	燃煤机组冷态停机时长	72 小时及以上
3	T ₃	燃煤热态停机时长	72 小时以内
4	T ₄	允许修改最大、最小能力约定时间	25 号
5	T ₅	燃气机组冷态停机时长	132 小时以上
6	T ₆	燃气热态停机时长	24 小时以内
7	T ₇	消缺机组开始与结束时间的阈值	≤ 8 小时
8	T ₈	机组启动过程和停运过程认定时间	4 小时
9	B ₁	燃煤机组典型开机升功率曲线出力阈值	50%
10	B ₂	竞价公用燃煤机组最大发电能力阈值	50%
11	B ₃	燃气机组典型开机升功率曲线出力阈值	50%
12	B ₄	电化学储能充、放电累计容量阈值	200%
13	E ₁	燃煤机组冷态启动通知时间上限	48 小时
14	E ₂	燃煤机组热态启动通知时间上限	12 小时
15	E ₃	燃煤机组开机时间范围	[2,4]小时
16	E ₄	燃气机组开机时间范围	[2,4]小时
17	T _k	燃煤机组开机通知时刻	11:00
18	A ₁	辽宁最大发电负荷	3000 万千瓦
19	A ₂	辽宁直流单机容量	150 万千瓦
20	A ₃	辽宁负荷备用容量范围	60-150 万千瓦
21	A ₄	辽宁事故备用容量范围	150-300 万千瓦

序号	参数	参数说明	暂定数值
22	A ₅	辽宁正备用容量约束范围	210-450 万千瓦
23	A ₆	正常情况下辽宁正备用容量约束取值	300 万千瓦
24	A ₇	特殊情况下辽宁正备用容量约束取值	400 万千瓦
25	A ₈	辽宁负备用容量约束取值	0
26	A ₉	正常情况下, 风电、光伏短期功率预测纳入日前平衡比例	1
27	A ₁₀	尖峰时段	6:00-10:00; 16:00-20:00
28	A ₁₁	尖峰时段风电、光伏短期功率预测纳入日前平衡比例	0.5-0.8
29	A ₁₂	极端天气时, 全天风电、光伏短期功率预测纳入日前平衡比例	0.5
30	R ₁	启动费用上下限范围	冷态启动: 大于 60 万千瓦机组为 10-85 万元/次, 30-60 万千瓦级为 10-85 万元/次, 30 万千瓦为 10-75 万元/次, 小于 30 万千瓦为 10-45 万元/次。 热态启动: 大于 60 万千瓦机组为 5-50 万元/次, 30-60 万千瓦级为 5-50 万元/次, 30 万千瓦级为 5-40 万元/次, 小于 30 万千瓦为 5-35 万元/次。
31	R ₂	电能量报价上下限范围	[-0.1, 1.1]元/千瓦时
32	R ₃	日前/实时市场出清价格上下限范围	[-0.1, 1.5]元/千瓦时
33	R ₅	申报价格最小单位	10 元/兆瓦时
34	L ₁	竞价公用燃煤机组、燃气机组报价段数	7 段
35	L ₂	新能源场站报价段数	7 段
36	L ₃	核电机组报价段数	2 段
37	L ₄	按公用电厂管理的竞价自备电厂报价段	7 段
38	L ₅	市场用户报价段数	7 段
39	L ₆	竞价电化学储能报价段数	7 段
40	L ₇	竞价热储能报价段数	7 段
41	B ₅	竞价公用燃煤机组、燃气机组、新能源场站、核电机组、按公用电厂管理的竞价自备电厂每个报价段的长度阈值	不能小于机组额定容量的 5%
42	B ₆	批发用户、售电公司每个报价段的长度阈值	不能小于合同容量的 5%
43	B ₇	竞价电化学储能每个报价段的长度阈值	最小区间长度为 $\text{Max}\{(\text{最大放电功率} - \text{最大充电功率}) \times 5\%, 1 \text{ 兆瓦}\}$

序号	参数	参数说明	暂定数值
44	B_8	竞价热储能每个报价段的长度阈值	最小区间长度为 $\text{Max}\{(\text{缺省最大用电负荷} - \text{缺省最小用电负荷}) \times 5\%, 1 \text{ 兆瓦}\}$
45	ρ_0^{RSI}	剩余供给指数临界值	1.1
46	π_{DA}	合理收益率	0.05
47	$M1$	执行偏差率允许值	燃煤机组、核电机组、燃气、按公用电厂管理的自备电厂 2%; 电化学储能、热储能、虚拟电厂、绿电直连项目 5%; 新能源机组 10%
48	M_2	新能源执行偏差回收系数	1
49	M_3	新型经营主体执行偏差回收系数	1
50	M_4	风电场超短期功率预测月度准确率允许值	95%
51	M_5	光伏电站超短期功率预测月度准确率允许值	95%
52	F_1	风电场短期功率预测曲线误差带	$\pm 10\%$
53	G_1	光伏电站短期功率预测曲线误差带	$\pm 10\%$
54	$C_{\text{核定成本}}$	核定成本	燃煤火电机组: 60 万千瓦及以上: 0.232 元/千瓦时 [30, 60) 万千瓦级: 0.242 元/千瓦时 [20, 30) 万千瓦级: 0.272 元/千瓦时 20 万千瓦级以下: 0.289 元/千瓦时 核电机组: 0.232 元/千瓦时 按公用电厂管理的自备电厂: 0.289 元/千瓦时
55	C_3	新能源短期功率预测偏差考核价格	20 元/兆瓦时
56	C_4	新能源超短期功率预测偏差考核价格	20 元/兆瓦
57	C_5	单个新能源短期功率预测月度考核结算费用上限	500 万元
58	C_6	单个新能源超短期功率预测月度考核结算费用上限	500 万元
59	β	管制措施触发阈值	1.2
60	G_2	执行偏差获利回收豁免带宽	102%
61	M	日前市场安全约束机组组合、日前市场安全约束经济调度出清优化的网络潮流约束松弛罚因子	1×10^8

序号	参数	参数说明	暂定数值
62	M'	日前节点电价计算的潮流约束松弛因子	1000
63	M_b	实时安全约束经济调度的发用电平衡约束的惩罚因子	1×10^9
64	M'_b	实时节点电价计算的发用电平衡约束的惩罚因子	1500
65	M_l	实时安全约束经济调度支路潮流约束松弛惩罚因子	1×10^8
66	M_s	实时安全约束经济调度断面潮流约束松弛惩罚因子	1×10^8
67	M'_s	实时节点电价计算的网络安全约束惩罚因子	1000
68	M_{by}	实时市场系统正负备用惩罚因子	1×10^4

附件 4

220 千伏及以上电压等级燃煤火电综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
			1 号	2 号				
1	葫芦岛热电厂							
		供暖期	8.110	8.430				
		非供暖期	6.340	6.520				
2	锦州热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	12.290	13.300				
		非供暖期	10.270	9.800				
3	沈东热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	7.630	7.790				
		非供暖期	7.230	6.920				
4	朝阳热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	9.950	9.950				
		非供暖期	8.350	8.350				
5	大连开发区热电		1 号	2 号				
		供暖期	9.500	9.500				
		非供暖期	7.600	7.600				
6	庄河电厂		1 号	2 号				
		供暖期	8.000	8.000				
		非供暖期	6.300	6.300				
7	康平电厂		1 号	2 号				
		供暖期	7.250	7.250				
		非供暖期	7.250	7.250				
8	沈西热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	9.500	9.300				
		非供暖期	8.100	7.900				
9	甘井子热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	7.800	7.800				
		非供暖期	6.950	6.950				
10	泰山电厂		1 号	2 号				
		供暖期	14.430	14.430				
		非供暖期	10.980	10.980				
11	本溪热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	12.050	12.250				
		非供暖期	6.630	6.880				
12	东方电厂		1 号	2 号				
		供暖期	10.000	10.000				
		非供暖期	9.000	9.000				
13	抚顺热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	9.220	9.780				

		非供暖期	8.350	7.970				
14	燕山湖电厂		1 号	2 号				
		供暖期	9.000	9.000				
		非供暖期	9.500	9.500				
15	阜新电厂		1 号	2 号	3 号	4 号		
		供暖期	17.300	19.000	13.300	13.300		
		非供暖期	16.200	16.200	11.000	11.000		
16	清河电厂		1 号	9 号				
		供暖期	6.270	6.160				
		非供暖期	5.880	5.780				
17	丹东金山热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	12.300	12.300				
		非供暖期	9.730	9.550				
18	苏家屯热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	23.000	23.000				
		非供暖期	15.000	15.000				
19	铁岭电厂		1 号	2 号	3 号	4 号	5 号	6 号
		供暖期	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
		非供暖期	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
20	阜新金山电厂		2 号	3 号				
		供暖期	21.440	21.440				
		非供暖期	18.500	18.500				
21	大连湾厂		1 号	2 号	3 号	4 号		
		供暖期	7.070	7.070	7.070	7.070		
		非供暖期	6.240	6.240	6.240	6.240		
22	华能二热		3 号	4 号				
		供暖期	9.570	9.460				
		非供暖期	7.340	7.120				
23	丹东电厂		1 号	2 号				
		供暖期	8.360	8.360				
		非供暖期	8.430	8.430				
24	营口热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	9.80	9.50				
		非供暖期	7.85	7.85				
25	营口电厂		1 号	2 号	3 号	4 号		
		供暖期	9.000	9.000	8.000	8.000		
		非供暖期	8.000	8.000	7.000	7.000		
26	锦州电厂		1 号	2 号				
		供暖期	5.100	5.100				
		非供暖期	4.5	4.5				
27	盘锦电厂		1 号	2 号				
		供暖期	8.000	8.000				

		非供暖期	8.000	8.000				
28	沈海电厂		1 号	3 号				
		供暖期	16.100	16.700				
		非供暖期	14.700	14.300				
29	抚矿中机 热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	9.770	9.770				
		非供暖期	8.130	8.130				
30	红阳热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	14.000	14.000				
		非供暖期	9.000	9.000				
31	调兵山电厂		1 号	2 号				
		供暖期	16.400	16.400				
		非供暖期	18.500	18.500				
32	阜新煤制气		1 号	2 号				
		供暖期	20.000	20.000				
		非供暖期	20.000	20.000				
33	绥中电厂		1 号	2 号				
		供暖期	6.950	6.950				
		非供暖期	6.510	6.510				
34	沈海热电 新厂		1 号	2 号				
		供暖期	13.300	13.300				
		非供暖期	13.300	13.300				

附件 5

66 千伏电压等级燃煤火电综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
1	北海热电厂		1 号	2 号	3 号			
		供暖期	29.510	29.510	29.510			
		非供暖期	31.580	31.580	31.580			
2	北票电厂		2 号	3 号	4 号			
		供暖期	53.760	—	53.760			
		非供暖期	-	—	—			
3	滨海热电		1 号	2 号				
		供暖期	27.500	26.000				
		非供暖期	—	47.500				
4	大孤山热电厂		1 号	2 号	3 号			
		供暖期	53.800	0	0			
		非供暖期	64.900	0	0			
5	灯塔红阳电厂		1 号	2 号	3 号	4 号		
		供暖期	35.000	35.000	11.000	5.000		
		非供暖期		-	—	-		
6	东电热电		5 号					
		供暖期	50.000					
		非供暖期	40.000					
7	丰源热电		1 号					
		供暖期	60.120					
		非供暖期	81.280					
8	阜新矿热		1 号	2 号	3 号	4 号	5 号	
		供暖期	0	0	0	34.280	34.280	
		非供暖期	0	0	0	—		
9	阜新盛明		1 号	2 号				
		供暖期	66.57	66.57				
		非供暖期	-					
10	阜新市热		1 号	2 号	3 号	4 号	5 号	
		供暖期	0	0	0	0	0	
		非供暖期	0	0	0	0	0	
11	富腾电厂		1 号	2 号				
		供暖期	65.790	65.790				
		非供暖期	62.140	62.140				
12	国新电厂		1 号					
		供暖期	30.000					
		非供暖期						
13	华能二热		1 号	2 号				
		供暖期	25.900	25.610				

		非供暖期	0	0				
			1 号	2 号				
14	桓仁金山	供暖期	52.250	52.250				
		非供暖期	68.240	68.240				
			1 号	2 号	3 号			
15	节能热电	供暖期	30.970	30.970	30.970			
		非供暖期	27.700	—	27.700			
			1 号	2 号	3 号	4 号		
16	沈阳开发区热电	供暖期	—	30.700	30.700	30.700		
		非供暖期	35.840	27.900	27.390	27.390		
			1 号	2 号	3 号	4 号		
17	开原宏达热电	供暖期	19.000	19.000	19.000	19.000		
		非供暖期	0	0	0	0		
			1 号					
18	辽阳县宏达热电	供暖期	17.800					
		非供暖期	—					
			1 号	2 号				
19	清原热电厂	供暖期	93.170	83.000				
		非供暖期	0	0				
			1 号	2 号	3 号			
20	皇姑热电	供暖期	39.980	35.510	35.610			
		非供暖期	—	-	-			
			3 号	4 号				
21	沈阳热电	供暖期	30.000	50.000				
		非供暖期	40.000	30.000				
			1 号	2 号	3 号			
22	松木岛热电	供暖期	0	0	0			
		非供暖期	0	0	0			
			1 号	2 号	3 号			
23	瓦房店热电	供暖期	33.130	33.130	33.130			
		非供暖期	70.270	70.270	70.270			
			1 号	2 号				
24	万海能源	供暖期	18.130	18.270				
		非供暖期	-					
			1 号	2 号	3 号	4 号		
25	香海热电厂	供暖期	27.050	27.050	27.050	27.050		
		非供暖期	48.040	48.040	48.040	48.040		
			1 号	2 号	3 号			
26	金州电	供暖期	33.330	33.330	33.330			
		非供暖期	49.870	49.870	49.870			
27	新北热电		1 号	2 号	3 号			
		供暖期	28.800	10.600	19.800			

		非供暖期	45.000	—	7.900			
28	鸭绿江热 电		1 号	2 号	3 号			
		供暖期	0	0	0			
		非供暖期	0	0	0			
29	彰武热电		1 号	2 号	3 号			
		供暖期	0	0	0			
		非供暖期	0	0	0			
30	京鹏热电		1 号					
		供暖期	65.220					
		非供暖期	65.220					
31	生态造纸		1 号					
		供暖期	28.000					
		非供暖期	30.500					
32	抗生素厂		1 号	2 号				
		供暖期	退役	退役				
		非供暖期	退役	退役				
33	银珠热电		2 号					
		供暖期	0					
		非供暖期						

附件 6

备压机组综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
1	仙人岛热电厂		1 号	2 号				
		供暖期	17.440	17.440				
		非供暖期	63.220	63.220				
2	长兴岛热电厂		1 号	2 号	3 号	4 号		
		供暖期	35.000	35.000	35.000	35.000		
		非供暖期	35.000	35.000	35.000	35.000		
3	华孚热电		1 号	2 号				
		供暖期	12.000	12.000				
		非供暖期	0	0				
4	国成电厂		1 号	2 号				
		供暖期	24.000	24.000				
		非供暖期	45.000	45.000				

附件 7

核电综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
1	红沿河核 电厂		1 号	2 号	3 号	4 号	5 号	6 号
		供暖期	6.080	5.940	6.130	6.070	6.290	6.090
		非供暖期	6.360	6.180	6.590	6.330	6.700	6.250

附件 8

新能源综合厂用电率

序号	说明
1	辽宁集中式风电机组综合厂用电率均按 2.7%
2	辽宁集中式光伏机组综合厂用电率均按 2.1%

附件 9

按公用电厂管理的自备电厂综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
1	抚顺新钢厂		1 号					
		供暖期	6.000					
		非供暖期	6.000					

附件 10

220 千伏电压等级常规水电综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
			1 号	2 号	3 号	4 号	5 号	
1	桓仁水厂							
		供暖期	2.130	2.130	2.130	2.130	2.130	
		非供暖期	2.130	2.130	2.130	2.130	2.130	
2	回龙水厂		1 号	2 号				
		供暖期	0.760	0.760				
		非供暖期	0.760	0.760				
3	金哨水厂		1 号	2 号	3 号			
		供暖期	4.100	4.110	4.110			
		非供暖期	4.100	4.110	4.110			
4	双岭水厂		1 号	2 号				
		供暖期	4.110	4.110				
		非供暖期	4.110	4.110				
5	太平哨 水厂		1 号	2 号	3 号	4 号		
		供暖期	0.940	0.940	0.940	0.940		
		非供暖期	0.940	0.940	0.940	0.940		

附件 11

虚拟电厂厂用电率

序号	说明
1	辽宁虚拟电厂综合厂用电率均按 0%

附件 12

并网型绿电直连项目厂用电率

序号	说明
1	辽宁并网型绿电直连项目综合厂用电率均按 0%

附件 13

日前安全约束机组组合数学模型

一、日前市场出清 SCUC 的目标函数

$$\begin{aligned}
 Min \Bigg\{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^N] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \\
 & \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] - \\
 & \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] + \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,t}(P_{vpp,t})] \\
 & + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})] \Bigg\}
 \end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

(二) 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； $D+1$ 日考虑竞价空间最高最低 2 个时段，故 T 为 98。

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^N$ 分别为发电企业 i 在时段 t 的

运行费用、启动费用、空载费用，其中运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与发电企业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；启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与发电企业停机时间有关的函数，以表示机组在不同状态（冷态/热态）下的启动费用；空载费用 $C_{i,t}^N$ 是与发电企业并网运行时间有关的函数。

（五） M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

（六） 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。

（七） 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。

（八） ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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。

（九） AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

（十一） VPP 表示虚拟电厂的总数，是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂申报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

（十二） $GGDC$ 表示并网型绿电直连项目的总数，是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目申

报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

（十三）发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad (0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN})$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

（十四）发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

（十五）电化学储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中， NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界。

（十六）电化学储能运行费用表达式：

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis} - \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch}$$

其中， $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(十七) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中， NAL 表示热储能报价总段数， $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十八) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中， $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十九) 虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & (P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)}) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & (P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数， $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十) 虚拟电厂运行费用表达式:

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

(二十一) 并网型绿电直连项目出力表达式：

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & (P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{el} \leq P_{ggdc,t}^{el(MAX)}) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & (P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{ge} \leq P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数， $P_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $P_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十二) 并网型绿电直连项目运行费用表达式：

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{ggdc,t,m}^{el} P_{ggdc,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{ggdc,t,m}^{ge} P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $C_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

二、日前市场出清 SCUC 的约束条件

(一) 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：

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} \\ & + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{ggdc=1}^{NE} P_{ggdc,t}^{el} - \sum_{ggdc=1}^{NG} P_{ggdc,t}^{ge} = D_t \end{aligned}$$

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

(二) 系统正备用容量约束

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

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。

系统正备用容量约束可以描述为:

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

其中, $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机, $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机; $P_{i,t}^{MAX}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力; R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。正常时期需同时满足 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, 调整备用容量要求。

(三) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为:

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

其中, $P_{i,t}^{MIN}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力; R_t^D 为时段 t

的系统负备用容量要求。

（四）特殊机组状态约束

必开机组、热电联产机组、试验机组应处于开机状态：

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

其中， I_s 为必开机组、热电联产机组、试验机组的全集。

（五）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：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX}$$

1.对于不参加现货市场的机组，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 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为对应时段的机组计划出力；在其停机时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 0$ 。

2.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。

3.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 $P_{i,t}^{MIN}$ 取为对应时段的供热最小发电出力， $P_{i,t}^{MAX}$ 取为对应时段的最大发电能力。

4.对于试验机组，在其试验时段内，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试验计划出力。

5.对于新能源场站， $P_{i,t}^{MAX}$ 为当前时段新能源场站申报的功率预测值。

6.对于自由优化机组，机组出力下限建模为：

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

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

机组出力上限建模为：

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

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

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。

（六）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， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（七）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：

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

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

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（八）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：

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

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

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

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

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

（九）机组最大启停次数约束（需要时启用）

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

切换到停机状态， $\eta_{i,t}$ 、 $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

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

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

（十）电厂电量约束（需要时启用）

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

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

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

（十一）电化学储能充放电功率约束

电化学储能出清的充放电功率需要在电化学储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制电化学储能充放状态的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{dis(MIN)} > 0, P_{es}^{dis(MAX)} > 0 \\ P_{es}^{ch(MIN)} > 0, P_{es}^{ch(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

(十二) 电化学储能荷电状态约束

电化学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电化学储能申报的参数。

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

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

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(十三) 电化学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个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（十四）电化学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， $N_{es, circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

（十五）热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} \leq P_{al,t} \leq P_{al,t}^{MAX}$$

其中， $P_{al,t}^{MIN}$ 、 $P_{al,t}^{MAX}$ 为热储能 al 的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

（十六）热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

$$\begin{aligned} P_{al,t} - P_{al,t-1} &\leq \Delta P_{al}^U \\ P_{al,t-1} - P_{al,t} &\leq \Delta P_{al}^D \end{aligned}$$

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

（十七）虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{vpp,t}$ 和 $\beta_{vpp,t}$ 是控制虚拟电厂发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{el} \leq \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{ge} \leq \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{vpp,t} + \beta_{vpp,t} \leq 1 \\ P_{vpp,t}^{el(MIN)} > 0, P_{vpp,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{vpp,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{vpp,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(十八) 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uge} \\ P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Dge} \\ P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uel} \\ P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uge} 、 ΔP_{vpp}^{Uel} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Dge} 、 ΔP_{vpp}^{Del} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

(十九) 并网型绿电直连项目发用电功率约束

并网型绿电直连项目出清的发用电功率需要在并网型绿电直连项目的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{ggdc,t}$ 和

$\beta_{ggdc,t}$ 是控制并网型绿电直连项目发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{el} \leq \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{ge} \leq \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{ggdc,t} + \beta_{ggdc,t} \leq 1 \\ P_{ggdc,t}^{el(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

（二十）并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uge} \\ P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Dge} \\ P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uel} \\ P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{ggdc}^{Uge} 、 ΔP_{ggdc}^{Uel} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大上爬坡率， ΔP_{ggdc}^{Dge} 、 ΔP_{ggdc}^{Del} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大爬坡率。

（二十一）核电机组平台状态互斥约束

核电机组申报不同平台状态时，应满足状态互斥约束：

$$x_t^{full} + x_t^{base} + s_t^{up} + s_t^{down} = u_t^{run}$$

其中, $x_t^{full} \in \{0,1\}$, 取 1 表示时段 t 机组运行在满功率平台; $x_t^{base} \in \{0,1\}$, 取 1 表示时段 t 机组运行在 860 兆瓦低功率平台; $s_t^{up} \in \{0,1\}$, 取 1 表示时段 t 处于爬坡状态; $s_t^{down} \in \{0,1\}$, 取 1 表示时段 t 处于滑坡状态; u_t^{run} 为核电是否运行标志, 取 1 为运行, 0 为停机。

(二十二) 核电机组功率上下限约束

核电机组申报出力上下限时, 应满足功率上下限约束:

$$\begin{cases} P_t = P_{full} & u_t^{opt} = 1 \\ P_{base}(1-x_t^{full}) + x_t^{full}P_{full} \leq P_t \leq P_{full}(1-x_t^{base}) + x_t^{base}P_{base} & u_t^{opt} = 0 \end{cases}$$

其中, u_t^{opt} 为核电是否可优化标志, 1 为不可优化, 0 为可优化; P_t 为核电机组出力; P_{full} 为核电机组申报的满功率出力; P_{base} 为核电机组的最低出力。

(二十三) 核电机组满功率持续时间累计约束

核电机组开展出力申报时, 应满足满功率持续时间累计约束:

满功率最小可滑坡时间:

$$\sum_{\tau=\max(1, t-T_{full}^{\min})}^{t-1} x_{\tau}^{full} \geq T_{full}^{\min}(s_t^{down} - s_{t-1}^{down}) \quad t > 1$$

860 兆瓦功率最小可爬坡时间:

$$\sum_{\tau=\max(1, t-T_{base}^{\min})}^{t-1} x_{\tau}^{base} \geq T_{base}^{\min}(s_t^{up} - s_{t-1}^{up}) \quad t > 1$$

其中, 若核电低功率平台无最小持续时间要求, 则该约

束不生效。 x_t^{base} 为核电运行最小功率平台状态； s_t^{up} 为核电机组滑坡状态。

（二十四）核电机组滑/爬坡状态约束

核电机组处于滑变、爬坡状态时，应满足对应状态约束：

滑坡状态约束：

$$\begin{cases} s_t^{down} \geq x_{t-1}^{full} - x_t^{full} \\ s_{t-1}^{down} - x_t^{base} \leq s_t^{down} \leq 1 - x_t^{base} \end{cases}$$

爬坡状态约束：

$$\begin{cases} s_t^{up} \geq x_{t-1}^{base} - x_t^{base} \\ s_{t-1}^{up} - x_t^{full} \leq s_t^{up} \leq 1 - x_t^{full} \end{cases}$$

（二十五）核电机组爬坡功率约束

核电机组进行出力调整时，应满足爬坡功率约束：

$$\begin{aligned} -R_t^{down_tp} s_t^{down} + R_t^{ramp_dn} s_t^{up} &\leq P_t - P_{t-1} \\ P_t - P_{t-1} &\leq -R_t^{down_dn} s_t^{down} + R_t^{ramp_tp} s_t^{up} \end{aligned}$$

其中， $R_t^{down_tp}$ 为核电机组滑坡上界； $R_t^{down_dn}$ 为核电机组滑坡下界； s_t^{down} 为核电机组滑坡状态； s_t^{up} 为核电机组爬坡状态； $R_t^{ramp_tp}$ 核电机组爬坡上界； $R_t^{ramp_dn}$ 核电机组爬坡下界。

（二十六）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
-P_l^{MAX} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} - G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对线路 l 的发灵敏度因子； SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（二十七）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：

$$\begin{aligned}
P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j

所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的发灵敏度因子; G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对断面 s 的灵敏度因子; SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

日前安全约束经济调度数学模型

一、日前市场出清 SCED 的目标函数

$$\begin{aligned}
Min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\
\sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] \\
+ \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,t}(P_{vpp,t})] - \\
\left. \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})] \right\}
\end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

(二) 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； $D+1$ 日考虑竞价空间最高最低 2 个时段，故 T 为 98。

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是发电企业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。

(五) M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

(六) 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。

(七) 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。

(八) ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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；

(九) AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

(十) VPP 表示虚拟电厂的总数， $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂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。

(十一) $GGDC$ 表示并网型绿电直连项目的总数，是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目申报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

(十二) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad \left(0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN} \right)$$

其中, NM 为发电企业报价总段数, $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十三) 发电企业运行费用表达式:

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

其中, $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十四) 电化学储能出力表达式:

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中, NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数, $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力, $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界。

(十五) 电化学储能运行费用表达式:

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis} - \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch}$$

其中, $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(十六) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad \left(P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX} \right)$$

其中， NAL 表示热储能报价总段数， $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十七) 热储能运行费用表达式：

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中， $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十八) 虚拟电厂出力表达式：

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & \left(P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)} \right) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & \left(P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数， $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(十九) 虚拟电厂运行费用表达式：

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(二十) 并网型绿电直连项目出力表达式：

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & (P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{el} \leq P_{ggdc,t}^{el(MAX)}) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & (P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{ge} \leq P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数， $P_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $P_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十一) 并网型绿电直连项目运行费用表达式：

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{ggdc,t,m}^{el} P_{ggdc,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{ggdc,t,m}^{ge} P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $C_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$

申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

二、日前市场出清 SCED 的约束条件

(一) 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：

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} \\ & + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{ggdc=1}^{NE} P_{ggdc,t}^{el} - \sum_{ggdc=1}^{NG} P_{ggdc,t}^{ge} = D_t \end{aligned}$$

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

(二) 机组出力上下限约束

发电企业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。

（三）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， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（四）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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）电厂电量约束（需要时启用）

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

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

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

(六) 电化学储能充放电功率约束

电化学储能出清的充放电功率需要在电化学储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制电化学储能充放状态的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{dis(MIN)} > 0, P_{es}^{dis(MAX)} > 0 \\ P_{es}^{ch(MIN)} > 0, P_{es}^{ch(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

(七) 电化学储能荷电状态约束

电化学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电化学储能申报的参数。

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

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

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状

态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E_{es,t}}$ 、 $\underline{E_{es,t}}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(八) 电化学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个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(九) 电化学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， $N_{es, circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(十) 热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} \leq P_{al,t} \leq P_{al,t}^{MAX}$$

其中， $P_{al,t}^{MIN}$ 、 $P_{al,t}^{MAX}$ 为热储能 al 的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

(十一) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

$$\begin{aligned} P_{al,t} - P_{al,t-1} &\leq \Delta P_{al}^U \\ P_{al,t-1} - P_{al,t} &\leq \Delta P_{al}^D \end{aligned}$$

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

（十二）并网型绿电直连项目发用电功率约束

并网型绿电直连项目出清的发用电功率需要在并网型绿电直连项目的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{ggdc,t}$ 和 $\beta_{ggdc,t}$ 是控制并网型绿电直连项目发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{el} \leq \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{ge} \leq \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{ggdc,t} + \beta_{ggdc,t} \leq 1 \\ P_{ggdc,t}^{el(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

（十三）并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uge} \\ P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Dge} \\ P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uel} \\ P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{ggdc}^{Uge} 、 ΔP_{ggdc}^{Uel} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大上爬坡率， ΔP_{ggdc}^{Dge} 、 ΔP_{ggdc}^{Del} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大爬坡率。

（十四）核电机组平台状态互斥约束

核电机组申报不同平台状态时，应满足状态互斥约束：

$$x_t^{full} + x_t^{base} + s_t^{up} + s_t^{down} = u_t^{run}$$

其中， $x_t^{full} \in \{0,1\}$ ，取 1 表示时段 t 机组运行在满功率平台； $x_t^{base} \in \{0,1\}$ ，取 1 表示时段 t 机组运行在 860 兆瓦低功率平台； $s_t^{up} \in \{0,1\}$ ，取 1 表示时段 t 处于爬坡状态； $s_t^{down} \in \{0,1\}$ ，取 1 表示时段 t 处于滑坡状态； u_t^{run} 为核电是否运行标志，取 1 为运行，0 为停机。

（十五）核电机组功率上下限约束

核电机组申报出力上下限时，应满足功率上下限约束：

$$\begin{cases} P_t = P_{full} & u_t^{opt} = 1 \\ P_{base}(1-x_t^{full}) + x_t^{full}P_{full} \leq P_t \leq P_{full}(1-x_t^{base}) + x_t^{base}P_{base} & u_t^{opt} = 0 \end{cases}$$

其中， u_t^{opt} 为核电是否可优化标志，1 为不可优化，0 为可优化； P_t 为核电机组出力； P_{full} 为核电机组申报的满功率出力； P_{base} 为核电机组的最低出力。

（十六）核电机组满功率持续时间累计约束

核电机组开展出力申报时，应满足满功率持续时间累计约束：

满功率最小可滑坡时间:

$$\sum_{\tau=\max(1,t-T_{full}^{\min})}^{t-1} x_{\tau}^{full} \geq T_{full}^{\min} (s_t^{down} - s_{t-1}^{down}) \quad t > 1$$

860 兆瓦功率最小可爬坡时间:

$$\sum_{\tau=\max(1,t-T_{base}^{\min})}^{t-1} x_{\tau}^{base} \geq T_{base}^{\min} (s_t^{up} - s_{t-1}^{up}) \quad t > 1$$

其中, 若核电低功率平台无最小持续时间要求, 则该约束不生效。 x_{τ}^{base} 为核电运行最小功率平台状态; s_t^{up} 为核电机组滑坡状态。

(十七) 核电机组滑/爬坡状态约束

核电机组处于滑变、爬坡状态时, 应满足对应状态约束:

滑坡状态约束:

$$\begin{cases} s_t^{down} \geq x_{t-1}^{full} - x_t^{full} \\ s_{t-1}^{down} - x_t^{base} \leq s_t^{down} \leq 1 - x_t^{base} \end{cases}$$

爬坡状态约束:

$$\begin{cases} s_t^{up} \geq x_{t-1}^{base} - x_t^{base} \\ s_{t-1}^{up} - x_t^{full} \leq s_t^{up} \leq 1 - x_t^{full} \end{cases}$$

(十八) 核电机组爬坡功率约束

核电机组进行出力调整时, 应满足爬坡功率约束:

$$\begin{aligned} -R_t^{down-tp} s_t^{down} + R_t^{ramp-dn} s_t^{up} &\leq P_t - P_{t-1} \\ P_t - P_{t-1} &\leq -R_t^{down-dn} s_t^{down} + R_t^{ramp-tp} s_t^{up} \end{aligned}$$

其中， $R_t^{down_tp}$ 为核电机组滑坡上界； $R_t^{down_dn}$ 为核电机组滑坡下界； s_t^{down} 为核电机组滑坡状态； s_t^{up} 为核电机组爬坡状态； $R_t^{ramp_tp}$ 核电机组爬坡上界； $R_t^{ramp_dn}$ 核电机组爬坡下界。

（十九）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\ & \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} - G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\ & + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对线路 l 的发灵敏度因子； SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（二十）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：

$$\begin{aligned}
P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的发灵敏度因子； G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对断面 s 的灵敏度因子； SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

日前节点电价数学模型

一、日前市场节点电价（LMP）计算模型目标函数

$$\begin{aligned}
Min \Bigg\{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \\
& \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] \\
& + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})] - \\
& \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] + \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,t}(P_{vpp,t})] \Bigg\}
\end{aligned}$$

其中：

（一） N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

（二） 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； $D+1$ 日考虑竞价空间最高最低 2 个时段，故 T 为 98。

（三） $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

（四） $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是发电企业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。

(五) M' 为用于节点电价计算的潮流约束松弛罚因子。

(六) 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。

(七) 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。

(八) ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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；

(九) AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

(十) VPP 表示虚拟电厂的总数， $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂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

(十一) $GGDC$ 表示并网型绿电直连项目的总数， $C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})$ 是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目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

(十二) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad \left(0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN} \right)$$

其中, NM 为发电企业报价总段数, $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十三) 发电企业运行费用表达式:

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

其中, $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十四) 电化学储能出力表达式:

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中, NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数, $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力, $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界;

(十五) 电化学储能运行费用表达式:

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis} - \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch}$$

其中, $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(十六) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad \left(P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX} \right)$$

其中， NAL 表示热储能报价总段数， $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十七) 热储能运行费用表达式：

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中， $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十八) 虚拟电厂出力表达式：

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & \left(P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)} \right) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & \left(P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数， $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(十九) 虚拟电厂运行费用表达式：

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(二十) 并网型绿电直连项目出力表达式：

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & (P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{el} \leq P_{ggdc,t}^{el(MAX)}) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & (P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{ge} \leq P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数， $P_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $P_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十一) 并网型绿电直连项目运行费用表达式：

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{ggdc,t,m}^{el} P_{ggdc,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{ggdc,t,m}^{ge} P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $C_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

二、节点电价计算模型的约束条件

(一) 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：

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} \\ & + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{ggdc=1}^{NE} P_{ggdc,t}^{el} - \sum_{ggdc=1}^{NG} P_{ggdc,t}^{ge} = D_t \end{aligned}$$

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

(二) 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。

对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{MIN} = \max \left[(1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MIN})^{SCED} \right]$$

$$P_{i,t}^{MAX} = \min \left[(1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MAX})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{MIN})^{SCED}$ 、 $(P_{i,t}^{MAX})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的机组最大、最小出力。

（三）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， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（四）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：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq RD_i$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）电化学储能充放电功率约束

当储能处于充电状态时，充电上下限为：

$$P_{es,t}^{ch(MAX)} = MAX \left[(1 - \delta) P_{es,t}^{ch,SCED}, (P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED} \right]$$

$$P_{es,t}^{ch(MIN)} = MIN \left[(1 + \delta) P_{es,t}^{ch,SCED}, (P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED} \right]$$

当储能处于放电状态时，放电上下限为：

$$P_{es,t}^{dis(MIN)} = MAX \left[(1 - \delta) P_{es,t}^{dis,SCED}, (P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED} \right]$$

$$P_{es,t}^{dis(MAX)} = MIN \left[(1 + \delta) P_{es,t}^{dis,SCED}, (P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许电化学储能偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED}$ 分别表示日前 SCED 模型中电化学储能 es 的最大、最小充放电功率， $P_{es,t}^{ch,SCED}$ 、 $P_{es,t}^{dis,SCED}$ 为日前 SCED 的充放电功率结果。

（六）电化学储能荷电状态约束

电化学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电化学储能申报的参数。

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

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

其中, $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态; η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率; Δt 表示时段长度; E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量; $\overline{E_{es,t}}$ 、 $\underline{E_{es,t}}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(七) 电化学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个时段目标荷电状态, E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(八) 电化学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, $N_{es, circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(九) 热储能出力上下限约束

$$\begin{aligned} P_{al,t}^{MIN} &= MAX \left[(1-\delta) P_{al,t}^{SCED}, (P_{al,t}^{MIN})^{SCED} \right] \\ P_{al,t}^{MAX} &= MIN \left[(1+\delta) P_{al,t}^{SCED}, (P_{al,t}^{MAX})^{SCED} \right] \end{aligned}$$

其中, δ 为 LMP 模型中允许热储能偏离日前 SCED 优化结果的比例, $(P_{al,t}^{MIN})^{SCED}$ 、 $(P_{al,t}^{MAX})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的热储能时段最小、最大出力。

(十) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时, 均应满足调节速率要求:

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

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

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

（十一）虚拟电厂发用电功率约束

当虚拟电厂处于电源状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{el(MAX)} = MAX \left[(1 - \delta) P_{vpp,t}^{el, SCED}, (P_{vpp}^{el(MAX)})^{SCED} \right]$$

$$P_{vpp,t}^{el(MIN)} = MIN \left[(1 + \delta) P_{vpp,t}^{el, SCED}, (P_{vpp}^{el(MIN)})^{SCED} \right]$$

当虚拟电厂处于负荷状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{ge(MIN)} = MAX \left[(1 - \delta) P_{vpp,t}^{ge, SCED}, (P_{vpp}^{ge(MIN)})^{SCED} \right]$$

$$P_{vpp,t}^{ge(MAX)} = MIN \left[(1 + \delta) P_{vpp,t}^{ge, SCED}, (P_{vpp}^{ge(MAX)})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许虚拟电厂偏离日前 SCED 优化结果的比例， $P_{vpp,t}^{el, SCED}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge, SCED}$ 为日前 SCED 的发用电功率结果。

（十二）虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Uel}$$

$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Del}$$

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Uge}$$

$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Dge}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uel} 、 ΔP_{vpp}^{Uge} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Del} 、 ΔP_{vpp}^{Dge} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

（十三）并网型绿电直连项目发用电功率约束

当并网型绿电直连项目处于电源状态时，功率上下限为：

$$P_{ggdc,t}^{el(MAX)} = MAX \left[(1-\delta)P_{ggdc,t}^{el,SCED}, (P_{ggdc}^{el(MAX)})^{SCED} \right]$$

$$P_{ggdc,t}^{el(MIN)} = MIN \left[(1+\delta)P_{ggdc,t}^{el,SCED}, (P_{ggdc}^{el(MIN)})^{SCED} \right]$$

当并网型绿电直连项目处于负荷状态时，功率上下限为：

$$P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} = MAX \left[(1-\delta)P_{ggdc,t}^{ge,SCED}, (P_{ggdc}^{ge(MIN)})^{SCED} \right]$$

$$P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} = MIN \left[(1+\delta)P_{ggdc,t}^{ge,SCED}, (P_{ggdc}^{ge(MAX)})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许并网型绿电直连项目偏离日前 SCED 优化结果的比例， $P_{ggdc,t}^{el,SCED}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge,SCED}$ 为日前 SCED 的发用电功率结果。

（十四）并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} \leq \Delta P_{ggdc}^{Uge}$$

$$P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} \leq \Delta P_{ggdc}^{Dge}$$

$$P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} \leq \Delta P_{ggdc}^{Uel}$$

$$P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} \leq \Delta P_{ggdc}^{Del}$$

其中， ΔP_{ggdc}^{Uge} 、 ΔP_{ggdc}^{Uel} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大上爬坡率， ΔP_{ggdc}^{Dge} 、 ΔP_{ggdc}^{Del} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大爬坡率。

（十五）核电机组平台状态互斥约束

核电机组申报不同平台状态时，应满足状态互斥约束：

$$x_t^{full} + x_t^{base} + s_t^{up} + s_t^{down} = u_t^{run}$$

其中, $x_t^{full} \in \{0,1\}$, 取 1 表示时段 t 机组运行在满功率平台; $x_t^{base} \in \{0,1\}$, 取 1 表示时段 t 机组运行在 860 兆瓦低功率平台; $s_t^{up} \in \{0,1\}$, 取 1 表示时段 t 处于爬坡状态; $s_t^{down} \in \{0,1\}$, 取 1 表示时段 t 处于滑坡状态; u_t^{run} 为核电是否运行标志, 取 1 为运行, 0 为停机。

(十六) 核电机组功率上下限约束

核电机组申报出力上下限时, 应满足功率上下限约束:

$$\begin{cases} P_t = P_{full} & u_t^{opt} = 1 \\ P_{base}(1 - x_t^{full}) + x_t^{full} P_{full} \leq P_t \leq P_{full}(1 - x_t^{base}) + x_t^{base} P_{base} & u_t^{opt} = 0 \end{cases}$$

其中, u_t^{opt} 为核电是否可优化标志, 1 为不可优化, 0 为可优化; P_t 为核电机组出力; P_{full} 为核电机组申报的满功率出力; P_{base} 为核电机组的最低出力。

(十七) 核电机组满功率持续时间累计约束

核电机组开展出力申报时, 应满足满功率持续时间累计约束:

满功率最小可滑坡时间:

$$\sum_{\tau=\max(1, t-T_{full}^{\min})}^{t-1} x_{\tau}^{full} \geq T_{full}^{\min}(s_t^{down} - s_{t-1}^{down}) \quad t > 1$$

860 兆瓦功率最小可爬坡时间:

$$\sum_{\tau=\max(1, t-T_{base}^{\min})}^{t-1} x_{\tau}^{base} \geq T_{base}^{\min}(s_t^{up} - s_{t-1}^{up}) \quad t > 1$$

其中，若核电低功率平台无最小持续时间要求，则该约束不生效。 x_t^{base} 为核电运行最小功率平台状态； s_t^{up} 为核电机组滑坡状态。

（十八）核电机组滑/爬坡状态约束

核电机组处于滑变、爬坡状态时，应满足对应状态约束：

滑坡状态约束：

$$\begin{cases} s_t^{down} \geq x_{t-1}^{full} - x_t^{full} \\ s_{t-1}^{down} - x_t^{base} \leq s_t^{down} \leq 1 - x_t^{base} \end{cases}$$

爬坡状态约束：

$$\begin{cases} s_t^{up} \geq x_{t-1}^{base} - x_t^{base} \\ s_{t-1}^{up} - x_t^{full} \leq s_t^{up} \leq 1 - x_t^{full} \end{cases}$$

（十九）核电机组爬坡功率约束

核电机组进行出力调整时，应满足爬坡功率约束：

$$\begin{aligned} -R_t^{down_tp} s_t^{down} + R_t^{ramp_dn} s_t^{up} &\leq P_t - P_{t-1} \\ P_t - P_{t-1} &\leq -R_t^{down_dn} s_t^{down} + R_t^{ramp_tp} s_t^{up} \end{aligned}$$

其中， $R_t^{down_tp}$ 为核电机组滑坡上界； $R_t^{down_dn}$ 为核电机组滑坡下界； s_t^{down} 为核电机组滑坡状态； s_t^{up} 为核电机组爬坡状态； $R_t^{ramp_tp}$ 核电机组爬坡上界； $R_t^{ramp_dn}$ 核电机组爬坡下界。

（二十）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
-P_l^{MAX} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} - G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-a} 表示热负荷 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对线路 l 的发灵敏度因子； SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（二十一）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：

$$\begin{aligned}
P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所

在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对断面 s 的灵敏度因子; SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

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 k 在时段 t 的节点电价为:

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{MAX} - \tau_{l,t}^{MIN}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{MAX} - \tau_{s,t}^{MIN}) G_{s-k}$$

其中:

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子。

$\tau_{l,t}^{MAX}$ 为线路 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。

$\tau_{l,t}^{MIN}$ 为线路 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。

$\tau_{s,t}^{MAX}$ 为断面 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。

$\tau_{s,t}^{MIN}$ 为断面 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} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子。

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

(注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

附件 16

日前市场出清安全约束机组组合模型

一、日前市场出清 SCUC 的目标函数

$$\begin{aligned}
 Min \Bigg\{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^N] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \\
 & \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T R [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] - \\
 & \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] + \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,t}(P_{vpp,t})] \\
 & + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})] - \sum_{u=1}^U \sum_{t=1}^T B_{u,t}(D_{u,t}) \Bigg\}
 \end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

(二) 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； $D+1$ 日考虑竞价空间最高最低 2 个时段，故 T 为 98。

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^N$ 分别为发电企业 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、空载费用，其中运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与发电企业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；启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与发电企业停机时间有关的函数，

以表示机组在不同状态（冷态/热态）下的启动费用；空载费用 $C_{i,t}^N$ 是与发电企业并网运行时间有关的函数。

（五） M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

（六） R 用于市场出清优化的系统负荷约束松弛罚因子。

（七） 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。

（八） 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。

（九） SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别表示系统负荷的正、反向负荷松弛变量。

（十） ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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。

（十一） $D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷。

（十二） AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

（十三） VPP 表示虚拟电厂的总数，是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂申报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

(十四) $GGDC$ 表示并网型绿电直连项目的总数，是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目申报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

(十五) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad \left(0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN} \right)$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十六) 发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十七) 电化学储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & \left(0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)} \right) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & \left(0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)} \right) \end{cases}$$

其中， NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界。

(十八) 电化学储能运行费用表达式:

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis} - \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch}$$

其中, $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充电出力区间对应的能量价格。

(十九) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中, NAL 表示热储能报价总段数, $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(二十) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中, $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(二十一) 虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & (P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)}) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & (P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数, $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力, $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十二) 虚拟电厂运行费用表达式:

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中, $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

(二十三) 并网型绿电直连项目出力表达式:

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & (P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{el} \leq P_{ggdc,t}^{el(MAX)}) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & (P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{ge} \leq P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数, $P_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $P_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力, $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十四) 并网型绿电直连项目运行费用表达式:

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{ggdc,t,m}^{el} P_{ggdc,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{ggdc,t,m}^{ge} P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中, $C_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $C_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

(二十五) 售电公司及批发用户中标负荷表达式

$$D_{u,t} = \sum_{n=1}^{NN} D_{u,t,n}$$

$$D_{u,t,n}^{\min} \leq D_{u,t,n} \leq D_{u,t,n}^{\max}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $D_{u,t,n}$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 第 n 个电力需求区间的中标负荷， $D_{u,t,n}^{\max}$ 、 $D_{u,t,n}^{\min}$ 分别为售电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间上、下界。

(二十六) 售电公司及批发用户购电费用表达式：

$$B_{u,t}(D_{u,t}) = \sum_{n=1}^{NN} C_{u,t,n} D_{u,t,n}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $C_{u,t,n}$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间对应的能量价格。

二、日前市场出清 SCUC 的约束条件

(一) 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：

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} \\ & + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{ggdc=1}^{NE} P_{ggdc,t}^{el} - \sum_{ggdc=1}^{NG} P_{ggdc,t}^{ge} \\ & - SL_{load}^+ + SL_{load}^- = \sum_{u=1}^U D_{u,t} + \sum_{k=1}^K D_{k,t}^0 \end{aligned}$$

其中， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。 $D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷， U 表示参与日前电能量市场的售电公司和批发用户按节点的申报数

量之和， $D_{k,t}^0$ 表示节点 k 上时段 t 非市场用户的负荷预测， K 为节点总数。 SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别表示系统负荷的正、反向负荷松弛变量。

（二）系统正备用容量约束

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

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

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} \geq \sum_{u=1}^U D_{u,t} + \sum_{k=1}^K D_{k,t}^0 + R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{MAX}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。正常时期需同时满足 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，调整备用容量要求。

（三）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq \sum_{u=1}^U D_{u,t} + \sum_{k=1}^K D_{k,t}^0 - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

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

（四）特殊机组状态约束

必开机组、热电联产机组、试验机组应处于开机状态：

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

其中， I_s 为必开机组、热电联产机组、试验机组的全集。

（五）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：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX}$$

1.对于不参加现货市场的机组，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 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为对应时段的机组计划出力；在其停机时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 0$ 。

2.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。

3.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 $P_{i,t}^{MIN}$ 取为对应时段的供热最小技术出力， $P_{i,t}^{MAX}$ 取为对应时段的最大发电能力。

4.对于试验机组，在其试验时段内，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试验计划出力。

5.对于新能源场站， $P_{i,t}^{MAX}$ 为当前时段新能源场站申报的功率预测值。

6.对于自由优化机组，机组出力下限建模为：

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

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

机组出力上限建模为：

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

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

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。

（六）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， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（七）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：

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

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

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（八）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：

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

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

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

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

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

（九）机组最大启停次数约束（需要时启用）

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

切换到停机状态， $\eta_{i,t}$ 、 $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

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

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

（十）电厂电量约束（需要时启用）

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

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

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

（十一）电化学储能充放电功率约束

电化学储能出清的充放电功率需要在电化学储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制电化学储能充放状态的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{dis(MIN)} > 0, P_{es}^{dis(MAX)} > 0 \\ P_{es}^{ch(MIN)} > 0, P_{es}^{ch(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

（十二）电化学储能荷电状态约束

电化学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电化学储能申报的参数。

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

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

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

（十三）电化学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个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（十四）电化学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， $N_{es, circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

（十五）热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} \leq P_{al,t} \leq P_{al,t}^{MAX}$$

其中， $P_{al,t}^{MIN}$ 、 $P_{al,t}^{MAX}$ 为热储能 al 的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

（十六）热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

$$\begin{aligned} P_{al,t} - P_{al,t-1} &\leq \Delta P_{al}^U \\ P_{al,t-1} - P_{al,t} &\leq \Delta P_{al}^D \end{aligned}$$

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

（十七）虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{vpp,t}$ 和 $\beta_{vpp,t}$ 是控制虚拟电厂发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{el} \leq \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{ge} \leq \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{vpp,t} + \beta_{vpp,t} \leq 1 \\ P_{vpp,t}^{el(MIN)} > 0, P_{vpp,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{vpp,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{vpp,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(十八) 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uge} \\ P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Dge} \\ P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uel} \\ P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uge} 、 ΔP_{vpp}^{Uel} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Dge} 、 ΔP_{vpp}^{Del} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

(十九) 并网型绿电直连项目发用电功率约束

并网型绿电直连项目出清的发用电功率需要在并网型绿电直连项目的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{ggdc,t}$ 和

$\beta_{ggdc,t}$ 是控制并网型绿电直连项目发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{el} \leq \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{ge} \leq \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{ggdc,t} + \beta_{ggdc,t} \leq 1 \\ P_{ggdc,t}^{el(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(二十) 并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uge} \\ P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Dge} \\ P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uel} \\ P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{ggdc}^{Uge} 、 ΔP_{ggdc}^{Uel} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发电最大上爬坡率， ΔP_{ggdc}^{Dge} 、 ΔP_{ggdc}^{Del} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发电最大下坡率。

(二十一) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
-P_l^{MAX} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} - G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX}
\end{aligned}$$

其中, P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限; G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子; G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子; K 为系统的节点数量; G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子; G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子; G_{l-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子; G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子; G_{l-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对线路 l 的发灵敏度因子; SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(二十二) 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:

$$\begin{aligned}
P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - \\
& - \sum_{k=1}^K G_{s-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
\end{aligned}$$

其中, P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i}

为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对断面 s 的灵敏度因子; SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件 17

日前市场出清安全约束经济调度数学模型

一、日前市场出清 SCED 的目标函数

$$\begin{aligned} \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\ \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] \\ + \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,t}(P_{vpp,t})] - \sum_{u=1}^U \sum_{t=1}^T B_{u,t}(D_{u,t}) - \\ \left. \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})] + \sum_{t=1}^T R[SL_{load}^+ + SL_{load}^-] \right\} \end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

(二) 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； $D+1$ 日考虑竞价空间最高最低 2 个时段，故 T 为 98。

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是发电企业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。

(五) R 表示用于市场出清优化的系统负荷约束松弛罚

因子。

(六) M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

(七) 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。

(八) 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。

(九) SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别表示系统负荷的正、反向负荷松弛变量。

(十) ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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；

(十一) AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

(十二) VPP 表示虚拟电厂的总数， $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂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。

(十三) $GGDC$ 表示并网型绿电直连项目的总数，是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目申报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

(十四) $D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷。

(十五) $B_{u,t}(D_{u,t})$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 的购电费用，是与售电公司或批发用户申报的各段电力需求区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

(十六) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad (0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN})$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十七) 发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十八) 电化学储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中， NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电

化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界。

(十九) 电化学储能运行费用表达式:

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis} - \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch}$$

其中, $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(二十) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中, NAL 表示热储能报价总段数, $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(二十一) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中, $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(二十二) 虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & (P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)}) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & (P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数, $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用

电中标电力， $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十三) 虚拟电厂运行费用表达式:

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(二十四) 并网型绿电直连项目出力表达式:

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & (P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{el} \leq P_{ggdc,t}^{el(MAX)}) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & (P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{ge} \leq P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数， $P_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $P_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十五) 并网型绿电直连项目运行费用表达式:

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{ggdc,t,m}^{el} P_{ggdc,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{ggdc,t,m}^{ge} P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $C_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

(二十六) 售电公司及批发用户中标负荷表达式

$$D_{u,t} = \sum_{n=1}^{NN} D_{u,t,n}$$

$$D_{u,t,n}^{\min} \leq D_{u,t,n} \leq D_{u,t,n}^{\max}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $D_{u,t,n}$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 第 n 个电力需求区间的中标负荷， $D_{u,t,n}^{\max}$ 、 $D_{u,t,n}^{\min}$ 分别为售电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间上、下界。

（二十七）售电公司及批发用户购电费用表达式：

$$B_{u,t}(D_{u,t}) = \sum_{n=1}^{NN} C_{u,t,n} D_{u,t,n}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $C_{u,t,n}$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间对应的能量价格。

二、日前市场出清 SCED 的约束条件

（一）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：

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} \\ & + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{ggdc=1}^{NE} P_{ggdc,t}^{el} - \sum_{ggdc=1}^{NG} P_{ggdc,t}^{ge} \\ & - SL_{load}^+ + SL_{load}^- = \sum_{u=1}^U D_{u,t} + \sum_{k=1}^K D_{k,t}^0 \end{aligned}$$

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

表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷， U 表示参与日前电能量市场的售电公司和批发用户按节点的申报数量之和， $D_{k,t}^0$ 表示节点 k 上时段 t 非市场用户的负荷预测， K 为节点总数。 SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别表示系统负荷的正、反向负荷松弛变量。

（二）机组出力上下限约束

发电企业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。

（三）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， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（四）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：

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

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

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）电厂电量约束（需要时启用）

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

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

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

（六）电化学储能充放电功率约束

电化学储能出清的充放电功率需要在电化学储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制电化学储能充放状态的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{dis(MIN)} > 0, P_{es}^{dis(MAX)} > 0 \\ P_{es}^{ch(MIN)} > 0, P_{es}^{ch(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示电

化学储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

（七）电化学储能荷电状态约束

电化学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电化学储能申报的参数。

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

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

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E_{es,t}}$ 、 $\underline{E_{es,t}}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

（八）电化学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个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（九）电化学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， $N_{es, circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

（十）热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} \leq P_{al,t} \leq P_{al,t}^{MAX}$$

其中， $P_{al,t}^{MIN}$ 、 $P_{al,t}^{MAX}$ 为热储能 al 的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

(十一) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

$$\begin{aligned} P_{al,t} - P_{al,t-1} &\leq \Delta P_{al}^U \\ P_{al,t-1} - P_{al,t} &\leq \Delta P_{al}^D \end{aligned}$$

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

(十二) 虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{vpp,t}$ 和 $\beta_{vpp,t}$ 是控制虚拟电厂发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{el} \leq \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{ge} \leq \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{vpp,t} + \beta_{vpp,t} \leq 1 \\ P_{vpp,t}^{el(MIN)} > 0, P_{vpp,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{vpp,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{vpp,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(十三) 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Uge}$$

$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Dge}$$

$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Uel}$$

$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uge} 、 ΔP_{vpp}^{Uel} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Dge} 、 ΔP_{vpp}^{Del} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

(十四) 并网型绿电直连项目发用电功率约束

并网型绿电直连项目出清的发用电功率需要在并网型绿电直连项目的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{ggdc,t}$ 和

$\beta_{ggdc,t}$ 是控制并网型绿电直连项目发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{el} \leq \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{ge} \leq \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{ggdc,t} + \beta_{ggdc,t} \leq 1 \\ P_{ggdc,t}^{el(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(十五) 并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned}
P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uge} \\
P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Dge} \\
P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uel} \\
P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Del}
\end{aligned}$$

其中， ΔP_{ggdc}^{Uge} 、 ΔP_{ggdc}^{Uel} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大上爬坡率， ΔP_{ggdc}^{Dge} 、 ΔP_{ggdc}^{Del} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大爬坡率。

(十六) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
-P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\
&\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} - G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
&\sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对线路 l 的发灵敏度因子； SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十七) 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：

$$\begin{aligned}
 P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
 & \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
 & \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - \\
 & - \sum_{k=1}^K G_{s-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
 \end{aligned}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的发灵敏度因子； G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对断面 s 的灵敏度因子； SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

日前市场出清节点电价数学模型

一、日前市场节点电价（LMP）计算模型目标函数

$$\begin{aligned}
Min \Bigg\{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \\
& \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] \\
& + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})] - \sum_{u=1}^U \sum_{t=1}^T B_{u,t}(D_{u,t}) - \\
& \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] + \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,t}(P_{vpp,t})] + \sum_{t=1}^T R [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] \Bigg\}
\end{aligned}$$

其中：

（一） N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

（二） 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； $D+1$ 日考虑竞价空间最高最低 2 个时段，故 T 为 98。

（三） $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

（四） $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是发电企业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。

（五） R 表示用于市场出清优化的系统负荷约束松弛罚因子。

(六) M' 为用于节点电价计算的潮流约束松弛罚因子。

(七) 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。

(八) 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。

(九) SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别表示系统负荷的正、反向负荷松弛变量。

(十) ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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；

(十一) AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

(十二) VPP 表示虚拟电厂的总数， $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂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

(十三) $GGDC$ 表示并网型绿电直连项目的总数， $C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})$ 是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目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。

(十四) $D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标

负荷；

(十五) $B_{u,t}(D_{u,t})$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 的购电费用，是与售电公司或批发用户申报的各段电力需求区间和对应能量价格有关的多段线性函数

(十六) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad \left(0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN} \right)$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十七) 发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十八) 电化学储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & \left(0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)} \right) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & \left(0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)} \right) \end{cases}$$

其中， NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界；

(十九) 电化学储能运行费用表达式:

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis} - \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch}$$

其中, $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充电出力区间对应的能量价格。

(二十) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中, NAL 表示热储能报价总段数, $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(二十一) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中, $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(二十二) 虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & (P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)}) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & (P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数, $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力, $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十三) 虚拟电厂运行费用表达式:

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中, $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(二十四) 并网型绿电直连项目出力表达式:

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & (P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{el} \leq P_{ggdc,t}^{el(MAX)}) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & (P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{ge} \leq P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数, $P_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $P_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力, $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十五) 并网型绿电直连项目运行费用表达式:

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{ggdc,t,m}^{el} P_{ggdc,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{ggdc,t,m}^{ge} P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中, $C_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $C_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

(二十六) 售电公司及批发用户中标负荷表达式

$$D_{u,t} = \sum_{n=1}^{NN} D_{u,t,n}$$

$$D_{u,t,n}^{\min} \leq D_{u,t,n} \leq D_{u,t,n}^{\max}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $D_{u,t,n}$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 第 n 个电力需求区间的中标负荷， $D_{u,t,n}^{\max}$ 、 $D_{u,t,n}^{\min}$ 分别为售电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间上、下界。

(二十七) 售电公司及批发用户购电费用表达式：

$$B_{u,t}(D_{u,t}) = \sum_{n=1}^{NN} C_{u,t,n} D_{u,t,n}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $C_{u,t,n}$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间对应的能量价格。

二、节点电价计算模型的约束条件

(一) 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：

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} \\ & + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{ggdc=1}^{NE} P_{ggdc,t}^{el} - \sum_{ggdc=1}^{NG} P_{ggdc,t}^{ge} \\ & - SL_{load}^+ + SL_{load}^- = \sum_{u=1}^U D_{u,t} + \sum_{k=1}^K D_{k,t}^0 \end{aligned}$$

其中， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。 $D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷， U 表示参与日前电能量市场的售电公司和批发用户按节点的申报数

量之和， $D_{k,t}^0$ 表示节点 k 上时段 t 非市场用户的负荷预测， K 为节点总数。 SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别表示系统负荷的正、反向负荷松弛变量。

（二）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。

对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 取如下数值：

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{MIN} &= \max \left[(1-\delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MIN})^{SCED} \right] \\ P_{i,t}^{MAX} &= \min \left[(1+\delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MAX})^{SCED} \right] \end{aligned}$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{MIN})^{SCED}$ 、 $(P_{i,t}^{MAX})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的机组最大、最小出力。

（三）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， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（四）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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）电化学储能充放电功率约束

当储能处于充电状态时，充电上下限为：

$$\begin{aligned} P_{es,t}^{ch(MAX)} &= MAX \left[(1-\delta)P_{es,t}^{ch,SCED}, (P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED} \right] \\ P_{es,t}^{ch(MIN)} &= MIN \left[(1+\delta)P_{es,t}^{ch,SCED}, (P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED} \right] \end{aligned}$$

当储能处于放电状态时，放电上下限为：

$$\begin{aligned} P_{es,t}^{dis(MIN)} &= MAX \left[(1-\delta)P_{es,t}^{dis,SCED}, (P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED} \right] \\ P_{es,t}^{dis(MAX)} &= MIN \left[(1+\delta)P_{es,t}^{dis,SCED}, (P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED} \right] \end{aligned}$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许电化学储能偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED}$ 分别表示日前 SCED 模型中电化学储能 es 的最大、最小充放电功率， $P_{es,t}^{ch,SCED}$ 、 $P_{es,t}^{dis,SCED}$ 为日前 SCED 的充放电功率结果。

（六）电化学储能荷电状态约束

电化学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电化学储能申报的参数。

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

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

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E_{es,t}}$ 、 $\underline{E_{es,t}}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

（七）电化学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个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（八）电化学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， $N_{es, circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

（九）热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} = MAX \left[(1-\delta)P_{al,t}^{SCED}, (P_{al,t}^{MIN})^{SCED} \right]$$

$$P_{al,t}^{MAX} = MIN \left[(1+\delta)P_{al,t}^{SCED}, (P_{al,t}^{MAX})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许热储能偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{al,t}^{MIN})^{SCED}$ 、 $(P_{al,t}^{MAX})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的热储能时段最小、最大出力。

(十) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

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

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

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

(十一) 虚拟电厂发用电功率约束

当虚拟电厂处于电源状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{el(MAX)} = MAX \left[(1-\delta)P_{vpp,t}^{el,SCED}, (P_{vpp}^{el(MAX)})^{SCED} \right]$$

$$P_{vpp,t}^{el(MIN)} = MIN \left[(1+\delta)P_{vpp,t}^{el,SCED}, (P_{vpp}^{el(MIN)})^{SCED} \right]$$

当虚拟电厂处于负荷状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{ge(MIN)} = MAX \left[(1-\delta)P_{vpp,t}^{ge,SCED}, (P_{vpp}^{ge(MIN)})^{SCED} \right]$$

$$P_{vpp,t}^{ge(MAX)} = MIN \left[(1+\delta)P_{vpp,t}^{ge,SCED}, (P_{vpp}^{ge(MAX)})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许虚拟电厂偏离日前 SCED 优化结果的比例， $P_{vpp,t}^{el,SCED}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge,SCED}$ 为日前 SCED 的发用电功率结果。

(十二) 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Uel}$$

$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Del}$$

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Uge}$$

$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Dge}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uel} 、 ΔP_{vpp}^{Uge} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Del} 、 ΔP_{vpp}^{Dge} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

（十三）并网型绿电直连项目发用电功率约束

当并网型绿电直连项目处于电源状态时，功率上下限为：

$$P_{ggdc,t}^{el(MAX)} = MAX \left[(1-\delta) P_{ggdc,t}^{el,SCED}, (P_{ggdc}^{el(MAX)})^{SCED} \right]$$

$$P_{ggdc,t}^{el(MIN)} = MIN \left[(1+\delta) P_{ggdc,t}^{el,SCED}, (P_{ggdc}^{el(MIN)})^{SCED} \right]$$

当并网型绿电直连项目处于负荷状态时，功率上下限为：

$$P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} = MAX \left[(1-\delta) P_{ggdc,t}^{ge,SCED}, (P_{ggdc}^{ge(MIN)})^{SCED} \right]$$

$$P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} = MIN \left[(1+\delta) P_{ggdc,t}^{ge,SCED}, (P_{ggdc}^{ge(MAX)})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许并网型绿电直连项目偏离日前 SCED 优化结果的比例， $P_{ggdc,t}^{el,SCED}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge,SCED}$ 为日前 SCED 的发用电功率结果。

（十四）并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned}
P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uge} \\
P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Dge} \\
P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uel} \\
P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Del}
\end{aligned}$$

其中， ΔP_{ggdc}^{Uge} 、 ΔP_{ggdc}^{Uel} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大上爬坡率， ΔP_{ggdc}^{Dge} 、 ΔP_{ggdc}^{Del} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大爬坡率。

(十五) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
-P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\
&\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} - G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
&+ \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_l^+ + SL_l^- - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) \leq P_l^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-a} 表示热负荷 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对线路 l 的发灵敏度

因子; SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十六) 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：

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge}) + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的发灵敏度因子； G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对断面 s 的灵敏度因子； SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

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 k 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{MAX} - \tau_{l,t}^{MIN}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{MAX} - \tau_{s,t}^{MIN}) G_{s-k}$$

其中：

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子。

$\tau_{l,t}^{MAX}$ 为线路 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。

$\tau_{l,t}^{MIN}$ 为线路 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。

$\tau_{s,t}^{MAX}$ 为断面 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。

$\tau_{s,t}^{MIN}$ 为断面 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} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子。

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

(注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

附件 19

实时安全约束经济调度数学模型

一、实时市场出清 SCED 的目标函数

$$\begin{aligned} MIN \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{t=1}^T M_b [LB_t^+ + LB_t^-] + \right. \\ \left. \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_l [SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_s [SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-] \right\} \end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目；

(二) T 表示所考虑的总时段数，每 5 分钟一个时段，考虑未来 1 小时 12 个时段或 2 小时 24 个时段；

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是与发电企业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；

(五) M_b 为的发用电平衡约束的惩罚因子。

(六) LB_t^+ 、 LB_t^- 分别为发用电平衡约束时段 t 的正、反向松弛变量；

(七) M_l 、 M_s 分别为支路、断面潮流约束松弛罚因子；

(八) $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

(九) $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

(十) 发电企业出力表达式：

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

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为发电企业 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MIN}$ 、 $P_{i,m}^{MAX}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十一) 发电企业运行费用表达式：

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

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

二、实时市场出清 SCED 的约束条件

(一) 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， $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联

络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

发电企业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：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

对于未来时段停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

（三）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， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（四）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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（六）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：

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

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。 $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

实时节点电价数学模型

一、实时市场节点电价（LMP）计算目标函数

$$\begin{aligned} MIN \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{t=1}^T M'_b [LB_t^+ + LB_t^-] + \right. \\ \left. \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M'_l [SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M'_s [SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-] \right\} \end{aligned}$$

其中：

（一） N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、燃气机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

（二） T 表示所考虑的总时段数，每 5 分钟一个时段，考虑未来 1 小时 12 个时段或 2 小时 24 个时段。

（三） $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

（四） $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是与发电企业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。

（五） M'_b 为的发用电平衡约束的惩罚因子。

（六） LB_t^+ 、 LB_t^- 分别为发用电平衡约束时段 t 的正、反向松弛变量。

（七） M'_l 、 M'_s 分别为支路、断面潮流约束松弛罚因子。

(八) $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数。

(九) $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

(十) 发电企业出力表达式：

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

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为发电企业 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MIN}$ 、 $P_{i,m}^{MAX}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十一) 发电企业运行费用表达式：

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

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

二、实时节点电价计算模型的约束条件

(一) 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， $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联

络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

发电企业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：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

对于停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{MIN} = \max \left[(1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MIN})^{SCED} \right]$$

$$P_{i,t}^{MAX} = \min \left[(1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MAX})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离实时 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{MIN})^{SCED}$ 、 $(P_{i,t}^{MAX})^{SCED}$ 分别为实时 SCED 模型中的机组最大、最小出力。

（三）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， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（四）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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（六）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：

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

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。 $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

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 k 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{MAX} - \tau_{l,t}^{MIN}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{MAX} - \tau_{s,t}^{MIN}) G_{s-k}$$

其中：

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{MAX}$ 为线路 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；

$\tau_{l,t}^{MIN}$ 为线路 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；

$\tau_{s,t}^{MAX}$ 为断面 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；

$\tau_{s,t}^{MIN}$ 为断面 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} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子；

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

（注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0）