

湖南省电力市场系列规则 (V2.0)

2026 年 6 月

总 目 录

1. 湖南省电力市场系列规则 V2.0 修订内容	1
2. 湖南省电力中长期市场实施细则	53
3. 湖南省电力现货市场交易实施细则	131
4. 湖南省电力调频辅助服务市场交易实施细则	221
5. 湖南省电力市场计量实施细则	247
6. 湖南省电力市场注册实施细则	275
7. 湖南省电力零售市场交易规则	299
8. 参与编制人员名单	318

湖南省电力市场系列规则 V2.0 修订内容

一、《湖南省电力中长期市场实施细则》

（一）完善用户侧市场准入门槛

原规则：第十一条 工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易。直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。工商业用户实施分类注册管理。10 千伏及以上供电电压等级电力用户，可以选择批发市场交易或零售市场交易；10 千伏以下供电电压等级电力用户，通过零售市场交易购电，或由电网企业代理购电。

修改为：第 2.1.1 条 工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，推动 10 千伏及以上供电电压等级电力用户直接参与市场交易。直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

（二）完善发电背景售电公司交易限制

原规则：第十三条 发电企业按规定以增项方式取得售电营业资格并完成售电注册手续后，可作为售电经营主体参与交易，

但在集中竞价交易中只能以发电或售电一种经营主体身份参与交易。

修改为：第 2.1.3 条 发电企业按规定以增项方式取得售电营业资格并完成售电注册手续后，可作为售电经营主体参与交易，在新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方。

（三）取消合同转让价格限制

原规则：第四十九条 合同转让交易价格为原有合同的价格。跨区跨省合同转让按国家相关规定执行。省内合同电量转让、回购不收取输电费和网损。

修改为：第 4.1.14 条 跨区跨省合同转让按国家相关规定执行。省内合同电量转让、回购不收取输电费和网损。

（四）取消参与交易主体限制

原规则：第五十三条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、参与交易经营主体名单、电力供需形势预测、保障居民、农业优先用电需求、电网企业代理购电需求、优先发电计划、市场化发电企业可交易电量、跨区跨省送入可交易电量、电网运行与输送能力、其他准备信息等。

修改为：第 5.1.3 条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交

易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、电力供需形势预测、保障居民、农业优先用电需求、电网企业代理购电需求、优先发电计划、市场化发电企业可交易电量、跨区跨省送入可交易电量、电网运行与输送能力、其他准备信息等。

（五）完善价格限制建议流程

原规则：第五十三条 （一）交易申报价格区间。电力交易机构分别提出买方和卖方最高、最低申报价格建议，形成允许的申报价格区间，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准。申报价格区间的设定应充分考虑国家有关政策、发用电成本、供需情况及其变动趋势。

修改为：第 5.1.6 条 （一）交易申报价格区间。申报价格区间的设定应充分考虑国家有关政策、发用电成本、供需情况及其变动趋势，由省价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办确定。

（六）完善年度交易流程

原规则：第六十条 （一）2.按照年度双边协商交易、年度集中竞价交易的顺序开展年度交易。如年度双边协商交易已满足年度交易电量需求，可不开展年度集中竞价交易。

修改为：第 5.1.10 条 （一）2.按照年度双边协商交易、年度集中竞价交易的顺序开展年度交易。

二、《湖南省电力现货市场交易实施细则》

（一）调整市场正式出清时间

1.原规则：8.3 交易流程

（9）竞价日（D-1）17:30 前，电力调度机构根据省间联络线正式计划、系统负荷预测等边界条件，形成次日机组组合，完成调频市场预出清。根据调频预出清结果修改中标火电机组参与现货市场的出力上下限，完成省内日前现货市场正式出清。

（10）竞价日（D-1）18:00 前，市场运营机构向经营主体发布省内日前现货及调频市场出清结果。

修改为：8.3 交易流程

（9）竞价日（D-1）20:00 前，电力调度机构根据省间联络线正式计划、最新系统负荷预测等边界条件，形成次日机组组合，完成调频市场预出清。根据调频预出清结果修改中标火电机组参与现货市场的出力上下限，完成省内日前现货市场正式出清，并向经营主体发布省内日前现货及调频市场出清结果。若因省间联络线计划下发等前序流程推迟或市场边界发生较大变化导致市场出清推迟，则发布时间顺延。

2.原规则：8.7 日前现货市场出清

竞价日（D-1）17:30 前，电力调度机构基于经营主体申报信息以及运行日（D）的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行全电量集中

优化计算，出清得到运行日（D）的机组组合、发电计划曲线以及分时节点电价。

纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组的发电曲线，保障电网安全和电力平衡。

.....

修改为：8.7 日前现货市场出清

竞价日（D-1）20:00 前，电力调度机构基于经营主体申报信息以及运行日（D）的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行全电量集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组组合、发电计划曲线以及分时节点电价。

纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤(含煤矸石)机组按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸

石) 机组的发电曲线, 保障电网安全和电力平衡。

.....

3.原规则: 8.10 交易结果发布

原则上, 竞价日 (D-1) 18:00 前, 电力调度机构出具运行日 (D) 的日前市场交易出清结果, 按照有关程序通过技术支持系统发布。包括但不限于以下信息:

(1) 发电企业特定信息包括: 运行日 (D) 的机组开停机状态、运行日 (D) 发电侧经营主体日前市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。

(2) 用户侧特定信息包括: 批发市场用户每 15 分钟的日前市场出清电力。

(3) 新型主体特定信息包括: 独立新型储能日前市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。虚拟电厂发/用电单元每 15 分钟的日前市场出清电力。

(4) 日前市场统一结算点电价作为公开信息进行发布。

(5) 《电力市场信息披露基本规则》要求披露的其他信息。

修改为: 8.10 交易结果发布

原则上, 竞价日 (D-1) 20:00 前, 电力调度机构出具运行日 (D) 的日前市场交易出清结果, 按照有关程序通过技术支持系统发布。包括但不限于以下信息:

(1) 发电企业特定信息包括: 运行日 (D) 的机组开停机状

态、运行日（D）发电侧经营主体日前市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。

（2）用户侧特定信息包括：批发市场用户每 15 分钟的日前市场出清电力。

（3）新型主体特定信息包括：独立新型储能日前市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。虚拟电厂发/用电单元每 15 分钟的日前市场出清电力。

（4）日前市场统一结算点电价作为公开信息进行发布。

（5）因电网运行边界条件发生变化等原因导致日前出清环节的必开必停机组（群）和事前发布的信息有变化时，市场运营机构应更新披露实际的必开必停机组（群）要求。

（6）《电力市场信息披露基本规则》要求披露的其他信息。

（二）完善交易申报相关内容

1.原规则：8.6 交易申报

现货市场为每日均运行的市场，各经营主体需每日在规定时间内前向市场运营机构提交申报信息，用于日前现货市场在运行日（D）的机组组合优化和集中竞价出清。迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。……

修改为：8.6 交易申报

现货市场为每日均运行的市场，各经营主体需每日在规定时间内前向市场运营机构提交申报信息，用于日前现货市场在运行日

(D)的机组组合优化和集中竞价出清。迟报、漏报或不报者，若有缺省申报数据，则默认采用缺省值作为申报信息；若无缺省数据，则报量报价方式参与现货市场的经营主体全容量按照市场价格申报上限作为其申报数据，报量不报价参与现货市场的经营主体按照全天为零作为其申报数据。……

2.原规则：8.6.3.1 独立新型储能申报

(1) 竞价日(D-1) 9:50 前，独立新型储能按日选择运行日(D)参与现货市场或调频辅助服务市场(必须且仅能选择参与其一)。

修改为：8.6.3.1 独立新型储能申报

(1) 竞价日(D-1) 9:50 前，独立新型储能按日选择运行日(D)参与现货市场或调频辅助服务市场(必须且仅能选择参与其一)。若独立新型储能同时申报了参与现货市场和调频辅助服务市场，则默认其参与调频辅助服务市场，不参与现货市场(其现货市场申报充放电曲线为0)。

(三) 完善新建机组相关条款

原规则：8.4.2.3.1 新建机组调试

新建机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成满负荷试运行当天(N)的次日(N+1)，机组可参与(N+2)日的日前现货市场申报及出清。机组完成满负荷试运行后，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前现货市场出清的

运行日（D）当天零点；现货市场运行日（D）起，发电机组按照本细则参与出清。在完成满负荷试运行到现货市场运行日（D）零点之间，该台机组作为固定出力机组，不参与市场优化及定价，作为价格的接受者。

修改为：8.4.2.3.1 新建机组调试

新建（包括扩建、改建）火电机组在并网调试期按照调试需求安排发电，转商运后可参与日前现货市场申报及出清。并网调试期，新建（包括扩建、改建）火电机组应在 D-2 日 15:00 向电力调度机构报送运行日每 15 分钟的机组调试（试验）出力计划，经电力调度机构审核同意后生效，经批复的运行日调试曲线不参与优化，不参与市场定价。新建机组在完成 168 小时试运行后，直至机组参与日前现货市场出清的运行日（D）当天零点，原则上停机备用；根据电网运行安全和保供需要可安排发电，不参与市场优化及定价，作为价格的接受者；现货市场运行日（D）起按照本细则参与出清。

（四）完善调试机组相关条款

原规则：8.4.2.3.2 在运机组调试（试验）

竞价日（D-1）9:50 前，需要在运行日（D）进行调试（试验）的在运机组，应向电力调度机构报送运行日（D）调试（试验）时段内每 15 分钟的机组调试（试验）出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。必要时，电力调度机构可结合电网运行实际，

调整电厂调试（试验）计划。如机组调试（试验）计划未获批准，则按照其量价申报信息参与日前现货市场，日前/实时发电计划曲线以现货市场优化出清结果为准。

调试（试验）机组在调试（试验）时段的出力为电力调度机构批准的出力，在确保电网安全运行的基础上，在现货市场优先出清并接受市场出清价格。非调试时段，按其申报信息参与省内现货市场出清。因电厂原因开展调试（试验）的机组，调试当日的开机（以实际并网时间判断）不纳入启动补偿范围。因电网原因开展调试（试验）的机组，调试当日的开机（以实际并网时间判断）纳入启动补偿范围。

修改为：8.4.2.3.2 在运机组调试（试验）

D-2 日 15:00 前，需要在运行日（D）进行调试（试验）的在运机组，应向电力调度机构报送运行日（D）调试（试验）时段内每 15 分钟的机组调试（试验）出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。原则上，在电力供应不足或清洁能源消纳能力不足时，调度机构不予安排在运机组的试验（调试）计划；若机组的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的调试（试验）计划进行调整。如机组调试（试验）计划未获批准，则按照其量价申报信息参与日前现货市场，日前/实时发电计划曲线以现货市场优化出清结果为准。

调试（试验）机组在调试（试验）时段的出力为电力调度机构批准的出力，在确保电网安全运行的基础上，在现货市场优先出清并接受市场出清价格，不参与市场定价；调试（试验）机组当日不参与省间现货市场、华中省间辅助服务市场（华中省间互济交易）及省内调频辅助服务市场。非调试时段，按其申报信息参与省内现货市场出清。

（五）完善必开必停相关内容

1.原规则：8.4.1.6.2 发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组（群）：

（1）因系统安全约束必须并网运行的机组（群），以及必须维持运行状态的机组（群）；

（2）因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组（群）；

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

（4）根据电网安全运行要求，需要在运行日（D）某些时段固定出力的机组（群）；

（5）其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组（群）；

必开机组应按照电力调度机构发布的必开机组名单提前做好开机准备，确保在运行日（D）能够正常开机运行。

修改为：8.4.1.6.2 发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组（群）：

（1）因系统安全约束必须并网运行的机组（群），以及必须维持运行状态的机组（群）；

（2）因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组（群）；

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

（4）根据电网安全运行要求，需要在运行日（D）某些时段固定出力的机组（群）；

（5）其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组（群）；

为避免必开机组频繁启停给电网安全运行带来风险，电力调度机构可按全天必开机组（群）最大开机台数要求设置当日全时段必开机组（群）开机台数要求。电力调度机构在设置必开机组（群）开机台数要求时应充分考虑日前负荷预测和新能源出力预测偏差的影响并留有一定备用，确保必开机组（群）开机台数满足电网安全运行需求。电力调度机构可根据电网安全约束、电力电量平衡约束、可再生能源消纳需求及机组检修、调试（试验）等要求，按照稳定规定设置调相机替代必开机组（群）开机。对于因电网安全运行需要设置的必开机组，在没有可选择或替代情况下，由电力调度机构明确必开机组名称及编号；在可选择或替代情况下，通过在出清计算模型中增加必开机组群约束条件。必开机组应按照电力调度机构发布的必开机组名单提前做好开机准备，确保在运行日（D）能够正常开机运行。

出现以下情况时，发电企业可向电力调度机构申请作为非系统运行原因的必开机组（群）：

- （1）为保障厂用电需求无法停机的机组；
- （2）因无启动锅炉无法停机的机组。

发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行时不纳入启动补偿费用计算范围。

2.原规则：8.4.1.6.3 发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组（群）：

- （1）因系统安全约束需要停机的机组（群）；
- （2）湖南能源监管办、政府主管部门下达要求，需要停机的机组（群）；
- （3）因考虑未参与现货市场的可再生能源消纳需求，需要停机的机组（群）；
- （4）不具备并网条件的机组（群）；
- （5）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（群）；
- （6）其他情况需停机的机组（群）。

修改为：8.4.1.6.3 发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，在满足电力保供和系统安全的基础上，电力调度机构可设置必停机组（群）：

- （1）因系统安全约束需要停机的机组（群）；

(2) 湖南能源监管办、省级及以上能源主管部门下达要求，需要停机的机组（群），包括环保排放限制、纳入关停机组等；

(3) 因考虑未参与现货市场的可再生能源消纳需求，需要停机的机组（群）；

(4) 不具备并网条件的机组（群）；

(5) 其他情况需停机的机组（群）。

3.原规则：8.7.2.6 其他特殊机组

原规则：以下情况下，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

(1) 机组已达到最大爬坡能力。

(2) 机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。

(3) 机组因自身原因出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定价。

修改为：8.7.2.6 其他特殊机组

以下情况下，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者：

(1) 机组已达到最大爬坡能力。

(2) 机组出力必须维持在某一固定水平。

(3) 机组出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定价。

(六) 补充机组故障停运后处置相关条款

新增：9.4.2.7 机组故障停运

运行日机组发生故障停运，故障当日可恢复并网的，请示电力调度机构同意后，可直接并网，不给予机组启动费用补偿。其他情况，按照现货规则参与日前市场申报，执行交易结果。

（七）完善安全约束相关条款

原规则：8.4.1.6.1 输变电设备极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可调整输变电设备极限功率、断面极限功率：

（1）因上级调度指令要求或系统安全约束，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

（2）因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需提高安全裕度将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

（3）其他因保障电网安全可靠供应或促进新能源消纳，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内。

修改为：8.4.1.6.1 输变电设备极限功率和断面极限功率

为应对运行边界的不确定性，确保电网安全稳定运行和可靠供应，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。电力调度机构可根据断面安全情况、清洁能源消纳情况等设置控制裕度。出现以下情况时，电力调度机构可调整输变电设备极限功率、断面极限功率：

（1）因上级调度指令要求或系统安全约束，需要将输变电

设备、断面潮流控制在指定值以内；

（2）因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需提高安全裕度将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

（3）其他因保障电网安全可靠供应或促进新能源消纳，需将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内。

（八）完善新能源场站预测内容

1.原规则：8.4.2.5 新能源场站出力预测

报量报价参与现货交易的各新能源场站在竞价日（D-1）8:00前申报次日 96 点出力预测曲线，作为新能源场站出力上限约束。新能源场站应综合考虑自身机组及设备检修、电源侧配建新型储能充放电曲线、极端天气等情况，如实申报次日 96 点发电预测曲线；新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按 0 申报；新能源场站相关设备检修、机组退出备用期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

修改为：8.4.2.5 新能源场站出力预测

所有报量报价参与现货市场交易的新能源均需具备功率预测功能，作为价格接受者参与现货市场的新能源场站如不具备功率预测功能，其预测信息由电力调度机构统一更新，并作为现货市场出清依据。报量报价参与现货交易的各新能源场站在竞价日（D-1）8:00 前申报次日 96 点出力预测曲线，作为新能源场站出力上限约束。原则上，新能源最小出力考虑样板机留取，日前市

场出清下限为其日前短期功率预测的 5%；若该下限可能影响电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳时，调度机构可按需调整新能源出清下限并做好记录。新能源场站应综合考虑自身机组及设备检修、电源侧配建新型储能充放电曲线、极端天气等情况，如实申报次日 96 点发电预测曲线；新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按 0 申报；新能源场站相关设备检修、机组退出备用期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

2.原规则：9.4.2.5 新能源场站出力预测

各新能源场站超短期出力预测曲线作为实时现货市场组织的边界条件。

修改为：9.4.2.5 新能源场站出力预测

各新能源场站超短期出力预测曲线作为实时现货市场组织的边界条件；不具备功率预测功能其预测信息由电力调度机构统一更新。原则上，新能源最小出力考虑样板机留取，实时市场出清下限为其超短期功率预测的 5%；若该下限可能影响电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳时，调度机构可按需调整新能源出清下限并做好记录。

（九）完善实时市场出清相关条款

原规则：9.5 实时现货市场出清

电力调度机构以 15 分钟为间隔，结合最新电网运行信息、

实时机组运行工况及其他边界条件，根据最新的调频机组中标容量修改调频机组的出力上下限之后，以社会福利最大化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行滚动出清计算，形成各机组未来 15 分钟到 2 小时的发电计划和实时节点电价。

独立新型储能电站按照日前出清结果进行充放电。为保障电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳，必要时电力调度机构可按需调整储能电站充放电计划，并做好记录，按《湖南省电力市场结算实施细则》对相关储能电站进行补偿。

修改为：9.5 实时现货市场出清

电力调度机构以 15 分钟为间隔，结合最新电网运行信息、实时机组运行工况及其他边界条件，根据最新的调频机组中标容量修改调频机组的出力上下限之后，以社会福利最大化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行滚动出清计算，原则上以报量不报价方式参与现货市场的经营主体按照日前计划出清，形成各机组未来 15 分钟到 2 小时的发电计划和实时节点电价。

当发电侧经营主体报价相同时，按照机组类型，综合考虑环保指标、能耗水平等信息确定的顺序表（由政府主管部门核定）安排机组的中标顺序。现阶段，为促进新能源消纳，报价相同时优先出清新能源，再出清火电，同时在算法中引入新能源弃电量罚因子（由政府主管部门核定）；对同一顺序机组，若报价相同

时，按照同报价对应的申报电力比例，分配机组中标电力。

（十）完善实时市场调整相关条款

1.原规则：9.4.1.5 电网安全约束

在实时运行中，考虑到新能源出力和负荷波动，为避免输电断面潮流因波动越限，电力调度机构应对线路（断面）极限输电功率的限额留出一定的控制裕度。当出现以下情况时，电力调度机构可调整输变电设备极限功率、断面极限功率。

修改为：9.4.1.5 电网安全约束

在实时运行中，考虑到新能源出力和负荷波动，为避免输电断面潮流因波动越限，电力调度机构应对线路（断面）极限输电功率的限额留出一定的控制裕度。当负荷或者新能源预测、发电计划执行等出现偏差时，为保障断面（设备）不超稳定限额，可对出清控制裕度进行调整。当出现以下情况时，电力调度机构可调整输变电设备极限功率、断面极限功率。

2.原规则：第 9.4.1.7 非现货机组发电计划调整

原则上，非现货机组实时发电计划按照日前发电计划执行。实际运行中，电力调度机构可根据以下系统运行要求，动态调整非现货机组实时发电计划及机组启停：

（1）因防汛、抗旱或其他水情原因需要调整水电厂运行方式时；

（2）满足电力平衡和电网安全约束要求；

(3) 电力调度机构认为有必要调整的其他情形。

修改为：第 9.4.1.7 非现货机组发电计划调整

原则上，非现货机组实时发电计划按照日前发电计划执行。

实际运行中，电力调度机构可根据以下系统运行要求，动态调整非现货机组实时发电计划及机组启停：

(1) 为满足系统安全约束要求；

(2) 为保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性；

(3) 因防汛、抗旱或其他水情原因需要调整水电厂运行方式时；

(4) 因天然气供应不足等原因需要调整燃气电厂运行方式时；

(5) 为促进可再生能源消纳；

(6) 其他为保障电网安全可靠供应等情况。

3.新增：9.4.1.8 现货机组调整

出现以下情况时，电力调度机构可调整机组出力计划或设置出力上下限约束：

(1) 为满足系统安全约束要求；

(2) 为保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性；

(3) 为促进可再生能源消纳；

(4) 其他为保障电网安全可靠供应等情况。

4.新增：9.4.1.9 独立新型储能发电计划调整

为保障电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳，

必要时电力调度机构可按需调整储能电站充放电计划，并做好记录，按《湖南省电力市场结算实施细则》结算。

（1）对于独立新型储能电站当日参与调频辅助服务市场、次日参与现货市场的情形，次日日前市场出清结果发布后，相关储能电站可视次日充放电计划对 SOC 的要求，向值班调度员申请修改当日剩余时段充放电计划曲线。

（2）对于独立新型储能电站当日参与现货市场的情形，若因调度机构干预其现货市场出力，导致电站实际运行状态与实时计划发生较大偏离时，次日日前市场出清结果发布后，相关储能电站可视次日充放电计划对 SOC 的要求，向值班调度员申请修改当日剩余时段充放电计划曲线。

5.新增：9.4.1.10 虚拟电厂发电计划调整

为保障电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳，必要时电力调度机构可按需调整虚拟电厂发用电计划，并做好记录，按《湖南省电力市场结算实施细则》结算。

6.新增：9.4.2.8 预测偏差调整

因负荷超短期预测偏差、新能源超短期功率预测偏差、机组执行计划偏差等无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构值班调度员可设置预测偏置量，并做好调度运行记录；根据调整后的边界信息进行实时市场出清。

7.原规则：9.4.2.6 发电机组调试及试验计划执行

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

修改为：9.4.2.6 发电机组调试及试验计划执行

原则上，发电机组调试及试验计划应按日前市场出清的试验计划进行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束及可再生能源消纳需求调整调试及试验计划等情况。

8.删除：9.6.5 因故障调整出力计划的机组

原规则：机组在实时运行中因发生故障需要对机组出力进行调整时，发电厂可向电力调度机构申请，经电力调度机构许可后进行出力计划调整。

故障处理时段内机组出力固定为经电力调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。故障处理结束后，发电厂须及时向电力调度机构申请恢复，经电力调度机构许可后，解除机组出力固定，从下一交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时现货市场优化出清。

9.原规则：9.6.8 其他特殊机组

本实施细则 8.7.2.5 节规定的特殊机组在实时市场中不参与市场定价，作为市场价格接受者。

修改为：9.6.7 其他特殊机组

其他特殊机组在实时现货市场中的出清机制与本实施细则8.7.2.6节一致。

（十一）调整新型主体偏差考核条款

1.原规则：10.市场偏差处理机制

实时执行偏差分为机组日内非计划停运、实时发电执行偏差和新型主体实时执行偏差三类。

修改为：10.市场偏差处理机制

实时执行偏差分为机组日内非计划停运、实时执行偏差两类。

2.原规则：10.2 实时发电执行偏差

当火电机组和新能源场站的实际发电量与实时市场出清电量的偏差量超过该时段实时市场出清电量的一定比例，且大于允许偏差电量时，对该主体实时发电执行偏差进行考核。具体考核办法与返还方式按照《湖南省电力市场结算实施细则》相关规定执行。

如有以下情况之一时，相应的电量不计为实时发电执行偏差考核电量：

（1）电力调度机构自动化系统（含 D5000、现货平台、调度指挥网络交互系统等）故障、数据失真、网络中断的情况；

（2）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应等需要，机组按照调度指令调整出力产生的偏差；

(3) 火电机组开停机过程中出力低于机组最小稳定技术出力时（实际开停机时长超过其申报的开停机曲线时长 30 分钟的不予免考核）；

(4) 火电机组发生日内非计划停运导致的偏差；

(5) 中标日内调频市场的机组；

(6) 一次调频动作导致的偏差；

(7) 因地震、洪涝等自然灾害或其他不可抗力因素导致的偏差。

(8) 调度机构认定的其他非经营主体自身原因造成的执行偏差考核的情况。

相关经营主体若对考核情况存在异议，应在 D+1 日 24 点前向电力调度机构提出免考核申请并写明原因。电力调度机构应按照规则要求履行免考核职责，并做好记录。

电力现货市场运行期间，开展实时发电执行偏差考核的发电侧主体，不执行湖南“两个细则”中发电计划曲线考核、新能源超短期出力预测准确率考核。

10.3 新型主体执行偏差

新型主体包括独立新型储能和虚拟电厂。当独立新型储能的实际充、放电量以及虚拟电厂的实际上网电量、用电量与日前市场出清电量的偏差量超过该时段日前市场出清电量的一定比例，且大于允许偏差电量时，对该主体实际发、用电执行偏差进行考

核。具体考核办法按照《湖南省电力市场结算实施细则》相关规定执行。

如有以下情况之一时，相应的电量不计为实时发电执行偏差考核电量：

（1）电力调度机构自动化系统（含 D5000、现货平台、调度指挥网络交互系统等）故障、数据失真、网络中断的情况；

（2）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应等需要，新型主体按照调度指令调整出力产生的偏差；

（3）一次调频动作导致的偏差；

（4）因地震、洪涝等自然灾害或其他不可抗力因素导致的偏差。

（5）调度机构认定的其他非经营主体自身原因造成的执行偏差考核的情况。

相关经营主体若对考核情况存在异议，应在次日 24 点前向电力调度机构提出免考核申请并写明原因。电力调度机构应按照规定要求履行免考核职责，并做好记录。

修改为：10.2 实时执行偏差（与原规则 10.3 合并）

当火电机组、新能源场站、独立新型储能和虚拟电厂的实际电量与实时市场出清电量的偏差量超过该时段实时市场出清电量的一定比例，且大于允许偏差电量时，对该主体实时执行偏差进行考核。具体考核办法与返还方式按照《湖南省电力市场结算

实施细则》相关规定执行。

如有以下情况之一时，相应的电量不计为实时执行偏差考核电量：

（1）电力调度机构自动化系统（含 D5000、现货平台、调度指挥网络交互系统等）故障、数据失真、网络中断的情况；

（2）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应等需要，机组按照调度指令调整出力产生的偏差；

（3）火电机组开停机过程中出力低于机组最小稳定技术出力时（实际开停机时长超过其申报的开停机曲线时长 30 分钟的不予免考核）；

（4）火电机组发生日内非计划停运导致的偏差；

（5）火电机组因中标日内调频市场导致的偏差；

（6）一次调频动作导致的偏差；（删除）

（6）经调度机构许可的试验导致的偏差（无调试曲线情况时）；（新增）

（7）因调度机构调整储能电站充放电指令或曲线导致其无法按计划充放电导致的偏差；（新增）

（8）因地震、洪涝等自然灾害或其他不可抗力因素导致的偏差；

（9）调度机构认定的其他非经营主体自身原因造成的执行偏差考核的情况。

相关经营主体若对考核情况存在异议，应在 D+1 日 24 点前向电力调度机构提出免考核申请并写明原因。电力调度机构应按照规定要求履行免考核职责，并做好记录。

电力现货市场运行期间，开展实时执行偏差考核的经营主体，不执行湖南“两个细则”中发电计划曲线考核、新能源超短期出力预测准确率考核。

（十二）明确新增临时新开机/停机机组原则

1.原规则：9.6.6 临时新增开机机组

临时新增开机机组指在日前现货市场中未被列入机组开机组合，根据日内实际运行需要，由电力调度机构安排新增开机的机组。

实时市场中，临时新增开机机组根据其报价参与市场优化出清。某交易时段中，若临时新增开机机组仅中标最小稳定技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若该台机组最小稳定技术出力之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。对临时新增开机机组，视为必开机组，并给予启动补偿。

修改为：9.6.5 临时新增开机机组

临时新增开机机组指在日前现货市场中未被列入机组开机组合，根据日内实际运行需要，由电力调度机构安排新增开机的机组。电力调度机构根据机组综合报价（冷态启动费用+最小稳定技术出力电能量费用）由低到高排序形成应急新增开机机组序

列，若机组综合报价相同时，参考政府主管部门下达的能耗排序形成应急新增开机机组序列。运行日，在满足系统安全和电网运行需要的基础上，调度机构结合应急新增开机机组序列安排新增开机机组。

实时市场中，临时新增开机机组根据其报价参与市场优化出清。某交易时段中，若临时新增开机机组仅中标最小稳定技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若该台机组最小稳定技术出力之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。对临时新增开机机组，视为必开机组，并给予启动补偿。

2.原规则：9.6.7 临时新增停机机组

临时新增停机机组指在日前市场中被列入机组开机组合，根据日内实际运行需要，由电力调度机构安排新增停机的机组，分以下两种情况处理。

（1）机组在竞价日（D-1）处于开机状态，在日前市场出清结果中机组开机状态保持不变，被列入机组组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，机组按照电力调度机构安排停机，相应的电量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则处理。

（2）机组在竞价日（D-1）处于停机状态，在日前市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，若调度计划重新

下发时机组已经完成点火工作，则机组按照调度计划停机，并按照核定启动费用获得补偿；若调度计划重新下发时机组未完成点火工作，则机组按照调度计划停机，不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台记录机组点火的时间为准。相应的电量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则进行处理。

修改为：9.6.6 临时新增停机机组

临时新增停机机组指在日前市场中被列入机组开机组合，根据日内实际运行需要，由电力调度机构安排新增停机的机组。电力调度机构根据机组现货市场平均报价由高到低排序形成应急停机机组序列。机组现货市场平均报价相同时，参考政府主管部门下达的发电标煤耗及能耗排序的倒序形成应急新增停机机组序列。运行日，在满足系统安全和电网运行需要的基础上，调度机构根据应急新增停机机组序列安排新增停机机组。临时新增停机机组分以下两种情况处理。

（1）机组在竞价日（D-1）处于开机状态，在日前市场出清结果中机组开机状态保持不变，被列入机组组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，机组按照电力调度机构安排停机，相应的电量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则处理。

（2）机组在竞价日（D-1）处于停机状态，在日前市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在日内机组组合调

整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，若调度计划重新下发时机组已经完成点火工作，则机组按照调度计划停机，并按照核定启动费用获得补偿；若调度计划重新下发时机组未完成点火工作，则机组按照调度计划停机，不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台记录机组点火的时间为准。相应的电量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则进行处理。

3.原规则：8.11 机组组合及出力计划调整

.....

日前市场出清结果发布后至运行日（D）0:00 之前，若电网运行边界条件发生变化，并可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和可再生能源消纳，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，对运行日（D）的发电计划（包括机组的开机组合及出力计划）进行调整，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及可再生能源消纳，并向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因。日前现货市场形成的成交结果仍作为日前结算依据，不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

- （1）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化需要调整次日的负荷预测；
- （2）水电或新能源出力较预测发生较大变化；
- （3）发电机组检修计划延期或调整；

(4) 发生机组非计划停运(含出力受限)情况;

(5) 省间联络线因电网故障、送端电源故障、可再生能源消纳等原因出现计划外调整;

(6) 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期;

(7) 发生其他影响电网安全或供电安全的紧急事件。

修改为：8.11 机组组合及出力计划调整

.....

日前市场出清结果发布后至运行日(D) 0:00 之前,若电网运行边界条件发生变化,并可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和可再生能源消纳,电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件,对运行日(D)的发电计划(包括机组的开机组合及出力计划,其中新增开机或停机排序按 9.6.5 及 9.6.6 原则形成)进行调整,以保证电力供应平衡、电网安全运行以及可再生能源消纳,并向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因。日前现货市场形成的成交结果仍作为日前结算依据,不进行调整。

(十三) 加强多日方式衔接

1.原规则：8.7 日前现货市场出清

竞价日(D-1) 17:30 前,电力调度机构基于经营主体申报信息以及运行日(D)的电网运行边界条件,采用安全约束机组组合(SCUC)和安全约束经济调度(SCED)算法进行全电量集中优化计算,出清得到运行日(D)的机组组合、发电计划曲线以

及分时节点电价。

纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤(含煤矸石)机组按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组的发电曲线，保障电网安全和电力平衡。

独立新型储能按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的充/放电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整独立新型储能电站充/放电曲线，保障电网安全和电力平衡。

虚拟电厂按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电、用电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整虚拟电厂发电、用电曲线，保障电网安全和电力平衡。

当发电侧经营主体报价相同时，按照机组类型，综合考虑环保指标、能耗水平等信息确定的顺序表（由政府主管部门核定）安排机组的中标顺序。现阶段，为促进新能源消纳，报价相同时优先出清新能源，再出清火电，同时在算法中引入新能源弃电量

罚因子（由政府主管部门核定）；对同一顺序机组，若报价相同时，按照同报价对应的申报电力比例，分配机组中标电力。

修改为：8.7 日前现货市场出清

竞价日（D-1）20:00 前，电力调度机构基于经营主体申报信息以及运行日（D）的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行全电量集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组组合、发电计划曲线以及分时节点电价。

纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组的发电曲线，保障电网安全和电力平衡。

独立新型储能按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的充/放电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整独立新型储能电站充/放电曲线，保障电网安全和电力平衡。

虚拟电厂按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电、用电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果

可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整虚拟电厂发电、用电曲线，保障电网安全和电力平衡。

当发电侧经营主体报价相同时，按照机组类型，综合考虑环保指标、能耗水平等信息确定的顺序表（由政府主管部门核定）安排机组的中标顺序。现阶段，为促进新能源消纳，报价相同时优先出清新能源，再出清火电，同时在算法中引入新能源弃电量罚因子（由政府主管部门核定）；对同一顺序机组，若报价相同时，按照同报价对应的申报电力比例，分配机组中标电力。

日前电能量市场出清结果应考虑未来1日或3日的各类备用和电网运行需求，即开机组合应考虑未来1日或3日的电力平衡、发输变电设备检修、清洁能源消纳等要求。日前市场出清过程中，电力调度机构可根据系统安全运行需要、电力保供应要求及新能源预测情况，设置火电机组并网容量要求，并做好记录，及时向市场发布相关信息。

2.原规则：8.11 机组组合及出力计划调整

原则上日前现货市场的发电侧出清结果（包括机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日（D）的发电调度计划。

....

修改为：8.11 机组组合及出力计划调整

对于清洁能源富集地区的新增开机，结合未来三天断面内新能源场站短期功率预测、水电发电需求等进行测算，存在断面潮流越限或新能源弃电风险的，电力调度机构可对相关机组组合方式进行调整。原则上日前现货市场的发电侧出清结果（包括机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日（D）的发电调度计划。

.....

（十四）加强与省间交易的衔接

原规则：7.3 省间交易与省内现货市场的衔接

根据省间中长期交易、省间现货交易、华中省间辅助服务交易以及跨省跨区应急调度等形成的省间联络线计划，作为省内市场的边界条件，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

省内现货市场预出清后，电力调度机构根据预出清的结果以及电力平衡裕度，组织经营主体参加省间现货市场交易。省间现货市场出清后，交易结果作为省内现货市场正式出清的边界条件。省间现货市场的出清、结算按照《省间电力现货交易规则（试行）》相关规定执行。

省间现货市场出清后，电力调度机构根据出清结果及电力平衡裕度组织经营主体参加华中辅助服务市场。华中辅助服务市场出清后，交易结果作为省内现货市场正式出清的边界条件。华中辅助服务市场的出清、结算按《华中省间电力调峰及备用辅助服务市场运营规则》执行。

在非故障异常等紧急情况下，电力系统出现保安全、保平衡等需求，且市场化手段均已用尽后仍未完全解决问题时开展电力应急调度。应急调度资源组织、调配、价格按照《跨省跨区电力应急调度管理办法（暂行）》《跨区电力应急调度管理办法实施细则（暂行）》《跨省跨区电力应急调度湖南实施细则（试行）》等文件执行。

省内发电侧经营主体作为服务卖方参与日前华中省间备用预留辅助服务市场时，其最大发电能力扣减日前华中省间备用预留辅助服务交易的中标容量作为机组出力上限参与省内日前调频及现货市场出清；省内发电侧经营主体日前华中省间备用预留容量在日内被调用时（未被调用视为调用量为零），其最大发电能力扣减日前华中省间备用预留容量与日内备用调用容量的差值作为机组出力上限参与省内实时调频及现货市场出清。省内发电侧经营主体作为服务卖方参与华中省间调峰辅助服务市场时，其中标容量在省内现货市场出清中预留，其最大发电能力扣减华中省间调峰辅助服务交易的中标容量作为机组出力上限参与省内调频及现货市场出清。除以上情况外，省内发电侧经营主体参与省间中长期交易、省间现货交易、华中省间辅助服务交易、应急调度的成交及分摊结果不影响其在省内现货市场的开停机及出力上下限约束。

参与省间交易的发电侧经营主体在省内现货市场的结算按

照《湖南省电力市场结算实施细则》执行。

修改为：7.3 省间交易与省内现货市场的衔接

根据省间中长期交易、省间现货交易、华中省间辅助服务交易（华中省间互济市场）以及跨省跨区应急调度等形成的省间联络线计划，作为省内市场的边界条件，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

电力调度机构依据机组预出清（预计划）曲线、富余发电能力曲线以及省内电力平衡裕度，组织经营主体参与省间现货市场。省间现货市场正式出清后，电力调度机构依据更新后的省间联络线计划以及省内电力平衡情况，组织经营主体参与华中省间辅助服务市场（华中省间互济市场）。省间现货市场的出清、结算按照《省间电力现货交易规则》相关规定执行；华中辅助服务市场的出清、结算按《华中省间电力调峰及备用辅助服务市场运营规则》执行；华中省间互济交易的出清、结算按《华中区域（东四省）电力互济交易实施细则》执行。

在非故障异常等紧急情况下，电力系统出现保安全、保平衡等需求，且市场化手段均已用尽后仍未完全解决问题时开展电力应急调度。应急调度资源组织、调配、价格按照《跨省跨区电力应急调度管理办法（暂行）》《跨区电力应急调度管理办法实施细则（暂行）》《跨省跨区电力应急调度湖南实施细则（试行）》等文件执行。

为应对新能源、负荷多日预测偏差过大导致电力平衡约束无法满足，预出清无法开展的情况，电力调度机构可根据保安全、保供应、清洁能源消纳以及计划性停运等情况需要，对 D+1、D+2 日及后续日期机组进行人工设置开停机状态，第一个运行日发布省内日前市场预平衡结果，其余运行日发布省内日前计划预平衡结果，相关结果仅用于参与省间日前市场的依据和参考。

省内发电侧经营主体参与省间现货购入电量、参与华中省间辅助服务（华中省间互济市场）购入电量或售出备用时，其原最大发电能力扣减其省间现货和华中省间辅助服务（华中省间互济市场）中标量后作为其出力上限参与省内调频及现货市场出清；独立新型储能参与华中省间互济市场购售电时，其省间中标量叠加其省内现货市场申报的充放电曲线以报量不报价方式参与省内现货市场出清。除以上情况外，省内相关经营主体参与省间中长期交易购售电、省间现货交易购售电、华中省间调峰辅助服务（华中省间互济市场）购售电及应急调度时，不影响其在省内市场的开停机及其出力上下限约束。

参与省间交易的发电侧经营主体在省内现货市场的结算按照《湖南省电力市场结算实施细则》执行。

（十五）出清算法中增加火电机组停机因子

原规则：8.7.1.1 日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前现货市场出清计算的机组组合 SCUC 的目标函数如下

所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T MS [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{l=1}^T ML [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_{ac} [SL_c] \right\}$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数，其中运行日（D）每 15 分钟为一个时段，考虑 96 个时段。

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

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

.....

修改为：8.7.1.1 日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前现货市场出清计算的机组组合 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^{Off}] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T MS [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{l=1}^T ML [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_{ac} [SL_c] \right\}$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数，其中运行日（D）每 15 分钟为一个时段，考虑 96 个时段。

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的输出；

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

$C_{i,t}^{Off}$ 为机组停机因子，暂定为机组成装机容量乘以 1000，本参数仅在优化出清中使用，不作为结算依据。

.....

（十六）完善调用测试机组相关条款

原规则：8.7.2.5 调用测试机组

（1）机组开机调用测试。竞价日（D-1），按照《湖南煤电机组最大出力申报认定及考核实施细则》（湘监能市场〔2024〕4号，以下简称容量电价考核细则）要求，电力调度机构可对处于停机备用状态的机组开展运行日（D）开机调用测试，调用通知在 D-1 日事前信息内一并发布。未在调度下令的并网时间后 2 小时内并网开机的机组视为调用测试失败，原则上应立即停机，且不给予机组启动费用补偿、火电机组运行补偿，相应机组纳入容量电价考核细则和“两个细则”考核。调用测试通过的机组，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，并

给予机组启动费用补偿、火电机组运行补偿和最小连续开机时间保护。开展开机调用测试的机组电能量电费按照现货市场模式结算。

（2）机组出力调用测试。竞价日（D-1），按照容量电价考核细则要求，电力调度机构根据湖南电网运行、全省电力供应平衡情况开展运行日（D）机组出力调用测试并制定相应测试曲线。运行日（D），对向电力调度机构申请降出力的机组、出力频繁低于发电指令运行以及电力供需紧张时期未向电力调度机构申报降出力、出清结果为开机运行且运行出力未达到最大可调出力等情况，电力调度机构可视需要开展机组出力调用测试，并提前1小时告知相应机组。调用测试机组的选取应遵循公平原则，避免短期内对同一机组反复调用，单次出力调用测试时间一般不超过1小时。电力调度机构按照容量电价考核细则相关要求判定机组是否通过调用测试。在运行日调用测试时段，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者，非测试时段按其报价参与市场出清。测试失败机组当日不给予火电机组运行补偿，并纳入容量电价考核细则。

修改为：8.7.2.5 调用测试机组

（1）机组开机调用测试。竞价日（D-1），按照《湖南煤电机组最大出力申报认定及考核实施细则》（湘监能〔2026〕20号，以下简称容量电价考核细则）要求，电力调度机构可对处于停机

备用状态的机组开展运行日（D）开机调用测试，调用通知在 D-1 日 18:00 前发布。未在调度下令的并网时间后 2 小时内并网开机的机组视为调用测试失败，原则上应立即停机，且不给予机组启动费用补偿、火电机组运行补偿，相应机组纳入容量电价考核细则和“两个细则”考核。调用测试通过的机组，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，并给予机组启动费用补偿、火电机组运行补偿和最小连续开机时间保护。开展开机调用测试的机组电能量电费按照现货市场模式结算。

（2）机组出力调用测试。运行日（D），对向电力调度机构申请降出力的机组、出力频繁低于发电指令运行以及电力供需紧张时期未向电力调度机构申报降出力、出清结果为开机运行且运行出力未达到最大可调出力等情况，电力调度机构可视需要开展机组出力调用测试，并提前 1 小时告知相应机组。调用测试机组的选取应遵循公平原则，避免短期内对同一机组反复调用，单次出力调用测试时间一般不超过 1 小时。电力调度机构按照容量电价考核细则相关要求判定机组是否通过调用测试。在运行日调用测试时段，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者，非测试时段按其报价参与市场出清。测试失败机组当日不给予火电机组运行补偿，并纳入容量电价考核细则。

（十七）完善市场力管控相关条款

1.原规则：12.1.1 市场行为分类

市场力行为包括市场持留行为、市场串谋行为、市场操纵行为。

市场持留行为指经营主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，或者有多个发电厂组成的发电企业进行集中报价，从而使共同利润最大化的行为。

市场操纵行为是指经营主体通过无故改变或虚假申报设备运行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

修改为：12.1.1 市场行为分类

市场力行为包括市场持留行为、市场串谋行为、市场操纵行为以及其他市场行为。

（1）市场持留行为指经营主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济

的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

（2）市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，或者有多个发电厂组成的发电企业进行集中报价，从而使共同利润最大化的行为。

（3）市场操纵行为是指经营主体通过无故改变或虚假申报设备运行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

（4）其他市场行为是指湖南能源监管办《关于印发〈湖南电力市场行为负面清单（1.0版）〉的通知》（湘监能〔2026〕34号）中所列的其他行使市场力的行为。

2.原规则：12.2 市场力监测与缓解

为避免具有市场力的经营主体操纵现货市场价格，需进行市场力监测与缓解。市场运营机构负责对经营主体开展市场力监测，对未通过市场力监测的发电侧经营主体采取市场力缓解措施。

12.2.1 事前市场力监测与缓解

日前市场出清前，对所有发电侧经营主体开展市场力监测，通过市场力监测的经营主体报价视为有效报价，可直接参与市场出清；未通过市场力监测的经营主体采取市场力缓解措施后，再参与市场出清。具体流程如下：

12.2.1.1 事前市场力监测

日前市场出清前，逐时段计算各发电集团火电剩余供给指数，作为其市场力指标，计算公式如下：

$$RSI_{i,t} = (\sum Q_{k,t} - Q_{i,t}) / (S_{t, \text{需求}} + Q_{t, \text{正备用容量需求}})$$

$$S_{t, \text{需求}} = S_{t, \text{系统负荷预测}} - S_{t, \text{联络线计划}} - S_{t, \text{非现货机组出力计划}} - S_{t, \text{参与现货新能源出力预测}}$$

其中，

$RSI_{i,t}$ 为第 i 个发电集团的火电剩余供给指数；

$Q_{k,t}$ 、 $Q_{i,t}$ 为第 k 、 i 个发电集团在时段 t 的火电可用发电容量；

$S_{t, \text{需求}}$ 为 t 时段市场化火电容量需求；

$S_{t, \text{正备用容量需求}}$ 为 t 时段系统正备用容量需求；

$S_{t, \text{系统负荷预测}}$ 为 t 时段系统负荷预测；

$S_{t, \text{联络线计划}}$ 为 t 时段联络线计划；

$S_{t, \text{非现货机组出力计划}}$ 为 t 时段非现货机组出力计划；

$S_{t, \text{参与现货新能源出力预测}}$ 为 t 时段参与现货市场的新能源出力预测。

若某发电集团 RSI 小于参考值 $RSI_{\text{参考}}$ ，则触发事前价格监测机制， $RSI_{\text{参考}}$ 由湖南能源监管办和政府主管部门明确。

12.2.1.2 事前价格检测

将触发事前价格监测机制的发电集团所属火电机组报价与事前市场力监测参考价格进行对比。事前市场力监测参考价格取火电机组核定发电成本和前 10 天（不含当日）日前市场统一结算点电价最大值的算术平均值（若当次试运行天数不足 10 天，则取全部可用天数计算）中的较大值，乘以调节系数 $K_{\text{市场力}}$ ，计

算公式如下：

$$P_{\text{市场力参考}} = K_{\text{市场力}} \times (\sum P_{j, \text{统一结算点最大值}} / 10, C_{\text{核定成本}, i})$$

其中，

$P_{\text{市场力参考}}$ 为事前市场力监测参考价格，且不得大于申报价格上限；

$P_{j, \text{统一结算点最大值}}$ 为运行日第j天前市场统一结算点电价的最大值；

$C_{\text{核定成本}, i}$ 为火电机组核定的发电成本价格。由省发展改革委、湖南能源监管办委托具备合格检测资质的第三方检测机构核定的机组发电成本价格；

$K_{\text{市场力}}$ 值经湖南能源监管办和政府主管部门审批通过后执行。

12.2.1.3 报价替换

当触发事前价格监测机制的发电集团所属火电机组电能量报价高于事前市场力监测参考价格时，执行价格缓解措施，将申报价格高于参考价格的报价替换为参考价格和火电机组核定的发电成本价格中较大值。

12.2.1.4 市场出清

基于替换后的机组报价进行日前、实时市场出清，获得日前、实时市场出清结果，作为市场结算的依据。

12.2.2 事后市场力监测与缓解

12.2.2.1 事后市场力监测

日前市场出清后，计算所有经营主体 96 点平均出清价格相对市场平均出清价格的偏移度，若偏移度大于 δ_1 ，则未通过事后市场力监测。计算公式为：

$$\Delta_{i, \text{出清}} = (P_{i, \text{出清均价}} - P_{\text{市场出清均价}}) / P_{\text{市场出清均价}}$$

其中，

$\Delta_{i, \text{出清}}$ 为经营主体 i 平均出清价格相对市场平均出清价格的偏移度；

$P_{i, \text{出清均价}}$ 为经营主体 i 的 96 点平均出清价格；

$P_{\text{市场出清均价}}$ 为市场 96 点平均出清价格。

12.2.2.2 标记经营主体

日前市场出清后，统计断面负载率大于 η_1 的断面为阻塞断面，对未通过事后市场力监测且对于阻塞断面灵敏度小于 μ_1 的经营主体进行标记，进行报价行为测试。

12.2.2.3 报价行为测试

对于被标记的经营主体，监测其报价是否异常，计算其横向报价偏移指数、纵向报价偏移指数、勒纳指数等指标。

横向报价偏移指数指经营主体申报均价与同类经营主体申报均价的偏移度；纵向报价偏移指数指经营主体申报均价与该经营主体历史申报均价的偏移度；勒纳指数指经营主体申报均价与该经营主体核定成本的偏移度。

针对上述指标分别设置异常报价判别阈值，各阈值由湖南能

源监管办和政府主管部门明确。当任一指标大于其判别阈值时，该经营主体报价视为异常报价，后续研究相应的缓解机制。

修改为：12.2 市场力监测与缓解

为避免具有市场力的经营主体操纵现货市场价格，需进行市场力监测与缓解，市场运营机构负责对经营主体开展市场力监测。煤电机组市场力监测与监管按照湖南能源监管办印发的《关于开展湖南省煤电机组市场力监测与监管工作的通知》（湘监能〔2026〕27号）执行，经营主体报价替换机制按政府价格主管部门方案执行。

（十八）完善现货市场与煤电机组最大出力申报认定考核的衔接

原规则：8.6.1.1.1 220 千伏及以上公用燃煤机组

（4）机组爬坡速率（兆瓦/分钟）：燃煤火电机组中直吹式制粉系统机组不得小于额定有功功率的 1.2%/分钟，其他类型机组不得小于额定有功功率的 1.5%/分钟。

修改为：8.6.1.1.1 220 千伏及以上公用燃煤机组

（4）机组爬坡速率（兆瓦/分钟）：燃煤火电机组中直吹式制粉系统机组不得小于额定有功功率的 1.2%/分钟，其他类型机组不得小于额定有功功率的 1.5%/分钟。已按最小值申报爬坡速率的煤电机组，在深调工况下实际爬坡速率未达到最小申报值但满足《关于印发〈燃煤发电机组灵活性改造及深度调峰能力验收

认定管理办法（试行）》的通知》中相关技术标准的，不纳入煤电机组最大出力申报认定考核。

三、《湖南省电力调频辅助服务市场交易实施细则》

1.原规则：第二十一条【退市原则】经营主体原则上不得自行退出调频市场。因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供调频辅助服务的经营主体，经电力调度机构审核后，方可退出调频市场。

修改为：第 3.11 条【退市原则】因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供电力辅助服务的经营主体，应结清相关费用，通过转让或终止等方式处理未履约完的合同，由电力交易机构办理注销手续后方可退出电力辅助服务市场。

2.原规则：第二十四条【组织流程】

（一）工作日 9:00 前，电力调度机构发布开市前信息，可包括次日及连续多日调频市场信息。

（二）工作日 9:00-09:50，经营主体完成市场申报。

（三）工作日 18:00 前，电力调度机构完成安全校核，以调频服务成本最小化为优化目标组织市场出清，发布预出清结果。

修改为：第 4.3 条【组织流程】

（一）竞价日 9:00 前，电力调度机构发布开市前信息，可包括次日及连续多日调频市场信息。

（二）竞价日 9:00-09:50，经营主体完成市场申报。

（三）竞价日 20:00 前，电力调度机构完成安全校核，以调频服务成本最小化为优化目标组织市场出清，发布预出清结果。如省内现货市场出清延后，则调频市场出清及发布时间顺延。

3.原规则：第三十九条【分摊范围】根据国家相关文件要求，电力现货市场连续运行前，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用，调频市场服务费由发电侧并网主体共同分担，分担范围如下。

（一）已注册入市的发电侧并网主体，包括火电（燃煤、燃气、燃油及垃圾生物质电站等）、水力发电厂、风力发电场、光伏电站（不含分布式）等。

（二）独立储能、抽水蓄能、虚拟电厂暂不参与分摊。

（三）新建发电机组调试运行期间费用分摊按照有关规定执行。

电力现货市场连续运行后，符合要求的调频辅助服务费用（不含提供辅助服务过程中产生的电量费用），原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例及费用传导机制另行制定。

修改为：第 5.5 条【分摊原则】电力现货市场未连续运行期间，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。电力现货市场连续运行期间，符合规定的调频电力辅助服务费用，原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定，相关费用传导机制另行制定。

同时新增：第 5.6 条【分摊范围】在相关费用传导机制完善前，调频市场服务费暂由发电侧并网主体共同分担，分担范围如下。

（一）已注册入市的发电侧并网主体，包括火电（燃煤、燃气、燃油及垃圾生物质电站等）、水力发电厂（不含抽水蓄能）等。

（二）新建发电机组调试运行期间费用分摊按照有关规定执行。

湖南省电力中长期市场实施细则

2026 年 6 月

目 录

1. 总则	57
2. 市场成员	59
2.1 经营主体注册	59
2.2 市场成员权利	60
2.3 市场成员义务	62
3. 交易品种及交易方式	66
3.1 交易品种	66
3.2 交易方式	68
4. 价格机制	69
5. 交易组织	73
5.1 基本要求	73
5.2 交易约束与出清	80
5.3 年度双边协商交易	81
5.4 年度集中竞价交易	82
5.5 月度双边协商交易	83
5.6 月度集中竞价交易	84
5.7 月度挂牌交易	85
5.8 月内（多日）交易	86
5.9 合同转让交易	87

5.10 绿色电力交易	90
6. 中长期市场与现货市场衔接机制	92
6.1 曲线分解机制	92
6.2 电量约束机制	93
6.3 现货市场未运行期间偏差处理机制	94
7. 交易校核	95
8. 合同签订与执行	97
8.1 合同签订	97
8.2 合同执行	99
9. 计量与结算	101
9.1 计量	101
9.2 结算	103
10. 信息披露	105
11. 市场技术支持系统	106
12. 风险防控及争议处理	109
13. 法律责任	113
14. 附则	114
附件 1: 名词解释	115
附件 2: 出清算法	118
附件 3: 预挂牌招标交易机制	128

1. 总则

1.1 为规范湖南省电力中长期交易行为，依法保护电力市场成员的合法权益，保证湖南电力市场的统一、开放、竞争、有序，落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令2024年第20号）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）等文件和有关法律法规规定，结合湖南实际，制定本实施细则。

1.2 本实施细则适用于湖南省电力中长期市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理。

1.3 本实施细则所称电力中长期市场是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

执行政府定价的优先发电电量视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其全部电量交易、执行和结算均需遵守本实施细则。

1.4 电力中长期市场分为电力批发市场和电力零售市场。

电力批发市场交易是指售电公司、电力用户、新型经营主体以及代理购电电网企业等通过市场化方式直接向发电企业购电的电力交易活动的总称。

电力零售市场交易是指电力用户（以下简称“零售用户”）通过市场化方式直接向售电公司购电的电力交易活动的总称。

电网企业代理购电是指未直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电，下同）的电力用户由电网企业通过市场化方式代理购电的电力交易活动的总称。

1.5 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

1.6 市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。

1.7 促进跨省跨区电力中长期交易（以下简称“跨省跨区交易”）与湖南省电力中长期交易（以下简称“省内交易”）相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面动态衔接。

1.8 国家能源局湖南监管办公室（以下简称“湖南能源监管办”）会同湖南省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）、湖南省能源局（以下简称“省能源局”）依法依规组织制定交易规

则，根据职能依法履行电力中长期交易监管职责。

2. 市场成员

2.1 经营主体注册

（1）市场成员包括经营主体、市场运营机构和电网企业（含省级电网企业、地方电网企业、增量配电网企业，下同），其中：

经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）和新型经营主体（含新型储能企业、聚合商、虚拟电厂和智能微电网等）。

市场运营机构包括湖南电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）、国网湖南省电力有限公司电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）。

电网企业按照国家有关规定对暂未直接参与电力市场交易的用户实施代理购电时，可视为市场经营主体。

（2）湖南省电力市场实行注册制度，电力交易机构具体负责电力市场注册管理工作。经营主体应当按照国家有关规定和《湖南省电力市场注册实施细则》要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

2.1.1 工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，推动10千伏及以上供电电压等级电力用户直接参与市场交易。直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售

市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

零售用户通过零售市场交易购电时，在同一个合同周期内，只能向一家售电公司购电，签订零售合同，每次只能选择一种套餐，且全部工商业电量通过该售电公司购买。

2.1.2 分布式电源经营主体中，10 千伏及以上电压等级的分布式电源原则上作为独立经营主体参与湖南电力市场；10 千伏以下电压等级的分布式电源采用聚合方式参与湖南电力市场，也可接受市场形成的价格。

抽水蓄能企业、新型经营主体及其被聚合资源参与电力市场交易，均应履行注册手续。

2.1.3 发电企业按规定以增项方式取得售电营业资格并完成售电注册手续后，可作为售电经营主体参与交易，在新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方。

2.1.4 参与电力市场交易的新投产发电机组应在并网前办理市场注册。

2.2 市场成员权利

2.2.1 发电企业的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的电网接入服务和输配电服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

2.2.2 售电公司的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息，根据电力用户授权获得其历史用电负荷信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

2.2.3 电力用户的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，与发电企业签订电力中长期交易合同，或与售电公司签订电力零售合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

2.2.4 新型经营主体的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约分散资源的相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

2.2.5 电网企业的权利主要包括：

（一）收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等；

（二）对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请；

（三）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（四）法律法规规定的其他权利。

2.3 市场成员义务

2.3.1 发电企业的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

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

- （三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；
- （四）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；
- （五）法律法规规定的其他义务。

2.3.2 售电公司的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

（三）按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，在交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担电力用户信息保密义务；

（四）具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，开展配电区域内电费结算和收取业务；

（五）按照规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（六）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（七）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（八）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（九）法律法规规定的其他义务。

2.3.3 电力用户的义务主要包括：

- （一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费；
- （二）按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息；
- （三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；
- （四）依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；
- （五）法律法规规定的其他义务。

2.3.4 新型经营主体的义务主要包括：

- （一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；
- （二）资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同（或聚合服务合同），在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系，履行合同规定的各项义务；
- （三）按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，并承担信息保密义务；
- （四）按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；
- （五）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；
- （六）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（七）聚合负荷侧资源的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（八）法律法规规定的其他义务。

2.3.5 电力调度机构的义务主要包括：

（一）合理安排电网运行方式，开展安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规执行电力市场交易结果；

（二）向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）配合开展电力中长期市场分析和运营监控；

（五）法律法规规定的其他义务。

2.3.6 电力交易机构的义务主要包括：

（一）电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同；

（二）电力交易平台建设、运营和管理；

（三）组织电力中长期交易，提供结算依据及服务；

（四）执行信息披露有关规定，提供信息披露平台，承担信息保密义务；

（五）开展市场运营监测和分析，依法依规执行市场干预措施，并向经营主体公布干预原因，防控市场风险；

（六）向湖南能源监管办、省能源局及时报告经营主体违规

行为，并配合调查；

（七）法律法规规定的其他义务。

2.3.7 电网企业的义务主要包括：

（一）保障输变电设备正常运行，建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度；

（二）加强电网建设，为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担信息保密义务；

（四）负责电费结算，按期向经营主体出具电费账单；

（五）分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

（六）法律法规规定的其他义务。

3. 交易品种及交易方式

3.1 交易品种

3.1.1 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展合同转让交易、合同回购交易、绿色电力交易等其他交易。根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

（一）电能量交易是指发电企业与电力用户、售电公司、新型经营主体、代理购电电网企业等通过双边协商、集中交易等方式达成的电力电量、电价的购售电交易。

（二）合同转让交易是指合同的购售一方将未履行的合同全部或部分通过市场化方式转让给购售双方之外的第三方的交易。

（三）合同回购交易是指经合同各方协商一致，售方回购或购方回退未履行的部分交易合同。

（四）绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）。

3.1.2 绿电交易主要包括跨省跨区绿电交易（含跨电网经营区绿电交易）、省内绿电交易，其中：

跨省跨区绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力交易平台向湖南省外的发电企业购买绿色电力的交易。跨电网经营区绿电交易是指由电力用户或售电公司向跨电网经营区的发电企业购买绿色电力的交易。

省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入湖南省内的发电企业购买绿色电力的交易。

3.1.3 中长期交易按每天 24 小时划分为 24 个时段，以每个时段的电量作为交易标的物。

3.1.4 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能量交易。数年、

年度、月度交易定期开市，条件成熟后可连续开市；月内交易按日连续开市。

数年交易以 1 年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内交易以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

3.2 交易方式

3.2.1 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易等。

3.2.2 双边协商交易、集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易的出清算法详情见附件 2 出清算法。

3.2.3 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

3.2.4 电网企业负责跨区跨省购入国家指令性计划电量和政府间协议电量，分类放开跨省跨区优先发电计划，推动将国家送电计划、政府间送电协议转化为政府授权的中长期合同。在优先安排跨区跨省优先发电计划前提下，可由电网企业代理参与跨区跨省购电交易。

3.2.5 跨区跨省购电应坚持能源资源优化利用，充分考虑湖

南发电能力，促进湖南可再生能源的科学发展和充分利用。

具备条件时，应逐步向省外经营主体开放湖南电力市场。跨区跨省输电通道有剩余输电容量时，鼓励省外经营主体与省内火电企业进行合同电量转让交易，促进大范围资源优化配置。

湖南可再生能源发电受限、弃风弃水弃光时，可由市场运营机构按有关规定组织通过市场交易、跨区跨省互济等方式，开展送出售电交易。

4. 价格机制

4.1.1 省发展改革委会同省能源局、湖南能源监管办组织制定湖南省电力市场价格结算实施细则。

4.1.2 除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。

4.1.3 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制，具体在交易公告中明确。

4.1.4 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段，由 24 个分时段交易形成分时段价格；对电网代理购电用户，由省发展改革委根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。

4.1.5 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量（含优先发电合同、市场交易合同）部分的价格机制按《湖南省电力市场结算实施细则》执行。

4.1.6 市场交易价格在“分时段交易基准价+上下浮动”范围内形成。发电企业、批发市场用户、售电公司、电网企业等参与市场交易时，基于“分时段交易基准价+上下浮动”范围申报价格，达成市场交易价格。逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。

为避免市场操纵及恶性竞争，由省发展改革委会同省能源局、湖南能源监管办对分时段申报价格和出清价格设置上、下限，电力市场管理委员会、相关经营主体等可提出建议。

4.1.7 燃煤发电上网价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

4.1.8 新能源上网电价全部由市场形成。风电、太阳能发电上网电量全部进入电力市场，通过市场交易形成上网价格。新能源项目可报量报价参与电力市场，也可接受市场形成的价格。

4.1.9 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。

4.1.10 用户电价由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。

其中，上网价格包含电力中长期市场价格及电力现货市场价格，电网企业代理购电用户上网电价由代理购电价格确定；上网

环节线损费用、系统运行费用、输配电价、政府性基金及附加按政府有关规定执行。

零售市场用户市场交易价格由用户与售电公司协商或签订零售套餐确定。

4.1.11 已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，暂不能直接参与市场交易而由电网企业代理购电的高耗能用户，用电价格由电网企业代理购电上网电价的 1.5 倍、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的电力用户，由电网企业代理购电时，其用电价格由电网企业代理购电上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，参加批发交易的用户按照规则进行偏差结算，参加零售交易的用户结算时执行 1.5 倍代理购电上网电价。电力用户合同期满变更零售业务绑定关系，因电网企业、电力交易机构未及时完成业务流程而实际发生用电时，其用电价格由电网企业代理购电上网电价、上网环节线损费用、输配

电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

4.1.12 跨省跨区交易价格由市场形成，相关价格机制按照国家发展改革委、国家能源局有关规定执行。

4.1.13 双边协商交易价格按照双方合同约定执行。集中竞价交易可采用统一边际出清或者高低匹配价格形成机制。滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制。挂牌交易采用一方挂牌，另一方摘牌成交的价格形成机制。

4.1.14 跨区跨省合同转让按国家相关规定执行。省内合同电量转让、回购不收取输电费和网损。

4.1.15 由增量配电网企业供电的电力用户直接参与市场交易时，应完成市场注册，暂按以下价格机制执行：

（一）与所在增量配电网企业签订协议，事先约定计量、电量、电价与结算等相关事宜。

（二）根据电力交易机构出具的结算依据，增量配电网企业分别与电力用户、省级电网企业开展结算。

（三）配电价格实行最高限价管理，配电价格最高限价标准为电力用户接入电压等级对应的省级电网输配电价减去增量配电网接入电压等级对应的省级电网输配电价。招标方式确定投资主体的配电网，配电价格在最高限价水平内通过招标方式形成；非招标方式确定投资主体的配电网，配电价格由增量配电网企业在最高限价水平内自主确定。

5. 交易组织

5.1 基本要求

5.1.1 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

5.1.2 电力交易机构按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

5.1.3 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、电力供需形势预测、保障居民、农业优先用电需求、电网企业代理购电需求、优先发电计划、市场化发电企业可交易电量、跨区跨省送入可交易电量、电网运行与输送能力、其他准备信息等。

5.1.4 每年 11 月底前，省发展改革委综合考虑售电公司和批发市场电力用户的市场电量、电网企业代理购电电量、保障居民、农业优先用电等需求，确定并下达次年度电力供需平衡方案，安排年度跨区跨省优先购电计划、省内优先发用电计划及市场交易电量规模。

年度优先发电计划应与年度优先用电计划相匹配，低价电源优先用于保障居民、农业用电。为落实国家能源战略，跨区跨省

送受电中的国家指令性计划、政府间协议电量可列为优先发电。居民、农业用电作为优先用电，由电网企业保障供应。

根据年度发用电量预测，优先发电电量有剩余的，可纳入省内市场交易电量规模；不足部分，由电网企业通过市场化方式采购。

5.1.5 各类交易组织基本流程：

（一）交易准备。按照职责分工，市场运营机构开展电力电量平衡分析、电网输送能力分析、检修计划编制，根据批发市场电力用户、售电公司用电需求、电网企业保障居民、农业优先用电和代理购电需求，编制交易组织方案和市场交易公告。优先发电匹配居民、农业用电后的剩余电量可参与省内市场交易。

（二）发布公告。电力交易机构通过电力交易平台发布交易公告，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

（三）交易申报。经营主体按照有关规定，通过电力交易平台申报各类交易意向、需求。经营主体对所申报的数据负责，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。所有的时间记录以电力交易平台时间为准。按要求申报分月分时段电量（电力）、价格。申报电量的单位为兆瓦时（万千瓦时），不保留小数；申

报电力的单位为兆瓦（万千瓦），不保留小数；申报价格的单位为元/兆瓦时，保留两位小数。

双边协商交易由售电方按照规定格式录入交易电量（电力）、电价等交易意向信息，然后由相关购电方确认售电方录入的相关信息。

（四）出清计算。电力交易机构汇总双边协商交易意向，确定各交易主体的交易电量（电力）、电价；电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件，按照规则对集中交易进行出清计算。

（五）安全校核。电力交易机构将交易出清预成交结果提交电力调度机构。电力调度机构应在规定期限内完成安全校核，形成交易结果，返回电力交易机构。

（六）结果发布。在规定时间内，电力交易机构通过电力交易平台发布交易结果，电力交易平台自动生成电子合同，并同时报湖南能源监管办备案。

5.1.6 集中竞价交易组织的基本要求：

（一）交易申报价格区间。申报价格区间的设定应充分考虑国家有关政策、发用电成本、供需情况及其变动趋势，由省价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办确定。

（二）申报电量限额。根据电力调度机构提供的安全约束条件，电力交易机构会同电力调度机构对买方和卖方分别提出申报

电量限额建议，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局备案。申报电量限额的设定应考虑电网安全约束条件以及卖方的装机容量和发电能力、风险防控等因素。

（三）集中竞价申报。买卖双方按照交易公告的要求，在规定时间内通过电力交易平台申报当次交易周期期望购买或卖出的电量（电力）、价格。买方、卖方每次申报的电量（电力）及其价格不超过各自独立的三组。年度集中竞价交易应分月分时段申报。电力交易平台校核申报数据的有效性，不符合要求的申报不予受理。

经营主体申报的电量单位为兆瓦时，不保留小数；申报的电力单位为兆瓦，不保留小数；申报的价格单位为元/兆瓦时，保留两位小数。

（四）出清、安全校核与结果发布。集中竞价交易申报截止后，电力交易机构按照规则出清计算，经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布交易结果。

（五）集中竞价交易可按一定时间周期组织，其中，连续集中竞价交易的最小时间间隔为 15 分钟。

5.1.7 挂牌交易组织的基本要求：

（一）挂牌申请与公告。经营主体在规定时间内，向电力交易机构提交挂牌交易申请，包括挂牌电量、挂牌电价、执行时间、电力曲线等信息。电力交易机构在 2 个工作日内完成申请信息审

核，在电力交易平台发布交易公告；未通过审核的，退回经营主体，并说明原因。交易公告可按照有关程序对参与交易的经营主体设定申报价格限制区间和申报电量限额。

（二）摘牌申报。挂牌交易公告发布后，经营主体提交摘牌申报，挂牌交易卖方（买方）不得同时参与买方（卖方）申报。经营主体摘牌电量可以小于或等于挂牌电量、不能大于挂牌电量。

（三）安全校核与结果发布。挂牌交易申报截止后，电力交易机构按照规则出清计算，如符合价格限制的摘牌申报总电量超过挂牌电量，满足挂牌电量的最后一个成功申报者获得最后剩余部分。经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布交易结果。

5.1.8 滚动撮合组织的基本要求：

（一）交易申报。经营主体在交易时段内，按标的申报拟买入或卖出的交易电量与价格，电力交易平台按不同标的进行即时自动匹配撮合出清。

（二）申报电量及价格。滚动撮合交易应满足交易电量约束，申报价格不得超过交易价格约束。电量及价格约束应在交易公告中明确。

（三）安全校核与结果发布。滚动撮合交易申报截止后，电力交易机构根据撮合结果，经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布交易结果。

5.1.9 电网企业代理购电参与集中交易（不含撮合交易）时，

以报量不报价方式，作为价格接受者参与市场出清。其中，采取挂牌交易方式的，挂牌价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定；若当月未开展集中竞价交易或集中竞价交易未形成价格，挂牌交易价格参照最近一次月度集中竞价交易加权平均价格确定。

地方电网企业、拥有配网经营权的配售电企业代理购电时，根据其与省级电网企业计量关口购电需求，按照省价格主管部门核定或双方协商确定的计量关口分类电量比例，通过电力交易平台申报交易意向直接参与市场交易或通过省级电网企业代理购电方式获得。

5.1.10 经营主体通过年度（多年）交易、月度（多月）交易和月内（多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。批发市场交易按照年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）的顺序开展。

（一）年度交易顺序：

1.每年 12 月中旬，电力交易机构根据省发展改革委明确的次年省内市场交易总电量规模，按照一定的比例确定年度交易电量规模。如年度电力供需平衡方案、年度交易方案未及时明确，可按次年省内市场交易总电量预测值的一定比例预安排年度交易电量规模；

2.按照年度双边协商交易、年度集中竞价交易的顺序开展年

度交易。

3.年度交易结束后，电力交易机构应及时（原则上在12月底前）汇总经交易校核的优先发电合同以及双边协商和集中竞价批发交易、跨区跨省交易和合同转让交易的结果，发布年度分类交易结果、汇总交易结果和分期交易结果。

（二）月度交易顺序：

1.在年度合同分月分时段的基础上，原则上按照月度双边合同转让交易、月度双边协商交易、月度集中竞价交易、月度挂牌交易、月内（多日）交易的顺序开展月度交易；

2.月度交易结束后，电力交易机构应及时汇总经交易校核的交易结果并予以发布。

5.1.11 根据实际需要，年度交易和月度交易可以选择双边协商、集中竞价、挂牌招标等交易方式中的几种或任一种。交易方式、交易规模和时序安排在交易公告中予以明确。

5.1.12 在落实跨区跨省优先发电计划的前提下，省内市场交易、跨省跨区交易的时间安排原则上不分先后。当本省电力供应紧张时，应优先保障本省电力电量供需平衡；本省有富余发电能力时，可参与跨省跨区售电交易。

5.1.13 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的经营主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、

电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的经营主体给予提醒。各承担消纳责任的经营主体参与电力市场交易时，应向电力交易机构作出可再生能源电力消纳责任的承诺。

5.2 交易约束与出清

5.2.1 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

5.2.2 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

5.2.3 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力，形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清电量）；对于跨省跨区交易，申报限额不得高于对应标的物电量（电力）规模或剩余通道可用容量对应的电量（电力）规模。

交易申报限额应在交易申报前至少 1 个工作日通过电力交易平台统一公布。

5.2.4 为降低市场操纵风险，中长期各批次的各时段交易中，发电侧任一时段卖出电量不得超过其最大发电能力和当月交易电量上限，任一时段累计买入电量之和不得超过对应时段全月月

前卖出电量之和的一定比例；用电侧任一时段卖出电量不得超过净买入电量，任一时段累计卖出电量之和不得超过对应时段全月月前买入电量之和的一定比例。具体比例要求在交易方案或公告中明确。

单一售电公司及其关联售电公司在同一交易月份中中长期各批次的交易电量之和在当月中长期各批次交易电量总量中占比不得超过 20%（不含电网企业代理购电电量）。

5.2.5 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。

5.2.6 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。

5.2.7 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

跨省跨区交易中，北京电力交易中心协同各省（区、市）电力交易机构根据电网运行约束进行交易出清，形成预成交结果。原则上，跨省跨区交易出清、电网安全校核及交易执行阶段的交易优先级高于省内交易。

5.2.8 在月内交易中，因电力安全保供、清洁能源消纳等需要，跨省跨区交易可不受输电通道常规送电方向、送电类型约束。

5.3 年度双边协商交易

5.3.1 年度双边协商交易标的物为次年的分月分时段电量。年度分月每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

5.3.2 原则上每年 12 月，电力交易机构通过电力交易平台发布次年度双边协商交易公告。

5.3.3 经营主体经过双边协商，分别形成年度双边省内批发交易、年度双边跨区跨省交易和年度双边合同转让交易的意向协议，并在年度双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交。年度双边协商交易的意向协议应提供分月分时段分解电量、电价。

5.3.4 电力交易机构在年度双边协商交易申报截止后 1 个工作日内，依据发电机组能力和通道输电能力，对年度双边协商交易意向进行校核、汇总，形成年度双边协商预成交结果，提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 5 个工作日之内，将安全校核结果返回电力交易机构。

5.3.5 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，发布年度双边省内批发交易、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同电量转让交易结果。

5.4 年度集中竞价交易

5.4.1 年度集中竞价交易标的物为次年的分月分时段电量。年度分月每个时段的合同电量按照对应月份日历天数平均分解

至每日的相应时段。

5.4.2 原则上每年 12 月，电力交易机构通过电力交易平台发布次年度集中竞价交易公告。

5.4.3 年度集中竞价交易申报时间内，经营主体通过电力交易平台申报分月分时段电量、电价。电力交易平台对申报数据进行确认。

5.4.4 申报结束后，电力交易平台按照规则进行出清计算，生成预成交结果，电力交易机构当日提交电力调度机构。电力调度机构应在 5 个工作日之内将安全校核结果和必要的说明返回电力交易机构。

5.4.5 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，向经营主体发布交易结果和有关说明，并在 12 月底前发布年度各类交易的汇总结果和分项结果。

5.5 月度双边协商交易

5.5.1 月度双边协商交易标的物为次月分时段电量，每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

5.5.2 月度双边协商交易时（除合同转让外），发电侧仅可作为售电方，用户侧仅可作为购电方。

5.5.3 每月中旬，市场运营机构开展月度电力电量平衡分析、电网输送能力分析、检修计划编制、发电企业可交易电量计算、

电力用户和售电公司用电需求汇总等工作，编制月度交易组织方案、交易公告。

5.5.4 每月下旬，电力交易机构应通过电力交易平台发布次月双边交易公告。

5.5.5 经营主体经过双边协商，分别形成月度双边省内批发交易、月度双边跨省跨区交易和月度双边合同转让交易意向，并在月度双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交。月度双边协商交易意向应提供分时段电量、电价。

5.5.6 电力交易机构在月度双边协商交易申报截止后 1 个工作日内，依据发电机组能力和通道输电能力对月度双边协商交易意向进行校核、汇总，形成月度双边协商预成交结果，提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 2 个工作日内，将安全校核结果返回电力交易机构。

5.5.7 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，发布月度双边省内批发交易、双边跨省跨区交易和双边合同电量转让交易结果。

5.6 月度集中竞价交易

5.6.1 月度集中竞价交易标的物为次月分时段电量。

5.6.2 月度集中竞价交易时，发电侧仅可作为售电方，用户侧仅可作为购电方。

5.6.3 每月下旬，电力交易机构通过电力交易平台发布次月

集中竞价市场相关信息。

5.6.4 月度集中竞价交易期间，经营主体通过电力交易平台申报次月分时段电量、电价。电力交易平台对申报数据进行确认。

5.6.5 申报结束后，电力交易平台按照规则进行出清计算，生成预成交结果，电力交易机构当日提交电力调度机构。电力调度机构应在 2 个工作日之内将安全校核结果和必要的说明返回电力交易机构。

5.6.6 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，向经营主体发布交易结果和有关说明。

5.7 月度挂牌交易

5.7.1 月度挂牌交易标的物为次月分时段电量。

5.7.2 每月集中竞价交易期间，经营主体在规定时间内向电力交易机构提交挂牌交易申请。电力交易机构在 2 个工作日内完成申请信息审核；未通过审核的申请，退回经营主体。

电力交易机构将通过审核的挂牌交易申请形成交易公告，并通过电力交易平台发布。

5.7.3 挂牌交易公告发布后，在规定时间内，符合资格要求的经营主体通过电力交易平台摘牌。

5.7.4 申报结束后，电力交易平台按照规则进行出清计算，生成预成交结果，电力交易机构当日提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 2 个工作日之内，将安全校核结果和必

要的说明返回电力交易机构。

5.7.5 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，通过电力交易平台向经营主体发布交易结果和有关说明，并在月底前发布月度双边协商、集中竞价、挂牌交易的汇总结果和分项结果。

5.8 月内（多日）交易

5.8.1 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或特定天数的分时段电量。其中：

旬（周）交易的标的物为月内次旬（周）分时段电量，每个时段的合同电量按照当旬（周）日历天数平均分解至每日的相应时段，交易方式为双边协商或集中交易；

月内连续运营交易的标的物为 D-5 日（D 为现货市场运行日）至 D-2 日每日分时段电量，按 D-2 日连续开市，每日按照 24 个时段，每个时段的电量单独进行交易，交易方式为连续集中竞价及（或）滚动撮合，参与交易的经营主体可以买入或卖出电量，但在同一个交易日同一交易时段，只允许选择买入或卖出一个交易方向。月内连续运营交易融合开展发电侧和用户侧月内增量、减量、合同转让、合同回购等多种交易品种。

5.8.2 月内交易中，经营主体在规定时限内，通过电力交易平台申报。电力交易机构根据经营主体申报情况及交易约束条件进行市场出清，形成预成交结果。

5.8.3 电力交易机构将月内交易的预成交结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在交易结果发布 1 个工作日内，将安全校核结果提交电力交易机构发布。

经营主体如有异议，应当在交易结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构 1 个工作日内给予解释。

月内交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行滚动调整、更新。

5.9 合同转让交易

5.9.1 合同转让交易标的物为分时段合同电量。转让电量可以是交易合同的全部或部分电量，也可以是发电权；转让周期可为合同全部周期，也可以是部分周期；不同时段合同不能转让。其中，月度合同转让交易以月度合同和后续月度各时段电量为标的物，月内合同转让交易以当月各时段电量未执行部分为标的物，经营主体可自主选择单个时段的部分电量开展交易。

拥有批发交易（含批发市场电力用户交易）合同、跨省跨区电能交易合同的发电企业，以及拥有批发交易（含批发市场电力用户交易）合同、跨省跨区电能交易合同的电力用户和售电公司可作为出让方或者受让方以全部或部分电量或发电权为标的参与合同转让交易。

5.9.2 经营主体可根据发用电预测情况，结合自身需求，开

展合同转让交易。在清洁能源发电形势、电力供需形势、电网安全约束条件等出现较大变化时，可根据经营主体需求临时开展分时段合同转让交易。

5.9.3 常态化开展月前分时段合同转让交易，为经营主体调整合同提供灵活手段。月前分时段合同转让交易，原则上每月 23 日前完成次月及以后月份合同转让交易，如遇经营主体注销或退市，可转让后续月份所有电量。

5.9.4 合同转让交易应符合以下要求：

（一）受让方应符合市场准入条件并已完成市场注册；

（二）受让方具有真实的受让需求和直接受让能力，严禁买空卖空。电力交易机构发现经营主体通过合同转让交易不当获利时，报经湖南能源监管办批准后，可以调整合同转让电量直至取消合同转让交易；

（三）合同转让交易受让电量暂不允许再次转让，发生转受让关系后，受让方不得再转让，出让方不得再受让，当月分时段交易计划不能完成的发电企业不得受让合同电量，可再生能源发电企业合同转让仅限于市场合同电量；

（四）优先发电电量等特殊属性的电量原则上不得转让；

（五）电力交易机构可根据实际情况，启动或暂停电力用户之间的合同电量转让；

（六）合同转让电量以 1 兆瓦时为最小单位，转受让的合同

电量自转受让次日起从出让方当月月度合同电量中扣减并计入受让方当月月度交易电量。

5.9.5 合同转让交易可采用双边协商或挂牌交易方式，出让方与受让方按照前述交易规则参加年度、月度的双边协商或挂牌交易。

采用双边协商方式的，在双边协商交易申报时间范围内，出让方与受让方可事先签订转受让合同，通过电力交易平台正式申报，明确原合同名称与编号、拟转让的电量、转让价格等信息，由出让方录入电力交易平台，受让方确认相关信息。拟出让的双边协商合同电量不能超过月度双边协商交易电量。

采用挂牌方式的，出让方在规定时间内通过电力交易平台提交合同转让挂牌申请，明确原合同名称与编号、拟转让的电量、转让价格等信息。挂牌交易总体按照时间优先原则成交，同一次交易中，如果摘牌时间无法区分则按摘牌方申报电量等比例分摊成交。

5.9.6 电力交易机构负责受让方受让需求与能力初步审查和受让电量再次转让的合规性审查。电力交易机构在交易申报截止当日，将预成交结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在规定时间内反馈安全校核结果，电力交易机构通过电力交易平台发布通过交易结果，作为交易计划制定和结算的依据。具体时间要求与年度、月度交易相同。

5.10 绿色电力交易

5.10.1 绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

5.10.2 鼓励经营主体参与数年绿电交易，条件成熟时，常态化开展数年绿电交易。

多年期绿色电力交易可以年度、月度（多月）为周期统筹安排、灵活开展。

5.10.3 售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并将绿电交易电量全部关联至与其签订绿色电力零售合同的零售电力用户。

5.10.4 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

5.10.5 绿色电力交易主要包括省内绿色电力交易和省间绿色电力交易，其中：

（一）省内绿色电力交易是指电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向省内发电企业购买绿色电力产品。

（二）省间绿色电力交易参照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》执行。

5.10.6 绿色电力交易方式包括双边协商交易和集中交易。省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，可根据

市场需要进一步拓展交易方式。

5.10.7 省内绿色电力双边协商交易流程：

（一）交易组织。对于定期开展的双边协商交易，电力交易机构在电力交易平台发布交易公告，经营主体自主协商一致，在规定时间内申报（或确认）绿色电力交易电量（电力）、电能量价格、绿色电力环境价值、绿色电力环境价值偏差补偿方式等信息。电力交易机构通过电力交易平台出清形成交易预成交结果。

（二）结果发布。经交易机构交易校核和调度机构安全校核后形成成交结果，电力交易机构发布成交结果。

5.10.8 省内绿色电力挂牌交易流程：

（一）交易组织。电力交易机构在电力交易平台发布交易公告，经营主体按时间规定申报挂牌电量（电力）、价格等信息，或者进行摘牌确认。电力交易机构通过电力交易平台出清形成交易预成交结果。

（二）结果发布。经交易机构交易校核和调度机构安全校核后形成成交结果，电力交易机构发布成交结果。

5.10.9 绿电交易与零售市场衔接按照《湖南省零售市场规则》执行。电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确交易电量、价格（包括电能量价格、绿色电力环境价值）及绿色电力环境价值偏差补偿等事项。售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确上述事项，未明确绿色电力环

境价值偏差补偿事项的，双方均不承担相应责任。

5.10.10 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

5.10.11 绿证核发、交易及划转等事项按照《国家能源局关于印发可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号）及有关规定执行。

6. 中长期市场与现货市场衔接机制

统筹推进电力中长期市场、电力现货市场建设，在交易时序、交易出清、市场结算等方面做好衔接，发挥电力中长期市场在平衡电力电量长期供需、稳定电力市场运行等方面的基础作用。适应新能源出力波动特点，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

6.1 曲线分解机制

6.1.1 中长期交易按每天 24 小时分为 24 个时段，以每个时段的电量作为交易标的物。经营主体通过双边协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。

经营主体申报 24 个时段电量、电价。年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）等中长期合同按照执行期内日历天数均

分的原则，将 24 个交易时段合同电量分解至每日的相应时段。

（一）年度交易按分月分时段申报，按月度日历天数均分的原则，将 24 个交易时段合同电量分解至每日的相应时段。

（二）月度交易按 24 个时段申报，每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

（三）月内滚动撮合交易按日连续开市，月内交易每个时段的合同电量按照交易执行期的日历天数平均分解至每日的相应时段。

（四）经营主体可通过月度分时段交易、月内滚动撮合交易、合同转让、合同回购等调整各个时段的合约电量。

6.1.2 集中竞价按照 24 个交易时段分别出清，形成 24 时段中长期交易量价曲线，双边协商按照经营主体协商结果提交 24 时段中长期交易量价曲线，挂牌交易按照挂牌 24 时段中长期量价曲线出清。年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易的日分时电量之和形成经营主体某一运行日的中长期合约曲线。

经营主体某一运行日中长期交易结果每小时的电量均分至该小时的 4 个 15 分钟时段，形成 96 点中长期合约电量曲线。D-2 日，电力交易机构汇总发用两侧中长期合约曲线，并将发用两侧经营主体 D 日中长期合约分解曲线发送给电力调度机构。

6.2 电量约束机制

6.2.1 为发挥中长期交易“压舱石”作用，确保市场平稳运行，

原则上发用经营主体在当月中长期各批次的交易中，每个时段交易电量与实际发用电量上下浮动不得超出一定比例。不满足比例要求的处理措施按照政府有关部门有关要求执行。电力交易机构可根据实际情况设置经营主体交易月份交易电量限额及某一时段交易电量限额。

6.2.2 加强售电公司、发电企业中长期交易合约持仓偏差考核，可设置中长期交易合约持仓偏差考核，其费用疏导按照我省市场规则执行。因保供电需要、电网安全约束等不可抗力原因，导致经营主体月度合同偏差电量超过允许范围，可申请减免偏差考核费用；经营主体申请减免偏差考核时，经政府主管部门或湖南能源监管办批准后，可予以免除。

6.3 现货市场未运行期间偏差处理机制

6.3.1 现货市场未运行时，系统月度实际用电需求与月度发购电计划存在偏差时，通过发电侧上下调预挂牌机制进行处理。发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，发电企业在规定的时间内申报上调（增发）价格和下调（减发）价格，预挂牌招标交易机制见附件3。

上下调交易价格、强制上下调补偿价格可根据成本监测和市场运营状况实行限价，可再生能源发电企业上下调补偿限价、强制上下调补偿限价可单列明确。上调价格的限额原则上由同月同类型机组月度分时段交易平均价格乘以上调价格调整系数 K ， K

取值范围为 0.8-1.2，由电力交易机构测算并提出建议值，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准。

6.3.2 现货市场未运行时，发电企业、批发交易用户按照中长期合同开展分时段电量电费结算，上下调电量、偏差电量分时段考核结算，并按月清算。月度清算费用如有盈余或亏空，按照当月发电侧经营主体上网电量、工商业用户上网电量占比分摊或者返还给所有经营主体，月结月清。代理购电产生的偏差电量，按照发电侧上下调预挂牌价格结算，未开展上下调预挂牌交易时按当月月度集中竞价交易加权平均价格结算。

7. 交易校核

7.1 电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

7.2 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，进行出清校核。涉及跨省跨区的交易，交易出清校核由北京电力交易中心组织，湖南电力交易中心参与。

7.3 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

7.4 电网安全校核按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行。交易预成交结果发布后，电力交易机构将预成交结果推送至电力调度机构进行电网安全校核。数年交易，应逐年开展电网安全校核；月内交易根据交易组织时间按日统一推送至电力调度机构开展电网安全校核。

涉及跨区跨省的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核（省级调度机构可受托进行安全校核）。安全校核的内容主要包括但不限于：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等。

7.5 电力调度机构以年、月、日为周期进行全电量交易安全校核，同一周期内（年度、月度和月内）不同交易方式形成的交易结果必须进行安全校核。

7.6 安全校核应在规定的时限内完成。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

7.7 电网安全校核未通过时，电力调度机构将越限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。

对于双边协商交易，可按照时间优先原则进行削减；对于集中交易，可按照价格优先的原则进行削减，价格相同时按提交时间优先的原则进行削减，提交时间相同时按发电侧节能低碳电力

调度的优先级进行削减。

7.8 电力交易机构应当根据电网安全校核意见在规定时间内完成削减并形成成交结果。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

8. 合同签订与执行

8.1 合同签订

8.1.1 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

8.1.2 市场成员应根据交易结果或者政府下达的优先发电计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定的时间内提交至电力交易机构。

8.1.3 电力交易机构按照规则，参照国家颁布的合同范本，结合本省实际，编制湖南省电力交易合同范本以及湖南省电力零售市场合同范本，经电力市场管理委员会审议通过，报湖南能源监管办审定后执行。

8.1.4 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

零售市场合同采用电子合同的形式，经双方在电力交易平台确认即视为生效。条件成熟时应用电子签章，实现网上签订，规范管理。

8.1.5 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

8.1.6 批发市场合同包括厂网间购售电合同、市场交易合同、电量转让合同。

厂网间购售电合同是指发电企业与电网企业根据省政府电力主管部门下达的年度优先计划电量签订的购售电合同。厂网间购售电合同签订后应提交电力交易机构，作为优先计划电量结算依据。

电量转让合同是指合同转让交易的出让方和受让方依据交易结果签订的合同。

各类市场交易合同依据交易结果签订，内容包括：交易主体、交易时间、分时段交易电量（电力）、交易价格等。其中，年度交易合同应明确分月分时段交易电量（电力）、价格。

8.1.7 根据省发展改革委下达的年度电力供需平衡方案，签订次年度优先发电购售电合同。

（一）跨区跨省国家指令性计划电量、政府间协议电量的购售电合同（含补充协议），应约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可根据实际情况，由购售电双方协商确定。

（二）执行政府定价的省内优先发电电量签订厂网间年度购售电合同。年度交易开始前，尚未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

8.1.8 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场交易，不断提高优先发电中“保量竞价”比例，实现应放尽放。

8.1.9 原则上，批发市场合同应当在交易执行前签订，具体要求如下：

双边协商交易结果发布后，由电力交易平台自动生成电子合同，相关经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，自动确认合同生效。

集中交易结果发布后，由电力交易平台自动生成电子合同，无须相关经营主体确认。

原则上，各类通过电力调度机构安全校核的交易结果，视为电子化合同的构成要素。

8.1.10 各类合同均应及时签订，电力交易机构应做好各类交易合同的汇总管理，并在相关合同签订后 5 个工作日内向湖南能源监管办备案。对不及时签订、备案合同的，责令整改；不按要求整改的，湖南能源监管办依法依规予以处理。

8.2 合同执行

8.2.1 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

8.2.2 电力交易机构以满足电网稳定运行要求、实现月度电力电量平衡为约束条件，根据省发展改革委印发的年度电力供需平衡方案、汇总各类月度交易合同（含优先发电合同、市场交易合同，其中年度合同根据约定的分月分时段电量分解安排），形成月度交易计划后发布，并依据月内（多日）交易结果，进行更新、调整。月度交易计划应分时段编制。

月度交易计划包括以下主要内容：次月全网调度发受电量预测、预安排的多发（少发）电量、火电（含煤矸石发电）企业市场合同电量、其他发电企业市场合同电量、优先发电计划电量，跨省跨区购电量，非统调发电企业上网电量等。

编制月度电量交易计划时，水电发电企业各月的优先发电计划根据水电企业自行预测值与近5年当月发电量（上网电量）共同确定，并采纳电力调度机构水电预测值进行偏差调节；生物质和垃圾焚烧等发电企业将年度平衡方案的年度优先发电计划电量（如有）按利用小时数平均分配至12个月，在不改变各发电企业年度优先发电计划电量的前提下，可根据计划检修等实际情况适当进行分月调整；可再生能源发电企业的月度发电计划（优先计划发电量与市场合同发电量之和）以不超自身发电能力为原则。月度交易计划应分时段编制。

8.2.3 根据国家法律法规规定，交易合同需要解除的，按相关规定执行。交易各方协商一致，可以解除合同。合同解除，须按照原交易合同形式，签订解除协议。合同解除后，已履行部分仍然有效，尚未履行部分不再履行。

各类交易合同解除应不违反国家法律法规的禁止性规定，不得违反市场交易规则，不得妨碍第三方利益。因国家政策、法律法规变化等不可抗力导致售电方或购电方不能完成合同义务时，各方应本着公平合理原则协商解决。

8.2.4 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

9. 计量与结算

9.1 计量

9.1.1 经营主体应当安装符合国家标准的电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用，电能计量装置应具备电量数据分时计量与传输或替代技术手段，计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的分时段结算需要，保证计量数据准确、完整，按自然月购售同期抄表结算。

9.1.2 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计

量点计量的电能作为电费结算的依据。

9.1.3 电网企业负责其供电营业区内所有用于交易结算的电能计量装置的计量管理。发电企业配合电网企业完成与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

电网企业应当建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

9.1.4 计量管理应保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性。电能计量检测机构对电能计量装置实行定期校核，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力市场规范开展提供计量保证。

9.1.5 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

9.1.6 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

9.1.7 省级电网企业应按照电力市场分时段结算要求定期抄

录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并提交电力交易机构。

地方电网和增量配电网企业及其营业区域内经营主体参与市场交易时，各地方电网和增量配电网企业应按照电力市场分时段交易结算要求向电力交易机构提交各自营业区域内经营主体计量数据，对数据的准确性和及时性负责。

9.1.8 其他计量有关要求按《湖南省电力市场计量实施细则》执行。

9.2 结算

9.2.1 电力中长期市场结算以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

9.2.2 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格由日前或实时市场出清价格确定。

9.2.3 电力中长期市场结算按差量结算方式开展。

已注册入市但尚未签订电力中长期合同的批发市场经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

9.2.4 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业和电力调度机构应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

电力交易机构负责提供电力市场交易结算依据和服务，电网

企业受经营主体委托提供相关结算服务和进行电费资金结算。

9.2.5 电网企业（含地方电网企业和增量配电网企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和计量关口实际物理计量电量结算。

地方电网企业和增量配电网企业，居民、农业电量和代理购电工商业电量，按照省价格主管部门核定的计量关口电量分类比例计算（剔除已直接参与市场交易用户电量）；双方另有约定的，可按双方约定执行。

9.2.6 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司和新型经营主体按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

9.2.7 资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

9.2.8 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本章相关条款开展结算。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

9.2.9 绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量）、用电侧电量三者取小的原则确定。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。

9.2.10 其他结算有关要求按《湖南省电力市场结算实施细则》执行。

10. 信息披露

10.1 信息披露应当遵循“安全、及时、真实、准确、完整、易于使用”的原则。信息披露主体应严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

10.2 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并做好湖南能源监管办、政府相关部门、市场经营主体的信息披露平台登录账号运维管理工作。

10.3 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于 2 年，且封存期限为 5 年。

10.4 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以解释。

10.5 信息披露主体在披露、查阅信息之前应在信息披露平台

签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

10.6 湖南能源监管办依法依规对湖南电力市场信息披露工作进行监管。

10.7 中长期市场信息披露按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）执行。

11. 市场技术支持系统

11.1 电力交易平台（含“e-交易”APP，下同）应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场参数管理、市场结算、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

11.2 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

11.3 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

11.4 电力交易平台实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

11.5 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

11.6 交易开展期间，若发生因黑客攻击、网络中断、恶意爬虫活动、接口异常调用或系统故障等突发原因，导致技术支持系统卡顿、崩溃，电力市场运营机构应尽快恢复系统正常运行，并评估事件影响。若短时间内无法恢复，电力市场运营机构应根据具体情况，采取暂停交易、交易时间顺延、调整等应急处理措施。相关情况应及时向湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局报告。

11.7 电力交易平台账号采用实名制管理，账号必须使用真实有效的证件进行认证，所有账号经实际使用人实名认证后，方可登录电力交易平台并获取相应权限。实名制人员应为本经营主体人员，如非法定代表人，需经法定代表人授权。

11.8 电力交易机构应加强对电力交易平台账号的管理。经营主体的电力交易平台账号实名、授权等相关信息应确保准确无误，电力交易机构可对限期未整改的账号采取登录限制等措施。

11.9 经营主体应根据国家法律法规、政策文件及本规则的规定，进行账号的注册、登录、使用等操作。账号在交易平台的操作行为均代表经营主体的真实意愿表达，其法律责任由该账号使用方关联的经营主体承担。经营主体账号注册信息未及时变更产生的影响及法律责任由经营主体自行承担。

11.10 经营主体应妥善保管账号、手机号、密码、数字安全证书等信息和介质，仅限账号使用人本人使用，不得转借他人。

使用人应采取积极措施防止账号信息失窃、遗失和过期失效，因怠于管理或使用不当造成的损失及法律后果由经营主体自行承担。

11.11 经营主体应办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。在交易申报、合同签订、账号管理等关键环节，需进行数字安全证书或同等安全等级的身份认证。

11.12 经营主体进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非技术支持系统技术原因出现以下行为将视为异常行为：

（一）数据查询、交易申报等操作频次（以各服务接口调用频次统计）超过页面限制频次的，或页面对应暂无限制要求；

（二）使用外挂软件、以妨碍他人操作或获取他人秘密的任何技术手段；

（三）提交数据突破交易开闭市时间、电量、电价等条件约束；

（四）有越权访问等异常行为记录的；

（五）其他违反平台使用协议规定情况；

（六）其他影响技术支持系统安全稳定运行的异常行为。

11.13 按照湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局要求，电力交易机构有权对经营主体违反技术支持系统使用要求的异常行为进行记录，采取冻结其相应账号或全部账号等措施，并报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局。

12. 风险防控及争议处理

12.1 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。

12.2 电力交易机构、电力调度机构应事前编制电力市场风险防范及处置预案，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。电力市场应急预案经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后执行。

12.3 湖南能源监管办建立健全电力交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

12.4 湖南能源监管办建立健全电力市场数字化监管工作机制，常态化开展数字化监管。电力交易机构、电力调度机构应根据有关监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统。

12.5 湖南电力市场管理委员会应充分发挥市场自律和社会监督作用，强化市场内部自律管理，督促市场成员签订自律公约并规范执行。

12.6 电力交易机构、电力调度机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控职责，加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，依法依规开展电力市场运营

监测分析，按照有关规定定期向湖南能源监管办报送市场运营分析报告。持续推动经营主体合规交易、着力规范市场报价行为，发现《关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》事项中的有关问题，及时向湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局报告。

市场成员及其他单位和个人发现市场异常情况，可向湖南能源监管办投诉或举报。

12.7 充分发挥电力中长期交易稳定电力、电量总体平衡的作用，加强电力中长期交易合同电量履约监管。经营主体自主协商一致，约定双边协商合同交易价格或浮动机制，相关部门和单位不得强制干预。

12.8 加强电网企业代理购电机制运行中的市场交易、交易价格、信息公开、电费结算、服务质量等事项监管，加强对电力交易机构独立规范运行的监管，及时查处信息公开不规范、电费结算不及时，以及运用垄断地位影响市场交易等违法违规行为。

12.9 为促进湖南电力市场健康有序发展，防范交易欠费风险，按照《售电公司管理办法》建立售电公司履约保函（保险）制度、履约额度跟踪预警机制。根据售电公司资产规模、交易规模和交易情况，确定履约担保额度。售电公司应按照有关要求，在交易前向电力交易机构提交履约保障凭证。虚拟电厂（聚合商）参照售电公司要求执行。

12.10 电力交易机构按照有关规定，在政府有关部门指导下，建立电力市场经营主体信用评价管理制度，开展电力市场经营主体信用评价、结果发布，推进电力市场信用评价结果应用。信用评价工作接受政府有关部门监管。

12.11 湖南能源监管办依法依规对市场成员按照交易规则组织和参与市场交易相关行为进行监管，对执行交易结果的情况进行监管。市场成员出现下列违规行为的，湖南能源监管办可采取监管约谈、责令整改、监管通报等监管措施；对于严重违反交易规则的，湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局依法依规予以处理：

- （一）提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；
- （二）运用垄断地位影响市场交易，恶意串通、操纵市场、异常申报；
- （三）无故未履行电力中长期交易合同；
- （四）不按时结算，侵害其他经营主体利益；
- （五）市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；
- （六）提供虚假信息，违规发布信息，或未按规定披露、提供信息；
- （七）未承担保密义务，泄露应当保密的信息；
- （八）其他严重违反交易规则的行为。

12.12 发生下列情形之一的，由湖南能源监管办、省发展改

革委、省能源局根据职责，书面作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托电力市场运营机构实施市场干预：

（一）电力系统内发生重大事故危及电网安全；

（二）电力市场未按照规则运行和管理时；

（三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；

（四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时；

（五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时；

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

12.13 发生下列情形之一的，由电力市场运营机构按照安全第一的原则，采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局：

（一）电力系统发生故障、因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时；

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

（三）因不可抗力导致电力市场交易不能正常开展时；

（四）国家能源局或湖南能源监管办作出暂停市场交易的决

定时；

（五）其他认为需要进行市场干预的情形。

12.14 当市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据政府有关规定执行市场干预措施，详细记录市场干预的原因、起止时间、对象、措施和结果等有关情况，并在3日内向湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局提交报告，按规定程序披露。

12.15 市场成员产生争议，可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

市场成员应向湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局提供争议处理所需的数据和材料。

13. 法律责任

13.1 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，湖南能源监管办依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

13.2 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

14 附则

14.1 本实施细则的修订应按照程序，经省电力市场管理委员会审议通过，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后实施。

14.2 本实施细则由湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局负责解释。

14.3 本实施细则自发布之日起施行，《关于印发<湖南省电力市场系列规则（试行）>的通知（湘监能市场〔2025〕59号）中《湖南省电力中长期交易实施细则》同时废止。

附件 1:

名词解释

1. 新型经营主体

新型经营主体是指具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网等，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视为智能微电网。

2. 按日连续开市

按日连续开市是指电力交易机构在每日（工作日或自然日）组织电力中长期交易的活动。

3. 交易序列

交易序列是指由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

4. 集中竞价交易

集中竞价交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统

一边际出清”或“撮合匹配、边际出清”。

5. 滚动撮合交易

滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。

6. 挂牌交易

挂牌交易指经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。挂牌交易按照摘牌情况成交，可由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

7. 绿色电力

绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。初期，参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

8. 电力市场风险类型

（1）电力供需失衡风险

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

（2）市场价格异常风险

市场价格异常风险指某地区、时段市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（3）不正当竞争风险

不正当竞争风险指经营主体违规行使市场力操纵市场价格、持留容量、达成垄断协议等，或串通报价、哄抬价格，并严重影响交易结果的风险。

（4）技术支持系统运行异常风险

技术支持系统运行异常风险指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，或因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的安全性、完整性和可用性被破坏，影响市场正常运行的风险。

（5）合同违约风险

合同违约风险指经营主体失信、失去正常履约能力、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行已签订的电力中长期合同的风险。

（6）其他市场风险

其他市场风险指经营主体交易申报差错、滥用高频量化交易、提供虚假注册资料获取交易资格等，影响市场正常秩序的风险。

附件 2:

出清算法

1. 集中竞价统一出清算法

1.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

1.2 按照购电申报价格由高到低的顺序对电力用户、售电公司的申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

1.3 按照售电申报价格由低到高的顺序对发电企业的申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

1.4 依次按顺序对购方申报队列和售方申报队列中的电量进行匹配，匹配方法如下：

1.4.1 从购方申报队列、售方申报队列中分别取排在最前面

的申报数据。如果能够从购方申报队列和售方申报队列中取到数据，则进行下一步计算；如果购方申报队列或售方申报队列中的数据已经全部取完，则结束匹配计算。

1.4.2 比较购电报价和售电报价，进行以下计算：

(1) 如果购电报价不低于 ($\geq$) 售电报价，则按以下方法确定匹配对的电量和价格：匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 等于购方申报电量与售方申报电量的较小值，即 $Q_{\text{匹配}} = \min\{Q_{\text{购方申报}}, Q_{\text{售方申报}}\}$ ；匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 由购电报价 $P_{\text{购方申报}}$ 、售电报价 $P_{\text{售方申报}}$ 、竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 确定，即 $P_{\text{匹配}} = P_{\text{售方申报}} + (P_{\text{购方申报}} - P_{\text{售方申报}}) \times K_{\text{竞价}}$ 。购方或售方未匹配的剩余电量进入相应队列的最前方，并回到上一步继续取数据。

(2) 如果购电报价低于 ($<$) 售电报价，则结束匹配计算。

说明：竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 原则上取 0.5，也可随市场交易供需情况调整，由电力交易机构在市场交易公告中发布。

1.5 根据各经营主体的匹配电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

1.6 经过安全校核后，根据最后一个匹配对形成的匹配价格确定市场统一出清价格 $P_{\text{统一出清}}$ ，即 $P_{\text{统一出清}} = P_{\text{匹配(最后)}}$ ，所有成交电量均按这个价格出清，各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量。

1.7 统一出清价格为各经营主体的实际成交价格，最后发布统一出清价格和各经营主体的成交电量、电价。

2. 集中竞价高低匹配算法

2.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

2.2 按照购电申报价格由高到低的顺序对电力用户、售电公司的申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

2.3 按照售电申报价格由低到高的顺序对发电企业的申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

2.4 依次按顺序对购方申报队列和售方申报队列中的电量进行匹配，匹配方法如下：

2.4.1 从购方申报队列、售方申报队列中分别取排在最前面的申报数据。如果能够从购方申报队列和售方申报队列中取到数据，则进行下一步计算；如果购方申报队列或售方申报队列中的数据已经全部取完，则结束匹配计算。

2.4.2 比较购电报价和售电报价，进行以下计算：

2.4.2.1 如果购电报价不低于 ($\geq$) 售电报价，则按以下方法确定匹配对的电量和价格：匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 等于购方申报电量与售方申报电量的较小值，即 $Q_{\text{匹配}} = \min\{Q_{\text{购方申报}}, Q_{\text{售方申报}}\}$ ；匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 由购电报价 $P_{\text{购方申报}}$ 、售电报价 $P_{\text{售方申报}}$ 、竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 确定，即 $P_{\text{匹配}} = P_{\text{售方申报}} + (P_{\text{购方申报}} - P_{\text{售方申报}}) \times K_{\text{竞价}}$ 。购方或售方未匹配的剩余电量进入相应队列的最前方，并回到上一步继续取数据。

2.4.2.2 如果购电报价低于 ($<$) 售电报价，则结束匹配计算。

说明：竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 随市场交易供需情况调整，由电力交易机构在市场交易公告中发布。

2.5 根据各经营主体的匹配电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

2.6 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 之和，匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 的成交价格等于匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ ，即不同匹配电量的价格不同。各经营主体的实际成交价匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 。

3. 定价方式挂牌交易出清算法

3.1 对于定价方式挂牌交易，电力交易平台发布用电需求电量（或发电可供电量）、价格等信息，符合资格要求的另一方经营主体通过竞争获得电量，交易价格固定为发布的价格。因此，经营主体参与定价方式挂牌交易时不需要申报电价，仅需要申报

电量。

3.2 定价方式挂牌交易的出清计算原则上采用“时间优先、环保优先”的方法；也可以采用按申报电量比例分配挂牌电量的出清方法。对于定价方式挂牌交易，挂牌电量、挂牌电价、出清方式由安排挂牌交易的政府部门或提出挂牌交易申请的经营主体确定，电力交易机构在市场交易公告中发布相关内容。

3.3 “时间优先、环保优先”方法的计算过程如下：

3.3.1 对于发电企业参与的交易，首先按照最终申报时间的先后顺序对申报电量进行排序；如果申报时间相同，按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并；由此形成申报电量队列。在成交结果出来后，对于合并计算的申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给发电企业。

3.3.2 对于电力用户和售电公司参与的交易，首先按照最终申报时间的先后顺序对申报电量进行排序，当申报时间相同时暂将多个申报电量合并，由此形成申报电量队列。在成交结果出来后，对于合并计算的申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

3.3.3 依次按顺序从申报电量队列中取电量数据，并相应增加预成交电量队列数据。当预成交电量之和等于电力交易平台发布的挂牌交易需求电量（或发电可供电量、辅助服务），或者申

报电量队列中的数据全部取完，则结束出清计算。电力交易平台关闭摘牌申报。

3.3.4 根据各经营主体的预成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

3.3.5 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格，其中，实际成交价格为挂牌价格。

经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 之和，匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 的成交价格等于匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ ，即不同匹配电量的价格不同。各经营主体的实际成交价匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 。

4. 竞价方式挂牌交易出清算法

对于竞价方式挂牌交易（也称为单边集中竞价交易），电力交易平台发布用电需求电量（或发电可供电量、辅助服务）、价格上限或下限等信息，符合资格要求的另一方经营主体申报电量和电价，通过竞争获得电量（或其他辅助服务）。竞价方式挂牌交易可以选择按统一价格出清或按申报价格出清，挂牌电量、挂牌限价、出清方式由提出挂牌交易安排的政府部门或提出挂牌交易申请的经营主体确定，电力交易机构在市场交易公告中发布相关内容。

4.1 统一价格出清

4.1.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

4.1.2 对于发电企业参与的交易，按照申报价格由低到高的顺序对申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

4.1.3 对于电力用户、售电公司参与的交易，按照申报价格由高到低的顺序对申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

4.1.4 依次按顺序从申报电量队列中取电量数据，并相应增加预成交电量队列数据。当预成交电量合计等于电力交易平台发布的挂牌交易需求电量（或发电可供电量、辅助服务），或者申报电量队列中的数据全部取完，则结束出清计算。

4.1.5 根据各经营主体的预成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

4.1.6 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及市场出清价格，市场出清价格等于最后一个进入成交电量队列的报

价，所有成交电量均按照统一出清价格结算。

4.1.7 各市场的实际成交价格为统一出清价格。

经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 之和，匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 的成交价格等于匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ ，即不同匹配电量的价格不同。

4.2 申报价格出清

4.2.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

4.2.2 对于发电企业参与的交易，按照报价由低到高的顺序对申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

4.2.3 对于电力用户、售电公司参与的交易，按照报价由高到低的顺序对申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

4.2.4 依次按顺序从申报电量队列中取电量数据，并相应增加预成交电量队列数据。当预成交电量合计等于电力交易平台发布的挂牌交易需求电量（或发电可供电量、辅助服务），或者申报电量队列中的数据全部取完，则结束出清计算。

4.2.5 根据各经营主体的预成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

4.2.6 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及成交价格，经营主体的成交价格等于各自的申报价格。

说明：按申报价格出清方式下，因各经营主体的申报价格不同，最终的成交价格也不同，并按成交价格结算。

5. 滚动撮合交易出清算法

5.1 出清计算按照“价格优先、时间优先”原则进行撮合成交。

5.2 若售方先于购方申报，且购方申报价格 $\geq$ 售方申报价格时，按照售方申报价格成交，电量按照售方价格升序排序梯次成交。

5.3 若购方先于售方申报，且售方申报价格 $\leq$ 购方申报价格时，按照购方申报价格成交，电量按照购方价格降序排序梯次成交。

5.4 未匹配的剩余电量，售方按照价格由低到高、价格相同时按照时间优先的原则排序进入申报队列等待，购方按照价格由高到低、价格相同时按照时间优先的原则排序进入申报队列等待，形成新的购、售申报等待队列。

5.5 新的申报数据按照 5.2、5.3、5.4 进行滚动匹配。

5.6 滚动撮合交易的交易价格由电力交易平台出清计算确定，根据各经营主体的成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

5.7 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。

附件 3:

预挂牌招标交易机制

1. 预挂牌上调招标

1.1 电力交易机构负责组织发电侧上下调预挂牌交易，采用“报价不报量”方式，发电企业在规定的时间内申报上调（增发）价格和下调（减发）价格。

1.2 预挂牌上调招标在月度集中竞价之后单独开展，具体组织方式通过市场交易公告明确。上下调招标交易价格、强制上下调补偿价格可根据成本监测和市场运营状况实行限价。

1.3 预挂牌上调招标交易的申报要求如下：

1.3.1 实行上调交易申报价格限制，上调价格的限额原则上由同月同类型机组月度交易平均价格乘以上调价格调整系数 K 确定， K 取值范围为 0.8-1.2，由电力交易机构测算并提出建议值，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后执行。

1.3.2 上调招标交易不需要申报电量，发电企业高于月度市场合同及优先发电计划的可发电量默认为可上调电量范围。

1.3.3 发电企业在公告规定的申报时间、价格区间范围内申报当次交易周期内的分时段价格。

1.3.4 预挂牌上调招标单独组织时，每次交易只能申报一组

分时段电价。

1.4 预挂牌上调招标交易以“价格优先、时间优先、环保优先（大机组优先）”为原则。申报截止后，按照以下算法进行出清计算：

按照分时段申报价格由低到高的顺序对各发电企业进行分时段上调排序；如果分时段价格相同，则按照申报时间的先后顺序排序；如果价格、申报时间均相同（或均未申报），则按照环保优先（大机组优先）的原则排序；由此形成上调机组调用顺序表。如果发电企业不参与预挂牌上调招标交易，电力交易机构按照节能减排（机组容量由大到小）的原则确定分时段上调机组调用顺序。

1.5 电力交易机构发布次月上调机组分时段调用顺序表，提交电力调度机构执行，并封存上调分时段电价结果数据用于事后结算。

2. 预挂牌下调招标

2.1 预挂牌下调招标交易具体组织方式通过市场交易公告明确。

2.2 当发电企业月度发电计划为零时，原则上不参与预挂牌下调招标交易。

2.3 预挂牌下调招标交易的申报要求如下：

2.3.1 实行下调补偿申报价格限制，由电力交易机构对发电企业提出分时段最高、最低下调补偿申报价格建议，形成允许的

分时段申报价格区间，报湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局批准。下调补偿分时段申报价格区间的设定要充分考虑发电成本及其变动趋势和电能的分时段价值。

2.3.2 下调招标交易不需要申报电量，发电企业的月度市场合同电量默认为属于可下调电量范围。

2.3.3 发电企业按照交易公告规定的方式，在公告规定的申报时间、下调补偿价格区间范围内申报当次交易周期内的分时段下调补偿价格，每次交易只能申报一组分时段补偿价格。

2.4 预挂牌下调招标交易以“价格优先、时间优先、环保逆序”为原则。申报截止后，按照以下算法进行出清计算：

按照分时段补偿报价由低到高的顺序对各发电企业进行分时段排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照小机组优先下调的原则排序；当以上条件均相同时，按照并列处理。由此形成分时段下调机组调用顺序表。

2.4.1 电力交易机构发布次月下调机组调用顺序表，提交电力调度机构执行，并封存补偿价格数据用于事后结算。

2.4.2 发电企业出现下调时，按其下调补偿报价予以补偿；如其无下调补偿报价按强制下调价格予以补偿。发电侧下调补偿费用纳入月度交易平衡账户清算。

湖南省电力现货市场交易实施细则

2026 年 6 月

目 录

1. 总述	137
2. 适用范围	137
3. 引用文件	137
4. 术语定义	138
5. 市场成员	141
6. 参与现货经营主体及方式	141
6.1 现货经营主体范围	141
6.2 现货主体参与方式	142
7. 市场衔接机制	143
7.1 省内中长期市场与省内现货市场的衔接	143
7.2 省内辅助服务市场与省内现货市场的衔接	144
7.3 省间交易与省内现货市场的衔接	144
8. 省内日前现货市场交易组织	146
8.1 组织方式	146
8.2 交易时间定义	147
8.3 交易流程	147
8.4 日前市场边界条件准备	148
8.5 事前信息发布	160
8.6 交易申报	161

8.7 日前现货市场出清	169
8.8 日前现货市场安全校核	182
8.9 日前现货市场定价	184
8.10 交易结果发布	184
8.11 机组组合及出力计划调整	185
9. 实时现货市场交易组织	186
9.1 交易时间定义	186
9.2 交易方式	186
9.3 交易流程	187
9.4 实时现货市场边界条件准备	188
9.5 实时现货市场出清	196
9.6 特殊机组在实时现货市场中的出清机制	197
9.7 实时现货市场安全校核	199
9.8 实时现货市场定价	199
9.9 交易结果发布	200
9.10 调度计划执行	201
9.11 实时运行调整	202
10. 市场偏差处理机制	204
10.1 非计划停运	204
10.2 实时执行偏差	204
11. 信息披露	206

11.1 信息披露原则	206
11.2 信息披露内容	206
11.3 事后信息披露	207
12. 市场力管控	207
12.1 市场力行为识别和处置	207
12.2 市场力监测与缓解	210
13. 风险防控	210
13.1 基本要求	210
13.2 风险分类	210
13.3 风险防控与处置	211
13.4 二级价格限值	212
14. 特殊情况处理机制	212
14.1 市场干预	212
14.2 市场干预期间处理机制	214
14.3 市场中止	215
15. 争议处理	218
15.1 争议处理原则	218
15.2 争议调解申请	218
15.3 信息提供及保密	218
16. 免责条款	218
17. 附则	219

1. 总述

为保障电力系统的安全稳定运行和电力可靠供应，保障湖南电力现货市场安全有序运转，依法维护电力经营主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，依据相关文件要求和湖南实际，制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于湖南电力现货市场的运营。

3. 引用文件

本细则引用文件包括《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（〔2021〕1439号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家能源局关于印发<电力市场信息披露基本规则>的通知》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第20号）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工

作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）、《电网调度管理条例》（国务院令第588号）、《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令第599号）、《电网运行准则》（GB 31464-2022）、《电力系统安全稳定导则》（GB 38755-2019）等。

4. 术语定义

（1）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

（2）系统负荷：指湖南县级及以上调度机构调度管辖范围机组发电电力与同一时间点跨省跨区联络线电力（联络线输入为正、输出为负）之和。

（3）母线负荷：指湖南省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

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

（5）运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、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有功容量。

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

（7）安全约束经济调度（Security-Constrained Economic

Dispatch, SCED)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。

(8) 运行日(D)：指实际执行日前现货市场交易计划的自然日，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日(D)含有96个交易出清时段。

(9) 竞价日(D-1)：指运行日(D)的前一日。

(10) 日前市场：指竞价日(D-1)进行的决定运行日(D)机组组合状态和发电计划的电能量市场。

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

(12) 市场出清：指电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

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

(14) 非现货机组：指暂未参与现货市场交易的发电机组。

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

（16）市场力：指经营主体操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所应达到的价格水平的能力。

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

（18）火电机组最小稳定技术出力：指火电机组最大深度调峰能力对应的发电出力。

（19）冷态/温态/热态启动：指火电机组停机时长对应的启动工况标准，停机时间 72 小时以上为冷态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 10 小时以内为热态启动。

（20）批发市场用户：指直接参与批发市场的电力用户、售电公司等。

（21）独立新型储能：指具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能。

（22）电源侧配建新型储能：指并网点在电源厂站内部，以电源配建形式存在，具备与电源联合运行条件的新型储能。

（23）虚拟电厂：指基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式光伏、可调节负荷、储能等分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交

易的电力运行组织模式。

（24）分布式光伏：指在用户侧开发、在配电网接入、原则上在配电网系统就近平衡调节的光伏发电设施。

（25）湖南“两个细则”：指湖南能源监管办发布的《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》和《湖南中小型电厂并网运行管理实施细则》。

5. 市场成员

市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含独立新型储能和虚拟电厂等）。市场运营机构包括湖南电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）、国网湖南省电力有限公司电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）。

6. 参与现货经营主体及方式

6.1 现货经营主体范围

参加电力现货市场交易的经营主体应是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的经营主体经法人单位授权，可参与相应市场交易。经营主体应满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，接受政府主管部门、湖南能源监管办的监督，服从市场管理，服从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。

现阶段，参与现货交易的发电侧经营主体包括公用燃煤机组、风电及光伏等；参与现货交易的用户侧经营主体包括批发市场用户及电网企业代理购电用户；参与现货交易的新型主体包括独立新型储能、虚拟电厂等。

6.2 现货主体参与方式

发电侧，220 千伏及以上公用燃煤机组以报量报价方式参与现货交易，纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组以报量不报价方式参与现货交易。35 千伏及以上风电、光伏（不含扶贫场站）以报量报价方式参与现货交易，新能源场站与其配建新型储能按联合方式运行、一体化申报；其余风电、光伏原则上不报量不报价，作为价格接受者参与现货交易，若具备条件可选择其他参与方式，其中 10 千伏风电、光伏可选择以报量报价方式参与现货交易，10 千伏以下风电、光伏可选择由虚拟电厂运营商代理参与现货交易。选择报量报价参与的 10 千伏风电、光伏应满足电力市场准入条件，具备参与电力现货市场交易的计量、通信、控制等技术条件，符合信用管理要求，在湖南电力交易中心注册，遵守电力市场运营规则，通过湖南电力交易平台参与交易，接受湖南能源监管办和政府主管部门的监督，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。选择由虚拟电厂运营商聚合的 10 千伏以下风

电、光伏应具备独立计量关口、满足 96 点计量条件，并在湖南电力交易中心注册。

用户侧，批发市场用户以报量不报价方式参与现货交易；电网企业代理购电用户不报量不报价，作为价格接受者参与现货交易。

新型主体，并网容量不小于 5 兆瓦/10 兆瓦时的独立新型储能应按日自主选择报量不报价方式参与现货市场，或参与调频辅助服务市场（二者必须选择且仅能选择其一）。现阶段，虚拟电厂应包括发电单元及用电单元，其中发电单元聚合具备调节能力的发电侧资源，用电单元聚合具备调节能力的用户侧资源，虚拟电厂的发电单元和用电单元分别以报量不报价方式参与现货市场。

7. 市场衔接机制

7.1 省内中长期市场与省内现货市场的衔接

采用“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易全电量集中竞价”的交易模式。中长期交易结果不作为调度执行依据。

经营主体通过交易平台申报、竞价、调整 and 确认运行日（D）所有交易品种的中长期交易曲线和价格。现货市场申报前，各相关发用侧经营主体的中长期交易电量须分解为运行日（D）的分时电量结算曲线，各类中长期合约电量曲线分解方法另行制定。电力交易机构汇总并发布各经营主体的中长期交易曲线与价格，作为中长期与现货交易的结算依据。

7.2 省内辅助服务市场与省内现货市场的衔接

现货市场运行期间，不再单独开展省内调峰辅助服务交易。现阶段，调频辅助服务市场与现货市场单独出清。调频辅助服务市场在日前现货市场机组组合确定后开展，调频机组中标后，需按调频市场预出清结果预留上下调节容量，剩余发电空间参与日前现货市场出清。实时运行阶段，调频中标机组按照日内正式出清结果预留上下调节容量，剩余发电空间参与实时现货市场出清。参与调频的火电机组各时段可调节范围上下限应与现货市场出力上下限保持一致，不一致则不得参与调频市场。独立新型储能按日选择参与现货市场或调频辅助服务市场（必须且仅能选择参与其一）。

7.3 省间交易与省内现货市场的衔接

根据省间中长期交易、省间现货交易、华中省间辅助服务交易（华中省间互济市场）以及跨省跨区应急调度等形成的省间联络线计划，作为省内市场的边界条件，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

电力调度机构依据机组预出清（预计划）曲线、富余发电能力曲线以及省内电力平衡裕度，组织经营主体参与省间现货市场。省间现货市场正式出清后，电力调度机构依据更新后的省间联络线计划以及省内电力平衡情况，组织经营主体参与华中省间辅助服务市场（华中省间互济市场）。省间现货市场的出清、结算按

照《省间电力现货交易规则》相关规定执行；华中辅助服务市场的出清、结算按《华中省间电力调峰及备用辅助服务市场运营规则》执行；华中省间互济交易的出清、结算按《华中区域（东四省）电力互济交易实施细则》执行。

在非故障异常等紧急情况下，电力系统出现保安全、保平衡等需求，且市场化手段均已用尽后仍未完全解决问题时开展电力应急调度。应急调度资源组织、调配、价格按照《跨省跨区电力应急调度管理办法（暂行）》《跨区电力应急调度管理办法实施细则（暂行）》《跨省跨区电力应急调度湖南实施细则（试行）》等文件执行。

为应对新能源、负荷多日预测偏差过大导致电力平衡约束无法满足，预出清无法开展的情况，电力调度机构可根据保安全、保供应、清洁能源消纳以及计划性停运等情况需要，对 D+1、D+2 日及后续日期机组进行人工设置开停机状态，第一个运行日发布省内日前市场预平衡结果，其余运行日发布省内日前计划预平衡结果，相关结果仅用于参与省间日前市场的依据和参考。

省内发电侧经营主体参与省间现货购入电量、参与华中省间辅助服务（华中省间互济市场）购入电量或售出备用时，其原最大发电能力扣减其省间现货和华中省间辅助服务（华中省间互济市场）中标量后作为其出力上限参与省内调频及现货市场出清；独立新型储能参与华中省间互济市场购售电时，其省间中标量叠

加其省内现货市场申报的充放电曲线以报量不报价方式参与省内现货市场出清。除以上情况外，省内相关经营主体参与省间中长期交易购售电、省间现货交易购售电、华中省间调峰辅助服务（华中省间互济市场）购售电及应急调度时，不影响其在省内市场的开停机及其出力上下限约束。

参与省间交易的发电侧经营主体在省内现货市场的结算按照《湖南省电力市场结算实施细则》执行。

8. 省内日前现货市场交易组织

8.1 组织方式

日前市场按日进行组织，每个交易日组织次日 96 个时段（00:15-24:00，15 分钟为一个时段）日前交易，采用“发电侧全电量竞价、集中优化出清”的方式，在竞价日（D-1），发电企业、批发市场用户、独立新型储能及虚拟电厂等申报运行日（D）相关参数及量价信息。

电力调度机构综合考虑经营主体申报信息以及系统负荷预测、母线负荷预测、省间交易计划、非现货机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等边界条件，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组组合、机组出力曲线和分时价格。批发市场用户申报的用电需求曲线以及虚拟

电厂申报的发用电曲线作为自身参与日前电能量市场结算依据，不作为日前电能量市场出清的边界条件。

8.2 交易时间定义

运行日（D）为执行日前市场交易计划的自然日，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日（D）含有 96 个交易出清时段。竞价日（D-1）内由发电企业、批发市场用户、虚拟电厂、独立新型储能等进行交易信息申报，通过日前市场出清形成运行日（D）96 点的交易结果。

8.3 交易流程

省内日前现货市场按照以下组织时序开展交易：

（1）竞价日（D-1）8:00 前，各新能源场站申报运行日（D）96 点发电预测曲线，虚拟电厂运营商申报其发电单元运行日（D）96 点发电预测曲线。

（2）竞价日（D-1）9:00 前，市场运营机构向相关市场成员发布运行日（D）的边界条件信息。

（3）竞价日（D-1）9:50 前，经营主体完成省内日前现货市场、辅助服务市场申报。

（4）竞价日（D-1）11:00 前，电力调度机构进行省内日前现货市场预出清。

（5）竞价日（D-1）11:30 前，电力调度机构依据预计划，组织完成省间日前现货交易申报。

(6) 竞价日 (D-1) 12:30 前, 上级调度机构完成省间电力现货日前交易出清。

(7) 竞价日 (D-1) 13:30 前, 电力调度机构依据省间电力现货市场日前出清结果, 组织开展日前华中省间调峰及备用辅助服务交易申报。

(8) 竞价日 (D-1) 14:30 前, 华中网调完成日前华中省间电力调峰及备用辅助服务市场出清, 下发省间联络线正式计划。

(9) 竞价日 (D-1) 20:00 前, 电力调度机构根据省间联络线正式计划、最新系统负荷预测等边界条件, 形成次日机组组合, 完成调频市场预出清。根据调频预出清结果修改中标火电机组参与现货市场的出力上下限, 完成省内日前现货市场正式出清, 并向经营主体发布省内日前现货及调频市场出清结果。若因省间联络线计划下发等前序流程推迟或市场边界发生较大变化导致市场出清推迟, 则发布时间顺延。

8.4 日前市场边界条件准备

省内日前现货市场组织的边界条件包括日前电网运行边界条件和日前机组运行边界条件两大类。

8.4.1 日前电网运行边界条件

日前电网运行边界条件包括负荷预测、省间交易形成的联络线计划、备用约束、发输变电设备投产、退役和检修计划、电网安全约束及非现货机组发电计划等。

8.4.1.1 负荷预测

日前负荷预测包括次日 96 点系统负荷预测和 96 点 220 千伏母线负荷预测。

8.4.1.1.1 系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日（D）每 15 分钟的系统负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日（D）全网的系统负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、气象因素、节假日或社会重大事件影响、工作日类型、各地区供电企业负荷预测、用户用电需求变化、需求侧响应及有序用电等情况。

8.4.1.1.2 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日（D）每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、气象因素、节假日或社会重大事件影响、工作日类型、中小电厂出力预测、运行方式变化、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日（D）的母线负荷。

8.4.1.2 省间联络线计划

省间中长期交易、省间现货交易、华中省间辅助服务交易以及跨省跨区应急调度等形成的省间联络线计划曲线，作为省内日前现货市场组织的边界条件。

8.4.1.3 备用约束

电力调度机构根据系统运行实际需要，制定电网正、负备用要求。日前现货市场出清结果需同时满足运行日（D）的各类备用要求。特殊时期，电力调度机构可根据系统安全运行、电力保供和可再生能源消纳需要，调整各类型备用的约束限值。

8.4.1.4 输变电设备检修计划

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

8.4.1.5 输变电设备投产与退役计划

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

8.4.1.6 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日（D）基础边界条件，提出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。

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

8.4.1.6.1 输变电设备极限功率和断面极限功率

为应对运行边界的不确定性，确保电网安全稳定运行和可靠

供应，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。电力调度机构可根据断面安全情况、清洁能源消纳情况等设置控制裕度。出现以下情况时，电力调度机构可调整输变电设备极限功率、断面极限功率：

（1）因上级调度指令要求或系统安全约束，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

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

（3）其他因保障电网安全可靠供应或促进新能源消纳，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内。

8.4.1.6.2 发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组（群）：

（1）因系统安全约束必须并网运行的机组（群），以及必须维持运行状态的机组（群）；

（2）因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组（群）；

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

（4）根据电网安全运行要求，需要在运行日（D）某些时段固定出力的机组（群）；

（5）其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组（群）；
为避免必开机组频繁启停给电网安全运行带来风险，电力调

度机构可按全天必开机组（群）最大开机台数要求设置当日全时段必开机组（群）开机台数要求。电力调度机构在设置必开机组（群）开机台数要求时应充分考虑日前负荷预测和新能源出力预测偏差的影响并留有一定备用，确保必开机组（群）开机台数满足电网安全运行需求。电力调度机构可根据电网安全约束、电力电量平衡约束、可再生能源消纳需求及机组检修、调试（试验）等要求，按照稳定规定设置调相机替代必开机组（群）开机。对于因电网安全运行需要设置的必开机组，在没有可选择或替代情况下，由电力调度机构明确必开机组名称及编号；在可选择或替代情况下，通过在出清计算模型中增加必开机组群约束条件。必开机组应按照电力调度机构发布的必开机组名单提前做好开机准备，确保在运行日（D）能够正常开机运行。

出现以下情况时，发电企业可向电力调度机构申请作为非系统运行原因的必开机组（群）：

- （1）为保障厂用电需求无法停机的机组；
- （2）因无启动锅炉无法停机的机组。

发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行时不纳入启动补偿费用计算范围。

8.4.1.6.3 发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，在满足电力保供和系统安全的基础上，电力调度机构可设置必停机组（群）：

(1) 因系统安全约束需要停机的机组（群）；

(2) 湖南能源监管办、省级及以上能源主管部门下达要求，需要停机的机组（群），包括环保排放限制、纳入关停机组等；

(3) 因考虑未参与现货市场的可再生能源消纳需求，需要停机的机组（群）；

(4) 不具备并网条件的机组（群）；

(5) 其他情况需停机的机组（群）。

必停机组应按照电力调度机构发布的必停机组名单提前做好停机准备，接到停机指令后按时安全停机。

8.4.1.6.4 发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（群）出力上下限约束：

(1) 因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）；

(2) 因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；

(3) 因考虑可再生能源消纳需求，需要在运行日（D）某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；

(4) 其他保障电力安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

8.4.1.7 非现货机组发电计划编制

(1) 水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全以及上下游

灌溉、航运、民生用水等综合需求，考虑运行日（D）电力保供、可再生能源消纳及系统调频容量等需求，在满足电网安全约束的基础上，编制运行日（D）各水电厂日前发电计划曲线。

（2）其他非现货机组：根据机组实际情况、电力供需平衡以及电网安全约束情况，编制其他非现货机组的发电计划。

8.4.2 日前机组运行边界条件

日前机组运行边界条件主要包括：机组运行参数、发电机组状态约束、发电机组出力上下限约束、发电机组最早可并网时间、发电机组调试（试验）计划、新能源发电预测。

8.4.2.1 机组运行参数

所有发电主体及新型主体需向电力调度机构提供准确的并网机组运行参数，申报信息接受市场运营机构监督考核，经电力调度机构审核批准后生效。机组运行参数如需变更，需经电力调度机构审核批准后生效。

8.4.2.1.1 火电机组运行参数

8.4.2.1.1.1 220 千伏及以上公用燃煤机组

（1）发电机组额定有功功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；

（2）发电机组最小技术出力，单位为兆瓦，发电机组最小技术出力为额定功率的 50%；

（3）发电机组最小稳定技术出力，单位为兆瓦，发电机组

最小稳定技术出力应小于等于其额定功率的 35%，原则上应与政府主管部门认定的最大深度调峰能力保持一致；

（4）发电机组爬坡速率，单位为兆瓦/分钟；

（5）发电机组综合厂用电率，单位为百分数；

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

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

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

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

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

（11）最早可并网时间，若发电机组在竞价日（D-1）处于停机状态且预计运行日（D）具备并网条件，该机组需申报运行日（D）最早可并网时间。

（12）电力调度机构所需的其他参数。

当电网电力平衡或安全稳定约束无法满足运行要求时，电力调度机构可根据电网实际运行情况调整机组的最小连续开机时间、最小连续停机时间、最早可并网时间等，并通知相关经营主

体参数调整情况和调整原因。

8.4.2.1.1.2 纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组

（1）发电机组额定有功功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；

（2）发电机组最小技术出力，单位为兆瓦，发电机组最小技术出力为额定功率的 50%；

（3）发电机组综合厂用电率，单位为百分数；

（4）电力调度机构所需的其他参数。

8.4.2.1.2 新能源场站运行参数

（1）新能源场站额定有功功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致，额定有功功率即调度容量原则上以政府电力主管部门核准备案文件或电力业务许可证为准（两者取最新）；

（2）新能源场站有功功率调节速率，单位为兆瓦/分钟，为零至额定出力负荷段均适用的调节速率。对于装设有 AGC 系统的场站，有功功率调节速率取值为 AGC 调节速率；

（3）新能源场站综合厂用电率，单位为百分数；

（4）电力调度机构所需的其他参数。

以上参数仅报量报价参与现货交易的风电、光伏需要申报。

8.4.2.1.3 独立新型储能运行参数

（1）额定容量，单位为兆瓦/兆瓦时，应与并网调度协议保

持一致；

（2）最大允许、最小允许荷电状态，单位为百分比，指电化学储能过程中储能介质中实际存在的电荷数占额定储能容量对应的储能介质中含有的电荷数的百分率；

（3）充电效率和放电效率，单位为百分比。充电效率指储能充电时，增加存储电量与输入能量的比；放电效率指储能放电时，输出电量与减少存储电量的比；

（4）电力调度机构所需的其他参数。

8.4.2.1.4 虚拟电厂运行参数

（1）虚拟电厂用电单元的最大、最小用电负荷，单位为兆瓦；

（2）虚拟电厂发电单元的容量及最大、最小发电电力，单位为兆瓦；

（3）电力调度机构所需的其他参数。

8.4.2.2 发电机组状态约束

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态或处于调试状态的机组，在相应的时段内按照本细则参与日前现货市场出清；处于不可用状态的机组，在相应时段内不参与日前现货市场出清。

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

(2) 机组调试状态：指机组调试（试验）阶段。

(3) 机组不可用状态：不可用状态包括机组检修（含输变电设备检修导致机组陪停）、故障停运、缺燃料、临时消缺、必停机组以及其他情况。

机组检修：按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态；若机组预计将于运行日（D）某时段提前结束检修，则电力调度机构可将运行日（D）预计检修结束时间下一个时刻点的状态置为可用状态。

缺燃料停运：电力调度机构根据相关规定及发电机组的燃料供应情况停运对应机组，相应时段内机组状态为不可用状态。

其他情况：机组不满足发电调度管理并网要求的相关规定时，视为不可用状态。

8.4.2.3 发电机组调试及试验计划

8.4.2.3.1 新建机组调试

新建（包括扩建、改建）火电机组在并网调试期按照调试需求安排发电，转商运后可参与日前现货市场申报及出清。并网调试期，新建（包括扩建、改建）火电机组应在 D-2 日 15:00 向电力调度机构报送运行日每 15 分钟的机组调试（试验）出力计划，经电力调度机构审核同意后生效，经批复的运行日调试曲线不参与优化，不参与市场定价。新建机组在完成 168 小时试运行后，直至机组参与日前现货市场出清的运行日（D）当天零点，原则

上停机备用；根据电网运行安全和保供需要可安排发电，不参与市场优化及定价，作为价格的接受者；现货市场运行日（D）起按照本细则参与出清。

8.4.2.3.2 在运机组调试（试验）

D-2 日 15:00 前，需要在运行日（D）进行调试（试验）的在运机组，应向电力调度机构报送运行日（D）调试（试验）时段内每 15 分钟的机组调试（试验）出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。原则上，在电力供应不足或清洁能源消纳能力不足时，调度机构不予安排在运机组的试验（调试）计划；若机组的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的调试（试验）计划进行调整。如机组调试（试验）计划未获批准，则按照其量价申报信息参与日前现货市场，日前/实时发电计划曲线以现货市场优化出清结果为准。

调试（试验）机组在调试（试验）时段的出力为电力调度机构批准的出力，在确保电网安全运行的基础上，在现货市场优先出清并接受市场出清价格，不参与市场定价；调试（试验）机组当日不参与省间现货市场、华中省间辅助服务市场（华中省间互济交易）及省内调频辅助服务市场。非调试时段，按其申报信息参与省内现货市场出清。

8.4.2.4 发电机组出力上下限约束

竞价日（D-1）9:50 前，各火电机组申报机组各时段出力上下限，当出力上限小于机组额定有功功率或出力下限高于最小稳定技术出力时，应申报受限原因。经电力调度机构批准后可根据火电机组申报的上下限作为边界优化出清。如未申报，则出力上下限分别默认为该机组的额定有功功率、最小发电能力（火电机组为最小稳定技术出力）。

8.4.2.5 新能源场站出力预测

所有报量报价参与现货市场交易的新能源均需具备功率预测功能，作为价格接受者参与现货市场的新能源场站如不具备功率预测功能，其预测信息由电力调度机构统一更新，并作为现货市场出清依据。报量报价参与现货交易的各新能源场站在竞价日（D-1）8:00 前申报次日 96 点出力预测曲线，作为新能源场站出力上限约束。原则上，新能源最小出力考虑样板机留取，日前市场出清下限为其日前短期功率预测的 5%；若该下限可能影响电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳时，调度机构可按需调整新能源出清下限并做好记录。新能源场站应综合考虑自身机组及设备检修、电源侧配建新型储能充放电曲线、极端天气等情况，如实申报次日 96 点发电预测曲线；新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按 0 申报；新能源场站相关设备检修、机组退出备用期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

8.5 事前信息发布

竞价日（D-1）9:00 前，市场运营机构按照《电力市场信息披露基本规则》要求通过湖南电力交易平台向相关市场成员发布运行日（D）的边界条件信息。主要包括但不限于：

（1）约束信息：必开必停机组名单及总容量、发输变电设备检修计划、开停机不满最小约束时间机组名单；

（2）预测信息：系统负荷预测、省间联络线输电曲线预测、发电总出力预测、非市场机组总出力预测、新能源总出力预测、水电（含抽蓄）总出力预测。

8.6 交易申报

现货市场为每日均运行的市场，各经营主体需每日在规定时间内向市场运营机构提交申报信息，用于日前现货市场在运行日（D）的机组组合优化和集中竞价出清。迟报、漏报或不报者，若有缺省申报数据，则默认采用缺省值作为申报信息；若无缺省数据，则报量报价方式参与现货市场的经营主体全容量按照市场价格申报上限作为其申报数据，报量不报价参与现货市场的经营主体按照全天为零作为其申报数据。若电力交易平台因网络中断或市场申报功能异常等情况，导致经营主体未能在申报截止时间完成交易申报时，由交易机构对未成功申报的经营主体按逾期未申报进行处理；若交易平台与现货技术支持系统数据交互出现异常，导致现货技术支持系统未获取到有效市场申报数据，调度机构采取最近一个交易日交易机构推送的市场申报数据进行市场

出清。

8.6.1 发电侧申报交易信息

竞价日（D-1）9:50 前，所有参与现货市场的发电侧经营主体必须通过湖南电力交易平台完成运行日（D）省内日前现货市场交易申报。若未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

8.6.1.1 火电机组申报

8.6.1.1.1 220 千伏及以上公用燃煤机组

火电机组申报信息包括：机组启动费用、最小稳定技术出力、电能量报价、机组爬坡速率、最小连续开机时间、最小连续停机时间、最早可并网时间等。

（1）机组启动费用（元/次）：申报的启动费用不得超过火电机组启动费用上限。启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。若未填报则读取该机组缺省启动费用。

（2）火电机组最小稳定技术出力（兆瓦）：允许火电机组自行申报最小稳定技术出力，且火电机组申报的最小稳定技术出力应小于等于其额定容量的 35%，原则上应与政府主管部门认定

的最大深度调峰能力保持一致。

(3) 电能量报价 (元/兆瓦)：发电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报 10 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。最小稳定技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组申报的最小稳定技术出力，最后一段出力区间终点为机组的可调出力上限。每段报价段的长度不能小于 1 兆瓦，报价曲线必须随出力单调非递减。首段报价不可低于申报价格的下限值，后续每段报价均不得低于前一段申报价格，每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上下限范围。若发电机组逾期未申报电能量价格，按照其缺省电能量报价参与省内日前现货市场出清。

(4) 机组爬坡速率 (兆瓦/分钟)：燃煤火电机组中直吹式制粉系统机组不得小于额定有功功率的 1.2%/分钟，其他类型机组不得小于额定有功功率的 1.5%/分钟。已按最小值申报爬坡速率的煤电机组，在深调工况下实际爬坡速率未达到最小申报值但满足《关于印发〈燃煤发电机组灵活性改造及深度调峰能力验收认定管理办法（试行）〉的通知》中相关技术标准的，不纳入煤电机组最大出力申报认定考核。

(5) 最小连续开机时间：燃煤机组不得超过 72 小时。

(6) 最小连续停机时间：燃煤机组不得超过 24 小时。

(7) 最早可并网时间：机组未及时申报时，最早可并网时

间默认为早上 7:00。

8.6.1.1.2 纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组

竞价日（D-1）9:50 前，纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组在湖南电力交易平台中申报其运行日（D）96 点的发电电力曲线。在满足电网安全运行和新能源优先消纳的前提下优先出清，并作为现货市场价格接受者。若逾期未申报，则按照其缺省曲线作为其申报曲线。纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组无需申报机组启动费用且不纳入启动补偿费用范围。

8.6.1.2 新能源场站申报

竞价日（D-1）9:50 前，报量报价参与现货市场的新能源场站通过湖南电力交易平台申报电能量量价信息，可最多申报 10 段，第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为新能源场站装机容量（不含其配建新型储能容量）。每段报价段的长度不能小于 1 兆瓦，报价曲线必须随出力单调非递减。首段报价不可低于申报价格的下限值，后续每段报价均不得低于前一段申报价格，每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上下限范围。若逾期未申报电能量价格，按照其缺省电能量报价参与省内日前现货市场出清。

8.6.2 用户侧申报交易信息

竞价日（D-1）9:50 前，批发市场用户在湖南电力交易平台中申报下述信息：

（1）售电公司在湖南电力交易平台中申报其代理的零售用户运行日（D）96 点的电力需求曲线。

（2）批发用户在湖南电力交易平台中申报其运行日（D）96 点的电力需求曲线。

批发市场用户申报的用电需求曲线作为日前现货市场结算依据，不作为日前现货市场出清的边界条件。若逾期未申报电力需求曲线，按照其缺省曲线作为其申报曲线。

8.6.3 新型主体申报交易信息

8.6.3.1 独立新型储能申报

（1）竞价日（D-1）9:50 前，独立新型储能按日选择运行日（D）参与现货市场或调频辅助服务市场（必须且仅能选择参与其一）。若独立新型储能同时申报了参与现货市场和调频辅助服务市场，则默认其参与调频辅助服务市场，不参与现货市场（其现货市场申报充放电曲线为 0）。

（2）参与现货市场时，独立新型储能在竞价日（D-1）9:50 前，通过湖南电力交易平台申报运行日（D）96 点充放电电力曲线，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的前提下优先出清，并作为现货市场价格接受者。若逾期未申报充放电曲线，按照其缺省曲线参与省内日前现货市场出清。

8.6.3.2 虚拟电厂申报

现阶段，虚拟电厂在竞价日（D-1）9:50 前，通过湖南电力交易平台分别申报运行日（D）其发电单元的 96 点上网电力曲线以及用电单元的 96 点用电曲线，作为现货市场价格接受者。若虚拟电厂逾时未申报，则默认其申报的 96 点上网电力、用电曲线为 0。

8.6.4 申报数据审核及处理

经营主体的申报信息、数据应满足规定要求，由交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。经营主体提交申报信息后，由电力调度机构对申报信息进行审核。

发电企业在日前现货市场中申报的信息，将封存用于省内实时现货市场，日内不再进行价格申报。

8.6.5 缺省申报参数

8.6.5.1 发电侧缺省申报参数

发电侧经营主体缺省申报参数是指参与现货市场交易的发电机组（场站）未按时在日前现货市场中进行申报时所采用的默认量价参数。

8.6.5.1.1 报量报价参与现货市场的新能源场站及 220 千伏及以上公用燃煤机组缺省申报参数

现阶段，报量报价参与现货市场的新能源场站包括缺省电能量报价，220 千伏及以上公用燃煤机组缺省申报参数包括缺省电

能量报价、缺省启动费用等。

(1) 缺省电能量报价是指发电机组(场站)在不同出力区间时电能量的默认报价,具体申报要求与 8.6.1 节保持一致。

(2) 缺省启动费用指发电机组从冷态/温态/热态启动时所分别需要的默认费用,具体申报要求与 8.6.1 节保持一致。

8.6.5.1.2 纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤(含煤矸石)机组缺省申报参数

现阶段,纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤(含煤矸石)机组缺省申报参数包括缺省发电电力曲线。

缺省发电电力曲线是指发电机组未按时在日前现货市场中进行申报时所采用的默认发电曲线。具体申报要求与 8.6.1.1.2 节保持一致。

8.6.5.2 用户侧缺省申报参数

用户侧缺省申报参数是指参与现货市场交易的批发市场用户未按时在日前现货市场中进行申报时所采用的默认电力需求曲线,具体申报要求与 8.6.2 节保持一致。

8.6.5.3 独立新型储能缺省申报参数

独立新型储能缺省申报参数是指参与现货市场交易的储能未按时在日前现货市场中进行申报时所采用的默认充放电曲线。具体申报要求与 8.6.3.1 节保持一致。

8.6.6 核定参数

核定参数主要包括火电机组的启动费用上限、申报及出清价格上下限等，作为市场化机组申报、出清及结算的依据。相关的核定参数经政府主管部门同意后执行。

（1）火电机组的启动费用补偿上限：启动费用上限包括冷态/温态/热态启动费用上限（元/次）。发电机组在日前现货市场中申报的冷态/温态/热态启动费用不能超过相应状态核定的启动费用上限范围。火电机组启动费用上限由政府价格主管部门会同湖南能源监管办开展成本调查，政府价格主管部门综合考虑机组单次启动耗煤量、耗油量、厂用电量等情况核定。

（2）火电机组核定的发电成本：核定成本指基于发电机组的发电成本核定的发电成本价格（单值）或发电成本曲线，由政府价格主管部门会同湖南能源监管办开展成本调查，政府价格主管部门发布。核定成本用于计算发电机组运行补偿费用与市场力监测与缓解等环节。

（3）市场限价：省价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办综合考虑边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素确定申报价格上限 $P1$ （元/兆瓦时）、申报价格下限 $P2$ （元/兆瓦时）、出清价格上限 $P3$ （元/兆瓦时）、出清价格下限 $P4$ （元/兆瓦时），并适时调整，其中报价限价不应超过出清限价范围。当市场出清得到的节点电价超过市场出清价格上限时，该节点在该交易时段的节点电价用市场出清价格上限代

替；当市场出清得到的节点电价低于市场出清价格下限时，该节点在该交易时段的节点电价用市场出清价格下限代替。

8.7 日前现货市场出清

竞价日（D-1）20:00 前，电力调度机构基于经营主体申报信息以及运行日（D）的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行全电量集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组组合、发电计划曲线以及分时节点电价。

纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组的发电曲线，保障电网安全和电力平衡。

独立新型储能按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的充/放电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整独立新型储能电站充/放电曲线，保障电网安全和电力平衡。

虚拟电厂按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电、用电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果

可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可按需调整虚拟电厂发电、用电曲线，保障电网安全和电力平衡。

当发电侧经营主体报价相同时，按照机组类型，综合考虑环保指标、能耗水平等信息确定的顺序表（由政府主管部门核定）安排机组的中标顺序。现阶段，为促进新能源消纳，报价相同时优先出清新能源，再出清火电，同时在算法中引入新能源弃电量罚因子（由政府主管部门核定）；对同一顺序机组，若报价相同时，按照同报价对应的申报电力比例，分配机组中标电力。

日前电能量市场出清结果应考虑未来 1 日或 3 日的各类备用和电网运行需求，即开机组合应考虑未来 1 日或 3 日的电力平衡、发输变电设备检修、清洁能源消纳等要求。日前市场出清过程中，电力调度机构可根据系统安全运行需要、电力保供应要求及新能源预测情况，设置火电机组并网容量要求，并做好记录，及时向市场发布相关信息。

8.7.1 日前现货市场出清模型

8.7.1.1 日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前现货市场出清计算的机组组合 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^{Off}] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T MS [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{load=1}^T ML [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{ac=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_{ac} [SL_c] \right\}$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数，其中运行日（D）每 15 分钟为一个时段，考虑 96 个时段。

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

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

$C_{i,t}^{Off}$ 为机组停机因子，暂定为机组装机容量乘以 1000，本参数仅在优化出清中使用，不作为结算依据。

MS 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

ML 为用于市场出清优化的负荷平衡约束松弛罚因子；

SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别为系统负荷的正、反向松弛变量；

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

M_{ac} 为新能源弃电量罚因子； SL_c 为新能源交易单元 c 的弃电量； NE 为新能源交易单元的总数量。

机组出力表达式：

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

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

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

机组运行费用表达式:

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

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

日前安全约束机组组合模型的约束条件包括:

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

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

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

(2) 系统正备用容量约束

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

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:

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

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

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为:

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

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

(4) 特殊机组状态约束

1) 调度机构判断确定为必开机组的, 应处于开机状态:

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

其中, I_{s1} 指的是必开机组的全集。

2) 调度机构判断确定为必停机组的, 应处于关机状态:

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

其中, I_{s2} 指的是必停机组的全集。

(5) 机组群最小开机台数约束

$$\alpha_{j,t}^{\min} < \sum \alpha_{i,t}$$

其中, $\alpha_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最小开机台数, $\alpha_{i,t}$ 表示机组群 j 包含的机组 i 在时段 t 的机组运行状态。

(6) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内, 其约束条件

可以描述为：

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

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

(7) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

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

(8) 机组最小连续开/停时间约束

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

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

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

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

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

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

(9) 电网断面潮流约束

根据交流潮流约束，考虑机组出力变化与灵敏度的乘积，两者之和为断面约束，该约束可以描述为：

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

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

(10) 新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{iF,t}$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即在各时刻，新能源场站日前电能量市场出清的电力值应不大于新能源场站申报出力预测值。

(11) 其他约束

此类约束指考虑湖南电网实际运行要求所新增的约束，包括机组最早可并网时间、安全稳定规定中涉及的机组旋备约束等，相应约束在安全约束机组组合建模时予以考虑。

8.7.1.2 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

省内日前现货市场出清计算的经济调度 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T MS [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T ML [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_{ac} [SL_c] \right\}$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数，其中运行日（D）每 15 分钟为一个时段，考虑 96 个时段。

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

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

MS 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

ML 为用于市场出清优化的负荷平衡约束松弛罚因子；

SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别为系统负荷的正、反向松弛变量；

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

M_{ac} 为新能源弃电量罚因子； SL_c 为新能源交易单元 c 的弃电量； NE 为新能源交易单元的总数量。

机组出力表达式：

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

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

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

机组运行费用表达式:

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

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

日前安全约束经济调度模型的约束条件包括:

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

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

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

(2) 系统正备用容量约束

系统正备用容量约束可以描述为:

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

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

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

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

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

(4) 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：

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

(5) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

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

(6) 电网断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络

线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(7) 新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中, E 为新能源场站集合, $P_{iF,t}$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即在各时刻, 新能源场站日前电能量市场出清的电力值应不大于新能源场站申报出力预测值。

(8) 其他约束

此类约束指考虑湖南电网实际运行要求所新增的约束, 包括安全稳定规定中涉及的机组旋备约束等, 相应约束在安全约束经济调度建模时予以考虑。

8.7.1.3 节点电价 (LMP) 计算模型

日前现货市场采用节点电价定价机制。节点电价 (LMP) 计算模型的目标函数为:

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T MS' [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T ML' [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] \right\}$$

其中,

MS' 为用于节点电价计算的潮流约束松弛罚因子;

ML' 为用于节点电价计算的负荷平衡约束松弛罚因子。

以上述目标函数重新开展 SCED 计算, 得到各时段系统负荷

平衡约束、电网断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 i 在时段 t 的节点电价为：

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

其中，

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{s,t}^{\max}$ 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 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

8.7.2 特殊机组在省内日前现货市场中的出清机制

8.7.2.1 必开机组

必开机组在必开时段内机组状态为开机，不参与 SCUC 优化，最小必开出力优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的最小必开出力，则最小必开出力为该台机组的最小稳定技术出力。最小必开出力之上的发电能力根据机组的电能量报价参与优化出清。某交易时段中，若必开机组仅中标最小必开出力，该时段内该台必开机组不参与市场定价；若必开机组的最小必开出力之上的发电能力中标，该时段内该台必开机组可参与市场定价。

8.7.2.2 调试（试验）机组

调试机组按本细则 8.4.2.3 节中规定的方式参与市场出清。

8.7.2.3 最小连续开机时间内机组

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

8.7.2.4 处于开/停机过程的机组

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

8.7.2.5 调用测试机组

（1）机组开机调用测试。竞价日（D-1），按照《湖南煤电机组最大出力申报认定及考核实施细则》（湘监能〔2026〕20号，以下简称容量电价考核细则）要求，电力调度机构可对处于停机备用状态的机组开展运行日（D）开机调用测试，调用通知在 D-1 日 18:00 前发布。未在调度下令的并网时间后 2 小时内并网开机的机组视为调用测试失败，原则上应立即停机，且不给予机组启动费用补偿、火电机组运行补偿，相应机组纳入容量电价考核细则和“两个细则”考核。调用测试通过的机组，原则上安排其连续

开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，并给予机组启动费用补偿、火电机组运行补偿和最小连续开机时间保护。开展开机调用测试的机组电能量电费按照现货市场模式结算。

（2）机组出力调用测试。运行日（D），对向电力调度机构申请降出力的机组、出力频繁低于发电指令运行以及电力供需紧张时期未向电力调度机构申报降出力、出清结果为开机运行且运行出力未达到最大可调出力等情况，电力调度机构可视需要开展机组出力调用测试，并提前 1 小时告知相应机组。调用测试机组的选取应遵循公平原则，避免短期内对同一机组反复调用，单次出力调用测试时间一般不超过 1 小时。电力调度机构按照容量电价考核细则相关要求判定机组是否通过调用测试。在运行日调用测试时段，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者，非测试时段按其报价参与市场出清。测试失败机组当日内不给予火电机组运行补偿，并纳入容量电价考核细则。

8.7.2.6 其他特殊机组

以下情况下，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（1）机组已达到最大爬坡能力。

（2）机组出力必须维持在某一固定水平。

（3）机组出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定价。

8.8 日前现货市场安全校核

为满足电网安全稳定运行要求，日前现货市场需要对出清结果进行安全校核。安全校核分为电力平衡校核和安全稳定校核。

8.8.1 电力平衡校核

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

若存在平衡约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整开机方式或运行边界、增加机组约束以及电力调度机构认为有效的其他手段，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

8.8.2 安全稳定校核

安全稳定校核包括基态潮流校核、静态安全分析和灵敏度分析。基态潮流校核采用交流潮流模型，校核基态潮流下输变电设备/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。灵敏度分析指根据电网模型计算支路或输电断面有功功率和发电机有功出力、负荷节点之间的灵敏度，对静态安全分析结果中的越限、过载设备和输电断面进行灵敏度分析。

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、组织有序用电及其认为有效的

其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

8.9 日前现货市场定价

8.9.1 发电侧定价

日前现货市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。日前现货市场中，市场化机组（场站）以所在节点的每小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

8.9.2 用户侧定价

日前现货市场中，批发市场用户以每小时的日前市场统一结算点电价作为相应时段的结算价格。日前市场统一结算点电价为相应时段所有现货市场化机组（场站）每小时日前出清上网电量与其所在节点电价进行加权平均计算所得。

8.9.3 新型主体定价

（1）独立新型储能以所在节点日前市场每小时的平均节点电价作为相应时段的充放电结算价格。

（2）虚拟电厂发/用电单元采用日前市场统一结算点电价作为相应时段的结算价格。

8.10 交易结果发布

原则上，竞价日（D-1）20:00 前，电力调度机构出具运行日（D）的日前市场交易出清结果，按照有关程序通过技术支持系统发布。包括但不限于以下信息：

(1) 发电企业特定信息包括：运行日（D）的机组开停机状态、运行日（D）发电侧经营主体日前市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。

(2) 用户侧特定信息包括：批发市场用户每 15 分钟的日前市场出清电力。

(3) 新型主体特定信息包括：独立新型储能日前市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。虚拟电厂发/用电单元每 15 分钟的日前市场出清电力。

(4) 日前市场统一结算点电价作为公开信息进行发布。

(5) 因电网运行边界条件发生变化等原因导致日前出清环节的必开必停机组（群）和事前发布的信息有变化时，市场运营机构应更新披露实际的必开必停机组（群）要求。

(6) 《电力市场信息披露基本规则》要求披露的其他信息。

8.11 机组组合及出力计划调整

对于清洁能源富集地区的新增开机，结合未来三天断面内新能源场站短期功率预测、水电发电需求等进行测算，存在断面潮流越限或新能源弃电风险的，电力调度机构可对相关机组组合方式进行调整。原则上日前现货市场的发电侧出清结果（包括机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日（D）的发电调度计划。

日前市场出清结果发布后至运行日（D）0:00 之前，若电网运行边界条件发生变化，并可能影响电网安全稳定运行、电力正

常有序供应和可再生能源消纳，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，对运行日（D）的发电计划（包括机组的开机组合及出力计划，其中新增开机或停机排序按 9.6.5 及 9.6.6 原则形成）进行调整，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及可再生能源消纳，并向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因。日前现货市场形成的成交结果仍作为日前结算依据，不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

（1）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化需要调整次日的负荷预测；

（2）水电或新能源出力较预测发生较大变化；

（3）发电机组检修计划延期或调整；

（4）发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

（5）省间联络线因电网故障、送端电源故障、可再生能源消纳等原因出现计划外调整；

（6）电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；

（7）发生其他影响电网安全或供电安全的紧急事件。

9. 实时现货市场交易组织

9.1 交易时间定义

实时现货市场以 15 分钟为间隔滚动出清未来 15 分钟至 2 小时的发电出力曲线及节点边际电价。

9.2 交易方式

实时现货市场采用日前现货市场封存的发电侧申报信息进行出清，新能源场站需要在 T-15 分钟以前申报未来四小时场站端超短期出力预测，若某时刻超短期出力预测为空，则优先按时间由近及远依次递补沿用前序完整申报文件中该时刻预测值；若无递补沿用申报文件，则应用当前实际功率作为超短期预测值，即认为后续计算时段申报功率为当前实际功率。火电机组、售电公司、批发用户、独立新型储能电站和虚拟电厂在实时现货市场中无需进行申报。

9.3 交易流程

电力调度机构在运行日（D）机组组合的基础上，组织调频辅助服务市场正式出清，修改对应机组的出力上、下限。

运行日（D） $T_{\text{省间现货}}$ -110 分钟前，经营主体申报省间日内现货交易时段内的“电力－价格”曲线（省间日内现货交易以 2 小时为一个固定交易周期组织， $T_{\text{省间现货}}$ 为省间日内现货每一交易时段的起始时刻）。

运行日（D） $T_{\text{省间现货}}$ -90 分钟前，电力调度机构依据实时现货市场滚动出清结果对经营主体申报量进行合理性校验，确保申报的外送电力或购电需求满足省内电网安全约束和机组物理约束，将经营主体申报数据整合并提交至省间现货交易平台。

运行日（D） $T_{\text{省间现货}}$ -60 分钟前，国调中心、华中网调组织省间日内现货市场集中出清，形成考虑安全约束的省间日内现货市

场出清结果，将出清结果纳入联络线日内计划，经安全校核后，将省间日内现货市场出清结果下发至相关省调及直调发电企业。

运行日（D） $T_{\text{华中辅助}}$ -45 分钟前，电力调度机构依据省间日内现货市场出清结果和省内平衡情况，完成华中省间辅助服务市场交易申报（日内华中省间辅助服务交易分 1:15-9:00、9:15-13:00、13:15-17:00、17:15-21:00、21:15 - 次日 1:00 五个交易时段组织， $T_{\text{华中辅助}}$ 为日内华中省间辅助服务每一交易时段的起始时刻）。

运行日（D） $T_{\text{华中辅助}}$ -30 分钟，华中网调组织华中省间辅助服务出清，综合省间日内现货交易、华中省间辅助服务交易结果，作为实时现货市场出清的边界条件。

运行日（D） T -30 分钟前，电力调度机构获取省间日内现货交易、华中省间辅助服务交易结果，结合电网实际运行需求，沿用日前申报信息完成日内调频市场正式出清，并根据出清结果修改中标火电机组参与实时现货市场的出力上下限。

运行日（D） T -15 分钟前，市场运营机构以 T 时刻超短期负荷预测、省间联络线计划、新能源超短期出力预测及实时断面限额、设备及机组状态等信息，作为实时现货市场出清计算的边界条件和约束条件，完成实时现货市场出清计算。

根据实时现货市场的出清结果，形成未来 15 分钟至两小时的市场出清价格及各机组/场站的实时发电计划。

9.4 实时现货市场边界条件准备

实时现货市场组织的边界条件包括实时电网运行边界条件和实时机组运行边界条件两大类。

9.4.1 实时电网运行边界条件

9.4.1.1 超短期负荷预测

日内超短期负荷预测包括超短期系统负荷预测及超短期母线负荷预测。

9.4.1.1.1 超短期系统负荷预测

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始至未来 4 小时系统负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、气象因素、节假日或社会重大事件影响、工作日类型、用户用电需求变化、需求侧响应及有序用电等情况。

9.4.1.1.2 超短期母线负荷预测

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始至未来 4 小时 220 千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合实时负荷走势、历史相似日负荷、气象因素、中小电厂出力预测、节假日或社会重大事件影响、工作日类型、用户用电需求变化、需求侧响应及有序用电等因素预测母线负荷。

9.4.1.2 省间日内交易结果

在省间日前联络线计划基础上，叠加省间日内现货市场、日内华中省间辅助服务市场、跨区跨省应急调度等形成的省间交易

结果，作为实时现货市场出清的边界条件。

9.4.1.3 发电机组及输变电设备检修执行

电力调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行发输变电设备停、送电操作，并结合安全约束预控需求形成日内检修安排作为实时现货市场出清的边界条件。

9.4.1.4 运行备用

电网实时运行应满足国调或华中网调月度下达的运行备用要求，若发生变化需以最新的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

（1）若湖南电网系统备用容量无法满足要求，电力调度机构可向上级调度机构申请备用支援。

（2）若湖南电网系统备用容量无法满足要求，且上级调度机构无法提供支援时，电力调度机构可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行有序用电等。

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

9.4.1.5 电网安全约束

实时现货市场出清使用的安全约束条件应与电网实时运行

状态相对应。若电力系统发生事故或其他边界条件发生变化，影响系统安全运行时，电力调度机构可实时对电网安全约束条件进行更新。在实时运行中，考虑到新能源出力和负荷波动，为避免输电断面潮流因波动越限，电力调度机构应对线路（断面）极限输电功率的限额留出一定的控制裕度。当负荷或者新能源预测、发电计划执行等出现偏差时，为保障断面（设备）不超稳定限额，可对出清控制裕度进行调整。当出现以下情况时，电力调度机构可调整输变电设备极限功率、断面极限功率：

（1）因上级调度指令要求或系统安全约束，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

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

（3）其他因保障电网安全可靠供应或促进新能源消纳，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内。

9.4.1.6 实时发电机组物理运行参数变化

当发电机组的物理运行参数与日前现货市场相比发生较大变化时，发电企业需及时报送，经电力调度机构审核同意，并确认后生效。主要包括以下信息：

（1）开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小稳定技术出力）；

（2）停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；

(3) 最新的预计并网/解列时间;

(4) 机组出力上/下限变化情况;

(5) 调试(试验)机组出力变化情况;

(6) 机组发生故障,需对机组实时发电出力计划进行调整的情况;

(7) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

9.4.1.7 非现货机组发电计划调整

原则上,非现货机组实时发电计划按照日前发电计划执行。实际运行中,电力调度机构可根据以下系统运行要求,动态调整非现货机组实时发电计划及机组启停:

(1) 为满足系统安全约束要求;

(2) 为保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性;

(3) 因防汛、抗旱或其他水情原因需要调整水电厂运行方式时;

(4) 因天然气供应不足等原因需要调整燃气电厂运行方式时;

(5) 为促进可再生能源消纳;

(6) 其他为保障电网安全可靠供应等情况。

9.4.1.8 现货机组调整

出现以下情况时,电力调度机构可调整机组出力计划或设置

出力上下限约束：

- (1) 为满足系统安全约束要求；
- (2) 为保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性；
- (3) 为促进可再生能源消纳；
- (4) 其他为保障电网安全可靠供应等情况。

9.4.1.9 独立新型储能发电计划调整

为保障电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳，必要时电力调度机构可按需调整储能电站充放电计划，并做好记录，按《湖南省电力市场结算实施细则》结算。

(1) 对于独立新型储能电站当日参与调频辅助服务市场、次日参与现货市场的情形，次日日前市场出清结果发布后，相关储能电站可视次日充放电计划对 SOC 的要求，向值班调度员申请修改当日剩余时段充放电计划曲线。

(2) 对于独立新型储能电站当日参与现货市场的情形，若因调度机构干预其现货市场出力，导致电站实际运行状态与实时计划发生较大偏离时，次日日前市场出清结果发布后，相关储能电站可视次日充放电计划对 SOC 的要求，向值班调度员申请修改当日剩余时段充放电计划曲线。

9.4.1.10 虚拟电厂发电计划调整

为保障电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳，必要时电力调度机构可按需调整虚拟电厂发用电计划，并做好记

录，按《湖南省电力市场结算实施细则》结算。

9.4.2 实时机组运行边界条件

实时现货市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息，经电力调度机构审核同意后，以修改之后的参数进行省内实时现货市场出清计算。

9.4.2.1 发电机组开/停机计划曲线

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

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

9.4.2.2 发电机组预计并网/解列时间

电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数进行省内实时现货市场出清计算。

9.4.2.3 因发电机组故障而要求的出力计划调整

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

9.4.2.4 发电机组出力上/下限约束

当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生出力受限时，电厂应及时向电力调度机构提交出力受限申请，经电力调度机构审核同意后按照修改之后的出力上/下限进行实时现货市场出清计算。

9.4.2.5 新能源场站出力预测

各新能源场站超短期出力预测曲线作为实时现货市场组织的边界条件；不具备功率预测功能其预测信息由电力调度机构统一更新。原则上，新能源最小出力考虑样板机留取，实时市场出清下限为其超短期功率预测的 5%；若该下限可能影响电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳时，调度机构可按需调整新能源出清下限并做好记录。

9.4.2.6 发电机组调试及试验计划执行

原则上，发电机组调试及试验计划应按日前市场出清的试验计划进行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求及可再生能源消纳需求调整调试及试验计划等情况。

9.4.2.7 机组故障停运

运行日机组发生故障停运，故障当日可恢复并网的，请示电力调度机构同意后，可直接并网，不给予机组启动费用补偿。其他情况，按照现货规则参与日前市场申报，执行交易结果。

9.4.2.8 预测偏差调整

因负荷超短期预测偏差、新能源超短期功率预测偏差、机组

执行计划偏差等无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构值班调度员可设置预测偏置量，并做好调度运行记录；根据调整后的边界信息进行实时市场出清。

9.5 实时现货市场出清

电力调度机构以 15 分钟为间隔，结合最新电网运行信息、实时机组运行工况及其他边界条件，根据最新的调频机组中标容量修改调频机组的出力上下限之后，以社会福利最大化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行滚动出清计算，以报量不报价方式参与现货市场的经营主体按照日前计划出清，形成各机组未来 15 分钟到 2 小时的发电计划和实时节点电价。

当发电侧经营主体报价相同时，按照机组类型，综合考虑环保指标、能耗水平等信息确定的顺序表（由政府主管部门核定）安排机组的中标顺序。现阶段，为促进新能源消纳，报价相同时优先出清新能源，再出清火电，同时在算法中引入新能源弃电量罚因子（由政府主管部门核定）；对同一顺序机组，若报价相同时，按照同报价对应的申报电力比例，分配机组中标电力。

9.5.1 实时现货市场出清计算过程

（1）根据最新的调频机组中标容量修改调频机组的出力上下限之后，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算发电机组的实时出力计划。

（2）对实时现货市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线

进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行 SCED 计算，直至满足交流潮流安全约束，得到实时现货市场的出清结果。

9.5.2 实时现货市场出清模型

实时现货市场出清模型与日前现货市场出清模型一致，见本实施细则 8.7.1 节。

9.6 特殊机组在实时现货市场中的出清机制

9.6.1 必开机组

日前现货市场中确定为必开的发电机组，在实时现货市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时现货市场中的出清机制与日前电能量市场中必开机组的出清机制一致。

9.6.2 调试（试验）机组

调试（试验）机组在实时现货市场中的出清机制与本细则 8.7.2.2 节一致。

9.6.3 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内的机组在实时现货市场中的出清机制与本实施细则 8.7.2.3 节一致。

9.6.4 处于开/停机过程中的机组

处于开机过程中的发电机组在实时现货市场中的出清机制与本实施细则 8.7.2.4 节一致。

9.6.5 临时新增开机机组

临时新增开机机组指在日前现货市场中未被列入机组开机组合，根据日内实际运行需要，由电力调度机构安排新增开机的机组。电力调度机构根据机组综合报价（冷态启动费用+最小稳定技术出力电能量费用）由低到高排序形成应急新增开机机组序列，若机组综合报价相同时，参考政府主管部门下达的能耗排序形成应急新增开机机组序列。运行日，在满足系统安全和电网运行需要的基础上，调度机构结合应急新增开机机组序列安排新增开机机组。

实时市场中，临时新增开机机组根据其报价参与市场优化出清。某交易时段中，若临时新增开机机组仅中标最小稳定技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若该台机组最小稳定技术出力之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

对临时新增开机机组，视为必开机组，并给予启动补偿。

9.6.6 临时新增停机机组

临时新增停机机组指在日前市场中被列入机组开机组合，根据日内实际运行需要，由电力调度机构安排新增停机的机组。电力调度机构根据机组现货市场平均报价由高到低排序形成应急停机机组序列。机组现货市场平均报价相同时，参考政府主管部门下达的发电标煤耗及能耗排序的倒序形成应急新增停机机组序列。运行日，在满足系统安全和电网运行需要的基础上，调度机构根据应急新增停机机组序列安排新增停机机组。临时新增停

机机组分以下两种情况处理。

(1) 机组在竞价日 (D-1) 处于开机状态, 在日前市场出清结果中机组开机状态保持不变, 被列入机组组合, 在日内机组组合调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下, 机组按照电力调度机构安排停机, 相应的电量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则处理。

(2) 机组在竞价日 (D-1) 处于停机状态, 在日前市场出清结果中机组变为开机状态, 被列入机组组合, 在日内机组组合调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下, 若调度计划重新下发时机组已经完成点火工作, 则机组按照调度计划停机, 并按照核定启动费用获得补偿; 若调度计划重新下发时机组未完成点火工作, 则机组按照调度计划停机, 不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间, 以调度台记录机组点火的时间为准。相应的电量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则进行处理。

9.6.7 其他特殊机组

其他特殊机组在实时现货市场中的出清机制与本实施细则 8.7.2.6 节一致。

9.7 实时现货市场安全校核

省内实时现货市场安全校核与本细则 8.8 节一致。

9.8 实时现货市场定价

9.8.1 发电侧定价

实时现货市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。实时现货市场中，市场化机组（场站）以所在节点的每小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

9.8.2 用户侧定价

实时现货市场中，批发市场用户以每小时的实时市场统一结算点电价作为相应时段的结算价格。实时市场统一结算点电价为相应时段所有现货市场化机组（场站）每小时实际上网电量与其所在节点电价进行加权平均计算所得。

9.8.3 新型主体定价

（1）独立新型储能以所在节点的实时市场每小时平均节点电价作为相应时段的充放电结算价格。

（2）虚拟电厂发/用电单元采用实时市场统一结算点电价作为相应时段的结算价格。

9.9 交易结果发布

D+1 日，市场运营机构向经营主体发布运行日（D）实时市场出清结果，包括但不限于以下信息：

（1）发电企业特定信息包括：运行日（D）发电机组实时市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。

（2）新型主体特定信息包括：独立新型储能实时市场每小时出清电价。

(3) 实时市场统一结算点电价根据本细则 9.8.2 节所述方法进行计算，并于 D+4 日前作为公开信息向全部经营主体发布。

(4) 《电力市场信息披露基本规则》要求披露的其他信息。

9.10 调度计划执行

电力调度机构将实时市场每 15 分钟滚动出清的发电计划由 AGC 系统下发至各发电企业，其中新能源场站与其配建新型储能作为整体接收 AGC 系统指令。当风电、光伏场站实时市场出清电力等于超短期预测出力时，原则上以其装机容量作为 AGC 系统目标指令，并分步长进行指令下发，若出现影响电网安全稳定运行、电力可靠供应的情况，电力调度机构可采用实时市场出清结果作为 AGC 系统指令；当实时市场出清电力小于超短期预测出力时，以实时市场出清结果作为 AGC 系统指令。纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组的发电计划通过 AGC 系统或网络交互指挥系统下发执行。110 千伏独立新型储能电站充放电计划通过 AGC 系统下发执行。虚拟电厂发、用电计划通过 AGC 或调控云中单独的虚拟电厂指令下发平台下发执行。当 AGC 系统发生故障时，各发电企业的发电计划和独立新型储能电站的充放电计划通过网络交互指挥系统下发执行。

相关经营主体应密切关注站端 AGC 系统和网络交互指挥系统指令，严格执行电力调度机构下达的计划曲线；风电、光伏场站因预测等原因导致发电计划高于实际发电能力的，按实际发电

能力执行。

9.11 实时运行调整

电网实时运行应按照电力系统运行有关规则规定，保留合理的调频、调峰、调压及备用容量，以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

在实时市场出清结束至实际运行期间内，为保障电网安全稳定运行，电力调控机构运行值班人员调整机组出力偏离实时市场出清结果时，调整后的机组出力作为市场出清边界，相应时段该机组的节点电价调整为出力所在容量段的报价。

电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照“安全第一”的原则处理，无需考虑经济性。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与省内实时现货市场出清计算，被调整的独立新型储能电站接受现货价格，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等。

在发生或即将发生以下情况之一时，电力调度机构可根据保障电网安全运行的原则进行调整（包括机组组合和发电计划曲线）：

（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，包括为保证省间联络线输送功率在正常允许范围内而需要调整时；

(3) 系统调频容量、备用容量、无功容量和开机方式无法满足电力系统安全运行的要求时；

(4) 输变电设备可能过载或超出稳定限额时；

(5) 电力一、二次设备缺陷或故障，需要改变系统运行方式时；

(6) 气候、水情发生较大变化时；

(7) 新能源出力预测和负荷预测与实际偏差较大，可能影响电力实时平衡时；

(8) 非现货机组出力或省间联络线计划发生变化，需要调整系统运行方式时；

(9) 因防汛、抗旱、保供和其他水库调度需求等原因需进行调整时；

(10) 应上级电力调度机构相关要求需进行调整时；

(11) 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

当出现上述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式，并告知相关经营主体：

(1) 改变机组及储能的发电计划；

(2) 投退 AGC、调整 AGC 系统控制模式以及机组 AGC 可调容量；

(3) 改变发电机组开停机方式；

- (4) 调整系统运行方式，包括调整设备停复电计划等；
- (5) 调整断面限额，设置临时断面；
- (6) 调整省间联络线计划；
- (7) 调整新能源出力预测、负荷预测以及非现货机组发电计划；
- (8) 采用需求侧管理措施；
- (9) 暂停实时电能量市场交易；
- (10) 电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中经营主体出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应对经营主体行为及时记录并按相关规定进行考核，严重情况可建议湖南能源监管办、政府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。

10. 市场偏差处理机制

实时执行偏差分为机组日内非计划停运、实时执行偏差两类。

10.1 非计划停运

机组非计划停运按照湖南“两个细则”相关规定进行认定及考核。机组发生非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不予补偿。机组非计划停运的偏差电量结算方式按照《湖南省电力市场结算实施细则》相关规定执行。

10.2 实时执行偏差

当火电机组、新能源场站、独立新型储能和虚拟电厂的实际电量与实时市场出清电量的偏差量超过该时段实时市场出清电量的一定比例，且大于允许偏差电量时，对该主体实时执行偏差进行考核。具体考核办法与返还方式按照《湖南省电力市场结算实施细则》相关规定执行。

如有以下情况之一时，相应的电量不计为实时执行偏差考核电量：

（1）电力调度机构自动化系统（含 D5000、现货平台、调度指挥网络交互系统等）故障、数据失真、网络中断的情况；

（2）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应等需要，机组按照调度指令调整出力产生的偏差；

（3）火电机组开停机过程中出力低于机组最小稳定技术出力时（实际开停机时长超过其申报的开停机曲线时长 30 分钟的不予免考核）；

（4）火电机组发生日内非计划停运导致的偏差；

（5）火电机组因中标日内调频市场导致的偏差；

（6）经调度机构许可的试验导致的偏差（无调试曲线情况时）；

（7）因调度机构调整储能电站充放电指令或曲线导致其无法按计划充放电导致的偏差；

（8）因地震、洪涝等自然灾害或其他不可抗力因素导致的

偏差。

（9）调度机构认定的其他非经营主体自身原因造成的执行偏差考核的情况。

相关经营主体若对考核情况存在异议，应在 D+1 日 24 点前向电力调度机构提出免考核申请并写明原因。电力调度机构应按照规则要求履行免考核职责，并做好记录。

电力现货市场运行期间，开展实时执行偏差考核的经营主体，不执行湖南“两个细则”中发电计划曲线考核、新能源超短期出力预测准确率考核。

11. 信息披露

11.1 信息披露原则

信息披露指信息披露主体提供、发布与电力市场相关信息的行为。信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体（含独立新型储能和虚拟电厂等）、电网企业和市场运营机构。信息披露主体应严格按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

11.2 信息披露内容

按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。

（1）公众信息指向社会公众披露的信息；

(2) 公开信息指向有关市场成员披露的信息；

(3) 特定信息指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

11.3 事后信息披露

D+1 日，市场运营机构通过湖南电力交易平台，按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）的要求，向相关市场成员发布运行日（D）相关运行信息等，主要包括但不限于：

(1) 运行信息：发电总出力、非市场机组总出力、新能源总出力、水电（含抽蓄）总出力、实际负荷、系统备用信息、重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束情况、省间联络线输电情况、发电机组非停情况、必开必停机组群等。

(2) 现货市场申报及出清信息：平均申报电价、各时段出清电量及各类电源电量和台数、平均出清电价。

(3) 《电力市场信息披露基本规则》要求披露的其他信息。

12. 市场力管控

12.1 市场力行为识别和处置

12.1.1 市场行为分类

市场力行为包括市场滞留行为、市场串谋行为、市场操纵行为以及其他市场行为。

(1) 市场滞留行为指经营主体通过物理滞留和经济滞留等

不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

（2）市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，或者有多个发电厂组成的发电企业进行集中报价，从而使共同利润最大化的行为。

（3）市场操纵行为是指经营主体通过无故改变或虚假申报设备运行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

（4）其他市场行为是指《关于印发〈湖南电力市场行为负面清单（1.0版）〉的通知》（湘监能〔2026〕34号）中所列相关行为。

12.1.2 识别和处置

市场运营机构对市场持留、市场串谋和市场操纵行为进行识别，并将情况报告湖南能源监管办和政府主管部门。

12.1.2.1 持留行为识别

在市场监测中发现以下情形的，电力调度机构启动持留行为识别：

（1）机组设备非计划停运、故障或运行受限的；

- (2) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的；
- (3) 无故降低机组出力的；
- (4) 机组在区域内拥有市场力且行使市场力的；
- (5) 经营主体利用市场份额和优势地位，通过容量持留、报价持留等方式操纵市场价格；
- (6) 其他涉嫌持留行为的情形。

12.1.2.2 串谋行为识别

在市场监管中发现以下情形的，电力市场运营机构启动行使串谋行为识别。

- (1) 不具有实际控制关系的经营主体使用具有相同或接近的计算机 MAC 地址、网络 IP 地址等进行交易申报的；
- (2) 不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的；
- (3) 不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的；
- (4) 经营主体使用与其不具有实际控制关系的其他经营主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的；
- (5) 其他涉嫌市场串谋行为的情形。

12.1.2.3 操纵行为识别

在市场监管中发现以下情形的，电力市场运营机构启动市场操纵行为识别。

(1) 频繁改变设备运行参数;

(2) 机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的;

(3) 发布或散布信息恶意引导市场价格走向, 干扰市场正常运行的;

(4) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

12.2 市场力监测与缓解

为避免具有市场力的经营主体操纵现货市场价格, 需进行市场力监测与缓解, 市场运营机构负责对经营主体开展市场力监测。煤电机组市场力监测与监管按照湖南能源监管办印发的《关于开展湖南省煤电机组市场力监测与监管工作的通知》(湘监能〔2026〕27号)执行, 经营主体报价替换机制按政府价格主管部门方案执行。

13. 风险防控

13.1 基本要求

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

市场运营机构在湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局等指导下, 履行市场运营、市场监控和市场风险防控职责。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

13.2 风险分类

电力市场风险包括但不限于:

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

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

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

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

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

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

（7）其他影响电网和电力市场正常运行的风险。

13.3 风险防控与处置

市场运营机构按照湖南能源监管办、省发展改革委、省能源

局等要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测，并按照有关程序对市场风险进行预警，并报告湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局等有关部门。

市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局审定后执行。

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

13.4 二级价格限值

根据我省经济社会承受能力，为激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，防范市场价格异常风险，设置二级价格限值。政府价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、湖南能源监管办制定相关规则，政府价格主管部门综合考虑长期电价水平、边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素设置二级价格限值及持续时间 H （小时），并适时调整。二级价格限值按照《湖南省电力市场结算实施细则》有关条款执行。

14. 特殊情况处理机制

14.1 市场干预

市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

14.1.1 政府干预

现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由湖南能源监管办、政府主管部门根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

（1）电力供应严重不足时；

（2）电力市场未按照规则运行和管理时；

（3）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；

（4）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；

（5）市场价格达到价格限值且触发管控条件时；

（6）由于自然灾害等不可抗力因素对市场经营主体收益产生较大影响时；

（7）其他认为需要进行市场干预的情形。

14.1.2 市场运营机构干预

现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营机构应按照国家安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告湖南能源监管办、政府主管部门：

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

(2) 因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时；

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

(4) 其他认为需要进行市场干预的情形。

14.2 市场干预期间处理机制

14.2.1 自然灾害影响期处理机制

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

14.2.2 系统异常处理机制

电力现货市场技术支持系统、自动发电控制等调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等运行异常影响市场正常运行或电网安全稳定时，电力调度机构可采取必要手段进行市场干预。

紧急情况下，对电力调度机构干预时段和干预机组，需要做好相关记录，并按照《湖南省电力市场结算实施细则》进行结算。

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

新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行并结算。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照《湖南省电力市场结算实施细则》中退补管理的相关原则进行电费的追退补。

14.2.3 电力供不应求时段（未启动市场中止时）处理机制

在日前市场、实时市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，电力调度机构可按照需求响应优先、有序用电保底的原则采取需求侧控制措施，并按照削减电力缺口后的系统负荷曲线进行现货市场出清计算。

14.3 市场中止

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，由湖南能源监管办、政府主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由湖南能源监管办、政府主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

当出现上述情况导致市场中止且在7天（含7天）内可恢复正常运行时，采用如下的处理措施：

（1）日前现货市场中止时，当日不开展日前现货市场出清，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

应和电网安全运行为原则，综合考虑运行日（D）负荷预测、新能源出力预测、电网安全约束、省间联络线计划等边界条件，编制下达运行日（D）的机组启停机计划和日前发电调度计划。以运行日（D）实际执行的结果和实时市场价格作为运行日的日前市场结算依据。市场运营费用计算中涉及日前市场的部分沿用实际执行的结果和实时市场价格，其中启动补偿费用按机组实际启动次数及核定成本计算。

（2）实时现货市场中止时，相应时段内不开展实时现货市场出清，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和电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止对应的结算时段，以日前现货市场中相同时段的价格作为实时现货市场价格。市场运营费用计算中涉及实时市场的部分沿用实际执行的结果和日前现货市场中相同时段的价格。

（3）日前和实时现货市场均中止时，相应时段内不开展日前和实时现货市场出清，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（D）负荷预测、新能源出力预测、电网安全约束、省间联络线计划等边界条件，编制下达运行日（D）的机组启停机计划和日前发电调度计划。运行日（D）在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应和电网安全运行为原则，基于最新

的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止对应的结算时段，以运行日（D）实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日（D）各结算时段实时市场统一结算点价格的算术平均值作为运行日（D）的日前和实时市场结算依据（若当次试运行天数不足 30 天，则取全部可用天数计算）。市场运营费用计算采用实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日（D）各结算时段实时市场统一结算点价格的算术平均值（若不足 30 天则按实际运行天数计算）。

若市场中止超过 7 天无法恢复时，市场中止后，采取如下处理措施：

（1）电力调度机构以保障电力有序供应和电网安全运行为原则，综合考虑运行日（D）负荷预测、新能源出力预测、电网安全约束、省间联络线计划等边界条件，编制下达运行日（D）的机组启停机计划和日前发电调度计划。运行日（D）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和电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。

（2）电力交易机构参照非现货模式下的交易结算原则，对实际发电、用电进行结算。

当异常情况解除，现货市场具备恢复运行条件时，市场运营机构报省发展改革委、省能源局及湖南能源监管办同意后，恢复

现货市场正常运行。并提前向经营主体发布市场恢复通知。

15. 争议处理

15.1 争议处理原则

经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的，可先通过电力市场管理委员会调解，也可向湖南能源监管办、政府主管部门申请行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

15.2 争议调解申请

市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

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

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

（3）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起 1 年内提出。

15.3 信息提供及保密

市场成员有义务为湖南能源监管办、政府主管部门以及电力市场管理委员会提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

16. 免责条款

当出现自然灾害、重大电源或电网故障、电网安全约束不能满足等不可抗力时，电网企业为保障电网安全运行及电力有序供应而采取的相关措施，导致经营主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

由于通信系统繁忙、现货市场技术支持系统故障、数据采集与监视控制系统故障等原因导致调度指令传达出现延迟、中断或数据错误，或电力调度机构无法按规则执行电力现货市场出清结果，由此造成的市场风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

由于黑客攻击、病毒破坏、非法登录等风险，给经营主体造成的损失，市场运营机构及电网企业不承担责任。

由于其他非人为主观因素给经营主体造成的损失，市场运营机构及电网企业不承担责任。

由于国家有关法律法规、规章、政策、规则的改变、紧急措施的出台等导致经营主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

17. 附则

本实施细则由省发展改革委、省能源局、湖南能源监管办负责解释。

湖南省电力调频辅助服务市场交易 实施细则

2026 年 6 月

目 录

1. 总则	225
2. 术语及定义	226
3. 市场成员	228
4. 市场组织	231
5. 计量及费用	236
6. 考核与免考核	92
7. 信息发布	241
8. 风险防控	242
9. 监督管理	244
10. 附则	244
附录：调频市场参数表	245

1. 总则

1.1 **【目的】**为发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，激励经营主体提升调频服务质效，推动构建新型电力系统，保障湖南电力系统安全、稳定、经济运行，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）《电力监管条例》《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）《电力辅助服务市场基本规则》《华中区域电力辅助服务管理实施细则》《华中区域电力并网运行管理实施细则》（华中监能市场规〔2025〕71号）等规定，结合湖南电网运行实际，制定本细则。

1.2 **【基本要求】**以电力系统安全稳定运行为基础，保证电力系统安全稳定运行；以完善湖南电力市场建设为导向，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，健全调频辅助服务价格机制，促进可调节资源高效优化配置。

1.3 **【适用范围】**本细则适用于湖南电网内开展的电力调频辅助服务市场交易（以下简称“调频市场”）。已纳入本细则的，在《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》（以下简称“两个细则”）中不再重复考核、补偿；未纳入本细则的，仍执行“两个细则”相关规定。

1.4 **【市场监管】**国家能源局湖南监管办公室（以下简称“湖南能源监管办”）会同湖南省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）、湖南省能源局（以下简称“省能源局”）依法对调频市场实施监管。

2. 术语及定义

2.1 **【调频服务】**调频服务是指运营主体通过调速系统、自动功率控制等，减少系统频率偏差（或联络线控制偏差）所提供的服务。调频服务分为一次调频服务和二次调频服务。

2.2 **【二次调频服务】**本细则所指的调频市场是指二次调频服务，即经营主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，提供的有功出力调整服务。

2.3 **【调频单元】**调频单元是指一套厂站 AGC 装置所控制的所有机组的总称，是提供调频服务的基础单元。

2.4 **【调频容量】**调频容量是指调频单元为提供调频服务而预留的向上或向下调节容量。

2.5 **【调频里程】**调频里程是指调频单元响应 AGC 控制指令结束时的实际出力值与响应指令开始时的实际出力值之差的绝对值。一个交易时段内的调频里程为调频单元在该时段内产生的调频里程之和。

2.6 **【综合调频性能指标】**综合调频性能指标是评价调频服务质效的综合性指标，由调节速率、响应时间和调节精度三个子

指标组成，按调频单元进行统计，计算方法如下。

（一）调节速率

$$K_1^{ij} = V^{ij} / V_{p.u.}$$

其中， V^{ij} 是调频单元 i 第 j 次响应 AGC 控制指令实际调节速率； $V_{p.u.}$ 是 AGC 调频单元平均标准调节速率，计算公式为 $V_{p.u.} =$ 调频市场范围内各类经营主体的标准速率 $\times$ 各类经营主体的额定容量占比， $V_{p.u.}$ 按年度更新。

燃煤、火储机组 50%额定容量及以上标准调节速率为额定容量的 1.2%/分钟，50%额定容量以下标准调节速率为额定容量的 0.8%/分钟，燃气机组标准调节速率为额定容量的 4%/分钟，水电厂站标准调节速率为开机容量的 25%/分钟，储能标准调节速率为额定容量的 100%/分钟。后期上述参数如需调整，经政府主管部门审批通过后执行。

原则上参与调频机组（厂站）的调节范围应与现货市场保持一致，暂未参与现货市场的，燃气机组调节范围为 0 至额定容量，水电机组调节范围为单机最低振动区上限至全厂最大出力，储能调节范围为负额定容量至额定容量。

为避免调频单元过调节或超调节，设置 K_1 最大值不超过 K_1^U ，初始取值见附录。

（二）响应时间

$$K_2^{ij} = 1 - (T^{ij} / T_0)$$

其中, T^{ij} 是调频单元 i 第 j 次 AGC 指令下发至调频单元 AGC 动作的时间, T_0 是标准响应时间, 初始取值见附录。

燃煤、火储、燃气机组考核响应时间为 60 秒, 水电机组考核响应时间为 20 秒, 储能考核响应时间为 5 秒。后期上述参数如需调整, 经政府主管部门审批通过后执行。

(三) 调节精度

$$K_3^{ij} = 1 - (E^{ij}/E_0)$$

其中, E^{ij} 是调频单元 i 第 j 次响应 AGC 指令后实际出力值与指令值的偏差量, E_0 是允许误差, 初始取值见附录。

(四) 综合调频性能指标

$$K^{ij} = \lambda_1 K_1^{ij} + \lambda_2 K_2^{ij} + \lambda_3 K_3^{ij}$$

其中, K^{ij} 是调频单元 i 第 j 次调节过程中的综合调频性能指标; λ_1 、 λ_2 、 λ_3 为对应指标 K_1^{ij} 、 K_2^{ij} 、 K_3^{ij} 的权重系数, 初始取值见附录。

(五) 综合调频性能指标均值

$$K^{i,t} = \sum_{j=1}^N K^{ij} / N$$

其中, $K^{i,t}$ 交易时段 t 内的综合调频性能指标 K^{ij} 的平均值, 小数点后保留两位; N 为交易时段 t 内纳入统计的调节次数。

3. 市场成员

3.1 【市场成员】市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构等。

3.2 【经营主体】经营主体指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括火电（含燃煤、燃气、火储）、水电（含抽水蓄能）、独立储能、虚拟电厂等。

3.3 市场运营机构指负责电力辅助服务市场建设运营的机构和组织，包括电力调度机构和电力交易机构。

3.4 经营主体权利义务

（一）按要求提供基础技术参数以确定调频服务的能力，并提供第三方有资质单位出具的调频能力实测报告。

（二）维护所辖设备，保障设备安全运行。

（三）按规则参与调频市场，服从统一调度，按调度指令提供符合标准的调频服务。

（四）获得调频服务收益，承担违约考核费用。

（五）按规定报送和披露信息，获取调频市场信息；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

3.5 电网企业权利义务：

（一）保障电网及输配电设施的安全运行。

（二）提供输配电和电网接入、电费结算等服务。

（三）建设、运行、维护和管理与辅助服务市场相关的技术支持系统。

（四）按规定报送和披露信息，获取调频市场信息。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

3.6 电力调度机构的权利和义务：

- （一）组织、运营湖南电力调频辅助服务市场。
- （二）建设、运行、维护和管理调频市场交易系统。
- （三）负责安全校核，执行调频市场交易结果，向电力交易机构提供交易执行结果等结算信息。
- （四）按规定报送和披露市场信息。
- （五）开展辅助服务市场运营监控，提出细则修改建议。
- （六）依法依规实施电力调度，在特定及紧急情况下实施市场干预或市场中止等措施，保障电力系统安全稳定运行。
- （七）法律法规规定的其他权利和义务。

3.7 电力交易机构的权利和义务：

- （一）负责经营主体市场注册、信息变更和退出等相关服务，向电力调度机构提供交易市场主体注册、变更等信息。
- （二）负责辅助服务市场的申报和信息披露工作。
- （三）提供辅助服务市场结算依据，配合电力调度机构开展相关工作。
- （四）法律法规规定的其他权利和义务。

3.8 **【准入原则】** 各类具备提供调频服务能力经营主体平等参与调频市场，获得容量电费的经营主体原则上应当参与调频市场提供服务。

3.9 **【准入条件】** 经营主体提供调频服务需满足如下条件：

(一) 完成市场注册程序，且已进入商业运营。

(二) 220 千伏及以上电压等级并网的水电、火电，调频容量不小于 20 兆瓦。

(三) 电网侧独立储能调频容量不小于 10 兆瓦，持续时间不低于 1 小时。

(四) 按照国家和行业标准具备 AGC 功能，且综合调频性能指标不低于准入门槛值 κ_d 。电力调度机构根据系统调频资源供需及电网实际运行情况定期调整准入门槛值，并提前公布。

鼓励其他具备调频能力的主体以虚拟电厂形式参与调频市场。

3.10 【性能测试】首次参与调频市场，或综合调频性能指标低于准入门槛，或 AGC 调节性能、控制参数发生显著变化的调频单元，应向电力调度机构申请开展综合调频性能指标实测，电力调度机构将申请纳入检修管理予以统筹安排。测试期间，调频单元应投入调频模式 8 小时以上，测试完成后，电力调度机构向经营主体发布实测结果，作为其参与调频市场的初始参数。

3.11 【退市原则】因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供电力辅助服务的经营主体，应结清相关费用，通过转让或终止等方式处理未履约完的合同，由电力交易机构办理注销手续后方可退出电力辅助服务市场。

4. 市场组织

4.1 【系统调频容量需求】系统调频容量需求是指为满足电

力系统频率调整及联络线控制要求，需要所有调频单元预留的调频容量之和。电力调度机构应综合考虑负荷预测、新能源功率预测及系统实际运行情况等因素确定系统调频容量需求，市场初期，暂定为负荷预测值最大值的 2%~7%。

4.2 【组织方式】调频市场采用集中竞价、边际出清、日前预出清、日内逐小时滚动出清调用的方式开展交易。

4.3 【组织流程】交易组织流程如下：

（一）竞价日 9:00 前，电力调度机构心发布开市前信息，可包括次日及连续多日调频市场信息。

（二）竞价日 9:00-09:50，经营主体完成市场申报。

（三）竞价日 20:00 前，电力调度机构完成安全校核，以调频服务成本最小化为优化目标组织市场出清，发布预出清结果。如省内现货市场出清延后，则调频市场出清及发布时间顺延。

4.4 【市场申报】调频市场为全年连续运行的市场，经营主体需按照规定进行申报。

（一）调频单元申报数据包括但不限于：次日或连续多日 24 个时段调频里程价格、调频容量、可调节范围上、下限及申报时段等信息，容量、可调节范围等按整数申报，单位为兆瓦，价格保留两位小数点，单位为元/兆瓦。

（二）申报时段应为小时的整数倍，最短不少于 1 小时。

（三）为防范市场风险，调频里程申报价格实行限价制，限

价标准见附录：调频市场参数表。

（四）以申报截止时间最后一次有效申报作为最终申报。

4.5 【排序价格】为横向比较调频单元之间的性能差异，交易前将调频单元最近 5 个中标日的综合调频性能指标平均值进行归一化处理。

设第 i 台调频单元的综合调频性能指标为 K_i ，全部调频单元中综合调频性能指标的最大值为 K_{max} ，归一化之后的综合调频性能指标用 P_i 表示，归一化公式：

$$P_i = K_i / K_{max}$$

归一化之后，最大值为 1。

以归一化后的调频单元综合调频性能指标 P 将各调频单元的调频里程报价进行调整，作为调频里程排序价格。调频里程排序价格计算公式为：

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

4.6 【安全校核】电力调度机构应根据系统实际运行情况，按照调管范围对调频单元申报容量进行安全校核，校核内容包括：

- （一）电网安全稳定运行约束。
- （二）电力供应保障约束。
- （三）水情、水库调度及水电机组振动区约束。
- （四）清洁能源消纳约束，不造成直接弃电。
- （五）调频单元的 AGC 状态约束。

(六) 储能电站荷电状态约束。

(七) 其他为保障电网安全的必要措施。

4.7 【日前预出清】日前预出清过程如下：

(一) 出清时，应开展安全校核，通过安全校核的调频单元参与出清容量为其申报容量，未通过安全校核，则该调频单元参与出清容量为满足安全校核的最大容量。

(二) 出清时，按照调频里程排序价格，从低到高依次出清，直至满足调频容量需求。当调频单元排序价格相同时，优先出清P值高的调频单元；当调频单元P值相同时，优先出清调频容量大的调频单元。

(三) 通过安全校核的调频容量不能满足需求时，为保障电网安全稳定运行，电力调度机构可调用相关调频单元（含未申报调频单元）的调频容量组织强制出清。强制出清时，储能调频容量为其申报容量，水电调频容量为其向上或向下可调节空间的小值（水电强制出清容量不超 $Q_{\text{水强制出清范围}}^U$ ），火电调频容量为其额定容量的5%，上述调频容量通过安全校核后，按照调频里程排序价格组织出清。强制出清时，如调频单元未报价，则采用调频里程价格申报下限作为其默认报价。

(四) 日前发电计划按照预出清结果预留中标调频单元的调节空间，作为AGC向上及向下调节带宽。

4.8 【日内出清调用】日内出清调用过程如下：

(一) 日内运行中, 电力调度机构根据电网实际运行情况, 调整调频容量需求及出清约束条件, 以 1 小时为周期开展日内正式出清, 并滚动计算未来 2 小时的出清结果。

(二) 日内出清时, 沿用日前申报信息及出清逻辑, 所有中标调频单元的最高申报价格为日内统一出清价格。

(三) 正常情况下, 日内出清结果应提前 30 分钟发布。调频单元应及时查看市场出清结果, 做好参与频率调整的准备工作, 中标的水电调频单元如有开机需求, 应提前 10 分钟向调度员申请开机。

(四) 日内出清后, 调频市场交易系统将出清结果发至 AGC, 修改中标机组 AGC 调节范围限值及控制模式。

(五) 日内运行时, 因电力供应紧张、调频容量不足、联络线控制等需要, 电力调度机构可临时调用未出清调频容量参与调频, 并按当时段出清价格给予补偿。

4.9 【出清容量限制】为合理分配调频容量, 避免单一调频单元出清容量过大或过小, 影响电网潮流分布及频率调整, 设置调频容量出清上限及下限, 限值见附录: 调频市场参数表。任何一个调频单元的出清容量不超调频容量总需求值的 $Q_{\text{调频容量}}^U$, 储能合计中标容量不超调频容量总需求值的 $Q_{\text{储能}}^U$ 。

4.10 【日内干预】日内运行中, 如调频市场出清结果不满足安全校核相关约束或为了预防紧急情况的发生, 当班调度员应根

据电网实时运行情况采取调整边界机组出力、调频出清结果、调用未中标调频单元等措施，保障电力系统安全稳定运行。调整后应及时通知相关调频单元，并做好记录。

4.11 【履约要求】经营主体应通过优化完善厂站端调节策略、加强运行监视等措施保障调频市场交易结果正常执行，因自身原因无法履行中标结果，需提前向当班调度员申请调减中标容量或退出调频服务。如遇紧急情况，经营主体可先按现场规程或反事故措施处置，事后及时向当班调度员汇报。

4.12 【储能荷电状态】储能电站应加强自身荷电状态管理，日内出清后，如不满足提供调频服务所需的电量，应及时向当班调度员申请退出调频服务及恢复荷电状态，当班调度员可视电网运行情况修改其日内计划曲线。

4.13 【与现货衔接】市场初期，调频市场与现货电能量市场采用顺序出清方式衔接。现货电能量市场安全约束机组组合（SCUC）计算确定的开机组合作为调频市场日前预出清的边界；调频市场出清结果作为现货电能量市场安全约束经济调度（SCED）计算边界。

5. 计量及费用

5.1 【计量依据】调频辅助服务计量依据包括：调度指令，能量管理系统（EMS）、自动发电控制系统（AGC）、调频市场交易系统等调度自动化系统采集的实时数据，电能量采集计费系

统的电量数据等。计量数据缺失的，可根据省内现货市场拟合规则进行补充。

5.2 【结算原则】服务费、分摊费、考核费遵循收支平衡、日清月结、专款专用原则，在结算单中单独列示，与月度电费同步结算。

5.3 【服务费】调频单元在调频市场上提供调频服务可获得相应的服务费，调频市场采用基于调频里程的单一价格机制。

5.4 调频单元的调频里程服务费按小时计费，计算公式如下：

$$R_{\text{调频里程服务费}}^{i,t} = M \times \sum_{t=1}^N D^{i,t} \times B_{\text{出清价格}}^t \times K^{i,t}$$

其中， $D^{i,t}$ 为调频单元 i 在交易时段 t 内的调频里程； $B_{\text{出清价格}}^t$ 为交易时段 t 内调频里程日内统一出清价格； $K^{i,t}$ 为调频单元 i 在交易时段 t 内的综合调频性能指标均值，最大值不超过2。

为合理控制调频市场服务费规模，设置服务费调节系数 M ，计算公式如下。

服务费调节系数 M =已纳入调频市场分摊的日电量/调度总发电日电量

5.5 【分摊原则】电力现货市场未连续运行期间，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。电力现货市场连续运行期间，符合规定的调频电力辅助服务费用，原则上由用户用电量和未参与电能市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部

门确定，相关费用传导机制另行制定。

5.6 【分摊范围】在相关费用传导机制完善前，调频市场服务费暂由发电侧并网主体共同分担，分担范围如下。

（一）已注册入市的发电侧并网主体，包括火电（燃煤、燃气、燃油及垃圾生物质电站等）、水力发电厂（不含抽水蓄能）等。

（二）新建发电机组调试运行期间费用分摊按照有关规定执行。

5.7 【分摊费】分摊费先由电力现货市场实时发电执行偏差考核费冲抵，不足部分按照发电侧并网主体每小时加权上网电量的比例进行分摊，计算公式如下。

发电侧并网主体交易时段需要支出的费用计算公式为：

$$S^{i,t} = \frac{Q_{\text{加权电量}}^{i,t}}{Q_{\text{总加权电量}}^t} \times R_{\text{服务费}}^t$$

其中 $S^{i,t}$ 为发电侧并网主体 i 在交易时段 t 内需支出的费用；

$Q_{\text{加权电量}}^{i,t}$ 为发电侧并网主体 i 在交易时段 t 内的加权上网电量；

$Q_{\text{总加权电量}}^t$ 为所有发电侧并网主体在交易时段 t 内的总加权上网电量； $R_{\text{服务费}}^t$ 为交易时段 t 内调频里程服务费总额。

发电侧并网主体 i 的加权上网电量计算公式为：

$$Q_{\text{加权电量}}^{i,t} = Q_{\text{上网电量}}^{i,t} \times N_i$$

其中 $Q_{\text{上网电量}}^{i,t}$ 为发电侧并网主体 i 交易时段 t 内的上网电量；

N_i 为该发电侧并网主体的分摊系数，分摊系数取值见附录：调频市场参数表。

5.8 【差错费用纠正】因计量、交易系统等原因造成调频市场结算费用发生差错时，电力调度机构需重新对结算费用进行复算，并及时向经营主体通报。原则上应在最近一次结算周期内完成调整，跨年的结算结果不再作调整和修改。

5.9 【与电能量市场衔接】经营主体在提供调频辅助服务过程中产生的电能量费用按照湖南省电力市场结算实施细则执行。

6. 考核与免考核

6.1 【不计算调频服务费】经营主体出现以下情况之一的，取消其服务费用补偿。

（一）交易时段擅自退出 AGC 装置，造成该时段调频容量不足而调用其他未中标调频单元时，相关费用由擅自退出 AGC 装置的责任方承担，不纳入调频市场费用分摊。

（二）交易时段综合调频性能指标未达到准入门槛值的。

6.2 【考核】交易中，按如下方式对经营主体进行考核，收取违约考核金：

（一）调频单元的综合调频性能指标小于准入门槛或不跟踪 AGC 指令甚至反调节的，按交易时段应得服务费的 20%予以考核。

（二）调节速率未达到标准调节速率的，按交易时段应得服

务费的 10%进行考核。

（三）响应时间大于考核响应时间的，按交易时段应得服务费的 10%进行考核。

（四）调节精度大于允许误差的，按交易时段应得服务费的 10%进行考核。

单次考核费用上限不超过应得服务费的 20%。考核费不累积，月度结算时按照所有经营主体提供调频服务费的比例予以返还。

6.3 【免考核】以下情形，免予考核：

（一）因电力调度机构自动化系统（含智能电网调度控制系统、调频市场交易系统、AGC 等）故障、数据失真造成考核的。

（二）因电网安全稳定约束、电力供应保障造成考核的。

（三）因清洁能源消纳及水利调度等原因造成考核的。

（四）因一次调频动作造成考核的。

（五）机组调节范围处在死区或超出调节范围时，由于 AGC 调节误差达不到造成考核的。

（六）水电机组因水头受限或在振动区运行造成考核的。

（七）因不可抗力或非经营主体自身原因造成考核的。

上述免予考核的情况，由经营主体提出并经当值调度员确认后免除考核。如有异议，经营主体须于每月 5 日前向电力调度机构提出书面申请，由电力调度机构根据有关规定和实际情况予以

处理。

7. 信息发布

7.1 **【信息披露原则】**调频市场信息披露执行电力市场信息披露基本规则的相关要求，遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

7.2 市场信息包括公众信息、公开信息、特定信息三大类：

（一）公众信息是指向社会公众公布的信息。包括调频市场适用的法律法规、政策规定、交易规则、业务流程、管理办法，市场运行基本情况，电网运行基本情况以及其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

（二）公开信息是指所有经营主体均应获得的信息。包括交易公告、交易流程、调频容量需求、交易限价、出清均价、市场整体交易结果等及其他政策法规要求向经营主体公开的信息。

（三）特定信息是指只有特定的经营主体及市场运营机构可获得的信息。包括发电机组的机组特性参数、各经营主体的申报信息、出清信息和结算信息等。

7.3 调频市场交易相关信息包括日信息、月度信息、年度信息：

（一）日信息分为事前信息和事后信息。事前信息在交易申报前由电力调度机构发布：可提供调频服务的经营主体名单、调频容量需求、里程报价范围、调频容量申报范围、申报开始时间、截止时间等。事后信息在交易次日 16:00 前发布，包括昨日市场

整体交易概况、申报情况、预出清情况、综合性能指标情况、调频里程情况、服务费、考核费、分摊费等，其中交易次日发布的分摊费为预发布信息，结算分摊费用以月度信息为准。经营主体如对日信息有异议，应在信息发布后 2 日内向电力调度机构提出复核要求。

（二）月度信息在完成月度结算后，发布上一月市场运行情况。

（三）年度信息在完成年度清算后，发布上一年度交易相关信息。

7.4 市场运营机构应遵守国家信息保密管理的有关规定，按照公平、公正的原则，无歧视地披露公众信息和公开信息。任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。

7.5 经营主体对月度及以上披露信息有异议的，应在 5 个工作日内提出复核。电力交易机构在接到问询的 5 个工作日内，应会同电力调度机构进行核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可向国家能源局派出机构提出申诉。

7.6 信息披露的主要载体为交易平台，亦可采用网站、会议、调频市场交易系统等多种形式，为市场成员获取信息提供便利。

8. 风险防控

8.1 市场运营机构负责履行市场监测和风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

8.2 调频服务市场风险类型主要包括：

（一）调频服务供需风险，指调频服务供应紧张，较难满足调频服务需求的风险。

（二）调频服务市场力风险，指具有市场力的经营主体操纵调频服务市场价格的风险。

（三）调频服务市场价格异常风险，指部分时段调频服务市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

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

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

8.3 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局。

8.4 市场运营机构负责编制风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经湖南能源监管办、省发展改革委和湖南省能源局审定后执行。

8.5 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案执行，电力调度机构应按照安全第一的原则对市场进行应急处置，详细记录应急处置期间的有关情况，并报告湖南能源监管办、省发展

改革委和省能源局。

9. 监督管理

9.1 电力辅助服务市场的监管对象包括参与辅助服务市场的各类经营主体、电网企业和市场运营机构等。

9.2 各地电网企业应定期向湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局等报送辅助服务交易的价格、费用、各类经营主体收益和分摊情况。

9.3 市场运营机构应做好辅助服务市场建设运行、出清价格、费用传导与分摊等情况的监测分析。

9.4 经营主体对辅助服务交易存在争议时，可向市场运营机构提出申诉意见，市场运营机构在规定期限内完成核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可通过市场管理委员会调解，也可提交湖南能源监管办依法协调；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

10. 附则

10.1 本实施细则由湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局负责解释。

10.2 本实施细则自发布之日起执行，结合市场实际运营情况，不定期修订。

附录：

调频市场参数表

市场参数名称	对应符号	初始取值
调节速率权重系数	λ_1	0.4
响应时间权重系数	λ_2	0.3
调节精度权重系数	λ_3	0.3
综合调频性能指标入门槛	κ_d	0.15
标准响应时间	T_0	60 秒
调频单元调节允许误差	E_0	2%额定容量
调频单元调节速率指标上限	K_1^U	3
调频里程价格申报上限	c^U	15 元/兆瓦
调频里程价格申报下限	c^L	4 元/兆瓦
调频单元出清容量下限	Q^L	10 兆瓦
独立储能出清容量上限	$Q_{\text{储能}}^U$	额定容量
水电出清容量上限	$Q_{\text{水}}^U$	50%额定容量
水电强制出清容量上限范围	$Q_{\text{水强制出清范围}}^U$	50~200 兆瓦
火电出清容量上限	$Q_{\text{火}}^U$	7.5%额定容量

市场参数名称	对应符号	初始取值
调频容量占总需求比例上限	$Q_{\text{调频容量}}^U$	20%
储能中标容量占总需求比例上限	$Q_{\text{储能}}^U$	40%
未申报调频服务的经营主体分摊系数	$N_{\text{未申报经营主体}}$	1.5
其他电源分摊系数	$N_{\text{其他电源}}$	1

备注：1.调频市场参数表根据市场运营情况定期更新，以调频市场交易系统公布版本为准。

2.未申报调频服务的经营主体指已纳入调频服务提供主体的火电和水电，其分摊系数按日计算，如当日参与调频市场申报则分摊系数为 1，如未参与申报则分摊系数为 1.5，经营主体如未达到准入门槛，视为未申报。

湖南省电力市场计量实施细则

2026 年 6 月

目 录

1. 总述	251
2. 适用范围	251
3. 引用文件	251
4. 职责分工	252
4.1 电网企业	252
4.2 发电企业	253
4.3 拥有配电网运营权的售电公司	253
5. 计量点设置	254
5.1 发电企业计量点设置	254
5.2 独立储能计量点设置	255
6. 电能计量及采集装置配置	255
6.1 电能计量装置配置	255
6.2 采集装置配置要求	257
7. 电能计量装置运行管理	257
7.1 投运前管理	257
7.2 现场检验管理	258
7.3 运行维护管理	258
7.4 计量装置申校管理	258
8. 计量数据采集管理	259

8.1 用电信息采集系统管理要求	259
8.2 计量数据异常处理	259
9. 数据拟合规则	260
9.1 以报量报价方式参与市场交易的经营主体	260
9.2 报量不报价方式参与市场交易的经营主体	261
9.3 不报量不报价方式参与市场交易的经营主体	263
10. 附则	272
附件：名词解释	273

1. 总述

为规范湖南电网用于市场交易、市场结算和考核的电能计量装置运行管理工作，明确管理职责和范围，确保电能计量值的准确统一和装置的安全可靠运行，促进我省电力市场有序开展，保障经营主体合法权益，特制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于湖南省电力经营主体间电能计量装置的安装、运行、维护、管理等。

3. 引用文件

《中华人民共和国电力法》（中华人民共和国主席令 2018 年第 23 号）

《中华人民共和国计量法》（中华人民共和国主席令 2017 年第 86 号）

《中华人民共和国电力供应与使用条例》（中华人民共和国国务院令 2016 年第 666 号）

《中华人民共和国计量法实施细则》（中华人民共和国国务院令 2022 年第 752 号）

《供电营业规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2024 年第 14 号令）

《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）

《中华人民共和国民法典》（中华人民共和国国务院令 2020 年第 45 号）

《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号）

4. 职责分工

电网企业（含地方电网，下同）、发电企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖电能计量及采集装置的日常运维。电网企业、拥有配电网运营权的售电公司应按照电力市场结算要求定期将发电企业（机组）、省级电网之间、电力用户的电量数据传送给市场运营机构，作为结算依据。

4.1 电网企业

（1）贯彻执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理的有关规定；负责制订所辖电网电能计量管理的各项规章制度、技术规范并督促实施。

（2）组织对所辖电网内电力建设工程、发电厂并网、分布式电源及增量配电网接入有关电能计量方式的确定、设计方案审查、并网验收等工作。

（3）组织开展电能计量器具的检定、修理和其他计量测试工作；负责电能计量装置现场检验及抽检工作。

（4）负责用电信息采集系统的建设、运行与管理。

（5）组织对所辖电网电能计量装置运行质量的监督、对电

量计量故障、差错和窃电案件的调查与处理。

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

4.2 发电企业

(1) 发电企业应负责本企业电能计量装置的适应性改造和管理工作。

(2) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

(3) 配合电网企业做好与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的验收、现场检验、接入用电信息采集系统等工作，并做好计量装置的日常运行维护和故障处理。

4.3 拥有配电网运营权的售电公司

(1) 拥有配电网运营权的售电公司应负责本企业所辖用户电能计量装置的适应性改造和管理工作。

(2) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

(3) 配合电网企业做好与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的验收、现场检验、接入用电信息采集系统等工作，并做好计量装置的日常运行维护和故障处理。

(4) 已经接入电网企业用电信息采集系统的按照原方式采

集，未接入的应建立本公司的用电信息采集系统，并支持将电量数据传输至电力交易平台，相关要求参照 8.1 执行。

5. 计量点设置

电网企业根据经营主体的申请，在产权分界点处设置电能计量点，作为市场交易结算计量点。计量点设置需满足电力市场结算最小结算单元相关要求。产权分界点无法安装计量装置的，电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后，依法确定相应的变（线）损，参与结算的关口计量点应在购售电合同、供用电合同等合同中予以明确。除上述基本原则外，部分经营主体计量点设置的特殊要求如下：

5.1 发电企业计量点设置

为实现机组电量计量，对于参与市场交易的发电企业应增设考核计量点，并满足以下要求：

（1）燃煤、燃气机组在主变高压侧增加设置考核计量点作为分机组电量计量点，机组单机上网电量按分机组电量计量点所计电量占贸易结算电量的比例计算。

（2）风电、光伏发电按照项目分期增加设置考核计量点作为分期电量计量点，单期上网电量按计量表计直接计量电量或按分期电量计量点所计电量占贸易结算电量的比例计算。

（3）原则上应在分期电量计量点安装计量装置，如改造过渡期分期电量计量点未安装计量装置的，单期上网电量按照额定

装机容量比例进行分摊。

5.2 独立储能计量点设置

独立储能电站全部站用负荷（站用电由照明、空调、风机、水泵、二次及通信设备、操作辅助电源等六部分负荷组成）应由站用变供电，并应在站用变设置计量点，具备单独计量条件。

6. 电能计量及采集装置配置

6.1 电能计量装置配置

结算计量点应按照管理规程要求配置一套相应准确度等级的电能计量装置，电能计量装置参照《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）进行配置。冻结内容及标识应符合《多功能电能表通信协议》（DL/T645-2007）及其备案文件或《面向对象的用电信息数据交换协议》（DL/T698.45-2017）及其扩展协议要求。按计量对象重要程度和管理需要分为五类，分类细则如下表。

表 1 电能计量装置分类细则

类型	分类要求
I 类	220 千伏及以上贸易结算用电能计量装置 500 千伏及以上考核用电能计量装置 计量单机容量 300 兆瓦及以上发电机发电量的电能计量装置
II 类	110（66）千伏~220 千伏贸易结算用电能计量装置 220 千伏~500 千伏考核用电能计量装置

类型	分类要求
	计量单机容量 100 兆瓦~300 兆瓦及以上发电机发电量的电能计量装置
Ⅲ类	10 千伏~110（66）千伏贸易结算用电能计量装置 10 千伏~220 千伏考核用电能计量装置 计量 100 兆瓦以下发电机发电量、发电企业厂（站）用电量的电能计量装置
Ⅳ类	380V~10 千伏电能计量装置
Ⅴ类	220V 单相电能计量装置

各类电能计量装置应配置的电能表、互感器准确度等级 不低于下表标准。

表 2 准确度等级

电能计量装置类别	准确度等级			
	电能表		电力互感器	
	有功	无功	电压互感器	电流互感器
I	0.2S	2	0.2	0.2S
II	0.5S	2	0.2	0.2S
III	0.5S	2	0.5	0.5S
IV	1	2	0.5	0.5S
V	2	-	-	0.5S

其中，Ⅰ类电能计量装置、计量单机容量100兆瓦及以上发电机组上网贸易结算电量的电能计量装置和电网企业之间购销电量的110千伏及以上电能计量装置，应配置型号、准确度等级相同的主副两只有功电能表。主副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算数据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算数据。110千伏及以上发电企业、独立储能电站的所有计量及采集装置应具备电能示值4位小数冻结及采集功能。

6.2 采集装置配置要求

发电企业应安装厂站电能量采集终端；供/用电电压在10千伏及以上的分布式电源及用户，应安装专变采集终端；供/用电电压在10千伏以下的分布式电源及用户，应安装集中器或智能融合终端。

7. 电能计量装置运行管理

7.1 投运前管理

与交易结算有关的电能计量装置的设计方案应经电网企业评审通过。参与电力市场的发电企业、拥有配电网运营权的配售电企业向电网企业申请到关口计量点后，应及时提供电能计量装置设计方案，经由电网企业组织有关电能计量专业人员审查通过后再行建设。计量装置现场安装接线工艺应严格执行《电能计量装置安装接线规则》（DL/T825-2021）要求，电能计量装置投运

前由电网企业负责组织进行全面验收，合格后再申请送电。

7.2 现场检验管理

新建、改（扩）建关口计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。经营主体内部用于电量考核、电量平衡、经济技术指标分析的电能计量装置，宜应用运行监测技术开展运行状态检测。

7.3 运行维护管理

（1）安装在发电企业、拥有配电网运营权的售电公司生产运行场所的电能计量装置，运行人员应负责监护，保证其封印完好；安装在用户侧的电能计量装置，由用户负责保护其封印完好，保障计量装置不受损坏或丢失。

（2）当电能计量装置发生故障时，应及时通知电能计量技术机构进行处理。贸易结算用电能计量装置故障，应由电网企业电能计量技术机构依据《中华人民共和国电力法》及其配套法规的有关规定进行处理。

（3）计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监管部门相关要求订制及管理。计量装置变更、现场工作结束后应对关口计量装置实施封印，记录封印编号，由各方代表在记录中签名确认。相关各方均应做好关口计量装置封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启封印。

7.4 计量装置申校管理

经营主体对电网企业装设的计量装置的准确性存在异议时，有权向电网企业提出校验申请，电网企业应在 5 个工作日内出具检验结果。如经营主体对申校结果有异议，可向经营主体上级计量检定机构申请二次检定或向政府计量行政主管部门申请仲裁检定。

8. 计量数据采集管理

8.1 用电信息采集系统管理要求

电网企业应建立用电信息采集系统实现现场计量数据的采集、存储，进入电力市场交易的经营主体应配合实现计量装置的接入与数据采集。用电信息采集系统应满足以下要求。

（1）用电信息采集系统范围应涵盖所有涉及市场结算的电能计量装置，采集数据应满足现货市场交易结算数据需求。

（2）用电信息采集系统的数据来源应保证唯一性，所有数据均来源于现场运行的计量装置的原始计量数据。

（3）市场结算用的计量数据，原则上应由用电信息采集系统自动采集，用电信息采集系统应具有完善的数据校验功能。

（4）用电信息采集系统应具有稳定可靠的数据传输通道，包括电能计量装置与用电信息采集系统之间、用电信息采集系统与外部系统传输接口之间。

（5）用电信息采集系统应有应急或灾备系统，保障系统运行出现故障后，能够迅速恢复并正常运行。

8.2 计量数据异常处理

当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由用电信息采集系统进行电量数据拟合。当自动采集数据不完整时，由用电信息采集系统根据拟合规则补全电量数据。当计量装置异常或者出现故障而影响电能计量时，应在规定时间内完成现场处理，计量装置管理机构依据相关规则出具示值更正报告，由交易机构组织相关经营主体确认后进行电量追退补。

9. 数据拟合规则

9.1 以报量报价方式参与市场交易的经营主体

(1) 当关口点主表采集数据缺失时，则所缺电能示值采用该关口点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电能示值走字进行计算后，补全至主表所缺数据点。如无副表，直接跳至(3)。

(2) 当关口点主、副表均采集失败时，连续时间点内缺点数小于等于30分钟，则取表计缺点区间内前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

(3) 当关口点主、副表均采集失败时，连续时间点内缺点数大于30分钟，如为发电机组或上网关口，则根据缺点区间内机组或场站每15分钟实时市场出清电量进行近似拟合，拟合示值形成的电量曲线与D日的实时市场出清电量曲线比例保持一致；如为新能源集电线路关口或分期计量关口，则根据缺点区间内场站每15分钟实时市场出清电量进行近似拟合，拟合示值形

成的电量曲线与 D 日的实时市场出清电量曲线比例保持一致。

(4) 针对电表更换的表计按以下规则拟合：

1) 对于电表更换流程当日归档的电表，以现场拆表时间为准，旧表拆除后的电能示值以拆码为准按照 0 电量拟合电能示值，拆表前没有采集回来的曲线数据，则按拟合规则 (1) - (3) 进行补充；新表以现场拆表时间为准，拆表前电能示值拟合为 0，拆表后没有采集回来的曲线数据，则按拟合规则 (1) - (3) 进行补充。

2) 对于电表更换流程跨日归档的电表，归档日前的日曲线数据，将新表的每 15 分钟电能示值走字叠加至旧表进行拟合，如出现缺点，则按拟合规则 (1) - (3) 进行补充；归档日当天，旧表按照 0 电量拟合电能示值，新表以采集回来的曲线数据为准，如出现缺点，则按拟合规则 (1) - (3) 进行补充。

9.2 以报量不报价方式参与市场交易的经营主体

9.2.1 独立储能电站

(1) 当关口点主表采集数据缺失时，则所缺电能示值采用该关口点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电能示值走字进行计算后，补充至主表所缺数据点。如无副表，直接跳至 (3)。

(2) 当关口点主、副表均采集失败时，连续时间点内缺点数小于等于 30 分钟，则取表计缺点区间内前后时间点的电能示

值算术平均值进行拟合。

(3) 当关口点主、副表均采集失败时，连续时间点内缺点数大于 30 分钟，如为充放电结算关口，则根据缺点区间内场站每 15 分钟日前市场出清电量进行近似拟合，拟合示值形成的电量曲线与 D 日的日前市场出清电量曲线比例保持一致；如为站用变或备供电源关口，则根据缺点区间内 D-1 日的电能示值曲线进行近似拟合，拟合示值形成的电量曲线与 D-1 日的电量曲线比例保持一致。

(4) 针对电表更换的表计按以下规则拟合：

1) 对于电表更换流程当日归档的电表，以现场拆表时间为准，旧表拆除后的电能示值以拆码为准按照 0 电量拟合电能示值，拆表前没有采集回来的曲线数据，则按拟合规则 (1) - (3) 进行补充；新表以现场拆表时间为准，拆表前电能示值拟合为 0，拆表后没有采集回来的曲线数据，则按拟合规则 (1) - (3) 进行补充。

2) 对于电表更换流程跨日归档的电表，归档日前的日曲线数据，将新表的每 15 分钟电能示值走字叠加至旧表进行拟合，如出现缺点，则按拟合规则 (1) - (3) 进行补充；归档日当天，旧表按照 0 电量拟合电能示值，新表以采集回来的曲线数据为准，如出现缺点，则按拟合规则 (1) - (3) 进行补充。

9.2.2 虚拟电厂

当虚拟电厂发电单元和用电单元采集数据缺失时，发电单元拟合规则参照 9.3.2 执行，用电单元拟合规则参照 9.3.1 执行。

9.3 以不报量不报价方式参与市场交易的经营主体

9.3.1 用户侧（含售电公司）

（1）当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，取该表计缺点区间内前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

（2）当连续时间点内缺点数大于 2 小时，取该表计同期的电能示值进行近似拟合，拟合示值形成的电量曲线与同期日的电量平均值曲线比例保持一致。按日期属性分为三种：一是工作日，二是双休日，三是国家法定节假日（元旦、清明、五一、端午、中秋、国庆、春节）。具体拟合规则如下：如果缺点时间段区间在工作日内，根据前推 4 个同期日数据的平均值拟合处理。如果缺点时间段区间在双休日内，根据前推 4 个双休日数据的平均值拟合处理。如果缺点时间段区间在法定节假日内，根据去年同类型节假日区间数据拟合处理。如果没有历史类比数据的区分大小长假，可以参考上一个大小长假数据拟合处理。无 4 个同期日和节假日新报装用户，采用近 1 月内电能示值的平均值拟合。

拟合时取值范围优先使用采集回来的曲线数据进行拟合，若采集回来的数据缺点，则用之前已拟合的数据进行拟合。

（3）因设备原因导致示值曲线冻结异常，异常点曲线值视为缺点，按拟合规则（1）（2）进行拟合补全。

(4) 对于运行表计，电能示值曲线数据缺失，但有日冻结数据，且前后两日日冻结数据一致，则按日冻结数据拟合零电量；电能示值曲线缺点区间前后两个点数据一致的，缺点区间都按照该数据拟合零电量。

(5) 对于因用户原因报停的电能表，应按全暂停流程中录入的现场特抄表码或停用前最后一次正常采集的表码拟合零电量；用户暂停或停用恢复后采集到的第一点电量“划零”处理，“划零”部分计入月度调平电量。

(6) 针对拆除计量点流程表计、销户流程表计和电表更换流程跨日归档的表计按以下规则拟合：

1. 拆除计量点的表计与销户表计，表计最后一次正常采集的值与营销档案（计度器凭证）表格中的拆表止码值之间的电量，在最后采集时刻与拆表止码录入时刻之间的每个整点按平均拟合，拆码录入时刻后，按拆表止码值进行 0 电量拟合推送；如旧表在换表时间之前存在缺点，则按拟合规则（1）（2）进行补全。

2. 换表流程跨日归档电表分为新表、旧表，其中新表归档当日有采集回来的曲线数据，则归档前未采集部分使用 0 示值进行拟合，新表正常采集曲线数据时间点后存在缺点的，则按拟合规则（1）（2）进行补全；若没有采集回来的曲线数据，则新表不做处理，不进行推送；旧表的拟合规则与拆除计量点与销户表计的拟合规则一致。对于新装、增容、更换等涉及表计装拆流程跨

日而导致归档前用电量未完整推送的，计入月度调平电量。

9.3.2 10 千伏及以下光伏用户发电计量点、上网计量点

光伏发电时段可根据各单位实际情况设置，默认设置 6:00 至 18:00，其余时段为不发电时段。

(1) 拟合规则 I

拟合规则 I 适用于消纳方式为自发自用余电上网的并网点表计（简称：发电表）和消纳方式为全额上网的上网计量点表计（简称：上网表）的采集数据拟合。

首先拟合不发电时段。若电能示值曲线采集失败点为 0:00（24:00）时，优先取用日冻结电能示值替代。

若 0:00 到 6:00、18:00 到 24:00 无首尾点且无日冻结示值，则分别取用最早采集的示值补全前半段，取最新采集的示值补全后半段，若仅采集到一个示值则分别补全整区间。若[0:00,6:00]无采集到示值，则取用前一日在未发电时段的最后一点采集示值进行拟合；若[18:00,24:00]无采集到示值，则取用当日发电时段的最后一点采集示值进行拟合，若发电时段数据均采集失败，则待完成发电时段拟合后再拟合本段曲线。参照案例如下：

1:45 时采集到的电能示值为 1，为[0:00,6:00]区间段的最早采集的示值，则 0:00、0:15、0:30、0:45、1:00、1:15、1:30 均拟合电能示值为 1。

最早采集示值与最新采集示值间的缺点采用“差值平均法”填

补。参照案例如下：

1:45 时采集到的电能示值为 1，为[0:00,6:00]区间段的最早采集的示值；2:15 时采集到的电能示值为 1.1，为[0:00,6:00]区间段的最新采集的示值，则 2:00 时拟合电能示值为 1.05。

其次拟合发电时段。若缺失点位于光伏默认发电时段内，根据光伏发电特性，采用“同区域发电效率参考”的方式进行拟合。

A.若在发电区间段连续采集失败点数小于等于 2，则采用“差值平均法”，取该缺失时段前后电能示值曲线平均值拟合。

公式：

$$R_N = R + \frac{(R_{Y+1} - R)}{Y + 1} * N$$

其中：

Y 为总缺失点数

R_N 为第 N 点缺失点示值；

R 为缺失时段前一点示值；

R_{Y+1} 为缺失时段后一点示值；

B.若在发电区间段首尾点数据采集成功，但连续采集失败点数大于 2，采用“发电表参考拟合法”拟合，即取用同台区或同区域下发电时段数据采集完整的光伏发电表的发电趋势作为拟合参照。计算公式如下：

公式：

$$R_N = R + \frac{(R_{Y+1} - R) * (R1_N - R1)}{(R1_{Y+1} - R1)}$$

其中：

Y 为总缺失点数

R_N 为待拟合表计第 N 点缺失点示值；

R 为待拟合表计缺失时段前一点示值；

$R1_N$ 为参照表计第 N 点示值；

$R1$ 为参照表计在待拟合表计缺失时段前一点示值；

R_{Y+1} 为待拟合表计缺失时段后一点示值；

R_{Y+1} 为参照表计在待拟合表计缺失时段后一点示值；

C.若发电区间段尾点（即 18:00）电能示值曲线采集失败且未成功拟合。首先取用同台区或同区域下缺失时段数据采集完整的光伏发电表计作为对照表计（若台区或区域下仅一只发电表计，则参考点取用相邻台区或区域光伏表计），根据对照表计与待拟合表计的历史发电曲线计算光伏发电效率因子。通过对照表计当日在缺点时段的走字乘光伏发电效率因子倒算待拟合表计缺点时段示值。

光伏发电效率因子公式：

$$E = \frac{(R1_{1E} - R1_{1S}) + (R2_{1E} - R2_{1S}) + \dots + (R7_{1E} - R7_{1S})}{(R1_E - R1_S) + (R2_E - R2_S) + \dots + (R7_E - R7_S)}$$

其中：

E 为光伏发电效率因子;

RD_E 为待拟合表计往前历史第 D 天的发电时段后第一点示值;

RD_S 为待拟合表计往前历史第 D 天的缺失段前第一点示值;

RD_{1E} 为参照表计往前历史第 D 天的发电时段后第一点示值;

RD_{1S} 为参照表计往前历史第 D 天的缺失段前第一点示值;

缺点示值计算公式:

$$R_{S+N} = R_S + \frac{(R1_{S+N} - R1_S)}{E}$$

其中:

E 为光伏效率因子;

R_{S+N} 为第 N 个缺失点示值;

R_S 为缺失区间段前 1 个点示值;

$R1_{S+N}$ 为参照表计同区间段第 N 个点示值;

$R1_S$ 为参照表计同区间段前 1 个点示值。

(2) 拟合规则 II

拟合规则 II 适用于消纳方式为自发自用余电上网的上网计量点表计 (简称: 上网表) 数据拟合。

不发电时段与发电区间段连续采集失败点数小于等于 2 与拟合规则 I 一致, 不再赘述。

A.若发电区间段尾点（即 18:00）电能示值曲线采集失败且未成功拟合。采用“实际用电量拟合法”进行拟合，上网表计反向电能示值曲线数据采用发电表、上网表正向电量（即用户表，下称：用户表）与实际用电计算得到。其中发电表、用户表分别采用上述“9.3.2 拟合规则 I”及“9.3.1 用户侧（含售电公司）拟合规则”。

待拟合表计拟合日往前倒推第 X 个相似日在数据采集失败段的实际用电量计算方式如下：

$$W_x = (Q_{N+1} - Q_N) * T_1 + (Z_{N+1} - Z_N) * T_2 - (F_{N+1} - F_N) * T_2$$

其中：

W_x 为待拟合表计拟合日往前倒推第 X 个相似日截止待拟合时点的实际用电量；

Q_{N+1} 为该用户发电表计在拟合日往前倒推第 X 个相似日在待拟合点的对应数据；

Q_N 为该用户发电表计在拟合日往前倒推第 X 个相似日在缺失段前一点的对应数据；

Z_{N+1} 为该用户上网表计正向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第 X 个相似日在待拟合点的对应数据；

Z_N 为该用户上网表计正向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第 X 个相似日在缺失段前一点的对应数据；

F_{N+1} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第 X 个相似日在待拟合点的对应数据;

F_N 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第 X 个相似日在缺失段前一点的对应数据;

T_1 为发电表计互感器的综合倍率;

T_2 为上网表计互感器的综合倍率;

待拟合表计拟合日在待拟合时点实际用电量计算方式如下:

$$W = \frac{W_1 + W_2 + W_3 + W_4}{4}$$

其中:

W 为待拟合表计拟合日截止待拟合时点实际用电量;

W_x 为待拟合表计拟合日往前倒推第 X 个相似日截止待拟合时点的实际用电量;

相似日定义同“9.3.1 用户侧（含售电公司）拟合规则”。

上网表计反向电能示值曲线拟合计算方式如下:

$$F_{ND} = F_{ND-1} + \frac{[(Q_{ND} - Q_{ND-1}) * T_1 + (Z_{ND} - Z_{ND-1}) * T_2 - W]}{T_2}$$

其中:

F_{ND} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线待拟合时点数据;

F_{ND-1} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线缺失段前一

点数据;

Q_{ND} 为该用户发电表计在拟合日待拟合时点的对应数据;

Q_{ND-1} 为该用户发电表计在拟合日曲线缺失段前一点的对应数据;

Z_{ND} 为该用户上网表计正向有功电能示值曲线待拟合时点的对应数据;

Z_{ND-1} 为该用户上网表计正向有功电能示值曲线缺失段前一点的对应数据;

T_1 为发电表计互感器的综合倍率;

T_2 为上网表计互感器的综合倍率;

若缺失点位于非光伏发电时段, 则按未发电直接进行数据补全。

若
$$\frac{[(Q_{ND} - Q_{ND-1}) * T_1 + (Z_{ND} - Z_{ND-1}) * T_2 - W]}{T_2}$$
 计算结果

为负, 则将计算结果直接置为 0。

B.若在发电区间段首尾点数据采集成功, 但连续采集失败点数大于 2, 采用“参考拟合法”拟合, 用 A 中的方法先计算一个拟合反向电量, 计算一个电量趋势作为拟合参照。计算公式如下:

$$G_{ND} = G_{ND-1} + \frac{(G_{ND-ED} - G_{ND-1}) * (F_{ND} - G_{ND-1})}{F_{ND-ED} - G_{ND-1}}$$

其中:

G_{ND} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线待拟合时点数据;

G_{ND-1} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线缺失段前一点数据;

G_{ND-ED} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线缺失段后一点数据;

F_{ND} 为该用户上网表计使用 A 中方法计算对应 G_{ND} 的拟合点数据;

F_{ND-ED} 为该用户上网表计使用 A 中方法计算对应 G_{ND-ED} 的拟合点数据。

(3) 特殊情况拟合

对于因用户原因办理暂停以及拆除计量点流程表计、销户流程表计和电表更换流程跨日归档等特殊情况的拟合,按照“9.3.1 用户侧(含售电公司)拟合规则”第(5)、(6)进行拟合补全。

10. 附则

10.1 本规则未尽事宜按照国家有关法律法规和规范性文件规定处理。

10.2 本实施细则自发布之日起施行,结合市场实际运营情况,不定期修订。

附件：

名词解释

电能计量点：各经营主体间包括电网企业之间、电网企业与发电企业之间、电网企业与电力用户之间、电网企业与拥有配电网运营权的售电公司之间、拥有配电网运营权的售电公司与其供电范围内用户之间、发电企业发电单元进行电能量结算、考核的计量点，简称电能计量点。

电能计量装置：由计量用电能表、电压互感器（或专用二次绕组）、电流互感器（或专用二次绕组）及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜（箱、屏）、电能量采集终端。电能量采集终端是安装在电能计量点的电能量采集设备，具有按一定规约对电能表数据进行采集、处理、分时存储、长时间保存和远方传输等功能。

采集成功：电能计量点电能表电能示值（包括日冻结电能示值和电能示值曲线）正常传输至用电信息采集系统，且数据完整、准确。

采集异常：电能计量点电能表电能示值（包括日冻结电能示值和电能示值曲线）采集正常，但与现场电能表计量示值不一致。

采集失败：电能计量点电能表、采集终端对用电信息采集系统命令无响应的，或者电能示值曲线采集不完整的。

湖南省电力市场注册实施细则

2026 年 6 月

目 录

1. 总则	279
2. 适用范围	279
3. 基本条件	280
3.1 通用条件	280
3.2 发电企业基本条件	280
3.3 售电公司基本条件	280
3.4 电力用户基本条件	281
3.5 新型储能企业基本条件	281
3.6 虚拟电厂(含负荷聚合商)经营主体基本条件	281
3.7 分布式电源经营主体基本条件	282
4. 经营主体市场注册	282
4.1 总体要求	282
4.2 市场注册	284
4.3 信息变更	292
4.4 市场注销	294
5. 异议处理	296
6. 监督管理	297
7. 附则	298

1. 总则

1.1 为进一步规范湖南电力市场经营主体注册管理，维护经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的湖南电力市场体系建设，根据《国家能源局关于印发<电力市场注册基本规则>的通知》（国能发监管规〔2024〕76号）《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）《电力业务许可证监督管理办法》（国能发资质〔2020〕69号）《关于湖南省发电机组进入及退出商业运营有关事项的通知》（湘监能市场〔2023〕61号）《湖南省电力中长期交易实施细则》等文件，结合湖南实际，制定本细则。

1.2 各类市场成员的权利与义务执行湖南省电力中长期交易实施细则及政府相关政策文件规定。

1.3 本细则电力交易机构是指湖南电力交易中心有限公司。电力调度机构是指国网湖南省电力有限公司电力调度控制中心。

2. 适用范围

2.1 本细则适用湖南电力市场，包含电力中长期、现货、辅助服务市场等。

2.2 本细则适用经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含新型储能企业、虚

拟电厂、分布式电源等）。

3. 基本条件

3.1 通用条件

经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

3.2 发电企业基本条件

（1）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）；

（2）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（3）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

（4）并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依规设立的政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用容量费，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场交易。

3.3 售电公司基本条件

售电公司按照《售电公司管理办法》规定执行，如有新规的从其规定。

3.4 电力用户基本条件

（1）工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电；

（2）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

3.5 新型储能企业基本条件

（1）与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（2）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（3）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、地方有关部门规定为准；

（4）配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

3.6 虚拟电厂（含负荷聚合商）经营主体基本条件

（1）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入

新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（2）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（3）具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力；

（4）具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统；

（5）聚合范围、调节性能等条件应满足相应市场的相关规则规定。

3.7 分布式电源经营主体基本条件

（1）依法取得发电项目核准或者备案文件；

（2）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（3）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

3.8 其他经营主体也须满足《国家能源局关于印发<电力市场注册基本规则>的通知》（国能发监管规〔2024〕76号）的要求。

4. 经营主体市场注册

4.1 总体要求

4.1.1 经营主体参与电力市场交易，应当符合基本条件，在

电力交易机构办理市场注册。

4.1.2 市场注册业务包括注册、信息变更和市场注销等。

4.1.3 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册。

4.1.4 原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）确立服务关系。

4.1.5 发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源等经营主体市场注册及信息变更按照申请、承诺、审查、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。

4.1.6 售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》《售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）主体市场注册规范指引》规定执行。

4.1.7 经营主体应对注册业务信息以及相关支撑性材料的真实性、准确性、完整性负责。

4.1.8 为保持经营主体信息一致性，电网企业向电力交易机构推送经营主体户号、分布式电源等相关信息，电力调度机构向电力交易机构及时推送发电企业、新型储能企业投产相关信息（包括但不限于企业名单、调度名称、首次并网时间等）。

4.1.9 参与电力市场交易的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源在电网企业资料变更完成后，电网企业应同时

通知其在电力交易平台办理变更流程。

4.1.10 电网企业收到发电企业和新型储能企业报送的进入商业运营告知函并确认相关内容及材料完整后，应在 1 个工作日内告知电力交易机构。

4.1.11 电力交易机构收到注册申请后，5 个工作日内进行审查，必要时组织对经营主体进行现场核验。对于市场注册材料不符合要求的，电力交易机构应将驳回原因一次性告知，经营主体根据驳回原因对注册材料进行补充和完善，并重新提交注册申请。

4.1.12 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，根据国家能源局湖南监管办公室（以下简称“湖南能源监管办”）和湖南政府主管部门要求备案。

4.1.13 经营主体应持续满足注册条件。每年 3 月底前完成持续满足注册条件自查工作，电力交易机构根据需要启动对经营主体持续满足注册条件情况的核验。

4.1.14 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

4.2 市场注册

4.2.1 发电企业注册

4.2.1.1 除豁免情形外，发电企业新（改、扩）建机组可容缺办理市场注册，但应在项目完成启动试运后 3 个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后 6 个月内）取得电力业务许可证。取得电力业务许可证后，应将有关许可内容及时上传电力交易平台。超过规定时限仍未取得电力业务许可证、注册信息与许可证记录信息差异较大的机组不得继续参与交易。

4.2.1.2 享受关停电量补偿政策的发电企业，可在电力交易机构办理注册，转让补偿电量。

4.2.1.3 发电企业有多台发电机组时，需按照发电项目分别注册机组，其中发电项目以电力业务许可证中的机组情况为准。

4.2.1.4 发电企业参与电力市场交易，应当符合基本条件，发电机组并网前在电力交易机构完成市场注册。发电机组投运后具备商业运营条件后，应及时办理发电机组商运手续。

4.2.1.5 发电企业注册信息包括但不限于以下内容：

1.企业信息

（1）工商信息。包括企业名称、统一社会信用代码、法定代表人、企业类型、注册地址、注册资本、营业期限、经营范围；

（2）银行开户信息。包括开户银行、开户名称、开户账号；

（3）联系信息。包括地理区域、通讯地址、邮编等；

2.基本信息

（1）基本信息。购电类型、调度简称、购电层级、购电单

位、最大库存电煤满发天数（仅燃煤火电填写）；

（2）权益信息。包括所属发电集团、占比；

（3）联系人信息。包括姓名、专业、手机号码、邮箱；

（4）附件信息。包括并网调度协议、购售电合同、第一联系人授权文件等。

3.机组信息

（1）基本信息。包括机组名称、调度命名、机组类型、发电类型、发电子类型、机组状态、首次并网时间、调度层级、调度单位、商运性质、接入电压等级、最大技术出力、最小技术出力、地理区域、发电业务许可证信息等。

（2）参数信息。根据机组发电类型，填写对应机组类型参数。其中风电、太阳能项目需填选并网类型、是否分布式、是否平价上网项目、可再生能源项目代码等。

（3）附件信息。包括电力业务许可证正、副本（或电力业务许可证承诺书、豁免证明材料）、核准或备案文件等。

4.2.2 电力用户注册

4.2.2.1 电力用户可选择参加批发交易或零售交易。10 千伏及以上电压等级的工商业电力用户可以选择参与批发市场交易，直接向发电企业购电；也可选择参与零售市场交易，向售电公司购电；但两种方式同期只能选择其一（暂未直接参与市场购电的工商业用户由电网企业代理购电）。10 千伏以下电压等级的工

商业用户不能直接参与批发市场交易，只能选择零售市场交易向售电公司购电或由电网企业代理购电。选择参与批发市场交易的电力用户为批发用户；选择参与零售市场交易的电力用户为零售用户。

4.2.2.2 电力用户在电力交易平台注册时的企业名称应与工商营业执照名称、电网公司营销系统档案中的用户名称一致。电力用户输入电网企业营销系统户号及查询密码，平台自动获取营销系统中执行工商业电价的用电单元信息，完成用电单元信息登记。

4.2.2.3 电力用户完成市场注册但未与售电公司建立零售服务关系，仍由电网企业代理购电。

4.2.2.4 电力用户注册信息包括但不限于以下内容：

1.企业信息

（1）工商信息。包括企业名称、统一社会信用代码（工商注册号）、法定代表人、企业类型、注册地址、注册资本、营业期限、经营范围。

（2）法定代表人信息。包括证件类型、法定代表人证件、法定代表人证件号、法定代表人手机号等。

（3）银行开户信息。包括开户银行、开户名称、开户账号。

（4）联系信息。包括联系人姓名、联系人手机号、企业通讯地址、邮箱等。

(5) 附件信息。营业执照、法定代表人身份证件、信用承诺书、联系人授权文件等。

2. 用电单元信息

包括用户编号、用户名称、计量点 ID、计量点名称、用电类别、电压等级、电价行业类别、定价策略类型、用电地址等。

4.2.3 新型储能企业注册

4.2.3.1 新型储能指利用除抽水蓄能外的物理储能、电化学储能、电磁储能、相变储能和其他新型储能技术，实现能量存储、电能量释放管理的过程。

4.2.3.2 新型储能企业指利用新型储能技术，具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范要求，具有法人资格的独立储能主体。

4.2.3.3 新型储能企业参与电力市场交易，应当符合基本条件，项目并网前在电力交易机构完成市场注册。项目投运后具备商业运营条件后，应及时办理商运手续。

4.2.3.4 配建储能与所属经营主体视为一体，不单独履行注册手续。满足有关要求的配建储能，可转为独立储能，作为独立储能主体进行注册。

4.2.3.5 新型储能企业注册信息包括但不限于以下内容：

1. 企业信息

(1) 工商信息。包括企业名称、统一社会信用代码、住所、

注册资本、营业期限、经营范围等。

（2）法定代表人信息。包括证件类型、法定代表人姓名及证件号码等。

（3）银行开户信息。包括开户银行、开户名称、开户账号等。

（4）联系信息。包括地理区域、邮编、通讯地址等。

2.基本信息

（1）基本信息。购售电层级、投资主体关系和实际控制关系信息、股权占比情况等。

（2）联系人信息。联系人姓名、手机号邮箱等。

（3）附件信息。第一联系人授权文件、能够证明投资主体和实际控制关系（股权占比）等情况的其他证明材料。

3.项目（单元）信息

（1）项目基本信息。调度名称、所属地市、装机容量、隶属集团、储能类型、商业性质、项目状态、调度层级、首次并网时间、接入电压等级等。

（2）项目物理运行参数。额定充（放）电功率、最大调节容量、最大充放电功率、最大上下调节功（速）率、额定充（放）电时间、最大持续充放电时间、充放电爬坡速率等。

（3）计量信息。用电客户编号、发电客户编号、关口计量点名称、关口计量表号等。

（4）附件信息。政府核准（备案）文件、并网调度协议、购售电合同等。

4.2.4 分布式电源注册

4.2.4.1 分布式电源经营主体中，10 千伏及以上电压等级的分布式电源原则上作为独立经营主体参与湖南电力市场。10 千伏以下电压等级的分布式电源采用聚合方式参与湖南电力市场，也可接受市场形成的价格。

4.2.4.2 分布式电源注册信息包括但不限于以下内容：

1.以法人主体（个体工商户、内部核算单位）身份注册的分布式电源经营主体须提供以下信息：

（1）企业信息

1）工商信息。主要包括企业名称、统一社会信用代码（工商注册号）、注册资本、营业期限、经营范围、工商状态、资产管理关系等。

2）法定代表人信息。主要包括法定代表人姓名、证件号码、手机号等。

3）银行开户信息。主要包括开户银行、开户名称、开户账号等。

4）联系信息。主要包括联系人姓名、联系人手机号、企业通讯地址、邮箱等。

5）附件信息。营业执照、法定代表人身份证件、联系人授

权文件等。营业执照经营范围必须明确具备发电或电力供应等业务事项。

（2）项目信息

1）基础信息。项目名称、项目类型、项目地址、装机容量、是否有政府补贴、接入电压等级、可再生能源项目代码、上网类型等。

2）附件信息。政府核准（备案）文件、负荷确认协议或并网调度协议等。

（3）户号信息

该项目下所有发电户号、用户编号。

2.以自然人主体身份注册的分布式电源经营主体须提供以下信息：

（1）主体信息

1）身份信息。自然人姓名、证件号码、手机号、通讯地址、邮箱等。

2）银行开户信息。主要包括开户银行、开户名称、开户账号等。

3）附件信息。自然人身份证件、项目权属关系证明材料等。

（2）项目信息

1）基础信息。项目名称、项目类型、项目地址、装机容量、是否有政府补贴、接入电压等级、可再生能源项目代码、上网类

型、项目权属关系证明材料等。

2) 附件信息。政府核准(备案)文件、负荷确认协议或并网调度协议等。

(3) 户号信息

该项目下所有发电户号、用户编号。

4.2.4.3 分布式电源注册时的名称,应完整、规范填写,与政府核准(备案)文件或豁免证明中的名称一致。

4.3 信息变更

4.3.1 经营主体市场注册信息发生变化后,应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。

4.3.2 经营主体应提交变更信息以及相关支撑性材料,若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期,需要同步进行更新。售电公司、虚拟电厂(含负荷聚合商)市场注册信息变更条件和流程按照《售电公司管理办法》《售电公司、虚拟电厂(负荷聚合商)主体市场注册规范指引》规定执行。

4.3.3 信息变更主要包含以下内容:

- (一)经营主体身份名称变更、法定代表人(或负责人)更换;
- (二)公司股东、股权结构的重大变化,因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等;
- (三)电力业务许可证变更、延续等;
- (四)发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调

整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（五）发电企业、新型储能企业、分布式电源政府核准（备案）文件变更，并网调度协议、购售电合同续签、改签等；

（六）电力用户用电单元、分布式电源发电单元或用电单元新增、过户、更名、分户、并户、销户、改类等；

（七）新型储能企业主体储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（八）售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化，企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等。

4.3.4 电力交易机构收到经营主体提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行审查。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应将驳回原因一次性告知，经营主体根据驳回原因对变更材料进行补充和完善，并重新提交变更申请。

4.3.5 市场注册信息变更审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源经营主体原则上无需公示，信息变更手续直接生效，电力交易机构告知相关经营主体。

4.3.6 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

4.3.7 经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变

更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。市场注册信息变化后，一个月内未在电力交易平台办理信息变更的经营主体，电力交易机构可限制其相关市场业务。

4.3.8 电力用户应至少提前一个月告知与其有代理服务关系的售电公司，再行在电网企业申请办理用电单元新增、过户、更名、分户、并户、销户、改类等业务，电网企业应在业务办理完毕后同步通知与其有代理服务关系的售电公司。

4.3.9 电力用户在营销系统办理过户、销户或户号下工商业计量点全部删除后，方可在电力交易平台删除用电单元。

4.4 市场注销

经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》《售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）主体市场注册规范指引》执行。

4.4.1 申请注销

4.4.1.1 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（1）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（2）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

（3）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无

法满足所在地区的电力市场进入条件；

（4）经营主体所有机组关停退役的；

（5）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

4.4.1.2 经营主体申请注销，应当符合正当理由，并已妥善处理其全部交易合同，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。

4.4.1.3 经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。

4.4.1.4 电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在 5 个工作日内进行审查。对于注销材料不符合要求的，电力交易机构应将驳回原因一次性告知，经营主体根据驳回原因对注销材料进行补充和完善，并重新提交注销申请。

4.4.2 自动注销

4.4.2.1 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报湖南能源监管办和湖南政府主管部门备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

4.4.2.2 已入市的电力用户、分布式电源，其工商业用电单元、发电单元在营销系统全部删除后，应同步在电力交易平台申请经营主体市场注销，未在一年内完成经营主体市场注销的，可由电力交易机构实施自动注销。

4.4.2.3 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。

4.4.3 其他事项

4.4.3.1 对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

4.4.3.2 电力交易机构应通过电力交易平台，将经营主体市场注销信息向社会公示，公示期为 10 个工作日，公示期满无异议，在电力交易平台中予以注销，所有服务关系自动解除，保留其历史信息 5 年。

4.4.3.3 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

5. 异议处理

5.1 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于异议内容、有效联系方式等信息。异议反馈应提供相关证明

材料，不得捏造事实、虚假举证。

5.2 对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构应根据调查情况分类处理。

（1）如因公示材料疏漏缺失、人员等变更而产生异议，经营主体可以补充材料申请再公示；

（2）如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法做出合理解释，电力交易机构终止其市场注册业务公示，将情况报送首次注册地国家能源局派出机构和地方政府主管部门；

（3）如对市场注销存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

5.3 对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查，对于调查后不满足电力市场注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

5.4 电力交易机构应对实名反映人相关身份信息进行保密，不得对外泄露，并及时回复调查处理情况。

6. 监督管理

6.1 湖南能源监管办和湖南政府主管部门按职责分工，对经营主体、电力交易机构开展的电力市场注册工作进行监督管理。

6.2 对未及时按本细则办理业务的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施并报湖南能源监管办和湖南政府主管部门。

6.3 对于经营主体存在未按规定办理电力市场注册手续、提供虚假注册资料等严重情形的，湖南能源监管办可依照《电力监管条例》第三十一条、《电力市场监管办法》第三十六条有关规定处理。对于电力交易机构存在未按照规定办理电力市场注册等情形的，湖南能源监管办可依照《电力监管条例》第三十三条、《电力市场监管办法》第三十八条有关规定处理。对售电公司在注册过程中存在其他违规行为的，湖南政府主管部门可依照《售电公司管理办法》第二十八、二十九、四十二、四十三条有关规定处理。

6.4 经营主体在办理电力市场注册业务过程中存在违法违规和失信行为的，纳入电力交易信用评价，湖南能源监管办和湖南政府主管部门可依法依规采取将其纳入失信管理等措施。

7. 附则

7.1 本规则未尽事宜按照国家有关法律法规和规范性文件规定处理。

7.2 本细则由湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局负责解释。

7.3 本实施细则自发布之日起施行，结合市场实际运营情况，不定期修订。

湖南省电力零售市场交易规则

2026 年 6 月

目 录

1. 总则	303
2. 经营主体	207
3. 零售市场交易	304
4. 零售套餐	306
5. 衔接机制	309
6. 零售合同	310
7. 零售结算	311
8. 信息披露	313
9. 电力交易平台	313
10. 争议处理	315
11. 附则	316
附件：名词解释	317

1. 总则

1.1 为建立规范、有序的电力零售市场，根据《国家发改委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）、《电力中长期交易基本规则》《湖南省电力中长期交易规则》等文件，结合湖南实际，制定本规则。

1.2 本规则适用于湖南省电力零售市场的运营管理。

1.3 电力零售市场交易应当遵循公开、公平、公正和诚实信用的原则。

1.4 电力零售市场交易均通过电力交易平台（含“e-交易”APP等）组织开展。

1.5 电力交易机构根据相关法律法规及本交易规则开展湖南省电力零售市场运营。政府相关部门按照职责分工对零售市场有关交易活动实施监督管理。

2. 经营主体

2.1 参与零售市场的经营主体包括售电公司、电力用户等。

2.2 参与零售市场的经营主体实行市场注册，具体参照《售电公司管理办法》《电力市场注册基本规则》《湖南省电力市场注册实施细则》等规则、办法执行。

2.3 电力用户按照注册分类管理要求选择参加电力批发市场交易或电力零售市场交易。10 千伏及以上供电电压等级电力用户，可以选择电力批发市场交易或电力零售市场交易；10 千伏以下供电电压等级电力用户，通过电力零售市场交易购电。

2.4 工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易。电力用户参加市场化交易（含批发、零售交易）的全部电量需通过批发或零售交易购买，且不得同时参加批发和零售交易。暂未直接参与市场交易的，由电网企业代理购电。

2.5 拟退出市场的经营主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，其所有已签订但未履行的市场化交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前 10 个工作日完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

3. 零售市场交易

3.1 湖南省电力零售市场交易通过零售套餐方式开展。参与湖南省电力零售市场交易的经营主体在开展签订、变更、解除零售套餐等业务前，应当在电力交易平台完成实名认证。

3.2 湖南省电力零售市场交易方式包括双边协商交易和公开挂牌交易两种方式。

3.3 双边协商交易：是指零售用户与售电公司线下自主协商，点对点确定双方零售套餐的交易方式。

双边协商交易流程：售电公司和零售用户线下自由双边协商确定零售套餐和有关参数，售电公司将定制套餐和有关参数录入电力交易平台，并生成相应的电子合同文本。零售用户查看并确认其购买的套餐各项参数信息及电子合同文本，经确认后零售套餐正式生效。

3.4 公开挂牌交易：是指由售电公司自行配置套餐和有关参数并上架公开挂牌，零售用户自主下单的交易方式。

售电公司应自主配置并上架零售套餐，明确套餐类型、有效期等有关参数。售电公司可自主下架已上架的零售套餐，此前用户已下单的订单仍然有效；售电公司发布的零售套餐有效期届满，电力交易平台自动下架。

公开挂牌交易流程：售电公司在电力交易平台进行套餐参数配置、上架有关套餐。电力交易机构可对套餐设置规范性进行审核和编号。零售用户从售电公司已发布套餐中选择零售套餐，并同时生成电子合同文本，零售用户通过电力交易平台确认套餐及合同内容后零售套餐正式生效。

3.5 在同一个合同周期内，零售用户只能向一家售电公司购电、签订零售合同；零售用户与售电公司的合同签约期应连续；同一用户在同一结算周期内仅可生效一个零售套餐，仅允许存在一个已签订且未履约的合同。

3.6 新注册零售用户、按照原《湖南省电力中长期交易规则》

签订意向协议形成绑定关系变更、到期的零售用户，原则上按照本规则采用零售套餐的形式签订、续约，不再按照原《湖南省电力中长期交易规则》签订意向协议形成绑定关系。

3.7 零售交易的最小签约与结算周期为自然月。零售合同签订周期不低于1个月，不超过3年。鼓励经营主体按照自然年或自然年的剩余月份进行签约。

3.8 零售交易最早提前6个月签约，最快次月生效。零售用户生效月份的零售交易（含用电户号新增），应当在生效月前6个月至结算月上月15日24:00前完成。经营主体应当在零售合同到期前6个月至到期月15日24:00前完成下一个周期零售交易（含用电户号新增）。

3.9 电力交易机构及时将零售套餐信息推送至向电力用户供电的电网企业。

3.10 已直接参与市场的电力用户（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的用户）在无正当理由情况下改为电网企业代理购电的用户，按照国家有关规定，执行电网企业代理购电价格的1.5倍电价。

4. 零售套餐

4.1 零售套餐类型包含市场费率类套餐、交易均价+服务费套餐、比例分成套餐、混合类套餐、绿色电力套餐等。

4.2 市场初期，可由电力交易机构提出，对零售套餐有关参

数设置上下限，通过电力市场管理委员会审议，报政府主管部门和监管机构审定后执行。

4.3 市场费率类套餐：零售套餐电价参照某一基准价格按月浮动。初期基准价格暂按全部售电公司的平均购电价格（含绿色电力交易电能量、现货电能量，下同） $P_{\Sigma\text{平均}}$ 执行，市场成熟后可以根据需求适当增加现货市场均价、中长期月度集中竞价结果等基准价格类别。算法如下：

$$\text{零售套餐电价} = K_{\text{浮动}} \times P_{\Sigma\text{平均}}$$

用户和售电公司需要在套餐内共同确定的参数为浮动系数 $K_{\text{浮动}}$ 。

4.4 交易均价+服务费套餐：根据售电公司在批发市场交易形成的均价（含绿色电力交易电能量、现货电能量，下同） $P_{\text{均}}$ ，与用户约定的代理服务价格 $P_{\text{服务}}$ ，形成用户的最终交易价格。算法如下：

$$\text{零售套餐电价} = P_{\text{均}} + P_{\text{服务}}$$

用户和售电公司需要在套餐内共同确定的参数为代理服务价格 $P_{\text{服务}}$ 。

4.5 比例分成套餐：售电公司与零售用户约定价差分成比例，售电公司在批发市场购电产生的损益，由用户和售电公司分摊或分享。根据售电公司在批发市场交易形成的购电均价 $P_{\text{均}}$ 与全部

售电公司的平均购电价格 $P_{\Sigma\text{平均}}$ 之间的差值，按照双方约定价差分成比例确定零售电价。算法如下：

$$\text{零售套餐电价} = P_{\Sigma\text{平均}} - (P_{\Sigma\text{平均}} - P_{\text{均}}) \times K_{\text{分成}}$$

用户和售电公司需要在套餐内共同确定的参数为分成比例 $K_{\text{分成}}$ 。

4.6 混合类套餐：采用市场费率类与交易均价+服务费混合模式。算法如下：

$$\text{零售套餐电价} = P_{\text{费率}} \times K_{\text{混合}} + (P_{\text{均}} + P_{\text{服务}}) \times (1 - K_{\text{混合}})$$

$K_{\text{混合}}$ ：由售电公司和零售用户确定的市场费率类价格套餐的混合比率，交易均价+服务费占比为 $(1 - K_{\text{混合}})$

$P_{\text{费率}}$ 为通过市场费率类套餐确定的价格： $P_{\text{费率}} = K_{\text{浮动}} \times P_{\Sigma\text{平均}}$

用户和售电公司需要在套餐内共同确定的参数为混合比率 $K_{\text{混合}}$ 、浮动系数 $K_{\text{浮动}}$ 及代理服务价格 $P_{\text{服务}}$ 。

4.7 绿色电力套餐：零售用户在选择零售套餐时，可通过电力交易平台，授权售电公司购买绿色电力。绿色电力套餐电价由电能量价格和绿色电力环境价值形成。其中电能量价格 $P_{\text{电能量}}$ 由市场费率类套餐、交易均价+服务费套餐、比例分成套餐或混合类套餐确定；绿色电力环境价值 $P_{\text{环境}}$ 由售电公司通过批发市场向发电企业购买绿色电力，将购买的绿色电力分配至已签订的绿色电力套餐的零售用户，明确分配电量与绿色电力环境价值 $P_{\text{环境}}$ 形

成。算法如下：

$$\text{零售套餐电价} = P_{\text{电能量}} + P_{\text{环境}}$$

其中：

$P_{\text{电能量}}$ 通过市场费率类套餐、交易均价+服务费套餐、比例分成套餐或混合类套餐确定。

$P_{\text{环境}}$ 通过售电公司在批发市场向发电企业购买绿色电力的环境价值确定。

5. 衔接机制

5.1 按照原《湖南省电力中长期交易规则》签订意向协议形成绑定关系仍在有效期的，视为交易均价+可变服务费套餐妥善衔接，由电力交易机构通过电力交易平台自动转为交易均价+可变服务费套餐进行分类管理，套餐期限按原意向协议执行，无需合同双方重复确认。

5.2 交易均价+可变服务费套餐：根据售电公司在批发市场交易形成的均价（含现货电能量） $P_{\text{均}}$ 、每月由售电公司与零售用户共同确定的代理服务价格 $P_{\text{服务}}$ 形成用户的最终交易价格。算法如下：

$$\text{零售套餐电价} = P_{\text{均}} + P_{\text{服务}}$$

代理服务价格 $P_{\text{服务}}$ 按照原方式确认：按月在交易公告规定的时间内，售电公司通过电力交易平台填报零售用户代理服务价格 $P_{\text{服务}}$ ，经零售用户确认后，形成零售用户当月交易代理服务价格。

5.3 对于售电公司未及时填报或零售用户未及时对售电公司填报代理服务费价格进行确认的，按照最近一次（最长不超过一年）双方经实名认证后确认的代理服务费价格进行计算；售电公司未及时填报或零售用户未及时对售电公司填报代理服务费价格进行确认，且近一年内没有对代理服务费价格确认过的，按代理服务价格下限进行计算。

5.4 交易均价+可变服务费套餐仅用于按照原《湖南省电力中长期交易规则》签订意向协议形成绑定关系的零售用户衔接过渡，不再新增。

5.5 鼓励原绑定关系存续期的经营主体协商一致，主动变更为零售套餐形式签约。电力交易机构优化零售套餐签约流程，原则上在绑定关系（售电公司与电力用户的代理服务关系，非零售套餐形式）不变的情况下，无需合同双方办理解绑手续，直接选择相关套餐。

6. 零售合同

6.1 零售合同通过购售双方零售套餐确定，零售合同模板由电力交易机构制定，通过电力市场管理委员会审议，报湖南能源监管办审定后执行。

6.2 零售市场合同采用电子合同的形式，经双方在电力交易平台确认达成零售交易即视为生效。条件成熟时执行电子签章，实现网上签订，规范管理。

6.3 零售合同存续期间，售电公司因退出市场等原因不能继续履行零售合同，电力交易机构按照《售电公司管理办法》有关规定执行。

6.4 零售用户可与售电公司另行约定零售交易合同解除条款，经双方各自完成合同解除相关权利义务后通过电力交易平台相互确认解除零售交易合同。双方通过电力交易平台确认视同合同双方已各自履行零售合同解除相关责任。合同解约应当在解约生效月上月 15 日 24:00 前完成，并及时完成下一个周期零售交易或转为批发市场购电。

6.5 零售合同未履约前，经双方协商一致，可提前解除零售服务关系，截止时间为零售合同履约前一个月 15 日 24:00。

6.6 零售合同到期及解除零售服务关系后的零售用户应按照本规则第 3.8 条规定，及时完成下一个周期零售交易或转为批发市场购电。逾期未完成的，转为电网企业代理购电，按照国家有关规定，其用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加等组成。

6.7 售电公司应至少提前 3 个月通知零售合同即将到期的零售用户及时续约零售合同或转为批发市场购电。电网企业、市场运营机构等通过短信等方式对零售用户履行提醒相关义务。

7. 零售结算

7.1 零售用户电价由上网电价、上网环节线损费用、输配电

价、系统运行费用、政府性基金及附加等组成。上网电价通过零售交易电价确认，零售交易电价由零售合同形成；分时电价、力调电价、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府基金及附加按照政府有关规定执行。

7.2 零售用户在零售市场以月度为周期开展结算，电网企业以用电户号为最小结算单元向电力交易机构推送用户侧的月度抄表电量等结算基础数据，电力交易机构按照售电公司与其代理的零售用户在零售合同中约定的零售套餐价格开展量价清分，按月出具结算依据。电网企业根据有关政策文件及电力交易机构推送的结算依据对售电公司和零售用户开展电费结算并出具电费账单。

7.3 售电公司批发、零售市场应按照市场规则分开计算。售电公司在批发市场采用“日清月结”的模式。电力交易机构以签约的零售用户市场化实际用电量为基础开展量价清分，出具日清分账单。电力交易机构以月度为周期出具结算依据，电网企业据此开展电费结算。日清分账单不含零售市场售出电量电费，零售交易双方应根据签订的零售合同约定零售结算模式进行结算。零售市场费用为其所代理的零售用户结算电费之和。

7.4 因保障电力系统安全、维护市场秩序以及市场机制设计、系统阻塞等因素产生的补偿、考核、平衡或调节等相关费用，应按照相关市场规则进行疏导。

7.5 零售用户办理新装增容及变更用电时，根据合同相关条款应履行告知义务，提前通知售电公司终止用电户号代理协议。因办理增容与变更用电引发主体名下用电户号销户的，在未形成交易价格前，按上月交易价格结算，原则上不开展电费清算。

7.6 由于电能计量装置故障、技术支持系统差错或人员工作差错等原因，需调整零售用户历史用电量，电网企业应按照差错发生月份的市场化交易价格进行退补。

单个电力用户差错电量小于100兆瓦时的，或差错月电费发行后超过3个月，原则上不联动计算经营主体的结算清算及电费退补。

7.7 售电公司应合理控制月度零售交易电量与批发侧合同总电量的偏差范围，相关情况纳入售电公司信用评价。

8. 信息披露

8.1 零售市场信息披露按照《电力市场信息披露基本规则》相关要求执行。经营主体对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

8.2 信息公开与披露必须严格遵守国家信息保密的有关规定。对授权查询或因业务需要获取的经营主体特定信息，应做好信息安全和信息保密工作，严禁超范围获取或泄露市场信息。

9. 电力交易平台

9.1 电力交易平台账号采用实名制管理，账号必须使用真实

有效的证件进行认证，所有账号经实际使用人实名认证后，方可登录电力交易平台并获取相应权限。实名制人员应为本经营主体人员，如非法定代表人，需经法定代表人授权。

9.2 电力交易机构应加强对电力交易平台账号的管理。电力交易平台账号实名、授权等相关信息应确保准确无误，电力交易机构可对限期未整改的账号采取登录限制等措施。

9.3 经营主体应根据国家相关法律法规、政策文件及本规则的规定，进行账号的注册、登录、使用等操作。账号在交易平台的操作行为均代表经营主体的真实意愿表达，其法律责任由该账号使用方关联的经营主体承担。经营主体应及时更新账号注册信息，账号信息未及时变更产生的影响及法律责任由经营主体自行承担。

9.4 经营主体应妥善保管账号、手机号、密码、数字安全证书等信息和介质，仅限账号使用人本人使用，不得转借他人。使用人应采取积极措施防止账号信息失窃、遗失和过期失效，因急于管理或使用不当造成的损失及法律后果由经营主体自行承担。

9.5 经营主体进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非电力交易平台技术原因出现以下行为将视为异常行为：

（一）数据查询、数据申报等操作频次（以各服务接口调用频次统计）超过页面限制频次的，或页面对应暂无限制要求；

（二）使用外挂软件、以妨碍他人操作或获取他人秘密的任

何技术手段；

（三）提交数据突破平台限定的时间、电量、电价等条件约束；

（四）有越权访问等异常行为记录的；

（五）其他违反平台使用协议规定情况；

（六）其他影响技术支持系统安全稳定运行的异常行为。

9.6 按照政府主管部门和监管机构要求，电力交易机构有权对经营主体违反电力交易平台使用要求的异常行为进行记录，采取冻结其相应账号或全部账号等措施、并报政府主管部门和监管机构。

9.7 电力交易机构制定全国统一的标准数据接口，在保障信息安全的前提下提供数据交互服务。

10. 争议处理

10.1 电力零售市场争议纠纷包括售电公司之间、售电公司与零售用户之间因电力零售市场交易发生的争议纠纷，包括但不限于下列情形：

（1）因零售套餐内容产生的争议；

（2）因零售合同条款产生的争议；

（3）因零售市场费用结算和清算产生的争议；

（4）因售电服务产生的争议；

（5）其他与电力零售市场交易相关的争议。

10.2 湖南电力市场管理委员会应按照有关要求和程序对电力零售市场争议纠纷进行调解。

10.3 争议处理主要流程：

（一）双方协商。发生电力零售市场争议纠纷时，首先由当事双方协商解决。

（二）争议调解。协商不成的，可向湖南电力市场管理委员会申请调解。

（三）争议调解不成的，可通过仲裁、诉讼等途径解决争议。

11 附则

11.1 本规则未尽事宜按照国家有关法律法规和规范性文件规定处理。

11.2 本实施细则自发布之日起施行，结合市场实际运营情况，不定期修订。

附件：

名词解释

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

电力零售市场：在批发市场的基础上，由售电公司（含虚拟电厂、负荷聚合商等）和电力用户自主开展交易的市场。

零售用户：指通过零售市场向售电公司购电的电力用户。

电力交易平台：指由电力交易机构建设运营的支撑电力市场化交易业务开展的技术支持系统（含零售商城、“e-交易”APP等）。

零售套餐：指售电公司与零售用户确定购售电结算价格的标准化商品，售电公司可根据自身经营特性制定相应的零售套餐，零售用户可自由选择购买。

零售合同：零售双方达成电力零售交易后形成的合同（协议），具备法律约束力。

参与编制人员名单

陈 斌	陈 红	陈 佳	陈湘岳	邓小亮	葛 亮
何 皓	贺佳贝	贺 鹏	胡 福	胡子文	贾琪铭
蒋 磊	李光辉	李继传	李 京	李 宁	李 扬
李 誉	李宗恩	梁海维	凌明涓	刘 畅	刘 静
刘绍勇	刘 行	刘映兰	刘永卫	刘宇铭	龙乙林
罗羽珪	骆 亮	马文书	梅红兴	潘 欣	钱 军
邵仕超	孙 晋	谭雯娟	汤 佳	万 灿	王阳光
吴浩天	肖 聪	徐慧婷	徐志璇	叶 伦	喻 军
袁力维	张 凯	张蓝宇	张欣杨	章 勇	周 挺
朱军飞					