

《甘肃电力现货市场交易实施细则》修订汇总

修订前	修订后
<p>第四条 日前现货市场采用“发电侧分段报价、集中优化出清”的方式开展。</p> <p>（一）市场主体需按交易单元在日前现货市场中申报运行日（D）的以下交易信息：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.火电及新能源企业（政府批准的特许权及扶贫发电项目除外）申报电力现货市场电能价格曲线； 2.火电机组启动费用、机组预计并网时间、机组启停出力曲线、机组调试计划曲线、机组出力上下限、最小发电成本； 3.火电机组申报运行日（D）中长期交易电量，依据运行日火电中长期接纳空间，自动生成中长期交易申报曲线，水电企业申报运行日（D）中长期交易结算电量，新能源企业上报运行日短期发电预测，经厂用电率折算作为其运行日中长期交易申报曲线。 <p>（二）调度机构按照《甘肃电力市场结算实施细则》相关条款对自主申报的中长期结算曲线进行合理化校核。</p> <p>（三）调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、外送电力曲线、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因素，以全网购电成本最低为优化目标，</p>	<p>第四条 日前现货市场采用“发电侧分段报价、集中优化出清”的方式开展。</p> <p>（一）市场主体需按交易单元在日前现货市场中申报运行日（D）的以下交易信息：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.火电及新能源企业（政府批准的特许权及扶贫发电项目除外）申报电力现货市场电能价格曲线； 2.火电机组启动费用、机组预计并网时间、机组启停出力曲线、机组调试计划曲线、机组出力上下限、最小发电成本； 3.火电机组申报运行日（D）中长期交易电量，依据运行日火电中长期接纳空间，自动生成中长期交易申报曲线，水电企业申报运行日（D）中长期交易结算电量，新能源企业上报运行日短期发电预测，经厂用电率折算作为其运行日中长期交易申报曲线； 4.火电机组按照实际深调能力申报深调辅助服务补偿报价。 <p>（二）调度机构按照《甘肃电力市场结算实施细则》相关条款对自主申报的中长期结算曲线进行合理化校核。</p> <p>（三）调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、外送电力曲线、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</p>

依次采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组（交易单元）启停计划、发电出力曲线以及分时、分区电价。

（四）当发电企业报价相同时，按照机组类型，综合考虑环保指标、能耗水平、机组容量等信息确定的顺序表（由政府相关部门核定）安排机组中标的执行顺序。对同一顺序机组，若报价相同时，按照该时段中长期分解曲线电量比例，安排机组中标电量。

条件、电网安全运行约束条件等因素，以全网购电成本最低为优化目标，依次采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组（交易单元）启停计划、发电出力曲线以及分时、分区电价。

（四）当发电企业报价相同时，按照机组类型，综合考虑环保指标、能耗水平、机组容量等信息确定的顺序表（由政府相关部门核定）安排机组中标的执行顺序。对同一顺序机组，若报价相同时，按照该时段中长期分解曲线电量比例，安排机组中标电量。

修订前	修订后
<p>第十三条 竞价日前一日（D-2）17:00 前，完成安全约束机组组合（SCUC）计算，确定运行日（D）火电机组开机方式。市场运营机构向市场主体发布运行日（D）交易的边界条件信息，具体信息详见《甘肃电力市场信息披露实施细则》。</p>	<p>第十三条 竞价日前一日（D-2）17:00 前，完成安全约束机组组合（SCUC）计算，确定运行日（D）火电机组开机方式。市场运营机构向市场主体发布运行日（D）交易的边界条件信息，具体信息详见《甘肃电力市场信息披露实施细则》。对于安全约束机组组合结果中确定在运行日（D）开机的火电机组，对其 D-2 日申报的电能量报价进行封存，在 D-1 日直接沿用该机组 D-2 日电能量报价进行日前市场竞价出清。</p>

修订前	修订后
<p>第十六条 竞价日（D-1）9:00 前，各类市场主体完成日前现货市场量价申报。</p> <p>第十七条 竞价日（D-1）10:00 前，市场运营机构发布日前现货市场的预出清结果及弃风弃光信息，具体信息详见《甘肃电力市场信息披露实施细则》。</p>	<p>第十六条 竞价日（D-1）9:00 前，各类市场主体完成日前现货市场量价申报，火电机组同时需要完成深度调峰补偿费用申报。</p> <p>第十七条 竞价日（D-1）10:00 前，市场运营机构发布日前现货市场的预出清结果、弃风弃光信息以及火电深度调峰能力相关信息，具体信息详见《甘肃电力市场信息披露实施细则》。</p>

修订前	修订后
<p>第二十四条 日前现货市场运行前需要由发电企业申报以及调度机构设置的机组参数共计五类，分别为机组运行参数，机组日前申报参数，调度机构设定的参数，机组缺省申报参数，机组核定参数。具体内容如下：</p> <p>（一）机组运行参数</p> <p>由市场主体向调度机构提供的并网机组运行参数，应与并网调度协议保持一致，经调度机构审核批准后生效，并作为现货市场计算出清的默认参数。机组运行参数如需变更，需要通过运行参数变更管理流程进行更改。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 发电机组额定有功功率（新能源场站为全厂额定有功功率），单位为 MW； 2. 机组最小稳定技术出力（仅限火电），单位为 MW； 3. 机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟； 4. 厂用电率（火电为每台机组的厂用电率，其余电厂为全厂厂用电率），单位为百分数； 5. 机组冷态启动通知时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时； 6. 机组温态启动通知时间，即机组处于温态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时； 7. 发电机组热态启动通知时间，即机组处于热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时； 	<p>第二十四条 日前现货市场运行前需要由发电企业申报以及调度机构设置的机组参数共计五类，分别为机组运行参数，机组日前申报参数，调度机构设定的参数，机组缺省申报参数，机组核定参数。具体内容如下：</p> <p>（一）机组运行参数</p> <p>由市场主体向调度机构提供的并网机组运行参数，应与并网调度协议保持一致，经调度机构审核批准后生效，并作为现货市场计算出清的默认参数。机组运行参数如需变更，需要通过运行参数变更管理流程进行更改。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 发电机组额定有功功率（新能源场站为全厂额定有功功率），单位为 MW； 2. 机组最小稳定技术出力（仅限火电），单位为 MW； 3. 机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟； 4. 厂用电率（火电为每台机组的厂用电率，其余电厂为全厂厂用电率），单位为百分数； 5. 机组冷态启动通知时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时； 6. 机组温态启动通知时间，即机组处于温态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时； 7. 发电机组热态启动通知时间，即机组处于热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；

8. 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；

9. 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；

10. 调度机构所需的其他参数。

（二）机组日前申报参数

现货市场日前申报阶段需要每天进行申报的参数，用于日前现货市场在运行日的机组组合优化和集中竞价出清。

1. 发电机组（交易单元）电能量报价，单位为元/MWh。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，电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh，每段需申报出力区间起点(MW)、出力区间终点(MW)以及该区间报价(元/MWh)。最小技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组的最小技术出力，最后一段出力区间终点为机组的最大技术出力。每段报价段的出力范围不能低于机组最大技术出力与最小技术出力之差的 10%。首段报价不可低于申报价格的下限值（申报限价见本章机组核定参数），后续每段报价均不得低于前一段申报价格，报价曲线必须为出力区间和价格单调非递减。若发电机组逾期未申报电能量报价，按照其缺省电能量报价参与日前现货市场出清。

2. 火电机组启动费用，单位为万元。启动费用包括热态启动费用、温

8. 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；

9. 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；

10. 调度机构所需的其他参数。

（二）机组日前申报参数

现货市场日前申报阶段需要每天进行申报的参数，用于日前现货市场在运行日的机组组合优化和集中竞价出清。

1. 发电机组（交易单元）电能量报价曲线，单位为元/MWh。电能量报价表示交易单元运行在不同出力区间时单位电能量的价格。从交易单元最小技术出力到机组最大技术出力之间可最多申报 10 段，电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh，每段需申报出力区间起点(MW)、出力区间终点(MW)以及该区间报价(元/MWh)。最小技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组的最小技术出力，最后一段出力区间终点为机组的最大技术出力。每段报价段的出力范围不能低于机组最大技术出力与最小技术出力之差的 10%。首段报价不可低于申报价格的下限值（申报限价见本章机组核定参数），后续每段报价均不得低于前一段申报价格，报价曲线必须为出力区间和价格单调非递减。若发电机组逾期未申报电能量报价，按照其缺省电能量报价参与日前现货市场出清。

2. 火电机组深调服务报价，单位为元/MWh。火电机组根据自身运行情

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默认启动费用。

3. 火电机组最早可并网时间，若机组在竞价日处于停机状态且在运行日具备开机运行条件，发电机组需要申报运行日精确到 15 分钟时段的最早可并网时间。其最终是否开机以及并网时间以安全约束机组组合(SCUC)程序出清以及调度机构校核结果为准。

4. 机组启停出力曲线，机组启动或停机过程的功率曲线，时间间隔为 15 分钟；由发电企业在日前现货市场进行申报并确认，若未填报则读取该机组典型开机/停机曲线。

5. 机组调试计划曲线，经调度机构审核批准后的机组调试计划曲线，由发电企业提前两日(D-2) 8:30 前在日前现货市场申报调试计划曲线，最终日前/实时发电计划曲线以现货市场优化出清结果为准。

6. 机组出力上下限，经调度机构审核后确定运行日各机组的 96 点出力上下限，作为电力现货市场出清的边界条件。正常情况下，机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小稳定技术出力。

7. 最小发电成本，单位为万元。调度机构每日根据机组上报的启动费用，结合机组申报的最小发电成本，制定运行日机组组合。若未填报则读取该机组默认最小发电成本。

况，从考虑深度调峰的最小发电能力到 50%发电负荷率范围内，申报每个档位的深调补偿报价。深调补偿报价采用“阶梯式”报价方式，每一档位申报的补偿价格不得超过该档位补偿价格上限，且不得低于上一档位报价，报价必须为 10 的整数倍。深调调峰档位划分及各档位补偿价格上限见本细则第六章第二节 与深度调峰辅助服务市场衔接。

3. 火电机组启动费用，单位为万元。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默认启动费用。

4. 火电机组最早可并网时间，若机组在竞价日处于停机状态且在运行日具备开机运行条件，发电机组需要申报运行日精确到 15 分钟时段的最早可并网时间。其最终是否开机以及并网时间以安全约束机组组合(SCUC)程序出清以及调度机构校核结果为准。

5. 机组启停出力曲线，机组启动或停机过程的功率曲线，时间间隔为 15 分钟；由发电企业在日前现货市场进行申报并确认，若未填报则读取该机组典型开机/停机曲线。

6. 机组调试计划曲线，经调度机构审核批准后的机组调试计划曲线，由发电企业提前两日(D-2) 8:30 前在日前现货市场申报调试计划曲线，最终日前/实时发电计划曲线以现货市场优化出清结果为准。

8. 运行日中长期申报曲线或申报电量，其中火电企业申报机组运行日中长期结算电量（单位：MWh），系统依据运行日火电中长期接纳空间，自动生成中长期交易申报曲线；水电企业提前 2 天（D-2）申报全厂运行日中长期结算电量（单位 MWh），新能源企业上报全厂运行日短期发电预测，经厂用电率折算作为其运行日中长期申报曲线，以上数据经调度机构进行合理化校验后，最终形成各场站运行日中长期结算曲线，中长期结算曲线校验方法详见《甘肃电力市场结算实施细则》“第五章 中长期结算曲线生成”。

（三）调度机构设定的参数

由调度机构依据电力平衡和安全稳定约束设置的参数。

1. 最小连续开机时间，表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；目前为 72 小时。

2. 最小连续停机时间，表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；目前为 72 小时。

（四）机组缺省申报参数

参与现货市场交易的发电机组在市场注册时提供的默认量价参数，若发电机组未按时在日前现货市场中进行申报，则采用默认量价参数进行计算出清。原则上，各台发电机组的缺省申报参数一年内允许更改一次，由发电企业向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改。

1. 发电机组（交易单元）默认电能量报价，同发电机组（交易单元）

7. 机组出力上下限，经调度机构审核后确定运行日各机组的 96 点出力上下限，作为电力现货市场出清的边界条件。正常情况下，机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小稳定技术出力。

8. 最小发电成本，单位为万元。调度机构每日根据机组上报的启动费用，结合机组申报的最小发电成本，制定运行日机组组合。若未填报则读取该机组默认最小发电成本。

9. 运行日中长期申报曲线或申报电量，其中火电企业申报机组运行日（D）中长期结算电量（单位：MWh），系统依据运行日火电中长期接纳空间，自动生成中长期交易申报曲线；水电企业提前 2 天（D-2）申报运行日（D）至本月后续时间每日中长期结算电量（单位 MWh），新能源企业上报全厂运行日（D）短期发电预测，经厂用电率折算作为其运行日中长期申报曲线，以上数据经调度机构进行合理化校验后，最终形成各场站运行日（D）中长期结算曲线，中长期结算曲线校验方法详见《甘肃电力市场结算实施细则》“第五章 中长期结算曲线生成”。

（三）调度机构设定的参数

由调度机构依据电力平衡和安全稳定约束设置的参数。

1. 最小连续开机时间，表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；目前为 72 小时。

2. 最小连续停机时间，表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；目前为 72 小时。

电能量报价；

2. 火电机组默认启动费用，同火电机组启动费用；

（五）机组核定参数

核定参数主要包括火电机组的启动费用上限、最小发电成本，供热机组供暖期/非供暖期最大/小技术出力，申报价格上下限、结算价格上下限等，以上信息作为现货市场火电机组优化和出清、事故调用补偿等的结算依据。相关的核定参数标准由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

1. 火电机组的启动费用补偿上限。若发电企业申报的启动费用超过核定的启动费用上限，则按相应的上限值进行补偿计算。

机组额定容量级别 (MW)	补偿费用上限 (万元/次)
20	80
30	110
60	200
100	300

2. 供热火电机组非供暖季（每年4月至10月）最大/最小技术出力，单位为MW，所有供热火电机组均需核定。

3. 供热火电机组供暖季（每年11月至次年3月）每日10:00—16:00以及其余时段最大/最小技术出力，单位为MW，所有供热火电机组均需核

（四）机组缺省申报参数

参与现货市场交易的发电机组在市场注册时提供的默认量价参数，若发电机组未按时在日前现货市场中进行申报，则采用默认量价参数进行计算出清。原则上，各台发电机组的缺省申报参数一年内允许更改一次，由发电企业向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改。

1. 发电机组（交易单元）默认电能量报价，同发电机组（交易单元）电能量报价；

2. 火电机组默认启动费用，同火电机组启动费用；

（五）机组核定参数

核定参数主要包括火电机组的启动费用上限、最小发电成本，供热机组供暖期/非供暖期最大/小技术出力，申报价格上下限、结算价格上下限等，以上信息作为现货市场火电机组优化和出清、事故调用补偿等的结算依据。相关的核定参数标准由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

（1）火电机组的启动费用补偿上限。若发电企业申报的启动费用超过核定的启动费用上限，则按相应的上限值进行补偿计算。

机组额定容量级别 (MW)	补偿费用上限 (万元/次)
20	80
30	110

定。

4. 工业供气火电机组最大/最小技术出力，单位为 MW，所有工业供气火电机组均需核定。

5. 火电机组最小技术出力运行成本，单位为元/MWh，所有火电机组均需核定。

6. 申报价格上/下限，单位为元/MWh。通过综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限值。目前申报下限值为 60 元/MWh，暂不设置申报上限。

7. 结算价格上/下限，单位为元/MWh。通过综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场结算价格上下限值，当市场结算价格超过上限值或低于下限值时，按相应限值进行结算；当因价格异常等情况采取价格管制时，同样按照结算价格上下限作为限价标准（见本细则第八十七条）。当前结算价格上/下限设置为 60-500 元/MWh。

60	200
100	300

(2) 供热火电机组非供暖季（每年 4 月至 10 月）最大/最小技术出力，单位为 MW，所有供热火电机组均需核定。

(3) 供热火电机组供暖季（每年 11 月至次年 3 月）每日 10:00—16:00 以及其余时段最大/最小技术出力，单位为 MW，所有供热火电机组均需核定。

(4) 工业供气火电机组最大/最小技术出力，单位为 MW，所有工业供气火电机组均需核定。

(5) 火电机组最小技术出力运行成本，单位为元/MWh，所有火电机组均需核定。

(6) 申报价格上/下限，单位为元/MWh。通过综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限值。目前申报下限值为 60 元/MWh，暂不设置申报上限。

(7) 结算价格上/下限，单位为元/MWh。通过综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场结算价格上下限值，当市场结算价格超过上限值或低于下限值时，按相应限值进行结算；当因价格异常等情况采取价格管制时，同样按照结算价格上下限作为限价标准，当前结算价格上/下限设置为 60-500 元/MWh。

修订前	修订后
<p>第二十六条 日前现货市场出清计算过程如下：</p> <p>（一）采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日 96 点机组启停计划。</p> <p>1. 以运行日（D）全时段购电成本最小化为目标函数，满足运行日（D）及下一日（D+1）的高峰、低谷、腰荷的负荷预测、外送计划、备用容量需求，考虑机组报价和物理性能，计算运行日（D）机组开停机计划。</p> <p>2. 日前机组开停机计划需要考虑新能源预测准确率置信因子，确定运行日系统各时段备用容量留取。在容量缺额或备用容量不足情况下，可适当缩短机组最小连续停机时间，最小可缩短为 1 天，且允许同一电厂每日开机台数超过 1 台。</p> <p>3. 当机组申报的启动费用、空载费用相同，且其他物理参数一致时，优先安排月度剩余中长期电量较多的机组。</p> <p>（二）在运行日（D）机组启停计划的基础上，计算辅助服务市场空间，修改对应机组的出力上下限。</p> <p>（三）采用安全约束经济调度（SCED）程序优化计算运行日 96 点机组出力曲线和分时、分区电价。</p> <p>（四）日前现货市场出清边界条件。</p> <p>1. 系统平衡边界条件包括：系统功率平衡，系统正、负、旋转备用等；</p> <p>2. 电网运行边界条件包括：线路传输容量，变压器容量，断面传输极</p>	<p>第二十六条 日前现货市场出清计算过程如下：</p> <p>（一）采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日 96 点机组启停计划。</p> <p>1) 以运行日（D）全时段购电成本最小化为目标函数，满足运行日（D）及下一日（D+1）的高峰、低谷、腰荷的负荷预测、外送计划、备用容量需求，考虑机组报价和物理性能，计算运行日（D）机组开停机计划。</p> <p>2) 日前机组开停机计划需要考虑新能源预测准确率置信因子，确定运行日系统各时段备用容量留取。在容量缺额或备用容量不足情况下，可适当缩短机组最小连续停机时间，最小可缩短为 1 天，且允许同一电厂每日开机台数超过 1 台。</p> <p>3) 当机组申报的启动费用、空载费用相同，且其他物理参数一致时，优先安排月度剩余中长期电量较多的机组。</p> <p>4) 同一火电厂每日开/停机组最多一次（台），若同一火电厂下不同机组申报的启动费用、空载费用、存量能量报价相同，停（开）机状态保持时间都满足最小停（开）机时间需求，且其他物理参数一致（可调上下限，开停机曲线等），需优化开/停该场站机组时，按照发电企业申报的开机或停机顺序确定开/停机机组。</p> <p>（二）在运行日（D）机组启停计划的基础上，计算辅助服务市场空间，修改对应机组的出力上下限。</p>

<p>限，联络线计划等；</p> <p>3. 机组运行边界条件包括：机组（群）出力上下限，机组爬坡速率，机组最小连续开停机时间。</p> <p>（五）日前现货市场采用的优化算法数学模型见附件一：甘肃日前现货市场安全约束机组组合数学模型，附件二：甘肃日前现货市场安全约束经济调度数学模型。</p> <p>（六）为确保优化算法有可行解，调度机构负责制定并公布上述约束条件的松弛条件，见附件三：日前现货市场约束条件松弛条件。</p>	<p>（三）采用安全约束经济调度（SCED）程序优化计算运行日 96 点机组出力曲线和分时、分区电价。</p> <p>（四）日前现货市场出清边界条件。</p> <p>1) 系统平衡边界条件包括：系统功率平衡，系统正、负、旋转备用等；</p> <p>2) 电网运行边界条件包括：线路传输容量，变压器容量，断面传输极限，联络线计划等；</p> <p>3) 机组运行边界条件包括：机组（群）出力上下限，机组爬坡速率，机组最小连续开停机时间。</p> <p>（五）日前现货市场采用的优化算法数学模型见附件一：甘肃日前现货市场安全约束机组组合数学模型，附件二：甘肃日前现货市场安全约束经济调度数学模型。</p> <p>（六）为确保优化算法有可行解，调度机构负责制定并公布上述约束条件的松弛条件，见附件三：日前现货市场约束条件松弛条件。</p>
---	--

修订前	修订后
<p>第三十三条 实时市场以全网购电成本最小为优化目标，根据最新电网运行信息，综合考虑负荷平衡、机组运行约束、网络安全约束，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，以 15 分钟为间隔滚动出清未来 15 分钟至 2 小时的价格和出力曲线。</p>	<p>第三十三条 实时市场以全网购电成本最小为优化目标，根据最新电网运行信息，综合考虑负荷平衡、机组运行约束、网络安全约束，火电深度调峰调用，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，以 15 分钟为间隔滚动出清未来 15 分钟至 2 小时的价格和出力曲线。</p>

修订前	修订后
<p>第四十条 调度机构在实际运行前 2 小时，以 15 分钟为间隔，以全网购电成本最小为优化目标，根据最新电网运行状态与超短期预测信息，综合考虑负荷平衡、机组运行约束、网络安全约束，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算。</p>	<p>第四十条 调度机构在实际运行前 2 小时，以 15 分钟为间隔，以全网购电成本最小为优化目标，考虑深调补偿，根据最新电网运行状态与超短期预测信息，综合考虑负荷平衡、机组运行约束、网络安全约束，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算。</p>

修订前	修订后
<p>第四十三条 运行日（D）T-30 分前，依据日内富裕新能源跨省区增量现货交易、西北跨省调峰辅助服务市场交易出清结果，若 T 时刻仍有富裕新能源发电能力，调度机构可根据实际情况，开展 T 时刻深度调峰辅助服务市场调用。</p>	<p>第四十三条 运行日（D）T-30 分前，依据日内富裕新能源跨省区增量现货交易、西北跨省调峰辅助服务市场交易出清结果，若 T 时刻仍有富裕新能源发电能力，调度机构可按照新能源电力富裕情况，对火电机组深度调峰能力进行统一调用和出清，开展 T 时刻深度调峰辅助服务市场调用。</p>

修订前	修订后
	<p>新增：</p> <p style="text-align: center;">第六节 深度调峰辅助服务调用</p> <p>第五十六条 火电机组深度调峰按照日内新能源富裕情况进行实时调用，由实时现货市场根据参与深度调峰辅助服务新能源场站富裕电力情况统一出清。选择不参与实时深度调峰的新能源场站，在实时市场深度调峰时不进行富裕发电能力统计和调用。</p>

修订前

第二节 与深度调峰辅助服务市场衔接

第六十四条 现阶段，深度调峰辅助服务市场与电力现货市场分开独立运行。

第六十五条 竞价日（D-1），市场主体申报深度调峰辅助服务报价，调度机构对机组报价进行排序。

第六十六条 火电机组在最小技术出力以上部分参与现货市场竞争价，火电机组 50%出力以下部分参与深度调峰辅助服务市场竞争价。

第六十七条 火电机组深度调峰补偿按照深度调峰辅助服务市场规则执行。

第六十八条 火电机组深度调峰减发出力按照现货价格与增发出力新能源场站进行发电权转让交易，深度调峰减发电量不进行追补。

修订后

第二节 与深度调峰辅助服务市场衔接

第六十五条 火电深度调峰是指火电厂运行机组通过调减出力，使火电机组发电负荷率小于有偿调峰基准时所提供的服务。发电负荷率是火电机组发电电力与机组额定容量之比。火电机组（含供热机组）有偿调峰基准为其额定容量的 50%。火电机组提供实时深度调峰服务，须能够按照电力调度机构的指令，满足 AGC 调节速率要求，平滑稳定调整机组出力。

第六十六条 在现货市场运行模式下，由实时市场进行深度调峰调用计算，形成火电机组深度调峰调用结果，并在实时市场中统一出清。火电机组提供深度调峰调用则获得相应补偿。深度调峰调用时段内的风电、光伏、水电以及未提供深度调峰的火电机组，全部参与深度调峰费用分摊。

第六十七条 深度调峰申报流程如下：

（一）火电机组深度调峰补偿价格申报

在竞价日（D-1）8:30 前，火电机组根据自身运行情况，从考虑深度调峰的最小出力到 50%发电负荷率范围内，申报每个档位的深调补偿报价。深调补偿报价采用“阶梯式”报价方式，报价单位：元/MWh。每一档位申报的补偿价格不得超过该档位补偿价格上限，且不得低于上一档位报价，报价必须为 10 的整数倍。具体分档及报价上限见下表：

深度调峰档位	火电机组负荷率	补偿价格上限
1	40% ≤ 负荷率 < 50%	200 元/MWh
2	35% ≤ 负荷率 < 40%	300 元/MWh

3	30% ≤ 负荷率 < 35%	400 元/MWh
4	20% ≤ 负荷率 < 30%	600 元/MWh
5	0% ≤ 负荷率 < 20%	800 元/MWh

在日前现货市场发布运行日（D）出清结果后，同时发布运行日（D）火电深度调峰能力相关信息，供新能源企业参考。

（二）新能源深度调峰意愿填报

在运行日（D）火电深度调峰能力发布后，新能源场站在申报页面中填报是否参与运行日（D）火电机组实时深度调峰，申报截止时间为每日22:00。默认为参与深度调峰调用。

选择不参与火电机组实时深度调峰的新能源场站，在实时市场深度调峰时不参与相关计算和调用，深度调峰期间该场站弃电电力、电量单独统计，并报甘肃能源监管办和省工信厅备案。

第六十八条 实时市场深度调峰调用流程：

（一）在实时现货市场中，按照新能源富余情况，对火电机组深度调峰能力进行统一调用和出清。深度调峰调用时需满足以下条件：

1) 实时市场中所有火电机组出清发电计划已达到其额定容量 50%或申报的最小技术出力。

2) 新能源富余电力（不参与实时深度调峰的新能源场站除外）在下一个交易时段（15 分钟）持续超过 200MW。

（二）每个交易时段（15 分钟）的深度调峰需求容量，按照该时段新能源富余电力（不参与实时深度调峰的新能源场站，其富余电力不计入

统计) 最小值, 乘以新能源预测置信系数最终确定, 新能源预测置信系数当前设置为 0.85, 后期可按照新能源预测准确率适时进行调整。

(三) 实时市场出清计算时, 按照火电机组日前调峰能力和补偿价格, 深度调峰需求容量, 考虑火电机组爬坡性能, 以综合购电成本最小为目标, 按照火电机组深调补偿报价由低价到高价依次调用各档位深调能力, 最终形成每台火电机组深度调峰调用计划, 并通过实时市场统一出清。

(四) 火电机组深度调峰后产生的发电空间, 在实时市场中由参与实时深度调峰的新能源场站统一出清, 计算出清原则与实时市场出清原则相同。

(五) 实时市场深度调峰期间, 火电机组不作为市场定价机组。

火电机组深度调峰减发出力按照现货价格与增发出力新能源场站进行发电权转让交易, 深度调峰减发电量不进行追补。

第六十九条 火电机组深度调峰减发出力按照现货价格与增发出力新能源场站进行发电权转让交易, 深度调峰减发电量不进行追补。

《甘肃电力现货市场结算实施细则》修订汇总

修订前	修订后
<p>第三十四条 火电机组在申报日（D-1）申报运行日中长期交易分解电量，依据运行日火电中长期接纳空间，由现货系统自动生成中长期交易申报曲线。</p>	<p>第三十四条 火电机组在申报日（D-1）申报运行日中长期交易分解电量，依据运行日火电中长期接纳空间，由现货系统自动生成中长期交易申报曲线。</p> <p>在确定火电机组中长期交易申报曲线时，提前统计各火电企业截止申报日（D-1）24 点已交割中长期电量和剩余中长期电量，计算剩余中长期电量日发电负荷率，计算公式为：</p> $k_{\text{剩余}} = \frac{Q_{\text{月度}} - Q_{\text{完成}}}{Q_{\text{额定}} \times D_{\text{剩余}} \times 24}$ <p>其中，k 剩余为截止申报日（D-1）24 点该场站剩余中长期电量日发电负荷率，Q 月度为该场站本月中长期交易电量，Q 完成为该场站截止申报日（D-1）24 点已交割的中长期交易电量，D 剩余为截止申报日（D-1）24 点本月剩余天数，Q 额定为额定装机容量，对火电企业，按照申报日（D-1）机组组合优化结果开机方式确定额定容量。</p> <p>若剩余中长期电量日发电负荷率大于等于 85%，在读取该机组中长期交易申报电量后：</p> <p>（1）判断其申报的运行日中长期交易申报电量是否小于该场站额定容量 80%发电负荷率全天上网电量。若小于，则按该场站额定容量 80%发电负荷率全天上网电量作为其运行日中长期交易申报电量；若申报值大于</p>

等于该场站额定容量 80%发电负荷率全天发电量，则不做处理。

(2) 在中长期交易申报曲线自动生成时，该场站运行机组最小技术出力修正为该机组额定容量的 80%，并按此修正最小技术出力参与后续校核。

经此方式生成的中长期交易申报曲线，在中长期申报曲线分时校核时，若全网可优化中长期申报容量满足系统平衡需求，则该曲线优先予以确定。

若剩余中长期电量日发电负荷率小于 85%，则不做处理，正常生成中长期交易申报曲线并参与后续校核。

修订前	修订后
<p>第三十五条 新能源企业在申报日（D-1）上报运行日短期发电功率预测，经厂用电率折算为上网电力后，作为其运行日中长期交易申报曲线。</p> <p>在确定新能源中长期交易申报曲线时，提前统计各新能源场站截止申报日（D-1）24 点已交割中长期电量和剩余中长期电量，计算剩余中长期电量日发电负荷率，计算公式为：</p> $k_{\text{剩余}} = \frac{Q_{\text{月度}} - Q_{\text{完成}}}{Q_{\text{额定}} \times D_{\text{剩余}} \times 24}$ <p>其中，k 剩余为截止申报日（D-1）24 点该场站剩余时间中长期电量日发电负荷率，Q 月度为该场站本月中长期交易电量，Q 完成为该场站截止申报日（D-1）24 点已交割完成的中长期交易电量，D 剩余为截止申报日（D-1）24 点本月剩余天数，Q 月度为该场站额定装机容量。</p> <p>若剩余中长期电量日发电负荷率大于 30%，在读取该场站短期预测后，判断其运行日短期功率预测发电量是否小于该场站额定容量 30%发电负荷率全天发电量：</p> <p>（一）若小于，则按该场站额定容量 30%发电负荷率全天发电量、运行日短期功率预测，等比例生成运行日中长期交易申报曲线，同时确保生成曲线每个时刻均不超过其最大发电能力。曲线生成公式如下：</p> $Q_{\text{生成},t} = \min \left[Q_{\text{额定}}, \left(\frac{Q_{30\% \text{ 负荷率}}}{Q_{\text{短期预测}}} \times Q_{\text{短期预测},t} \right) \right] \times (1 - L_{\text{厂用}})$	<p>第三十五条 新能源企业在申报日（D-1）上报运行日短期发电功率预测，经厂用电率折算为上网电力后，作为其运行日中长期交易申报曲线。</p> <p>在确定新能源中长期交易申报曲线时，提前统计各新能源场站截止申报日（D-1）24 点已交割中长期电量和剩余中长期电量，计算剩余中长期电量日发电负荷率，计算公式为：</p> $k_{\text{剩余}} = \frac{Q_{\text{月度}} - Q_{\text{完成}}}{Q_{\text{额定}} \times D_{\text{剩余}} \times 24}$ <p>其中，k 剩余为截止申报日（D-1）24 点该场站剩余时间中长期电量日发电负荷率，Q 月度为该场站本月中长期交易电量，Q 完成为该场站截止申报日（D-1）24 点已交割完成的中长期交易电量，D 剩余为截止申报日（D-1）24 点本月剩余天数，Q 月度为该场站额定装机容量。</p> <p>若剩余中长期电量日发电负荷率大于 40%，在读取该场站短期预测后，判断其运行日短期功率预测发电量是否小于该场站额定容量 40%发电负荷率全天发电量：</p> <p>（1）若小于，则按该场站额定容量 40%发电负荷率全天发电量、运行日短期功率预测，等比例生成运行日中长期交易申报曲线，同时确保生成曲线每个时刻均不超过其最大发电能力。曲线生成公式如下：</p> $Q_{\text{生成},t} = \min \left[Q_{\text{额定}}, \left(\frac{Q_{40\% \text{ 负荷率}}}{Q_{\text{短期预测}}} \times Q_{\text{短期预测},t} \right) \right] \times (1 - L_{\text{厂用}})$

<p>其中 $Q_{生成,t}$ 为该场站在运行日 t 时刻的中长期交易生成曲线电力, $Q_{额定}$ 为该场站额定装机容量; $Q_{30\%}$ 负荷率为该场站额定容量 30% 发电负荷率全天发电量, $Q_{短期预测}$ 为该场站运行日短期功率预测发电量, $Q_{短期预测,t}$ 为该场站在运行日 t 时刻的短期预测发电电力, $L_{厂用}$ 为该场站的厂用电率。</p> <p>经此方式生成的中长期交易申报曲线, 在中长期申报曲线校核时优先确定, 不参与后续消减。</p> <p>(二) 若运行日短期功率预测曲线积分电量大于该场站额定容量 30% 发电负荷率全天发电量, 则不作处理。</p>	<p>其中, $Q_{生成,t}$ 为该场站在运行日 t 时刻的中长期交易生成曲线电力, $Q_{额定}$ 为该场站额定装机容量; $Q_{40\%}$ 负荷率为该场站额定容量 40% 发电负荷率全天发电量, $Q_{短期预测}$ 为该场站运行日短期功率预测发电量, $Q_{短期预测,t}$ 为该场站在运行日 t 时刻的短期预测发电电力, $L_{厂用}$ 为该场站的厂用电率。</p> <p>经此方式生成的中长期交易申报曲线, 在中长期申报曲线校核时, 若全网可优化中长期申报容量满足系统平衡需求, 则该曲线优先予以确定。</p> <p>(2) 若运行日短期功率预测曲线积分电量大于该场站额定容量 40% 发电负荷率全天发电量, 则不作处理。</p>
--	---

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/236134021223010040>