**蒙西电力市场**

**日前电能量现货交易实施细则**

**（征求意见稿）**

**2019年**

**目 录**

[第一章 总 则 1](#_Toc7007777)

[第二章 交易准备 1](#_Toc7007778)

[第三章 曲线分解 5](#_Toc7007779)

[第四章 日前申报及出清 12](#_Toc7007780)

[第五章 结果发布及执行 17](#_Toc7007781)

[第六章 特殊情况处理 18](#_Toc7007782)

[第七章 组织流程 19](#_Toc7007783)

[第八章 附则 20](#_Toc7007784)

第一章 总 则

1. [概述]在电力多边市场中长期电能量交易的基础上，依据次日电网负荷预测、外送电计划、新能源发电预测、设备检修计划等信息，以次日系统综合效益最大化为目标，组织开展日前电能量现货交易。
2. [组织机构]电力市场运营机构负责日前电能量现货交易的组织实施，并对出清结果进行安全校核。
3. [适用范围]本细则是蒙西电力市场日前电能量现货交易开展的依据，全体市场成员必须严格遵守。
4. [批准执行]本细则作为《蒙西电力市场运营基本规则》（以下简称《基本规则》）的补充，与《基本规则》具有同等效力。

第二章 交易准备

1. [交易时间定义]运行日（D）为电网运行自然日，日前电能量现货交易在运行日的前一日（D-1）组织成交，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。
2. [机组运行参数]所有直调发电机组、场（站）需向电力运营机构提供其运行参数。且各参数应与《并网协议》、《并网调度协议》、电力业务许可证等资料内容一致。

如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

1. 发电机组、场（站）额定有功功率，单位为MW；
2. 发电机组、场（站）最小稳定技术出力（单位为MW）及最小负荷率；
3. 发电机组、场（站）有功功率调节速率，单位为MW/分钟；
4. 发电机组、场（站）日内允许的最大启动次数、停机次数，单位为次/每天；
5. 发电机组、场（站）厂用电率，单位为百分数；
6. 发电机组、场（站）冷态启动通知时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；
7. 发电机组、场（站）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. 发电机组、场（站）极热态启动通知时间，即机组处于极热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；
9. 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；
10. 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；
11. 市场运营机构所需的其他参数。
12. [机组运行约束条件]如下规定：
13. 发电机组状态约束

市场运营机构应根据机组检修批复情况，在(D-1)日上午9:30前发布运行日(D)日机组的96点状态，各发电企业应在10:30前在技术支持系统中进行确认，逾时未确认则默认采用发布的状态。

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态或因电网要求处于调试状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前电能量现货交易。

（1）可用状态：包括运行机组、备用机组。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入考核。

（2）机组调试状态：包括处于检修工期中的调试、机组试验（调试），运行日(D)存在调试时段的机组运行日(D)全天均视为调试状态。

（3）机组不可用状态：包括机组检修、缺燃料、其他情况。其中，其他情况为运行日内煤电机组当次累计停备不足机组最小连续停机时间的时间段，默认为不可用状态。

2.发电机组出力上下限约束

（D-1）日上午8:30前，电力市场运营机构应根据机组的额定有功功率、检修和试验批复等情况，发布（D-1）日其调管范围内机组的出力约束。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（燃机出力上限为该季节最大技术出力）、最小稳定技术出力。

（D-1）日上午9:30前，各电厂通过技术支持系统对机组出力上下限进行确认，电厂可根据实际情况调整电厂原因的出力限值约束结束时间。电厂逾时未确认则默认为采用电力市场运营机构发布的状态。

3.发电机组最早可并网时间

若发电机组在（D-1）日处于停机状态且预计运行日（D）具备并网条件，（D-1）日上午10:30前，该机组需通过技术支持系统申报运行日（D）最早可并网时间。若备用机组未及时申报，则最早可并网时间默认为上午7:00。

4.热电联产机组供热计划

（D-1）日10:30前，经政府认定的热电联产电厂应通过技术支持系统申报运行日（D）的供热计划，具体内容包括：

（1）运行日（D）该电厂计划用于供热的机组名称以及编号；

（2）运行日（D）该电厂供热机组的96点供热流量预测曲线，单位为吨/小时。

1. [电网运行约束条件]规定如下：

1.负荷预测

日负荷预测包括统调负荷预测、母线负荷预测。

（1）统调负荷预测

统调负荷预测是指预测运行日零时开始的每15分钟的统调负荷需求，每天共计96个点。电力市场运营机构负责开展运行日全省的日统调负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电等情况。

（2）母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每15分钟的220kV母线节点负荷需求，每天共计96个点。省内各供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方电出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。如各供电企业提交的母线负荷预测之和与统调负荷预测存在偏差，则由技术支持系统以各辖区的负荷预测值为比例分摊偏差。

2.外购电出力预测

外购电出力预测为东送计划出力预测。电力市场技术支持系统根据内蒙古自治区的电力平衡情况，综合考虑负荷特性，于（D-1）日下达运行日（D）的96点东送计划预测曲线。

3.备用约束

根据系统运行需要，制定发电侧运行备用要求和负备用要求。日前电能量市场出清结果需同时满足运行日（D）的发电侧运行备用要求和负备用要求，特殊时期电力市场运营机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。

4.输变电设备检修计划

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。

5.输变电设备投产与退役计划

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。

6.电网安全约束

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

1. [信息发布]（D-1）日12:00前，市场运营机构通过电力市场交易系统，向相关市场成员发布运行日（D）的系统运行参数及约束条件信息。主要信息包括：
2. 统调负荷预测曲线；
3. 东送计划预测曲线；
4. 新能源场（站）次日发电曲线；
5. 火电机组次日发电曲线；
6. 发电机组检修总容量；
7. 正备用要求、负备用要求；
8. 输变电设备检修计划；
9. 电网断面约束情况；
10. 必开必停机组（群）；
11. 交易限价等参数。

第三章 曲线分解

1. [概述]以运行日（D）系统及市场参数为基础，首先开展中长期合同电量日分解工作，确定次日电网基础运行方式：

1.在中长期交易结果的基础上，全体用电企业、售电企业及供电单位按日申报次日用电计划，包括日总计划用电量，分时计划用电曲线等。初期可按峰、平、谷分段申报，逐步细化至96点。全天交易时段。

2.电力市场技术支持系统读取电网次日负荷预测数据，结合用电企业、售电企业及供电单位申报数据，形成次日全网用电计划曲线（96点），具备条件的用电企业、售电企业形成次日计划购电曲线（96点）。

3.电力市场技术支持系统读取电网次日外送电计划曲线（96点）。

4.综合次日全网计划用电曲线及外送电计划曲线，形成次日全网供电计划曲线（96点），即



5.各新能源场（站）申报次日发电出力预测曲线（96点），新能源场（站）总计座。

6.各火电机组申报次日最大、最小发电能力、，火电机组总计台。

7.各火电机组、新能源场站月度合约电量。截至日，各火电机组、新能源场站月度已完成合约电量。各火电机组、新能源场站次日合约电量。

8.各火电机组、新能源场站月度总基数电量。截至T日，各火电机组、新能源场站月度已完成基数电量。各火电机组、新能源场站次日基数电量。

9.各火电机组启停曲线、，0-t时刻完成启停机。

1. [新能源消纳及机组组合]以新能源消纳及中长期合约执行最大化为目标函数，考虑发供平衡、新能源负荷预测、上下旋备、电网主要稳定断面等约束条件，进行新能源消纳及机组组合优化出清。
2. 出清的目标函数如下所示：



其中：

、为截至日，各机组（场、站）月度已完成的合约电量、基数电量，即



；

为次日全网新能源场（站）在时段的总发电出力分解曲线；

为全天交易总时段数，每天交易96段，则为96；

为新能源场（站）优先消纳系数，；

为火电机组启停状态，有



1. 约束条件包括：

（1）负荷平衡约束



其中，，为次日全网火电机组在时段的总发电出力分解曲线。

（2）供电能力约束



其中，为并网火电机组数。

1. 新能源发电能力约束

对每个时段，新能源发电能力约束描述为：



（4）火电机组发电能力约束



（5）主要断面约束



其中，、、分别为500kV呼丰、呼包、响布断面送电极限；

、、分别为500kV呼丰、呼包、响布断面以东用电负荷预测曲线；

、、分别为500kV呼丰、呼包、响布断面以东新能源消纳曲线。

（6）正备用容量约束



其中为上旋备容量：



在考虑上述约束条件的基础上，优化计算出清次日电网新能源消纳曲线及火电机组组合。其中正备用容量不足时，可考虑采取有序用电管理等措施。

1. [新能源曲线分解]在新能源消纳曲线及火电机组组合出清结果的基础上，以各场站合约电量完成均衡度为目标函数，考虑负荷平衡、爬坡速率、安全断面、旋备容量等约束条件，计算出清各新能源场站次日96点计划运行曲线。
2. 目标函数：



其中，，为截至日，全部机组（场、站）月度执行的总合约电量、总基数电量；

、为全部机组（场、站）月度总合约电量及总基数电量，对新能源场（站）有、。

1. 约束条件：
2. 新能源消纳空间约束

对每个时段，全网新能源消纳空间约束描述为：



其中，，各新能源场（站）在时段的日分解曲线出力

1. 新能源发电能力约束

对每个时段，各新能源发电能力约束描述为：



1. [火电机组曲线分解]在新能源曲线分解及火电机组组合出清结果的基础上，以各机组合约电量完成均衡度为目标函数，考虑负荷平衡、爬坡速率、安全断面、旋备容量等约束条件，计算出清各机组次日96点计划运行曲线。
2. 目标函数：



其中，对火电机组有、。

1. 约束条件：

（1）系统负荷平衡约束

对每个时段，负荷平衡约束可描述为：



（2）机组出力上下限约束

机组在任何时段出力应在最大、最小出力范围之内，约束条件可以描述为：



其中，表示机组在时段的启停状态，表示机组停机，表示机组开机；为各火电机组在时段的日分解曲线出力；为机组在时段的最大出力；为机组在时段的最小出力。

（3）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：





其中，、表示机组的最大上爬坡速率、最大下爬坡速率。

（4）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：



其中，、为线路的潮流传输极限；为机组（场、站）所在节点对线路的发电机输出功率转移分布因子；为联络线所在节点对线路的发电机输出功率转移分布因子；为系统的节点数量；为节点对线路的发电机输出功率转移分布因子；为节点在时段的母线负荷值； 、分别为线路的正、反向潮流松弛变量。

（5）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：



其中，、分别为断面的潮流传输极限；为机组（场、站）所在节点对断面的发电机输出功率转移分布因子；为联络线所在节点对断面的发电机输出功率转移分布因子；为节点对断面的发电机输出功率转移分布因子； 、分别为断面的正、反向潮流松弛变量。

1. [曲线出清]日分解曲线出清：

在初步分解曲线基础上，考虑各机组（场、站）的厂用电率，得出各机组（场、站）的发电电力曲线：

火电机组为

新能源场（站）为

1. [信息发布]曲线分解出清后，电力多边市场技术支持系统将向相关市场主体发布曲线分解结果，主要内容包括：
2. 中长期合同电量日分解结果；
3. 运行日（D）后，中长期合同及基数电量完成进度；
4. 其他相关信息。

第四章 日前申报及出清

1. [交易信息申报]日前电能量现货交易每日均开展，参与日前电能量现货交易的市场主体需在（D-1）日12:30前，基于中长期电量日分解结果每日申报交易信息。若发电机组、场（站）未按时进行申报，则采用默认值作为申报的交易信息。

默认值是指参与现货电能量交易的发电机组在市场注册时提供的默认量价参数。原则上，各台发电机组、场（站）的默认值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。

发电机组、场（站）申报的交易信息分为电能量买入报价和卖出报价。买入报价和卖出报价为发电机组、场（站）运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报5段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。电能量卖出报价的最后一段出力区间终点为机组的有功功率上限，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能低于机组、场（站）额定有功功率与最小出力之差的10%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。具体地：

1. 公用火电企业在（D-1）日，基于中长期电量日分解曲线，申报运行日（D）分段电能量价格（单位：元/MW）。
2. 新能源场（站）在（D-1），基于中长期电量日分解曲线，申报运行日（D）分段电能量价格（单位：元/MW）。
3. 抽蓄电站在竞价日，申报运行日分段抽水用电负荷及价格（买入价），或申报运行日分段发电出力及价格（卖出价）（单位：元/MW）。
4. 可控负荷在竞价日，申报运行日分段价格（单位：元/MW）。

详细的申报信息表单见附表。

1. [审核及处理]市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行审核。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。
2. [日前出清]以系统运行综合效益提升最大化为目标函数，以中长期日分解曲线为计算基态，考虑系统负荷平衡、正备用容量、负备用容量、旋转备用容量、机组出力上下限、机组爬坡、机组最小连续开停时间、机组最大启停次数、线路潮流、断面潮流等约束条件，进行日前电能量现货交易优化出清。
3. 交易出清的目标函数如下所示：



其中：

为火电机组在时段的出清出力值，；

、分别为火电机组在时段的增出力、减出力；

为新能源场（站）在时段的出清出力值，；

、分别为新能源场（站）在时段的增出力、减出力；

为火电机组在时段的电能量价格；

、分别为火电机组在时段的启动费用、停运费用。

为新能源场（站）在时段的电能量价格。

1. 约束条件：

（1）系统负荷平衡约束

对每个时段，负荷平衡约束可描述为：



（2）系统正备用容量约束

系统正备用容量约束可描述为：



其中，为火电机组在时段的最大出力；为新能源场（站）在时段的最大预测出力；为新能源场（站）在时段预测精确度；为时段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描述为：



其中，为时段的系统负备用容量要求。

（4）系统旋转备用容量约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需要满足实际运行的上调、下调旋转备用要求：





其中，、 为机组的最大上爬坡速率、下爬坡速率；、 为机组在时段（）的最大、最小出力；、 分别为系统在时段最大上调、下调旋转备用要求。

（5）机组出力上下限约束

机组在任何时段出力应在最大、最小出力范围之内，约束条件可以描述为：





（6）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：





（7）机组最小连续开停时间约束

由于火电机组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。最小连续开停机时间约束可描述为：





其中，、分别为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间；、分别为机组在时段已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 来表示：





（8）机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义为机组在时段是否切换到启动状态；定义表示机组在时段是否切换到停机状态，、满足如下条件：





相应机组的启停次数限制可表达如下：





其中，、分别为机组启动、停机的最大次数

（9）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：



其中，、为线路的潮流传输极限：为机组（场、站）所在节点对线路的发电机输出功率转移分布因子；为联络线所在节点对线路的发电机输出功率转移分布因子；为系统的节点数量；为节点对线路的发电机输出功率转移分布因子；为节点在时段的母线负荷值。 、分别为线路的正、反向潮流松弛变量。

（10）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：



其中，、分别为断面的潮流传输极限：为机组（场、站）所在节点对断面的发电机输出功率转移分布因子；为联络线所在节点对断面的发电机输出功率转移分布因子；为节点对断面的发电机输出功率转移分布因子； 、分别为断面的正、反向潮流松弛变量。

第五章 结果发布及执行

1. [结果发布]（D-1）日17:30前，技术支持系统出具运行日的日前电能量现货交易出清结果，经电力市场运营机构安全校核后，按照有关程序通过技术支持系统发布。
2. 日前交易公有信息发布

日前交易公有信息为每小时的全系统边际电价，以及日前电能量交易出清的概况信息。

1. 日前交易发电企业私有信息发布

发电企业私有信息具体包括：

（1）运行日的机组开机组合；

（2）运行日发电机组每小时的中标电量；

（3）运行日发电机组每小时的电价。

1. [结果执行]日前电能量交易原则上基于（D-1）日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算，一般情况下，日前电能量交易的出清结果（包含机组开机组合以及机组出力计划曲线）即为运行日的发电计划。参与日前电能量现货交易的发电机组、新能源场站，在运行日须接入电网自动发电控制系统（AGC系统）且投入计划曲线模式（SCHE模式）运行。未接入电网自动发电控制系统（AGC系统）的机组及场站，除特殊情况外，严格按照日前计划曲线运行。
2. [计划调整]若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，电力市场运营机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前电能量交易的出清算法，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时通过技术支持系统向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前电能量交易形成的成交结果和价格不进行调整。

第六章 特殊情况处理

1. [自然灾害影响期处理机制]台风、冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活和重要用户用电，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。
2. [特殊管控要求处理机制]为落实政府部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在日前电能量现货交易出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在日前电能量现货交易出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化。
3. [系统出清异常处理机制]当技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。

若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。

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

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

第七章 组织流程

1. [市场组织及流程]日前现货市场组织及流程如下：
2. 每日08:30-09:30 市场运营机构进行日前交易数据准备。技术支持系统读取次日电网负荷预测、外送计划、新能源预测、发电设备状态等信息。
3. 每日09:30-10:30 各市场主体通过技术支持系统修改上报设备参数及可用情况。
4. 每日10:30-11:30 技术支持系统汇总数据，运行中长期电量日分解程序，分解运行曲线。
5. 每日11:30-12:00 电力市场运营机构通过技术支持系统发布日前电能量现货交易开市公告，向全体市场成员发布次日系统基本信息，向相关市场主体发布中长期电量日分解结果曲线。
6. 每日12:00-12:30 各市场主体依据公告信息及分解曲线，申报日前现货交易信息，包括分段电能量买入、卖出价格、启停机组报价等。
7. 每日12:30-14:30 技术支持系统汇总各市场主体申报情况，运行日前电能量现货交易出清程序，优化计算，得出次日电网运行方式、机组组合及各发电机组、新能源场站计划运行曲线。
8. 每日14:30-15:30 电力市场运营机构汇总日前现货出清结果，并对出清结果进行安全校核，依据电网安全稳定运行需要，调整出清结果并给予说明。
9. 每日15:30-16:30 技术支持系统向相关市场主体发布日前现货交易出清结果。各市场主体审核后返回确认信息。对出清结果有异议的市场主体可向市场运营机构提出解释申请。
10. 每日16:30-17:30 电力市场运营机构依据日前出清结果安排电网运行。

第八章 附则

1. [规则解释]由国家能源局华北监管局、内蒙古自治区电力市场主管部门负责解释。
2. [规则修订] 国家能源局华北监管局、内蒙古自治区电力市场主管部门可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。
3. [规则实施]本细则自印发之日起执行。