

国家能源局湖南监管办公室 湖南省发展和改革委员会 文件 湖南省能源局

湘监能市场〔2025〕58号

关于印发《湖南新能源消纳监测统计实施细则 (试行)》的通知

国网湖南省电力有限公司，湖南电力交易中心有限公司，各发电企业：

为进一步加强新能源消纳监测分析和监管，保障与电力市场建设运营优化衔接，规范新能源消纳监测统计，促进湖南新能源消纳和新能源行业高质量发展，根据《光伏电站消纳监测统计管理办法》（国能发新能规〔2021〕57号）、《风电场利用率监测统计管理办法》（国能发新能规〔2022〕49号）、《分布式光伏发电

开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7号）等文件，我办会同湖南省发展和改革委员会、湖南省能源局组织制定了《湖南新能源消纳监测统计实施细则（试行）》、配套计算方法及统计表格，现予印发，请遵照执行。

- 附件：1.湖南新能源消纳监测统计实施细则（试行）
2.市场化交易决策不当受限电量计算方法（试行）
3.风电场/光伏电站月度发电信息表
4.湖南电网新能源消纳数据统计表
5.湖南电网分布式光伏消纳数据统计表
6.湖南电网分散式风电消纳数据统计表

国家能源局湖南监管办公室



湖南省发展和改革委员会



2025年10月14日

附件 1:

第一条 为进一步加强新能源消纳监测分析和监管，保障与电力市场建设运营优化衔接，规范新能源消纳监测统计工作，促进湖南新能源消纳和新能源行业高质量发展，根据《风电场利用率监测统计管理办法》（国能发新能规〔2022〕49号）、《光伏电站消纳监测统计管理办法》（国能发新能规〔2021〕57号）、《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7号）等文件，结合湖南实际，制定本实施细则。

第二条 本细则适用于并入湖南电网、接受电力调度机构直接调度的集中式新能源场站（风电、光伏，下同），具备条件的分布式光伏、分散式风电项目参照执行。

第三条 本细则界定的新能源可发电量指排除内部设备故障、缺陷或检修等自身原因引起受阻，不考虑站外约束情况下新能源场站能够发出的电量，具体如下：

（一）新能源场站出力受限时，新能源场站可发电力及可发电量按照《风电场利用率监测统计管理办法》和《光伏电站消纳监测统计管理办法》有关规定计算；

(二) 新能源场站出力未受限时，可发电力等于实发电力，可发电量等于实发电量。

第四条 本细则界定的新能源受限电量是指排除站内设备故障、缺陷或检修等自身原因影响后可发而未发出的电量，受限电量包括系统原因受限电量和特殊原因受限电量。

(一) 系统原因受限电量是指新能源受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等因素影响可发而未能发出的电量。

(二) 特殊原因受限电量包括市场化交易决策不当受限、计划检修受限、不可抗因素受限、并网调试受限、并网技术条件不足受限及其它特殊原因受限等。

第五条 新能源场站受限时段以调度自动化 AGC 系统下达限电指令和解除限电指令的时间为准，AGC 指令小于当时新能源可发出力时视为该时刻存在出力受限，应进行标识，电力调度机构应准确记录限电时间、出力限值和原因。

第六条 新能源受限出力的计算与电力市场运行衔接，当新能源场站存在出力受限时，受限出力计算方法如下：

取新能源场站超短期预测、出清电力执行允许偏差下限、实发电力比对计算受限电力，采样频次 15 分钟/次，受限电量为受限电力的积分。其中，超短期预测

及出清电力均取实时运行时刻未来 15 分钟的值，出清电力执行允许偏差下限按照电力现货市场规则参数留取。

受限电力计算方法如下：

1.若出清电力允许偏差下限 $\leq$ 实发电力 $<$ 超短期预测，认为新能源场站出力受限：

$$\text{受限电力} = \text{可发电力} - \text{实发电力}$$

2.若实发电力 $<$ 出清电力允许偏差下限或实发电力 $\geq$ 超短期预测，认为新能源场站出力未受限：

$$\text{可发电力} = \text{实发电力}$$

$$\text{受限电力} = 0$$

新能源场站受限时段，受限电力等于可发电力减实发电力，取新能源场站可发电力、实发电力计算受限电力，采样频次 15 分钟/次。

第七条 受限电量计算方法如下：

$$\text{受限电量} = \text{可发电量} - \text{实际发电量}$$

$$\text{因系统原因受限电量} = \text{受限电量} - \text{特殊原因受限电量}$$

特殊原因受限电量包括以下情况：

1.因台风、地震、洪水、覆冰、泥石流等不可抗力因素导致未能发出的电量。

2.因新能源场站送出输变电设备计划检修导致未能发出的电量。

3.因新能源场站出力超出审批（备案）容量而未能发出的电量。

4.因新能源处于并网调试运行期或自动发电控制系统（AGC）测试阶段、新能源以临时方案接入系统时输送功率超过输变电设备送电极限。

5.因并网技术条件不满足相关标准要求，或违反并网管理要求等原因进行整改的，未整改前和在整改期间未能发出的电量。

6.市场化方式并网新能源场站因未落实并网条件导致未能发出的电量。

7.因市场化交易决策不当导致的出力受限导致未能发出的电量，现阶段指新能源场站参与电能量市场因报价原因导致未能发出的电量，按照《市场化交易决策不当受限电量计算方法（试行）》计算（附件2）。

8.因重大工程施工、重大社会活动、执行特殊保电任务导致未能发出的电量。

多种特殊原因同时产生受限电量时，统计时按照主要原因归纳为上述某一类情况。

第八条 单个新能源场站利用率和地区新能源（风电、光伏）利用率区分两种情况按以下公式计算：

（一）考虑全部原因受限利用率

单个新能源场站利用率=新能源场站实际发电量/新能源场站可发电量

地区新能源（风电、光伏）利用率= $\sum$ 新能源（风电、光伏）实际发电量/ $\sum$ 新能源（风电、光伏）可发电量

（二）仅考虑系统原因受限利用率

单个新能源场站利用率=(新能源场站可发电量-新能源场站系统原因受限电量)/新能源场站可发电量

地区新能源（风电、光伏）利用率=($\sum$ 新能源<风电、光伏>可发电量- $\sum$ 新能源<风电、光伏>系统原因受限电量)/ $\sum$ 新能源（风电、光伏）可发电量

第九条 电力调度机构应定期对新能源场站提供数据的准确性、合理性进行校核，并定期在出力不受限时段对数据准确性进行测试，偏差较大时及时调整。新能源场站出力受限时，新能源企业和电网企业应相互配合，按照本细则和附件中的统计要求做好受限电量统计工作。鼓励新能源场站在 SCADA 或功率预测系统中建立与本细则规定受限电量计算方法一致的统计模块，提升数据统计的准确性。

第十条 集中式新能源场站于每月 5 日前将上月月度发电信息表（附件 3）报送至相应电力调度机构，同时在国家可再生能源信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台填报。

第十一条 国网湖南省电力有限公司（以下简称“省电力公司”）对所属电力调度机构调度管辖范围内集中式新能源场站每月报送数据进行汇总、整理、分析和校核，并于每月 8 日前向对应新能源场站披露消纳统计数据，反馈消纳数据发电信息表。

第十二条 新能源场站对省电力公司披露结果存在异议的，每月 10 日前向对应电力调度机构反馈，联系提供相关依据进行校验修正；对校验修正结果仍有异议的，可申请湖南能源监管办督促进一步校核。

第十三条 省电力公司在每月 15 日前通过全国新能源电力消纳监测预警平台报送国家能源局，并向湖南能源监管办、省能源局报送全省新能源场站月度发电信息报表（附件 4）。省电力公司保留新能源消纳统计运行相关数据 5 年以上，以备抽查。

第十四条 省电力公司参照本细则相关规定对全省分布式光伏、分散式风电项目消纳情况进行统计，分布式光伏项目消纳情况按照《分布式光伏发电开发建设管理办法》第四条分类按地区进行统计（附件 5），分散式风电项目消纳情况按地区进行统计（附件 6），统计情况每月 15 日前与全省新能源场站月度发电信息报表一同报送湖南能源监管办、省能源局。

第十五条 省电力公司按照本细则要求建立新能源消纳监测统计技术支持系统，并将技术支持系统接入电力监管信息系统。相关技术支持系统的建设和运行应符合《中华人民共和国网络安全

全法》《电力监控系统安全防护规定》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 2024 年第 27 号）有关要求。

第十六条 新能源消纳情况发布需遵循国家相关法律法规和保密规定。

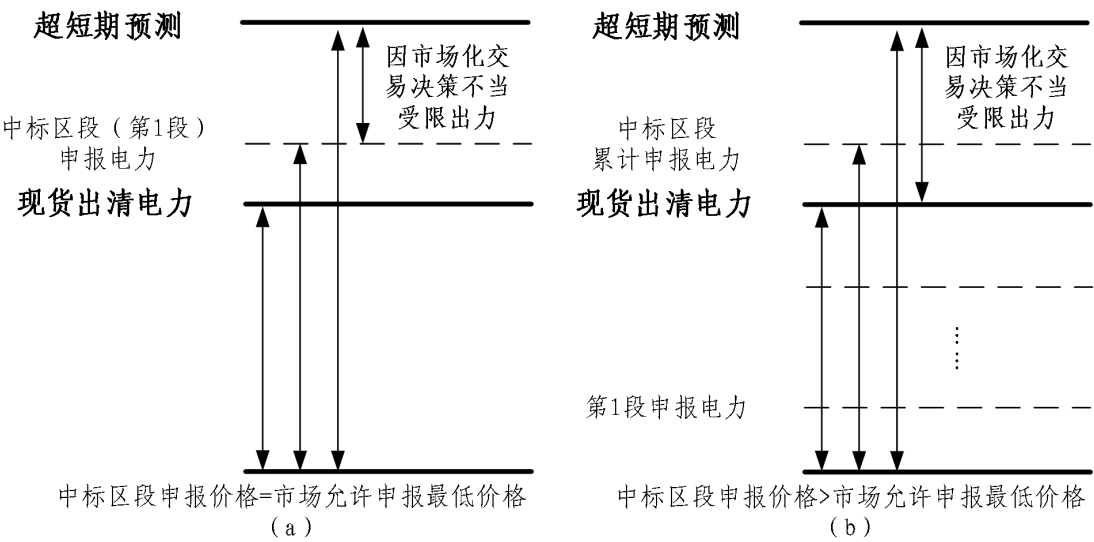
第十七条 相关单位按照本细则计算新能源消纳情况，如实完整报送统计数据，未按要求报送、弄虚作假、谎报、瞒报的，由湖南能源监管办按照《电力监管条例》《电力企业信息报送规定》有关规定进行处理。

第十八条 本细则由湖南能源监管办负责解释，自发布之日起施行，有效期 2 年。

附件 2：

一、省内现货市场运行，未参与省间现货交易

取实时市场中新能源场站 96 点多段累计申报电力（累计不超过超短期预测）、第 1 段和中标区段的申报价格、出清电力和省内现货交易市场允许申报的最低价格（按照市场参数留取）。场站发生出力受限时，将交易时段场站申报电力根据申报价格由低到高累加，申报价格最低的是第 1 段，现货出清电力所在的区段就是中标区段（如图 1 所示）。



1

因市场化交易决策不当导致的特殊原因受限电量按如下方法计算：

(1) 若某场站第 1 段的申报价格=市场允许申报最低价格, 且场站现货出清电力=0, 则该场站特殊原因受限电力为零。

(2) 若某场站中标区段的申报价格=市场允许申报最低价格, 且场站现货出清电力>0, 则此时中标区段必定为第 1 段, 则该场站特殊原因受限电力= $\min\{(\text{总申报电力} - \text{第 1 段申报电力}), \text{受限电力}\}$ 。

(3) 若某场站中标区段的申报价格>市场允许申报最低价格, 则该场站特殊原因受限电力= $\min\{(\text{总申报电力} - \text{现货出清电力}), \text{受限电力}\}$ 。

当日场站在受限时段的特殊原因受限电力积分之和即为当日特殊原因受限电量。

二、省内现货市场未运行, 但参与省间现货交易

取省间现货交易系统中经电力调度机构安全校核后的新能源场站 96 点可申报电力、第 1 段和中标区段的申报价格、出清电力和省间现货交易市场允许申报的最低价格(按照市场参数留取)。场站发生出力受限时, 将交易时段场站申报电力根据申报价格由低到高累加, 申报价格最低的是第 1 段, 现货出清电力所在的区段就是中标区段(如图 2 所示)。

场站因市场化交易决策不当导致的特殊原因受限电量按如下方法计算:

(1) 若存在场站第 1 段的申报价格=市场允许申报最低价

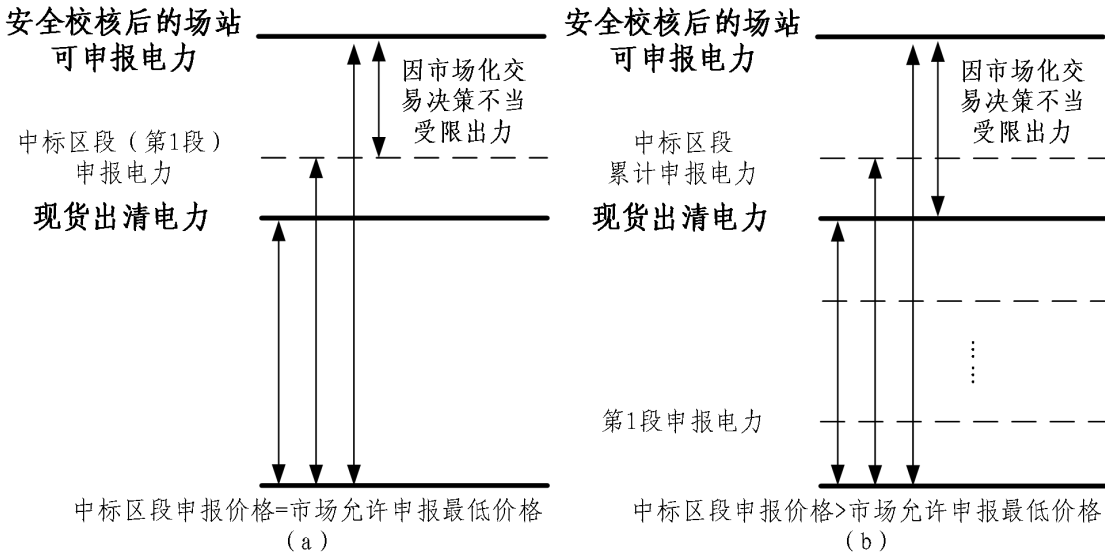
格，且现货出清电力=0，则所有场站特殊原因受限电力为零。

(2) 若某场站中标区段的申报价格=市场允许申报最低价格，且现货出清电力>0，则此时中标区段必定为第1段，则该场站特殊原因受限电力= $\min\{(\text{可申报电力} - \text{第1段申报电力}), \text{受限电力}\}$;

(3) 若某场站中标区段的申报价格>市场允许申报最低价格，则该场站特殊原因受限电力= $\min\{(\text{可申报电力} - \text{现货出清电力}), \text{受限电力}\}$;

(4) 若某场站实际未申报，且存在场站出清电力>0，则该场站特殊原因受限电力=场站可申报电力。

当日场站在受限时段的特殊原因受限电力积分之和即为当日特殊原因受限电量。



其他省间市场的特殊原因受限电量参照省间现货市场执行。

三、省内现货市场运行，且参与省间现货交易

场站因参与省间现货和省内现货市场同时产生市场交易决策不当特殊原因受限电量时，统计时按照主要原因归纳为一类进行特殊原因受限电量计算。如场站仅参与省内现货市场，未参与省间现货申报，则省间现货特殊原因受限电量按如下方法计算：

（1）场站省内现货第 1 段申报价格 $>$ 市场允许申报最低价格，且存在场站省间现货出清电力 >0 ，则该场站省间特殊原因受限电力=场站省间现货可申报电力。

（2）场站省内现货第 1 段申报价格=市场允许申报最低价格，或所有场站省间现货出清电力 $=0$ ，则该场站省间现货特殊原因受限电力为零。

附件 3：

XX /
XXXX XX

单位：万千瓦时、万千瓦

名称	项目所在地			并网容量	受限电量计算方法	本月可用机组可发电量	本月实际发电量	本月受限电量	本月特殊原因受限电量	主要受限原因	备注
	省	市	县								
XX 风电场					机舱风速法\样板机法\测风塔外推法						
XX 光伏电站					\						

附件 4:

XXXX XX

单位：万千瓦时、万千瓦

名称	项目所在地			装机容量	可发电量	实发电量	受限电量	特殊原因 受限电量	因系统 原因受限 电量	受限原因	备注
	省	市	县								

附件 5：

XXXX XX

单位：万千瓦时、万千瓦

地区	类型	装机容量	可发电量	实际发电量	受限电量	特殊原因受限电量	因系统原因受限电量	受限原因	备注
长沙	自然人户用								
	非自然人户用								
	一般工商业								
	大型工商业								
株洲	自然人户用								
	非自然人户用								
	一般工商业								
	大型工商业								
...									

附件 6：

XXXX XX

单位：万千瓦时、万千瓦

地区	装机容量	可发电量	实际发电量	受限电量	特殊原因受限电量	因系统原因受限电量	受限原因	备注
长沙								
株洲								
...								

