

附件 1

浙江电力中长期市场实施细则 (3.1 版)

2026 年 1 月

目 录

1 总述	1
2 适用范围	1
3 引用文件	1
4 术语定义	1
5 交易品种	2
6 交易单元	3
7 交易周期	3
8 交易方式	4
9 典型曲线	8
10 交易价格	9
11 交易电量约束	11
12 交易组织	14
13 合同签订	20
13 合同执行	21
14 其他	21

1 总述

为做好电力中长期交易与现货市场的有效衔接，依据有关法规政策和市场规则，结合浙江实际，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于浙江电力中长期市场的运营管理。

3 引用文件

(1) 《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)

(2) 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》(发改价格〔2021〕1439号)

(3) 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)

(4) 国家发展改革委 国家能源局《电力中长期市场基本规则》(发改能源规〔2025〕1656号)

(5) 浙江能源监管办 浙江省发展改革委 浙江省能源局《浙江电力现货市场规则》(浙监能市场〔2024〕4号)

4 术语定义

中长期交易：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、旬、周、多日等不同时间维度的交易。

绿色电力证书：绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。国家对符合条件的可再生能源电量核发绿证，1个绿证单位

对应 1000 千瓦时可再生能源电量。

交易单元：经营主体参加中长期交易的基本单位。

交易日（J）：经营主体参加中长期交易申报的当日。

运行日（D）：实际执行日前电能量市场交易计划的自然日。

中长期合约：指市场成员通过中长期交易形成的合约。

中长期合约曲线：指中长期合约的分时电量信息，中长期合约应明确各结算时段的交易电量。每日从 0:00 开始，每 30 分钟划分一个结算时段，共形成 48 点的中长期合约曲线。

净合约电量：市场成员交易标的时间合约电量的代数和。
发电侧净合约电量=累计卖出标的时间合约电量-累计买入标的时间合约电量；用户侧净合约电量=累计买入标的时间合约电量-累计卖出标的时间合约电量。

累计交易电量：市场成员买入和卖出标的时间合约电量的绝对值之和。发电侧累计交易电量=累计卖出标的时间合约电量+累计买入标的时间合约电量；用户侧累计交易电量=累计买入标的时间合约电量+累计卖出标的时间合约电量。

5 交易品种

电力中长期交易主要开展电能量交易和绿色电力交易（以下简称绿电交易）。

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（包括批发市场和零售市场交易），交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（简称绿证）。目前参与绿电交易的发

电侧主体为风电、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。

6 交易单元

发电企业原则上以机组为交易单元参与中长期交易；非统调煤电发电企业以厂站为交易单元参与中长期交易；批发用户以户号为交易单元参与交易；售电公司以法人单位为交易单元参与交易。

绿电交易中，集中式新能源发电企业原则上以法人单位为交易单元参与绿电批发交易；分布式新能源发电企业由分布式新能源聚合商聚合参与中长期交易，一个分布式新能源聚合商为一个交易单元。若新能源发电企业发电类型涵盖光伏、风电，交易单元需分开创建，分别绑定同一发电类型（同类项目）新能源发电户号。其中，同一个新能源发电户号和建档立卡项目编码仅能绑定在一家新能源发电企业（含聚合商）交易单元下。为确保绿电绿证顺利核发和划转，原则上，新能源项目在国家能源局建档立卡平台、国家电网和交易机构登记信息保持一致的，才可绑定至绿电交易单元中。一个发电户号下含多个项目编码的，由其在交易单元建立环节自行确定上网电量在各项目编码间的分配比例。

原则上发电企业、分布式新能源聚合商应作为售方参与交易，批发用户、售电公司应作为购方参与交易。

7 交易周期

交易周期指中长期合约的起止时间，以完整日历日为基本单位。交易周期包括数年、年度、月度以及月内（旬、周、

多日)。

原则上, 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。

8 交易方式

中长期交易方式包括双边协商交易和集中交易, 其中集中交易包括集中竞价、挂牌和滚动撮合三种形式。经营主体在同一交易序列同一时段, 不可同时进行买入和卖出交易。

绿电批发交易主要开展双边协商交易和挂牌交易。

8.1 双边协商交易

双边协商交易是指经营主体间自主协商交易电量、交易电价及合约曲线形成交易意向, 在规定时间内通过电力交易平台完成交易申报与确认。双边协商交易中售方只允许售出电量, 购方只允许购入电量。

交易电价按单一价格申报, 按月分别确定, 不再细分至每个时段; 交易电量按交易周期内所有时段的分时电量申报, 每天分为 24 个时段。购方对信息进行核对、确认, 确认无误后提交生成双边协商交易意向。

双边协商交易成交电价按照双方协商达成的交易意向确定。

双边协商交易合约曲线根据分时段成交结果形成, 其中每个时段的成交电量均分至对应的两个结算时段, 形成 48

点合约曲线。

绿电双边协商交易中，交易电价包括绿电整体价格和绿电环境价值。

8.2 集中竞价交易

集中竞价交易是指经营主体在规定时间内，通过电力交易平台申报交易电价和交易电量，电力交易平台汇总经营主体提交的申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。集中竞价交易中售方只允许售出电量，购方只允许购入电量。

交易电价按单一价格申报，按月（旬）分别确定，不再细分至每个时段；交易电量按交易周期内每月（旬）总电量分别申报。购售双方可分段申报电价、电量，最多不超过六段，售方申报电价逐段递增，购方申报电价逐段递减。各经营主体在申报时间内可以滚动调整申报，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。

集中竞价交易成交量价采用边际统一出清方式确定，对购方申报按电价由高到低排序，售方申报按电价由低到高排序，按市场边际成交电价统一出清，高于市场边际成交电价的购方申报电量全部成交，低于市场边际成交电价的售方申报电量全部成交，若等于市场边际成交电价的购方和售方申报电量不相等，取较小的申报电量作为成交电量。若购方边际成交电价大于售方边际成交电价，则取两个电价的算术平均值作为市场边际成交电价，取较小的申报电量作为成交电量。若购方边际成交电价小于售方边际成交电价，则没有成

交电量。若出清电价由两个及以上报价段确定，则按各报价段申报电量比例分配成交电量。

集中竞价交易合约曲线根据典型曲线分解形成。

8.3 挂牌交易

挂牌交易是指经营主体在规定时间内，通过电力交易平台将需求电量或者可供电量的数量、交易电价和合约曲线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。挂牌交易中售方只允许售出电量，购方只允许购入电量。

交易电价按单一价格申报，按月分别确定，不再细分至每个时段；交易电量按交易周期内所有时段的分时电量申报，每天分为 24 个时段。挂牌方进行挂牌操作，申报购入或售出的交易电价和交易电量，摘牌方进行摘牌操作后成交，成交电价为挂牌方申报的交易电价，成交电量为摘牌方申报的摘牌电量，支持对挂牌电量的部分电量进行摘牌，每笔摘牌的申报电量不得超过选定的该笔挂牌剩余电量，部分摘牌时各时段电量按挂牌比例等比例成交。如果同一笔挂牌被多家摘牌，则按时间优先原则成交。挂牌交易不限制挂摘牌次数，挂牌信息未被摘牌成功前均可以撤回，被成功摘牌后不可撤回。

挂牌交易合约曲线根据分时段成交结果形成，其中每个时段的成交电量均分至对应的两个结算时段，形成 48 点合约曲线。

绿电挂牌交易中，交易电价包括绿电整体价格和绿电环

境价值。

8.4 滚动撮合交易

滚动撮合交易是指经营主体在规定时间内，通过电力交易平台随时申报购电量价或者售电量价，电力交易平台进行滚动撮合成交。滚动撮合交易中购售双方可以买入电量，也可以卖出电量，对未履行的合同可全部或部分通过滚动撮合交易转让。

滚动撮合交易分时段开展，每天分为 24 个时段，每个时段电量为一个交易标的。经营主体在规定时间内通过电力交易平台申报交易电价和交易电量，交易电价和交易电量按每个交易标的申报。经营主体在申报时间内可以滚动提交或调整交易申报信息，撮合成交后交易意向不可更改。

滚动撮合交易根据每个交易标的分别撮合出清。电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则，将系统中未成交的售方申报按价格由低到高排序，价格相同的按申报时间从早到晚排序；将系统中未成交的购方申报按价格由高到低排序，申报价格相同的按申报时间从早到晚排序。按顺序对购方申报和售方申报进行匹配，当购方价格大于等于售方价格时匹配成交，每次匹配的成交电量为双方申报电量的较小值，成交电价为申报时间在前一方的价格，匹配对未完全成交的部分依序参与下一轮匹配。

滚动撮合交易正式开始撮合前先进行盘前集合竞价，采用边际统一出清方式进行出清。盘前集合竞价可申报两段量价，在申报开始后 10 分钟进行出清，出清过程中不可更改

已申报的量价。出清后未成交的申报电量自动排列到滚动撮合申报序列中，后续按照滚动撮合出清规则进行出清。

电力交易平台实时匿名显示各交易标的中，尚未成交的售方最低3档申报电价和对应的总申报电量、尚未成交的购方最高3档申报电价和对应的总申报电量，以及最近一笔匹配成交的成交电价。

滚动撮合交易合约曲线根据分时段成交结果形成，其中每个时段的成交电量均分至对应的两个结算时段，形成48点合约曲线。

9 典型曲线

电能量交易典型曲线为浙江电网统调负荷曲线，根据浙江电网统调负荷特性制定，由月分日及日分时曲线组合形成，于年度及月度交易前六日（J-6）由交易机构根据典型曲线计算方法计算并发布。相关市场方案或通知等文件另有规定的，从其规定。

9.1 典型曲线计算

(1) 月分日电量比例 (M)：每月按工作日、周六、周日、节假日（如有）划分为4种常用日 (D1-D4)，根据近36个月历史统调负荷数据确定月分日电量比例。近36个月分别按M-12月权重赋值0.5、M-24月权重赋值0.3、M-36月权重赋值0.2进行加权平均 (M月为当月)。不同常用日的负荷曲线有名值电量进行平均后，得到全月4种常用日的电量比例。

(2) 日分时电量比例 (R)：将日电量平均分解至日内

各时段的电量比例。根据近 36 个月历史统调负荷数据确定日分时电量比例。每月确定不同常用日的 48 点曲线 R1-R4, 近 36 个月分别按 M-12 月权重赋值 0.5、M-24 月权重赋值 0.3、M-36 月权重赋值 0.2 进行加权平均 (M 月为当月)。

9.2 典型曲线分解

(1) 月度典型曲线分解: 按照月分日电量比例 (M), 将月度合约电量分解至日电量, 再按日分时电量比例 (R1-R4), 将日电量分解为 48 点曲线。即月度典型曲线分解有 M+R1、M+R2、M+R3、M+R4 四种。

(2) 年度典型曲线分解: 年度交易按月分别申报, 采用各月度典型曲线分解。年度交易中 12 月份的月度典型曲线参照 11 月份。

10 交易价格

中长期合约作为差价合同执行, 交割结算节点按相关市场方案或通知等文件规定执行。

10.1 价格机制

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。

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, 其中电能量部分转化为差价合约执行。绿电交易申报和成交价格为绿电整体价格和绿电环境价值, 电能量价格按整体价格与绿电环境价值之差确定。

参与绿电交易的电力用户, 其用电价格由电能量价格、绿电环境价值、发用两侧电能电费偏差、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。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。

10.2 价格限制

为避免市场操纵及恶性竞争，促进电力市场规范平稳运行，中长期交易可设置价格限制。年度各类交易以及月度、月内集中竞价交易原则上按照国家规定的燃煤基准价浮动范围进行均价限制；月度双边协商以及挂牌交易设置分时段价格限制；滚动撮合交易（含盘前集合竞价）所有时段设定统一限价。

绿电交易中，绿电环境价值最低不得低于 0.01 元/个、最高不得高于 50 元/个，绿电整体价格不设限制。价格限制具体要求按相关市场方案或通知等文件规定执行。

电力交易平台应在每场交易前更新该场交易的交易价格限制，并与交易序列同步向经营主体公布。交易过程中应实时开展交易限价校核，确保经营主体申报价格在限额范围内。

分时段价格限制计算方法如下：

（1）取去年同期月份、最近月份（M-2 月）的现货市场分时均价按相应权重计算，得到 48 点现货平均价格曲线，其中去年同期月份权重赋值 0.5，最近月份（M-2 月）权重赋值 0.5，再将 48 点现货平均价格曲线中每个小时对应的两点价格求算术平均值，得到 24 小时现货平均价格曲线。

（2）对 24 小时现货平均价格求算术平均值 $P_{\text{均}}$ ，计算

年度市场交易参考价与 $P_{\text{均}}$ 的比例, 将 24 小时现货平均价格曲线逐时段价格乘该比例, 得到标的月分时段参考价格曲线 P 。

(3) 标的月分时段参考价格曲线 P 按其逐时段价格上下浮动得到逐时段限价区间, 即:

标的月时段 i 的价格上限 = $\min(P \times (1 + \text{该月分时电价政策高峰上浮比例}), \text{现货出清价格上限})$ 。

标的月时段 i 的价格下限 = $\max(P \times (1 + \text{该月分时电价政策低谷下浮比例}), \text{现货出清价格下限})$ 。

(4) 计算过程及最终分时段价格限值均保留三位小数。

11 交易电量约束

经营主体在交易电量约束范围内参与中长期市场交易(含绿电交易)。其中可申报电量额度按交易标的分别计算。月以内合约电量须满足月度交易电量约束, 月以上合约须满足合约期内各月交易电量约束。电力交易平台应在每场交易前更新该场交易的交易电量约束, 并与交易序列同步向经营主体公布。交易过程中应实时开展交易电量限额校核, 确保经营主体申报电量在限额范围内。

经营主体的可申报电量额度根据其净合约量上下限、累计交易电量上限及历史交易情况等计算得到。交易组织过程中, 已申报未成交电量视同已成交电量纳入可申报电量额度计算, 交易结束后根据交易结果更新。累计交易电量上限为其净合约电量上限的 K 倍, 发电企业 K 值为 1.2, 批发用户和售电公司 K 值为 1.0, 相关市场方案或通知等另有规定的,

从其规定。

跨省跨区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。跨省跨区数年交易，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。

11.1 发电企业交易电量约束

(1) 光伏发电企业月度净合约电量下限为 0；上限原则上为交易机组额定容量*10 小时*该月日历天数。其他发电企业月度净合约电量下限为 0；上限原则上为交易机组额定容量*24 小时*该月日历天数。相关市场方案或通知等文件另有规定的，从其规定。

(2) 绿电交易中，发电企业月度净合约电量上限还需满足以下原则：集中式新能源绿电交易限额=批准（备案）装机容量×同类项目年发电利用小时数标杆×（1-机制电量比例）。分布式新能源绿电交易限额=批准（备案）装机容量×同类项目年发电利用小时数标杆×（1-机制电量比例）×0.5。计算月度交易限额时，可按照年发电利用小时数标杆/12 确定（四舍五入取整）。新能源项目当年已结算机制电量达到上限后，后续月可全量参与绿电交易。各类别新能源项目利用小时数标杆、次月各新能源项目机制电量比例、剩余机制电量由相关部门每月 15 日前发布更新，并通过信息系统与电力交易机构进行传输。其中，次月各新能源项目机制电量比例需按照新能源发电户号维度提供。如在规定期限内，电力交易机构未获得各类别新能源项目利用小时数标杆、次月

各新能源项目机制电量比例等信息，或获得的新能源发电户号、同类项目信息与电力交易平台注册数据不一致，则新能源发电企业绿电交易限额按照方法（1）计算执行。

（3）光伏发电企业各交易时段净合约电量下限为0；每日6:00至20:00上限为机组额定容量*1小时，其余时段上限为0。其余发电企业各交易时段净合约电量下限为0；上限为机组额定容量*1小时。

（4）发电企业可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约电量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约电量}-\text{本交易日申报卖出合约电量}), (\text{月度累计交易电量上限}-\text{已发生月度累计交易电量})\}$

发电企业可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有月度净合约电量}-\text{本交易日申报买入合约电量}), (\text{月度累计交易电量上限}-\text{已发生月度累计交易电量})\}$

11.2 批发用户交易电量约束

（1）批发用户月度净合约电量下限为0；上限原则上为供用电合同容量*24小时*该月日历天数。相关市场方案或通知等文件另有规定的，从其规定。

（2）批发用户各时段净合约电量下限为0；上限为供用电合同容量*1小时。

（3）批发用户可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合约电量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约电量}-\text{本交易日申报买入合约电量}), (\text{月度累计交易电量上限}-\text{已发生月度累计交易电量})\}$

批发用户可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有月度净合约电量}-\text{本交易日申报卖出合约电量}), (\text{月度累计交易电量上限}-\text{已发生月度累计交易电量})\}$

11.3 售电公司交易电量约束

(1) 售电公司月度净合约电量下限为 0; 净合约电量上限= $\min\{\text{售电公司注册信息确认的资产总额对应的剩余可交易规模电量}, \text{售电公司代理用户供用电合同容量之和} \times 24 \text{ 小时} \times \text{该月日历天数}\}$, 售电公司的代理用户关系和其可交易规模滚动更新, 以交易组织前最近一次计算版本为准。售电公司年度交易电量约束除满足合约期内各月交易电量约束外, 年度净合约总电量不得超过其缴纳履约保函金额对应的交易电量限值, 相应电量参照《浙江电力市场管理实施细则》计算。相关市场方案或通知等文件另有规定的, 从其规定。

(2) 售电公司各时段净合约电量下限为 0; 上限为其代理用户供用电合同容量之和*1 小时。

(3) 售电公司可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合约电量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约电量}-\text{本交易日申报买入合约电量}), (\text{月度累计交易电量上限}-\text{已发生月度累计交易电量})\}$

售电公司可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有月度净合约电量}-\text{本交易日申报卖出合约电量}), (\text{月度累计交易电量上限}-\text{已发生月度累计交易电量})\}$

12 交易组织

12.1 交易组织时序

电力交易机构根据相关市场方案或通知等文件要求组织开展中长期交易，原则上按年度交易、月度交易、月内交易顺序依次开展。

原则上，每年年底前开展次年年度交易；每月 20 日起开展次月月度交易；按旬开展月内集中竞价交易，上中下旬交易不得安排在同一旬；每日 14:00-16:00 开展月内滚动撮合交易。

12.2 交易组织流程

(1) 交易公告发布。电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则，正式交易安排以各场次交易公告为准。交易机构在电力交易平台发布交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、出清方式等信息。原则上，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（月内）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；月内滚动撮合等连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

(2) 交易承诺书签订。各经营主体登录电力交易平台，进入相应交易序列后应阅读交易承诺书示范文本，并以点击确认的方式签订交易承诺书。未进行确认的，将无法进行交易申报。

(3) 交易申报。各经营主体根据交易公告，开展交易申报，主要包括交易电量、交易电价等信息。申报电量单位为兆瓦时，电价单位为元/兆瓦时，均保留三位小数。

(4) 交易出清与结果发布。交易申报结束后,交易机构按照市场规则进行交易出清,并发布交易结果。交易出清过程中电量计算结果及合约电量分解结果均保留三位小数。

12.3 绿电交易组织时序

绿电批发交易按年度交易、月度交易顺序依次开展。

原则上,每年年底前开展次年年度绿电交易,每月18日起开展次月月度绿电交易。

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。鼓励经营主体参与数年绿电交易,购售双方应在电力交易机构登记签订的多年期双边协商协议的相关信息,并及时将签订的多年期协议通过平台交易转化落实。

12.4 绿电交易组织流程

(1) 分布式新能源聚合管理。集中式新能源发电企业自主参与绿电交易,分布式新能源经营主体通过分布式新能源聚合商聚合方式参与绿电交易。同一分布式新能源经营主体的发电户号仅可与一家分布式新能源聚合商建立代理服务关系,原则上聚合起始月份不早于次月,终止月份不晚于起始月份当年12月,按自然月生效。分布式新能源聚合商在电力交易平台进行资源聚合,原则上每月1-15日为聚合窗口期,期间分布式新能源聚合商与分布式新能源经营主体参照示范文本在电力交易平台签订次月起生效的委托协议,委托协议采用电子协议签订,双方应当依法使用可靠的电子印章,电子协议与纸质协议具备同等效力,不再另行签订纸质

协议（相关委托协议范本详见附件）。在双方协商一致的基础上，分布式新能源聚合商和分布式新能源经营主体也可在聚合窗口期间终止次月及以后生效的委托协议，原则上，应完成次月起的全部合同处理后才可终止。

（2）绿电零售管理。原则上每月 1-15 日为零售交易窗口期，期间意向购买绿电的零售用户应与提供绿电的售电公司在电力交易平台签订次月起生效的零售套餐。零售套餐中约定绿电零售相关参数，主要包括绿电交易周期，绿电交易周期不得超过零售交易周期范围。绿电零售交易组织具体按《浙江电力零售市场实施细则》执行。

（3）绿电批发交易公告发布。交易机构在电力交易平台发布交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、出清方式等信息。原则上，数年、年度等定期开市的绿电交易，交易公告应在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开市的绿电交易，交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布。

（4）绿电交易承诺书签订。各经营主体登录电力交易平台，进入相应交易序列后应阅读交易承诺书示范文本，并以点击确认的方式签订交易承诺书。未进行确认的，将无法进行交易申报。

（5）绿电交易申报。各经营主体根据交易公告，开展交易申报，主要包括交易电量、绿电整体价格、绿电环境价值等信息。申报电量单位为兆瓦时，绿电整体价格单位为元/兆瓦时，绿电环境价值单位为元/个，均保留三位小数。

(4) 绿电交易一次成交结果。交易申报结束后，交易机构按照市场规则形成一次成交结果。

(5) 发电侧分解电量申报。发电侧经营主体应将每场交易的一次成交电量按月度全部分解至各发电户号，发电侧未完全分解的将在一次成交结果校核环节全部调减至零。分解完成后，电力交易平台形成发电侧绿电分解合同。

(6) 用户侧分解电量申报。售电公司应将对应的发电侧绿电分解合同电量全部关联至与其签约的绿电零售用户，分解的周期不应大于与用户签订的绿电零售合同周期，形成零售用户月度绿电可结算电量与发电侧绿电分解合同的对应关系，同时对应的发电侧绿电分解合同应设定结算顺序。

(7) 绿电合约电量形成。发电企业绿电合约电量在发电侧电量分解后形成，包括总的 48 段合约电量（主合同），以及其分解至各发电户号的 48 段合约电量（子合同）；子合同按照主合同的 48 段合约电量曲线分解形成。

(8) 省间绿电调整到户。售电公司在省间年度、月度、月内绿电批发交易结果发布后，需登录北京电力交易平台调整执行月当月其所代理零售用户间各零售用户的关联电量，但需保持总电量不变。因省内按户号进行零售用户结算，售电公司还需进一步将所有批发合同电量关联至零售用户户号。结算顺序上，省间优先于省内。原则上，调整截止时间为合同执行月的月底前 2 个自然日。省间绿电通过北京电力交易平台完成零售用户关系绑定和零售用户电量调整到户，省内平台不再另行通知售电公司和零售用户进行电量确认。

北京电力交易平台同步调整到户信息至省内平台，若存在同一个零售用户被分配两个或者两个以上的合同时，售电公司应在执行月月底前，通过省内平台将零售用户对应的批发侧关联合同设定结算顺序，逾期未设定的，默认按合同电量由大到小顺序依次结算。

(9) 省间多年期双边 PPA 交易。售电公司签约零售用户如果要过户销户或者解除零售合同的，需要在合同执行月前 1 个月的 7 日前，提交省间多年期双边 PPA 解绑协议，并根据北京电力交易中心安排完成执行月次月合同解绑成功后，方可发起零售用户过户销户或解除零售合同。

因省内零售结算到零售户号，在北京电力交易平台具备省间多年期 PPA 合同批发电量分配到零售户号功能之前，涉及省间多年期 PPA 合同需通过浙江电力交易平台完成批发合同分配到零售用户户号，并由售电公司自行录入合同结算顺序，省间多年期 PPA 结算顺序在所有省间合同中，结算优先级默认最高。参与省间多年期 PPA 交易的售电公司，其代理的零售用户存在多个户号绑定关系的，若在规定时间窗口期内未完成合同分配到户号和结算顺序录入的，则窗口期结束后浙江电力交易平台自动根据零售用户户号对应的报装容量比例，将批发合同电量分配到零售用户户号，且对应的零售合同结算优先级默认最高。

12.5 年度交易

年度交易以双边协商、集中竞价和挂牌方式开展，其中年度绿电交易以双边协商方式开展。年度交易标的为次年各

月各日每个时段电量。年度双边协商交易按月进行申报，整体出清；年度集中竞价交易、年度挂牌交易按月进行申报与出清。相关市场方案或通知等文件另有规定的，从其规定。

12.6 月度交易

月度交易以双边协商、集中竞价以及挂牌方式开展，其中月度绿电交易以双边协商和挂牌方式开展。月度交易标的为次月各日每个时段电量。月度交易按月进行申报与出清。

12.7 月内交易

月内交易以集中竞价和滚动撮合方式开展。月内集中竞价交易标的分别为该月上旬（1至10日）电量、中旬（11至20日）电量和下旬（21日至月末）电量，月内集中竞价交易按旬进行申报与出清；月内滚动撮合交易按日（D日）滚动组织，交易标的为D+2日至D+4日每个时段的电量，若交易标的日已开展日前市场交易则向后顺延（如遇节假日进行相应调整，具体安排在相关通知中明确）。

13 合同签订

各经营主体应参照浙江能源监管办提供的合同示范文本签订各类中长期交易合同。为提高工作效率，各经营主体可以签署承诺书，承诺接受电力交易机构发布的交易结果，承诺遵守各类中长期交易合同明确的权利义务，不再另行签署中长期交易合同。电力交易机构出具的电力交易通知书有约束电力交易结果，与合同具备同等效力。

各类交易合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，经营主体

应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。可视情况设置过渡期，同时采用电子合同和纸质合同。

13 合同执行

为加强省间、省内市场衔接，根据北京电力交易平台发布的省间 96 点电力合约，省内平台自动转换成 48 段合约。其中，每日每点电量等于每日每点电力乘以 0.25，截断小数点第 3 位之后的小数；每日合计电量等于每日 96 点电量加和；48 段电量合约根据 96 点对应电量加和得出每半小时合约电量；48 段合约电价，根据 96 点电力电价曲线加权计算，得出每半小时合约均价。后续，待北京电力交易平台发布 48 段电量合约后，则直接执行其发布结果。

14 其他

售电公司符合相关规定被暂停交易的，暂停交易期间，不得参与包括年度、月度、月内等所有中长期交易品种（含省间）。

同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司，所占市场份额均不得超过 20%。

附：1.分布式新能源聚合商市场化交易委托协议（示范文本，2026 年修订版）

附 1

协议编号：

分布式新能源聚合商市场化交易 委托协议

(示范文本, 2026年修订版)

甲方（委托方）：

乙方（受托方）：

年 月 日

说 明

一、本协议适用于参与浙江省电力市场交易的分布式新能源（甲方、委托方）和分布式新能源聚合商（乙方、受托方）签订的电能（含电力、电量）聚合协议。

二、如无特别说明，本协议所有电力市场专业名词均与《浙江电力中长期交易实施细则》及《绿色电力交易专章》的规定一致

三、本协议双方按照自愿原则签订，并同意依据本协议的约定进行市场交易。

四、本协议双方可根据具体情况在公平、合理和协商一致的基础上，对协议违约、协议解除、争议解决等条款进行补充约定。

五、如法律、法规发生变化或者政府有权部门出台新的规定、规则，本协议内容应相应修改或补充。

目 录

第一章 双方陈述	2
第二章 双方的权利和义务	3
第三章 交易周期、电量、电价	5
第四章 计量、结算和支付	5
第五章 协议终止、协议违约及赔偿	6
第六章 争议解决	6
第七章 适用法律	6
第八章 其他	6
附：分布式新能源项目	10

分布式新能源聚合商与分布式新能源市场化 交易委托协议

分布式新能源聚合商与分布式新能源市场化交易委托协议（以下简称本协议）由下列双方签署：

1、甲方（分布式新能源，以下简称甲方）：_____，系一家具有法人资格/经法人单位授权的发电企业，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人：_____。开户银行及账号：_____，开户名称：_____，开户银行：_____，账号：_____。

甲方提供联络通讯信息如下：

联系人：_____ 电子邮件：_____

电话：_____ 手机：_____

传真：_____ 邮编：_____

通讯地址：_____

分布式项目：_____（详见附件）

2、乙方（分布式新能源聚合商，以下简称乙方）：_____，系一家具有法人资格/经法人单位授权的分布式新能源聚合商，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表

人: _____。开户银行及账号: _____, 开户名称: _____, 开户银行: _____, 账号: _____。

乙方提供联络通讯信息如下:

联系人: _____ 电子邮件: _____

电话: _____ 手机: _____

传真: _____ 邮编: _____

通讯地址: _____

鉴于:

1、甲方已和所在地电网企业（含增量配网企业，下同）签订正式购售电协议，甲方所有的发电（含供电安全、发电容量、抄表计量等）和资金缴费事宜均由所在地电网企业承担。

2、乙方已在浙江电力交易中心有限公司（以下简称：浙江电力交易中心）完成市场注册程序，具备参加电力市场的分布式新能源聚合商资格。

3、双方根据国家有关法律、法规，依据浙江电力中长期交易规则及年度实施方案、绿色电力交易相关规则、浙江现货市场建设相关政策规则等，本着平等、自愿、公平、诚信的原则，经协商一致，签订本协议。

第一章 双方陈述

甲、乙双方任何一方在此向对方陈述如下:

1.1 本方为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本协议。

1.2 本方签署和履行本协议所需的一切手续（包括办理必要的政府批准、取得营业执照等）均已办理完毕并合法有效。

1.3 在签署本协议时，人民法院、仲裁机构、行政机关均未做出过任何足以对本方履行本协议产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

1.4 本方为签署本协议所需的内部授权程序均已完成，签署本协议的是本方法定代表人或授权代理人，并且本协议生效后即对双方具有法律约束力。

1.5 本方签署的协议内容符合国家有关市场交易的法律、法规以及政策等。

1.6 如国家法律、法规发生变化或者政府有关部门出台有关规定、规则，协议双方同意按照法律、法规、规定和规则予以调整和修改。

1.7 本协议委托期限届满前，甲方不能与其他市场主体就参与浙江省内绿色电力交易签订新的《分布式新能源聚合商市场化交易委托协议》。

第二章 双方的权利和义务

2.1 甲方的权利包括：

2.1.1 获得乙方履行本协议义务相关的信息、资料。

2.2 甲方的义务包括：

2.2.1 根据预测上网电量，年度交易前，向乙方提供代理协议意向电量并在协议中明确。

2.2.2 按照浙江电力市场规则，承担偏差电费。

2.2.3 向乙方提供与履行本协议相关的其他信息。配合乙方、电网企业及浙江电力交易中心进行电力（电量）交易、电费结算、数据统计等工作。

2.2.4 为做好电量聚合工作，甲方需提供分布式新能源项目的发、用电数据。

2.2.5 甲方应如实向乙方告知自身机制电量规模、比例等信息。在协议执行期限内，甲方不得随意调整自身机制电量规模及比例。

2.3 乙方的权利包括：

2.3.1 获得甲方提供履行本协议义务相关的信息、资料及查阅关口计量数据。

2.3.2 查阅甲方实际的电费核查联、结算单（与市场化相关部分）。

2.3.3 有权要求甲方及时通报自身的发电项目并网、转让、关停或搬迁等可能影响电力市场交易的情况。

2.4 乙方的义务包括：

2.4.1 按照浙江电力市场相关规则，聚合分布式新能源参与电力市场交易，并按规定结算。

2.4.2 向甲方提供真实准确的信息及资料，不得提供虚假的或误导性的信息。

2.4.3 协助甲方申请办理聚合交易、电力市场交易有关

手续。

2.4.4 向甲方、电网企业及浙江电力交易中心提供与履行本协议相关的其他信息。

2.4.5 根据有关法规支付电力交易相关费用。

第三章 交易周期、电量、电价

3.1 本协议执行期自____年____月____日至____年____月____日，最小执行周期为一个自然月。

3.2 协议执行期内，甲方全权委托乙方代理参加浙江省内绿色电力交易批发市场交易，遵照相关市场规则执行。

3.3 乙方负责将其在批发市场实际达成的绿电交易合同分配给甲方，甲方完全接受乙方所分配的交易合同电量。

3.4 乙方通过聚合甲方分布式新能源上网电量的模式参与电力市场交易，甲方电能量价格=乙方绿电交易电能量电价，甲方绿证价格=乙方绿电交易绿证电价，并按合同约定绿证补偿方式接受补差或者给予补偿。

3.5 乙方完成电力市场交易后，应及时将交易结果通知甲方。

3.6 绿电结算由浙江电力交易中心出具相关结算依据。

3.7 协议有效期内，因国家或浙江省电力市场相关政策、法规发生重大调整，导致协议无法执行时，按国家或浙江省相关政策法规执行。

第四章 计量、结算和支付

4.1 甲方的计量点按照甲方与电网企业签订的购售电合同执行，不再另行约定电力交易计量点。

4.2 在本协议执行周期内，按照各相关交易规则进行结算。如交易规则未明确规定，依据本协议相关约定进行结算。

4.3 甲方的电费收取方式，保持现有电网企业支付的方式不变。

第五章 协议终止、协议违约及赔偿

5.1 双方均不得在协议执行期内擅自终止协议。如确需终止协议，须通过电力交易平台解除绑定关系。

第六章 争议解决

凡因执行本协议所发生的与本协议有关的一切争议，双方应协商解决，也可提请政府相关部门调解。协商或调解不成的，可提交甲方所在地仲裁机构仲裁解决，或依法提请甲方所在地人民法院通过诉讼程序解决。

第七章 适用法律

本协议的订立、效力、解释、履行和争议的解决均适用中华人民共和国法律。

第八章 其他

8.1 保密

甲、乙双方均应保证其从另一方取得的所有无法自公开

渠道获得的资料和文件（包括财务、技术等内容）予以保密。未经该资料和文件的原提供方同意，不得向任何第三方透露该资料和文件的全部或任何部分，但按照法律、法规规定可做出披露的情况除外。

8.2 协议全部

本协议及其附件构成双方就本协议标的达成的全部内容，取代所有双方在此之前就本协议标的所签订的协议和协议。

8.3 通知和送达

任何与本协议有关的通知、文件和合规的账单等均须以书面方式进行。通过挂号信、快递或当面递交的，经收件方签字确认即被认为送达；若以传真、电子邮件方式发出并被接收，即视为送达。所有通知、文件和合规的账单等均在送达或接收后方能生效。一切通知、账单、资料或文件等应按照约定的联络信息发给对方，直至一方书面通知另一方变更联络信息为止。

8.4 本协议中有关解除、争议解决和保密的条款在本协议解除后仍然有效。

8.5 本合同的任何修改、补充或变更应以书面的形式进行，甲、乙双方通过交易平台确认，双方法定代表人或授权代理人签字盖章后方为有效。合同变更和修改应报送原备案部门和机构。

8.6 由乙方按相关规定和要求格式，上报按国家相关政策法规和交易系统技术要求等应当报备的合约关系、成交量

等非涉密信息。

8.7 本协议正本一式____份，双方各执____份，并提交____份备案。其中，国家能源局浙江监管办公室1份，浙江省发展和改革委员会（浙江省能源局）1份，浙江电力交易中心1份。

(此页无正文)

甲方（盖章）：

法定代表人/授权代理人：

签订日期： 年 月 日

乙方（盖章）：

法定代表人/授权代理人：

签订日期： 年 月 日

签订地点：

附：分布式新能源项目

分布式新能源项目附表

序号	企业名称	机组名称	项目核准文号	可再生能源项目代码	发电户号