浙江电力中长期交易实施细则

绿色电力交易专章（3.0版）全面解析

能源实验室

解读3.0时代：为何关注浙江绿电交易新规？

浙江省为建立一个规范、高效的绿色电力交易市场，发布了《绿色电力交易专章（3.0版）》。本解析将帮助市场参与者理解规则、把握机遇。

规范市场：明确交易流程与各方权责。

提升效率：优化交易组织与结算机制。

促进消纳：满足发电企业、售电公司和电力用户对绿色电力的交易需求。

核心定义：我们交易的是什么？

绿色电力交易（Green Power Trading）

- **定义：**以绿色电力和其对应的环境价值为标的物的电力交易。
- **参与主体：**目前为风电、光伏发电项目。
- **凭证：**交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（绿证）。

绿色电力证书（Green Certificate -“绿证”）

- **定义：**我国可再生能源电量环境属性的**唯一证明**和认定生产、消费的**唯一凭证**。
- **核心换算关系：1个绿证单位 = 1000千瓦时（MWh）可再生能源电量。**

1000 kWh
绿色电力

=

1个绿证单位

市场生态：认识绿电交易的关键参与方

发电方（Sellers）

集中式新能源企业：
以发电企业为交易单元自主参与。

分布式新能源聚合商：
聚合分布式新能源资源，作为一个交易单元参与。

购电方（Buyers）

批发用户：
直接参与批发市场的大用户。

售电公司：
购买绿电后，在零售市场销售给工商业用户。

零售用户：
通过售电公司购买绿电的工商业用户。

分布式电源入市：聚合管理全流程

核心机制：分布式新能源经营主体必须通过聚合商参与绿电交易。

1. **寻找聚合商：**同一户号仅可与一家聚合商建立代理关系。
2. **签订协议：**双方在电力交易平台签订电子委托协议（参照示范文本）。
3. **聚合窗口期：**原则上每月1-15日，可签订次月起生效的委托协议。
4. **解绑：**双方协商一致后，也可在每月1-15日于平台终止次月及以后生效的协议。

关键点：协议按自然月生效，起始月份不早于次月，终止月份不晚于当年12月。

批发市场操作台：两种核心交易方式

双边协商交易

模式：经营主体间**自主协商**交易电量、整体价格、绿证价格及合约曲线。

流程：形成交易意向后，通过交易平台完成申报与确认。
特点：灵活度高，适合长期、大额的锁定交易。

挂牌交易

模式：一方在平台发布要约（电量、价格等），另一方**摘牌**接受。

流程：挂牌方发布信息，摘牌方接受后即成交。支持部分摘牌。
特点：价格透明，成交迅速，按“时间优先”原则成交。

价格的构成：解构绿电批发交易价格机制

绿电整体价格 = 电能量价格 + 绿证价格

申报与成交

- 交易中申报和成交的是**绿电整体价格**和**绿证价格**。
- 电能量价格由两者之差确定。

关键价格限制

- **绿证价格**：最低不低于 0.01 元/个，最高不高于 50 元/个。
- **整体价格**：不设限值。

用户侧电价构成

参与绿电交易的电力用户，其最终用电价格由“**电能量价格 + 绿证价格 + 输配电价 + 上网环节线损 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加 + ...**”构成。

特别说明：绿色电力环境价值（即绿证价格部分）不参与分时浮动计算，也不计入调电费计算。

从公告到成交：绿电批发交易组织全景图

零售侧落地：绿电如何触达终端用户？

核心机制：绿电零售不单独组织，而是通过售电公司的零售套餐实现。

操作流程

- **售电公司：**在其零售套餐中增加绿电销售选项。
- **零售用户：**可自由选择购买含绿电的套餐。
- **合同约定：**用户与售电公司在套餐中约定绿电相关参数（如（交易周期）。

零售价格机制

- **电能量：**按选定的零售套餐价格执行，与普通电费合并计算。
- **绿证：**单独结算。价格按该用户对应的绿电批发合同中绿证价格结算。

售电公司核心操作：关联批发合同与零售用户

关键任务：售电公司需将所有批发合同电量**全部分配**至其代理的绿电零售用户。

省内绿电

浙江电力交易平台。

操作：提交分配电量，并**需零售用户确认**。

月底前2个自然日

逾期未提交或用户未确认，用户当月绿电结算电量为零。

省间绿电

北京电力交易平台。

操作：调整关联电量至零售用户户号。

月底前2个自然日

结算顺序：省间合同优先于省内合同。若同一用户被分配多个合同，售电公司需设定结算顺序。

可交易电量测算：我的绿电交易额度有多少？

核心概念：绿电交易限额受装机容量、利用小时数标杆和机制电量比例三个因素影响。

集中式新能源限额

限额 = 装机容量 × 年利用小时数标杆 × (1 - 机制电量比例)

分布式新能源限额

限额 = 装机容量 × 年利用小时数标杆 × (1 - 机制电量比例) × 0.5

要点说明

- “机制电量”指优先发电、优先收购的保障性电量。
- 当年度机制电量结算完毕后，后续月份可全量参与绿电交易。
- 相关参数（利用小时数、机制电量比例）由相关部门每月15日前发布更新。

结算第一步：电能量的差价合约结算

核心机制：绿电的电能量部分作为中长期合约，按差价合约（CfD）方式进行结算。

$$R_{\text{绿电合约},t} = (P_{\text{合约},t} - P_{\text{日前},t}) \times Q_{\text{合约},t}$$

$R_{\text{绿电合约},t}$：时段t的绿电合约差价电费

$P_{\text{合约},t}$：绿电电能量合约价格

$P_{\text{日前},t}$：日前市场出清价格

$Q_{\text{合约},t}$：中长期合约分解电量

- **关键解读：**该机制锁定了中长期交易的电能量价格，对冲了日前现货市场的价格波动风险。
- **分布式聚合商：**差价电费按各分布式户号的子合同电量占比进行拆分。

结算第二步：绿证结算的“三者取小”原则

合同约定电量（$Q_{合同}$）

指中长期合同中约定的月度电量。

发方有效上网电量（$Q_{发电}$）

指发电企业/户号**扣除机制电量后**的剩余实际上网电量。

用方实际用电量（$Q_{用电}$）

指批发用户/零售用户的实际用电量。

绿证可结算电量 = Min（$Q_{合同}$，$Q_{发电}$，$Q_{用电}$）

绿证费用 = 绿证可结算电量（取整到MWh）× 绿证合同价格

结算周期：次次月结算，费用单列。

案例演算：一笔10,000 MWh的绿电交易如何结算？

场景设定：发电企业A与批发用户B签订了一份月度绿电合同。

- **合同电量（$Q_{合同}$）：**10,000 MWh
- **绿证价格：**30元/个（即 0.03元/kWh）

情景一：用电不足	情景二：发电不足	情景三：理想情况
发方有效上网（$Q_{发电}$）：12,000 MWh	发方有效上网（$Q_{发电}$）：8,000 MWh	发方有效上网（$Q_{发电}$）：12,000 MWh
用方实际用电（$Q_{用电}$）：9,000 MWh	用方实际用电（$Q_{用电}$）：11,000 MWh	用方实际用电（$Q_{用电}$）：11,000 MWh
结算量：Min(10000, 12000, 9000) = 9,000 MWh ←	**结算量：**Min(10000, 8000, 11000) = 8,000 MWh ←	**结算量：**Min(10000, 12000, 11000) = 10,000 MWh ←
绿证费用：9,000 MWh ×(30元/MWh) = 270,000 元 ¥	**绿证费用：**8,000 MWh ×(30元/MWh) = 240,000 元 ¥	**绿证费用：**10,000 MWh ×(30元/MWh) = 300,000 元 ¥

核心要点总结与市场影响

对发电方/聚合商

- **精准预测是关键**：“三者取小”原则下，发电量预测直接影响绿证收益。
- **关注交易限额**：明确自身可市场化交易的电量上限，合理安排交易策略。
- **重视分解操作**：交易预成交后，必须及时、准确地将电量分解到户号。

对售电公司/购电用户

- **用电量决定收益**：用户的实际用电量是绿证结算的“天花板”，需加强负荷管理。
- **合同关联须及时**：售电公司需在截止日期前完成批发合同与零售用户的关联，避免结算损失。
- **价格双轨制**：需同时对电能量价格和绿证价格进行策略性报价。

总体趋势

- **权责更清晰**：规则明确了各环节的操作流程和责任主体。
- **市场化程度加深**：差价合约结算与绿证价格区间为市场博弈提供了更大空间。