



团体标准

T/CES XXX-XXXX

基于隐私保护的产消者电-碳共享系统 技术规范

Technical Specification for Privacy-Preserving Prosumer Electricity-Carbon
Sharing System
(征求意见稿)

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

中国电工技术学会

发布

目 次

前 言 II

引 言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 缩略语 2

5 总体框架 2

 5.1 物理层 4

 5.2 信息层 4

 5.3 市场层 3

6 物理层技术要求 5

 6.1 产消者分类与设备配置 5

 6.2 设备建模与本地决策 5

7 信息层技术要求 6

 7.1 概述 6

 7.2 联邦学习协调中心 6

 7.3 产消者聚类方法 6

 7.4 本地决策模型 7

 7.5 模型聚合机制 7

 7.6 信息层性能指标 7

8 市场层技术要求 7

 8.1 概述 7

 8.2 内部市场机制 8

 8.3 碳配额初始分配 9

 8.4 外部市场交互 10

 8.5 电-碳协同决策机制 10

 8.6 市场层性能指标 11

9 数据安全性与隐私保护要求 11

 9.1 概述 11

 9.2 数据传输安全 11

 9.3 数据存储安全 12

 9.4 数据处理安全 12

 9.5 模型安全 13

 9.6 用户隐私保护 13

附 录 A 15

附 录 B 17

参 考 文 献 22

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由中国电工技术学会提出。

本文件由中国电工技术学会标准工作委员会能源智慧化工作组归口。

本文件起草单位：国网江苏省电力有限公司苏州供电分公司、江苏惠闻电力发展有限公司

本文件主要起草人：李秋实、曹宇、王国栋、汤俊、陆松、杨玉存、卢德龙

本文件为首次发布。

引 言

在“双碳”目标与新型电力系统建设的背景下，分布式电源、新型储能与柔性负荷规模化接入配电网，需求侧主体正由单一的电力消费者转变为兼具发电与用电能力的产消者（prosumer）。由多个产消者组成的产消者联盟，通过电能与碳配额的共享互济和协同优化，实现能源资源的高效配置与低碳经济运行，已成为促进分布式能源就地消纳、提升需求侧灵活性的重要模式。

产消者电-碳共享的实现依赖多主体间的协同优化与耦合交易，需要交互用电、发电、成本等敏感数据，但是存在隐私泄露风险；同时，工业、商业、居民等产消者在能源结构、负荷模式与碳排放强度上存在显著差异，易导致协同模型收敛缓慢、决策性能下降等问题。联邦学习、差分隐私等隐私计算技术为解决上述问题提供了技术路径，但其在多产消者电-碳共享场景中的应用尚缺乏统一的架构与技术要求。

本文件按照“物理层—信息层—市场层”三层架构，规定了基于隐私保护的多产消者系统电-碳共享的总体架构、物理层技术要求、信息层技术要求、市场层技术要求以及数据安全与隐私保护要求，给出了产消者聚类、联邦学习协同训练、电-碳联合出清与碳配额分配等技术方法。

本文件旨在为多产消者电-碳共享系统的设计、建设、运行与评估提供统一的技术依据，指导相关主体在保护数据隐私的前提下实现电能与碳排放资源的协同优化配置。本文件与 T/CES 427—2025《虚拟电厂云边协同数据安全与隐私保护系统技术规范》等相关标准相协调：T/CES 427—2025 规定了虚拟电厂云边协同场景下数据安全与隐私保护的通用技术要求，本文件侧重规定产消者联盟电-碳共享的三层架构与电-碳协同交易机制，两者功能互补、边界清晰。

基于隐私保护的产消者电-碳共享系统技术规范

1 范围

本文件规定了基于隐私保护的多产消者系统电-碳共享的总体架构、物理层技术要求、信息层技术要求、市场层技术要求以及数据安全与隐私保护要求。

本文件适用于接入多种分布式能源和柔性负荷的多产消者间电-碳共享系统的规划设计、构建、运维和评估，也可为工业园区、商业楼宇、居民社区等用户接入系统提供参考。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件；凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 22239—2019 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求

GB/T 24067—2024 温室气体 产品碳足迹 量化要求和指南

GB/T 32150—2025 工业企业温室气体排放核算和报告通则

GB/T 32672—2016 电力需求响应系统通用技术规范

GB/T 33593—2017 分布式电源并网技术要求

GB/T 35681—2017 电力需求响应系统功能规范

GB/T 39786—2021 信息安全技术 信息系统密码应用基本要求

GB/T 42460—2023 信息安全技术 个人信息去标识化效果评估指南

GB/T 45418—2025 配电网通用技术导则

GB/T 46284—2025 人工智能 联邦学习技术规范

ISO/IEC 27001:2022 信息安全、网络安全和隐私保护 信息安全管理体系 要求（Information security, cybersecurity and privacy protection — Information security management systems — Requirements）

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

产消者 prosumer

在配电网中，同时具备发电能力和用电需求的用户实体。其发电设备通常包括分布式光伏、分散式风电、燃气轮机等分布式电源。

3.2

产消者联盟 prosumer alliance

由多个产消者自愿联合组成、实行统一运营与协调管理的产消者组织。联盟在内部组织成员间开展电能、碳配额及灵活性资源的共享互济与协同优化，对外作为统一主体参与电力与碳市场交易、与电网进行能量交互并统一结算。

3.3

聚类 clustering

依据产消者的能源结构、负荷模式与碳排放等特征的相似性，将产消者划分为若干组别的数据分析方法。所划分的组别称为聚类簇。在本文件中，聚类用于缓解联邦学习中异质数据分布差异、提升模型收敛速度。

3.4

联邦学习 federated learning

一种分布式机器学习框架，多个参与方在中央服务器的协调下，仅交换经隐私保护处理（如差分隐私加噪或加密）的模型参数更新而非本地原始数据，从而在保护数据隐私的前提下协同训练共享模型。

3.5

近端策略优化 proximal policy optimization

一种基于 Actor-Critic 框架的强化学习算法，通过引入剪切替代目标函数将新旧策略的更新比率限制在预设范围内，约束每次迭代的策略更新幅度，防止策略发生破坏性突变。该算法训练稳定性好、样本效率高，适用于产消者在电价、碳价时变且本地数据规模有限场景下的电-碳协同调度决策。

3.6

差分隐私 differential privacy

一种严格且可证明的隐私保护数学框架。通过在数据查询或分析结果中引入可控的随机噪声，确保在仅相差一条记录的任意两个数据集上，输出相同结果的概率分布差异被约束在预设范围内，使攻击者无法推断个体信息，并以隐私预算 ϵ 量化控制隐私保护强度与数据效用的平衡。

3.7

电-碳共享 electricity-carbon sharing

在统一电-碳协同框架下，产消者通过电能互济、碳配额共享、灵活性资源协同调用及必要的模型与信息共享，实现电能与碳排放资源跨主体优化配置的机制，其市场实现形式包括电能与碳排放权的协同交易、出清与结算。

3.8

碳排放权配额 carbon emission allowance

政府或主管部门分配给特定主体的碳排放权凭证，载明其在规定时期内被授权排放的二氧化碳当量额度，以吨二氧化碳当量为单位计量。碳配额是控排主体履行碳排放清缴义务的法定凭证，可在碳交易市场中进行转让和交易。

注：本文件规定的产消者联盟内部交易用碳配额为联盟内部核算凭证，其签发、交易与清缴规则见 8.2.4 和 8.3，与国家法定碳排放权配额的衔接机制由联盟管理机构规定。内部碳配额与国家法定碳排放权配额的折算规则与衔接流程（包括内部配额是否可抵扣法定清缴义务、折算比例及登记结算流程）应由联盟管理机构依据国家碳排放权交易管理制度在联盟交易规则中明确规定。

4 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

AES：高级加密标准（Advanced encryption standard）

CHP：热电联产（Combined heat and power）

CCHP：冷热电联供（Combined Cooling, Heating and Power）

DP：差分隐私（Differential privacy）

DTLS：数据报传输层安全协议（Datagram transport layer security）

ESS：电储能系统（Electric energy storage system）

FL：联邦学习（Federated learning）

MAC：消息鉴别码（Message authentication code）

NOCT：标称工作温度（Nominal operating cell temperature）

PPO：近端策略优化（Proximal policy optimization）

SOC：荷电状态（State of charge）

SSL/TLS：安全套接层协议/传输层安全协议（Secure sockets layer / transport layer security）

STC：标准测试条件（Standard test conditions）

5 总体框架

面向产消者的电-碳共享与隐私保护技术框架应由物理层、信息层与市场层三层协同构成，如图 1 所示。

三层之间通过标准化接口实现数据流与决策流的闭环：

物理层：各产消者基于本地设备运行状态产生实时数据，上传至信息层；同时接收信息层下发的优化决策模型，执行本地调度与市场投标。

信息层：接收物理层的运行数据，通过基于聚类的联邦学习机制在保护隐私的前提下协同训练决策模型，并将训练好的模型下发至物理层；同时为市场层提供面向各个产消者的支撑策略。

市场层：基于信息层提供的产消者策略信息，组织内部电-碳共享出清，并协调与外部主网的能量交互，形成碳成本内部化的双重价格信号，并反馈至物理层引导产消者调整用能行为。

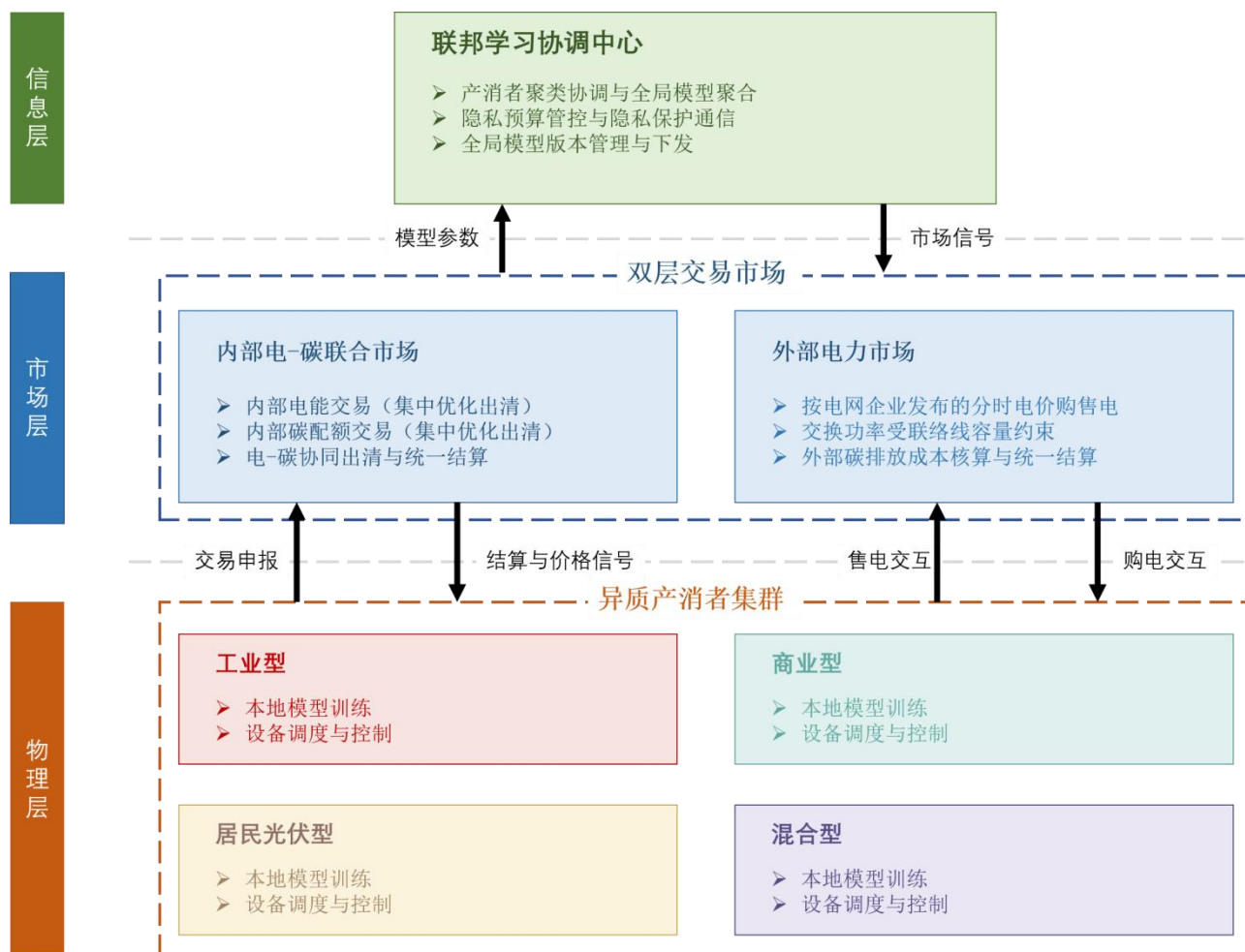


图 1 基于隐私保护的产消者电-碳共享系统总体框架

5.1 物理层

5.1.1 功能定位

物理层是多产消者系统的物理设备基础与执行层，用于集成各类分布式能源物理设备，依据信息层下发的优化决策模型，执行本地优化调度与市场投标。

5.1.2 组成

物理层由多个产消者组成。各产消者除用电负荷外，应至少配置以下发电或储能设备中的一种：

- 光伏发电单元；
- 风力发电单元；
- 燃气轮机；
- 电储能系统（ESS）。

注：仅配置可调负荷而未配置发电或储能设备的用户，可作为虚拟产消者参与产消者联盟；虚拟产

消者应提供可调负荷的可调节容量与响应能力证明，其负荷调节量经联盟管理机构核定后以净负荷形式参与市场出清。

5.1.3 产消者类型

产消者类型的划分及各类型的技术特征按 6.1 的分类执行。

5.2 信息层

5.2.1 功能定位

信息层是多产消者系统实现分布式协同决策与隐私保护的核心支撑层，旨在为产消者提供安全可靠的协同优化决策能力，在不暴露各产消者原始数据的前提下，保障全局模型的收敛与泛化。

5.2.2 组成

信息层应包含以下组成部分：

a) 联邦学习协调中心：部署于云端或边缘服务器，负责全局模型的初始化、聚合与分发，以及隐私预算的统一管理。

b) 产消者聚类模块：在联邦学习启动前，根据产消者的多维度特征进行聚类分组，以缓解异质数据分布带来的统计差异性。

c) 本地决策单元：部署于各产消者侧，使用 PPO 等深度强化学习算法，基于本地数据执行策略模型训练。

d) 隐私保护模块：用于在模型增量上传前执行差分隐私处理，确保从共享的模型更新中无法推断出原始数据特征。

e) 安全通信通道：保障产消者与协调中心之间数据传输的机密性与完整性。

5.2.3 核心机制

信息层的核心机制为基于聚类的联邦学习流程：

a) 产消者聚类：提取各产消者的能源结构特征（包括光伏/风电装机占比、储能容量占比、燃气轮机容量占比等）、负荷模式特征（包括日均负荷均值与标准差、峰谷差率等）以及历史碳排放强度，构成特征向量，并采用 K-means++ 等聚类算法进行聚类分组。

b) 簇内联邦学习：各聚类簇独立执行联邦学习，由联邦学习协调中心向簇内产消者下发全局模型，产消者将本地数据训练后上传模型增量。

c) 差分隐私保护：各产消者在上传模型增量前，应对其添加高斯噪声以实施差分隐私保护；噪声参数的选取应权衡隐私保护强度与模型性能。

d) 加权联邦平均聚合：联邦学习协调中心应根据各产消者贡献的数据量，对接收的模型增量进行加权平均聚合，更新全局模型参数后下发至各产消者。

5.3 市场层

5.3.1 功能定位

市场层是多产消者系统实现经济-低碳协同运行的核心交易层，其功能是构建并运行内外双层的电-碳共享机制，通过市场化手段激励产消者主动调整用能及发电行为，实现运行成本与碳排放量的协同优化。

5.3.2 内部市场

内部市场应包含以下交易模块：

a) 电力交易：采用以社会福利最大化（或等效交易成本最小化）为目标的集中优化出清机制，产消者基于自身发电与负荷预测提交买卖申报，市场运营机构据此进行集中出清，并满足电力平衡约束、网络传输安全约束及产消者申报量约束。

b) 碳配额交易：采用与电力交易相同的集中优化出清机制。各产消者应根据自身配额余额与未来排放预测提交买卖申报，市场出清在满足配额供需平衡的前提下，以社会福利最大化为目标，形成内部统一碳价。

c) 碳配额初始分配：采用基于历史排放法与基准线法相结合的混合分配方法。对以传统能源为主的产消者（如工业型），宜优先采用历史排放法；对拥有可再生能源的产消者（如居民光伏型），宜优先采用基准线法；最终配额由二者加权确定，并可引入调节因子，对参与需求响应等提供额外贡献的产消者予以奖励。相关权重系数由监管机构根据产消者类型设定。

5.3.3 外部市场

产消者联盟在完成内部市场出清后，应作为一个整体与外部主电网进行能量交互：

- a) 分时电价机制：从外部电网的购电价格与向外部电网的售电价格应分别按照电网公司发布的分时电价执行；
- b) 联络线约束：联盟与外部电网的交换功率应满足联络线的传输容量约束；
- c) 碳排放责任：联盟从外部电网购电所产生的间接碳排放，应根据电网排放因子核算其碳排放成本，并计入联盟总碳排放成本，形成碳成本内部化的双重价格信号。

6 物理层技术要求

6.1 产消者分类与设备配置

物理层包含多种产消者。根据能源结构、负荷特性与碳排放强度的差异，产消者可划分为工业型、商业型、居民光伏型和混合型四类。各产消者应至少配置下列分布式能源设备中的一种：光伏发电单元、风力发电单元、燃气轮机、电储能系统。仅配置可调负荷、未配置分布式发电或储能设备的纯可调负荷类用户，可按虚拟产消者准入并纳入混合型产消者管理，其可调负荷可调节容量宜不低于其最大用电负荷的 10%，且应具备可验证的响应执行能力。产消者类型划分应实行动态调整：当产消者的设备配置、负荷特性或碳排放强度发生显著变化时，应重新评估其类型归属并做相应调整；类型评估与调整周期宜不超过一年，调整结果应经联盟管理机构确认。

6.1.1 工业型产消者（I-Type）

工业型产消者应满足以下特征：

- a) 以燃气轮机等传统能源发电单元为主，宜配置分布式光伏发电单元或风力发电单元作为补充；
- b) 用电负荷以工业生产负荷为主，负荷水平较高，波动相对平缓；
- c) 碳排放强度较高，其历史平均碳排放强度应作为碳配额分配的重要依据；
- d) 可配置工业余热回收利用装置或冷热电联供（CCHP）机组，存在电、热、冷多种负荷耦合的特征，工业余热利用量宜纳入其能源结构特征与碳排放核算范围。

6.1.2 商业型产消者（C-Type）

商业型产消者应满足以下特征：

- a) 可配置分布式光伏发电单元和储能系统；
- b) 用电负荷以商业用电为主，具有明显的昼夜周期性与季节性特征；
- c) 对供电可靠性要求较高，储能系统宜作为备用电源及峰谷调节手段。

6.1.3 居民光伏型产消者（R-Type）

居民光伏型产消者应满足以下特征：

- a) 以分布式光伏发电单元为主要发电单元，宜配置户用储能系统；
- b) 用电负荷以居民生活用电为主，负荷曲线呈现典型早晚高峰特征；
- c) 可再生能源消纳率应作为评价其运行效果的重要指标。可再生能源消纳率的参考达标阈值宜不低于 90%，具体阈值由联盟管理机构结合所在区域可再生能源发展水平确定。

6.1.4 混合型产消者（H-Type）

混合型产消者应满足以下特征：

- a) 应同时配置可再生能源发电单元（如光伏发电单元或风力发电单元）与传统能源发电单元（如燃气轮机）；
- b) 宜配置储能系统，实现多能互补及功率波动平抑；
- c) 用电负荷结构复杂，兼具生产用电与生活用电特征。

6.2 设备建模与本地决策

6.2.1 建模要求

产消者应建立覆盖其分布式电源、电储能系统与可调负荷的设备运行模型。模型应反映设备出力特性、运行约束与成本构成；光伏发电、风力发电、燃气轮机的推荐性参考模型分别见附录 B.1.1、B.1.2 和 B.1.3，电储能系统的推荐性参考模型见附录 B.2。分布式电源并网性能应符合 GB/T 33593—2017 的规定。

产消者的本地决策优化模型应以调度周期内总运行成本最小为目标，并满足电能平衡、电网交互容量、碳排放核算与设备运行等约束；碳排放核算边界与方法应与 GB/T 32150—2025 和 GB/T 24067—2024 相协调。本地决策优化的推荐性参考模型见附录 B.3。

6.2.2 决策输出

产消者 i 基于本地优化决策结果，应输出以下计划与策略：

- a) 内部设备调度计划：包括储能充放电计划、燃气轮机有功出力计划；
- b) 市场投标策略：包括内部电力市场期望交易电量、期望报价偏差；
- c) 外部电网交互计划：包括计划购电量与售电量。

6.2.3 碳排放核算

产消者碳排放核算应包括直接排放与间接排放两部分：直接排放为燃气轮机等化石能源发电单元燃料燃烧产生的排放；间接排放为从外部电网购入电力所对应的排放。

直接排放应根据发电量与单位发电量碳排放强度核算，燃气轮机碳排放强度的参考计算方法见 B.1.3；间接排放应根据购电量与电网平均碳排放因子核算，参考计算方法见 B.6；核算边界、排放因子选取与数据质量控制应与 GB/T 32150—2025 和 GB/T 24067—2024 的规定相协调。

碳排放核算结果应以吨二氧化碳（tCO₂）计，核算周期应与市场结算及碳配额履约周期相协调，核算结果应作为碳配额交易、清缴与电-碳协同决策的依据。

7 信息层技术要求

7.1 概述

信息层为多产消者系统实现分布式协同决策与数据隐私保护提供核心支撑。该层应通过部署联邦学习协调中心，并采用基于聚类的联邦学习机制，在严格保护各产消者数据隐私的前提下，通过加密共享模型参数实现分布式协同优化，最终为物理层提供优化的本地调度策略，并为市场层提供产消者联盟的决策行为特征。

7.2 联邦学习协调中心

7.2.1 功能要求

联邦学习协调中心应部署于云端或边缘服务器，并具备以下功能：

- a) 全局模型管理：负责对各聚类簇的全局策略网络模型进行初始化、存储、版本管理和分发；
- b) 安全模型聚合：接收各产消者上传的、经差分隐私技术处理的本地模型参数更新，采用安全的加权平均算法进行聚合，生成并下发更新后的全局模型；
- c) 隐私预算管控：对各产消者的差分隐私预算进行统一管理与监控，确保系统整体隐私保护水平满足既定要求；
- d) 联邦学习调度：确定联邦学习的通信轮次、客户端选择策略以及模型下发与聚合的时间窗口；
- e) 产消者聚类协调：在联邦学习开始前，协调完成对产消者的特征提取与聚类分组；在运行过程中，应根据产消者特征的变化触发聚类更新。

7.2.2 性能与部署要求

联邦学习协调中心应满足以下要求：

- a) 应具备高可用性架构，支持故障主备切换，确保持续提供服务；
- b) 其计算资源应能满足同时对多个聚类簇进行模型聚合的需求，且单簇模型聚合任务的处理时长应符合 7.6 的规定；
- c) 其存储资源应能满足全局模型参数历史版本的保存需求，数据保存周期不少于 6 个月。

7.3 产消者聚类方法

7.3.1 概述

为降低产消者数据统计特性差异带来的影响，提升联邦学习模型的收敛速度与泛化性能，应在联邦学习开始前，依据产消者的能源资产、负荷曲线与碳排特征进行特征提取与聚类分组。归属于同一聚类簇的产消者，应在能源结构、负荷模式及碳排放特性上具有较高的相似度。

7.3.2 特征提取

聚类特征应涵盖能源结构、负荷模式与碳排放特征三个维度，特征提取方法应保证不同产消者特征具有可比性。特征构成、归一化方法与聚类算法的参考实现见附录 A.1。当部分产消者存在特征数据缺失时，应采用均值填充、同类产消者中位数填充或插值等方法补齐后再参与聚类，并在聚类结果中予以标注；缺失维度超过特征总维度三分之一的产消者，应暂缓参与聚类分组，待数据补齐后重新评估。

7.3.3 聚类更新

聚类更新应满足以下要求：

- a) 当产消者发生重大设备配置变更（如新增或退役主要发电单元、储能容量显著变化等）时，应重新提取特征并评估是否需要调整聚类归属；
- b) 宜每季度或在联邦学习模型性能下降超过设定阈值时，进行聚类更新的评估；
- c) 当产消者类型发生变更（如由居民光伏型转变为混合型）时，应重新提取特征并调整其聚类归属。

7.4 本地决策模型

各产消者的本地决策模型应基于联邦学习协调中心下发的全局模型参数进行本地训练，生成适配自身运行特性的调度计划与市场投标方案；模型输出的调度计划与投标方案应满足 6.2 规定的建模与决策要求。

本地决策模型宜采用近端策略优化（PPO）等深度强化学习算法实现，其状态空间、动作空间、奖励函数与训练方法的参考实现见附录 A.2；不具备深度强化学习实施条件的产消者，可直接采用附录 B.3 给出的确定性优化参考模型进行本地优化决策。采用确定性优化参考模型的产消者，其输出结果应与联邦学习全局模型的决策逻辑进行兼容适配校验，校验内容宜包括调度方向一致性、投标偏差范围与约束可行性；校验不通过时，应暂按上一轮全局模型输出执行并重新校验。

7.5 模型聚合机制

联邦学习协调中心应为每个聚类簇维护全局模型，采用加权联邦平均或等效算法进行聚合；各产消者上传的模型增量应按 9.6.1 和 A.4 的规定进行差分隐私处理。聚合后全局模型性能显著下降时，应回退至上一轮全局模型参数。

联邦学习应设置最大通信轮次与收敛判据，判定收敛后应将全局模型冻结并存档。聚合流程、收敛判据与客户端采样策略的参考实现见附录 A.3。

7.6 信息层性能指标

信息层应满足以下性能指标：

- a) 端到端时延：单轮联邦学习通信中，模型增量从产消者上传至聚合完成的端到端时延应不超过 30 秒（适用于联盟规模不超过 100 个产消者）；
- b) 模型收敛性：联邦学习全局模型应在设定的最大通信轮次内达到收敛，收敛判据与通信轮次的参考设置见附录 A.3；
- c) 本地训练耗时：各产消者单轮本地训练耗时宜满足调度周期的时效要求，参考值见附录 A.2；
- d) 服务可用性：联邦学习协调中心服务器的可用率应不低于 99.5%。

本条性能指标适用于联盟规模不超过 100 个产消者的场景；联盟规模超过 100 个产消者时，宜通过增加聚类簇数、分层聚合等方式扩展，相应性能指标由联盟管理机构结合工程实际另行确定。

8 市场层技术要求

8.1 概述

市场层是多产消者系统实现经济-低碳协同运行的核心交易载体。市场层应构建并运行内外双层电-碳共享机制，如图 2 所示。内外双层电-碳共享机制的交互关系为：内层为联盟内部市场，各产消者在联盟内部开展电能互济与碳配额交易的联合出清，形成内部统一价格信号；外层为联盟与外部主网及外部市场间的交互，联盟作为统一主体与外部电网结算并承担相应碳排放责任；内、外两层通过联盟净负荷与价格信号耦合联动。内部市场采用以社会福利最大化为目标的集中优化出清机制，实现电能与碳配额的联合出清，形成内部统一价格信号；外部市场通过分时电价机制与上级电网进行能量交互。通过将碳成本纳入电力交易价格，构建碳成本内部化的双重价格信号，激励各产消者主动优化用能及发电行为，驱动系统向低碳方向演进。

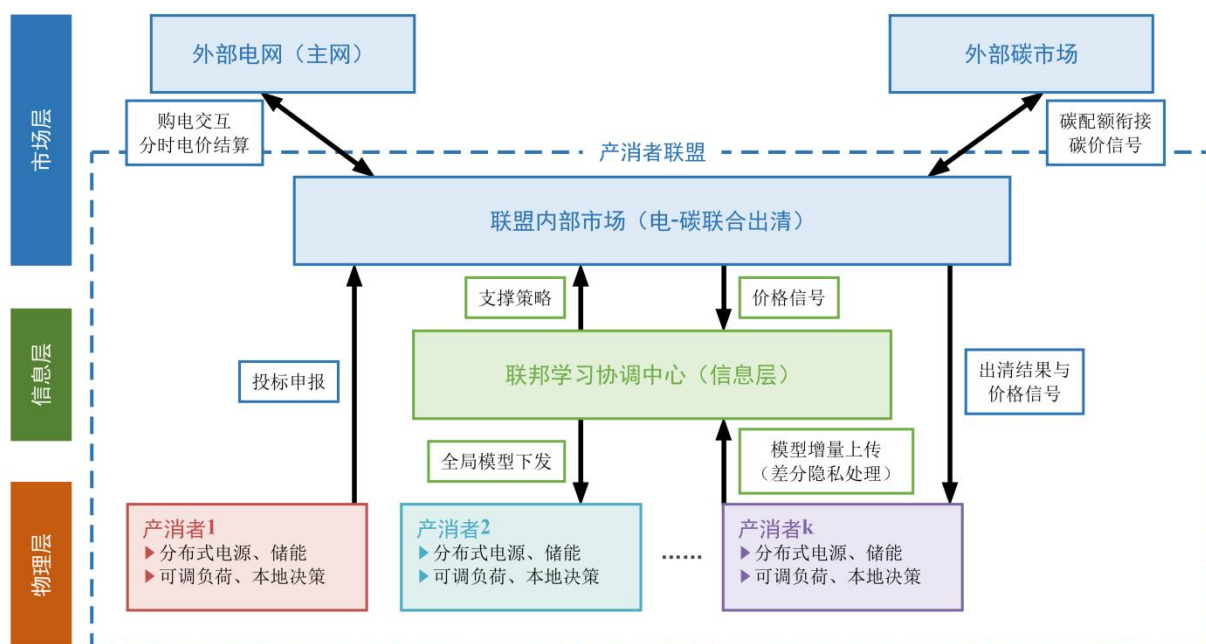


图2 面向产消者联盟的电-碳共享机制整体框架图

8.2 内部市场机制

8.2.1 市场类型与交易标的

内部市场应支持以下两类交易标的的联合出清：

- 电能：产消者之间基于自身发电与负荷需求进行的电力交易；
- 碳配额：产消者之间基于自身碳排放量与配额余额进行的碳排放权交易。

8.2.2 交易机制

内部电力市场与碳配额市场均采用“集中申报→社会福利最大化集中出清→分时段统一结算”的运行机制：产消者在交易时段的申报窗口内提交买卖申报，申报截止后由市场运营机构按 8.2.3、8.2.4 规定的集中优化模型统一出清，并以出清模型的对偶价格作为该时段统一结算价格。内部电力市场的出清结果应按 8.2.3.3 进行网络传输安全校核；当校核发现线路越限时，应按 8.2.3 规定的集中优化模型调整出清结果，并以调整后的边际价格作为该时段统一结算价格。集中出清机制应满足以下基本要求：

a) 申报机制：买方和卖方应在交易时段的申报窗口内提交买卖申报，申报内容应包含交易量及报价；报价应反映买方的边际效用或卖方的边际成本，作为社会福利最大化出清计算的输入参数；

b) 出清原则：市场运营机构应以社会福利最大化（或等效交易成本最小化）为目标进行集中优化出清，并满足电力平衡、网络传输安全及产消者申报量约束；出清结果在时段末统一结算，结算价格由出清模型的对偶变量确定；

c) 运行周期：交易周期应支持日内多时段连续运行，与电力调度周期相匹配。

8.2.3 电力市场出清

8.2.3.1 出清目标

内部电力市场出清应以社会福利最大化（或等效交易成本最小化）为目标，推荐性数学模型见附录 B.4。

8.2.3.2 电力平衡约束

出清过程应满足系统电力平衡约束，即任意时刻的总购电量等于总售电量，约束表达式见附录 B.4。

8.2.3.3 网络传输安全约束

内部电力交易应满足配电网线路传输容量限制，宜采用线性化的直流潮流近似进行网络约束校核，校核表达式见附录 B.4。

8.2.3.4 产消者申报量约束

产消者实际交易电量不应超过其申报的意愿容量，约束表达式见附录 B.4。

8.2.3.5 出清价格

上述优化问题的对偶变量对应内部电力市场的统一出清价格 P^{trade} 。该出清价格已嵌入碳成本信号，可激励产消者优化用电及发电行为，推动系统向低碳化方向演进。碳成本宜采用内部碳价折算叠加的方式计入，即以内部统一碳价乘以产消者相应排放量，作为碳成本项纳入其报价与出清目标函数；具备条件的联盟也可采用将碳排放约束内嵌于出清模型的方式。采用的碳成本嵌入口径应在联盟市场规则中统一明确。

8.2.4 碳配额市场出清

8.2.4.1 出清目标

产消者内部碳配额交易市场机制应与电力市场保持一致，采用社会福利最大化的集中优化出清模式。市场出清目标是在满足配额供需平衡的前提下实现社会福利最大化，或等效转化为最小化联盟总合规成本；推荐性数学模型见附录 B.4。

8.2.4.2 报价要求

各产消者应基于自身配额余额和未来排放预测，提交买卖报价。报价策略应满足以下逻辑一致性要求：

- a) 买方报价：应以其边际减排成本为依据确定，报价不应高于其最高可接受价格；
- b) 卖方报价：应以其配额持有成本与稀缺性评估为依据确定，报价不应低于其最低可接受价格；
- c) 定价依据：报价生成机制应内嵌于产消者的边际减排成本曲线或配额稀缺性评估模型之中。

8.2.4.3 内部统一碳价

基于碳配额市场出清模型的拉格朗日对偶理论，在市场达到均衡状态时，将内生形成内部统一碳价 $\lambda_t^{\text{carbon, in}}$ 。该碳价信号应与电力市场出清价格形成时空协同机制，共同引导产消者进行低碳调度决策。

碳配额交易的时间粒度应与履约周期相协调；配额的跨期结转、冻结与失效规则应由联盟管理机构在交易规则中明确规定。

8.3 碳配额初始分配

8.3.1 概述

为兼顾公平性与对先进减排技术的激励，本文件规定采用历史排放法与基准线法相结合的混合方法进行碳配额初始分配。不同类型的产消者主体应适用差异化的分配方法组合。本文件规定的碳配额为产消者联盟内部核算与交易使用的凭证，其签发、登记、交易与清缴规则由联盟管理机构制定，并与国家碳排放权交易管理相关制度相衔接。联盟应建立内部数据确权机制，明确产消者发电、用电及碳排放数据的所有权、使用权与收益权归属；应建立跨主体碳足迹溯源机制，对内部交易电量对应的碳排放进行全程记录与可核查追踪，碳足迹核算应与 GB/T 24067—2024 相协调。

8.3.2 历史排放法

历史排放法应适用于以传统化石能源为主要用能结构的产消者（如工业型产消者）。初始免费碳配额应基于历史碳排放强度计算，计算公式见附录 B.5。

注：碳排放强度以千克二氧化碳每千瓦时（ kgCO_2/kWh ）计时，按式（B.22）计算的配额结果以千克二氧化碳（ kgCO_2 ）计；配额的登记、交易与清缴以吨二氧化碳（ tCO_2 ）计，换算关系为 $1 \text{ tCO}_2 = 1000 \text{ kgCO}_2$ 。式（B.23）的计算结果同样按此换算。

8.3.3 基准线法

基准线法应适用于拥有可再生能源发电设施或者具备显著能效优势的产消者（如居民光伏型产消者）。初始配额应与行业最优碳排放水平挂钩，计算公式见附录 B.5。

8.3.4 混合分配方法

最终的碳配额分配结果应为历史排放法与基准线法的加权组合。为反映产消者能效提升或参与需求响应的额外低碳贡献，引入动态调节因子 $\Delta Q_i = \delta \cdot \Pi_i^{\text{DR}} \cdot Q_i^{\text{base}}$ 。

若产消者 i 在考核结算期内实质性参与了经批准的需求响应项目，则虚拟变量 Π_i^{DR} 取值为 1，并在基础配额上给予一定比例的奖励（奖励系数 $\delta = 0.05$ 的参考取值见附录 B.5）。需求响应项目的认定与评估宜按 GB/T 32672—2016 和 GB/T 35681—2017 执行。需求响应奖励形成的配额增量不应超过该产消者基础配额的 10%；联盟各成员奖励配额总量不应突破联盟总配额上限，超出时应按各成员奖励额等比例核减。

最终分配给产消者的碳配额宜按附录 B.5 给出的公式核算。

8.3.5 配额总量约束

为确保系统整体碳排放可控，所有参与主体的初始配额总和应受控于联盟或区域层面的总排放上限 $Q_{\text{total}}^{\text{cap}}$ ，总量约束表达式见附录 B.5。

8.4 外部市场交互

8.4.1 概述

产消者联盟在完成内部市场出清后，应作为一个整体与外部主电网进行能量交换，以实现全局功率平衡。外部市场交互应遵守联络线的传输容量限制，并依据电网公司发布的官方分时电价进行结算。

8.4.2 交换功率限制

时段 t 产消者联盟与外部电网的交换功率记为 P_t^{grid} ，若 $P_t^{\text{grid}} > 0$ ，表示联盟从电网购电；若 $P_t^{\text{grid}} < 0$ ，表示联盟向电网售电。该交换功率应受联络线传输容量限制，约束表达式见附录 B.6。

8.4.3 外部电价与结算机制

产消者联盟与外部电网的电能量交互，其购、售电价应按电网企业发布的电价标准执行，并满足以下要求：

- a) 分时电价机制：外部电网对联盟的购电价格 $\lambda_t^{\text{grid,buy}}$ 与售电价格 $\lambda_t^{\text{grid,sell}}$ 均应分别按电网企业发布的分时电价执行；
- b) 结算依据：购、售电量的结算应以电网企业发布的电价和经双方确认的计量数据为依据；
- c) 信息获取：联盟应获取电网企业发布的时段划分与电价信息，作为开展日前优化调度的输入；
- d) 现货市场适配：位于电力现货市场运行区域的联盟，可按电力现货市场规则参与实时电能量市场，其实时购、售电价格按现货市场出清价格执行，并与分时电价结算机制做好衔接。

8.4.4 外部碳排放责任

当产消者联盟存在外部电网购电行为时，应对购入电量承担相应的碳排放责任。外部电网购电产生的碳排放成本 $C_t^{\text{carbon,ext}}$ 宜按附录 B.6 给出的方法计算。

8.5 电-碳协同决策机制

8.5.1 协同优化目标

电-碳协同决策的优化模型应统筹内部市场出清结果与外部电网交互，以实现联盟总成本的全局最小化。在内部电力市场出清完成后，各产消者应据此确定最优发电计划、用电计划及期望交易电量，进而得出联盟净负荷。当内部资源无法满足净负荷需求时，应通过外部电网交互实现功率平衡。

8.5.2 协同决策流程

产消者联盟的电-碳协同决策应按照以下流程闭环执行：

- a) 步骤 1：本地优化调度。各产消者基于信息层下发的联邦学习模型，开展本地优化计算，确定自身的发电计划、用电计划及双边期望交易电量；
- b) 步骤 2：市场联合出清。产消者向内部市场提交电力与碳配额的买卖申报。市场运营机构基于社会福利最大化的集中优化出清机制，同步完成电力供需与碳配额供需的联合出清；
- c) 步骤 3：外部功率平衡。基于内部市场出清结果，计算联盟总净负荷，若存在功率不平衡量，则通过与外部电网的交互进行平抑；
- d) 步骤 4：结算与成本核算，统计各产消者的实际碳排放量、碳配额使用情况，并核算外部碳排放成本。在此基础上，完成内部电力交易与碳交易的收益结算；电力交易与碳交易应实行统一对账、轧差清分：先分别核算各产消者的电力交易与碳交易应收应付款项，再按净额轧差后统一清分结算，对账结

果应经各产消者确认。

e) 步骤 5：信息反馈与迭代。将市场出清价格信号及碳排放核算结果反馈至物理层与信息层，作为下一调度周期优化决策的边界条件与参考依据。

8.5.3 价格信号传递

市场层应向信息层与物理层输出以下双重价格信号，以驱动产消者的电-碳共享决策：

a) 内部电力出清价格：综合反映内部电力供需关系及内部碳成本内部化后的节点边际电价或统一结算价；

b) 内部统一碳价：反映内部碳配额的稀缺程度及联盟边际减排成本；

c) 外部市场电价：由电网企业发布的日前/实时电价，客观反映外部主网的电力供需关系。

上述价格信号应协同作用于产消者的优化决策模型，引导其在追求经济效益最大化的同时，主动优化用能结构以降低碳排放。

8.6 市场层性能指标

市场层应满足以下性能指标要求：

a) 交易时段粒度：内部市场出清时段宜与调度周期一致，取 1 h（全天 24 个时段）；对高比例分布式光伏接入的联盟，出清时段可缩短至 15 min（全天 96 个时段）以适配光伏出力波动；时段粒度调整后应在联盟交易规则中明确并保持各时段一致；

b) 计算时效性：单时段内部市场出清计算时间应不超过 10 秒；

c) 全天累计计算时间：全天连续滚动出清的总计算时间应不超过 5 分钟；

d) 出清结果反馈时延：内部市场出清结果应在产消者申报截止后 30 秒内反馈至各参与方；

e) 配额分配时效：碳配额分配计算应在结算周期结束后 1 小时内完成；

f) 算法鲁棒性：市场出清算法应保证收敛性和物理可行性，出清成功率应不低于 99%。

9 数据安全与隐私保护要求

9.1 概述

多产消者电-碳共享系统涉及大量产消者的敏感信息，包括但不限于发电数据、负荷数据、成本参数、碳排放数据及市场交易报价等。本章规定了系统在数据传输、存储、处理及模型交互等环节应满足的安全与隐私保护基本要求。关于信息层联邦学习差分隐私机制的具体技术要求，详见 7.5；本章侧重于规定系统整体的安全防护架构与数据全生命周期管理。

系统运营方宜按照 ISO/IEC 27001:2022 建立、实施并保持信息安全管理体系，覆盖本章规定的各项安全要求。

系统应通过联邦学习、差分隐私、加密计算等隐私计算技术实现产消者数据所有权与使用权分离：原始数据不出本地，仅以经隐私保护处理的模型参数或计算结果参与协同，实现数据“可用不可见”；在此基础上，通过内部市场出清与价格信号使数据要素的边际贡献可计量、可结算，支撑数据价值的合规释放。

9.2 数据传输安全

9.2.1 通信通道安全

系统各组成单元间的数据传输通道应具备以下安全属性：

a) 协议规范：联邦学习协调中心与各产消者之间的模型参数传输应采用传输层安全协议（TLS 1.2 及以上版本）进行加密，确保数据的机密性和完整性；

b) 交易数据传输：市场层出清结果、价格信号等交易数据的下发应通过加密通道进行，防范中间人攻击与数据篡改风险；

c) 终端数据采集：物理层设备运行数据的采集与上传应支持加密传输，推荐采用 TLS/DTLS 协议等安全传输协议；

d) 禁用弱算法：不应使用已被证实存在安全漏洞的加密算法及协议版本，包括但不限于 SSL 3.0、TLS 1.0、TLS 1.1 以及 MD5、SHA-1、RC4 等弱密码套件。

9.2.2 身份认证与访问控制

系统应实现各参与方之间的强身份认证机制：

- a) 中心侧认证：联邦学习协调中心与各产消者之间建立连接前，应基于数字证书体系完成双向身份认证；
- b) 市场侧认证：市场层交易申报接口应验证产消者身份合法性，防止未授权方提交虚假申报；
- c) 证书管理：身份认证机制应支持证书的定期更新、吊销与状态校验功能。

9.2.3 数据完整性校验

传输过程中应采用密码学手段保障数据完整性：

- a) 校验机制：模型参数上传与下发应附带完整性校验值（如 MAC 值），接收方在收到数据后立即进行校验；
- b) 不可否认性：市场交易申报与出清结果应采用数字签名技术，确保数据的不可抵赖性；
- c) 异常处理：对于校验失败或签名验证不通过的传输数据，接收端应予以丢弃并触发重传机制。

9.2.4 密钥管理

系统应对加密密钥实施全生命周期管理，满足以下基本要求：

- a) 密钥生成：应使用符合要求的随机数发生器生成密钥，密钥长度应与所采用算法（如 AES-256）的安全强度相匹配；
- b) 密钥分发：密钥分发应通过安全通道进行，宜采用非对称加密或密钥协商机制，不得以明文形式传输；
- c) 密钥存储：密钥应加密存储或置于硬件安全模块中，与所保护的数据分离存放，访问密钥须经授权；
- d) 密钥轮换：应定期轮换密钥，发生密钥泄露风险时应立即更换，轮换周期宜不超过 1 年；
- e) 密钥销毁：密钥到期或废止后应安全销毁，确保不可恢复；密钥管理应符合 GB/T 39786—2021 的相关要求。

9.3 数据存储安全

9.3.1 加密存储要求

系统中存储的敏感数据应采用加密技术进行保护：

- a) 本地终端存储：各产消者的历史发电数据、负荷数据、碳排放数据应在本地终端以加密形式存储，推荐采用 AES-256 或以上强度的对称加密算法；
- b) 中心侧模型存储：联邦学习协调中心存储的全局模型参数及产消者特征向量应采用加密存储；
- c) 市场侧记录存储：市场层的交易记录、碳配额分配记录应加密存储，并严格设置访问权限控制。

9.3.2 数据分类分级存储

系统应根据数据敏感程度实施分类分级管理策略：

- a) 高敏感数据：产消者原始用电/发电数据属于最高敏感等级数据，存储时应采用最高级别的安全防护措施（如硬件加密模块）；
- b) 中敏感数据：联邦学习模型参数和特征向量属于中敏感等级数据，应采取加密存储及细粒度访问控制措施；
- c) 低敏感数据：市场出清价格、交易量等公开或准公开数据属于低敏感等级数据，虽可明文存储，但仍需采取基本的完整性校验与访问控制措施。

9.3.3 数据备份与恢复

- a) 全局模型备份：联邦学习协调中心应至少每周对全局模型参数执行一次全量备份，备份数据须采用加密方式存储；
- b) 交易记录备份：市场层交易记录应执行每日增量备份与每周全量备份策略，备份数据保留期限不应少于 1 年；
- c) 本地数据备份：各产消者应根据本地数据增量设定备份周期，建议备份频率不低于每周一次；
- d) 数据恢复：系统应支持从备份数据中恢复运行状态，恢复操作须经严格的权限验证。系统应明确恢复时间目标（RTO）与恢复点目标（RPO），核心业务数据的 RTO 宜不大于 4 h，RPO 宜不大于 24 h，并应定期开展恢复演练验证其有效性。

9.4 数据处理安全

9.4.1 本地数据处理

各产消者进行本地数据处理时，应满足以下安全要求：

- a) 本地化执行：数据预处理（包括清洗、归一化、特征提取等操作）应在产消者本地可信执行环境中完成，数据不得以明文形式离开本地终端；
- b) 梯度保护：本地模型训练过程中产生的中间计算结果（如梯度、损失值等）不得直接对外传输，须经差分隐私等技术处理后方可上传；
- c) 临时文件清理：本地训练数据使用完毕后，应删除临时文件及缓存数据。

9.4.2 云端数据处理

联邦学习协调中心进行模型聚合等数据处理时，应满足以下安全要求：

- a) 可信执行环境：聚合操作应在安全可信的计算环境中执行，防止未授权进程访问模型参数；
- b) 数据留存限制：聚合完成后，各产消者上传的带噪模型增量数据应在验证完成后删除，不得留存；
- c) 日志脱敏：聚合过程中的日志记录不得包含可反推原始敏感数据的明文信息。

9.4.3 市场数据处理

市场层进行出清计算时，应满足以下安全要求：

- a) 申报数据脱敏：产消者提交的买卖申报数据在完成出清后应进行脱敏存档，原始报价与申报量之间的对应关系须予以保护，防止逆向推导；
- b) 配额数据权限控制：碳配额分配计算过程中涉及的产消者历史排放数据应限制访问范围，仅限授权人员查阅。

9.5 模型安全

9.5.1 模型防篡改

- a) 下发验证：联邦学习协调中心下发的全局模型参数应附带数字签名或哈希值，产消者接收后须进行完整性验证；
- b) 上传保护：产消者上传的本地模型增量应附带身份标识和完整性校验信息；
- c) 版本控制：应建立完善的模型版本管理机制，记录每轮通信的模型参数版本、来源及更新时间。

9.5.2 模型防窃取

- a) 加密保护：全局模型参数在存储和传输过程中应全程加密保护，防止未授权方获取；
- b) 接口访问控制：应严格限制对联邦学习协调中心模型存储接口的访问，仅允许经认证的产消者和授权管理员访问；
- c) 设备绑定：产消者本地的策略网络模型应绑定设备唯一身份标识，防止模型文件被复制至非授权设备使用。

9.5.3 模型投毒防范

为防范恶意产消者通过注入异常模型更新破坏全局模型鲁棒性，应采取以下技术措施：

- a) 范数阈值检测：联邦学习协调中心应对各产消者上传的模型增量实施范数检测，若更新范数超出设定的安全阈值（安全阈值的参考设定方法见附录 A.3），则判定为异常更新，并将其排除在本轮聚合之外；
- b) 性能基准评估：宜引入基于验证集的模型质量评估机制，在聚合前评估各产消者模型的性能贡献度。对性能显著低于平均水平（如低于平均准确率阈值）的异常更新，应降低其聚合权重或直接剔除；
- c) 行为审计与惩罚：应建立异常模型更新的溯源记录机制，详细记载异常来源、发生时间及处置方式。对异常频次超过设定阈值的产消者，应限制或禁止其参与后续通信轮次。处罚宜按梯度执行：首次出现异常更新的产消者给予警告并降低其当轮聚合权重；同一训练周期内累计异常 2 次的，限制其参与后续 1 个~3 个通信轮次；累计异常 3 次及以上的，禁止其参与本训练周期并重新进行身份与设备安全审核。

9.6 用户隐私保护

9.6.1 差分隐私保护

信息层应采用差分隐私技术保护产消者数据隐私，具体技术要求见 A.4。在此基础上，补充以下总体管控要求：

a) 差异化隐私预算：差分隐私噪声参数应按产消者类型差异化设置，居民光伏型产消者应分配最强的隐私保护强度，具体取值按 A.4.2 的规定执行；

b) 预算消耗监控：应对隐私预算的消耗进行全程实时监控。当某产消者的隐私预算消耗率达到设定预警阈值（参考取值见附录 A.4）时，系统应自动发出预警提示，并限制其后续高敏感度数据的上传；隐私预算的总量与核算周期按 A.4.2 的规定设定；隐私预算耗尽后，该产消者应停止上传基于原始数据训练的模型增量，仅可接收全局模型；经联盟管理机构审批并重新核定隐私预算后，方可恢复上传；

c) 效果验证：差分隐私保护效果的验证测试应按照 A.5 的规定执行。

9.6.2 数据匿名化与去标识化

a) 发布脱敏：在进行系统效果评估、统计分析或公开发布时，涉及产消者个体的明细数据应经匿名化或去标识化处理，确保数据无法直接或间接关联至特定产消者实体；

b) 合规评估：去标识化处理过程及效果应符合 GB/T 42460—2023 中关于个人信息去标识化效果评估的相关要求，确保去标识化有效性。

9.6.3 最小化数据收集原则

系统在运行过程中应严格遵循数据采集最小化原则，最大限度减少原始数据暴露面：

a) 联邦学习数据最小化：联邦学习协调中心仅可收集产消者上传的模型增量参数（如梯度或权重差值），不得要求上传原始用电、发电或成本数据；

b) 市场交易数据最小化：市场层仅可收集交易出清所必需的申报量、报价等出清计算所需信息，不得要求产消者提交超出交易必要范围的设备内部运行数据或非必要个人信息。

附录 A

(资料性)

产消者聚类与隐私保护参考实现方法

本附录给出产消者聚类、本地决策模型、模型聚合与差分隐私参数标定的参考实现。所列算法、公式与参数均为推荐性内容，不构成规范性要求。

A.1 产消者聚类参考实现

产消者聚类特征可包括：

- a) 能源结构特征：分布式电源类型与装机容量、储能配置情况、可调负荷容量；
- b) 负荷模式特征：日负荷曲线形状、峰谷差率、负荷率、季节性波动特征；
- c) 碳排放特征：单位电量碳排放因子、碳排放总量与峰谷分布。

聚类前宜对特征向量各维度进行归一化处理（如 z-score 归一化）。聚类算法可采用 K-means++，其目标函数见式（A.1）：

$$J = \sum_{k=1}^K \sum_{i \in C_k} \|x_i - \mu_k\|^2 \quad (\text{A.1})$$

式中： K 为聚类簇数； C_k 为第 k 个聚类簇； μ_k 为第 k 个聚类簇的中心。初始聚类中心宜采用 K-means++ 策略选取，聚类簇数 K 可结合肘部法则或轮廓系数确定。

触发聚类更新的设备变更幅度参考阈值可取原储能容量的 30%。

A.2 基于 PP0 的本地决策模型参考实现

状态空间可包括当前时段电价、碳价、本地负荷、分布式电源出力预测、储能荷电状态（SOC）及网络信息状态；网络信息状态由市场层或配电系统运行机构统一下发。

动作空间可包括各时段购售电功率、储能充放电功率、可调负荷调整量及市场投标报价；动作应满足设备物理约束与投标偏差限制。

奖励函数宜以总运行成本的负值为主体，叠加碳排放惩罚项与约束违反惩罚项。

策略网络参数可采用裁剪目标函数进行更新，见式（A.2）：

$$L^{CHP}(\theta) = \hat{E}_t \left[\min \left(r_t(\theta) \hat{A}_t, \text{clip} \left(r_t(\theta), 1 - \varepsilon, 1 + \varepsilon \right) \hat{A}_t \right) \right] \quad (\text{A.2})$$

式中： $r_t(\theta)$ 为新旧策略概率比； $\hat{A}_t$ 为优势函数估计； ε 为裁剪系数，可取 0.1~0.3。

单轮本地训练耗时的参考值为不超过 5 min。

A.3 模型聚合与通信机制参考实现

协调中心可按各产消者本地样本量对模型增量进行加权聚合，见式（A.3）：

$$\theta_{r+1}^k = \sum_{i \in C_k} \frac{n_i}{n_k} \Delta \theta_i^r \quad (\text{A.3})$$

式中： n_i 为产消者 i 的本地样本量； n_k 为簇 k 内参与本轮训练的样本总量； $\Delta \theta_i^r$ 为产消者 i 第 r 轮的模型增量。聚合后宜进行一致性校验，若全局模型在验证集上的性能显著低于上一轮，应回退至上一轮全局模型参数。

联邦学习宜设置最大通信轮次（如 100 轮~500 轮），并宜采用验证集性能变化作为收敛判据，连续若干轮性能提升小于设定阈值时可判定收敛。

每轮训练可按簇内产消者数量的一定比例随机选取参与训练的客户端；未被选中的产消者继续使用上一轮全局模型参数。

模型增量范数异常检测的安全阈值可取正常更新范数均值加 3 倍标准差。

在典型联盟规模（不超过 100 个产消者）下，全局模型收敛通信轮次的参考值为不超过 50 轮。

A.4 差分隐私参数标定参考方法

各产消者上传模型增量前，可先对模型增量进行范数裁剪（裁剪阈值为 C ），再添加高斯噪声，见式

(A.4) :

$$\tilde{\Delta\theta} = \Delta\theta + N(0, \sigma^2 C^2 I) \quad (\text{A.4})$$

式中： σ 为噪声乘子； C 为裁剪阈值； I 为单位矩阵，表示各维度独立添加噪声。

采用高斯机制满足 (ϵ, δ) -差分隐私时，噪声乘子与隐私预算的关系见式 (A.5)：

$$\sigma \geq \frac{C\sqrt{2\ln(1.25/\delta)}}{\epsilon} \quad (\text{A.5})$$

式 (A.5) 适用于 $0 < \epsilon < 1$ 的情形。隐私预算可按产消者类型差异化设置，参考取值：居民光伏型产消者 $\epsilon \leq 1$ ，商业型产消者 $\epsilon \leq 2$ ，工业型和混合型产消者 $\epsilon \leq 4$ ； δ 宜取不大于样本总量倒数平方的量级（如 10^{-5} ）。

隐私预算消耗预警阈值的参考取值为 80%。本条及 9.6.1 中隐私预算、预警阈值等参考取值的设定依据，宜在本文件编制说明中予以论证。

A.5 隐私保护效果验证参考指标

成员推理攻击测试：二分类成员推理攻击的随机猜测基线为 50%，攻击成功率的参考判定阈值为不高于 55%。

属性推理攻击测试：以各属性多数类占比为基线，攻击成功率的参考判定阈值为不高于 65%。上述攻击成功率判定阈值的设定依据，宜在本文件编制说明中予以论证。

测试应明确攻击者能力假设（黑盒或白盒）、影子模型的数量与训练方式、测试样本量及重复次数，测试结果应给出统计置信区间；测试方法可参照 YD/T 4691—2024 执行。

附录 B

(资料性)

产消者建模与电-碳共享参考计算方法

本附录给出产消者设备建模、本地决策优化、内部市场集中出清、碳配额初始分配及外部市场交互的推荐性参考模型与计算方法。所列模型、公式与参数均为推荐性内容，不构成规范性要求；实施时可采用精度相当的等效模型与方法。

B.1 分布式发电单元参考模型

B.1.1 光伏发电模型

光伏发电单元在 t 时刻的输出有功功率 $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 可按式 (B.1) 计算：

$$P_{i,t}^{\text{PV}} = P_i^{\text{PV,rated}} \cdot \eta_i^{\text{PV}} \cdot \frac{G_{i,t}}{G_{\text{STC}}} \cdot \left[1 + \kappa_i^{\text{PV}} \left(T_{i,t}^{\text{amb}} + \frac{G_{i,t}}{G_{\text{NOCT}}} (T_{\text{NOCT}} - T_{\text{amb,NOCT}}) - T_{\text{STC}} \right) \right] \quad (\text{B.1})$$

式中： $P_i^{\text{PV,rated}}$ 为光伏发电单元的额定功率，单位为千瓦 (kW)； η_i^{PV} 为光伏逆变器的转换效率，%； $G_{i,t}$ 为 t 时刻倾斜面辐照度，单位为瓦/平方米 (W/m²)； G_{STC} 为标准测试条件 (Standard Test Conditions, STC) 下的辐照度，取值为 1000 W/m²； κ_i^{PV} 为光伏组件功率温度系数，单位为/摄氏度 (1/°C)； $T_{i,t}^{\text{amb}}$ 为 t 时刻光伏组件所处环境温度，单位为摄氏度 (°C)； T_{NOCT} 为标称工作温度，单位为摄氏度 (°C)； $T_{\text{amb,NOCT}}$ 为 NOCT 测试条件下的环境温度，单位为摄氏度 (°C)； T_{STC} 为标准测试条件温度，取值为 25 °C。

光伏组件在 t 时刻的工作温度 T_{cell} 宜采用 NOCT 模型估算，按式 (B.2) 计算：

$$T_{\text{cell}} = T_{i,t}^{\text{amb}} + \frac{G_{i,t}}{G_{\text{NOCT}}} (T_{\text{NOCT}} - T_{\text{amb,NOCT}}) \quad (\text{B.2})$$

式中： G_{NOCT} 为 NOCT 测试条件下的辐照度，通常取值为 800 W/m²。

B.1.2 风力发电模型

风力发电机组在 t 时刻输出的有功功率 $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 可按式 (B.3) 计算：

$$P_{i,t}^{\text{WT}} = \begin{cases} 0, & v_{i,t} < v_{\text{cut-in}} \text{ or } v_{i,t} > v_{\text{cut-out}} \\ P_{i,t}^{\text{WT,rated}} \cdot \left(\frac{v_{i,t} - v_{\text{cut-in}}}{v_{\text{rated}} - v_{\text{cut-in}}} \right)^3, & v_{\text{cut-in}} \leq v_{i,t} < v_{\text{rated}} \\ P_{i,t}^{\text{WT,rated}}, & v_{\text{rated}} \leq v_{i,t} \leq v_{\text{cut-out}} \end{cases} \quad (\text{B.3})$$

式中： $v_{i,t}$ 为 t 时刻轮毂高度处的风速，单位为米每秒 (m/s)； $v_{\text{cut-in}}$ 为风力发电机组的切入风速，单位为米每秒 (m/s)； v_{rated} 为风力发电机组的额定风速，单位为米每秒 (m/s)； $v_{\text{cut-out}}$ 为风力发电机组的切出风速，单位为米每秒 (m/s)； $P_{i,t}^{\text{WT,rated}}$ 为风力发电机组的额定有功功率，单位为千瓦 (kW)。

B.1.3 燃气轮机模型

燃气轮机在 t 时刻的输出有功功率 $P_{i,t}^{\text{CHP}}$ 宜满足以下约束条件：

a) 出力上下限约束

$$P_i^{\text{CHP,min}} \leq P_{i,t}^{\text{CHP}} \leq P_i^{\text{CHP,max}}, \quad \forall t \quad (\text{B.4})$$

式中： $P_i^{\text{CHP,min}}$ 为燃气轮机的最小技术出力，单位为千瓦 (kW)； $P_i^{\text{CHP,max}}$ 为燃气轮机的额定有功功率 (最大技术出力)，单位为千瓦 (kW)。

b) 爬坡速率约束

$$|P_{i,t}^{\text{CHP}} - P_{i,t-1}^{\text{CHP}}| \leq R_i^{\text{CHP,ramp}} \cdot \Delta t, \quad \forall t \quad (\text{B.5})$$

式中： $R_i^{\text{CHP,ramp}}$ 为燃气轮机最大爬坡速率，单位为千瓦每小时 (kW/h)； Δt 为时间步长，单位为小时 (h)。

c) 碳排放强度

燃气轮机单位发电量的碳排放强度 μ_i^{CHP} 可按式 (B.6) 确定:

$$\mu_i^{CHP} = C_i^{CHP} \quad (B.6)$$

式中: C_i^{CHP} 为燃气轮机的碳排放基准系数, 由设备型号和燃料类型决定, 单位为千克二氧化碳每千瓦时 (kgCO_2/kWh)。

注: 燃气轮机碳排放强度随负荷率变化, 部分负荷工况下宜按设备制造商提供的燃料消耗特性曲线对碳排放强度进行修正。

B.2 电储能系统参考模型

电储能系统(ESS)的运行状态宜满足以下约束条件:

a) 能量状态递推约束

$$E_{i,t} = E_{i,t-1} + \left(\eta_i^{\text{ch}} P_{i,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{i,t}^{\text{dis}}}{\eta_i^{\text{dis}}} \right) \Delta t, \quad \forall t \quad (B.7)$$

式中: $E_{i,t}$ 为产消者 i 内储能在 t 时刻的存储能量, 单位为千瓦时 (kWh); η_i^{ch} 为产消者 i 内储能充电效率; η_i^{dis} 为产消者 i 内储能放电效率; $P_{i,t}^{\text{ch}}$ 为产消者 i 内储能在 t 时刻的充电功率, 单位为千瓦 (kW); $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 为产消者 i 内储能在 t 时刻的放电功率, 单位为千瓦 (kW);

b) 容量约束

$$E_i^{\min} \leq E_{i,t} \leq E_i^{\max}, \quad \forall t \quad (B.8)$$

式中: $E_i^{\min}$ 为储能容量下限, 单位为千瓦时 (kWh); $E_i^{\max}$ 为储能容量上限, 单位为千瓦时 (kWh)。

c) 充放电功率约束

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{ch}} \cdot I_{i,t}^{\text{ch}} \leq P_i^{\text{ch,max}}, \quad 0 \leq P_{i,t}^{\text{dis}} \cdot I_{i,t}^{\text{dis}} \leq P_i^{\text{dis,max}}, \quad \forall t \quad (B.9)$$

$$I_{i,t}^{\text{ch}} + I_{i,t}^{\text{dis}} \leq 1, \quad I_{i,t}^{\text{ch}}, I_{i,t}^{\text{dis}} \in \{0,1\}, \quad \forall t \quad (B.10)$$

式中: $I_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $I_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能充、放电状态的二进制变量, 取值为 1 时分别表示处于充电、放电状态; $P_i^{\text{ch,max}}$ 、 $P_i^{\text{dis,max}}$ 分别为储能最大充、放电功率, 单位为千瓦 (kW)。

d) 调度周期始末状态约束

调度周期末的储能荷电状态宜不低于调度周期初始值 (或恢复至设定值), 防止调度末期储能放空。

B.3 产消者本地决策优化参考模型

B.3.1 优化目标

各产消者宜以自身调度周期内总运行成本最小为目标进行本地优化决策。产消者 i 在调度周期内的总运行成本 C_i^{total} 宜包括与电网交互成本、内部交易成本、燃料成本、碳排放成本及储能损耗成本。目标函数可按式 (B.11) 计算:

$$\min C_i^{\text{total}} = \sum_{t=1}^T \left[\lambda_t^{\text{grid,buy}} P_{i,t}^{\text{grid,buy}} - \lambda_t^{\text{grid,sell}} P_{i,t}^{\text{grid,sell}} + \sum_{j \in \mathfrak{N}_i} \lambda_{i,j,t}^{\text{internal}} P_{i,j,t}^{\text{trade}} + \lambda^{\text{gas}} \frac{P_{i,t}^{\text{CHP}}}{\eta_i^{\text{CHP,el}}} + \lambda_t^{\text{carbon,e}} E_{i,t}^{\text{carbon,e}} + \lambda_t^{\text{carbon,in}} Q_{i,t}^{\text{carbon,trade}} + C_i^{\text{deg}} (P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{dis}}) \right] \quad (B.11)$$

式中: T 为调度周期总时段数; $\lambda_t^{\text{grid,buy}}$ 为产消者在 t 时刻从电网购电的电价, 单位为元/千瓦时 (元/ kWh); $P_{i,t}^{\text{grid,buy}}$ 为产消者 i 在 t 时刻从电网购入的有功功率, 单位为千瓦 (kW); $\lambda_t^{\text{grid,sell}}$ 为产消者在 t 时刻向电网售电的电价, 单位为元/千瓦时 (元/ kWh); $P_{i,t}^{\text{grid,sell}}$ 为产消者 i 在 t 时刻向电网出售的有功功率, 单位为千瓦 (kW); $\mathfrak{N}_i$ 为产消者 i 可交易的相邻产消者集合; $\lambda_{i,j,t}^{\text{internal}}$ 为 t 时刻产消者 i 与相邻产消者 j 的交易电价, 单位为元/千瓦时 (元/ kWh); $P_{i,j,t}^{\text{trade}}$ 为 t 时刻产消者 i 与相邻产消者 j 的交易功率, $P_{i,j,t}^{\text{trade}} > 0$ 表

示购电, $P_{i,j,t}^{\text{trade}} < 0$ 表示售电, 单位为千瓦 (kW); λ^{gas} 为天然气价格, 单位为元/立方米 (元/m³); $P_{i,t}^{\text{CHP}}$ 为产消者 i 内部燃气轮机在 t 时刻的输出有功功率, 单位为千瓦 (kW); $\eta_i^{\text{CHP,el}}$ 为产消者 i 内部燃气轮机发电效率; $\lambda_q^{\text{carbon,e}}$ 为外部碳市场交易价格, 单位为元/吨二氧化碳 (元/tCO₂); $\lambda_q^{\text{carbon,in}}$ 为内部碳市场统一碳价, 单位为元/吨二氧化碳 (元/tCO₂); $E_{i,t}^{\text{carbon,e}}$ 为产消者 i 在时段 t 因从外部电网购电而产生、并通过外部碳市场结算的碳排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO₂); $Q_{i,t}^{\text{carbon,trade}}$ 为产消者 i 在 t 时刻的内部碳配额净交易量, $Q_{i,t}^{\text{carbon,trade}} > 0$ 表示净购入配额, $Q_{i,t}^{\text{carbon,trade}} < 0$ 表示净售出配额, 单位为吨二氧化碳 (tCO₂); c_i^{deg} 为储能循环损耗成本系数, 单位为元/千瓦时 (元/kWh)。

B.3.2 约束条件

产消者 i 的本地优化决策宜满足以下约束:

B.3.2.1 电能平衡约束

产消者 i 在任意时刻 t 的电能供需平衡宜满足:

$$P_{i,t}^{\text{load}} + P_{i,t}^{\text{ch}} = P_{i,t}^{\text{PV}} + P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{dis}} + P_{i,t}^{\text{grid,buy}} - P_{i,t}^{\text{grid,sell}} + \sum_{j \in \mathcal{N}_i} P_{i,j,t}^{\text{trade}}, \quad \forall t \quad (\text{B.12})$$

式中: $P_{i,t}^{\text{load}}$ 为产消者 i 在 t 时刻的总电负荷, 单位为千瓦 (kW)。

B.3.2.2 电网交互约束

产消者 i 与电网的交互功率宜满足容量限制和互斥约束:

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{grid,buy}} \leq P_i^{\text{grid,max}}, \quad 0 \leq P_{i,t}^{\text{grid,sell}} \leq P_i^{\text{grid,max}}, \quad \forall t \quad (\text{B.13})$$

$$P_{i,t}^{\text{grid,buy}} \cdot P_{i,t}^{\text{grid,sell}} = 0, \quad \forall t \quad (\text{B.14})$$

式中: $P_i^{\text{grid,max}}$ 为产消者 i 与电网的最大交互功率 (购电/售电功率上限), 单位为千瓦 (kW)。

B.3.2.3 碳排放核算约束

产消者 i 在 t 时刻计入内部履约账户的碳排放量 $E_{i,t}^{\text{carbon}}$ 可按式 (B.15) 核算, 核算边界与方法宜与 GB/T 32150—2025 和 GB/T 24067—2024 相协调:

$$E_{i,t}^{\text{carbon}} = \mu_i^{\text{CHP}} \max(0, P_{i,t}^{\text{CHP}} - P_{i,t}^{\text{sell,in}} - P_{i,t}^{\text{grid,sell}}) + \sum_{j \in \mathcal{N}_i} \mu_j^{\text{intrenal}} \max(0, P_{i,j,t}^{\text{trade}}), \quad \forall t \quad (\text{B.15})$$

式中: μ_i^{CHP} 为产消者 i 的燃气轮机组的碳排放强度, 单位为千克二氧化碳每千瓦时 (kgCO₂/kWh); $P_{i,t}^{\text{sell,in}}$ 为产消者 i 在时段 t 对内售出的电量 (卖给联盟内其他产消者), 单位为千瓦时 (kWh); μ_j^{intrenal} 为交易对象产消者 j 所售电力的边际碳排放强度 (单位售电量的碳排放量), 单位为千克二氧化碳每千瓦时 (kgCO₂/kWh)。

注: $\max(0, P_{i,j,t}^{\text{trade}})$ 本文采用消费侧责任原则: 式 (B.15) 的第一项仅计入供给产消者 i 自身需求的 CHP 出力所对应的排放, 即对内售出和卖给主网的电量不计入卖方的排放账户, 从而使得每单位交易电量所蕴含的排放在联盟内只归属一个主体。算子 $\max(0, \cdot)$ 保证了只有购入的电量才计入买方的排放, 而售出电量不给卖方施加排放责任。此外, 从主网购入电力所蕴含的排放, 已通过式 (B.11) 中的外部碳市场项计费, 因此不再计入式 (B.15) 所定义的内部履约账户。

B.3.2.4 设备运行约束

产消者 i 的设备运行宜满足:

- 可再生能源发电 (光伏发电、风力发电)、储能状态、燃气轮机的物理模型与运行约束 (见 B.1、B.2), 分布式电源并网性能相关要求见 GB/T 33593—2017;
- 各类设备的出力限制、爬坡速率限制、充放电功率限制等 (具体要求按照对应设备模型执行)。

B.4 内部市场集中出清参考模型

内部电力市场出清的目标函数见式 (B.16):

$$\max \sum_{t=1}^T \left[\sum_{j \in \mathbf{B}_t} U_{j,t} \left(\left| \sum_{n \in \mathcal{N}_j} P_{j,n,t}^{\text{trade}} \right| \right) - \sum_{i \in \mathbf{S}_t} C_{i,t} \left(\left| \sum_{m \in \mathcal{N}_i} P_{i,m,t}^{\text{trade}} \right| \right) \right] \quad (\text{B.16})$$

式中： $\mathbf{B}_t$ 为时段 t 的买方集合； $\mathbf{S}_t$ 为时段 t 的卖方集合； $U_{j,t}(\cdot)$ 为买方 j 在时段 t 的效用函数； $C_{i,t}(\cdot)$ 为卖方 i 在时段 t 的成本函数。

电力平衡约束见式（B.17）：

$$\sum_{j \in \mathbf{B}_t} \sum_{n \in \mathcal{N}_j} |P_{j,n,t}^{\text{trade}}| = \sum_{i \in \mathbf{S}_t} \sum_{m \in \mathcal{N}_i} |P_{i,m,t}^{\text{trade}}| \quad (\text{B.17})$$

网络传输安全约束见式（B.18）：

$$-F_l^{\max} \leq \sum_{i \in \mathcal{N}} \text{GSF}_{l-i} \cdot P_{i,t}^{\text{net}} \leq F_l^{\max}, \forall l \in \mathcal{L}, t \in T \quad (\text{B.18})$$

式中： $\mathcal{L}$ 为关键传输线路的集合； $F_l^{\max}$ 为线路 l 的最大传输容量，单位为千瓦（kW）； GSF_{l-i} 为节点 i 对线路 l 的发电机功率转移分布因子（Generation Shift Factor），表示节点 i 注入单位净功率时在线路 l 上引起的潮流变化； $P_{i,t}^{\text{net}}$ 为节点 i 在时段 t 的净注入有功功率，单位为千瓦（kW）。

产消者申报量约束见式（B.19）、式（B.20）：

$$\sum_{m \in M_i} |P_{i,m,t}^{\text{trade}}| \leq \overline{P}_{i,t}^S, \quad \forall i \in \mathbf{B}_t, t \in T \quad (\text{B.19})$$

$$\sum_{n \in N_j} |P_{j,n,t}^{\text{trade}}| \leq \overline{P}_{j,t}^B, \quad \forall j \in \mathbf{S}_t, t \in T \quad (\text{B.20})$$

式中： $\overline{P}_{i,t}^S$ 为产消者 i 在时段 t 作为卖方申报的最大出售容量，单位为千瓦（kW）； $\overline{P}_{j,t}^B$ 为产消者 j 在时段 t 作为买方申报的最大购买容量，单位为千瓦（kW）； M_i 为产消者 i 的卖方交易对集合（即该产消者作为卖方时的所有交易对手索引集合）； N_j 为产消者 j 的买方交易对集合（即该产消者作为买方时的所有交易对手索引集合）； $\mathbf{S}_t$ 为时段 t 的卖方产消者集合； $\mathbf{B}_t$ 为时段 t 的买方产消者集合； T 为交易时段集合。

碳配额市场出清的目标函数见式（B.21）：

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i \in \mathcal{N}} (p_{i,t}^{\text{bid}} \cdot q_{i,t}^{\text{trade}}) \\ \text{s.t.} & \sum_{i \in \mathcal{N}} (q_{i,t}^{\text{trade}}) = 0 \\ & -B_{i,t} \leq q_{i,t}^{\text{trade}} \leq Q_i^{\text{surplus}} \end{aligned} \quad (\text{B.21})$$

式中： $q_{i,t}^{\text{trade}}$ 为碳市场中产消者 i 在 t 时刻的净碳配额交易量， $q_{i,t}^{\text{trade}} > 0$ 表示买入配额（买方）， $q_{i,t}^{\text{trade}} < 0$ 表示卖出（卖方）； $p_{i,t}^{\text{bid}}$ 为产消者 i 提交的报价：买方提交愿意支付的最高价格，卖方提交愿意接受的最低价格； $B_{i,t}$ 为产消者 i 在时段 t 持有的配额余额； Q_i^{surplus} 为产消者 i 在时段 t 的最大配额需求，单位为吨二氧化碳（tCO₂）。

B.5 碳配额初始分配参考计算方法

历史排放法的初始免费碳配额可按式（B.22）计算：

$$Q_i^{\text{hist}} = e_i^{\text{hist}} \times A_i \times (1 - \rho) \quad (\text{B.22})$$

式中： ρ 为主管部门核定的年度减排系数（或减排目标比例）； e_i^{hist} 为产消者 i 的历史排放强度，单位为千克二氧化碳每千瓦时（kgCO₂/kWh）； A_i 为产消者 i 的活动水平，通常取考核期内的总发电量或总用电量，单位为千瓦时（kWh）。

基准线法的初始配额可按式（B.23）计算：

$$Q_i^{\text{bench}} = e^{\text{benchmark}} A_i \quad (\text{B.23})$$

式中： $e^{\text{benchmark}}$ 为行业最优碳排放水平，即同类产消者中能效表现最优者的碳排放强度，单位为千克二氧化碳每千瓦时（kgCO₂/kWh）； Q_i^{bench} 为产消者 i 基于基准线法获得的初始碳配额，单位为吨二氧化碳（tCO₂）。

混合分配的最终配额可按式（B.24）核算，权重系数的参考取值及适用场景如下：

$$Q_i^{\text{final}} = \alpha \cdot Q_i^{\text{hist}} + (1 - \alpha) \cdot Q_i^{\text{bench}} + \Delta Q_i \quad (\text{B.24})$$

权重系数 α 的参考取值及适用场景如下：

a) 工业型产消者（I-Type）：宜取值 $\alpha=0.6$ 。该设置旨在反映其较高的历史累积排放责任，同时保留一定的能效改进空间；

b) 居民光伏型产消者（R-Type）：宜取值 $\alpha=0.2$ 。该设置旨在降低清洁能源消纳的市场门槛，强化对分布式可再生能源的正向激励；

c) 商业型产消者（C-Type）：宜取值 $\alpha=0.2$ 。该设置旨在平衡其运营发展与减排压力，促进绿色消费行为；

d) 混合型产消者（H-Type）：宜取值 $\alpha=0.4$ 。该设置作为上述典型类型的折中方案，适用于用能结构较为多元的主体。

需求响应奖励系数的参考取值为 0.05~0.10。

配额总量约束见式（B.25）：

$$\sum_{i \in \mathcal{N}} Q_i^{\text{final}} \leq Q_{\text{total}}^{\text{cap}} \quad (\text{B.25})$$

B.6 外部市场交互参考计算

产消者联盟与外部电网的交换功率约束见式（B.26）：

$$-\bar{P}^{\text{grid}} \leq P_t^{\text{grid}} \leq \bar{P}^{\text{grid}}, \quad \forall t \in T \quad (\text{B.26})$$

式中： $\bar{P}^{\text{grid}}$ 为联络线最大传输容量，单位为千瓦（kW）。

外部电网购电产生的碳排放成本可按式（B.27）计算：

$$C_t^{\text{carbon,ext}} = \lambda_t^{\text{carbon}} \cdot e_t^{\text{grid}} \cdot \max(0, P_t^{\text{grid}}) \quad (\text{B.27})$$

式中： e_t^{grid} 为电网平均碳排放因子，宜取值参照国家主管部门公布的最新年度数据，单位为千克二氧化碳每千瓦时（ kgCO_2/kWh ）； $\max(0, P_t^{\text{grid}})$ 为购电量计算项。当联盟从外部电网购电（即 $P_t^{\text{grid}} > 0$ ）时，该项取值为实际交换功率；当联盟向外部电网售电（即 $P_t^{\text{grid}} \leq 0$ ）时，该项取值为 0。

参 考 文 献

- [1] GB/T 45905.1—2025 电力现货市场运营 第1部分：术语
 - [2] GB/T 16895.37—2025 低压电气装置 第8-82部分：功能方面 产消式低压电气装置
 - [3] GB/T 36572—2018 电力监控系统网络安全防护导则
 - [4] GB/T 41373—2022 信息安全技术 数据分类分级指南
 - [5] YD/T 4691—2024 隐私计算 联邦学习产品安全要求和测试方法
-