

# 计及混合能源共享站的多微网系统 双层混合整数规划

徐艳春<sup>1</sup>, 刘海权<sup>1\*</sup>, 孙思涵<sup>1</sup>, MI Lu<sup>2</sup>

- (1. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学), 湖北省 宜昌市 443002;
2. 德克萨斯农工大学电气与计算机工程系, 美国 得克萨斯州 77840)

## Bi-level Mixed Integer Programming of Multi-microgrid System Considering the Hybrid Energy Sharing Station

XU Yanchun<sup>1</sup>, LIU Haiquan<sup>1\*</sup>, SUN Sihan<sup>1</sup>, MI Lu<sup>2</sup>

- (1. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station (China Three Gorges University), Yichang 443002, Hubei province, China;
2. Department of Electrical and Computer Engineering, Texas A&M University, College Station, Texas 77840, USA)

**ABSTRACT:** In order to solve the problem of seasonal power imbalance of regional integrated energy system under the background of high proportion renewable energy, a hybrid energy sharing station considering seasonal hydrogen storage is proposed, and a multi-microgrid energy system with hybrid energy sharing station is constructed. Subsequently, in order to highlight the role of energy sharing stations in seasonal power complementarity, a bi-level mixed integer programming is proposed with the minimum operation cost of the alliance microgrid system as the upper optimization objective and the minimum mean square deviation of the net load in the system as the lower optimization objective, and the solution process of the model is explained. Since the energy sharing station is built by the alliance microgrid system itself, there is still a cooperative relationship between the microgrids. Therefore, a Nash bargaining method based on the contribution of interactive value is proposed to allocate the cost of energy sharing station and the extra profit of the alliance. The results show that the model can effectively reduce the operating cost of each microgrid and the mean square deviation of load in microgrid, which provides reference for solving seasonal imbalance of renewable energy in regional integrated energy system.

**KEY WORDS:** seasonal energy storage; bi-level mixed integer programming; hybrid energy sharing station; cost sharing; capacity configuration

**摘要:**为解决高比例可再生能源背景下的区域综合能源系统季节性电量不平衡的问题,提出一种计及季节性氢储的混合能源共享站,并以此构建含混合能源共享站的多微网能源系统。随后,为突出能源共享站在季节性电能互补中的作用,提出以联盟微网系统运行成本最低为上层优化目标,系统内净负荷均方差最小为下层优化目标的双层混合整数规划,并对模型的求解过程进行说明。由于能源共享站由联盟微网系统自身建造,各微网之间还存在着合作关系,因此,提出基于交互价值贡献度大小的纳什议价方法,对能源共享站成本及联盟额外利润进行分配。算例结果表明,该模型可有效减少各微网的运行成本和微网内负荷均方差。为解决区域综合能源系统中可再生能源季节性不平衡问题提供参考。

**关键词:** 季节性储能; 双层混合整数规划; 混合能源共享站; 成本分摊; 容量配置

## 0 引言

我国在2020年联合国大会上提出“碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年实现碳中和”。在“双碳”战略指标的引导下,以风光为代表的可再生能源低碳高效化利用是未来能源发展的主流<sup>[1-2]</sup>。可再生能源的高比例并网是未来电力系统的基本特征<sup>[3]</sup>,但由于可再生能源具有随机性、间歇性以及季节性电量不平衡等特点,将会给电力系统电力平衡带来巨大挑战。

综合能源系统(integrated energy system, IES)可发挥不同能源的互补特性,实现能量的梯级利用,有利于可再生能源发电的消纳<sup>[4-5]</sup>。当微网中消

基金项目: 国家自然科学基金项目(51707102)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51707102).

纳新能源支撑负荷后，系统内剩余的净负荷具有波动性，将由微网中其他可控机组进行补充。因此，净负荷的频繁波动将导致可控机组的频繁调节，当可控机组调节量和调节速度难以跟上净负荷波动时，并会引发微网内的电压、频率等质量问题，同时在微电网并网时也会对外部配电网系统造成冲击<sup>[6]</sup>。

对于单个综合能源微网而言，其调度能力有限，而多个微网间通过电力通道进行功率互传或引入共享储能实现不同微网间的能源共享可进一步促进可再生能源的消纳，降低微网系统的运行成本<sup>[7]</sup>。目前，针对多微网间通过电力通道进行功率互传方面的研究已较为充分，本文重点针对多微网间通过共享储能进行能源共享展开研究。

作为能源转型的重要支柱之一，储能系统在促进可再生能源消纳方面起到了极大的作用，同时也是抑制微网中可再生能源功率波动的重要方法<sup>[6,8]</sup>。然而，储能系统有着较高的建设成本，且储电装置无法对电能进行长时间存储，因此，如何利用电能长期尺度的存储来减少微网运行成本的同时，有效平抑微网的功率波动，成为关键问题。

目前，针对共享电储能的运营模式及配置已有诸多学者展开研究<sup>[7,9-13]</sup>。文献[7]提出一种共享储能动态容量划分模型，使储能容量利用率得到了改善；文献[9-10]对共享储能的服务定价策略和商业模式进行了讨论；文献[11]对公共储能电站进行建模，并将其应用到多微网系统的优化调度中，使多微网系统的运行经济性得到改善；文献[12]提出一种双层优化模型，在冷热电联供型多微网系统中考虑共享储能服务；文献[13]提出同时考虑储电和储热的储能站系统，讨论多能源站与储能站之间的博弈策略。然而，文献[9-13]中共享储能装置均为非微网系统的第三方运营商进行建设，未对多微网系统自建共享储能的优势进行讨论，且上述文献均未对能源的长期存储进行讨论。

季节性储能技术可对能源进行跨季节互补，实现长时间尺度的能量转移，有效促进可再生能源消纳<sup>[3]</sup>。目前，季节性储能技术主要包括季节性蓄热和季节性储氢两类。由于氢能作为一种重要的清洁能源，有着高效、纯净等特点，在能源可持续转型方向上具有较大的应用潜力<sup>[14]</sup>，且未来氢能可在季节性储能中发挥重要作用。为此，本文通过构建混合能源共享站(hybrid energy sharing station, HESS)

将多个微网连接成联盟微网，在 HESS 中配置共享电储能和季节性氢储能等设备将电能转换为氢能以实现跨季节和跨能源形式的存储与优化利用。此外，通过联盟微网合作运行实现不同微网间的能源共享，在对系统内的净负荷波动进行平抑的同时促进系统内可再生能源的就地消纳，以提高联盟微网的运行效益。

然而，针对季节性储氢建模的难点在于如何合理的处理不同时间尺度间的优化问题，即日间优化问题和日内优化问题。针对该问题，文献[15]提出一种季节性储能设备，并在建模中使用不同时间序列的多时间网络建模方法；文献[16]提出一种季节性氢储的建模方式，并使用结合随机性和鲁棒性的优化方法解决电负荷的不确定性；文献[17]在考虑季节性氢储的电-氢一体化能源系统的经济性同时，对平准化氢能费用进行优化；文献[18]提出一种考虑季节互补特性的综合能源系统电源容量规划模型。然而，文献[15]需要全时间序列来表征季节互补性，使模型的计算规模大幅度增加；文献[16-17]在对季节性氢储进行建模时忽略了最后一个典型日的能量累积，且文献[16-18]仅针对单微网系统进行优化配置。

此外，本文中合作构建 HESS 的各个微网属于不同的利益主体，需对其合作后的联盟额外收益进行合理分配。纳什议价方法通常用于解决合作博弈中多主体利益分配问题<sup>[19]</sup>。文献[7]中利用纳什议价的方法对多微网合作收益进行了合理分配；文献[14]使用标准纳什谈判模型对风-光-氢多主体能源系统的合作运行收益进行谈判求解。文献[7]和[14]均实现了各主体效益的帕累托最优，但均未对各主体的利益公平分配进行考虑。文献[20]采用基于自然对数的非线性函数来量化各主体在合作中的贡献度，并以此为各主体的议价能力对合作收益进行谈判分配。但由于分时能源价格的存在，使得相同交互值的能源在不同能源价格时段的贡献不同，文献[20]在量化贡献度时仅对各主体间的电能交互量进行考虑，未考虑分时能源价格对议价能力造成的影响。

综上所述，现有研究鲜有涉及对多微网系统中自建能源共享站的情况进行讨论，且针对多微网系统电能的季节性供需不平衡问题的研究也较少。为此，本文从联盟微网系统自建能源共享站的角度出发，提出基于混合能源共享站的多微网协同运行系

统优化配置模型,建立同时考虑联盟微网运行成本和系统净负荷均方差的双层规划模型。对整个优化过程进行求解,并对混合能源共享站的建设运行成本及联盟微网所得合作收益提供分配方案。本文主要创新性工作如下:

1) 提出一种混合能源共享站模型,通过对氢电耦合设备、共享电储能、短期氢储和季节性氢储装置的配置,实现电能跨季节和跨能源形式的长期存储优化利用,并降低系统运行成本,促进可再生能源的就地消纳。

2) 在多微网合作运行系统中自建混合能源共享站,以含混合能源共享站的多微网系统总运行成本最低为上层模型目标,系统净负荷均方差最小为下层模型目标,提出双层混合整数规划模型,并说明相应的求解过程。

3) 在纳什谈判模型中,采用一种交互价值贡献度量量化各微网在运行过程中的贡献度大小,对各微网分摊的混合能源站配置运行成本和最终成本之间的耦合进行解耦。以交互价值贡献度对各微网进行非对称议价,对混合能源共享站模型的配置运行成本及联盟合作收益进行合理分配。

## 1 含混合能源共享站的多微网能源系统结构

本文所构建含混合能源共享站的联盟微网系统(alliance microgrid system of hybrid energy sharing station, AMS-HESS)结构如图1所示。由图1可知,AMS-HESS可与外部能源网络之间进行能源交互。当联盟微网系统(alliance microgrid system, AMS)中有微网缺少电能或剩余电能时,可与HESS进行能源共享,若经过能源站共享后仍有微网存在缺少电能或剩余电能的情况,可向外界配电网购买或售卖电能。此外,HESS还可对各微网进行热能和氢能传输,AMS可与外部供热网络进行热能的购买和售卖。

图1中单个微网的能源流动框架如图2所示。

图2中,微网内的负荷类型考虑电、热、氢负荷,电能主要由风力机(wind turbine, WT)和光伏(photovoltaic, PV)利用可再生能源发电提供;热能主要由电锅炉(electrical boiler, EB)消耗电能提供;氢能则由HESS提供。由于本文HESS由参与联盟的微网成员共同构建,因此联盟内各微网无需向能源站缴纳费用。为防止谎报信息套利和方便结算,

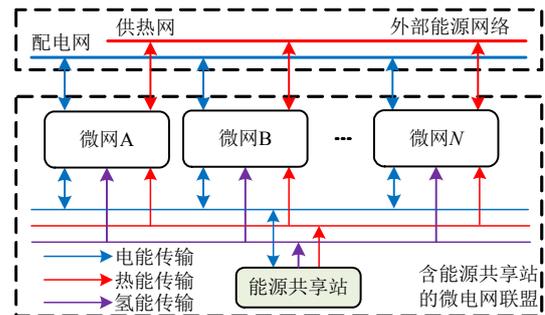


图1 含混合能源共享站的联盟微网系统结构

Fig. 1 Alliance microgrid system structure with hybrid energy sharing station

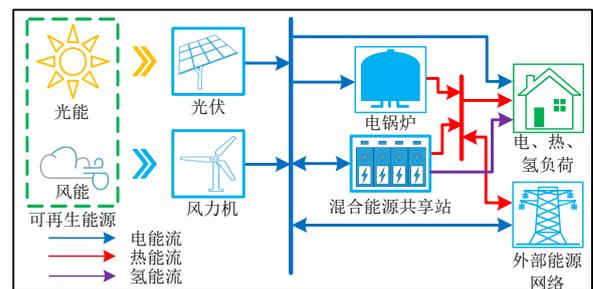


图2 单个微网能量流动模型

Fig. 2 Energy flow model of single microgrid

在各微网与外界配电网之间、各微网与共享能源站之间安装智能电表对能源交互信息进行记录。

## 2 混合能源共享站规划模型

### 2.1 混合能源共享站结构

本文所构建的混合能源共享站主要由电转氢设备(power to hydrogen, P2H)、燃料电池(fuel cell, FC)、氢储系统(hydrogen storage system, HSS)和共享电储能(shared electric energy storage, SEES)组成,如图3所示。其中HSS由短期氢储装置(short-term hydrogen storage, STHS)和季节性长期氢储装置(long term hydrogen storage, LTHS)组成,STHS用于日内氢能互补,LTHS用于实现日间氢能互补。本文中P2H考虑电解槽装置(electrolyzer, EL),在EL电解水产氢时,可以水为工质将产生的热能传

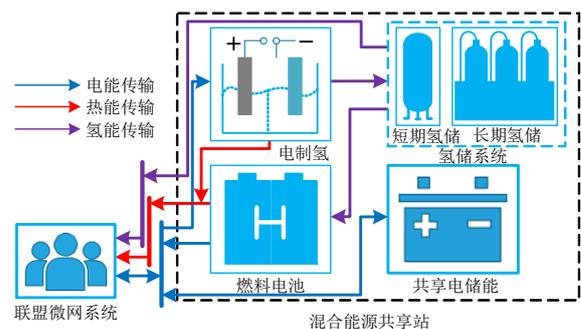


图3 混合能源共享站结构

Fig. 3 Structure of hybrid energy sharing station

输至系统中，实现热、氢联产<sup>[21]</sup>。此外，当 AMS 缺电时，可利用 FC 将 LTHS 中的氢能转换为电能和热能，进而实现跨能源形式的长期存储与优化利用，间接改善用电负荷的季节特性。

## 2.2 氢储系统模型

在对 HSS 进行建模时，需考虑在没有全年时间序列的情况下，如何合理地处理日内能源交互和日间能源交互的问题<sup>[16]</sup>。为此，设置 LTHS 用于实现不同典型日间的氢能交互；STHS 用于实现氢能的日内交互。

### 2.2.1 短期氢储模型

STHS 运行模型可表示为

$$\begin{cases} S_{w,t}^{\text{STHS}} = (1 - \delta_{\text{loss}}^{\text{STHS}}) S_{w,t-1}^{\text{STHS}} + \\ \quad (P_{w,t,\text{abs}}^{\text{STHS}} \eta_{\text{abs}}^{\text{STHS}} - P_{w,t,\text{rel}}^{\text{STHS}} / \eta_{\text{rel}}^{\text{STHS}}) \Delta t \\ 0 \leq P_{w,t,\text{abs}}^{\text{STHS}} \leq x^{\text{STHS}} \beta^{\text{STHS}} C^{\text{STHS}} \\ 0 \leq P_{w,t,\text{rel}}^{\text{STHS}} \leq x^{\text{STHS}} \beta^{\text{STHS}} C^{\text{STHS}} \\ S_{w,1}^{\text{STHS}} = S_{w,T}^{\text{STHS}} \\ 0.1x^{\text{STHS}} C^{\text{STHS}} \leq S_{w,t}^{\text{STHS}} \leq 0.9x^{\text{STHS}} C^{\text{STHS}} \end{cases} \quad (1)$$

式中： $P_{w,t,\text{abs}}^{\text{STHS}}$ 、 $P_{w,t,\text{rel}}^{\text{STHS}}$  和  $S_{w,t}^{\text{STHS}}$  分别为  $t$  时刻 STHS 储、放氢功率和储能值； $\eta_{\text{abs}}^{\text{STHS}}$ 、 $\eta_{\text{rel}}^{\text{STHS}}$  和  $\delta_{\text{loss}}^{\text{STHS}}$  分别为储、放氢效率和 STHS 的自释放速率； $C^{\text{STHS}}$  和  $\beta^{\text{STHS}}$  分别为 STHS 的配置容量和能量倍率； $T$  为每个典型日内的调度总时段； $S^{\text{STHS}}$  为 STHS 的投资状态变量，为布尔变量； $\Delta t$  为单位时间步长，取 1h。

### 2.2.2 季节性长期氢储模型

LTHS 的运行机制如图 4 所示。假设在一个典型日内，LTHS 仅能充氢或仅能放氢，使 LTHS 工作在不同的典型日间，实现日间氢能交互。LTHS 的能量自耗散率几乎接近为 0<sup>[3]</sup>，且在下一个典型日场景初始时刻需对上一个典型日场景的充放氢累积进行考虑，因此，本文 LTHS 数学模型可表示为

$$S_{1,t}^{\text{LTHS}} = (1 - \delta_{\text{loss}}^{\text{LTHS}}) S_{1,t-1}^{\text{LTHS}} + (P_{1,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}} \eta_{\text{abs}}^{\text{LTHS}} - P_{1,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}} / \eta_{\text{rel}}^{\text{LTHS}}) \Delta t, \quad 2 \leq t \leq 24 \quad (2)$$

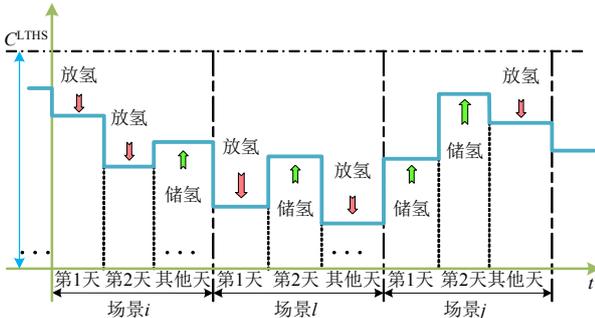


图 4 LTHS 运行机制

Fig. 4 Operating mechanism of LTHS

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}} \leq x^{\text{LTHS}} \mu_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}} \beta^{\text{LTHS}} C^{\text{LTHS}} \\ 0 \leq P_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}} \leq x^{\text{LTHS}} \mu_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}} \beta^{\text{LTHS}} C^{\text{LTHS}} \\ 0.1x^{\text{LTHS}} C^{\text{LTHS}} \leq S_{w,t}^{\text{LTHS}} \leq 0.9x^{\text{LTHS}} C^{\text{LTHS}} \end{cases}, \quad 1 \leq w \leq W \quad (3)$$

$$\begin{cases} S_{w,1}^{\text{LTHS}} = [1 - 365 \delta_{\text{loss}}^{\text{LTHS}} p(w-1) \Delta t] [S_{w-1,1}^{\text{LTHS}} + \\ \quad 365 \cdot p(w-1) (S_{w-1,24}^{\text{LTHS}} - S_{w-1,1}^{\text{LTHS}})] \\ S_{w,t}^{\text{LTHS}} = (1 - 365 \delta_{\text{loss}}^{\text{LTHS}}) S_{w,t-1}^{\text{LTHS}} + \\ \quad (P_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}} \eta_{\text{abs}}^{\text{LTHS}} - P_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}} / \eta_{\text{rel}}^{\text{LTHS}}) \Delta t \end{cases}, \quad \forall 2 \leq w \leq W \quad (4)$$

$$S_{1,1}^{\text{LTHS}} = \{ [1 - 365 \delta_{\text{loss}}^{\text{LTHS}} p(W) \Delta t] S_{W,1}^{\text{LTHS}} + \\ 365 \cdot p(w-1) (S_{W,24}^{\text{LTHS}} - S_{W,1}^{\text{LTHS}}) \} \quad (5)$$

$$\begin{cases} \mu_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}} \leq \mu_w^{\text{abs}} \leq \sum_{t=1}^T \mu_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}} \\ \mu_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}} \leq \mu_w^{\text{rel}} \leq \sum_{t=1}^T \mu_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} \mu_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}} + \mu_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}} \leq 1 \\ \mu_w^{\text{abs}} + \mu_w^{\text{rel}} \leq 1 \end{cases} \quad (7)$$

式(2)–(7)描述了 LTHS 的运行条件，式(2)对 LTHS 在第一个典型日下的容量运行进行描述。式(3)对 LTHS 在各典型日的最大充放氢约束进行了描述。其中， $P_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}}$ 、 $P_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}}$  和  $S_{w,t}^{\text{LTHS}}$  分别为  $t$  时刻 LTHS 储、放氢功率和储能值； $\eta_{\text{abs}}^{\text{LTHS}}$ 、 $\eta_{\text{rel}}^{\text{LTHS}}$  和  $\delta_{\text{loss}}^{\text{LTHS}}$  分别为 LTHS 的储、放氢效率和自释放速率； $C^{\text{LTHS}}$  和  $\beta^{\text{LTHS}}$  分别为 LTHS 的配置容量和能量倍率； $\mu_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}}$  和  $\mu_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}}$  分别为 LTHS 的储氢状态变量和放氢状态变量，为布尔变量； $x^{\text{LTHS}}$  为 LTHS 的投资状态变量，为布尔变量。式(4)对 LTHS 在其他典型日下的运行条件进行了说明：下一典型日的初始容量为上一个典型日所在季节的充放氢累积。其中， $p(w)$  为典型日  $w$  发生的概率； $W$  为最大典型日数。式(5)表示 LTHS 在第一个典型日的初始容量等于 LTHS 在最后一个季节的充放氢累积。式(6)、(7)中， $\mu_w^{\text{abs}}$  和  $\mu_w^{\text{rel}}$  为 LTHS 的储放氢变量，为布尔变量，约束 LTHS 在每个典型日仅能充氢或仅能放氢。

## 2.3 电-氢耦合设备模型

本文电-氢耦合设备主要由电转氢设备和燃料电池组成，EL 和 FC 的运行模型如下：

$$\begin{cases} \gamma^{\text{EL}} x^{\text{EL}} \mu_{w,t}^{\text{EL}} C^{\text{EL}} \leq P_{w,t}^{\text{EL}} \leq x^{\text{EL}} \mu_{w,t}^{\text{EL}} C^{\text{EL}} \\ \gamma^{\text{FC}} x^{\text{FC}} \mu_{w,t}^{\text{FC}} C^{\text{FC}} \leq P_{w,t}^{\text{FC}} \leq x^{\text{FC}} \mu_{w,t}^{\text{FC}} C^{\text{FC}} \end{cases} \quad (8)$$

$$\mu_{w,t}^{\text{EL}} + \mu_{w,t}^{\text{FC}} \leq 1 \quad (9)$$

$$\begin{cases} P_{w,t}^{\text{EL,H}} = \chi_e^{\text{EL}} P_{w,t}^{\text{EL}} \\ P_{w,t}^{\text{FC}} = \chi_e^{\text{FC}} P_{w,t}^{\text{FC,H}} \\ P_{w,t}^{\text{EL,h}} = \chi_h^{\text{EL}} (1 - \chi_e^{\text{EL}}) P_{w,t}^{\text{EL}} \\ P_{w,t}^{\text{FC,h}} = \chi_h^{\text{FC}} (1 - \chi_e^{\text{FC}}) P_{w,t}^{\text{FC,H}} \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} P_{w,t}^{\text{EL}} = \sum_{i=1}^n P_{w,t,i}^{\text{EL}} \\ P_{w,t}^{\text{FC}} = \sum_{i=1}^n P_{w,t,i}^{\text{FC}} \end{cases} \quad (11)$$

$$\begin{cases} |P_{w,t}^{\text{EL}} - P_{w,t-1}^{\text{EL}}| = P_{w,t}^{\text{EL,fluc}} \\ P_{w,t}^{\text{EL,fluc}} \leq M \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} \sum_{t=s}^{s+T_{\text{ON,min}}^{\text{EL}}-1} \mu_{w,t,\text{ON}}^{\text{EL}} \leq 1 \\ \sum_{t=s}^{s+T_{\text{ON,min}}^{\text{EL}}-1} (\mu_{w,t,\text{ON}}^{\text{EL}} + \mu_{w,t,\text{OFF}}^{\text{EL}}) \leq 1 \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} \sum_{t=s}^{s+T_{\text{OFF,min}}^{\text{EL}}-1} \mu_{w,t,\text{OFF}}^{\text{EL}} \leq 1 \\ \sum_{t=s}^{s+T_{\text{OFF,min}}^{\text{EL}}-1} (\mu_{w,t,\text{ON}}^{\text{EL}} + \mu_{w,t,\text{OFF}}^{\text{EL}}) \leq 1 \end{cases} \quad (14)$$

$$\mu_{w,t}^{\text{EL}} - \mu_{w,t-1}^{\text{EL}} = \mu_{w,t,\text{ON}}^{\text{EL}} - \mu_{w,t,\text{OFF}}^{\text{EL}} \quad (15)$$

式(8)–(15)中: 式(8)对 EL 和 FC 的输出功率范围进行约束, 其中,  $P_{w,t}^{\text{EL}}$  和  $P_{w,t}^{\text{FC}}$  分别为第  $w$  个典型日  $t$  时刻 EL 消耗的电功率和 FC 输出的电功率;  $C^{\text{EL}}/C^{\text{FC}}$ 、 $\mu_{w,t}^{\text{EL}}/\mu_{w,t}^{\text{FC}}$ 、 $\gamma^{\text{EL}}/\gamma^{\text{FC}}$  和  $x^{\text{FC}}/x^{\text{EL}}$  分别为 EL/FC 的配置容量、运行状态变量(布尔变量)、最小负载率和投资状态变量(布尔变量)。式(9)对 EL 和 FC 的工作状态进行了约束, 即 EL 和 FC 不能同时运行。式(10)描述了 FC 的电热功率输出关系, 其中,  $P_{w,t}^{\text{EL,h}}$  和  $P_{w,t}^{\text{FC,h}}$  分别为第  $w$  个典型日  $t$  时刻 EL 和 FC 输出的热功率;  $P_{w,t}^{\text{EL,H}}$  和  $P_{w,t}^{\text{FC,H}}$  分别为 EL 的产氢功率和 FC 消耗的氢功率;  $\chi_h^{\text{EL}}$  和  $\chi_e^{\text{EL}}$  分别为 EL 的余热利用效率和电氢转换效率;  $\chi_h^{\text{FC}}$  和  $\chi_e^{\text{FC}}$  分别为 FC 的余热利用效率和氢电转换效率。式(11)表示 EL 和 FC 消耗/产生的总电能等于 AMS 中各微网传输或接收的电能之和, 其中,  $n$  表示 AMS 中包含的微网总数;  $P_{w,t,i}^{\text{EL}}$  和  $P_{w,t,i}^{\text{FC}}$  分别为第  $w$  个典型日  $t$  时刻微网  $i$  传输给 EL 的电能和从 FC 处接受的电能。式(12)为 EL 的爬坡功率约束, 其中,  $P_{w,t}^{\text{EL,fluc}}$  为  $t$  时刻 EL 的功率波动值;  $M$  为 EL 爬坡速率上限。可通过引入辅助变量将式(12)转换为线性形式, 具体见文献[22]。式(13)、(14)对 EL 的最小启动/停止间

隔进行约束, 其中,  $T_{\text{ON,min}}^{\text{EL}}$  和  $T_{\text{OFF,min}}^{\text{EL}}$  为 EL 的最小启动/停止周期;  $\mu_{w,t,\text{ON}}^{\text{EL}}$  和  $\mu_{w,t,\text{OFF}}^{\text{EL}}$  为 EL 的启动/停止状态变量, 为布尔变量。

## 2.4 共享储能模型

SEES 的运行模型可描述为:

$$\begin{cases} S_{w,t}^{\text{SEES}} = (1 - \delta_{\text{loss}}^{\text{SEES}}) S_{w,t-1}^{\text{SEES}} + (P_{w,t,\text{abs}}^{\text{SEES}} \eta_{\text{abs}}^{\text{SEES}} - \frac{P_{w,t,\text{rel}}^{\text{SEES}}}{\eta_{\text{rel}}^{\text{SEES}}}) \Delta t \\ 0.1x^{\text{SEES}} C^{\text{SEES}} \leq S_{w,t}^{\text{SEES}} \leq 0.9x^{\text{SEES}} C^{\text{SEES}} \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,t,i,\text{abs}}^{\text{SEES}} \leq x^{\text{SEES}} \mu_{w,t,i,\text{abs}}^{\text{SEES}} \beta^{\text{SEES}} C^{\text{SEES}} \\ 0 \leq P_{w,t,i,\text{rel}}^{\text{SEES}} \leq x^{\text{SEES}} \mu_{w,t,i,\text{rel}}^{\text{SEES}} \beta^{\text{SEES}} C^{\text{SEES}} \end{cases} \quad (17)$$

$$S_{w,1}^{\text{SEES}} = S_{w,T}^{\text{SEES}} \quad (18)$$

$$\begin{cases} P_{w,t,\text{abs}}^{\text{SEES}} = \sum_{i=1}^n P_{w,t,i,\text{abs}}^{\text{SEES}} \\ P_{w,t,\text{rel}}^{\text{SEES}} = \sum_{i=1}^n P_{w,t,i,\text{rel}}^{\text{SEES}} \end{cases} \quad (19)$$

式(16)–(19)中: 式(16)为 SESS 电量上下限约束, 其中,  $S_{w,t}^{\text{SEES}}$  为第  $w$  个典型日  $t$  时刻 SESS 的储能值;  $P_{w,t,\text{abs}}^{\text{SEES}}$  和  $P_{w,t,\text{rel}}^{\text{SEES}}$  分别为  $t$  时刻 SESS 储、放电功率;  $\eta_{\text{abs}}^{\text{SEES}}$  和  $\eta_{\text{rel}}^{\text{SEES}}$  分别为储、放电效率;  $C^{\text{SEES}}$  为 SESS 的配置容量;  $x^{\text{SEES}}$  为 SESS 的投资状态变量, 为布尔变量。式(17)约束 AMS 中同一微网对 SESS 的充放电功率不能同时发生, 其中,  $P_{w,t,i,\text{abs}}^{\text{SEES}}$  为  $t$  时刻微网  $i$  的传输给 SESS 的功率;  $P_{w,t,i,\text{rel}}^{\text{SEES}}$  为  $t$  时刻 SESS 传输给微网  $i$  的功率;  $\mu_{w,t,i,\text{abs}}^{\text{SEES}}$  和  $\mu_{w,t,i,\text{rel}}^{\text{SEES}}$  为微网  $i$  在  $t$  时刻的充放电状态变量, 为布尔变量;  $\beta^{\text{SEES}}$  为 SESS 能量倍率。式(18)约束 SESS 在各典型日初始时刻与最后时刻容量相等。式(19)约束各微网的总充放电功率之和等于 SESS 的充放电功率之和。

## 3 双层优化模型及其求解方法

### 3.1 AMS-HESS 双层优化配置模型

本文中, HESS 由 AMS 共同出资进行建设, AMS 在进行配置时只需考虑 HESS 的总配置成本以及 AMS-HESS 的运行成本, 无需考虑向 HESS 缴纳的服务费。此外, 由于 AMS 消纳新能源支撑系统内的负荷后, 剩余的净负荷具有波动性, HESS 及 AMS 中可控机组的调节量及调节速度难以跟上净负荷的频繁波动, 进而引发 AMS 内的频率质量及电压质量等问题<sup>[6]</sup>。AMS 需合理对 HESS 进行配置使得系统运行成本最低, 同时 AMS 中各微网也会根据 HESS 的容量配置调整系统内各设备出力对

净负荷进行平抑，因此该问题属于双层优化问题。由上述分析可知，以上两种行为均由同一主体，即 AMS-HESS 完成，为方便区分，令上层模型主体为 AMS-HESS I，下层模型主体为 AMS-HESS II，上、下层具体描述如下。

上层 AMS-HESS I 的目标函数为年运行成本最低：

$$U = \min [c^{\text{HESS}} + 365 \sum_{w=1}^W p(w)(c_w^{\text{OPE}} + c_w^{\text{GRID}})] \quad (20)$$

$$c^{\text{HESS}} = x^\theta \frac{C^\theta v^\theta (1+r)^{Y^\theta}}{(1+r)^{Y^\theta} - 1} \quad (21)$$

$$c_w^{\text{GRID}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n (\gamma_t^{\text{ele,buy}} P_{w,t,i}^{\text{ele,buy}} + \gamma_t^{\text{heat,buy}} P_{w,t,i}^{\text{heat,buy}} - \gamma_t^{\text{ele,sell}} P_{w,t,i}^{\text{ele,sell}} - \gamma_t^{\text{heat,sell}} P_{w,t,i}^{\text{heat,sell}}) \Delta t \quad (22)$$

$$c_w^{\text{OPE}} = \sum_{t=1}^T [\sum_{i=1}^n (P_{w,t,i}^{\text{WT}} \lambda_{\text{O\&M}}^{\text{WT}} + P_{w,t,i}^{\text{PV}} \lambda_{\text{O\&M}}^{\text{PV}}) + P_{w,t}^{\text{FC}} \lambda_{\text{O\&M}}^{\text{FC}} + P_{w,t}^{\text{EL}} \lambda_{\text{O\&M}}^{\text{EL}} + P_{w,t,i}^{\text{EB}} \lambda_{\text{O\&M}}^{\text{EB}} + (P_{w,t,\text{abs}}^{\text{STHS}} + P_{w,t,\text{rel}}^{\text{STHS}}) \lambda_{\text{O\&M}}^{\text{STHS}} + (P_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}} + P_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}}) \lambda_{\text{O\&M}}^{\text{LTHS}} + (P_{w,t,\text{abs}}^{\text{SEES}} + P_{w,t,\text{rel}}^{\text{SEES}}) \lambda_{\text{O\&M}}^{\text{SEES}} + \lambda_{\text{ON}}^{\text{EL}} \mu_{w,t,\text{ON}}^{\text{EL}} + \lambda_{\text{OFF}}^{\text{EL}} \mu_{w,t,\text{OFF}}^{\text{EL}} + \lambda_{\text{DEG}}^{\text{EL}} P_{w,t}^{\text{EL,fluc}}] \Delta t \quad (23)$$

式(20)中  $U$  为 AMS-HESS 的总运行成本最低函数，其由两部分组成，即 HESS 总配置成本和 AMS-HESS 总运行成本。式(21)为 HESS 总配置成本，其中， $\theta \in \{\text{FC, EL, SESS, STHS, LTHS}\}$ ； $v^\theta$ 、 $C^\theta$  和  $Y^\theta$  分别为 HESS 中设备  $\theta$  的单位功率投资成本、配置容量和使用年寿命； $r$  为利率。式(22)表示 AMS-HESS 在典型日  $w$  下与外部能源网络交互能源成本，其中， $\gamma_t^{\text{ele,buy}}/\gamma_t^{\text{ele,sell}}$  和  $\gamma_t^{\text{heat,buy}}/\gamma_t^{\text{heat,sell}}$  分别为  $t$  时刻 AMS-HESS 向外部配电网购买/出售电能和购买/出售热能的价格； $P_{w,t,i}^{\text{ele,buy}}/P_{w,t,i}^{\text{ele,sell}}$  和  $P_{w,t,i}^{\text{heat,buy}}/P_{w,t,i}^{\text{heat,sell}}$  分别为  $t$  时刻 AMS 向外部能源网络购买/出售的电功率和购买/出售的热功率。式(23)表示 AMS-HESS 在典型日  $w$  下的运行总成本，其中， $\lambda_{\text{ON}}^{\text{EL}}$ 、 $\lambda_{\text{OFF}}^{\text{EL}}$  和  $\lambda_{\text{DEG}}^{\text{EL}}$  分别为 EL 的启、停和降解成本，其余  $\lambda$  为相应设备的运维成本； $P_{w,t,i}^{\text{WT}}$ 、 $P_{w,t,i}^{\text{PV}}$  和  $P_{w,t,i}^{\text{EB}}$  分别为第  $w$  个典型日下  $t$  时刻微网  $i$  中 WT、PV 发出的功率和 EB 吸收的功率。

此外，AMS-HESS I 还需要满足式(24)、(25)的约束。

$$0 \leq x^\theta C^\theta \leq C_{\text{max}}^\theta \quad (24)$$

$$\sum_{w=1}^W p(w) = 1 \quad (25)$$

式(24)为设备  $\theta$  的容量安装约束，其中  $C_{\text{max}}^\theta$  为设

备  $\theta$  的容量安装上限；式(25)限制典型日  $w$  的概率之和为 1。

下层 AMS-HESS II 的目标函数为总净负荷均方差最低：

$$J = 365 \sum_{w=1}^W \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n [p(w)(P_{w,t,i}^{\text{load}} - P_{w,t,i}^{\text{WT}} - P_{w,t,i}^{\text{PV}} + P_{w,t,i}^{\text{EL}} - P_{w,t,i}^{\text{FC}} - P_{w,t,i}^{\text{SEES}} + P_{w,t,i,\text{abs}}^{\text{SEES}} + P_{w,t,i}^{\text{EB}} - P_{i,\text{ave}})^2] \Delta t \quad (26)$$

$$P_{i,\text{ave}} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_{w,t,i}^{\text{load}} - P_{w,t,i}^{\text{WT}} - P_{w,t,i}^{\text{PV}} + P_{w,t,i}^{\text{EL}} - P_{w,t,i}^{\text{FC}} - P_{w,t,i,\text{rel}}^{\text{SEES}} + P_{w,t,i,\text{abs}}^{\text{SEES}} + P_{w,t,i}^{\text{EB}}) \Delta t \quad (27)$$

式(26)中： $J$  为 AMS 使用 HESS 后全年净负荷均方差； $P_{i,\text{ave}}$  为微网  $i$  的等效负荷平均值，如式(27)所示。

此外，在运行过程中，AMS-HESS II 除了需要满足式(1)–(19)的约束外，还需满足式(28)–(32)所示约束，其中式(1)、(2)、(8)、(10)–(12)、(17)、(19)、(31)、(32)为上下层耦合约束：

$$P_{w,t,i}^{\text{load}} = P_{w,t,i}^{\text{WT}} + P_{w,t,i}^{\text{PV}} - P_{w,t,i}^{\text{EL}} - P_{w,t,i}^{\text{EB}} + P_{w,t,i}^{\text{FC}} + P_{w,t,i,\text{rel}}^{\text{SEES}} - P_{w,t,i,\text{abs}}^{\text{SEES}} + P_{w,t,i}^{\text{ele,buy}} - P_{w,t,i}^{\text{ele,sell}} \quad (28)$$

$$P_{w,t,i}^{\text{heat}} = \beta^{\text{EB}} P_{w,t,i}^{\text{EB}} + P_{w,t,i}^{\text{FC,h}} + P_{w,t,i}^{\text{EL,h}} + P_{w,t,i}^{\text{heat,buy}} - P_{w,t,i}^{\text{heat,sell}} \quad (29)$$

$$P_{w,t,i}^{\text{Hydrogen}} = P_{w,t}^{\text{EL,H}} - P_{w,t}^{\text{FC,H}} - P_{w,t,\text{abs}}^{\text{STHS}} \eta_{\text{abs}}^{\text{STHS}} + P_{w,t,\text{rel}}^{\text{STHS}} / \eta_{\text{rel}}^{\text{STHS}} - P_{w,t,\text{abs}}^{\text{LTHS}} \eta_{\text{abs}}^{\text{LTHS}} + P_{w,t,\text{rel}}^{\text{LTHS}} / \eta_{\text{rel}}^{\text{LTHS}} \quad (30)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,t,i}^{\text{WT}} \leq P_{w,t,i,\text{max}}^{\text{WT}} \\ 0 \leq P_{w,t,i}^{\text{PV}} \leq P_{w,t,i,\text{max}}^{\text{PV}} \\ 0 \leq P_{w,t,i}^{\text{EB}} \leq P_{i,\text{max}}^{\text{EB}} \end{cases} \quad (31)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,t,i}^{\text{ele,buy}} \leq \mu_{w,t,i}^{\text{ele,buy}} P_{\text{max}}^{\text{ele,buy}} \\ 0 \leq P_{w,t,i}^{\text{ele,sell}} \leq \mu_{w,t,i}^{\text{ele,sell}} P_{\text{max}}^{\text{ele,sell}} \\ 0 \leq P_{w,t,i}^{\text{heat,buy}} \leq \mu_{w,t,i}^{\text{heat,buy}} P_{\text{max}}^{\text{heat,buy}} \\ 0 \leq P_{w,t,i}^{\text{heat,sell}} \leq \mu_{w,t,i}^{\text{heat,sell}} P_{\text{max}}^{\text{heat,sell}} \\ \mu_{w,t,i}^{\text{ele,buy}} + \mu_{w,t,i}^{\text{ele,sell}} \leq 1 \\ \mu_{w,t,i}^{\text{heat,buy}} + \mu_{w,t,i}^{\text{heat,sell}} \leq 1 \end{cases} \quad (32)$$

式(28)–(30)分别表示 AMS-HESS 中的电、热和氢功率平衡约束，其中， $P_{w,t,i}^{\text{heat}}$  和  $P_{w,t,i}^{\text{Hydrogen}}$  分别为第  $w$  个典型日下  $t$  时刻微网  $i$  的热负荷和氢负荷； $\beta^{\text{EB}}$  为 EB 的电-热转换效率； $P_{w,t,i}^{\text{EL,h}}$  和  $P_{w,t,i}^{\text{FC,h}}$  分别为 EL 和 FC 为微网  $i$  提供的热功率。式(31)为 AMS 中各微网设备出力上下限约束，其中， $P_{w,t,i,\text{max}}^{\text{WT}}$ 、 $P_{w,t,i,\text{max}}^{\text{PV}}$  和  $P_{i,\text{max}}^{\text{EB}}$  分别为第  $w$  个典型日下  $t$  时刻微网  $i$

的 WT、PV 和 EB 的出力上限。式(32)表示 AMS-HESS 与外部能源网络能源交互上下限约束,其中,  $P_{\max}^{\text{ele,buy}}$  和  $P_{\max}^{\text{ele,sell}}$  分别为 AMS-HESS 中微网  $i$  向外界配电网购买和售卖电能上限;  $P_{\max}^{\text{heat,buy}}$  和  $P_{\max}^{\text{heat,sell}}$  分别为 AMS-HESS 中微网  $i$  向外界热网购买和售卖电能上限;  $\mu_{w,t,i}^{\text{ele,buy}}$  和  $\mu_{w,t,i}^{\text{ele,sell}}$  为 AMS-HESS 中微网  $i$  的购售电状态变量,为布尔变量;  $\mu_{w,t,i}^{\text{heat,buy}}$  和  $\mu_{w,t,i}^{\text{heat,sell}}$  为 AMS-HESS 中微网  $i$  的购售热状态变量,为布尔变量。

### 3.2 求解方法

由前述分析可知,本文双层模型中上下层均含有布尔变量,为双层混合整数规划模型(bi-level mixed-integer planning, BiMIP)。参考文献[7,23]中双层模型的求解算法对本文 BiMIP 进行求解,具体求解方法见附录 A。

### 3.3 基于交互价值贡献度的纳什议价方法

本文上层模型中各微网属于不同的利益主体,因此需对每个微网的收益进行分配。采用纳什谈判优化模型<sup>[19]</sup>对 AMS-HESS 中各微网的运行成本进行结算,其表达式如式(33)所示。

$$\begin{cases} \max & \prod_{i=1}^n (C_i^o - C_i) \\ \text{s.t.} & C_i \leq C_i^o \end{cases} \quad (33)$$

式中:  $C_i$  为微网  $i$  经过纳什谈判后的成本;  $C_i^o$  为微网  $i$  参独立运行成本,即谈判破裂点。

式(33)本质上是一个非凸非线性优化问题,可将其转换为两个易于求解的子问题,即联盟微网运行成本最小化子问题(P1)和成本谈判转移子问题(P2),相关等效转换过程可参考文献[14]。对 P1 和 P2 依次求解即可得到式(33)的最优解。

针对 AMS 运行成本最小化问题(P1)的求解,可描述为式(34):

$$\min \sum_{i=1}^n C_i \quad (34)$$

式(34)从本质上来说是最小化联盟微网合作运行成本,与式(20)的求解等价。

当 AMS 中各微网与 HESS 进行能源交互时,各微网向 HESS 提供或获取能源均能减少 AMS 对外部能源网络的依赖。因此,AMS 中各微网向 HESS 提供/获取能源均可视为对联盟微网的贡献<sup>[20]</sup>。此外,由于外部能源网络在不同时间段制定的购/售能源价格不同,致使微网向 HESS 提供/获取相同功率

的能源在不同时间段的贡献度不同。因此,本文选用  $e$  为底数的指数函数来量化 AMS 中各微网的贡献度  $g$ ,提出一种基于交互价值贡献度的议价方法。贡献度  $g$  的计算如式(35)所示。

$$\begin{cases} g_i = e^{E_i^{\text{HESS}^+}/E_{\text{AMS}}^{\text{HESS}^+}} - e^{-(E_i^{\text{HESS}^-}/E_{\text{AMS}}^{\text{HESS}^-})} \\ \text{s.t.} & E_i^{\text{HESS}^+} = \sum_{w=1}^W \sum_{t=1}^T [\gamma_t^{\text{ele,buy}} (P_{w,t,i}^{\text{EL}} + P_{w,t,i}^{\text{SEES}})] \Delta t \\ & E_i^{\text{HESS}^-} = \sum_{w=1}^W \sum_{t=1}^T [\gamma_t^{\text{ele,buy}} (P_{w,t,i}^{\text{FC}} + P_{w,t,i}^{\text{SEES}}) + \\ & \quad \gamma_t^{\text{heat,buy}} P_{w,t,i}^{\text{FC,h}} + \gamma^{\text{Hydrogen,buy}} P_{w,t,i}^{\text{Hydrogen}}] \Delta t \\ & E_{\text{AMS}}^{\text{HESS}^+} = \sum_{i=1}^n E_i^{\text{HESS}^+}, E_{\text{AMS}}^{\text{HESS}^-} = \sum_{i=1}^n E_i^{\text{HESS}^-} \end{cases} \quad (35)$$

式(35)具有以下特征: 1) 对于任意与 HESS 进行能源交互的微网均获得了贡献度; 2) 微网提供或获取能源越多,其贡献度越大,且提供能源比获取能源贡献度更大。其中,  $E_i^{\text{HESS}^+}$  和  $E_i^{\text{HESS}^-}$  分别为微网  $i$  向 HESS 提供和获取能源的价值;  $\gamma^{\text{Hydrogen,buy}}$  为单位能量售氢价格;  $E_{\text{AMS}}^{\text{HESS}^+}$  和  $E_{\text{AMS}}^{\text{HESS}^-}$  分别为联盟微网向 HESS 提供和获取能源的总价值。

此外,在对参与合作的各微网进行收益分配时还需考虑 HESS 的配置成本。在对 HESS 总成本(建设成本加运行成本)进行分摊时,秉承“多得多摊”的原则,即微网通过 HESS 获得的收益越多,其对 HESS 分摊的成本也就越多。可知,在对 HESS 成本进行分摊时,涉及到各微网分摊的 HESS 成本和各微网合作后最终成本之间的耦合,因此需对其进行解耦,具体解耦过程见附录 B。最终本文情况下的纳什谈判模型,如式(36)所示。

$$\begin{cases} \max & \sum_{i=1}^n g_i \ln(C_i^o - C_i^*) \\ \text{s.t.} & \sum_{i=1}^n C_i^* = U \end{cases} \quad (36)$$

式中  $C_i^*$  为式(34)优化后微网  $i$  的总运行成本,具体表达式见式(B3)。

通过对式(36)的求解,可得到 AMS 中各微网对 HESS 的成本分摊及合作收益分摊。

## 4 算例分析

### 4.1 算例参数

以 3 个微网组成的 AMS 合作建设 HESS 为算例研究场景,下文用微网 A、微网 B 和微网 C 对其进行区分。各微网向外部配电网购电和热网购热价格<sup>[21]</sup>见附表 C1 所示。各微网中设备容量参数见附

表 C2, HESS 中 EL 相关参数<sup>[17,21]</sup>见附表 C3, SEES 相关参数<sup>[7]</sup>见附表 C4, FC、STHS 和 LTSH 相关参数<sup>[16,21]</sup>见附表 C5, 其余参数见附表 C6。设置春、夏、秋、冬 4 个季节典型日, 每个典型日对应的天数为 91 天<sup>[12]</sup>, 调度时间为 24h, 各典型日下各微网的风光出力及负荷曲线见附图 C1, AMS 向外界配电网购电功率上限设为 10000kW, 向外界热网购售热上限为 3000kW。AMS 向配电网售电价格为向配电网购电价格的 60%, 向供热网出售多余的热能价格为 0.2 元/(kW·h)<sup>[23]</sup>, 单位能量售氢价格参考文献[21]取 0.924 元/(kW·h)。

4.2 多方案对比分析

为验证本文所提模型及策略的经济性和可行性, 设置 10 个不同的对比方案, 各方案考虑情况如表 1 所示。其中方案 4、6、7 和 8 不考虑负荷均方差目标, 为单层规划模型, 其余方案均为双层规划模型。

表 1 对比方案

Table 1 Comparison case

方案	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
微网合作	√	√	√	√	×	√	×	√	√	√
LTHS	√	×	√	√	√	√	×	×	√	×
STHS	√	×	√	√	√	√	×	×	×	√
SESS	√	√	×	√	√	×	×	√	√	√
净负荷均方差	√	√	√	×	√	×	×	×	√	√

注：表 1 中√代表考虑该情况；×代表不考虑该情况。

在 MATLAB 中结合 YALMIP 插件调用 CPLEX 和 IPOPT 求解器对表 1 中的方案进行求解。

表 2 列出了各方案下 AMS 的年运行成本和总负荷均方差。表 3 为各方案对 HESS 中各设备的容量配置结果。

表 2 各方案运行结果

Table 2 Operation results of each case

方案	AMS-HESS 总成本/万元	净负荷均方差/kW <sup>2</sup>	风光就地消纳/%	HESS 年配置成本/万元
1	4951	4.72×10 <sup>7</sup>	95.34	724
2	5589	3.23×10 <sup>9</sup>	84.17	757
3	5477	1.22×10 <sup>9</sup>	84.03	765
4	4386	4.49×10 <sup>10</sup>	80.78	481
5	5234	2.81×10 <sup>8</sup>	89.59	694
6	4404	4.16×10 <sup>10</sup>	80.04	359
7	4846	4.03×10 <sup>10</sup>	68.33	603
8	4739	4.98×10 <sup>10</sup>	76.43	731
9	5392	2.75×10 <sup>9</sup>	94.30	783
10	4952	1.78×10 <sup>8</sup>	93.09	719

表 3 各方案 HESS 最佳配置结果

Table 3 HESS optimal planning results of each case

方案	SEES/(kW·h)	EL/kW	FC/kW	STHS/(kW·h)	LTHS/(kW·h)
1	10000	3527	316	10000	300000
2	10000	4115	0	0	0
3	0	4876	1019	10000	300000
4	6881	2424	0	10000	67049
5	10000	3317	288	10000	300000
6	0	2424	0	10000	66956
7	0	4280	0	0	0
8	8527	4115	0	0	0
9	10000	4115	0	0	300000
10	10000	3668	328	10000	0

方案 1 对比方案 2 和 3 的优化结果可以看出, 当 AMS 考虑净负荷均方差并同时配置 HSS 和 SESS 的情况下, 相比于仅配置 SESS 和 HSS, AMS-HESS 的年运行成本分别下降了约 638 万元和 526 万元; 系统的净负荷均方差分别下降了 3.18×10<sup>9</sup> kW<sup>2</sup> 和 1.17×10<sup>9</sup> kW<sup>2</sup>。由此可以看出, 在 HESS 中配置 HSS 和 SESS 对改善系统运行成本和平抑系统的净负荷波动有着协同叠加提升的作用。

由方案 4、6 和 8 的优化结果可知, 在不考虑负荷均方差的情况下, 在 HESS 中配置 SESS 或 HESS 均有着促进系统内风光就地消纳的作用。由方案 6 和 8 的优化结果可知, 当 HESS 中仅考虑 HSS 配置时比仅考虑 SESS 配置时的 AMS 的年运行成本更低, 风光就地消纳更高, 说明加入 HSS 比加入 SESS 给系统带来的收益更高。这是因为通过建造 HSS 中的 LTHS, 可将系统内的可再生能源出力转换为氢能进行长期存储, 实现能源的跨季节优化利用, 从而减少 AMS-HESS 与外界配电网的电能互动, 增加系统对风光的消纳。

由方案 1 和 5 的优化结果可知, 各微网间进行合作配置 HESS 和各微网独立配置 HESS 相比, 多微网系统的年运行成本和净负荷方差分别下降了约 282 万元和 2.34×10<sup>8</sup> kW<sup>2</sup>, 且可再生能源的就地消纳率提高了 5.75%。这是因为通过多微网之间的合作使多微网变成了一个真正的整体, 各个微网间进行优势互补, 内部就地消纳多余的风光出力, 从而大幅度改善系统的整体运行经济性和净负荷波动。

方案 1 相比于方案 4 和 6, AMS-HESS 的年运行成本分别增加了 565 万元和 547 万元, 但系统净负荷均方差得到了显著的改善, 下降了 4.48×

$10^{10}\text{kW}^2$  和  $4.15\times 10^{10}\text{kW}^2$ , 且方案 1 中风光的就地消纳达到了 95.34%。相比于方案 7, 方案 1 的总成本下降了 105 万元, 净负荷均方差下降了  $4.03\times 10^{10}\text{kW}^2$ , 风光就地消纳的改善最为明显, 上升了 27.01%。由此可知, 在规划阶段, 通过调整 HESS 中不同设备的容量配置, 在系统的经济性略有降低的情况下, 可有效促进系统的风光就地消纳, 平抑系统的净负荷波动。

由方案 2、9 和 10 的优化结果可知, 在考虑系统净负荷均方差的情况下, 配置 STHS 和 LTHS 对系统的运行经济和净负荷均方差均起到改善作用。

此外, 因为 FC 的配置成本较高, 且由电转氢到氢转电过程中的能量损耗较大, 需较大的峰谷电价差才能实现盈利, 因此, 在不考虑净负荷均方差的情况下, 系统对 FC 的配置较为保守, 方案 4、6、7 和 8 中均不配置 FC。在考虑净负荷均方差的情况下, 方案 1、3、5 和 10 均会对 FC 进行配置, 这是因为在配置 FC 后, 系统可将氢能转换为电能对整体净负荷进行平抑。在方案 2 和方案 9 中, 不考虑对 STHS 进行配置, 系统无法灵活的调用氢能转换为电能, 因此系统选择不对 FC 进行配置。

方案 1、2、3、5、9 和 10 下各微网优化前后的净负荷均方差如表 4 所示。由表 4 可以看出, 在考虑系统净负荷均方差的情况下, 经过优化各微网的净负荷波动均得到了明显的改善, 方案 1 中微网 A 的净负荷平抑效果是几种方案中最佳的, 方案 10 对微网 B 的净负荷平抑效果最佳, 方案 5 对微网 C 的净负荷平抑效果最佳。但总体平抑效果方案 5 和方案 10 仍不及方案 1。由此可知, 在考虑微网合作配置 LTHS、SESS 和 STHS 对系统净负荷均方差进行优化的情况下, 系统整体净负荷平抑效果最优, 且系统整体运行成本最低, 给多微网系统本身和外部配电网系统带来了大量的隐形好处。

表 4 不同方案各微网净负荷优化结果

Table 4 Results of net load optimization for different case

内容	微网 A	微网 B	微网 C
优化前净负荷均方差/ $\text{kW}^2$	$8.60\times 10^9$	$1.33\times 10^{10}$	$2.10\times 10^{10}$
方案 1/ $\text{kW}^2$	$2.10\times 10^7$	$5.71\times 10^6$	$2.05\times 10^7$
方案 2/ $\text{kW}^2$	$1.38\times 10^9$	$1.04\times 10^9$	$7.98\times 10^8$
方案 3/ $\text{kW}^2$	$2.36\times 10^8$	$3.99\times 10^8$	$5.82\times 10^8$
方案 5/ $\text{kW}^2$	$1.02\times 10^8$	$1.68\times 10^8$	$1.10\times 10^7$
方案 9/ $\text{kW}^2$	$5.67\times 10^8$	$8.56\times 10^8$	$1.33\times 10^9$
方案 10/ $\text{kW}^2$	$9.46\times 10^7$	$1.14\times 10^6$	$8.18\times 10^7$

## 4.3 AMS-HESS 运行结果及其合作收益分配

### 4.3.1 AMS-HESS 各典型日运行结果分析

由于方案 1 在经济性和平抑系统净负荷波动方面均有良好的表现, 为此, 本节选择方案 1 在各典型日的运行结果进一步分析。图 5(a)和(b)分别为 STHS 和 LTHS 的充放氢功率及其荷电状态(state of charge, SOC)曲线。图 6 为 AMS-HESS 整体电功率平衡曲线。SESS 充放电功率及其 SOC 曲线见附录 D 图 D1, AMS-HESS 整体热、氢功率平衡曲线见附录 D 图 D2。以春季典型日为代表来分析 AMS-HESS 整体能量运行策略的实现。

结合图 5、6 可以看出, 通过对系统内部整体能量的调度, 使 AMS 向外界配电网整体购售电变得非常平稳。在春季典型日 01:00—06:00 时段, AMS 整体风光出力高于电、热负荷需求量, 在满足微网内整体电负荷需求和 EB 消耗的电能需后, AMS 将剩余的电能存储至 HESS 中或出售给外部配电网。此外, 在夏季典型日和冬季典型日 01:00—06:00 时段, AMS 会从外部配电网购买电能传输至 HESS 中存储, 这是因为该时段为外部配电网电价谷时段, AMS 通过在该时段购买外部电能存储至 HESS 中转移其他时刻使用, 从而提高 AMS 的整体运行经济性。在 07:00—09:00 时段, AMS 中可再生能源出力与电负荷需求较为相近, 此时 EB 不工作, AMS 从外界热网购热满足热功率, 此外, AMS 调用 HESS 传输部分电能售给外界配电网, 进一步平抑 AMS 向外界配电网售电波动。剩余时段的分析与 01:00—09:00 时段类似, 在此不做过多叙述。此外, 在 10:00—19:00 时段, SESS 既有充电行为又有放电行为, 而 HESS 整体呈现出对 AMS 中电能的进行存储, 这是因为在该时段, AMS 根据联盟内各微网的电能剩余情况利用 SESS 实现联盟内部微网之间的电能传输。

从图 5 可以看出, STHS 用于日内氢能互补, 在各个典型日均有充放氢行为, LTHS 用于日间氢能互补, 在每个典型日仅进行充氢或仅进行放氢。此外, 通过图 5(b)可知, 由于春季典型日和秋季典型日的可再生能源出力较多, LTHS 通过能源转换将春季典型日和秋季典型日的电能转换为氢能进行存储, 在夏季典型日和冬季典型日再供 AMS 使用, 实现了两次跨季节存储。由此可知, 通过在 HESS 中配置 LTHS, 经过电-氢相互转换实现了电能以不同能源形式进行长期存储和能源的跨季节

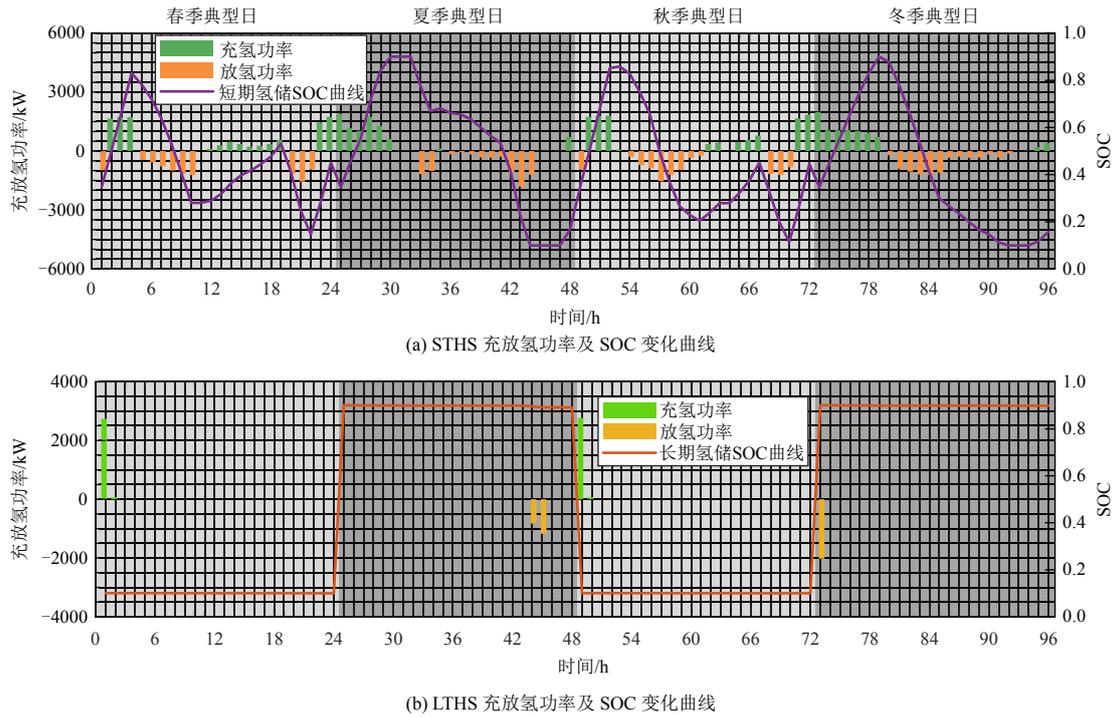


图 5 STHS 和 LTHS 充放能功率及其 SOC 曲线

Fig. 5 STHS and LTHS charging and discharging power and SOC curve

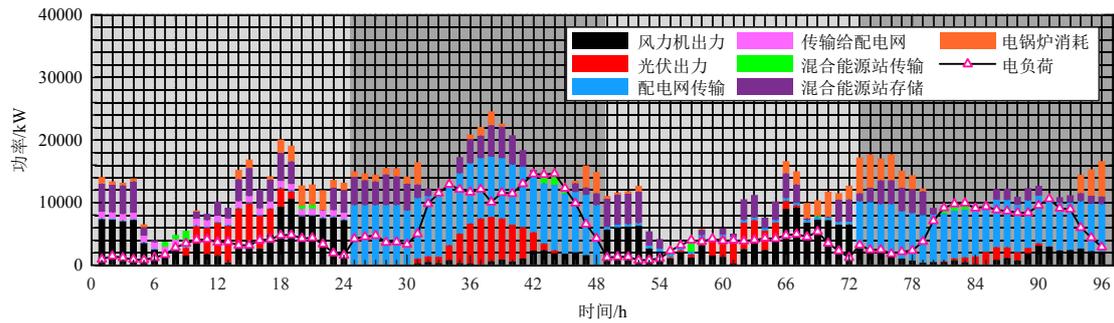


图 6 AMS-HESS 整体电功率平衡曲线

Fig. 6 Overall electric power balance curve of AMS-HESS

交互，大幅度降低了系统的购能成本，间接改善了系统用电负荷的季节特性。

#### 4.3.2 联盟合作收益分配

表 5 中给出方案 1 中各微网在联盟情况下与 HESS 的能源交互情况以及交互价值贡献度。统计出基于本文所提交互贡献度的议价结果和标准纳什议价方法的议价结果，如表 6、7 所示。

由表 6 可知，经过微网合作后，联盟微网总运行成本下降了约 282 万元，微网 C 对 HESS 成本(配置成本加运行成本)的分摊最高，约为 418.5 万元，这是因为在加入 HESS 后，经过议价后，微网 C 的总成本改善是最高的，约 155.5 万元，而微网 A 和微网 B 的总成本改善分别为 68.1 万和 58.5 万。各微网的总成本下降率分别为 5.41%、2.28%和 11%。可以看出，联盟内各微网通过配置 HESS 实现能源

共享，使各微网的运行成本均得到有效的改善，且各微网能够根据其合作后的运行成本改善程度对 HESS 成本进行合理分配。

通过表 7 可知，当使用标准纳什议价方法对合作收益进行分配后，各微网主体的成本下降均为 940364 元。而通过表 5 可知，各微网向 HESS 提供或获取的能源以及各微网在合作中的贡献度并不相同，因此，该方法并不公平。相比于标准纳什议价方法，本文所提基于交互价值贡献度的议价方法在进行合作收益分配时，对微网 C 多分配了约 61.5 万元了。这是因为微网 A、微网 B 和微网 C 对联盟的贡献度分别为 0.4930、0.4237 和 1.1265，在对合作收益进行分配时，更倾向于给微网 C 分配更多，使参与合作的各微网主体能够根据其对联盟的交互价值贡献度大小获得公平的收益分配额。

表5 各微网能源交互情况及交互价值贡献度

Table 5 Energy interaction and value contribution of microgrids

对比指标	提供给 HESS 的电功率/kW	从 HESS 获取的电功率/kW	从 HESS 获取的热功率/kW	从 HESS 获取的氢功率/kW	电能提供价值/元	电能获取价值/元	热能获取价值/元	氢能获取价值/元	贡献度(g)
微网 A	7100829	582669	9479719	2900974	5126830	469473	7673025	2680500	0.493
微网 B	4414298	4026400	13213194	3418496	3093446	3679785	11016377	3158690	0.4237
微网 C	11252122	591604	8780321	3610776	8884011	531511	7314488	33363571	1.1265

表6 基于交互价值贡献度的议价结果

Table 6 Bargaining results based on interactive value contribution

对比指标	合作前总成本/元	合作后运行成本/元	HESS 成本分摊/元	议价转移/元	合作后总成本/元	总成本减少/元	成本下降比率/%
微网 A	12588318	11918950	1831632	-1842975	11907607	680711	5.41
微网 B	25610510	16656080	1574101	6795327	25025509	585002	2.28
微网 C	14136401	13348210	4185163	-4952352	12581021	1555381	11.00
联盟微网	52335229	41923241	7590896	0	49514137	2821093	5.39

表7 标准模型的议价结果

Table 7 Bargaining results based on standard model

对比指标	合作前总成本/元	合作后运行成本/元	HESS 成本分摊/元	议价转移/元	合作后总成本/元	总成本减少/元	成本下降比率/%
微网 A	12588318	11918950	2530299	-2801295	11647954	940364	7.47
微网 B	25610510	16656080	2530299	5483767	24670146	940364	3.67
微网 C	14136401	13348210	2530299	-2682471	13196037	940364	6.65
联盟微网	52335229	41923241	7590896	0	49514137	2821093	5.39

## 5 结论

本文提出一种含混合能源共享站的多微网合作运行模型,在此背景下,以系统年运行总成本最小为上层目标,系统净负荷均方差最小为下层目标,提出了双层混合整数规划模型。在双层模型中对电解槽机组的启停约束以及季节性氢储的运行状态进行了考虑,使模型更加贴合实际应用。进一步,提出基于交互价值贡献度的纳什议价方法对联盟合作收益及混合能源共享站成本进行合理分配。主要结论如下:

1) 联盟微网通过对混合能源共享站的合理配置能大幅度减少系统的运行成本,并对系统净负荷波动进行有效平抑,此外,对新能源的就地消纳也起到促进作用。

2) 在混合能源共享站中同时考虑共享储能、短期氢储和季节性长期氢储的协同运行比仅考虑一种存储模式更加经济,对净负荷波动的平抑效果也更加明显。通过配置季节性长期氢储和相应的电-氢耦合设备将电能转换为氢能进行长期存储,实现了能源的跨季节交互,改善系统运行特性。

3) 相比于各微网单独对混合能源共享站进行配置,各微网形成联盟微网系统并通过混合能源共享站实现不同微网间的能源共享,进一步使系统总

运行成本和净负荷波动得到了有效改善,并有效促进可再生能源的就地消纳。

4) 通过构建基于交互价值贡献度的纳什议价模型,对混合能源共享站的总成本和合作收益进行公平分配,交互价值贡献度越高的微网分配所得的净收益越高,有效激发了联盟中各微网参与能量交互的积极性。

在未来能源市场中,本文所提模型为区域综合能源系统中可再生能源季节性不平衡问题提供了参考方案,有利于分析多微网系统在合作自建共享能源站情况下的利益交互情况。但由于电氢耦合设备投资运行成本较高,且相应转换效率较低,因此未来大规模季节性氢储的实现有赖于电氢耦合设备经济性的提高。此外,本文未对风光出力的不确定性以及配电网架构进行考虑,后续工作中,将针对该点进行研究分析。

## 参考文献

- [1] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904.  
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7):

- 1893-1904(in Chinese).
- [2] 徐艳春, 刘晓明, 席磊, 等. 改进双因子抗差贝叶斯估计在区域配网状态估计中的性能分析[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14): 4879-4890.  
XU Yanchun, LIU Xiaoming, XI Lei, et al. Performance analysis of improved two-factor robust bayes estimation in state estimation of regional distribution network [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 4879-4890(in Chinese).
- [3] 姜海洋, 杜尔顺, 朱桂萍, 等. 面向高比例可再生能源电力系统的季节性储能综述与展望[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(19): 194-207.  
JIANG Haiyang, DU Ershun, ZHU Guiping, et al. Review and prospect of seasonal energy storage for power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19): 194-207(in Chinese).
- [4] 施泉生, 丁建勇, 刘坤, 等. 含电、气、热 3 种储能的微网综合能源系统经济优化运行[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 269-276, 293.  
SHI Quansheng, DING Jianyong, LIU Kun, et al. Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 269-276, 293(in Chinese).
- [5] 林顺富, 刘持涛, 李东东, 等. 考虑电能交互的冷热电区域多微网系统双层多场景协同优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5): 1409-1420.  
LIN Shunfu, LIU Chitao, LI Dongdong, et al. Bi-level multiple scenarios collaborative optimization configuration of CCHP regional multi-microgrid system considering power interaction among microgrids [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5): 1409-1420(in Chinese).
- [6] 李咸善, 方子健, 李飞, 等. 含多微电网租赁共享储能的配电网博弈优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(18): 6611-6624.  
LI Xianshan, FANG Zijian, LI Fei, et al. Game-based optimal dispatching strategy for distribution network with multiple microgrids leasing shared energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18): 6611-6624(in Chinese).
- [7] 帅轩越, 王秀丽, 吴雄, 等. 计及电热需求响应的共享储能容量配置与动态租赁模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(19): 24-32.  
SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, WU Xiong, et al. Shared energy storage capacity allocation and dynamic lease model considering electricity-heat demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 24-32(in Chinese).
- [8] 刘畅, 卓建坤, 赵东明, 等. 利用储能系统实现可再生能源微电网灵活安全运行的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 1-18.  
LIU Chang, ZHUO Jiankun, ZHAO Dongming, et al. A review on the utilization of energy storage system for the flexible and safe operation of renewable energy microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 1-18(in Chinese).
- [9] 刘静琨, 张宁, 康重庆. 电力系统云储能研究框架与基础模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3361-3371.  
LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Research framework and basic models for cloud energy storage in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3361-3371(in Chinese).
- [10] 康重庆, 刘静琨, 张宁. 未来电力系统储能的新形态: 云储能[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 2-8, 16.  
KANG Chongqing, LIU Jingkun, ZHANG Ning. A new form of energy storage in future power system: cloud energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 2-8, 16(in Chinese).
- [11] 吴盛军, 刘建坤, 周前, 等. 考虑储能电站服务的冷热电多微网系统优化经济调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10): 10-18.  
WU Shengjun, LIU Jiankun, ZHOU Qian, et al. Optimal economic scheduling for multi-microgrid system with combined cooling, heating and power considering service of energy storage station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10): 10-18(in Chinese).
- [12] 吴盛军, 李群, 刘建坤, 等. 基于储能电站服务的冷热电多微网系统双层优化配置[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3822-3829.  
WU Shengjun, LI Qun, LIU Jiankun, et al. Bi-level optimal configuration for combined cooling heating and power multi-microgrids based on energy storage station service[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3822-3829(in Chinese).
- [13] 李鹏, 周益斌, 李明哲, 等. 基于谈判博弈的含储能站利益主体的多能源站协同优化运行方法[J]. 高电压技术, 2021, 47(5): 1666-1673.  
LI Peng, ZHOU Yibin, LI Mingzhe, et al. Cooperative optimal operation method of multiple energy stations with stakeholder of energy storage station based on negotiation game[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(5): 1666-1673(in Chinese).

- [14] 马腾飞, 裴玮, 肖浩, 等. 基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(1): 25-39.  
MA Tengfei, PEI Wei, XIAO Hao, et al. Cooperative operation method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based on Nash bargaining theory [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 25-39(in Chinese).
- [15] RENALDI R, FRIEDRICH D. Multiple time grids in operational optimisation of energy systems with short- and long-term thermal energy storage[J]. Energy, 2017, 133: 784-795.
- [16] PAN Guangsheng, GU Wei, LU Yuping, et al. Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2662-2676.
- [17] PAN Guangsheng, GU Wei, QIU Haifeng, et al. Bi-level mixed-integer planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering leveled cost of hydrogen [J]. Applied Energy, 2020, 270: 115176.
- [18] 葛怀宇, 贾燕冰, 韩肖清. 考虑季节互补特性的电-气综合能源系统容量规划[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 147-158.  
GE Huaiyu, JIA Yanbing, HAN Xiaoqing. Capacity planning of integrated electricity-gas energy systems considering seasonal complementarity[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 147-158(in Chinese).
- [19] NASH J F JR. The bargaining problem[J]. Econometrica, 1950, 18(2): 155-162.
- [20] 吴锦领, 楼平, 管敏渊, 等. 基于非对称纳什谈判的多微网电能共享运行优化策略[J]. 电网技术, 2022, 46(7): 2711-2723.  
WU Jinling, LOU Ping, GUAN Minyuan, et al. Operation optimization strategy of multi-microgrids energy sharing based on asymmetric Nash bargaining[J]. Power System Technology, 2022, 46(7): 2711-2723(in Chinese).
- [21] 熊宇峰, 司杨, 郑天文, 等. 基于主从博弈的工业园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电工技术学报, 2021, 36(3): 507-516.  
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen storage in industrial park integrated energy system based on stackelberg game [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 507-516(in Chinese).
- [22] 刘一欣, 郭力, 王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(14): 4013-4022.  
LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022(in Chinese).
- [23] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307-1321.  
LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and stackelberg game [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307-1321(in Chinese).

附录部分内容可参见网盘连接: <https://pan.baidu.com/s/1-k9Cm7cQGcIfi4EfON0Rog?pwd=gzkh>



徐艳春

在线出版日期: 2022-10-11。

收稿日期: 2022-07-04。

作者简介:

徐艳春(1973), 女, 博士研究生, 副教授, 主要研究方向为主动配电网电能质量检测与治理、电力系统优化运行调度, xyc7309@163.com;

\*通信作者: 刘海权(1998), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统优化调度, lhq110433@163.com。

(责任编辑 马晓华, 邱丽萍)