

考虑电气转换储能和可再生能源集成的微能源网多目标规划

刘维康¹, 王丹¹, 余晓丹¹, 马莉², 薛松², 武泽辰²

(1. 智能电网教育部重点实验室(天津大学), 天津市 300072; 2. 国网能源研究院有限公司, 北京市 102209)

摘要:建立了由电解氢、燃料电池和储气构成的电气转换储能系统(P2G-based storage system, P2GSS)模型,构建了包含风电机组、光伏、冷热电三联供系统、P2GSS和蓄电池等的微能源网。基于全生命周期法计算微能源网全生命周期成本,以全生命周期成本最低和年CO₂排放量最小为优化目标,考虑电制冷比例和电制热比例等运行方式的影响,对微能源网的关键设备容量进行多目标优化配置研究。通过不同场景对比,研究了P2GSS对微能源网规划方案的经济成本、CO₂排放和可再生能源集成的影响。

关键词:可再生能源集成;微能源网;多目标规划;电气转换储能

0 引言

近年来,化石能源危机和环境污染问题日益凸显。能源互联网^[1]概念的提出为解决能源和环境问题提供了新思路,引发了国内外的广泛关注^[2]。微能源网是能源互联网的重要组成部分^[3],是能源利用的末端网络,以能源分布式开发和就地消纳为特征,广泛适用于工业园区、大型楼宇、城市和农村集中居住区等众多场景^[4]。

微能源网中所含设备多,不同形式能源之间相互耦合,使其供能方式在较为灵活的同时也较为复杂,对于同样的负荷需求,有不同供能组合和运行策略^[5],对微能源网关键设备容量进行科学规划显得尤为重要。

随着可再生能源的迅速发展及其浪费现象的不断恶化,将传统风电机组、光伏、冷热电三联供(combined cooling, heating and power, CCHP)系统与可再生能源结合于微能源网中,研究促进可再生能源集成的方法,具有重要理论价值和实际意义^[6]。在微能源网中,将传统CCHP系统与可再生能源结合具有如下优势:可再生能源可为微能源网提供清洁、经济的能源,提高微能源网经济性,减少环境污染;微能源网具有的多种能源协调互补、优化利用的特点,可提高可再生能源利用率。

在可再生能源和传统CCHP系统结合方面,文

献^[7]设计了一种太阳能CCHP系统,对系统的设备容量和运行策略进行了优化分析;文献^[8]研究发现集成了太阳能的CCHP系统较传统CCHP系统,在能源节约、CO₂减排方面具有优势;文献^[9]考虑环境和经济性等方面因素,对结合了太阳能与传统CCHP系统的微能源网,进行优化配置研究和运行策略评估。

微能源网规划和运行之间相互影响,对微能源网规划问题来说,考虑运行方式的影响,可减少能源消耗、减轻污染气体排放、降低经济成本等^[10]。在具有两种及以上制冷/热设备的微能源网中,不同制冷/制热设备的出力比例,对微能源网的运行具有较大影响。文献^[11-12]在对CCHP系统规划中,引入电制冷机出力占冷负荷的比例作为优化变量,并在所考虑的运行周期内将其视为固定值,在不过多增加计算复杂度情况下,实现了对系统运行方式的优化。

目前,微能源网规划研究中,虽然对经济、环境等方面指标均有考虑,但多采用单目标优化方法,而单目标优化存在如下局限性^[13]:①仅考虑某一方面指标作为优化目标所得的解,一般难以满足其他方面指标要求;②通过设置权重将多目标优化问题转换成单目标优化问题时,权重的设置对优化结果具有决定性影响,受人为因素影响较大;③单目标优化只能求得唯一解,所得规划方案较为单一。多目标优化克服了上述局限性,可得到一组Pareto最优解集,从而满足微能源网规划的不同方面需求。在微能源网多目标规划方面。文献^[14]考虑经济、能源

收稿日期:2018-02-28;修回日期:2018-03-29。

上网日期:2018-07-17。

国家电网公司科技项目(SGTYHT/15-JS-191)。

和环境方面指标,对传统 CCHP 系统中燃气发电机容量等进行多目标优化研究;文献[15-16]以经济成本最小和污染气体排放最少为目标,对传统 CCHP 系统中燃气轮机容量和吸收式制冷机容量等进行多目标优化研究。

由于可再生能源的波动性、间歇性以及负荷的不确定性,能源的生产和消费难以做到实时平衡,因此储能对于微能源网的安全可靠运行具有重要支撑作用[17]。蓄电池等电储能手段成本较高,进行电能大量存储时无法保证经济性;蓄热/冷装置虽然可在一定程度上平抑可再生能源波动,但很难进行热-电转换以实现电能双向流动。

氢气具有清洁无污染、能量密度高等优点,利用氢气进行电能的跨能源领域存储理念[18],近年来得到广泛关注。利用电解水制氢技术将富余的可再生能源转换成氢气存储于储气装置中,在电能不足时,通过燃料电池消耗储气装置中的氢气发电,实现了电能的存储和释放。为表达方便,本文将上述由电解氢、储气和燃料电池构成的储能系统,称为电气转换储能系统(P2G-based storage system, P2GSS)。目前,P2GSS 在微电网中的应用得到了较为深入研究,而在考虑多种能量耦合的微电网中的应用,尚未得到充分研究。文献[19]通过算例验证了利用风能和太阳能进行氢气生产的经济性;文献[20]对包含风电机组、光伏和 P2GSS 的微电网规划问题进行研究,并对 P2GSS 的适用性进行了分析;文献[21]通过对比不同储能方案,发现同时利用蓄电池和 P2GSS 进行储能,可使微电网经济成本最小。

通过分析发现,目前微能源网规划研究中对以下技术要点的全面考虑较为薄弱:①风能、太阳能等可再生能源的利用;②考虑经济和环境方面指标的多目标优化;③P2GSS 的利用。针对目前研究的不足,本文综合考虑上述技术要点,构建了包含风电机组、光伏、传统 CCHP 系统和 P2GSS 的微能源网。基于全生命周期法(life cycle assessment, LCA)计算微能源网全生命周期成本,以全生命周期成本最低和年 CO₂ 排放量最小为优化目标,考虑运行方式的影响,对具体算例中微能源网关键设备容量进行多目标优化配置研究;采用基于精英策略的非支配性排序遗传算法(non-dominated sorting genetic algorithm-II, NSGA-II),进行多目标优化问题求解。通过分析不同场景下微能源网的 Pareto 最优规划方案集,研究 P2GSS 对微能源网经济性、CO₂ 排放和可再生能源集成的影响,为微能源网规划建设提供参考。

1 微能源网关键设备建模

1.1 风电机组模型

风电机组出力与风速的关系如下:

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & v < V_c \\ 0.5C_p \rho A_{WT} v^3 & V_c \leq v < V_r \\ P_{WT}^r & V_r \leq v \leq V_f \\ 0 & v > V_f \end{cases} \quad (1)$$

式中: C_p 为风电机组性能参数; ρ 为空气密度; A_{WT} 为风电机组叶片扫过面积在与风速垂直平面上的投影; v 为风速; P_{WT}^r 为风电机组额定功率; V_c 为切入风速; V_r 为额定风速; V_f 为切出风速。风速在不同高度上存在差异,因此需要将特定高度处的测量风速转换成风电机组塔高处的实际风速。

不同高度风速之间的关系为:

$$\frac{v}{v'} = \left(\frac{h}{h'} \right)^\beta \quad (2)$$

式中: v' 为在高度 h' 处的测量风速; v 为在风电机组塔高 h 处的风速; β 为折算系数。

1.2 光伏模型

假设光伏设备配有最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)系统,光伏功率输出可以表示为[22]:

$$P_{PV} = \left[1 - \gamma_T \left(T_{air} + \frac{T_n - 20}{800} R_t - T_{ref} \right) \right] \eta_{ref} N_{PV} A_{PV} R_t \quad (3)$$

式中: γ_T 为光伏面板转换效率的温度参数; T_{air} 为环境温度; T_n 为正常工作温度; T_{ref} 为参考温度; η_{ref} 为参考效率; N_{PV} 为光伏面板数量; A_{PV} 为单个光伏面板面积; R_t 为太阳辐射强度。

1.3 蓄电池模型

蓄电池的蓄电量可表示为:

$$S_{Bat}(t) = (1 - \alpha) S_{Bat}(t - \Delta t) + \lambda_{Bat}^c P_{Bat}^c(t) \Delta t - \lambda_{Bat}^d P_{Bat}^d(t) \Delta t \quad (4)$$

式中: $S_{Bat}(t)$ 为 t 时刻蓄电池的电能储量; α 为蓄电池的自放电率; λ_{Bat}^c 和 λ_{Bat}^d 分别为蓄电池的充、放电效率; $P_{Bat}^c(t)$ 和 $P_{Bat}^d(t)$ 分别为蓄电池的充、放电功率; Δt 为时间长度,下同。

蓄电池的荷电状态(state of charge, SOC)为:

$$S_{SOC, Bat}(t) = \frac{S_{Bat}(t)}{S_{Bat}^r} \quad (5)$$

式中: S_{Bat}^r 为蓄电池额定容量。

蓄电池的充电和放电不应同时发生,因此, $P_{Bat}^c(t)$ 和 $P_{Bat}^d(t)$ 满足如下约束:

$$P_{Bat}^c(t) P_{Bat}^d(t) = 0 \quad (6)$$

为延长蓄电池寿命应避免过充、过放,故蓄电池的 SOC 需保持在一定范围,即

$$S_{\text{SOC,Bat}}^{\min} \leq S_{\text{SOC,Bat}}(t) \leq S_{\text{SOC,Bat}}^{\max} \quad (7)$$

式中: $S_{\text{SOC,Bat}}^{\min}$ 和 $S_{\text{SOC,Bat}}^{\max}$ 分别为蓄电池 SOC 的最小和最大值。

1.4 电解氢模型

目前,电解水制氢主要有 3 种技术:碱性电解水制氢、固体聚合物电解水制氢和固体氧化物电解水制氢^[23]。其中,固体聚合物电解水制氢成本较高、规模较小;高温固体氧化物电解水制氢技术目前尚处于实验阶段;碱性电解水技术最为成熟,具有成本低、寿命长等优点,已实现商业化应用^[24]。碱性电解水制氢过程中,氢气、氧气产出与电能输入的关系为^[21]:

$$V_{\text{H}_2}^{\text{Ele}} = \eta_{\text{Ele}} P_{\text{Ele}} \quad (8)$$

$$V_{\text{O}_2}^{\text{Ele}} = 0.5 \eta_{\text{Ele}} P_{\text{Ele}} \quad (9)$$

式中: $V_{\text{H}_2}^{\text{Ele}}$ 和 $V_{\text{O}_2}^{\text{Ele}}$ 分别为氢气、氧气的产出速率; P_{Ele} 为输入电解氢的电功率; η_{Ele} 为电解氢装置的氢气转换系数。

1.5 燃料电池模型

燃料电池电能产出与氢气、氧气消耗的关系为:

$$P_{\text{FC}} = \eta_{\text{FC}} V_{\text{H}_2}^{\text{FC}} \quad (10)$$

$$V_{\text{O}_2}^{\text{FC}} = 0.5 V_{\text{H}_2}^{\text{FC}} \quad (11)$$

式中: P_{FC} 为燃料电池的电能输出功率; $V_{\text{H}_2}^{\text{FC}}$ 和 $V_{\text{O}_2}^{\text{FC}}$ 分别为燃料电池的氢气、氧气消耗速率; η_{FC} 为燃料电池的转换系数。

1.6 储气模型

储气罐中的气体体积可表示为:

$$S_{\text{H}_2}(t) = (1-\sigma)S_{\text{H}_2}(t-\Delta t) + \lambda_c V_{\text{H}_2}^{\text{Ele}} \Delta t - \lambda_d V_{\text{H}_2}^{\text{FC}} \Delta t \quad (12)$$

$$S_{\text{O}_2}(t) = (1-\sigma)S_{\text{O}_2}(t-\Delta t) + \lambda_c V_{\text{O}_2}^{\text{Ele}} \Delta t - \lambda_d V_{\text{O}_2}^{\text{FC}} \Delta t \quad (13)$$

式中: $S_{\text{H}_2}(t)$ 和 $S_{\text{O}_2}(t)$ 分别为 t 时刻氢气、氧气储气罐中气体体积; σ 为储气罐的气体损失比例; λ_c 和 λ_d 分别为储气罐的存储和释放效率。

1.7 P2GSS 模型

P2GSS 中电解氢、储气、燃料电池之间联系紧密,通过电、气间的相互转换,呈现出电能充、放的外特性。因此,有必要将 P2GSS 作为一个整体,从电能的角度对其进行建模和研究。根据能量转换关系、相应热值及相关系统效率^[25],可将冷、热、气等其他能量形式折算为电能。基于上述分析,依据 1.4 节至 1.6 节的电解氢、储气和燃料电池模型,本节建立 P2GSS 的整体模型。根据式(8)、式(10)和式(12),可得 P2GSS 中氢气储量与电解氢的输入电功率 $P_{\text{Ele}}(t)$ 、燃料电池的输出电功率 $P_{\text{FC}}(t)$ 间关

系为:

$$S_{\text{H}_2}(t) = (1-\sigma)S_{\text{H}_2}(t-\Delta t) + \lambda_c \eta_{\text{Ele}} P_{\text{Ele}}(t) \Delta t - \frac{\lambda_d P_{\text{FC}}(t) \Delta t}{\eta_{\text{FC}}} \quad (14)$$

式(14)两边同时除以 $\sqrt{\eta_{\text{Ele}}/\eta_{\text{FC}}}$ 得:

$$\frac{S_{\text{H}_2}(t)}{\sqrt{\eta_{\text{Ele}}/\eta_{\text{FC}}}} = \frac{(1-\sigma)S_{\text{H}_2}(t-\Delta t)}{\sqrt{\eta_{\text{Ele}}/\eta_{\text{FC}}}} + \lambda_c \sqrt{\eta_{\text{Ele}} \eta_{\text{FC}}} P_{\text{Ele}}(t) \Delta t - \frac{\lambda_d P_{\text{FC}}(t) \Delta t}{\sqrt{\eta_{\text{Ele}} \eta_{\text{FC}}}} \quad (15)$$

令

$$S_{\text{P2GSS}}^{\text{e}}(t) = \frac{S_{\text{H}_2}(t)}{\sqrt{\eta_{\text{Ele}}/\eta_{\text{FC}}}} \quad (16)$$

$$\begin{cases} P_{\text{P2GSS}}^{\text{c}}(t) = P_{\text{Ele}}(t) \\ P_{\text{P2GSS}}^{\text{d}}(t) = P_{\text{FC}}(t) \end{cases} \quad (17)$$

$$\begin{cases} \lambda_{\text{P2GSS}}^{\text{c}} = \lambda_c \sqrt{\eta_{\text{Ele}} \eta_{\text{FC}}} \\ \lambda_{\text{P2GSS}}^{\text{d}} = \frac{\lambda_d}{\sqrt{\eta_{\text{Ele}} \eta_{\text{FC}}}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $S_{\text{P2GSS}}^{\text{e}}(t)$ 为 P2GSS 的等效蓄电量; $P_{\text{P2GSS}}^{\text{c}}(t)$ 和 $P_{\text{P2GSS}}^{\text{d}}(t)$ 分别为 P2GSS 的充、放电功率; $\lambda_{\text{P2GSS}}^{\text{c}}$ 和 $\lambda_{\text{P2GSS}}^{\text{d}}$ 分别为 P2GSS 的等效充、放电效率。

由式(15)至式(18),可得 P2GSS 等效蓄电量与充、放电功率的关系为:

$$S_{\text{P2GSS}}^{\text{e}}(t) = (1-\sigma)S_{\text{P2GSS}}^{\text{e}}(t-\Delta t) + \lambda_{\text{P2GSS}}^{\text{c}} P_{\text{P2GSS}}^{\text{c}}(t) \Delta t - \lambda_{\text{P2GSS}}^{\text{d}} P_{\text{P2GSS}}^{\text{d}}(t) \Delta t \quad (19)$$

借鉴蓄电池的 SOC 概念,定义 P2GSS 的 SOC 为:

$$S_{\text{SOC,P2GSS}} = \frac{S_{\text{P2GSS}}^{\text{e}}(t)}{S_{\text{P2GSS}}^{\text{e},\text{r}}} \quad (20)$$

式中: $S_{\text{P2GSS}}^{\text{e},\text{r}}$ 为 P2GSS 的额定等效蓄电容量。

额定等效蓄电容量的定义为:

$$S_{\text{P2GSS}}^{\text{e},\text{r}} = \frac{S_{\text{H}_2}^{\text{i}}(t)}{\sqrt{\eta_{\text{Ele}}/\eta_{\text{FC}}}} \quad (21)$$

式中: $S_{\text{H}_2}^{\text{i}}(t)$ 为氢气储气罐的额定容量。

P2GSS 的约束条件如式(22)至式(25)所示,主要包括:充、放电功率满足电解氢、燃料电池额定功率限制;充电和放电过程不可同时发生;P2GSS 运行在一定 SOC 范围内,即

$$0 \leq P_{\text{P2GSS}}^{\text{c}}(t) \leq P_{\text{Ele}}^{\text{i}} \quad (22)$$

$$0 \leq P_{\text{P2GSS}}^{\text{d}}(t) \leq P_{\text{FC}}^{\text{i}} \quad (23)$$

$$P_{\text{P2GSS}}^{\text{c}}(t) P_{\text{P2GSS}}^{\text{d}}(t) = 0 \quad (24)$$

$$S_{\text{SOC,P2GSS}}^{\min} \leq S_{\text{SOC,P2GSS}}(t) \leq S_{\text{SOC,P2GSS}}^{\max} \quad (25)$$

式中: P_{ELe} 和 P_{FC} 分别为电解氢、燃料电池的额定功率; $S_{SOC,P2GSS}^{\min}$ 和 $S_{SOC,P2GSS}^{\max}$ 分别为 P2GSS 的 SOC 最小值和最大值。

2 微能源网结构和运行机理

本文采用的微能源网结构如图 1 所示, 微能源网中包括风电机组、光伏、热电联产 (combined heat and power, CHP) 单元、燃气锅炉、P2GSS、电制冷机、吸收式制冷机、电锅炉和蓄电池等。微能源网中, 考虑风能和太阳能两种可再生能源的利用, 使风、光之间优势互补。可再生能源装机容量是微能源网规划模型的核心优化变量之一, 考虑到可再生能源投资成本等问题, 需要进行合理的优化配置, 以期达到最佳的经济、环境效益。负荷包括冷、热、电三种类型, 冷负荷由电制冷机和吸收式制冷机供应, 吸收式制冷机消耗的热能来自 CHP 或燃气锅炉; 热负荷由电锅炉、CHP 或燃气锅炉供应。燃气锅炉作为 CHP 的热能备用, CHP 的供热无法满足需求时, 由燃气锅炉补充。

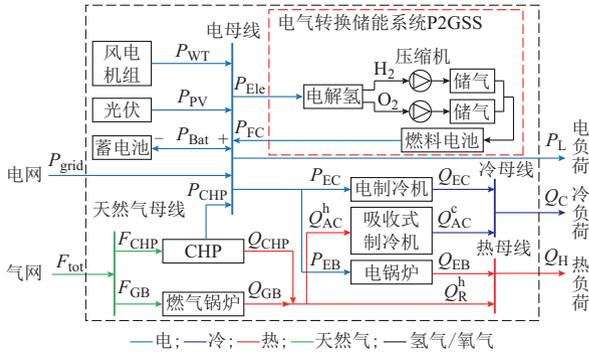


图 1 微能源网结构图
Fig.1 Structure of micro energy network

CHP 具有两种典型运行模式: 以热定电模式和以电定热模式^[3]。两种模式各具优缺点, 以热定电模式首先保证热负荷供应, 易产生过量电能, 同理, 以电定热模式易产生过量热能。以热定电模式是 CHP 较为常用的模式, 且本文考虑蓄电池和 P2GSS 两种蓄电方式, 可在一定程度消纳过剩电能, 减少电能浪费, 因此本文假设 CHP 工作在以热定电模式。

本文所采用的微能源网中, 制冷和制热均具有不同选择, 制冷和制热设备出力在一定程度上决定了微能源网的运行方式, 对微能源网性能影响较大。本文引入电制冷占冷负荷的比例 λ_1 ^[11-12] 和电制热占热负荷的比例 λ_2 作为优化变量; 本文重点关注微能源网规划问题, 若在优化中将两者视为时变变量, 将较大程度地增加计算复杂性。参考文献[11-12]

中的处理方式, 本文假设电制冷比例 λ_1 和电制热比例 λ_2 在微能源网生命周期中为固定值。电制冷比例 λ_1 和电制热比例 λ_2 的定义如下:

$$\lambda_1 = \frac{Q_{EC}}{Q_C} \quad (26)$$

$$\lambda_2 = \frac{Q_{EB}}{Q_H} \quad (27)$$

式中: Q_{EC} 为电制冷机的冷输出; Q_{EB} 为电锅炉的热输出; Q_C 和 Q_H 分别为微能源网的冷、热负荷。

吸收式制冷机的输出为:

$$Q_{AC}^c = (1 - \lambda_1) Q_C \quad (28)$$

热负荷中由 CHP 和燃气锅炉共同提供的热能, 即

$$Q_R^h = (1 - \lambda_2) Q_H \quad (29)$$

电制冷机、电锅炉的电能消耗以及吸收式制冷机的热能消耗分别为:

$$P_{EC} = \frac{Q_{EC}}{\eta_{EC}} \quad (30)$$

$$P_{EB} = \frac{Q_{EB}}{\eta_{EB}} \quad (31)$$

$$Q_{AC}^h = \frac{Q_{AC}^c}{\eta_{AC}} \quad (32)$$

式中: η_{EC} 、 η_{EB} 、 η_{AC} 分别为电制冷机、电锅炉和吸收式制冷机的性能参数。

燃气锅炉和 CHP 提供的总热能满足:

$$Q_{CHP} + Q_{GB} = Q_{AC}^h + Q_R^h \quad (33)$$

式中: Q_{CHP} 和 Q_{GB} 分别为 CHP 和燃气锅炉的热能产出。

CHP 和燃气锅炉的天然气消耗、微能源的天然气消耗总量、CHP 的电能产出分别为:

$$F_{CHP} = \frac{Q_{CHP}}{\eta_{CHP}^h} \quad (34)$$

$$F_{GB} = \frac{Q_{GB}}{\eta_{GB}} \quad (35)$$

$$F_{tot} = F_{CHP} + F_{GB} \quad (36)$$

$$P_{CHP} = \eta_{CHP}^e F_{CHP} \quad (37)$$

式中: F_{CHP} 和 F_{GB} 分别为 CHP 和燃气锅炉的天然气消耗; F_{tot} 为微能源网的天然气消耗总量; η_{CHP}^h 和 η_{GB} 分别为 CHP 和燃气锅炉的热转换效率; η_{CHP}^e 为 CHP 的电转换效率。

母线上的功率平衡可以表示为:

$$P_{PV} + P_{WT} + P_{Bat} + P_{grid} + P_{CHP} + P_{FC} - P_{ELe} - P_{EC} - P_{EB} - P_L - P_{loss} = 0 \quad (38)$$

式中: P_L 为电负荷; P_{loss} 为电能损失。

电能损失产生过程见图 2, 电能损失一方面由于以热定电模式下 CHP 的电能过产, 另一方面来

自可再生能源的未完全消纳。

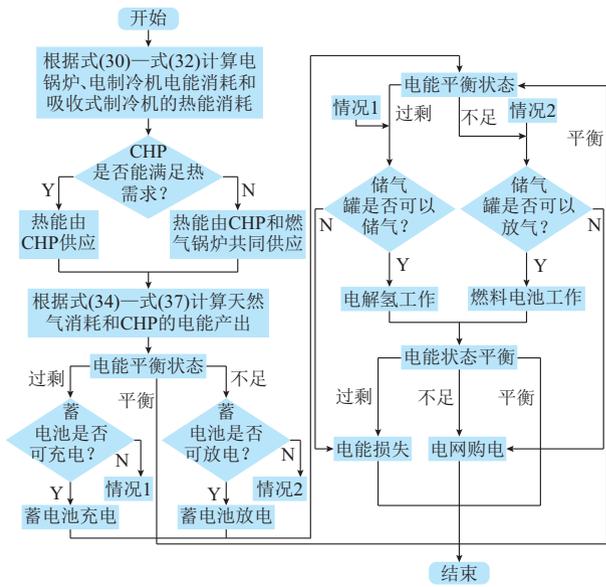


图2 微能源网运行机理

Fig.2 Operation mechanism of micro energy network

3 微能源网规划模型

3.1 目标函数

本文综合考虑经济和环境两方面目标,对微能源网进行多目标优化配置研究,优化目标包括全生命周期成本最小和年 CO₂ 排放量最小。

1) 目标函数 1: 全生命周期成本

基于全生命周期法,综合考虑微能源网的设备初始投资成本、设备重置成本、年维护成本、年购能成本、折旧费用和残余价值,计算微能源网全生命周期成本^[26]为:

$$C_{LC} = \sum_{c=1}^N C_c P_c^r + \sum_{c=1}^N \sum_{j=1}^{R_c} \frac{C_c P_c^r}{(1+i)^{jL_c}} (1-t_r) + \sum_{n=1}^{L_p} \frac{M}{(1+i)^n} (1-t_r) + \sum_{n=1}^{L_p} \frac{B}{(1+i)^n} (1-t_r) - \sum_{n=1}^{L_p} \frac{D}{(1+i)^n} t_r - \frac{S}{(1+i)^{L_p}} t_r \quad (39)$$

式中: N 为微能源网中设备数量; C_c 为单位容量设备 c 的初始投资成本; P_c^r 为设备 c 的容量/额定功率; R_c 为设备 c 的重置次数; L_c 为设备 c 的设计寿命; i 为利率; t_r 为税率; L_p 为项目设计寿命; M 为年维护成本; B 为年用能成本; D 为设备年折旧费用; S 为设备残余价值。

设备重置次数 R_c 、设备年维护成本 M 、年用能成本 B 和年折旧费用 D 分别为:

$$R_c = \text{floor}\left(\frac{L_p}{L_c}\right) - 1 \quad (40)$$

$$M = r_M \sum_{c=1}^N C_c P_c \quad (41)$$

$$B = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} E_{\text{grid}}^d(t) \pi_e(t) + F_{\text{tot}}^d(t) \pi_{\text{gas}} \quad (42)$$

$$D = r_D \sum_{c=1}^N C_c P_c \quad (43)$$

式中: $\text{floor}(x)$ 为求取不大于 x 的最大整数的函数; r_M 为设备维护率; $E_{\text{grid}}^d(t)$ 为第 d 天 t 时刻从电网购电量; $\pi_e(t)$ 为 t 时刻电价; $F_{\text{tot}}^d(t)$ 为第 d 天 t 时刻的天然气购买量; π_{gas} 为天然气价格; r_D 为设备折旧率。

2) 目标函数 2: 年 CO₂ 排放量

微能源网的 CO₂ 排放主要为电网购电和购买天然气的 CO₂ 折算排放^[11], 即

$$C_{\text{CO}_2} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} E_{\text{grid}}^d(t) \alpha_e + F_{\text{tot}}^d(t) \alpha_{\text{gas}} \quad (44)$$

式中: α_e 为电网购电的 CO₂ 排放系数; α_{gas} 为天然气的 CO₂ 排放系数。

可再生能源集成是衡量微能源网性能的重要指标,本文中可再生能源集成与电能损失有密切关系,故本文针对可再生能源高度集成的场景,在年 CO₂ 排放量计算中,引入电能损失的 CO₂ 排放惩罚项,以提高微能源网可再生能源集成,即

$$C_{\text{CO}_2}^f = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} E_{\text{grid}}^d(t) \alpha_e + F_{\text{tot}}^d(t) \alpha_{\text{gas}} + E_{\text{loss}}^d(t) \alpha_{\text{loss}} \quad (45)$$

式中: $E_{\text{loss}}^d(t)$ 为第 d 天 t 时刻的电能损失; α_{loss} 为电能损失的 CO₂ 排放惩罚系数。

3.2 优化变量

微能源网规划中,风电机组、光伏、CHP、蓄电池、电解氢、燃料电池和储气的容量为关键变量,对微能源网性能具有重要影响。同时,本文考虑电制冷比例 λ_1 和电制热比例 λ_2 对微能源网规划的影响,需对其进行优化。故本文优化变量包括:风电机组容量 P_{WT}^r 、光伏容量 P_{PV}^r 、CHP 容量 P_{CHP}^r 、蓄电池容量 S_{bat}^r 、电解氢容量 P_{Ele}^r 、燃料电池容量 P_{FC}^r 、P2GSS 的额定等效蓄电容量 S_{P2GSS}^r 、电制冷比例 λ_1 和电制热比例 λ_2 。

微能源网的其他设备容量,可根据优化变量和负荷确定。其中,氧气储气罐容量 $S_{\text{O}_2}^r$ 由氢气储气罐容量 $S_{\text{H}_2}^r$ 确定,如式(46)所示;电制冷机额定功率 P_{EC}^r 、吸收式制冷机额定功率 P_{AC}^r 、电锅炉额定功率 P_{EB}^r 和燃气锅炉额定功率 P_{GB}^r , 分别按照满足最大冷/热负荷确定,如式(47)所示,以保证用户用能需求。

$$S_{\text{O}_2}^r = 0.5 S_{\text{H}_2}^r \quad (46)$$

$$\begin{cases} P_{EC}^r \eta_{EC} = P_{AC}^r \eta_{AC} = \max Q_C \\ P_{EB}^r \eta_{EB} = P_{GB}^r \eta_{GB} = \max Q_H \end{cases} \quad (47)$$

3.3 约束条件

约束条件主要包括:优化变量约束、设备运行约束和能量守恒约束。考虑优化变量的物理意义以及实际情况等,优化变量需在保持一定范围之内,即

$$\begin{cases} P_i^{\min} \leq P_i^r \leq P_i^{\max} \\ S_{P2GSS}^{e,\min} \leq S_{P2GSS}^{e,r} \leq S_{P2GSS}^{e,\max} \\ S_{Bat}^{\min} \leq S_{Bat}^r \leq S_{Bat}^{\max} \\ 0 \leq \lambda_1 \leq 1 \\ 0 \leq \lambda_2 \leq 1 \end{cases} \quad (48)$$

式中: i 代表风电机组、光伏、CHP、电解氢和燃料电池。

设备运行约束主要为设备额定功率或额定容量限制。其中,蓄电池和P2GSS约束条件分别如式(6)、式(7)和式(22)至式(25)所示;风电机组、光伏、CHP、电制冷机、电锅炉、燃气锅炉和吸收式制冷机(用下标 k 表示)的运行约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_k(t) \leq P_k^r \\ 0 \leq Q_{AC}^c(t) \leq Q_{AC}^r \end{cases} \quad t \in [1, 8760] \quad (49)$$

能量平衡约束包括电能和冷/热能平衡两方面,电能平衡约束如式(38)所示;冷/热平衡方面,需满足式(26)至式(33)所示能量关系。

3.4 算法实现

本文使用NSGA-II算法,在MATLAB平台进行求解。NSGA-II算法是一种多目标遗传算法,具有较强的变量处理能力和全局寻优能力,可最大限度保持各优化目标之间的独立性^[27-28]。算法求解流程如下。

步骤1:初始化NSGA-II算法参数,包括种群数目、最大迭代次数、遗传因子和变异因子等,并生成初始种群 P 。

步骤2:计算目标函数值和个体适应度。

步骤3:对种群 P 进行交叉、变异等遗传操作,产生子代种群。

步骤4:对种群 P 和子代种群的合集进行Pareto分层排序、计算拥挤度距离,并选择优势个体作为新一代种群 P 。

步骤5:判断终止条件是否满足,若满足则转到步骤6,如果不满足则转到步骤3。

步骤6:输出Pareto最优解集及目标函数值。

4 算例分析

4.1 基础数据

选取某具体算例进行分析,冬、夏典型日太阳辐

射和典型日风速^[29]如附录A图A1所示,冷热电负荷如附录A图A2所示。夏季太阳辐射较强,冬季太阳辐射较弱;风速白天较小、夜间较大,具有反调峰性;电负荷分别在11:00—12:00和19:00左右达到高峰,在15:00—16:00和夜间为低谷;冬季典型日只考虑热负荷,夏季典型日只考虑冷负荷。

电网购电采用分时电价,06:00—21:00时段电价为0.1482美元/(kW·h),22:00—次日05:00时段电价为0.0661美元/(kW·h);天然气价格为固定值,0.287美元/(kW·h)^[11]。微能源网设计寿命为30a,其间需根据设备寿命进行设备重新购置,设备成本和寿命^[14,30-33]见附录A表A1。

4.2 场景设置

本文设置5个场景进行对比分析:场景1,不考虑储能,包含图1中除P2GSS和蓄电池外其他所有设备;场景2,在场景1基础上增加蓄电池;场景3,在场景1基础上增加P2GSS;场景4的微能源网结构如图1所示,考虑蓄电池和P2GSS进行储能;场景4与场景5的微能源网结构相同,但目标函数2不同,场景1至场景4的目标函数2为式(44),不考虑电能损失的CO₂排放惩罚项,场景5的目标函数2为式(45),考虑电能损失的CO₂排放惩罚项。各个场景所含设备和所采用的目标函数2(年CO₂排放量)如附录A表A2所示。

4.3 结果分析

4.3.1 不同储能方式下规划方案分析

通过优化得到不同场景下微能源网的Pareto最优规划方案集,首先对场景1至场景4进行分析,以比较不同储能方式下微能源网规划方案的性能,然后比较场景4和场景5,以分析微能源网的可再生能源集成与经济成本等性能之间的关系。

场景1至场景4的Pareto前沿如图3所示。

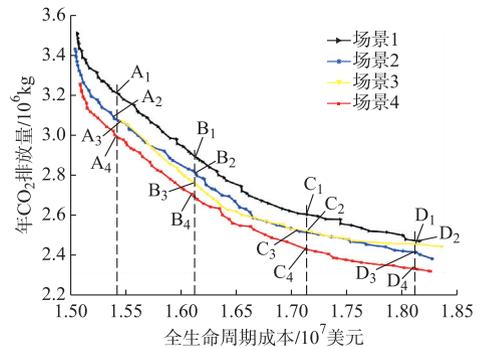


图3 不同场景下规划方案集的Pareto前沿
Fig.3 Pareto fronts of planning solutions under different scenarios

图中 A_1, A_2, A_3, A_4 表示A组的4种场景,以

此类推,下同。同一场景下,Pareto 最优解集中的解均为非劣解,彼此之间具有不可替代性,年 CO₂ 排放量降低,则全生命周期成本增加,反之,全生命周期成本降低,CO₂ 排放量则提高。不同场景下,Pareto 最优规划方案集的表现具有明显差异,可在相同全生命周期成本下,比较年 CO₂ 排放量,或相同年 CO₂ 排放量下,比较全生命周期成本,以对不同场景下 Pareto 最优规划方案集的表现进行对比。

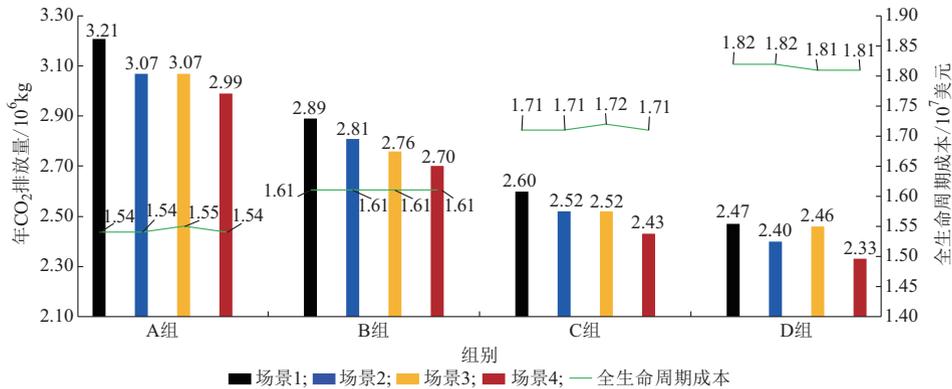


图4 不同场景下所选规划方案性能比较

Fig.4 Performance comparison among selected planning solutions under different scenarios

由表 A3 可知,对同一场景下的规划方案来说,从 A 组到 D 组,可再生能源装机容量和电制冷/热比例均呈单调上升趋势,说明微能源网配置方案与电制冷/热比例间具有密切关系,需根据微能源网配置方案,合理选择电制冷/热比例等运行方式。对同一组别的方案来说,从场景 1 至场景 4,CHP 容量和可再生能源装机容量不具有明显的单调增/减趋势,这是由于微能源网中不同设备间具有较强耦合关系,且不同场景间的储能方式具有显著差异。

由图 4 可知 4 组方案中,场景 2 的年 CO₂ 排放量较场景 1 下降 $6.70 \times 10^4 \sim 1.34 \times 10^5$ kg 不等,下降幅度为 2.7%~4.2%;场景 3 的年 CO₂ 排放量较场景 1 下降 $1.33 \times 10^4 \sim 1.36 \times 10^5$ kg 不等,下降幅度为 0.5%~4.5%;对场景 2 和场景 3 来说,在 A 组和 C 组中,两者表现近似相同(两者年 CO₂ 排放量相同,场景 3 全生命周期成本略高),B 组中,场景 3 的年 CO₂ 排放量较低,D 组中,场景 2 的年 CO₂ 排放量较低,可知两者表现无明显优劣;场景 4 的 Pareto 前沿位于场景 1 至场景 3 下方,可知场景 4 的规划方案在前 4 个场景中最具优势,具体来说,4 组方案中场景 4 的年 CO₂ 排放量较场景 1 下降 $1.39 \times 10^5 \sim 2.21 \times 10^5$ kg,下降幅度达 5.6%~6.9%。

综上可知,单独采用蓄电池(场景 2)和 P2GSS

为对不同场景下 Pareto 最优规划方案集进行具体分析,按全生命周期成本相同或近似相同原则,选取 A,B,C,D 共 4 组各场景的规划方案(如图 3 中标注所示)作为代表,比较其年 CO₂ 排放量等方面具体表现。4 组 Pareto 最优规划方案的关键设备容量、电制冷比例和电制热比例如附录 A 表 A3 所示,全生命周期成本和年 CO₂ 排放量如图 4 所示。

(场景 3)进行储能,对提高微能源网性能均具有一定作用,但提升的程度较小;同时采用 P2GSS 和蓄电池进行储能(场景 4),可最大程度降低微能源网经济成本、减少 CO₂ 排放。

由前文可知,微能源网的电能损失反映可再生能源集成程度,本文采用每单位千瓦可再生能源装机容量的年电能损失(年电能损失与可再生能源风电机组、光伏装机总容量之比),对各个方案进行评价和比较。同组规划方案中,从场景 1、场景 2 到场景 4,每单位千瓦可再生能源装机容量的年电能损失逐渐下降,场景 4 较场景 2 降低 7%~15%,较场景 1 降低 11%~21%;场景 3 每单位千瓦可再生能源装机容量的年电能损失均小于场景 1,降低 2%~19%,证明 P2GSS 对可再生能源利用具有促进作用;比较场景 2 和场景 3 知,在促进可再生能源集成方面,P2GSS 较蓄电池未表现出明显优势;场景 4 每单位千瓦可再生能源装机容量的年电能损失,除在 C 组中较场景 3 高出 0.7% (8 kW·h)外,在其他组中均较低,最高降低 19%。各场景下每单位千瓦可再生能源装机容量的年电能损失见附录 A 图 A3。综上可知,蓄电池和 P2GSS 对微能源网的可再生能源集成均具有促进作用,而同时采用蓄电池和 P2GSS 进行储能,可使可再生能源集成效果达到最好。

在储能设备的冬/夏季日平均充放电量方面, 4组方案中, 场景4的冬/夏季日平均充放电量, 均比场景2、场景3高; 场景4的冬/夏日平均充放电量之和较场景2和场景3分别高出118%和222% (4组方案平均值), 可知场景4中储能设备在微能源网中发挥的作用更大, 证明蓄电池和P2GSS组合可实现优势互补。不同场景下储能设备的冬/夏季日平均充放电量如附录A图A4所示。

由上述分析可知, P2GSS可在一定程度上促进可再生能源集成, 而同时采用P2GSS和蓄电池两种储能方式, 使两者实现优势互补, 相对于只采用蓄电池或P2GSS来说, 可使微能源网更好地实现可再生能源集成。

4.3.2 不同可再生能源集成程度下规划方案分析

通过上述分析可知, 在前4个场景中, 场景4在全生命周期成本和年CO₂排放量的多目标优化下最具优势, 在提高可再生能源集成、减少电能损失方面的表现也最好。为进一步研究微能源网的可再生能源集成与经济性等因素间关系, 下面对场景4和场景5进行对比分析。

场景4和场景5的目标函数2不同, 分别为式(44)和式(45), 因此需要对场景5下Pareto最优解集的年CO₂排放量按照式(44)进行重新计算, 方可对场景4和场景5进行直接比较。重新计算后, 场景4和场景5的全生命周期成本和年CO₂排放量如图5所示。为对场景4和场景5进行详细分析, 选择3组方案进行对比, 如图6所示。同组方案年CO₂排放量相同或近似相同, 以比较不同场景下全生命周期成本、可再生能源集成等方面差异。

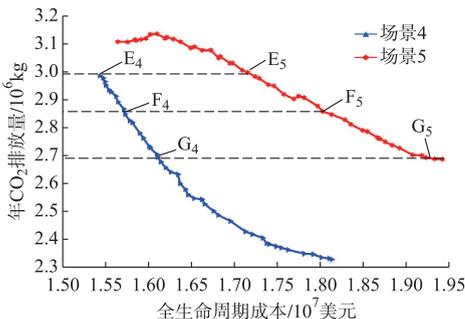


图5 场景4和场景5最优规划方案集的Pareto前沿
Fig.5 Pareto fronts of planning solutions under scenario 4 and scenario 5

三组方案中, 场景5的可再生能源装机容量较场景4高, 平均提高35%, 且场景5的每单位千瓦可再生能源装机容量年电能损失较场景4低, 平均降低79%, 可知在可再生能源集成方面, 场景5较

场景4更好; 场景5的可再生能源装机容量较场景4高, 而场景4的CHP容量较场景5高, 这是由于可再生能源与CHP在电能生产方面具有一定相互替代作用。场景4和场景5所选方案的可再生能源装机容量、CHP容量和每单位千瓦可再生能源装机容量年电能损失见附录A图A5至图A7。

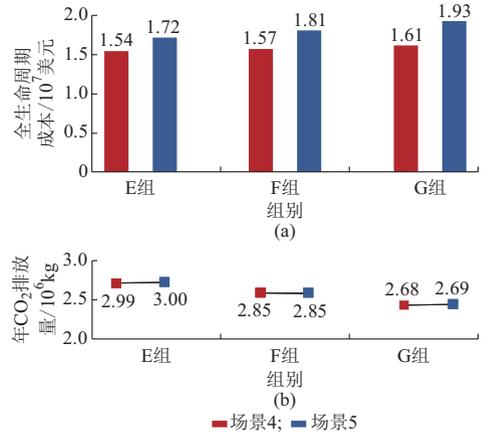


图6 场景4和场景5所选方案的全生命周期成本和年CO₂排放量
Fig.6 Full life cycle costs and annual CO₂ emissions of selected solutions under scenario 4 and scenario 5

在P2GSS配置方面, 三组方案中场景5的电解氢、燃料电池额定功率较场景4高, 分别平均高出132%和168%; 场景5的P2GSS额定等效蓄电容量S_{P2GSS}^{er}较场景4低, 三组方案平均降低12%。由此可见, P2GSS在场景4和场景5中表现出不同的储能特性: 场景4中额定等效蓄电容量较大、额定充/放电功率较小; 场景5额定充/放电功率较大、额定等效蓄电容量较小。这是因为场景5的可再生能源装机容量较大, 且对可再生能源的集成较好, 因此对充放电功率要求较高, 以更好地平抑可再生能源波动、减少弃风/弃光。场景4和场景5所选方案的电解氢额定功率、燃料电池额定功率和P2GSS额定等效蓄电容量(S_{P2GSS}^{er})见附录A图A8至图A10。

如图5所示, 场景4的Pareto前沿位于场景5的左下方, 可知在全生命周期成本和年CO₂排放量方面, 场景4较场景5更具优势。由图6可知, 三组方案中, 场景5的全生命周期成本较场景4明显增高, 平均高出15%。

综上所述, 对本文所提的考虑蓄电池和P2GSS的微能源网来说, 在目标函数年CO₂排放量中考虑电能损失的CO₂排放惩罚, 一方面可显著提高微能源网的可再生能源集成, 另一方面将导致微能源网全生命周期成本的提高, 这是由于可再生能源装机

容量的提高和对 P2GSS 储能特性的要求发生变化。

5 结语

本文分析了电解氢、储气和燃料电池构成的电气转换储能系统(P2GSS)的适用性,构建了包含风电机组、光伏、CHP、P2GSS 和蓄电池的微能源网模型。基于全生命周期法,计算微能源网全生命周期成本,采用具体算例,对 5 种不同场景下微能源网的多目标规划进行研究。结果表明:①在微能源网中同时采用 P2GSS 和蓄电池进行储能,相对于不采用任何储能和只采用蓄电池或 P2GSS 来说,所得 Pareto 最优规划方案在经济成本、CO₂ 排放和可再生能源集成方面均具有明显优势;②对本文所提的同时考虑蓄电池和 P2GSS 进行储能的微能源网多目标规划来说,提高可再生能源集成程度与降低全生命周期成本之间具有一定矛盾。因此,可根据对可再生能源集成程度和经济成本的不同要求,选择不同目标函数进行微能源网规划。后续工作中,将进一步构建 P2GSS 模型,基于可再生能源集成程度分析,将微能源网的网络架构分析、设备选址和 P2GSS 等设备容量配置相结合,考虑气候、市场条件和需求侧管理等因素,对含 P2GSS 的微能源网规划进行深入研究。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] RIFKIN J. The third industrial revolution[J]. International Study Reference, 2008, 3(7): 26-27.
- [2] 王伟亮,王丹,贾宏杰,等.能源互联网背景下的典型区域综合能源系统稳态分析研究综述[J].中国电机工程学报,2016,36(12):3292-3305.
WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Review of steady-state analysis of typical regional integrated energy system under the background of energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(12): 3292-3305.
- [3] 马腾飞,吴俊勇,郝亮亮.含冷热电三联供的微能源网能量流计算及综合仿真[J].电力系统自动化,2016,40(23):22-27.DOI: 10.7500/AEPS20160426005.
MA Tengfei, WU Junyong, HAO Liangliang. Energy flow calculation and integrated simulation of micro-energy grid with combined cooling, heating and power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(23): 22-27. DOI: 10.7500/AEPS20160426005.
- [4] 田世明,栾文鹏,张东霞,等.能源互联网技术形态与关键技术[J].中国电机工程学报,2015,35(14):3482-3494.
TIAN Shiming, LUAN Wenpeng, ZHANG Dongxia, et al. Technical forms and key technologies on energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3482-3494.
- [5] 张晓晖,陈钟硕.热电冷联产系统的能耗特性[J].中国电机工程学报,2007,27(5):93-98.
ZHANG Xiaohui, CHEN Zhongxin. Energy consumption performance of combined heat cooling and power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(5): 93-98.
- [6] 吴聪,唐巍,白牧可,等.基于能源路由器的用户侧能源互联网规划[J].电力系统自动化,2017,41(4):20-28.DOI: 10.7500/AEPS20160802010.
WU Cong, TANG Wei, BAI Muke, et al. Energy router based planning of Energy Internet at user side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(4): 20-28. DOI: 10.7500/AEPS20160802010.
- [7] 荆有印,白鹤,张建良.太阳能冷热电联供系统的多目标优化设计与运行策略分析[J].中国电机工程学报,2012,32(20):82-87.
JING Youyin, BAI He, ZHANG Jianliang. Multi-objective optimization design and operation strategy analysis of a solar combined cooling heating and power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(20): 82-87.
- [8] YOUSEFI H, GHODUSINEJAD M H, KASAEIAN A. Multi-objective optimal component sizing of a hybrid ICE + PV/T driven CCHP microgrid[J]. Applied Thermal Engineering, 2017, 122: 126-138.
- [9] 吴红斌,王东旭,刘星月.太阳能冷热电联供系统的策略评估和优化配置[J].电力系统自动化,2015,39(21):46-51.DOI: 10.7500/AEPS20150328003.
WU Hongbin, WANG Dongxu, LIU Xingyue. Strategies evaluation and optimal allocation of combined cooling heating and power system with solar[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 46-51. DOI: 10.7500/AEPS20150328003.
- [10] REN H, GAO W. A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems[J]. Applied Energy, 2010, 87(3): 1001-1014.
- [11] WANG J, JING Y, ZHANG C. Optimization of capacity and operation for CCHP system by genetic algorithm[J]. Applied Energy, 2010, 87(4): 1325-1335.
- [12] WANG J, ZHAI Z, JING Y, et al. Particle swarm optimization for redundant building cooling heating and power system[J]. Applied Energy, 2010, 87(12): 3668-3679.
- [13] MAN W, WANG J, PAN Z, et al. Multi-objective optimization of a combined cooling, heating and power system driven by solar energy[J]. Energy Conversion & Management, 2015, 89(89): 289-297.
- [14] 胡荣,马杰,李振坤,等.分布式冷热电联供系统优化配置与适用性分析[J].电网技术,2017,41(2):418-425.
HU Rong, MA Jie, LI Zhenkun, et al. Optimal allocation and applicability analysis of distributed combined cooling-heating-power system[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 418-425.
- [15] ABDOLLAHI G, SAYYAADI H. Application of the multi-

- objective optimization and risk analysis for the sizing of a residential small-scale CCHP system[J]. *Energy & Buildings*, 2013, 60(3): 330-344.
- [16] KAVVADIAS K C, MAROULIS Z B. Multi-objective optimization of a trigeneration plant[J]. *Energy Policy*, 2010, 38(2): 945-954.
- [17] 薛小代, 刘彬卉, 汪雨辰, 等. 基于压缩空气储能的社区微能源网设计[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(12): 3306-3313.
XUE Xiaodai, LIU Binhui, WANG Yuchen, et al. Micro energy network design for community based on compressed air energy storage[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(12): 3306-3313.
- [18] 牟树君, 林今, 邢学韬, 等. 高温固体氧化物电解水制氢储能技术及应用展望[J]. *电网技术*, 2017, 41(10): 3385-3391.
MOU Shujun, LIN Jin, XING Xuetao, et al. Technology and application prospect of high-temperature solid oxide electrolysis cell[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(10): 3385-3391.
- [19] QOLIPOUR M, MOSTAFAEIPOUR A, TOUSI O. Techno-economic feasibility of a photovoltaic-wind power plant construction for electric and hydrogen production: a case study [J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2017, 78: 113-123.
- [20] SHARAFI M, ELMEKKAIEY T Y. Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach [J]. *Renewable Energy*, 2014, 68(68): 67-79.
- [21] DONG W, LI Y, XIANG J. Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system based on battery/hydrogen with an improved ant colony optimization[J]. *Energies*, 2016, 9(10): 785.
- [22] BAKELLI Y, ARAB A H, AZOUI B. Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept[J]. *Solar Energy*, 2011, 85(2): 288-294.
- [23] 刘伟佳, 文福拴, 薛禹胜, 等. 电转气技术的成本特征与运营经济性分析[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(24): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20160504013.
LIU Weijia, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Cost characteristics and economic analysis of power-to-gas technology[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(24): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20160504013.
- [24] 陈沼宇, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑 P2G 多源储能型微网日前最优经济调度策略研究[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(11): 3067-3077.
CHEN Zhaoyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Research on optimal day-ahead economic dispatching strategy for microgrid considering P2G and multi-source energy storage system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(11): 3067-3077.
- [25] 王雁凌, 李蓓, 崔航. 天然气分布式能源站综合价值分析[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(1): 136-142. DOI: 10.7500/AEPS20150521003.
WANG Yanling, LI Bei, CUI Hang. Comprehensive value analysis for gas distributed energy station[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(1): 136-142. DOI: 10.7500/AEPS20150521003.
- [26] CAMPANA P, HOLMBERG A, PETERSSON O, et al. An open-source optimization tool for solar home systems: a case study in Namibia [J]. *Energy Conversion & Management*, 2016, 130(15): 106-118.
- [27] 盛万兴, 叶学顺, 刘科研, 等. 基于 NSGA-II 算法的分布式电源与微电网分组优化配置[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(18): 4655-4662.
SHENG Wanxing, YE Xueshun, LIU Keyan, et al. Optimal allocation between distributed generations and microgrid based on NSGA-II algorithm[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(18): 4655-4662.
- [28] HERIS S M K, KHALOOZADEH H. Open and closed-loop multiobjective optimal strategies for HIV therapy using NSGA-II [J]. *IEEE Transactions on Bio-medical Engineering*, 2011, 58(6): 1678-1685.
- [29] PAZOUKI S, HAGHIFAM M, MOSER A. Uncertainty modeling in optimal operation of energy hub in presence of wind, storage and demand response[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2014, 61: 335-345.
- [30] GONZALEZ A, RIBA J R, RIUS A, et al. Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic and wind power system[J]. *Applied Energy*, 2015, 154: 752-762.
- [31] ELBASET A. Design, modeling and control strategy of PV/FC hybrid power system[J]. *Journal of Electrical Systems*, 2011, 7(2): 270-286.
- [32] 张涛, 朱彤, 高乃平, 等. 分布式冷热电能源系统优化设计及多指标综合评价方法的研究[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(14): 3706-3713.
ZHANG Tao, ZHU Tong, GAO Naiping, et al. Optimization design and multi-criteria comprehensive evaluation method of combined cooling heating and power system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(14): 3706-3713.
- [33] ZHOU N, LIU N, ZHANG J, et al. Multi-objective optimal sizing for battery storage of PV-based microgrid with demand response[J]. *Energies*, 2016, 9(8): 591.

刘维康(1991—),男,硕士研究生,主要研究方向:微能源网规划与优化调度。E-mail: liuweikang@tju.edu.cn

王丹(1981—),男,通信作者,博士,副教授,主要研究方向:综合能源电力系统分析、智能用电技术、分布式能源系统与储能等。E-mail: wangdantjuee@tju.edu.cn

余晓丹(1973—),女,博士,副教授,主要研究方向:综合能源系统、电力系统时滞稳定及非线性电路理论等。E-mail: yuxd@tju.edu.cn

(编辑 鲁尔姣)

(下转第 72 页 continued on page 72)

Multi-objective Planning of Micro Energy Network Considering P2G-based Storage System and Renewable Energy Integration

LIU Weikang¹, WANG Dan¹, YU Xiaodan¹, MA Li², XUE Song², WU Zechen²

- (1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China;
2. State Grid Energy Research Institute Company Limited, Beijing 102209, China)

Abstract: The model of P2G-based storage system (P2GSS) consisting of electrolyzer, fuel cell and gas storage is established. Wind turbine, photovoltaic, combined cooling, heating and power (CCHP) system, P2GSS and battery are integrated and modeled in the micro energy network (MEN). The total cost of MEN is calculated based on the whole life cycle evaluation (LCE) method. The multi-objective optimization of key equipment capacity of MEN is carried out in order to minimize the whole life cycle cost and annual CO₂ emissions simultaneously, along with considering the influence of operation strategy. The impact of P2GSS on MEN in cost, CO₂ emission and renewable integration is studied by the comparison of different scenarios.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. SGT YHT/15-JS-191).

Key words: renewable energy integration; micro energy network; multi-objective planning; P2G-based storage system