

考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统 氢储能优化配置

熊宇峰¹, 陈来军², 郑天文³, 司 杨¹, 梅生伟²

(1. 清华大学 电机系 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室, 北京 100084;

2. 青海大学 新能源光伏产业研究中心, 青海 西宁 810016; 3. 清华四川能源互联网研究院, 四川 成都 610213)

摘要:氢储能具有零碳排放、电热气联供等诸多优点,有望成为实现碳中和目标的重要支撑技术。针对工业园区综合能源系统的电热气负荷需求特点以及低碳化发展的总体需要,提出了一种以氢储能作为多种能量形式转换枢纽的低碳园区综合能源系统架构,在分析氢储能单元电热气多能特性的基础上,建立了氢储能多能联储联供模型;进一步地,以投资运行成本以及碳排放为优化目标,提出了园区综合能源系统氢储能单元优化配置模型。基于实际算例分析了清洁能源发电及热电负荷特性、碳减排政策、氢储能投资成本等关键因素对综合成本及碳减排目标的影响,验证了通过配置氢储能降低园区综合能源系统供能成本和碳排放的可行性,并指出了其典型的适用场景。

关键词:低碳;氢储能;园区综合能源系统;优化配置;电热气耦合

中图分类号:TM 715;TK 01;TK 91

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202109016

0 引言

园区综合能源系统 IES(Integrated Energy System)是适应分布式发展、满足工业园区多元用能需求的新型能源系统。在园区 IES 中,配置储能是提升经济性和综合能效^[1-2]的重要手段。但在碳中和的发展要求下,常规储能因能量转化形式单一,在减少燃煤/燃气使用、降低碳排放方面的作用较为有限。相较而言,氢储能作为一类零碳排放、具备多能联储联供能力的新型储能手段^[3],且对燃煤、燃气等传统能源有一定的替代作用^[4-5],有望在构建低碳、绿色的园区 IES 方面发挥更加显著的作用。

目前,关于 IES 中氢储能配置的研究大多集中于满足供能需求或提升经济效益方面,如:文献[6]分析了 IES 配置氢储能在降低供能、制氢成本方面的效益;文献[7]以提高制氢收益为目标,分析了氢储能对清洁能源就地消纳的作用;文献[8]以降低弃风量和总成本为目标,提出了 IES 中氢储能及供应链设备的优化配置模型;文献[9]针对 IES 的能量平衡和运营收益问题,提出了以运营商为主体的氢储能优化配置模型;文献[10]考虑了氢气的化工终端消费,以最小化成本为目标提出了工业园区 IES 的氢储能配置模型。

针对氢储能的碳减排作用方面,部分文献从理论上研究了氢能对燃煤、燃气的替代作用,并评估了碳减排效益。文献[11-12]基于热力学指标分析了天然气混氢的经济和环境效益;文献[13]从管网改造利用的角度评估了氢能对天然气的替代作用。相关研究大多集中于热力、材料、化工等领域,较少涉及 IES 中的储能配置。文献[14]考虑了氢能和天然气的转化,构建了电-热-气-氢 IES;文献[15]构建了含天然气混氢的 IES。上述文献在构建 IES 时初步考虑了氢能对燃气的替代作用,但较少定量分析氢储能对碳减排的影响。

为此,本文针对工业园区 IES 中电热气负荷的需求特点和低碳发展的总体目标,提出了一种配置氢储能的电热气耦合低碳 IES 架构。在分析氢储能单元多能特性的基础上,构建了氢储能单元的多能联储联供模型;进一步地,综合考虑经济和环境效益,建立了园区 IES 的氢储能单元优化配置模型。通过算例分析验证了园区 IES 中氢储能在降低碳排放、提高综合能效等方面的作用,并分析了其典型的适用场景。

1 配置氢储能的低碳园区 IES 架构

本文所提配置氢储能的低碳园区 IES 架构如图 1 所示。配置氢储能的低碳园区 IES 由一类常规的工业园区 IES^[16]扩展而来。此类园区 IES 包含内部电网和天然气管网,与外部电网、气网相连,可购入电能和天然气以供系统消费。同时还配备了本地分布式光伏和风电,由外部电网购电与自身分布式清洁能源发电一同满足本地电负荷。购入的天然气经

收稿日期:2021-03-22;修回日期:2021-07-15

基金项目:国家自然科学基金联合基金资助项目(U1766203);
青海省科技成果转化专项(2020-GX-107)

Project supported by the Joint Research Fund of the National Natural Science Foundation of China(U1766203) and Qinghai Science and Technology Achievements Transformation Project(2020-GX-107)

燃气轮机 GT (Gas Turbine) 以及燃气锅炉 GB (Gas Boiler) 转化为电能和热能以分别满足电、热负荷。

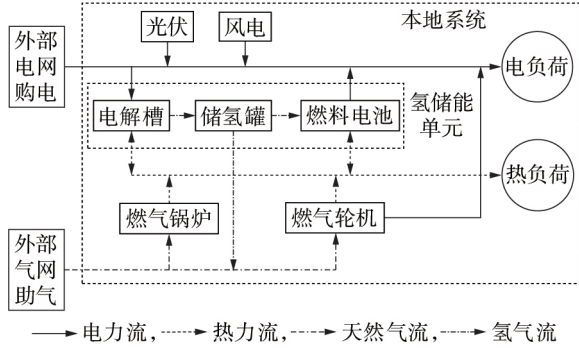


图1 配置氢储能的园区 IES 架构
Fig.1 Framework of park IES with hydrogen energy storage

在常规 IES 的基础上,本文通过配置氢储能单元构建了电热气联储联供的低碳园区 IES。氢储能单元由电解槽、储氢罐、燃料电池三部分组成,其中电解槽、燃料电池分别实现电能向氢能、氢能向电能能量转换,并在工作过程中以热水为工质参与热网循环,满足一定的热负荷需求;储氢罐则用来压缩存储产生的氢气。

氢储能单元的运行模式较灵活,主要存在以下3种运行状态:①电解槽消耗电能将其转换为氢气和热能;②燃料电池消耗氢气实现电热联供;③将储氢罐中的部分氢气混入天然气管网,经燃气设备供应电、热负荷。上述3种运行状态可以自由组合,极大地提升了系统的电热气多能转换能力。

氢储能的引入有望改善园区 IES 内部的供能、用能结构,降低系统的碳排放,促进清洁能源消纳。风、光出力的随机性导致清洁能源通常不能被有效消纳,在系统热负荷需求较高时,需要购入大量的能源以满足本地供能需求,其中尤以天然气居多,这会产生较多的碳排放。氢储能单元具有灵活的运行状态和多能联储联供能力,可有效消纳和转化清洁能源,降低系统的购能(特别是购气)需求,提升系统的环境、经济效益。

2 氢储能单元的多能联储联供模型

2.1 电化学特性分析

在氢储能单元中,电解槽、燃料电池的作用分别为耗电制氢、燃氢发电,二者的氢能-电能转换模型分别如式(1)和式(2)所示^[17]。

$$M_{el}(t) = \eta_{el} P_{el}(t) \quad (1)$$

$$P_{fc}(t) = \eta_{fc} M_{fc}(t) \quad (2)$$

式中: $P_{el}(t)$ 、 $M_{el}(t)$ 分别为 t 时段电解槽的用电功率、产氢功率; $P_{fc}(t)$ 、 $M_{fc}(t)$ 分别为 t 时段燃料电池的发电功率、耗氢功率; η_{el} 、 η_{fc} 分别为电解槽耗电制氢、

燃料电池燃氢发电的能量转换效率。为了简化考虑,通常在氢储能单元配置研究中将能量转换效率设置为常数^[9]。

为了便于说明和分析,将氢储能单元的电、热、氢3类能源形式统一采用功率或能量进行描述。实际氢气的体积或质量可根据氢能的能量或功率并结合氢气的热值等常数进行换算得到(一个标准大气压下且温度为 0°C 时, 1 m^3 氢气的能量约为 $2.95\text{ kW}\cdot\text{h}$)。

2.2 热力学特性分析

电解槽、燃料电池的基本热力学方程分别如下:

$$C_{el} \frac{dT_{el}(t)}{dt} = P_{el}(t) - M_{el}(t) - \frac{T_{el}(t) - T_a(t)}{R_{el}} - H_{el}(t) \quad (3)$$

$$C_{fc} \frac{dT_{fc}(t)}{dt} = M_{fc}(t) - P_{fc}(t) - \frac{T_{fc}(t) - T_a(t)}{R_{fc}} - H_{fc}(t) \quad (4)$$

式中: $T_{el}(t)$ 为 t 时段电解槽的工作温度,即电解质温度(单位为 $^\circ\text{C}$); C_{el} 、 R_{el} 分别为电解槽的热容(单位为 $\text{kW}\cdot\text{h}/^\circ\text{C}$)、热阻(单位为 $^\circ\text{C}/\text{kW}$); $T_{fc}(t)$ 为 t 时段燃料电池的工作温度(单位为 $^\circ\text{C}$); C_{fc} 、 R_{fc} 分别为燃料电池的热容(单位为 $\text{kW}\cdot\text{h}/^\circ\text{C}$)、热阻(单位为 $^\circ\text{C}/\text{kW}$); $T_a(t)$ 为环境温度(单位为 $^\circ\text{C}$); $H_{el}(t)$ 、 $H_{fc}(t)$ 分别为 t 时段电解槽、燃料电池的冷却循环水吸热功率(单位为 kW)。

以电解槽为例,式(3)的等号左侧为电解槽的电解质吸热功率,等号右侧各项分别为用电功率、产氢功率、环境热损失功率、冷却循环水吸热功率。园区 IES 的热网工质主要为热水,而电解槽、燃料电池的冷却循环水通过换热器传递热能,以热水的形式参与到园区 IES 的热网循环中,则冷却循环水吸热功率 $H_{el}(t)$ 、 $H_{fc}(t)$ 分别为 t 时段电解槽、燃料电池的对外供热功率。根据文献[18],可采用适当的方式控制冷却循环水的吸热、放热功率,从而控制电解质的温度,进而在一定程度上起到储存热能的效果。

2.3 多能联储联供模型

氢储能单元主要存在以下2类储能形式:①电能转化为氢能,以压缩气体形式存储于储氢罐;②热能以电解质内能的形式存储于电解槽、燃料电池。

本文借鉴传统的蓄电池、储热罐等储能设备荷电状态 SOC (State Of Charge) 的概念定义氢储能单元的 SOC。由于氢储能单元具备2种储能形式,有必要建立储氢 SOC-储热 SOC 的双 SOC 模型,如式(5)和式(6)所示。

$$\begin{cases} M^{\text{SOC}}(t) = M_{\text{hst}}(t)/Q_{\text{hst}} \\ \dot{M}^{\text{SOC}}(t) = \eta_{\text{ch}}^{\text{H}_2} \frac{M_{\text{el}}(t)}{Q_{\text{hst}}} - \frac{1}{\eta_{\text{dis}}^{\text{H}_2}} \frac{M_{\text{fc}}(t) + M_{\text{H2G}}(t)}{Q_{\text{hst}}} \end{cases} \quad (5)$$

$$H^{\text{SOC}}(t) = \frac{C_{el}(T_{el}(t) - T^{\min}) + C_{fc}(T_{fc}(t) - T^{\min})}{(C_{el} + C_{fc})(T^{\max} - T^{\min})} \quad (6)$$

式中: $M^{\text{SOC}}(t)$ 、 $\dot{M}^{\text{SOC}}(t)$ 分别为 t 时段的储氢 SOC(无量纲)及其变化率; $M_{\text{hst}}(t)$ 、 Q_{hst} 分别为储氢罐在 t 时段的实时储氢量、配置的储氢量(单位为 $\text{kW}\cdot\text{h}$); $M_{\text{H2G}}(t)$ 为 t 时段天然气管网的混氢功率(单位为 kW , 考虑到天然气管网的安全性以及终端燃具的燃烧性能, 仅有少量氢气可以混入天然气, 混氢天然气经 2 类燃气设备直接利用可以转化为电能和热能); $\eta_{\text{ch}}^{\text{H}_2}$ 、 $\eta_{\text{dis}}^{\text{H}_2}$ 分别为储氢、放氢环节的效率; $H^{\text{SOC}}(t)$ 为 t 时段的储热 SOC(无量纲); $(C_{\text{el}} + C_{\text{fc}})(T^{\text{max}} - T^{\text{min}})$ 为电解质的最大可储热能量, T^{max} 、 T^{min} 分别为电解槽/燃料电池电解质的温度上、下限(单位为 $^{\circ}\text{C}$)。可将式(3)和式(4)代入式(6)求得 $H^{\text{SOC}}(t)$ 的变化率 $\dot{H}^{\text{SOC}}(t)$, 本文不再列写。

式(1)~(4)描述了氢储能单元的电热双向供能特性; 式(5)和式(6)分别定义了氢储能单元中氢、热 2 种储存介质的储能状态, 即储能特性。电、热、氢功率以及氢、热的储能状态通过 2 类储能 SOC 的变化率表达式(即 $\dot{M}^{\text{SOC}}(t)$ 、 $\dot{H}^{\text{SOC}}(t)$)而相互联系。式(1)~(6)实现了电热供能特性和氢热储能特性的结合, 构成了氢储能单元的多能联储联供模型, 可有效、全面地分析储能、供能情况。

3 IES 中氢储能的优化配置模型

3.1 目标函数

IES 中氢储能的优化配置以年投资运行总成本 C_{cost} 最低为目标函数, 如式(7)所示。

$$\min C_{\text{cost}} = C^{\text{estr}} + C^{\text{buy}} + C^{\text{carbon}} + C^{\text{pns}} \quad (7)$$

$$C^{\text{estr}} = \frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} (\xi_{\text{el}} Q_{\text{el}} + \xi_{\text{fc}} Q_{\text{fc}} + \xi_{\text{hst}} Q_{\text{hst}}) \quad (8)$$

$$C^{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{year}}} (c^{\text{e}}(t) P_{\text{in}}(t) + c^{\text{g}}(t) G_{\text{in}}(t)) \Delta t \quad (9)$$

$$C^{\text{carbon}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{year}}} (\alpha^{\text{e}} P_{\text{in}}(t) + \alpha^{\text{g}} G_{\text{in}}(t)) \Delta t \quad (10)$$

$$C^{\text{pns}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{year}}} (\beta^{\text{e}}(t) P_{\text{ls}}(t) + \beta^{\text{h}}(t) H_{\text{ls}}(t) + \gamma^{\text{ct}} P_{\text{ct}}(t)) \Delta t \quad (11)$$

式中: C^{estr} 、 C^{buy} 、 C^{carbon} 、 C^{pns} 分别为年化投资成本、购能成本、碳排放折算成本、运行惩罚成本; r 、 m 分别为利率、使用寿命; ξ_{el} 、 ξ_{fc} 、 ξ_{hst} 分别为电解槽、燃料电池、储氢罐的单位容量投资成本; Q_{el} 、 Q_{fc} 分别为电解槽、燃料电池的配置容量; $c^{\text{e}}(t)$ 、 $c^{\text{g}}(t)$ 分别为 t 时段的电价、气价; $P_{\text{in}}(t)$ 、 $G_{\text{in}}(t)$ 分别为 t 时段的购电功率、购气体积速率; Δt 为单位时段时长, 本文为 1h ; T_{year} 为全年内的时段数量; α^{e} 、 α^{g} 分别为单位电能、单位体积天然气的碳排放折算成本, 由碳排放价格(单位质量 CO_2 的折算成本)和碳排放因子(单位用能排放 CO_2 的质量)相乘求得; $P_{\text{ls}}(t)$ 、 $H_{\text{ls}}(t)$ 、 $P_{\text{ct}}(t)$ 分别为 t 时段的失电负荷、失热负荷、弃风弃光功率; $\beta^{\text{e}}(t)$ 、

$\beta^{\text{h}}(t)$ 分别为 t 时段的失电、失热负荷惩罚单价, 可参考实时电价制定; γ^{ct} 为弃风弃光惩罚系数。

3.2 约束条件

1) 能量平衡约束。

(1) 电能平衡约束为:

$$P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{wd}}(t) - P_{\text{ct}}(t) + P_{\text{in}}(t) + P_{\text{GT}}(t) = P_{\text{ld}}(t) - P_{\text{ls}}(t) + P_{\text{el}}(t) - P_{\text{fc}}(t) \quad (12)$$

式中: $P_{\text{pv}}(t)$ 、 $P_{\text{wd}}(t)$ 分别为 t 时段的光伏、风电功率; $P_{\text{ld}}(t)$ 为 t 时段的电负荷; $P_{\text{GT}}(t)$ 为 t 时段燃气轮机的发电功率。

(2) 热能平衡约束。在 IES 中, 由燃气设备(燃气轮机、燃气锅炉)和氢储能单元(电解槽、燃料电池)供应本地热负荷, 即满足:

$$H_{\text{GT}}(t) + H_{\text{GB}}(t) + H_{\text{fc}}(t) + H_{\text{el}}(t) = H_{\text{ld}}(t) - H_{\text{ls}}(t) \quad (13)$$

式中: $H_{\text{GT}}(t)$ 、 $H_{\text{GB}}(t)$ 分别为 t 时段燃气轮机、燃气锅炉的产热功率; $H_{\text{ld}}(t)$ 为 t 时段的热负荷。

(3) 气体能量平衡约束如式(14)所示, 由外购天然气及混入管网的氢气为 2 类燃气设备提供燃气。

$$G_{\text{in}}(t) L^{\text{gas}} + M_{\text{H2G}}(t) = M_{\text{GT}}(t) + M_{\text{GB}}(t) \quad (14)$$

式中: L^{gas} 为天然气热值(单位为 $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$); $M_{\text{GT}}(t)$ 、 $M_{\text{GB}}(t)$ 分别为 t 时段燃气轮机、燃气锅炉的用气量(按天然气热值折算为功率)。

2) 系统设备的运行约束。

(1) 燃气设备的运行约束。系统的燃气设备包括燃气轮机、燃气锅炉, 前者可实现电热联供, 其能量转换约束见式(15)和式(16), 发电功率上下限约束见式(17); 后者则专用于燃气供热, 其能量转换约束见式(18), 产热功率上下限约束见式(19)。

$$P_{\text{GT}}(t) = \eta_{\text{GT}}^{\text{e}} M_{\text{GT}}(t) \quad (15)$$

$$H_{\text{GT}}(t) = (1 - \eta_{\text{GT}}^{\text{e}}) \eta_{\text{GT}}^{\text{h}} M_{\text{GT}}(t) \quad (16)$$

$$0 \leq P_{\text{GT}}(t) \leq P_{\text{GT}}^{\text{max}} \quad (17)$$

$$H_{\text{GB}}(t) = \eta_{\text{GB}}^{\text{h}} M_{\text{GB}}(t) \quad (18)$$

$$0 \leq H_{\text{GB}}(t) \leq H_{\text{GB}}^{\text{max}} \quad (19)$$

式中: $\eta_{\text{GT}}^{\text{e}}$ 、 $\eta_{\text{GT}}^{\text{h}}$ 分别为燃气轮机的发电效率、余热利用效率; $\eta_{\text{GB}}^{\text{h}}$ 为燃气锅炉的产热效率; $P_{\text{GT}}^{\text{max}}$ 、 $H_{\text{GB}}^{\text{max}}$ 分别为燃气轮机的最大发电功率、燃气锅炉的最大产热功率。

(2) 氢储能单元的运行约束。电解槽、燃料电池的功率上下限约束分别见式(20)和式(21), 储氢 SOC、储热 SOC 的上下限约束分别见式(22)和式(23)。

$$0 \leq P_{\text{el}}(t) \leq Q_{\text{el}} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{\text{fc}}(t) \leq Q_{\text{fc}} \quad (21)$$

$$M_{\text{min}}^{\text{SOC}} \leq M^{\text{SOC}}(t) \leq M_{\text{max}}^{\text{SOC}} \quad (22)$$

$$H_{\text{min}}^{\text{SOC}} \leq H^{\text{SOC}}(t) \leq H_{\text{max}}^{\text{SOC}} \quad (23)$$

式中: $M_{\text{min}}^{\text{SOC}}$ 、 $M_{\text{max}}^{\text{SOC}}$ 和 $H_{\text{min}}^{\text{SOC}}$ 、 $H_{\text{max}}^{\text{SOC}}$ 分别为储氢 SOC 和储热 SOC 的最小值、最大值。

在配置过程中一般还需要保证SOC在日调度周期的始、末值不变,如式(24)和式(25)所示。

$$M^{\text{SOC}}(0) = M^{\text{SOC}}(T) \quad (24)$$

$$H^{\text{SOC}}(0) = H^{\text{SOC}}(T) \quad (25)$$

式中: T 为日调度周期的时段数量。

3) 系统管网约束。

考虑到实际能量网络的物理约束,外部电网购电量、外部气网购气量均应保持在一定的范围内,即需满足:

$$0 \leq P_{\text{in}}(t) \leq P_{\text{in}}^{\text{max}} \quad (26)$$

$$0 \leq G_{\text{in}}(t) \leq G_{\text{in}}^{\text{max}} \quad (27)$$

式中: $P_{\text{in}}^{\text{max}}$ 、 $G_{\text{in}}^{\text{max}}$ 分别为外部电网的最大购电功率、外部气网的最大购气体积速率。

另外,考虑到天然气管网的安全性及终端燃具的燃烧性能,天然气中的混氢体积应保持在一定的范围内,即需满足^[10]:

$$0 \leq \frac{M_{\text{H}_2\text{G}}(t)}{L^{\text{H}_2}} \leq \lambda^{\text{H}_2\text{G}} \left(G_{\text{in}}(t) + \frac{M_{\text{H}_2\text{G}}(t)}{L^{\text{H}_2}} \right) \quad (28)$$

式中: L^{H_2} 为氢气热值; $\lambda^{\text{H}_2\text{G}}$ 为最大混氢比例。

4) 其他运行约束。

失电负荷、失热负荷、弃风弃光均需控制在一定的范围内,即需满足:

$$0 \leq P_{\text{ls}}(t) \leq \lambda^{\text{e}} P_{\text{ld}}(t) \quad (29)$$

$$0 \leq H_{\text{ls}}(t) \leq \lambda^{\text{h}} H_{\text{ld}}(t) \quad (30)$$

$$0 \leq P_{\text{ct}}(t) \leq \lambda^{\text{ct}} (P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{wd}}(t)) \quad (31)$$

式中: λ^{e} 、 λ^{h} 、 λ^{ct} 分别为最大失电负荷、失热负荷、弃风弃光比例。

以式(7)~(11)为目标函数,以式(1)~(6)、(12)~(31)为约束条件,建立园区IES中氢储能优化配置的混合整数线性规划模型,并基于MATLAB平台调用CPLEX商业求解器进行求解。

4 算例分析

4.1 算例参数

本文选取某园区IES^[16]为研究对象,基本参数见附录A表A1。外部电网购电和外部气网购气的价格见文献[18]。最大失电、失热负荷比例均为5%,失负荷惩罚单价为实时电价的10倍;最大弃风弃光比例为10%,弃风弃光惩罚系数为0.2元/(kW·h)。最大混氢比例为20%^[16]。碳排放价格为250元/t,电能碳排放因子为40 kg/(MW·h),天然气碳排放因子则按CH₄的数据计算^[11]。电解槽和燃料电池的热容、热阻参数见文献[18]。

选取该园区全年的风电、光伏、电负荷、热负荷数据作为基准,以1a为周期进行氢储能优化配置,分析了4个季节的多个典型日场景,其中某一典型日的功率曲线见附录A图A1。该园区春、秋季的电

负荷和热负荷适中,夏季的电负荷高而热负荷低,冬季的热负荷高而电负荷低。园区的清洁能源以风电为主、光伏为辅,冬季的清洁能源充足,春秋次之,夏季有所匮乏。图A1中4个典型日的清洁能源渗透率(清洁能源总出力与总电负荷量之比)分别为68%、44%、79%、105%,热电负荷比例(总热负荷与总电负荷之比)分别为76%、19%、76%、176%。

为了评估配置氢储能的经济和环境效益,在常规IES的基础上^[16],进行氢储能单元、常规储能(蓄电池+储热罐)的优化配置对比分析。其中,2类储能的基本参数见附录A表A2。

4.2 优化配置结果分析

经计算,该园区IES的常规储能最优配置结果为:蓄电池的配置容量、功率分别为98.9 kW·h、11.39 kW,储热罐的配置容量为270.51 kW·h。氢储能最优配置结果为:电解槽、燃料电池的配置功率分别为65.86、15.11 kW,储氢罐的配置容量为237.47 kW·h。最优配置下的各项成本如表1所示。

表1 最优配置下的各项成本

Table 1 Cost under optimal configuration

单位:万元

配置储能类型	C^{cstr}	C^{buy}	C^{carbon}	C^{pns}	C^{cost}
常规储能	1.11	27.76	4.44	0.56	33.87
氢储能	1.58	26.74	4.07	0.01	32.40

由上述结果可知,相比于常规储能,氢储能在减少系统购能量和碳排放量方面的表现更加突出。园区IES中主要碳排放来源是购入的燃气,氢储能通过减少燃气购入量从而降低了购能成本(减少了3.7%)和碳排放折算成本(减少了8.3%),在减少弃风弃光方面也有一定的优势。由于系统的清洁能源富足,配置2类储能时均未出现失负荷现象。

配置常规储能和氢储能时各季节单个典型日的总体电、热平衡结果如图2所示,图中单个季节下的左、右2个条形分别对应配置氢储能(燃料电池+电解槽+储氢罐)、常规储能(蓄电池+储热罐)。

由图2(a)可知,在清洁能源最充裕的冬季,氢储能通过制造大量的氢气,将富余的清洁能源转化为氢气进行存储,并在制氢、燃氢的过程中提供大量的热能以满足热负荷;而常规储能中的蓄电池总体上充放电平衡,缺乏多能转化能力,因此仍存在一定的弃风弃光功率。而在清洁能源较匮乏的夏季,氢储能基本处于不工作状态,在减少购能量方面也无优势。在春秋季,氢储能在谷时的耗电量、在峰时的供电量均高于常规储能中的蓄电池,尽管供电转化效率不高,需要更多的燃气轮机出力,但一部分富足的清洁能源得以转化为氢能、热能等其他形式,减少了燃气锅炉的购气供热需求,进而减少了碳排放量。

由图2(b)可知,氢储能得益于其多能联储联供

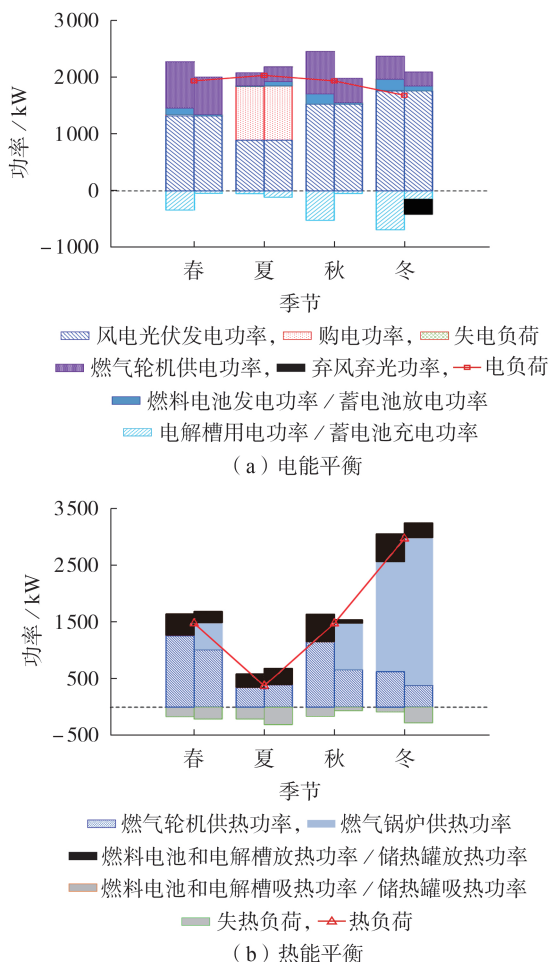


图2 IES的电、热能平衡结果

Fig.2 Electrical and thermal energy balance results of IES

能力,对外提供一定的净热负荷。在春、夏、秋3个季节,无需燃气锅炉工作,仅由氢储能和电热联供的燃气轮机协同工作就能满足系统的负荷需求,这3个季节的购气量平均降低了6.3%。冬季由于热负荷较高,配置常规储能、氢储能时均出现了燃气锅炉大功率工作的情形,但氢储能对外提供了14%的热负荷,从而降低了12.7%的购气量,显著降低了购能成本与碳排放量;夏季的总体热负荷较低,配置氢储能与常规储能并无明显差异。

4.3 典型场景分析

为了进一步分析氢储能的工作特性,以氢储能发挥优势最为明显的冬季典型日为例,其储氢SOC、储热SOC特性曲线及功率变化曲线如图3所示。

由图3(a)可知,储热SOC的变化基本与热负荷相关,主要有3个下降时段:①在00:00—03:00时段下降主要是因为风电出力较多,超过电负荷需求,氢储能及时将风电转化为热能以供应一部分热负荷;②在08:00—12:00时段下降是因为热负荷增长迅速,此时风电和光伏均处于较高出力水平,氢储能合理转化清洁能源供应短时段热负荷高峰;③在

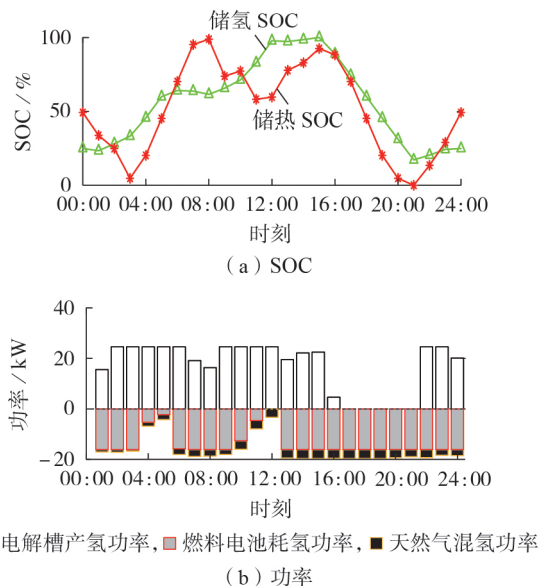


图3 冬季典型日氢储能的特性曲线

Fig.3 Characteristic curves of hydrogen energy storage in winter typical day

15:00—21:00时段下降是因为,该时段为第二个热负荷高峰时段,且持续时间较长,氢储能此时深度放热供应热负荷高峰需求。在其余时段热负荷相对较低,氢储能主要处于吸热存储状态。储氢SOC的变化则与清洁能源出力高度相关,00:00—05:00、08:00—12:00分别为风电、光伏出力较高时段,此时清洁能源出力高于电负荷需求,氢储能大量制氢进行存储,储氢SOC快速上升,且这2个时段也是供热的主要时段;15:00—21:00则为用电高峰时段,此时清洁能源出力显著低于电负荷需求,氢储能开始燃氢发电,储氢SOC快速下降,直至22:00左右,电负荷下降,风电出力上升,储氢SOC逐渐回升。

由图3(b)知,不同于常规储能的充放互斥现象,电解槽产氢、燃料电池耗氢及天然气管网混氢这3种方式可灵活配合,在01:00—06:00、09:00—12:00等时段,氢储能利用富足的风电、光伏大量制氢进行存储,且少量地利用燃料电池供应一部分的电、热负荷;在13:00—24:00时段则集中利用燃料电池,满足电、热负荷高峰需求。天然气管网混氢则集中于07:00—20:00时段,涵盖了主要的用电、用热高峰时段,削减了一部分购气供能需求,进而减少了碳排放量。

综上所述,氢储能在清洁能源富足、热负荷需求高的场景下发挥其多能联储联供的优势,通过多能耦合实现富足清洁能源的及时转化和存储,通过高效的多能联储联供、天然气混氢等方式,降低系统峰时段的购气需求,从而有效降低了系统的碳排放量。

4.4 关键影响因素分析

4.4.1 清洁能源发电及热电负荷特性影响分析

园区的清洁能源发电及负荷特性对氢储能在园

区IES中降低碳排放的效果有重要的影响。为了进一步验证配置氢储能的低碳优势,在4.2节算例的基础上,考虑以下3种场景:①场景1,热电负荷比例低,清洁能源发电不足,且全年一半时间的清洁能源、负荷特性见附录A图A1(b);②场景2,热电负荷比例适中,清洁能源发电较充足,全年的整体清洁能源、负荷特性见附录A图A1(a)、(c);③场景3,热电负荷比例高,清洁能源发电充足,且全年一半时间的清洁能源、负荷特性见附录A图A1(d)。场景1—3的全年平均清洁能源渗透率分别为61%、73%、85%,全年平均热电负荷比例分别为55%、79%、116%。场景1—3的优化配置结果如表2所示。

表2 场景1—3的优化配置结果

Table 2 Optimal configuration results of Scenario 1, 2 and 3

场景	配置常规储能成本/万元					配置氢储能成本/万元				
	C_{estr}^{cstr}	C_{buy}^{cstr}	C_{carbon}^{cstr}	C_{pns}^{cstr}	C_{cost}^{cstr}	C_{estr}^{hstr}	C_{buy}^{hstr}	C_{carbon}^{hstr}	C_{pns}^{hstr}	C_{cost}^{hstr}
1	2.12	26.35	3.31	0.12	31.90	1.40	27.60	3.07	0	32.07
2	0.45	24.63	4.40	0.37	29.85	1.32	23.60	4.10	0.01	29.03
3	2.35	28.14	4.79	0.45	35.73	1.79	26.88	4.36	0.01	33.04

由表2可知,由于场景1全年大多数时间热电负荷比例低,清洁能源匮乏,氢储能缺乏能量转化来源,在谷时低价购电制氢,在峰时供电、供热,减少了峰时的购气需求,虽然碳排放有所降低,但购能成本相对增加了5%,综合效益反而不如常规储能。由于场景2的全年清洁能源较充足且热电负荷比例适中,氢储能有一定的能力消纳和转化清洁能源,对燃气形成了良好的替代,相较于配置常规储能,配置氢储能的购能成本、碳排放折算成本分别下降了4.2%、6.8%,但受制于较高的投资成本,配置氢储能的年投资运行总成本仅稍有减少(2.7%)。由于场景3全年大多数时间清洁能源充裕,热电负荷比例高,配置氢储能时能充分发挥其多能联储联供能力,消纳清洁能源同时供应部分热能,减少了系统的购气量;而配置常规储能时,由于缺乏多能转化能力,清洁能源消纳不足,需配置大容量的储能才能满足消纳要求,综合效益较差。场景3下,相较于配置常规储能,配置氢储能的购能成本、碳排放折算成本和年投资运行总成本分别减少了4.5%、9.8%、7.5%。

可见,在清洁能源资源丰富、热电负荷比例较高的场景下,氢储能具有良好的经济和环境效益。当清洁能源出力一般且热电负荷相当时,氢储能的环境效益更佳,但经济效益不够明显。

4.4.2 碳排放价格影响分析

碳排放价格直接影响目标函数中环境效益与经济效益的比重,对最优配置结果以及总碳排放量有直接影响。考虑到我国碳交易尚处于初步发展阶段,碳排放权交易价格显著低于碳排放成本^[19],不能

合理地反映环境效益,故本文中的碳排放价格选用实际的碳排放成本,而非碳排放权交易价格。根据文献[19],现阶段的碳减排成本约为300元/t,而考虑到价格理论,合适的碳减排成本未来应该达到2000元/t。不同碳排放价格下的碳排放量和储能配置结果分别如图4和图5所示。

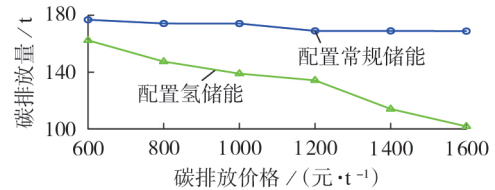
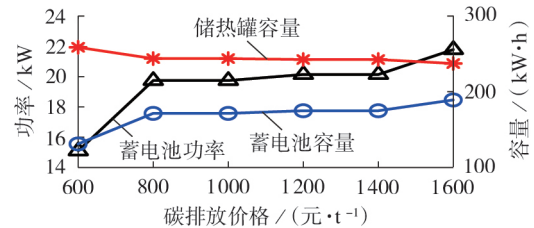
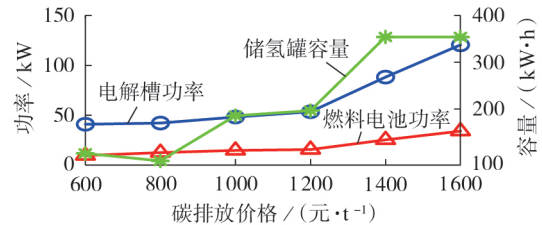


图4 不同碳排放价格下的碳排放量

Fig.4 Carbon emission under different carbon emission prices



(a) 配置常规储能



(b) 配置氢储能

图5 不同碳排放价格下的储能配置结果

Fig.5 Configuration results of energy storage under different carbon emission prices

由图4可知,在含高比例清洁能源的园区IES中配置氢储能,碳排放量随着碳排放价格的上升而逐渐减少;而配置常规储能时,碳排放量在碳排放价格为1200元/t之前有小幅下降,之后趋于平稳。常规储能本身不具备能量转换和替代能力,即使有政策驱动,其对系统供能结构的改善作用也较有限,仅能小幅度降低系统的碳排放量。因此,系统不会显著扩大常规储能的配置容量,如图5(a)所示,常规储能中蓄电池的配置容量在较大的碳排放价格区间内无明显变化。氢能自身无碳排放,且氢储能单元具有多能联储联供能力,因此在政策的有效刺激下,氢储能在原有供能、储能系统中的比重和作用不断提升,从而进一步降低了系统对高碳排能源的需求。由图5(b)可知,氢储能中电解槽、燃料电池、储氢罐的配置功率/容量均随碳排放价格的上升而显著增大,系统倾向于扩大配置容量以获取更高的碳减排效益。

目前,国外的碳排放价格约为250元/t^[11],考虑到当前我国提出了2060年实现碳中和的承诺,且预计未来会施行更加积极的碳减排政策。因此,从长远角度而言,氢储能在降低碳排放量方面会有更加广阔的应用前景。

4.4.3 氢储能投资成本影响分析

储能单元的投资成本对其在IES中的最优配置及经济、环境效益有直接的影响。针对氢储能单元中各类设备(特别是电解槽和燃料电池)的研究和应用还处于初步阶段,其投资成本在未来有较大的下降空间。基于4.4.2节对碳排放价格的影响分析,假设未来的碳排放价格为1200元/t,此时年投资运行总成本、年碳排放量随氢储能投资成本下降幅度的关系曲线如图6所示。

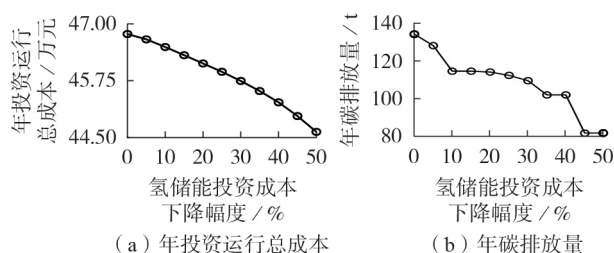


图6 不同氢储能投资成本下的年投资运行总成本和年碳排放量

Fig.6 Total annual investment and operation costs and annual carbon emissions under different investment costs of hydrogen energy storage

由图6(a)可看出,年投资运行总成本随氢储能投资成本的下降基本呈均匀下降趋势。由图6(b)可看出,碳排放量总体也呈下降趋势,但这种下降趋势是阶梯式的。当投资成本下降幅度位于0~10%和40%~45%范围内时,氢储能投资成本下降,扩大配置后碳排放量及购能成本的减少程度多于投资成本的增长程度,IES倾向于扩大氢储能的配置容量,清洁能源得到进一步的消纳和转化,燃气需求和碳排放量迅速下降;而当投资成本下降幅度位于10%~40%范围内时,碳排放效益不足以抵消扩大配置所增大的投资成本,故系统不会显著扩大配置容量,碳排放量无明显变化。因此,碳排放量整体呈现阶梯式的下降趋势。关于各阶段的具体特征,还有待后续更加深入的研究。

5 结论

本文结合氢储能无碳排放、多能联储联供的特性,考虑工业园区IES的电源和负荷需求特点,提出了以氢储能为能量枢纽的低碳园区IES架构,建立了具有双SOC特点的氢储能多能联储联供模型以及园区IES中氢储能单元的优化配置模型。结合实际园区IES的数据进行算例仿真和分析,结果表明:在

清洁能源资源富足、热电负荷比例较高的园区,配置氢储能可以有效提高园区IES的综合能效,降低供能成本和碳排放量,具有重要的经济和环境价值。本文的研究工作可为未来园区IES的低碳化发展提供一定的借鉴,关于其他类型能源系统配置氢储能的低碳效益论证与分析,还有待更加深入的研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 顾伟,陆帅,姚帅,等. 综合能源系统混合时间尺度运行优化[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):203-213.
GU Wei, LU Shuai, YAO Shuai, et al. Hybrid time-scale operation optimization of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):203-213.
- [2] 薛屹洵,郭庆来,孙宏斌,等. 面向多能协同园区的能源综合利用效率指标[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):117-123.
XUE Yixun, GUO Qinglai, SUN Hongbin, et al. Comprehensive energy utilization rate for park-level integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):117-123.
- [3] 尹文良,刘琳,张存山,等. 含制氢储能的混合传动风电系统建模与运行特性分析[J]. 电力自动化设备,2020,40(10):64-70.
YIN Wenliang, LIU Lin, ZHANG Cunshan, et al. Modeling and operation performance analysis of hybrid drive wind power generation system with hydrogen energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(10):64-70.
- [4] 熊文,刘育权,苏万煌,等. 考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置[J]. 电力自动化设备,2019,39(1):118-126.
XIONG Wen, LIU Yuquan, SU Wanhua, et al. Optimal configuration of multi-energy storage in regional integrated energy system considering multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1):118-126.
- [5] DIAO H B, LI P Q. Coordinated and optimized allocation of electrical / thermal / cold energy storage in regional integrated energy system[C]//2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference(APPEEC). Nanjing, China: IEEE, 2020:1-5.
- [6] KRONIGER D, MADLENER R. Hydrogen storage for wind parks: a real options evaluation for an optimal investment in more flexibility[J]. Applied Energy, 2014, 136:931-946.
- [7] 朱俊澎,袁越,吴涵. 考虑移动氢储能和高密度可再生能源的主动配电网优化调度[J]. 电力自动化设备,2020,40(12):42-50.
ZHU Junpeng, YUAN Yue, WU Han. Optimal dispatch of active distribution network considering mobile hydrogen energy storage and high-density renewable energy sources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(12):42-50.
- [8] WANG C T, DING X, GUO C X, et al. Optimal configuration of hydrogen storage system and hydrogen supply chain equipment for regional integrated energy system[C]//2020 IEEE 3rd Student Conference on Electrical Machines and Systems (SCEMS). Jinan, China: IEEE, 2020:976-981.
- [9] 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.
- [10] 袁铁江,李国军,张增强,等. 风电-氢储能与煤化工多能耦合系统设备投资规划优化建模[J]. 电工技术学报,2016,31(14):21-30.
YUAN Tiejiang, LI Guojun, ZHANG Zengqiang, et al. Optimal

- modeling on equipment investment planning of wind power-hydrogen energy storage and coal chemical pluripotent coupling system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(14):21-30.
- [11] WALKER S B, LANEN D V, FOWLER M. Economic and environmental impact of using hydrogen enriched natural gas and renewable natural gas for residential heating[C]//2016 IEEE Smart Energy Grid Engineering(SEGE). Oshawa, Canada: IEEE, 2016:215-220.
- [12] LI J R, OBARA S. Study on hydrogen energy supply system with natural gas pipeline in China[C]//2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). Macao, China: IEEE, 2019:1-4.
- [13] 王玮, 王秋岩, 邓海全, 等. 天然气管道输送混氢天然气的可行性[J]. 天然气工业, 2020, 40(3):130-136.
WANG Wei, WANG Qiuyan, DENG Haiquan, et al. Feasibility analysis on the transportation of hydrogen-natural gas mixtures in natural gas pipelines[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3):130-136.
- [14] 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.
- [15] 滕云, 王泽楠, 金红洋, 等. 用于电网调节能力提升的电热氢多源协调储能系统模型[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(24):7209-7217, 7494.
TENG Yun, WANG Zedi, JIN Hongyang, et al. A model and coordinated optimization for the multi-energy storage system of electricity heat hydrogen to regulation enhancement of power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(24):7209-7217, 7494.
- [16] 蔡国伟, 西禹霏, 杨德友, 等. 基于风-氢的气电热联合系统模型的经济性能分析[J]. 太阳能学报, 2019, 40(5):1465-1471.
CAI Guowei, XI Yufei, YANG Deyou, et al. Economic performance analysis of model of combined gas-heat-power system based on wind-hydrogen[J]. Acta Energetica Sinica, 2019, 40(5):1465-1471.
- [17] 熊宇峰, 司杨, 郑天文, 等. 考虑热电综合利用的光伏储氢独立供能系统容量优化配置[J]. 中国电力, 2020, 53(10):66-73.
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal capacity configuration of solar-hydrogen independent power-supply system considering electricity-heat comprehensive utilization[J]. Electric Power, 2020, 53(10):66-73.
- [18] PAN G S, GU W, LU Y P, 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.
- [19] 吴慧娟, 张智光. 中国碳交易价格低迷的成因:理论模型与实证分析[J]. 管理现代化, 2020, 40(6):75-81.
WU Huijuan, ZHANG Zhiguang. Causes of China's low carbon trading price: theoretical models and empirical analysis[J]. Modernization of Management, 2020, 40(6):75-81.

作者简介:



熊宇峰

熊宇峰(1997—),男,江苏连云港人,硕士研究生,主要研究方向为新能源发电及氢储能技术(E-mail: xiongyf19@mails.tsinghua.edu.cn);

陈来军(1984—),男,湖北天门人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为新能源电力系统与储能技术(E-mail: chenlaijun@qhu.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics

XIONG Yufeng¹, CHEN Laijun², ZHENG Tianwen³, SI Yang¹, MEI Shengwei²

(1. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System and Generation Equipments,

Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. New Energy(Photovoltaic) Industry Research Center, Qinghai University, Xining 810016, China;

3. Sichuan Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Chengdu 610213, China)

Abstract: Hydrogen energy storage has many advantages, such as zero-carbon emission, electricity-heat-gas combined supply, and so on, and is expected to become an important supporting technology to achieve the goal of carbon neutral. According to the electricity-heat-gas load demand characteristics of IES(Integrated Energy System) in the industrial park and the overall need of low-carbon development, the framework of low-carbon park IES with hydrogen energy storage as the conversion hub of various energy forms. Based on the analysis of electricity-heat-gas characteristics of hydrogen energy storage unit, the multi-energy combined storage and supply model of hydrogen energy storage is established. Furthermore, an optimal configuration model of hydrogen energy storage unit in the park IES is proposed with investment and operation cost and carbon emission as its objective. Based on a practical example, the influence of key factors such as the characteristics of clean energy generation and heat-electricity load, carbon emission reduction policy, investment cost of hydrogen energy storage, and so on, on the comprehensive cost and carbon emission reduction goal is analyzed. The feasibility of reducing the energy supply cost and carbon emission of park IES by configuring hydrogen energy storage is verified, and its typical application scenarios are pointed out.

Key words: low-carbon; hydrogen energy storage; park integrated energy system; optimal configuration; electricity-heat-gas coupling

附录 A

表 A1 园区 IES 的基本参数
Table A1 Basic parameters of park IES

参数	取值	参数	取值
燃气轮机容量/kW	500	燃气锅炉产热效率/%	80
燃气锅炉容量/kW	800	供电线路容量/kW	400
燃气轮机发电效率/%	35	供气管道容量/(m ³ ·h ⁻¹)	40
燃气轮机余热回收效率/%	83		

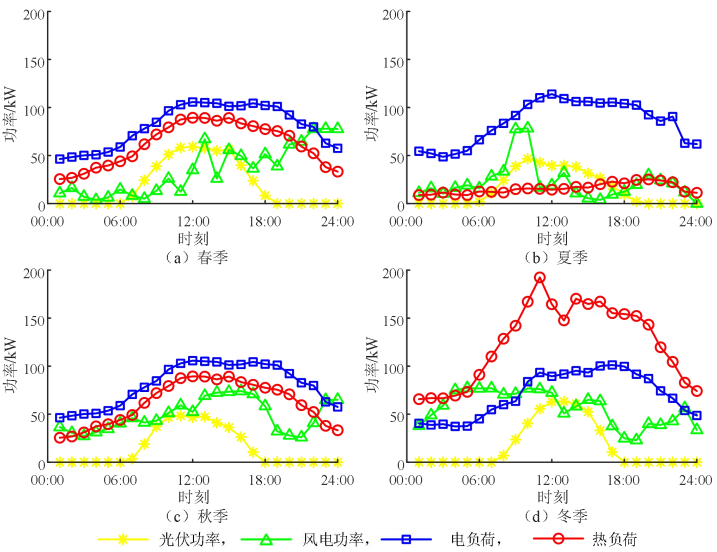


图 A1 典型日各类功率曲线
Fig.A1 Each power curve of typical days

表 A2 储能系统的基本参数
Table A2 Basic parameters of energy storage system

储能类型	参数	取值
氢储能	储氢罐单位成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	1.95
	电解槽单位成本/(元·kW ⁻¹)	2210
	燃料电池单位成本/(元·kW ⁻¹)	4550
	氢能-电能转换效率/%	60
	余热利用效率/%	88
	氢气充放效率/%	98
常规储能	蓄电池单位功率成本/(元·kW ⁻¹)	2700
	蓄电池单位能量成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	640
	蓄电池充放效率/%	80
	储热罐单位能量成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	2.88
	储热罐充放效率/%	95