

含P2G和混合电储能的矿山综合能源系统多目标优化调度

梁喆,李梅,周孟然

(安徽理工大学 电气与信息工程学院,安徽 淮南 232001)

摘要:为了提高分布式光伏消纳能力、优化矿山能源利用效率,提出一种基于电转气(P2G)技术和煤层气发电技术的光-储-气-废弃矿井抽蓄多能耦合矿山综合能源系统(MIES),该系统将弃光电量通过电解水制 CH_4 作为煤层气发电的补充,并采用混合电储能平抑光伏出力波动。在对多能耦合MIES进行分析的基础上,构建矿山电、气、热、冷不同能源转换装置的数学模型,并以总运行成本和弃光电量最小为目标,建立MIES协调优化调度模型。不同运行场景下的调度结果表明,所提模型能实现协调调度,提高弃光电量的消纳,降低总运行成本。对不同储能模式下P2G和混合电储能装置之间互补协调能力的分析结果表明,所提模型能提升系统运行灵活性,实现能源最优经济利用。

关键词:电转气;混合电储能;矿山综合能源系统;优化调度

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202110042

0 引言

煤矿生产过程中会消耗大量能源,除电能外,还会消耗大量热能,如矿工洗浴、洗衣房烘干和采暖等。煤炭开采过程中会伴随产生瓦斯,即煤层气,其主要成分是 CH_4 ,是一种非常规天然气资源^[1]。目前在许多生产矿井利用井下抽采的瓦斯气体发电,供给矿井负荷使用。

在以煤炭为主导地位的能源城市中,随着退产能的进行,出现了大量废弃矿井,矿井地表日照充足,利用废弃矿井工业广场和采煤沉陷区建设分布式光伏PV(PhotoVoltaic)电站^[2]得到了广泛应用。太阳能具有间歇性和随机性的特点,需要配备储能装置才能满足供电可靠性和高水平消纳要求。废弃矿井的利用模式除建设光伏电站外,还有学者提出利用采煤沉陷区及地下巷道建设抽水蓄能电站(简称废弃矿井抽蓄AMPS(Abandoned Mine Pumped Storage))^[3-4]。根据改造规模,AMPS的装机容量可以小于常规抽蓄电站,从而能与分布式光伏发电互补使用。

矿山的煤层气资源和太阳能资源储量丰富,但目前针对矿山煤层气发电和光伏发电建设还存在一些不足:煤层气发电量受限于煤矿井下煤层气抽采量,发电不稳定;部分光伏电站发电过剩,无法就地消纳。

传统消纳富余新能源的方法包括储能^[5]、需求响应^[6]等。随着综合能源系统^[7-8]的提出,针对跨区级、区域级综合能源系统广泛开展了研究,研究的关注点在于将新能源与其他形式能源进行融合,如电转气P2G(Power to Gas)技术,其将电能以气体形式存储,使新能源产生的电力和天然气之间可以形成双向变换^[9]。

关于用户级综合能源系统的研究集中在优化配置^[10-11]、优化调度^[12-13]、系统规划^[14-15]等方面。文献[10]构建由运营商配置氢储能的工业园区综合能源系统基本架构,并对氢储能进行优化配置;文献[11]建立用户侧综合能源系统的通用模型,并建立综合储能优化配置模型,模型以系统寿命周期内等年值总成本最小为目标,决策各种储能的配置容量和功率;文献[12]对存在电、热、冷、气等多种能量并服务于生产生活负荷的工业园区综合能源系统进行建模,结合系统储能特性,提出日前运行优化调度模型;文献[13]构建工厂综合能源系统供能架构,提出一种考虑能量梯级利用的工厂综合能源系统多能协同优化模型,从而对工厂进行用能优化管理,提升经济效益和能源利用率;文献[14]从实际工程应用角度出发,提出用户级综合能源系统规划流程和方法,以提高用户用能效率和用能经济性;文献[15]对综合能源站的数量和位置以及装置容量配置、供能网络布局进行统一规划,基于电、热、冷多能互补特性提出一种园区综合能源站-网双层规划优化模型。

上述研究针对工业用户综合能源系统,大多仅采用单一方式进行电储能,而鲜有应用P2G技术以及由电池储能和抽水蓄能组成的混合电储能。文献[16]在综合考虑抽水蓄能、气电双向转换等技术的基础上,对含风电的气电综合能源系统日前区间优化调度方法开展研究,实现了弃风电量的消纳,但所

收稿日期:2021-05-13;修回日期:2021-09-10

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目(SGAHDK00DJJS1900077);安徽省自然科学基金能源互联网联合基金资助项目(2008085UD06)

Project supported by the Science and Technology Project of Headquarters of State Grid Corporation of China(SGAHDK00DJJS1900077) and the Energy Internet Joint Fund Project of Anhui Provincial Natural Science Foundation(2008085UD06)

提策略的应用场景具有局限性,不适用于安装混合电储能的工业用户综合能源系统。

综上,本文构建含光-储-气-AMPS的多能互补矿山综合能源系统 MIES(Mining area Integrated Energy System)。该系统除蓄电池 BSE(Battery Storage Equipment)外,还加入 P2G 和 AMPS 辅助消纳多余电力并辅助调峰。围绕光伏、P2G、BSE、AMPS 不同能源及储能之间的协调调度问题,本文在对 MIES 元件进行详细建模的基础上,以总运行成本和弃光电量最小为目标函数,考虑 MIES 的运行约束,建立 MIES 运行优化调度模型。对比 3 种不同场景下的总运行成本和光伏消纳能力,讨论 P2G 与混合储能对光伏消纳的影响,分析 MIES 电、热、冷功率的使用情况,并探讨 P2G 对系统运行的影响以及 P2G 与混合电储能之间的相互影响。算例结果表明,本文所建立的优化模型能够有效提高不同能源之间的协调能力以及降低系统运行成本。

1 MIES 建模

1.1 MIES 结构

MIES 由光伏发电、BSE、P2G、AMPS、储气 GS(Gas Storage)装置、冷热电联产 CCHP(Combined Cooling, Heating and Power)机组、电制冷机 EC(Electric Chiller)和燃气锅炉 GB(Gas Boiler)等组成。MIES 涵盖了能源生产、转化、存储和利用的各个环节,在矿山生产用能的过程中可利用上述的部分或全部装置实现多种能源的转换与互补,实现矿山生产区域电力、煤层气、热、冷等多种能量的耦合互联。系统结构如附录 A 图 A1 所示。从图 A1 可见,整个系统包括如下 4 个环节。

1) 能量供应:光伏发电、煤层气发电、配电网是矿山负荷的电力来源,煤层气又是矿山热、冷负荷能量的来源。

2) 能量转换:能量转换装置由 P2G 装置、CCHP 机组、燃气锅炉和电制冷机组成。

3) 能量存储:BSE 和 AMPS 存储电能,储气装置存储 P2G 装置转换的 CH_4 气体。

4) 能量消耗:矿山电、热、冷负荷消耗能量。

1.2 能量转换模型

1.2.1 光伏出力模型

光伏日出力曲线随着环境的影响具有波动性和规律性,为便于工程应用,认为光伏出力仅与光照强度和环境温度有关,由于光伏日出力具有极差大、变化率大、间歇性强的特性,本文建立短时波动特性的光伏出力模型^[17],如式(1)所示。

$$\begin{cases} P_{pv}^t = n P_{pv} P_{pv} \eta_{inv} \eta_{pv} \frac{[1 + \alpha(T^t - T^c)] G_{ir}^t}{G_c} \\ n = N_{pv} n_s n_p \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_{pv}^t 为 t 时刻光伏输出功率; n 为光伏阵列数量; P_{pv} 为光伏发电额定输出功率; η_{inv} 为变流器转换效率; η_{pv} 为光伏电池转换效率; α 为光伏板的功率温度系数,本文取 $0.35\% / ^\circ\text{C}$; T^t 为 t 时刻光伏板的表面温度; T^c 为光伏板的额定温度,本文取 $25\text{ }^\circ\text{C}$; G_{ir}^t 为 t 时刻光伏所在地区的光照度; G_c 为标准条件下辐射强度值,其值为 $1000\text{ W} / \text{m}^2$; N_{pv} 为光伏组件数量; n_s 为组件串联数; n_p 为阵列组件并联数。

1.2.2 能量转换装置

1) P2G 装置。

P2G 利用弃光电量或富余电力电解水制天然气,用于在煤层气发电供气量不足时补充煤层气提高电量供给。P2G 技术主要分为电转氢气和电转天然气 2 种,电转天然气是在电转氢气后,继续在催化剂的作用下使 H_2 和 CO_2 反应生成水和 CH_4 , 本文所述的 P2G 指电转 CH_4 。为提高系统计算效率,本文将 P2G 模型简化为功率转换效率相关的模型,如式(2)所示。

$$P_{p2g}^{\text{ch}_4,t} = \eta_{p2g} P_{p2g}^t \quad (2)$$

式中: P_{p2g}^t 为 t 时刻 P2G 装置的输入功率; η_{p2g} 为 P2G 装置的转换效率; $P_{p2g}^{\text{ch}_4,t}$ 为 t 时刻 P2G 装置的输出 CH_4 功率。

2) CCHP 机组。

CCHP 机组包括瓦斯发电机 GG(Gas Generator)、余热锅炉 HRB(Heat Recovery Boiler)和吸收式制冷机 AC(Absorption Cooler)。瓦斯发电机选用燃气内燃机组,利用高浓度瓦斯燃烧产生的动力带动发电机发电,供给所在矿井电负荷使用;余热锅炉选用无补燃余热锅炉,对瓦斯发电机排出的高温烟气进行回收,产生热水,供矿井洗浴、供暖使用;吸收式制冷机利用余热锅炉产生的热量进行制冷,供煤矿井下工作场所降温使用。

瓦斯发电机发电功率为:

$$P_g^t = \eta_g^e C_{lv} V_g^t \quad (3)$$

式中: P_g^t 为 t 时刻瓦斯发电机的输出电功率; η_g^e 为瓦斯发电机发电效率; C_{lv} 为煤层气的热值,本文取 $9.5\text{ kW}\cdot\text{h} / \text{m}^3$; V_g^t 为 t 时刻瓦斯发电机单位时间煤层气耗量,单位为 m^3 / h 。

由于本文中余热锅炉的输入热功率为瓦斯发电机产生的热量,则其制热量为:

$$\begin{cases} H_{hrb}^t = \eta_{hrb} P_{hrb}^t \Delta t \\ P_{hrb}^t = \frac{P_g^t (1 - \eta_g^e - \eta_{lg})}{\eta_g^e} \end{cases} \quad (4)$$

式中: H_{hrb}^t 为 t 时刻余热锅炉制热量; η_{hrb} 为余热锅炉制热效率; P_{hrb}^t 为 t 时刻余热锅炉的制热功率; Δt 为单位调度时间; η_{lg} 为散热损失率。

t 时刻吸收式制冷机提供的制冷量为:

$$\begin{cases} R_{c,ac}^t = \eta_{ac} H_{c,ac}^t k_{ac} \Delta t \\ H_{c,ac}^t = v P_{hrb}^t \end{cases} \quad (5)$$

式中: $R_{c,ac}^t$ 为 t 时刻吸收式制冷机的制冷量; η_{ac} 为吸收式制冷机的制冷效率; $H_{c,ac}^t$ 为 t 时刻吸收式制冷机输入的余热功率; k_{ac} 为吸收式制冷机的制冷能效比; v 为余热锅炉用于制冷热量的比例系数。

3) 燃气锅炉。

当余热锅炉提供的回收热量不能满足用户热负荷需求时, 则需燃气锅炉为部分热负荷提供热能。燃气锅炉的制热量为:

$$\begin{cases} H_{gb}^t = P_{gb}^t \Delta t \\ P_{gb}^t = \eta_{gb} C_{hv} V_{gb}^t \end{cases} \quad (6)$$

式中: H_{gb}^t 为 t 时刻燃气锅炉的制热量; P_{gb}^t 为 t 时刻燃气锅炉输出热功率; η_{gb} 为燃气锅炉的制热效率; V_{gb}^t 为 t 时刻燃气锅炉的单位时间天然气耗量, 单位为 m^3/h 。

4) 电制冷机。

电制冷机作为吸收式制冷机的补充, 通过压缩机制冷满足矿山冷负荷需求, 其制冷量为:

$$\begin{cases} R_{c,ec}^t = P_{c,ec}^t \Delta t \\ P_{c,ec}^t = P_{ec}^t k_{ec} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $R_{c,ec}^t$ 为 t 时刻电制冷机的制冷量; $P_{c,ec}^t$ 和 P_{ec}^t 分别为 t 时刻电制冷机的制冷功率和输入电功率; k_{ec} 为电制冷机的制冷能效比。

1.2.3 储能装置模型

储能装置由混合储电装置和储气装置组成, 用于存储系统多余电能。

1) 储电装置模型。

储电装置包含 BSE 和 AMPS 这 2 种类型。当光伏出力波动较大, 有明显的突增陡降时, BSE 可进行灵活的充放电操作, 平缓光伏波动。在光伏出力较大产生弃光或电价较低时, AMPS 利用分时电价存在峰谷差的特点进行抽水储能, 而在电价较高时放水发电, 减少高峰时期购买电量, 降低 MIES 运行成本。从能量转换的角度, BSE 和 AMPS 可用统一的模型表示, 如式(8)所示。

$$E_s^t = E_s^{t-1} (1 - \eta_s^{\text{loss}}) + \eta_s^{\text{ch}} P_s^{\text{ch},t} - \frac{P_s^{\text{dis},t}}{\eta_s^{\text{dis}}} \quad (8)$$

式中: $s \in \{bse, ps\}$ 表示储电类别, bse 表示 BSE, ps 表示 AMPS; E_s^t 、 E_s^{t-1} 分别为 t 、 $t-1$ 时刻储电装置的存储容量; $P_s^{\text{ch},t}$ 、 $P_s^{\text{dis},t}$ 分别为 t 时刻储电装置充、放电功率; η_s^{loss} 、 η_s^{ch} 、 η_s^{dis} 分别为储电装置自损率、充电效率和放电效率。

2) 储气装置模型。

系统富余电量通过 P2G 转换为 CH_4 进行存储, 作为煤层气发电的补充, 当矿山抽采的煤层气气量

不足时, 通过瓦斯发电机供电供热。 t 时刻储气装置的储气量为:

$$S_{ch4}^t = S_{ch4}^{t-1} + \eta_{ch4}^{\text{in}} P_{ch4}^{\text{in},t} - \frac{P_{ch4}^{\text{out},t}}{\eta_{ch4}^{\text{out}}} \quad (9)$$

式中: S_{ch4}^t 、 S_{ch4}^{t-1} 分别为 t 、 $t-1$ 时刻储气装置的储气量; η_{ch4}^{in} 、 η_{ch4}^{out} 分别为储气装置的存储效率、释放效率; $P_{ch4}^{\text{in},t}$ 、 $P_{ch4}^{\text{out},t}$ 分别为 t 时刻储气装置充、放 CH_4 功率。

2 MIES 多目标优化调度模型

2.1 目标函数

本文构建的综合能源系统在满足自身负荷需求的前提下, 实现系统每日总运行成本与弃光电量最小, 总运行成本包括与电网交互成本, 以及光伏发电、储气装置、瓦斯发电机、余热锅炉、电制冷机、燃气锅炉和 BSE、AMPS、P2G 的运行维护成本。本文假设一个调度周期为 24 h, 分为 24 个调度时段, 以 1 h 作为调度区间, 优化调度的目标函数为:

$$F = \omega_1 f_1 + \omega_2 f_2 \quad (10)$$

$$\begin{cases} \min f_1 = C_{OM} + C_{g-qt} + C_{ps-qt} + C_{ex} \\ \min f_2 = \sum_{t=1}^T P_{pv}^{\text{curt},t} \Delta t \end{cases} \quad (11)$$

式中: F 为总目标函数; ω_1 、 ω_2 为权重因子, 其值可通过不同的求解需求进行设定, 且 $\omega_1 + \omega_2 = 1$; f_1 为总运行成本; f_2 为弃光电量; C_{OM} 、 C_{g-qt} 、 C_{ps-qt} 、 C_{ex} 分别为系统总运维成本、瓦斯发电机启停成本、AMPS 启停成本以及与电网交互成本; T 为调度周期的总时刻数, $T=24$; $P_{pv}^{\text{curt},t}$ 为 t 时刻弃光功率。

1) 系统总运维成本。

$$C_{OM} = \sum_{t=1}^T \left[k_{pv} P_{pv}^t + k_g (P_g^t + P_{hrb}^t) + k_{cl} H_{c,ac}^t + k_{ps} \left| P_{ps}^{\text{dis},t} - P_{ps}^{\text{ch},t} \right| + k_{p2g} P_{p2g}^{\text{ch},t} + k_{bse} \left| P_{bse}^{\text{dis},t} - P_{bse}^{\text{ch},t} \right| + k_{gb} P_{gb}^t + k_{gs} \left| P_{ch4}^{\text{out},t} - P_{ch4}^{\text{in},t} \right| + k_{co} P_{c,ec}^t \right] \quad (12)$$

式中: k_{pv} 、 k_g 、 k_{cl} 、 k_{ps} 、 k_{p2g} 、 k_{bse} 、 k_{gb} 、 k_{gs} 、 k_{co} 分别为光伏发电、瓦斯发电机、吸收式制冷机、AMPS、P2G 装置、BSE、燃气锅炉、储气装置和电制冷机的单位运行维护费用。

2) 瓦斯发电机和 AMPS 启停成本。

$$\begin{cases} C_{g-qt} = \sum_{t=1}^T [U_g^t (1 - U_g^{t-1}) F_{g-qt}^t] \\ C_{ps-qt} = \sum_{t=1}^T [X_{ps,ch}^t (1 - X_{ps,ch}^{t-1}) F_{ps}^t + X_{ps,dis}^t (1 - X_{ps,dis}^{t-1}) F_{ps}^t] \end{cases} \quad (13)$$

式中: U_g^t 、 $X_{ps,ch}^t$ 、 $X_{ps,dis}^t$ 为 0-1 变量, 分别表示 t 时刻瓦斯发电机启停状态以及 AMPS 抽水或发电状态, 其值为 1 时分别表示瓦斯发电机启动、AMPS 抽水或发电, 为 0 时分别表示瓦斯发电机停止、AMPS 没有抽

水或发电; F_g^t, F_{ps}^t 分别为 t 时刻瓦斯发电机和 AMPS 启停 1 次的成本。

3) 与电网交互成本。

$$C_{ex} = \sum_{t=1}^T (\lambda_{by}^t P_{buy}^t - \lambda_{sl}^t P_{sell}^t) \quad (14)$$

式中: $\lambda_{by}^t, \lambda_{sl}^t$ 分别为 t 时刻系统向电网购电和售电价格; P_{buy}^t, P_{sell}^t 分别为 t 时刻系统向电网购电和售电功率。

本文的多目标模型是含 2 个子目标的优化模型,由于子目标单位不同,不能直接加权,必须先将目标函数归一化。式(10)可表示为:

$$F = \omega_1 \frac{f_1}{f_{1,max}} + \omega_2 \frac{f_2}{f_{2,max}} \quad (15)$$

式中: $f_{1,max}, f_{2,max}$ 分别为调度周期内光伏完全消纳情况下的总运行成本和弃光电量的最大值。

2.2 约束条件

本文构建的 MIES 有电负荷、热负荷和冷负荷需求,因此系统运行约束主要包括系统内部电、热、冷功率平衡约束,机组出力约束,储能装置约束以及购、售电功率约束。

1) 系统内部电、热、冷功率平衡约束。

$$P_{buy}^t + P_{pv}^t + P_g^t + P_{bse}^{dis,t} + P_{ps}^{dis,t} = P_{e,lo}^t + P_{sell}^t + P_{p2g}^t + P_{ec}^t + P_{bse}^{ch,t} + P_{ps}^{ch,t} \quad (16)$$

$$H_{hrb}^t + H_{gb}^t = H_{h,lo}^t + H_{c,ac}^t \quad (17)$$

$$R_{c,ac}^t + R_{c,ec}^t = R_{c,lo}^t \quad (18)$$

式中: $P_{e,lo}^t, H_{h,lo}^t, R_{c,lo}^t$ 分别为 t 时刻电、热、冷负荷功率。

2) 机组出力约束。

(1) 光伏出力约束。

$$\begin{cases} P_{pv}^t + P_{pv}^{curt,t} = P_{pv}^{F,t} \\ 0 \leq P_{pv}^t \leq P_{pv}^{F,max} \\ 0 \leq P_{pv}^{curt,t} \leq P_{pv}^{F,max} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{pv}^{F,t}$ 为 t 时刻光伏发电预测出力; $P_{pv}^{F,max}$ 为光伏发电最大预测出力。

(2) P2G 约束。P2G 装置主要受其额定功率限制:

$$0 \leq P_{p2g}^t \leq P_{p2g}^{pow} \quad (20)$$

式中: P_{p2g}^{pow} 为 P2G 装置额定功率。

(3) CCHP 机组约束。瓦斯发电机、余热锅炉、吸收式制冷机出力约束分别为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_g^t \leq P_g^{pow} \\ 0 \leq H_{hrb}^t \leq H_{hrb}^{pow} \\ 0 \leq R_{c,ac}^t \leq R_{c,ac}^{pow} \end{cases} \quad (21)$$

式中: P_g^{pow} 为瓦斯发电机额定功率; H_{hrb}^{pow} 为余热锅炉额定制热量; $R_{c,ac}^{pow}$ 为吸收式制冷机额定制冷量。

(4) 燃气锅炉和电制冷机约束。燃气锅炉和电制冷机运行时主要受额定功率限制:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{gb}^t \leq P_{gb}^{pow} \\ 0 \leq P_{c,ec}^t \leq P_{c,ec}^{pow} \end{cases} \quad (22)$$

式中: P_{gb}^{pow} 和 $P_{c,ec}^{pow}$ 分别为燃气锅炉和电制冷机额定功率。

3) 储能装置约束。

(1) 储电装置约束。储电装置应满足储电状态约束与充放电功率约束:

$$\begin{cases} E_s^{\min} \leq E_s^t \leq E_s^{\max} \\ X_{s,ch}^t X_{s,dis}^t = 0 \\ X_{s,ch}^t P_s^{ch,\min} \leq P_s^{ch,t} \leq X_{s,ch}^t P_s^{ch,\max} \\ X_{s,dis}^t P_s^{dis,\min} \leq P_s^{dis,t} \leq X_{s,dis}^t P_s^{dis,\max} \\ E_s^1 = E_s^T \end{cases} \quad (23)$$

式中: E_s^{\max}, E_s^{\min} 分别为储电装置容量的上、下限; $X_{s,ch}^t, X_{s,dis}^t$ 为 0-1 变量,分别表示 t 时刻储电装置充、放电状态,其值为 1 时分别表示储电装置处于充电、放电状态,为 0 时分别表示储电装置不处于充电、放电状态; $P_s^{ch,\min}, P_s^{dis,\min}$ 和 $P_s^{ch,\max}, P_s^{dis,\max}$ 分别为最小和最大充、放电功率。式(23)中第 1 个公式为储电容量约束;第 2 个公式为状态互斥约束,储电装置在同一时刻不能同时处于充电和放电状态;第 3 和第 4 个公式分别为充电和放电功率上、下限约束;第 5 个公式表示储电装置在一个调度周期内的初始和结束时刻储电容量保持一致。

(2) 储气装置约束。储气装置应满足储气状态约束与装置容量约束:

$$\begin{cases} S_{ch4}^{\min} \leq S_{ch4}^t \leq S_{ch4}^{\max} \\ Y_{in}^t Y_{out}^t = 0 \\ 0 \leq P_{ch4}^{out} \leq Y_{out}^t P_{ch4}^{out,\max} \\ 0 \leq P_{ch4}^{in} \leq Y_{in}^t P_{ch4}^{in,\max} \\ S_{ch4}^1 = S_{ch4}^T \end{cases} \quad (24)$$

式中: $S_{ch4}^{\max}, S_{ch4}^{\min}$ 分别为储气装置容量的上、下限; Y_{in}^t, Y_{out}^t 为 0-1 变量,分别表示 t 时刻储气装置的储气和放气状态,其值为 1 时分别表示储气装置处于储气、放气状态,为 0 时分别表示储气装置不处于储气、放气状态; $P_{ch4}^{out,\max}, P_{ch4}^{in,\max}$ 分别为释放和存储 CH_4 气体上限。式(24)中第 1 个公式为储气容量约束;第 2 个公式为状态互斥约束,储气装置在同一时刻不能同时处于储气和放气状态;第 3 和第 4 个公式分别为放气和储气功率上、下限约束;第 5 个公式表示储气罐在一个调度周期内的初始和结束时刻储气量保持一致。

4) 购、售电功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{buy}^t \leq S_{buy}^t P_{buy}^{\max} \\ 0 \leq P_{sell}^t \leq S_{sell}^t P_{sell}^{\max} \end{cases} \quad (25)$$

式中: S_{buy}^t, S_{sell}^t 为 0-1 变量,分别表示 t 时刻系统购、售电状态,其值为 1 时分别表示系统处于购电、售电状态,为 0 时分别表示系统不处于购电、售电状态; $P_{buy}^{\max}, P_{sell}^{\max}$ 分别为系统购、售电功率上限。

3 算例分析

3.1 基础数据

本文以安徽某煤矿为例构建综合能源系统,系

统与大电网相连,而热和冷与外界没有交互。该煤矿热负荷需求可以划分为暖气负荷(冬季供暖用,时间为当年11月20日至次年2月20日;洗衣房烘干用,全年使用,每天固定2h)和热水负荷(职工洗浴用,全年使用,每天间断性早中晚各2h)2种典型负荷(3种使用模式)。冷负荷主要指煤矿井下的制冷(全年使用,时间段为07:00—23:00)。该煤矿安装有总装机容量为4.5 MW的高浓度瓦斯发电机、容量为15 MW的溴化锂吸收式制冷机组以及容量为6 MW的电制冷机,制冷能效比 $k_{ac}=1.38$ 、 $k_{ec}=4.2$;建有容积为10 000 m³的煤层气储气罐;周围建有光伏电站,装机容量为40 MW,由40个1 MW的阵列单元组成,组件效率为18%,逆变器效率为96%。光伏安装地区月平均日太阳光照度和室外气温曲线见附录A图A2。

选取夏季典型日进行研究,典型日光伏出力情况以及该煤矿日内24 h电、热、冷负荷数据见附录A图A3。我国目前没有建成的AMPS,本文采用文献[18]中的数据。本文中MIES参数、储能系统参数和分时电价分别见附录A表A1—A3^[19-20]。综合能源系统上网电价按照安徽省新能源发电上网电价0.619元/(kW·h)。

假设在调度周期开始时瓦斯发电机、AMPS均处于停运状态,启动成本分别为1.94元/次^[19]和3 000元/次^[16],余热锅炉散热损失系数 $\eta_{lg}=0.15$,BSE自损率 $\eta_{bse}^{loss}=0.01$ ^[19]。

3.2 不同场景仿真结果对比分析

1) 不同场景优化结果分析。

设系统总运行成本和弃光电量的权重 ω_1 和 ω_2 分别为0.25和0.75。为更好地分析系统总运行成本和弃光电量2个目标的关系以及P2G装置、混合电储能对MIES协调优化运行的影响,本文设置3种场景进行对比分析:场景1,系统无P2G装置,仅有混合储电装置;场景2,系统有P2G装置,无混合储电装置;场景3,系统有P2G装置和混合储电装置。

分别计算上述3种场景下的系统总运行成本和弃光电量,优化结果如表1所示。

表1 不同场景下各目标优化结果

Table 1 Optimal results of each objective under different scenarios

场景	总运行成本/万元	弃光电量/(MW·h)
1	7.6	12.3
2	1.6	25.7
3	3.5	0

由表1可见:场景1的总运行成本比场景3增加了4.1万元,弃光电量增加了12.3 MW·h,这是由于场景1中使用AMPS和BSE构成混合电储能,装机容量增大,相应的运维成本和启停成本都有所增加,因

此总运行成本也随之增加,但光伏发电没有完全消纳,出现弃光;场景2的总运行成本比场景3减少了1.9万元,但弃光电量增加了25.7 MW·h,这是由于场景2中仅有P2G装置,相应的运维成本和启停成本降低,因此总运行成本随之减少,但相应出现了较多弃光;场景1的弃光电量比场景2减少了13.4 MW·h,通过混合电储能存储光伏发电降低了光伏的冗余量;场景3下,通过P2G和混合电储能的配合,将弃光电量进行转换并存储,使光伏得到完全消纳。

2) P2G与混合储能对光伏消纳的影响分析。

图1为场景1—3下的24 h光伏消纳率。由附录A图A3所示光伏出力曲线可知,10:00—15:00为光伏出力高峰时段,该时段容易产生弃光。分析图1可知:在上述时段场景3下光伏消纳率最高,达到100%消纳,这是由于场景3下可通过气储能、BSE和AMPS的混合电储能对弃光电量进行转换消纳,因此其综合消纳水平最高;在上述时段场景2下光伏消纳率最低,最低消纳率为72.5%,这是由于场景2下只有P2G装置对弃光电量进行转换存储,造成了较多弃光。

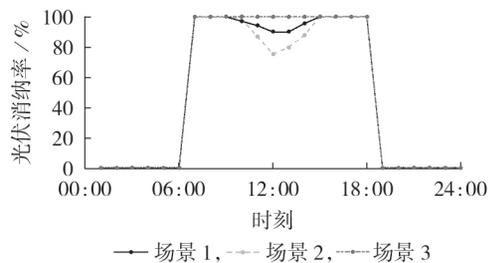


图1 不同场景下的光伏消纳率

Fig.1 PV consumption ratio under different scenarios

3.3 调度优化情况及分析

1) 电、热、冷功率分析。

以下基于场景3的运行方式进行分析,系统电、热、冷功率平衡情况见附录A图A4。

系统电功率平衡情况见附录A图A4(a)。图中储能装置功率为正时表示储能装置放电,为负时表示储能装置充电;与电网交互功率为正时表示购电,为负时表示售电;气储能功率为负时表示P2G装置进行电气转换并存储。通过优化调度,MIES内部实现了很好的供能互补。光伏和瓦斯发电机为系统提供电能,BSE、AMPS及P2G配合瓦斯发电机对系统电能实现双向调节。在10:00—14:00时段光伏出力较大时,瓦斯发电机出力较小,多余电力利用BSE、AMPS和P2G存储,同时进行制冷;在01:00—08:00的谷时段,煤矿电负荷需求主要由电网、瓦斯发电机和BSE满足,且BSE在02:00—04:00时段充电,降低系统运行成本;在12:00—16:00的平时段,由

于系统电量富余, BSE 和 AMPS 储能, P2G 装置也在 09:00—15:00 时段光伏出力时进行电转气并存储; AMPS 主要在光伏出力较大的 11:00—13:00 时段抽水储能; 在 17:00—22:00 的峰时段, 电负荷主要由 AMPS、BSE 和瓦斯发电机提供电能, 缓解用电高峰负荷, 由于 AMPS 和 BSE 的储能充足, 23:00—24:00 的谷时段, 电负荷依然由 AMPS 和 BSE 提供电能, 不从电网购电。

系统热功率平衡情况见附录 A 图 A4(b)。热负荷由余热锅炉和燃气锅炉共同供给, 且大量的热能用于吸收式制冷机制冷。在谷时段, 热负荷需求较低, 主要由余热锅炉提供热能; 在峰、平时段, 热负荷增加, 余热锅炉满负荷工作, 当余热锅炉供热不足时, 由燃气锅炉补热。此外, 一部分热能被提供给吸收式制冷机制冷使用。

系统冷功率平衡情况见附录 A 图 A4(b)。冷负荷由吸收式制冷机和电制冷机共同供给, 当吸收式制冷机供冷不足时由电制冷机补冷。

2) P2G 对系统运行的影响分析。

从促进光伏消纳的角度分析附录 A 图 A4 可知: 在弃光主要集中的 10:00—15:00 时段, 电负荷需求较高, 通过 P2G 增加电负荷, 将电能转化为 CH_4 进行存储或提供给瓦斯发电机发电, P2G 装置处于工作状态; 在系统光伏发电功率较小或无发电的 24:00 至次日 08:00、16:00—22:00 时段, P2G 处于停机状态, 23:00 时由于 AMPS 出力较大, P2G 开机, 吸收富余电力。如果要求消纳全部光伏出力, 由于场景 1 下没有 P2G 装置, 则必须增加混合电储能容量, 而场景 2 下仅使用 P2G, 也必须增加 P2G 装置的容量, 这都会降低系统运行的经济性。

3.4 P2G 与混合电储能优化调度分析

为了对比不同储能模式下 MIES 的运行特点, 本文将储能模式分为 2 种:

1) 2 种储能装置联合储能, 包括 BSE-气联合储能模式、AMPS-气联合储能模式和 AMPS-BSE 联合储能模式;

2) AMPS-BSE-气联合储能模式。

对上述 2 种模式下储能装置运行进行优化, 场景 3 下储能装置的出力情况如图 2—5 所示。

图 2 为 BSE-气联合储能时的储能出力。气储能在光伏出力较大的 11:00—15:00 时段工作, 将弃光电量转换为 CH_4 进行存储, BSE 在 10:00—14:00 时段进行充电, 在 17:00—24:00 的峰、平时段放电, 从而减少矿山从电网的购电量, 降低总运行成本。在 01:00—08:00 的谷时段, 矿山电负荷主要由电网和瓦斯发电机提供电能, BSE 仅在 05:00—06:00 时段提供少量电能。

图 3 为 AMPS-气联合储能时的储能出力。AMPS

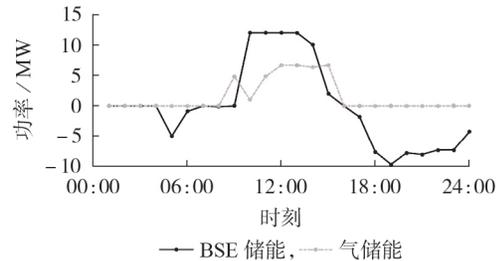


图 2 BSE-气联合储能出力

Fig.2 Output of BSE and gas joint energy storage

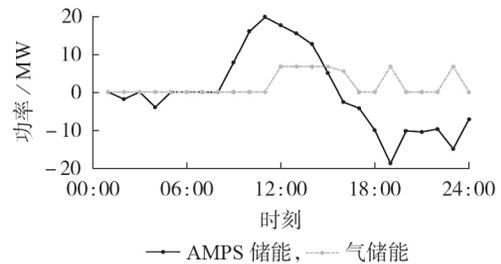


图 3 AMPS-气联合储能出力

Fig.3 Output of AMPS and gas joint energy storage

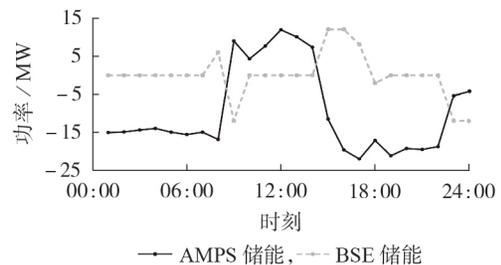


图 4 AMPS-BSE 联合储能出力

Fig.4 Output of AMPS and BSE joint energy storage

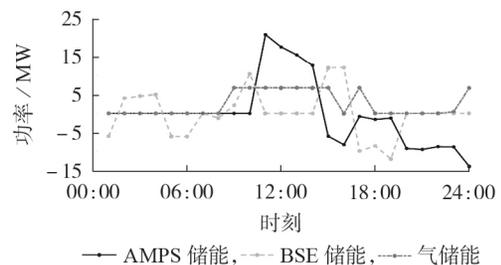


图 5 AMPS-BSE-气联合储能出力

Fig.5 Output of AMPS, BSE and gas joint energy storage

主要在光伏出力较大的 11:00—15:00 时段进行抽水蓄能, 其装机容量大于 BSE 储能装机容量, 发电时间也长于 BSE。在 16:00—24:00 的峰、平时段 AMPS 发电; 在 01:00—08:00 的谷时段, 矿山电负荷仍然由电网和瓦斯发电机提供电能, 但 AMPS 在 02:00 和 04:00 时也提供部分电能。与图 2 相比, 图 3 中气储能工作时间增加, 分别为 12:00—17:00、19:00、23:00, 在 AMPS 发电时段, 由于电负荷降低, 系统电源出力大于电负荷, 多余的电能也由 P2G 进行转化存储。

图4为AMPS-BSE联合储能时的储能出力。AMPS与BSE实现了互补运行,在09:00—14:00时段光伏出力时,AMPS抽水储能,其中在09:00时,电负荷、抽水蓄能负荷略高于光伏出力,超出部分由BSE放电补充。在17:00—22:00的峰时段,AMPS发电;在01:00—08:00的谷时段,AMPS持续发电供给电负荷使用,减少了从电网购电;BSE在23:00—24:00时段AMPS出力较小时放电。在08:00、15:00—18:00 AMPS放水发电期间,系统富余电力较多,BSE充电储能。

图5为AMPS-BSE-气联合储能时的储能出力。在光伏出力较大的11:00—15:00时段,AMPS抽水蓄能,P2G将富余电量转换为 CH_4 进行存储。在09:00—10:00、15:00—16:00时段光伏出力时,光伏出力约为50%的额定出力,AMPS停止抽水,BSE充电储能。在17:00—22:00的峰时段,AMPS发电供给电负荷使用,其中在17:00—19:00时段,AMPS出力较小,BSE和AMPS共同提供电能给电负荷;在23:00—24:00的谷时段,电负荷由AMPS提供电能,在01:00—08:00的谷时段,电负荷由电网和BSE提供电能,其中在02:00—04:00时段,BSE由电网提供的电能进行充电。可见,AMPS-BSE-气联合储能中的3种储能装置在满足各种约束的条件下互为补充,达到了最优。

4 结论

为充分挖掘矿山的用能潜力,进一步提高不同能源的利用效率,本文以系统总运行成本与弃光电量最小为目标,建立MIES多目标优化调度模型。通过3种不同场景下的算例对MIES的调度运行进行研究。主要结论如下:

1)本文所提P2G及混合电储能装置在协同优化的作用下,可有效提高MIES中的光伏消纳能力,减少系统向外部购电,有效降低系统总运行成本;

2)P2G和混合电储能装置在工作时具有互补特性,在不同的储能模式下各装置之间的互补特性也不同,当P2G、AMPS和BSE三者协同合作时,具有最优的效果;

3)当发生弃光及系统有富余电量时,P2G将电能转换为气能,作为煤层气发电的补充,通过瓦斯发电机将气能转换为电、热、冷不同形式的能源,改善了矿山能源利用效率。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 赵永明,薛华庆,张福东,等. 以煤层气为燃料的固体氧化物燃料电池发电系统的模拟与分析[J]. 中国电机工程学报,2021,41(3):1043-1053.
ZHAO Yongming,XUE Huaqing,ZHANG Fudong,et al. Simulation and analysis of the coal seam methane fueled solid

oxide fuel cell power generation system[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(3):1043-1053.

- [2] 李全生,李瑞峰,张广军,等. 我国废弃矿井可再生资源开发利用战略[J]. 煤炭经济研究,2019,39(5):9-14.
LI Quansheng,LI Ruifeng,ZHANG Guangjun,et al. Renewable energy development and utilization strategy of abandoned mine in China[J]. Coal Economic Research,2019,39(5):9-14.
- [3] 谢和平,侯正猛,高峰,等. 煤矿井下抽水蓄能发电新技术:原理、现状及展望[J]. 煤炭学报,2015,40(5):965-972.
XIE Heping,HOU Zhengmeng,GAO Feng,et al. A new technology of pumped-storage power in underground coal mine: Principles, present situation and future[J]. Journal of China Coal Society,2015,40(5):965-972.
- [4] MENÉNDEZ J,LOREDO J. Use of coal mines facilities in northern Spain for the production of sustainable energy[J]. International Journal of Environmental Science,2017,2:324-328.
- [5] 李军徽,付英男,李翠萍,等. 提升风电消纳的储热电混合储能系统经济优化配置[J]. 电网技术,2020,44(12):4547-4557.
LI Junhui,FU Yingnan,LI Cuiping,et al. Economic optimal configuration of hybrid energy storage system for improving wind power consumption[J]. Power System Technology,2020,44(12):4547-4557.
- [6] 姜子卿,郝然,艾芊. 基于冷热电多能互补的工业园区互动机制研究[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):260-267.
JIANG Ziqing,HAO Ran,AI Qian. Interaction mechanism of industrial park based on multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(6):260-267.
- [7] 赵瑾,雍静,郇嘉嘉,等. 基于长时间尺度的园区综合能源系统随机规划[J]. 电力自动化设备,2020,40(3):62-67.
ZHAO Jin,YONG Jing,HUAN Jiajia,et al. Stochastic planning of park-level integrated energy system based on long time-scale[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(3):62-67.
- [8] 黄子硕,何桂雄,闫华光,等. 园区级综合能源系统优化模型功能综述及展望[J]. 电力自动化设备,2020,40(1):10-18.
HUANG Zishuo,HE Guixiong,YAN Huaguang,et al. Overview and prospect of optimization model function for community-scale integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(1):10-18.
- [9] 刘天琪,曾红,何川,等. 考虑电转气设备和风电场协同扩建的气电互联综合能源系统规划[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):144-151.
LIU Tianqi,ZENG Hong,HE Chuan,et al. Planning of integrated gas and electricity system considering coordinated expansion of power-to-gas facilities and wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):144-151.
- [10] 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.
- [11] 徐海华,王旭东,朱星阳,等. 用户侧综合能源系统中储能优化配置模型研究[J]. 电力需求侧管理,2020,22(2):13-20.
XU Haihua,WANG Xudong,ZHU Xingyang,et al. Research on the optimal configuration of energy storage in user side integrated energy system[J]. Power Demand Side Management,2020,22(2):13-20.
- [12] 张淑婷,陆海,林小杰,等. 考虑储能的工业园区综合能源系统日前优化调度[J]. 高电压技术,2021,47(1):93-103.
ZHANG Shuting,LU Hai,LIN Xiaojie,et al. Operation sche-

- duling optimization of integrated-energy system in industrial park in consideration of energy storage[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1):93-103.
- [13] 徐航,董树锋,何仲潇,等. 考虑能量梯级利用的工厂综合能源系统多能协同优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14):123-130. XU Hang, DONG Shufeng, HE Zhongxiao, et al. Multi-energy cooperative optimization of integrated energy system in plant considering stepped utilization of energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14):123-130.
- [14] 周长城,马溪原,郭祚刚,等. 面向工程应用的用户级综合能源系统规划[J]. 电工技术学报, 2020, 35(13):2843-2854. ZHOU Changcheng, MA Xiyuan, GUO Zuogang, et al. User-level integrated energy system planning for engineering applications[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(13):2843-2854.
- [15] 黄伟,刘文彬. 基于多能互补的园区综合能源站-网协同优化规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23):20-28. HUANG Wei, LIU Wenbin. Multi-energy complementary based coordinated optimal planning of park integrated energy station-network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23):20-28.
- [16] 苏永新,聂伟棋,谭貌. 考虑风电接入和气电转换的综合能源系统日前区间优化[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(17):63-71. SU Yongxin, NIE Weiqi, TAN Mao. Day-ahead interval optimization of integrated energy system considering wind power integration and gas-electricity transformation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(17):63-71.
- [17] 罗仕华,胡维昊,黄琦,等. 市场机制下光伏/小水电/抽水蓄能电站系统容量优化配置[J]. 电工技术学报, 2020, 35(13):2792-2804. LUO Shihua, HU Weihao, HUANG Qi, et al. Optimization of photovoltaic/small hydropower/pumped storage power station system sizing under the market mechanism[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(13):2792-2804.
- [18] 熊猛,高峰,张海峰,等. 基于混合储能系统的风电场调度策略[J]. 电网技术, 2014, 38(5):1242-1249. XIONG Meng, GAO Feng, ZHANG Haifeng, et al. Hybrid energy storage based generation scheduling of wind farms[J]. Power System Technology, 2014, 38(5):1242-1249.
- [19] 门向阳,曹军,王泽森,等. 能源互联微网型多能互补系统的构建与储能模式分析[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(19):5727-5737, 5929. MEN Xiangyang, CAO Jun, WANG Zesen, et al. The constructing of multi-energy complementary system of energy Internet microgrid and energy storage model analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(19):5727-5737, 5929.
- [20] 孙强,谢典,聂青云,等. 含电-热-冷-气负荷的园区综合能源系统经济优化调度研究[J]. 中国电力, 2020, 53(4):79-88. SUN Qiang, XIE Dian, NIE Qingyun, et al. Research on economic optimization scheduling of park integrated energy system with electricity-heat-cool-gas load[J]. Electric Power, 2020, 53(4):79-88.

作者简介:



梁 喆

梁 喆(1975—),男,安徽寿县人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统优化调度(E-mail:zhliang@aust.edu.cn);

李 梅(1978—),女,安徽淮南人,副教授,主要研究方向为电力系统运行与控制(E-mail:mmeili@aust.edu.cn);

周孟然(1965—),男,安徽淮南人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统监测(E-mail:mrzhou8521@163.com)。

(编辑 王锦秀)

Multi-objective optimal dispatch of mining area integrated energy system with P2G and hybrid electric energy storage

LIANG Zhe, LI Mei, ZHOU Mengran

(School of Electrical and Information Engineering, Anhui University of Science and Technology, Huainan 232001, China)

Abstract: In order to improve the consumption capacity of photovoltaic and optimize the energy utilization efficiency of mining area, a photovoltaic-energy storage-gas-abandoned mine pumped storage station multi-energy coupling MIES (Mining area Integrated Energy System) based on P2G (Power to Gas) technology and coal-bed methane power generation technology is proposed, which uses the abandoned photovoltaic energy to produce CH_4 through electrolysis of water as the supplement of coal-bed methane power generation, and adopts hybrid electric energy storage to suppress the fluctuation of photovoltaic output. Based on the analysis of multi-energy coupling MIES, the mathematical models of different energy converting devices of electricity, gas, heat and cold in the mining area are established, and a coordinated optimal dispatch model of MIES is established with the minimum total operation cost and abandoned photovoltaic energy as its objectives. The dispatch results under different scenarios show that the proposed model can realize coordinated dispatch, improve the consumption of abandoned photovoltaic energy, and reduce the total operation cost. The analysis results of complementary coordination ability between P2G and hybrid electric energy storage under different energy storage modes show that the proposed model can improve operation flexibility of the system and realize optimal economic utilization of energy.

Key words: power to gas; hybrid electric energy storage; mining area integrated energy system; optimal dispatch

附录 A:

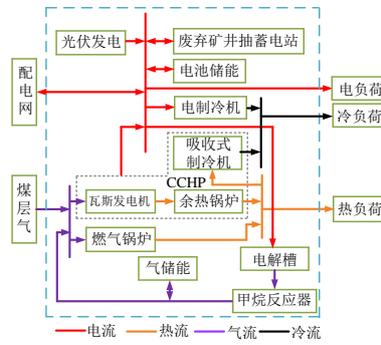


图 A1 MIES 结构图

Fig.A1 Structure of MIES

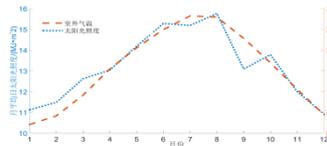


图 A2 月平均日太阳光照度和室外气温曲线

Fig.A2 Monthly average daily solar illuminance and outdoor air temperature curve

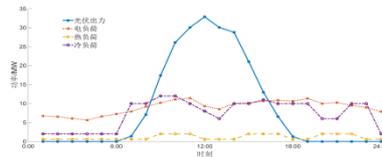


图 A3 典型日电、热、冷负荷及光伏出力曲线

Fig.A3 Typical daily electricity, heat and cooling load and PV output curves

表 A1 MIES 参数

Table A1 MIES parameter

类型	最小出力/MW	最大出力/MW	单位维护成本/(元·kW ⁻¹)	转换效率
PV	0	40	0.0235	—
GG	0	4.5	0.1	0.35
HRB	0	5	0.1	0.35
AC	0	15	0.1	—
GB	0	4.5	0.012	0.85
P2G	0	4	0.08	0.6
EC	0	6	0.0015	—
电网	-10	10	—	—

表 A2 储能系统参数

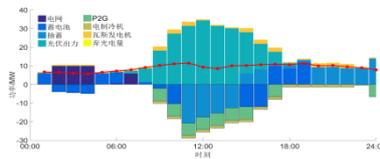
Table A2 Parameters of energy storage

类型	额定参数	单位维护成本/(元·kW ⁻¹)	充、放效率
AMPS	22 MW	21	0.85
BSE	12 MW	0.001 8	0.85
GS	10 000 m ³	0.001 7	0.95

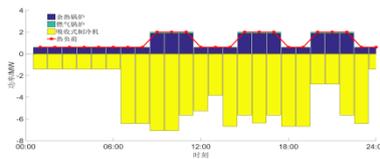
表 A3 分时电价

Table A3 Time-of-use electricity price

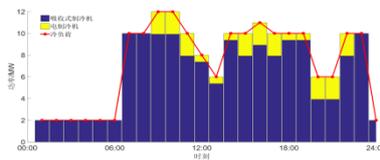
时段	时间区间	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
峰时	09:00—12:00, 17:00—22:00	0.798 0
平时	08:00—09:00, 12:00—17:00, 22:00—23:00	0.598 3
谷时	23:00 至次日 08:00	0.315 3



(a) 电功率



(b) 热功率



(c) 冷功率

图 A4 电、热、冷功率平衡

Fig.A4 Power balance of electricity, heat and cooling