POLYM PART
مرجع پلیمر در بازار ایران

ارزیابی مقایسه‌ای هیدروژن از فناوری‌های بازتبدیل بخار متان، بازتبدیل اتوترمال و تجزیه گاز طبیعی برای مناطق تولیدکننده گاز طبیعی

چکیده

علاقه به فناوری‌های تولید هیدروژن در حال افزایش است. برخی پژوهشگران امکان ذهنی و/یا اقتصادی تولید هیدروژن را ارزیابی کرده‌اند، اما هنوز به یک ارزیابی جامع نیاز است. بسیاری از جنبه‌های تولید هیدروژن مورد بررسی قرار نگرفته است. اطلاعات بسیار محدودی در ادبیات علمی در مورد تاثیر اندازه کارخانه بر تولید و میزان جذب کربن بر هزینه و انتشار گازهای گلخانه‌ای چرخه زندگی از تولید هیدروژن از طریق مسیرهای مختلف تولید، وجود دارد. عدم قطعیت دقیق و تحلیل‌های حساسیت در اکثر مطالعات قبلی گنجانده نشده‌اند. این مطالعه یک ارزیابی مقایسه‌ای جامع هزینه و انتشار گازهای گلخانه‌ای چرخه زندگی از سه فن‌آوری تولید هیدروژن آبی مبتنی بر گاز طبیعی، بازتبدیل بخار متان[1] (SMR)، بازتبدیل اتوترمال[2] (ATR) و تجزیه گاز طبیعی[3] (NGD) برای رسیدگی به این شکاف‌های تحقیقاتی انجام می‌دهد. ظرفیت کارخانه تولید هیدروژنی ۶۰۷ تن در روز در نظر گرفته شد. برای بازتبدیل بخار متان (SMR)، براساس درصد نقاط جذب و جذب کربن، ما دو سناریو ٪SMR-52 (نشان‌دهنده ٪۵۲ جذب کربن) و ٪SMR-85 (نشان‌دهنده ٪۸۵ جذب کربن) را در نظر گرفتیم. فاکتور مقیاسی برای هر فن‌آوری توسعه داده شد، تا هزینه تولید هیدروژن را با تغییر در اندازه کارخانه درک نماید. هزینه هیدروژن برای بازتبدیل بخار متان، بازتبدیل اتوترمال، تجزیه گاز طبیعی، ٪SMR-52 ، ٪SMR-85 و بازتبدیل اتوترمال با جذب و جداسازی کربن[4](ATR-CCS) و تجزیه گاز طبیعی با جذب و جداسازی کربن[5](NGD-CCS) به‌ترتیب 1/22، 1/23، 2/12، 1/69، 2/36، 1/66 و 2/55 دلار بر کیلوگرم هیدروژن است. نتایج نشان می‌دهد که وقتی عدم قطعیت در نظر گرفته می‌شود، ٪SMR-52 و بازتبدیل اتوترمال از نظر اقتصادی بر تجزیه گاز طبیعی ٪85-SMR ارجحیت دارند. هنگامی که قیمت گاز طبیعی کاهش یافته و نرخ بازده افزایش می‌یابد، ٪SMR-52 می‌تواند عملکرد بهتری نسبت به ATR-CCS داشته باشد. کم جاذبه‌ترین مسیر ٪SMR-85 است؛ با این حال، زمانی که هزینه حمل و نقل دی‌اکسیدکربن و قیمت گاز طبیعی کاهش می‌یابد، می‌تواند از نظر اقتصادی عملکرد بهتری نسبت به تجزیه گاز طبیعی داشته باشد. هزینه ذخیره هیدروژن به‌طور قابل توجهی بر هزینه تولید هیدروژن تاثیر می‌گذارد. ٪SMR -52، ٪SMR-85، ATR-CCS و NGD-CCS به‌ترتیب دارای فاکتورهای مقیاس

[1] Steam methane reforming
[2] Autothermal reforming
[3] Natural gas decomposition
[4] Autothermal reforming with carbon capture and sequestration
[5] Natural gas decomposition with carbon capture and sequestration

0/67، 0/68، 0/54 و 0/65 هستند. تغییر هزینه هیدروژن با ظرفیت نشان می‌دهد که عملیات ٪SMR-52 و ATR-CCS بالاتر از ظرفیت هیدروژن ۲۰۰ تن در روز از نظر اقتصادی جذاب است. هیدروژن از بازتبدیل اتوترمال دارای کم‌ترین انتشار گازهای گلخانه‌ای چرخه زندگی با 3/91 کیلوگرم کربن‌دی‌اکسید برکیلوگرم هیدروژن است و پس از آن هیدروژن از تجزیه گاز طبیعی (4/54 کیلوگرم کربن‌دی‌اکسید برکیلوگرم هیدروژن)، ٪SMR-85 (6/66 کیلوگرم کربن‌دی‌اکسید برکیلوگرم هیدروژن) و ٪SMR-52 (8/2 کیلوگرم کربن‌دی‌اکسید برکیلوگرم هیدروژن) هستند. یافته‌های این مطالعه برای تصمیم‌گیری در سطوح مختلف مفید است.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، ارزیابی‌های مقایسه‌ای انتشار گازهای گلخانه‌ای و فنی-اقتصادی برای فناوری‌های تولید هیدروژن مبتنی بر گاز طبیعی از جمله بازتبدیل متان بخار، اصلاح اتوترمال، و تجزیه گاز طبیعی انجام شد. برای بازتبدیل متان بخار براساس درصد جذب و نقطه جذب کربن، ما دو سناریو را در نظر گرفتیم: ٪SMR-52 و ٪SMR-58. از دیدگاه انرژی، ٪SMR-85 بیش‌ترین گاز طبیعی (به‌عنوان سوخت و خوراک) و ATR-CCS کم‌ترین مصرف را دارند. با این حال، ٪SMR-85، ٪ SMR-52 و ATR-CCS، هیدروژن را از بخار و گاز طبیعی تامین می‌کنند، بنابراین آن‌ها گاز طبیعی کمتری را به‌عنوان خوراک نسبت به NGD-CCS مصرف می‌نمایند. ATR–CCS از سوخت کمتری نسبت به و ٪SMR-85 و NGD-CCS استفاده می‌کند.

برای تولید 607 تن هیدروژن در روز، هیدروژن حاصل از بازتبدیل، پایین‌ترین انتشار گازهای گلخانه‌ای چرخه عمر را با 3/91 کیلوگرم کربن‌دی‌اکسید بر کیلوگرم هیدروژن را داراست و به دنبال آن NGD (4/54 کیلوگرم کربن‌دی‌اکسید بر کیلوگرم هیدروژن)، ٪SMR-85 (8/2 کیلوگرم کربن‌دی‌اکسید بر کیلوگرم هیدروژن) و ٪52-SMR (8/2 کیلوگرم کربن‌دی‌اکسید بر کیلوگرم هیدروژن) هستند. هزینه هیدروژن برای SMR، ATR، NGD، SMR-52%، SMRT-85%، ATR–CCS، NGD-CCS به‌ترتیب برابر با 1/22، 1/23، 2/12، 1/69، 2/36، 1/66 و 2/55 دلار برکیلوگرم هیدروژن است. برای تولید هیدروژن، ATR–CCS و NGD-CCS به‌ترتیب با پایین‌ترین و بالاترین هزینه هیدروژن را تولید می‌نمایند.

تحلیل‌های دقیق حساسیت و عدم قطعیت عمدتا برای مقایسه و درک بهتر پارامترهای موثر بر هزینه هیدروژن انجام شدند. آنالیز حساسیت نشان داد که ذخیره‌سازی هیدروژن و نرخ بازگشت داخلی[6] تاثیر قابل‌توجهی بر هزینه‌های هیدروژن تولید شده توسط ٪ SMR-52 ، ATR-CCS و NGD-CCS دارد. برای ٪SMR-85 ، هزینه هیدروژن به‌طور قابل‌توجهی تحت تاثیر ذخیره‌سازی هیدروژن، نرخ بازگشت داخلی و قیمت گاز طبیعی است. ما تفاوت‌های بین دو تکنولوژی را با استفاده از توزیع‌های ورودی مشترک برای ورودی‌های وابسته مدل‌سازی نمودیم.

[6] Internal rate of return

POLYM PART
مرجع پلیمر در بازار ایران

SMR-%52 و ATR-CCS هزینه‌های تولید هیدروژن کمتری دارند و از نظر اقتصادی بر NGD-CCS و ٪ 85-SMR ارجحیت دارند. ٪ 52-SMR ممکن است زمانی که قیمت گاز طبیعی کاهش و نرخ بازگشت داخلی افزایش می‌یابد، عملکرد بهتری نسبت به ATR-CCS داشته باشد. به‌طور مشابه، NGD-CCS ممکن است زمانی که هزینه‌های حمل و نقل کربن‌دی‌اکسید و قیمت گاز طبیعی کاهش می‌یابد، از نظر اقتصادی عملکرد بهتری نسبت به ٪ 85-SMR داشته باشد. ٪ 85-SMR از نظر اقتصادی جذابیت کمتری دارد؛ میانگین هزینه تولید هیدروژن بالاتری نسبت به سایر فناوری‌ها دارد. فاکتورهای مقیاس به دست آمده برای ٪52-SMR، SMR-85%، ATR-CCS و NGD به‌ترتیب 0/67، 0/68، 0/54 و 0/65 هستند. هزینه تولید هیدروژن در مقابل مشخصات ظرفیت نشان می‌دهد که صرفه‌جویی در مقیاس برای تمام تکنولوژی‌های تولید هیدروژن وجود دارد و فعالیت در ظرفیت بالاتر از نظر اقتصادی سودمند خواهد بود.

یافته‌های این مطالعه نشان می‌دهد که مهم نیست چه هدفی برای فن‌آوری هیدروژن تعیین شده است، باید آن را در کنار مصرف انرژی، خوراک‌های بالادست، انتشار گازهای گلخانه‌ای برق و پارامترهای کلیدی اقتصادی قرار داد تا اطلاعات قوی و معنی‌داری برای تصمیم‌گیری فراهم شود.

کلیدواژه‌ها

Blue hydrogen cost, , steam methane reforming, autothermal reforming, natural gas decomposition, GHG emissions.

هزینه هیدروژن، جذب کربن و ذخیره سازی، بازتبدیل بخار متان، بازتبدیل اتوترمال، تجزیه گاز طبیعی، انتشار گازهای گلخانه‌ای.

مرجع

Oni A.O., Anaya K., Giwa T., Di Lullo G., Kumar A., “Comparative Assessment of Blue Hydrogen from Steam Methane Reforming, Autothermal Reforming, and Natural Gas Decomposition Technologies for Natural Gas-Producing Regions”, Energy Conversion and Management, 2022, Vol. 254.
DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115245