Archive of SID

فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هفتم / شماره‌ی ۲۴/ بهار ۱۳۸۹/ صفحات ۶۲ - ۳۹

ارائه‌ی مدل تعیین‌کننده‌ی ترکیب بهینه‌ی تکنولوژی‌های تولید گاز هیدروژن

آرش حاتمی

کارشناس ارشد مهندسی صنایع، پردیس دانشکده‌ی فنی دانشگاه تهران، ahatami@ut.ac.ir

حامد شکوری گنجوی

دانشیار مهندسی صنایع، پردیس دانشکده‌ی فنی دانشگاه تهران، hshakouri@ut.ac.ir

تاریخ دریافت: ۸۸/۶/۱۸ تاریخ پذیرش: ۸۸/۱۲/۱۹

چکیده

در این مقاله مدلی ارائه شده است که ترکیب بهینه‌ی تکنولوژی‌های مختلف برای تولید گاز هیدروژن را متناسب با پتانسیل‌های موجود در مناطق مختلف، از نظر داشتن کم‌ترین هزینه تعیین می‌کند. هزینه‌هایی که توسط این مدل پوشش داده می‌شوند، شامل هزینه‌های بهره‌برداری از سیستم تولید گاز هیدروژن، هزینه‌های انتقال گاز و انتشار گازهای گلخانه‌ای حاصل از هر تکنولوژی هستند. منظور از پتانسیل‌های موجود در هر منطقه نیز میزان دسترسی به مواد اولیه‌ی مورد نیاز برای هر تکنولوژی، حدود مجاز انتشار گازهای گلخانه‌ای، میزان منابع مالی در دسترس برای سرمایه‌گذاری در طرح تولید و میزان تقاضای موجود در منطقه ی مورد بررسی است، که همگی به‌صورت محدودیت در مدل لحاظ شده‌اند. هم‌چنین در این مقاله دسته‌بندی‌ای از روش‌های مختلف تولید گاز هیدروژن بر مبنای ظرفیت سیستم تولیدی و در سطح پایین‌تر بر مبنای نوع فرآیند تولیدی، انجام گرفته است، که در مراحل برنامه‌ریزی مدل استفاده می‌شود. بنابراین مدل ارائه شده در این مقاله با نگرش تحلیلی از پایین به بالا و با به‌کارگیری متدولوژی بهینه‌سازی ترکیب تولید در مناطق مورد بررسی، می‌تواند در زمینه‌ی تحقیقات آتی به‌کار گرفته شود.

طبقه‌بندی JEL : C61

کلید واژه: مدل‌های انرژی، سیستم تولید گاز هیدروژن، برنامه‌ریزی ریاضی.

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

افزایش بهره‌برداری از انرژی‌های فسیلی، از جمله زغال‌سنگ و فرآورده‌های نفتی، متناسب با رشد جمعیت، سبب افزایش آلودگی‌های زیست محیطی و کاهش ذخایر موجود شده است "متور و همکاران [1](۲۰۰۸) ". بعد از آن، تولید و بهره‌برداری از انرژی‌های هیدروکربنی گازی، به‌دلیل دارابودن شرایط مطلوب‌تر نسبت به دیگر سوخت‌های فسیلی افزایش یافت. به عنوان مثال در کشور ایران طی ده سال اخیر میزان مصرف گاز از ۳۸/۹ میلیارد مترمکعب در سال،۱۹۹۶، به ۱۰۵/۱ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۰۶ رسیده است "ترازنامه‌ی انرژی".

استفاده از منابع گازی برای تأمین نیازمندی‌های موجود در بخش انرژی‌های سوختی تا حدی بحران به‌وجود آمده را بهبود بخشید، ولی وجود عاملهای اساسی از جمله پایان‌پذیری این‌گونه منابع افزایش میزان تقاضا نسبت به سطح عرضه‌ی محصول سبب شد تا برنامه‌ریزی برای استفاده از انرژی‌های سوختی جدید به عنوان جایگزینی مناسب برای انرژی‌های سوخت فسیلی افزایش یابد "گاودرنک[2] (۱۹۹۸)".

در کشور ایران نیز به‌دلیل وجود محدودیت در زمینه‌ی استفاده برخی از انواع انرژی‌های سوختی از جمله بنزین، لزوم استفاده از انرژی‌های جدید احساس می‌شود. از سویی وجود برخی ذخایر هیدروکربنی غنی در ایران از جمله گاز که سهم به سزایی در امر تولید انرژی‌های سوختی جدید دارند، سبب ایجاد بستر مناسب برای بهره‌برداری از تکنولوژی‌های نوین و هم‌چنین افزایش انگیزه‌ی دولت در این زمینه شده است. علاوه بر این موارد، با در نظر گرفتن افزایش سطح استفاده ی وسایل نقلیه درون سوز و به تبع آن افزایش میزان آلودگی محیط زیست در برخی از شهرهای کشور به‌ویژه تهران، ضرورت افزایش بهره‌برداری از انرژی های جدید بیش‌تر می‌شود، لذا با توجه به اهمیت این موارد و تأثیر آن‌ها در زمینه‌ی عرضه و تقاضای انرژی در بخش‌های مختلف به‌ویژه بخش حمل و نقل می‌بایست زمینه ی بهره‌برداری از منابع انرژی جدید در کشور فراهم شود. جهت‌گیری این مقاله نیز در زمینه‌ی طراحی و توسعه‌ی مدلی است که ترکیب بهینه‌ی تکنولوژی‌های مختلف برای تولید گاز هیدروژن را مطابق شرایط موجود در مناطق مختلف فراهم می‌کند. در این مدل، برای انتخاب تکنولوژی‌ها از دو معیار استفاده

1- Mathur et al.
2- Gaudernack.

www.SID.ir

Archive of SID

می‌شود. یکی بر اساس هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل سالیانه به ازای هر کیلوگرم گاز هیدروژن تولیدی و دیگری بر اساس کم‌ترین هزینه‌ی واحد هیدروژن تولیدی. برای افزایش تطابق بیش‌تر مدل با واقعیت و افزایش قابلیت انعطاف آن، تأثیر محدودیت‌های مختلفی از جمله محدودیت عرضه و تقاضا، قابلیت تأمین مواد اولیه، میزان منابع مالی در دسترس برای سرمایه‌گذاری، محدودیت انتشار گازهای گلخانه‌ای و در نهایت محدودیت انبارش گاز هیدروژن در مدل لحاظ شده است. از آن‌جا که این مدل برنامه‌ریزی توسعه‌ی ایستگاه تولید هیدروژن را برای مناطق مختلف انجام می‌دهد، تمامی محدودیت‌های فوق برای هر منطقه تعریف می‌شوند و در نهایت، تکنولوژی ای که بیش‌ترین تناسب را با خصوصیات آن منطقه دارد، انتخاب می‌شود.

در قسمت دوم مقاله، تکنولوژی‌های مختلف موجود برای تولید گاز هیدروژن به طور مختصر شرح و فرآیند تولید در هر یک به‌صورت گرافیکی نمایش داده می‌شود. در قسمت سوم، ویژگی‌های مدل در مقایسه با مدل‌های دیگر ارائه و تابع هدف و محدودیت‌های آن به طور روشن شرح داده می‌شوند. در نهایت جمع‌بندی و زمینه‌ی تحقیقات آتی ارائه می‌شود.

۲- توصیف فرآیندهای مختلف تولید گاز هیدروژن

به طور کلی برای تولید گاز هیدروژن بر اساس ظرفیت تولید ایستگاه، دو نوع سیستم تولیدی مرکزی و جانبی قابل تعریف است. در صورتی که ظرفیت ایستگاه تولید هیدروژن بالا باشد (بین ۲۰۰۰۰ تا ۲۰۰۰۰۰ کیلوگرم هیدروژن در روز)، موقعیت سیستم تولیدی، مرکزی خواهد بود، در حالی که اگر تولید هیدروژن برای تأمین تقاضای منطقه‌ای خاص باشد (ظرفیت تولید زیر ۲۰۰۰۰ کیلوگرم هیدروژن در روز)، سیستم تولیدی جانبی خواهد بود (سیمبک و چینج [1]، ۲۰۰۲، کروجر [2]، ۲۰۰۸). در حالت دوم، سیستم تولیدی به‌صورت یک ایستگاه سوخت‌رسانی در نظر گرفته می‌شود، بنابراین تمامی فرآیندهای موجود برای تولید گاز هیدروژن را می‌توان بر اساس دو نوع سیستم تولید فوق، طبق آن‌چه در شکل (۱) نشان داده شده است، دسته‌بندی کرد. طبق این شکل، فرآیندهای تولید در حالت کلی به سه دسته‌ی بازسازی مجدد، گازسازی و

1- Simbek and Chang.
2- Kruger.

www.SID.ir

Archive of SID

الکترولیز قابل تقسیم هستند، که دو فرآیند اول نیز بر اساس نوع مواد اولیه‌ی مصرفی به تکنولوژی‌های مختلفی دسته‌بندی می‌شوند. در ادامه هر یک از این تکنولوژی‌ها توصیف شده‌اند.

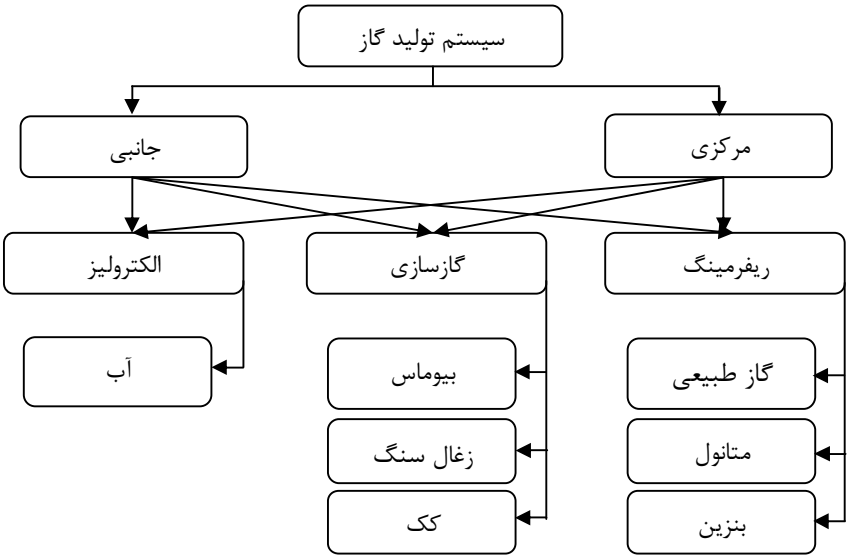
۲-۱- فرآیند بازسازی مجدد

فرآیند بازسازی مجدد از جمله فرآیندهای تبدیل هیدروکربن‌های گازی یا مایع سبک به گاز هیدروژن است که به سه تکنولوژی بازسازی مجدد گاز طبیعی[1]، بازسازی مجدد متانول و بازسازی مجدد بنزین دسته‌بندی می‌شود. در حقیقت ماهیت این فرآیند، تبدیل فرآورده‌های هیدروکربنی به هیدروژن و کربن است . از بین تکنولوژی‌های فوق، بازسازی مجدد گاز طبیعی از جمله پرکاربردترین تکنولوژی‌هاست. به‌طوری‌که تقریباً ۴۸٪ هیدروژن جهان توسط این روش تولید می‌شود (گاودرنک، ۱۹۹۸). علت به‌کارگیری زیاد این روش، پایین بودن سطح هزینه‌ی تولید هیدروژن در مقایسه با دیگر روش‌هاست. از جمله نقاط ضعف فرآیند بازسازی مجدد، تولید مقدار زیادی دی‌اکسیدکربن در مقایسه با برخی فرآیندهای تولید هیدروژن، به دلیل استفاده از منابع هیدروکربنی است (تاگنولی و همکاران [2]، ۲۰۰۸). در شکل (۲)، این فرآیند به‌طور شماتیک به همراه نام دستگاه‌ها و تجهیزات ارائه شده است. در صورتی که سیستم تولیدی جانبی باشد، توالی عملیات‌ها طبق شکل (۲) خواهد بود، ولی در حالتی‌که سیستم تولیدی مرکزی است، قبل از دستگاه تصفیه‌کننده، می‌بایست از یک کمپرسور دیگر برای افزایش فشار گاز هیدروژن تا حد لازم برای انتقال آن استفاده کرد. این موضوع در مورد دو فرآیند گازسازی و الکترولیز نیز برقرار است. استفاده از دستگاه تصفیه‌کننده سبب حذف موادی چون آب، متان، دی‌اکسید کربن، نیتروژن و منواکسید کربن طی فرآیند تولید هیدروژن شده و درجه‌ی خلوص آن را به میزان ۹۹/۹۹٪+ افزایش می‌دهد.

1- Steam Methane Reforming (SMR).
2- Tugnoli et al.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۱- مدل سیستم تولید گاز هیدروژن (سیمبک و چینج، ۲۰۰۲)

۲-۲- فرآیند گازسازی

در گذشته فرآیند گازسازی به منظور تولید گازهای ترکیبی از رسوبات نفتی و زغال‌سنگ استفاده، می‌شد، ولی امروزه به کک نیز به عنوان یکی از مواد اولیه‌ی ورودی به این فرآیند توجه می‌شود (فرموسو و همکاران[1]، ۲۰۰۹). مواد اولیه‌ی دیگر که برای این فرآیند استفاده می‌شود، شامل انواع بیوماس، یعنی همه‌ی ضایعات گیاهان و درختان، زائدات حیوانی و هم‌چنین زباله‌های شهری و فاضلاب‌ها، می‌باشد (وسترمن و همکاران[2]، ۲۰۰۷). از بین تکنولوژی‌های فوق، گازسازی بیوماس از جمله پُر کاربردترین روش‌های تولید گاز هیدروژن محسوب می‌شود. در فرآیند گازسازی، طبق شکل (۳)، ماده‌ی اولیه ورودی به دستگاه گازساز با اکسیژن ورودی واکنش داده و گاز هیدروژن تحت شرایط خاصی (دمای $^{\circ}C$ ۱۱۵۰- ۱۱۴۲ و فشار psij ۴۰۰-۱۲۰۰) تولید می‌شود.

1- Fermoso et al.
2- Westermann et al.

www.SID.ir

Archive of SID

۲-۳- فرآیند الکترولیز

الکترولیز، به معنی فرآیند تجزیه‌ی آب به هیدرژون و کربن است. الکترولیز آب آلکالین از جمله عمومی‌ترین فرآیندهای تولید گاز هیدروژن است که حتی در ظرفیت‌های تولید بالا نیز استفاده می‌شود (ادوین و همکاران[1]، ۲۰۰۹). در یک الکترولیز کننده ی آلکالین، الکترولیت از محلول هیدروکسیدپتاسیم و آب تشکیل شده است و انتقال بار در طول فرآیند، با انتشار یون OH^- از کاتد به سمت آند انجام می‌پذیرد (جی سون[2]، ۲۰۰۹). در این فرآیند، گاز هیدروژن با درجه‌ی خلوص تقریباً ۱۰۰٪ و فشار کم در کاتد تولید می‌شود. فرآیند الکترولیز از جمله فرآیندهای انرژی‌بَر محسوب می‌شود، به طوری‌که میزان انرژی مصرفی در حالت بازده ۱۰۰٪ چیزی حدود H_2 kwh/kg ۴۰ است، که در عمل این میزان به عدد H_2 kwh/kg ۵۰ افزایش می‌یابد (سیمبک و چینج، ۲۰۰۲). هم‌چنین به‌دلیل تولید هیدروژن کم‌فشار (۱۰ atm)، به یک کمپرسور قوی برای افزایش فشار هیدروژن به اندازه‌ی مورد نیاز، چه در مرحله‌ی توزیع و چه در مرحله ی انتقال، مورد نیاز است. این موارد از جمله معایب این روش هستند، که استفاده از این فرآیند را محدود می‌کنند. در شکل (۴)، نمایی از این فرآیند آورده شده است.

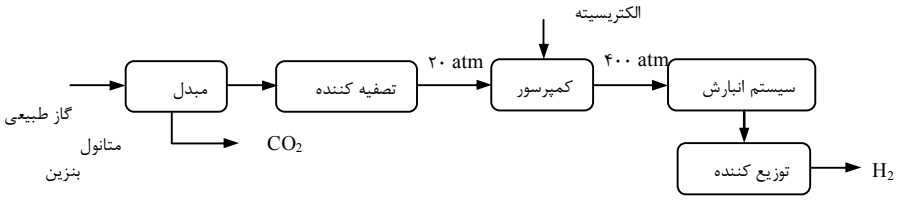
۳- توصیف مدل

طی سال‌های اخیر، تعداد مدل‌های انرژی به دلیل افزایش قابلیت‌های کامپیوتری رشد قابل توجهی داشته است. با گذر زمان و افزایش بهره‌برداری از انرژی‌های مختلف به‌ویژه انرژی‌های جدید، این موضوع بیش‌تر مد نظر قرار گرفته است (ون بیک[3]، ۱۹۹۹). در این مقاله نیز مدلی ارائه شده است. که می‌تواند در جهت بهینه‌سازی سیستم تولید گاز هیدروژن مورد استفاده قرار گیرد. در ادامه به توصیف مدل و ارائه جزئیات آن پرداخته شده است.

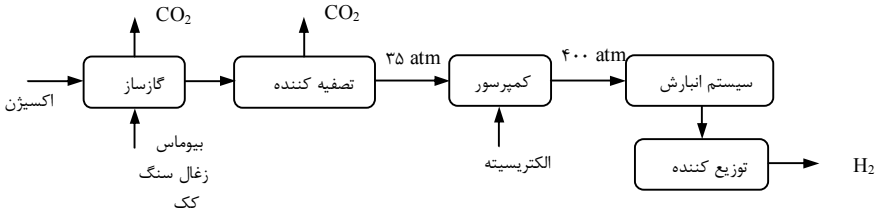
1- Edwin et al.
2- Jason.
3- Van Beeck.

www.SID.ir

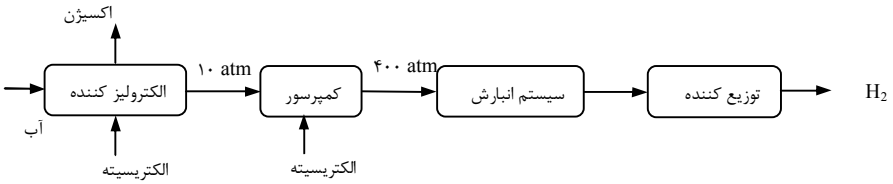
Archive of SID



شکل ۲- دیاگرام جریان فرآیند بازسازی مجدد (سیمبک و چینج، ۲۰۰۲)



شکل ۳- دیاگرام جریان فرآیند گازسازی (سیمبک و چینج، ۲۰۰۲)



شکل ۴- دیاگرام جریان فرآیند الکترولیز (سیمبک و چینج، ۲۰۰۲)

۳-۱- ویژگی‌های مدل

برای هر مدل انرژی ویژگی‌هایی وجود دارد که بین تمامی انواع مدل‌ها مشترک است. به عنوان مثال تمامی مدل‌ها ارائه‌دهنده ی تصویری از دنیای واقعی هستند که بنا بر ضرورت موضوع در یک زمان خاص طراحی و برنامه‌ریزی شده‌اند. به‌علاوه، هر مدل برای مصورسازی وضعیت آینده از یک سری فرضیات و برآوردها استفاده می‌کند که ممکن است در شرایط فعلی، این موارد معتبر باشند یا نباشند. ولی در شرایط آینده ناگزیر عدم قطعیت برای آن نتایج وجود دارد (گروب و همکاران[1]، ۱۹۹۳). به‌طورکلی نه

1- Grubb et al.

www.SID.ir

Archive of SID

ویژگی برای هر مدل در نظر گرفته می‌شوند، که در مدل‌ها با این ویژگی‌ها هر مدل قابل شناسایی و دسته‌بندی خواهند بود (می‌یر و پیتر[1]، ۱۹۸۴، مناسینگ و موهان[2]، ۱۹۸۸، هورکد و همکاران[3]، ۱۹۹۶). هر یک از این مشخصه‌ها به همراه توضیحات مختصر در زیر لیست شده‌اند:

۱- اهداف مدل انرژی: اهداف هر مدل انرژی به دو دسته ی اهداف کلی و اهداف ویژه تقسیم‌بندی می‌شوند. اهداف کلی، به اهدافی گفته می‌شوند که نشان‌دهنده ی نحوه‌ی برنامه‌ریزی مدل برای آینده هستند و بر اساس تعریف بانک جهانی شامل سه دسته فرآیند پیش‌بینی، تحلیل سناریو و Back casting می‌شوند. اهداف ویژه نیز به اهدافی گفته می‌شوند که تمرکز مدل بر آن‌ها قرار دارد و زمینه‌ی عملکرد مدل را پوشش می‌دهند، مثلاً عرضه یا تقاضای انرژی.

۲- ساختار مدل: ساختار مدل بر اساس فرضیاتی که برای مدل مربوطه در نظر گرفته شده است، بیان می‌شود. این فرضیات بنا به تعریف محدوده ی مدل و هدف آن به دو صورت داخلی و خارجی دسته‌بندی می‌شوند. هم چنین در این مورد، بنا به تعریف محدوده‌ی مدل، میزان تأثیر متغیرهای برون‌زا و درون‌زا بر نیز تعیین می‌شود.

۳- نگرش تحلیلی مدل: دو نگرش برای تحلیل مدل‌های انرژی، تحلیل بالا به پایین و پایین با بالاست که در نوع اول بیش تر به جنبه‌های اقتصادی موضوع و رفتار بازار پرداخته می‌شود، در حالی‌که در نوع دوم بیش‌تر مباحث فنی و تکنیکی تکنولوژی‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد. بدین‌ترتیب در نوع اول از داده‌های کلی‌تر و در نوع دوم از داده‌های جزئی‌تر یا تفکیک‌شده استفاده می‌شود.

۴- متدولوژی مدل: می‌توان گفت متدولوژی، روش‌هایی هستند که مدل‌ها برای رسیدن به جواب از آن ها استفاده می‌کنند. عموماً متدولوژی‌های مختلفی که برای مدل‌های انرژی به کار گرفته شده‌اند، شامل اقتصادسنجی، اقتصاد کلان، تعادل اقتصادی، بهینه‌سازی، شبیه‌سازی، مدل‌های صفحه‌گسترده، مدل‌های چند هدفه و مدل‌های Back casting هستند.

1- Meier and Peter.
2- Munasinghe and Mohan.
3- Hourcade et al.

www.SID.ir

Archive of SID

۵- ابزارهای ریاضی به کار رفته در مدل: منظور از ابزارهای ریاضی، تکنیک‌هایی هستند که در مدل برای تعیین جواب به‌کار گرفته می‌شوند، که به‌عنوان نمونه می‌توان به برنامه‌ریزی خطی، برنامه‌ریزی عدد صحیح و برنامه‌ریزی دینامیک اشاره کرد.

۶- محدوده‌ی جغرافیایی تحت پوشش مدل: برای هر مدل محدوده‌ای وجود دارد که در آن محدوده مسأله ی مورد نظر برنامه‌ریزی و حل می‌شود. در مدل‌های انرژی این محدوده همان محدوده‌ی جغرافیایی است که مدل برای آن به‌کار گرفته می‌شود و بنا به وسعت آن، به محدوده‌ی جهانی، منطقه‌ای، ملی، محلی و پروژه‌ای تقسیم‌بندی می‌شود.

۷- بخش‌های انرژی‌بر تحت پوشش مدل: منظور از بخش‌های تحت پوشش مدل دو بخش اقتصاد و انرژی است، بدین معنی که مدل تا چه حد بخش‌های اقتصادی و تا چه حد بخش‌های انرژی‌بر را در بر می‌گیرد.

۸- بازه‌ی زمانی: این مورد از این جهت حائز اهمیت است که می‌تواند از نظر تغییرات احتمالی در شرایط اقتصادی، اجتماعی و محیط زیستی حاکم بر مدل طی دوره‌ی برنامه‌ریزی، تأثیرات به سزایی در نتیجه‌ی حاصل از مدل داشته باشد. در صورتی‌که بازه‌ی زمانی بین ۵- ۰ سال باشد، کوتاه مدت، در صورتی‌که بین ۱۵- ۳ سال باشد، میان‌مدت و در حالتی‌که بیش از ۱۰ سال باشد، بلند مدت در نظر گرفته می‌شود (گروب و همکاران، ۱۹۹۳).

۹- داده‌های مورد نیاز مدل: هر مدل بنا به جزئیات تعریف آن از داده‌های متنوعی استفاده می‌کند، که این داده‌ها می‌توانند به‌صورت داده‌های کمی، کیفی و یا داده‌های پولی- مالی و هم‌چنین از دیدگاهی دیگر به‌صورت کلی و جزئی یا تفکیک‌شده باشند.

بعد از بیان عمومی‌ترین ویژگی‌هایی که برای دسته‌بندی مدل‌های انرژی استفاده می‌شوند، در ادامه به تعیین این ویژگی‌ها برای مدل ارائه شده در این مقاله پرداخته شده است. تعیین این مشخصه‌ها می‌تواند به تشخیص وجه تمایز و یا شباهت این مدل با مدل‌های دیگر کمک کند.

۳-۲- اجزای مدل

در این قسمت به توصیف تابع هدف و محدودیت‌های لحاظ شده در مدل پرداخته شده است. در سیستم تولید گاز هیدروژن هزینه‌های تولید از اهمیت زیادی برخوردارند

www.SID.ir

Archive of SID

(بولینگر و آرون[1]، ۲۰۰۲). از این رو، همان‌طور که در قسمت‌های قبل بیان شد، تابع هدف این مدل مینی‌مم کردن هزینه‌های تولید است. بنابراین لازم است ابتدا تمامی هزینه‌های مرتبط با تولید گاز هیدروژن شناسایی و دسته‌بندی شوند. به طور کلی این هزینه‌ها شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، اجرایی، عملیاتی و هزینه‌های سرمایه‌ای هستند که هر کدام در زیر توصیف شده‌اند.

- هزینه‌های سرمایه‌گذاری

هزینه‌های سرمایه‌گذاری به آن دسته از هزینه‌هایی گفته می‌شوند که برای ساخت و ساز ایستگاه تولید گاز هیدروژن و تهیه ی دستگاه‌ها و تجهیزات مورد نیاز برای تولید هیدروژن لازم هستند، لذا بر اساس سه نوع تکنولوژی بازسازی مجدد، گازسازی و الکترولیز هزینه‌ی دستگاه‌ها شامل هزینه‌ی دستگاه مبدل برای فرآیند بازسازی مجدد، دستگاه تفکیک کننده‌ی هوا[2] و گازساز برای فرآیند گازسازی، الکترولیز کننده برای فرآیند الکترولیز، تصفیه‌کننده برای فرآیندهای بازسازی مجدد و گازسازی، کمپرسور، سیستم انبارش و توزیع‌کننده برای همگی فرآیندهاست. از آن‌جا که اطلاعات مربوط به این هزینه‌ها ممکن است از منابع مختلفی استخراج شود، می‌توان هزینه‌ی هر کدام از دستگاه‌ها را بنا به ظرفیت مورد استفاده از آن در سیستم تولیدی مورد نظر به کمک رابطه‌ی زیر برآورد کرد (چوتسا و همکاران، ۲۰۰۸).

$$C=C_{\circ}\left(\frac{P}{P_{\circ}}\right)^{\alpha} \quad , \quad \alpha=-cs \qquad (۱)$$

در معادله‌ی فوق، C هزینه‌ی دستگاه با ظرفیت تولید مورد نظر (P) و $C_{\circ}$ هزینه‌ی فعلی دستگاه با ظرفیت $P_{\circ}$ است. پارامتر α نیز بیان کننده‌ی فاکتور تعدیل است که از تفاضل عدد یک و عامل اندازه/ هزینه (cs) به‌دست می‌آید.

1- Bollinger and Aaron.
2- Air Separator Unit (ASU).

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۲- ویژگی‌های مدل ارائه شده برای تولید گاز هیدروژن

ویژگی‌های مدل		توصیف ویژگی‌ها برای مدل تولید گاز هیدروژن
اهداف	کلی	تحلیل سناریو
	جزئی	عرضه و تقاضای انرژی- محدودیت‌های زیست‌محیطی با در نظر گرفتن تابع هدف مینی‌مم‌سازی هزینه‌های مرتبط با سیستم تولید گاز هیدروژن
ساختار مدل		تأثیر متغیرهای برون‌زا کم‌تر لحاظ شده است. بیش‌تر داده‌های ورودی مربوط به تکنولوژی‌های مختلف است.
نگرش تحلیلی		پایین با بالا
متدولوژی		بهینه‌سازی
ابزار ریاضی		برنامه‌ریزی عدد صحیح
محدوده جغرافیایی		محلی- ملی
بخش‌های تحت پوشش		بخش‌های انرژی‌بر به‌ویژه حمل و نقل
بازه‌ی زمانی		میان‌مدت- بلندمدت
داده‌های مورد نیاز		کمی، مالی- پولی، جزئی (تفکیک شده)

- هزینه‌های عملیاتی

هزینه‌های عملیاتی به دو دسته‌ی ثابت و متغیر دسته‌بندی می‌شوند. هزینه‌های عملیاتی ثابت هزینه‌هایی هستند که به میزان تولید بستگی ندارند و شامل هزینه‌هایی مثل کار، هزینه‌ی سربار، مالیات، آزمایش و اندازه‌گیری و بیمه می‌باشند که به‌صورت درصدی از هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل محاسبه می‌شوند. هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل، حاصل جمع هزینه‌های سرمایه‌گذاری و اجرایی است که در ادامه توضیح داده خواهد شد. طبق استانداردهای موجود، هزینه‌های عملیاتی ثابت در محدوده‌ی ۴-۷٪ از هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل متغیرند. هزینه‌ی عملیاتی متغیر نیز شامل هزینه‌ی مواد سوختی و غیرسوختی مورد نیاز برای تولید هیدروژن است که مواد سوختی شامل هزینه‌های برق (برای کلیه فرآیندها)، گاز طبیعی، متانول و بنزین (برای فرآیند بازسازی) و اکسیژن، بیوماس، زغال‌سنگ و کک (برای فرآیند گازسازی) می‌باشد. معمولاً در فرآیند گازسازی بیوماس با فرض راه‌اندازی ایستگاه گاز هیدروژن در مجاورت ایستگاه بازیافت زباله و در دسترس بودن بیوماس، هیچ هزینه‌ای برای بیوماس در نظر گرفته نمی‌شود. هزینه‌های متغیر غیرسوختی نیز شامل هزینه‌های استهلاک، نگهداری و

www.SID.ir

Archive of SID

تعمیرات (نت) بوده که به‌صورت درصدی از هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل محاسبه می‌شود. بازه‌ی استاندارد برای نرخ‌های فعالیت‌های نت ۰.۵-۱.۵٪ می‌باشد. به طور کلی هزینه-های عملیاتی ثابت و متغیر، تأثیر مستقیم در هزینه‌ی گاز هیدروژن تولیدی دارند.

- هزینه‌ی اجرایی

این هزینه‌ها شامل هزینه ی وسایل و ابزارآلات مورد نیاز در راستای فرآیند تولیدی، فعالیت‌های فنی- مهندسی و اداری و هزینه‌های غیرمترقبه می‌باشد. هزینه‌های غیرمترقبه به هزینه‌هایی است که در مراحل اجرا و پیاده سازی طرح به صورت احتمالی و دور از انتظار رخ می‌دهند و در محدوده ی ۱۰-۲۰٪ تعیین می‌شوند (سیمبک و چینج، ۲۰۰۲). علاوه بر آن، درصدی از هزینه‌ی سرمایه‌گذاری را نیز باید به عنوان هزینه‌ی حاصل از بروز اشتباه در تخمین‌های انجام شده در مورد هزینه‌های مختلف، لحاظ کرد، که این کار سبب افزایش دقت ارزیابی‌های انجام گرفته می‌شود.

- هزینه‌ی های سرمایه ای

این هزینه ی شامل به هزینه‌هایی است که در طول فرآیند تولید گاز هیدروژن برای بهبود عملکرد دستگاه‌ها و تجهیزات، ابزارآلات و ادوات جانبی و هم‌چنین ارتقای سطح کیفی آن‌ها لازم است. در حقیقت این هزینه‌ها به منظور پشتیبانی مالی از سخت-افزارهای تولید در نظر گرفته می‌شوند. این هزینه‌ها به‌صورت سالیانه و بر حسب درصدی از هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل محاسبه می‌شوند. محدوده‌ی استاندارد برای این هزینه، ۲۰-۲۵٪ در نظر گرفته می‌شود.

- هزینه‌های انتقال

در صورتی‌که سیستم تولیدی مرکزی باشد، لازم است گاز هیدروژن تولیدی به محل‌های برنامه‌ریزی شده انتقال داده شود. عموماً این انتقال به سه صورت انجام می‌گیرد (آموس، ۱۹۹۸). در حالت اول با افزایش فشار گاز، انتقال آن از طریق لوله‌کشی (لوله‌های انتقال گاز) انجام می‌گیرد. در حالت دوم و سوم که توسط تانکرهای حمل گاز انجام می‌شود، گاز هیدروژن به دو صورت گاز پرفشار یا مایع، منتقل می‌شود. در حالتی‌که سیستم تولیدی جانبی باشد، به دلیل مصرف گاز در محل تولید، مقدار این هزینه صفر است.

www.SID.ir

Archive of SID

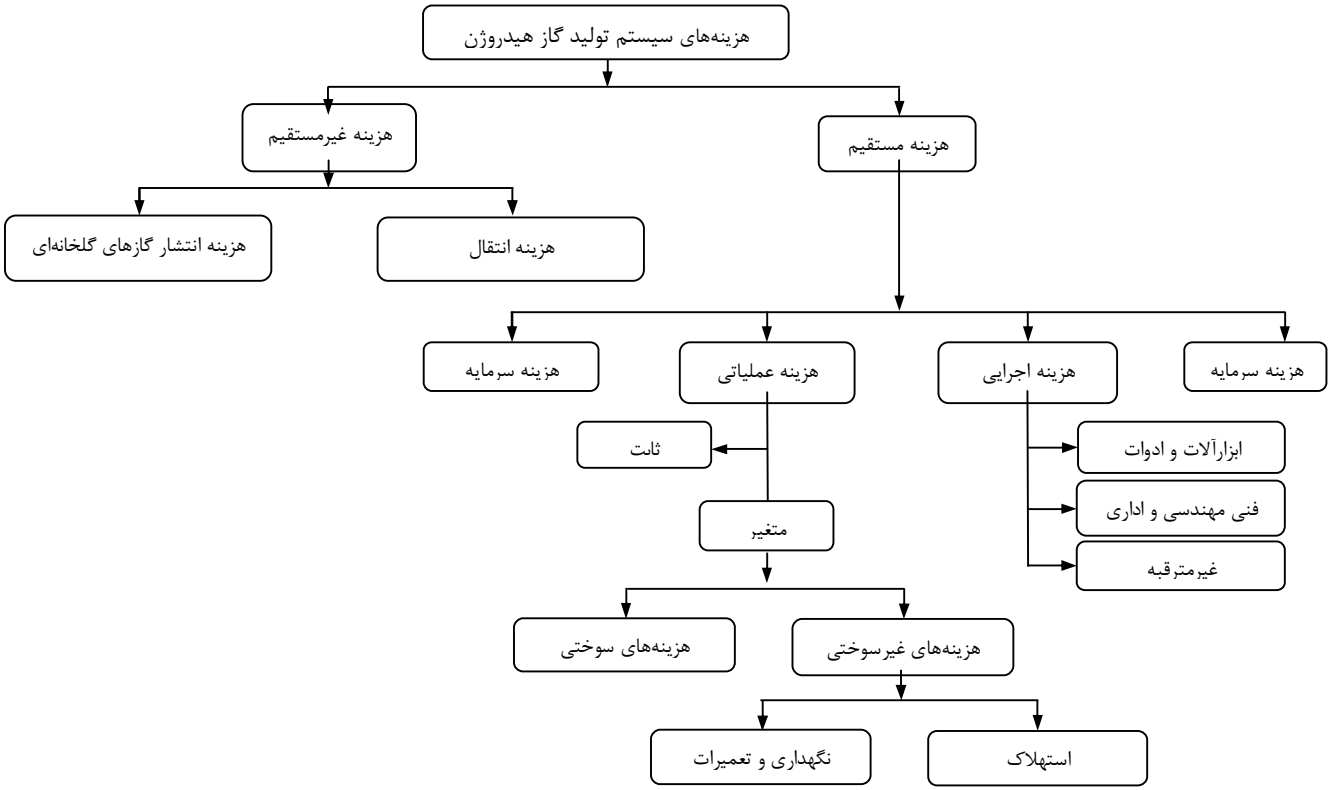
- هزینه‌ی انتشار گازهای گلخانه‌ای

به دلیل روند رو به رشد آلودگی محیط زیست و انتشار گازهای گلخانه‌ای، امروزه در زمینه ی بهره‌برداری از صنایع جدید این موضوع مد نظر قرار می‌گیرد. در مدلی که برای تولید گاز هیدروژن در این مقاله ارائه شده، کاهش میزان انتشار این گازها از تکنولوژی‌های مختلف به صورت هزینه‌ای لحاظ شده است. در حقیقت در تابع هدفی که برای این مدل طراحی شده، هزینه‌ی انتشار گازهای گلخانه‌ای برای هر تکنولوژی، از میزان انتشار این گازها (که عمدتاً گاز دی‌اکسیدکربن است) در هزینه‌ای که به ازای واحد انتشار در نظر گرفته شده است، به‌دست می‌آید. هزینه‌ی واحد انتشار به منزله‌ی جریمه یا مالیاتی است که نسبت به میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای حاصل از هر تکنولوژی به‌وجود می‌آید.

بنابراین طبق توضیحات بیان‌شده، تمامی هزینه‌های مرتبط با سیستم تولید گاز هیدروژن را می‌توان به‌صورت شکل (۵) نشان داد. این تقسیم‌بندی کمک به سزایی به تشخیص نوع هزینه‌ها و نحوه‌ی محاسبه‌ی آن‌ها خواهد کرد.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۵- مدل هزینه‌های سیستم تولید گاز هیدروژن

www.SID.ir

Archive of SID

طبق این شکل، تابع هدف، از نظر تأثیر بر قیمت نهایی گاز هیدروژن، از دو نوع هزینه تشکیل می‌شود که شامل هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم هستند. به دلیل این‌که محدوده‌ی در نظر گرفته شده برای مدل‌سازی (مرز سیستم) در حد ایستگاه تولید گاز هیدروژن است، هزینه‌های انتقال جزء هزینه‌های مستقیم بیان نشده است. لحاظ کردن هزینه‌های مستقیم در تابع هدف به دو صورت امکان‌پذیر است. حالت اول، بر مبنای هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل سالیانه به ازای هر کیلوگرم هیدروژن تولیدی و حالت دوم، بر مبنای هزینه‌ی واحد گاز هیدروژن تولیدی حاصل از هر تکنولوژی می‌باشد. در حالت اول بعد از محاسبه‌ی هزینه‌ی سرمایه‌گذاری، ابتدا می‌بایست عامل بازیافت سرمایه طبق رابطه‌ی زیر تعیین شود:

$$CRF=\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^{n-1}} \qquad (2)$$

در معادله ی فوق، منظور از i، نرخ بهره و n طول عمر سیستم تولید گاز هیدروژن است. با در دست داشتن مقدار عامل بازیافت سرمایه و ضرب آن در هزینه‌ی سرمایه-گذاری، مقدار سالیانه این هزینه به‌دست می‌آید. بنابراین با جمع هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سالیانه به‌دست آمده و هزینه‌ی اجرایی، می‌توان هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل سالیانه را تعیین کرد. در صورتی‌که این هزینه بر مقدار هیدروژن تولیدی طی یکسال تقسیم شود، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل سالیانه به ازای یک کیلوگرم هیدروژن محاسبه می‌شود. در حالت دوم، هزینه‌ی واحد هیدروژن تولیدی با استفاده از هزینه‌ی عملیاتی و هزینه‌ی های سرمایه ای تعیین می‌شود. بدین صورت که با تعیین مقادیر هر یک از هزینه‌های عملیاتی ثابت و متغیر (سوختی و غیرسوختی) و جمع آن‌ها با یکدیگر، هزینه‌ی عملیاتی کل محاسبه می‌شود. سپس با اضافه کردن این مقدار به هزینه ی های سرمایه ای، هزینه‌ی واحد گاز هیدروژن به‌دست می‌آید. لازم به یادآوری است که واحد هر دو هزینه‌ی عملیاتی کل و هزینه سرمایه ای، می‌بایست بر اساس واحد پولی (ریال یا دلار) نسبت به هر یک کیلوگرم هیدروژن تولیدی تعیین شود.

بنابراین با در نظر گرفتن هر یک از دو حالت فوق و اضافه کردن دو هزینه‌ی انتقال و هزینه‌ی انتشار گازهای گلخانه‌ای، فرم کلی تابع هدف به‌صورت معادله‌ی (۳) به‌دست می‌آید:

$$\text{Min } Z=\sum_i\sum_j\sum_k (C_{ijk}+c'_{ijk}+c''_{ijk})X_{ijk} \qquad (3)$$

www.SID.ir

Archive of SID

در رابطه‌ی فوق، C_{ijk} هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل سالیانه به ازای یک کیلوگرم هیدروژن یا هزینه‌ی واحد هیدروژن تولیدی، C'_{ijk} هزینه‌ی انتقال گاز هیدروژن و C''_{ijk} نیز هزینه‌ی انتشار گازهای گلخانه‌ای هستند. منظور از i، j و k نیز به‌ترتیب نوع سیستم تولیدی، محل یا منطقه‌ی مورد بررسی و نوع تکنولوژی تولید گاز هیدروژن می‌باشد. هم‌چنین متغیر X، متغیر تصمیم مدل و از نوع صفر و یک است. مقدار متغیر Xijk در صورت انتخاب تکنولوژی k ام در محل j ام منطبق بر سیستم تولیدی i ام، برابر با یک و در غیر این صورت برابر با صفر خواهد بود. بعد از بیان تابع هدف، در ادامه به معرفی تک‌تک محدودیت‌های مدل پرداخته شده است.

محدودیت اول مربوط به حداکثر منابع مالی است که برای راه‌اندازی سیستم تولید گاز هیدروژن در اختیار داریم. در حقیقت در این حالت میزان هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل که در هر منطقه برای راه‌اندازی سیستم تولید گاز هیدروژن صرف می‌شود، حداکثر باید به اندازه‌ی منابع مالی در نظر گرفته شده برای آن منطقه باشد. به‌دلیل این‌که در این مدل برنامه‌ریزی و انتخاب تکنولوژی‌ها برای مناطق مختلف انجام می‌گیرد، فرض شده است که هر منطقه منابع مالی مخصوص به خود دارد، یعنی منابع مالی دو منطقه‌ی مختلف با یکدیگر متفاوت است، لذا این محدودیت به‌صورت زیر بیان می‌شود.

$$1: \sum_i \sum_k TCC_{ijk} \times X_{ijk} \leq B_j \quad \forall j \qquad (۴)$$

در رابطه‌ی فوق، TCC هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل است که از مجموع هزینه‌ی سرمایه‌گذاری و هزینه‌ی اجرایی در سال پایه به‌دست می‌آید. به‌دلیل این‌که هزینه‌ی اجرایی به صورت سالیانه می‌باشد، کافی است در معکوس عامل بازیافت سرمایه ضرب شود تا مقدار آن در سال پایه به‌دست آید. در رابطه‌ی (۴)، منظور از B، میزان کل منابع مالی در دسترس در منطقه‌ی مورد نظر (j) است.

محدودیت دوم مربوط به میزان دسترسی به مواد اولیه در هر منطقه است. طبق شکل (۱)، برای تولید گاز هیدروژن توسط هر تکنولوژی از مواد اولیه ی خاصی استفاده می‌شود. از سویی در هر منطقه بنا به موقعیت جغرافیایی آن، میزان دسترسی به این مواد متفاوت است، بنابراین این محدودیت به‌صورت حداکثر استفاده‌ی هر تکنولوژی از مواد اولیه‌ی در دسترس در هر منطقه، به‌صورت زیر، بیان می‌شود:

$$2: \sum_i \sum_k M_{ijk} \times X_{ijk} \leq R_j \quad \forall j \qquad (۵)$$

www.SID.ir

Archive of SID

در رابطه‌ی (۵)، M مقدار مصرف مواد اولیه‌ی هر تکنولوژی در منطقه‌ی مورد نظر در هر ساعت و R کل میزان مواد اولیه‌ی در دسترس در هر ساعت است.

محدودیت سوم در ارتباط با میزان ظرفیت مخزن در نظر گرفته شده برای ذخیره‌ی گاز هیدروژن است. طبق شکل‌های (۲)، (۳) و (۴) که دیاگرام جریان تولید گاز هیدروژن را توسط هر فرآیند نشان می‌دهند، برای هر فرآیند، یک سیستم انبارش در نظر گرفته می‌شود، که گاز هیدروژن خروجی از کمپرسور را به طور موقت در خود ذخیره می‌کند، بنابراین در این حالت می‌بایست میزان گاز هیدروژن ورودی به مخزن حداکثر به اندازه‌ی میزان ظرفیت مخزن باشد تا امکان ذخیره‌ی آن فراهم شود، لذا این محدودیت به‌صورت زیر نوشته می‌شود.

$$3: \sum_i \sum_j \sum_k A_{ijk} \times X_{ijk} \leq D_{ijk} \qquad (۶)$$

در رابطه‌ی فوق، D میزان کل ظرفیت مخزن و A مقدار حجم اشغال شده‌ی مخزن توسط گاز هیدروژن است. مقدار A از تفاضل مقدار گاز هیدروژن ورودی به مخزن و مقدار گاز هیدروژن خروجی از آن در هر ساعت به‌دست می‌آید. طبق شکل شماتیک ارائه شده برای هر فرآیند مقدار گاز هیدروژن ورودی، خود تابعی از مقدار مواد اولیه ی ورودی به هر فرآیند و بازده دستگاه تولید کننده ی گاز هیدروژن است، بنابراین مقدار گاز هیدروژن ورودی از ضرب این دو مقدار به‌دست می‌آید. با در نظر گرفتن این محدودیت در مرحله‌ی برنامه‌ریزی تولید هر ایستگاه، تولید اضافی گاز هیدروژن به وجود نخواهد آمد.

محدویت چهارم مدل در ارتباط با انتشار گازهای گلخانه‌ای مطرح می‌شود. در این محدودیت، میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای حاصل از هر تکنولوژی و با هر سیستم تولیدی نباید از حد استاندارد تعریف شده برای منطقه ی بهره‌برداری تجاوز کند. به دلیل متفاوت بودن شرایط آب و هوایی و به تبع آن متفاوت بودن حد استاندارد میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در هر منطقه، لازم است که این محدودیت به ازای هر منطقه تعریف شود، لذا محدودیت مربوط به این قسمت به‌صورت معادله‌ی ۷ نوشته می‌شود:

$$4: \sum_i \sum_k E_{ijk} \times X_{ijk} \leq G_j \quad \forall j \qquad (۷)$$

در رابطه‌ی (۷)، E میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای از هر تکنولوژی و G میزان حد مجاز انتشار آلاینده‌ها به ازای هر یک کیلوگرم گاز هیدروژن است که در برخی کشورها،

www.SID.ir

Archive of SID

از جمله آمریکا، این حدود بر اساس تعداد صنایع فعـال و در عـین حـال آلاینـده در آن کشور، میزان وسعت این‌گونه صنایع، جمعیت و عاملهای دیگر محاسبه شده‌اند.

محدودیت پنجم، مربوط به عرضه و تقاضای موجود برای گاز هیدروژن در هر منطقه است. در این حالت میزان خالص تولید (میزان تولید پس از کسر تلفات) هـر تکنولـوژی می‌بایست بین مقادیر عرضه و تقاضا قرار گیرد. منظور از عرضه ی هـر تکنولـوژی همـان مقـدار گـاز هیـدروژن تولیـدی از آن تکنولـوژی اسـت. در حقیقـت میـزان تولیـد یـک تکنولوژی باید به اندازه‌ای باشد که تقاضای موجود در منطقه را به طـور کامـل پوشـش دهد. در صورتی که میزان عرضه‌ی یک تکنولوژی از میـزان تقاضـای موجـود در منطقـه بیش تر باشد، میزان اضافه تولید در سیستم انبارش ذخیـره خواهـد شـد، بنـابراین ایـن محدودیت به‌صورت زیر نوشته می‌شود:

$$5: S_j \le \sum_i \sum_k M_{ijk} \times \eta_{ijk} \times X_{ijk} \le D_j \quad \forall j \qquad (۸)$$

در رابطه‌ی (۸)، S و D به ترتیب عرضه و تقاضای گاز هیدروژن هسـتند و M (طبـق آن‌چه در محدودیت دوم بیان شد) مقدار استفاده‌ی هر تکنولوژی از مـواد اولیـه در هـر ساعت است. نیز بازده دستگاه تولید گاز هیدروژن در هر یک از تکنولوژی هاست که بـا ضرب شدن در مقدار M، مقدار گاز هیدروژن خروجی از هر تکنولوژی را نشان می‌دهد.

محدودیت آخر مربوط به تخصیص تکنولوژی‌ها به مناطق مورد بررسی اسـت. طبـق تعریفی که برای تابع هدف مدل بیان شد، این مدل بهترین فرآیند را از نظـر دارا بـودن کم‌ترین هزینه برای هر منطقه انتخاب می‌کند. بنابراین لازم است به هر منطقه بـه‌طـور دقیق یک تکنولوژی تخصیص داده شود، بنابراین با در نظر گرفتن محـدودیت زیـر ایـن موضوع نیز در مدل لحاظ می‌شود:

$$6: \sum_i \sum_k X_{ijk} = 1 \quad \forall j \qquad (۹)$$

بنابراین مدلی که در این مقاله ارائه شده، می‌تواند در زمینه ی تولید گـاز هیـدروژن، که امروزه بیش از پیش مد نظر قرار دارد، مورد استفاده قرار گیرد و سیستم تولیـد آن را بر اساس محدودیت‌های موجود بهبود بخشد.

www.SID.ir

Archive of SID

مثال عملی

در این قسمت از مقاله به بررسی و ارائه‌ی یک مثال عملی در رابطه با مدل فوق پرداخته شده است. در اینجا برای سادگی و درک بهتر از عملکرد مدل، فرض شده است که در یک منطقه‌ی مشخص، تنها هزینه‌های موجود، هزینه‌های سرمایه‌گذاری به ازای هر یک کیلوگرم گاز هیدروژن باشند. در زیر همه‌ی این هزینه‌ها برای سه فرآیند بازسازی مجدد گاز طبیعی، متانول و بنزین و هم‌چنین گازسازی بیوماس آورده شده است:

جدول ۲- هزینه‌ی دستگاه‌های تولید هیدروژن برای چهار روش انتخابی

دستگاه‌ها و تجهیزات	عامل cs	هزینه‌ی واحد (۵۰۰ kg/d H2)	هزینه‌ی واحد (۱۰۰۰ kg/d H2)	هزینه برای یک ایستگاه (میلیون دلار) ۲۰۰۸	۲۰۰۲
مبدل گاز طبیعی	٪۷۵	۱۵۰۰ $/kg/d Gas	۱۲۶۱ $/kg/d Gas	۱.۲۶	۲.۵۲
مبدل بنزین	٪۷۵	۱۶۳۰ $/kg/d Gaso	۱۳۷۰ $/kg/d Gaso	۱.۳	۲.۶
مبدل متانول	٪۷۵	۱۴۰۰ $/kg/d Meth	۱۱۷۰ $/kg/d Meth	۱.۲	۲.۴
گازساز	٪۸۰	۵۸ $/kg/d Bio	۵۰ $/kg/d Bio	۰.۹۳	۱.۸۶
کمپرسور	٪۸۰	۳۴۰۰ $/kw	۲۹۶۰ $/kw	۰.۲۵	۰.۵
سیستم انبارش	٪۸۰	۱۱۵$/gal	۱۰۰ $/gal	۰.۱	۰.۲
توزیع کننده	٪۱۰۰	۱۵۰۰۰ $/dis	۱۵۰۰۰ $/dis	۰.۰۳	۰.۰۶
تصفیه‌کننده‌ی بازسازی	٪۵۰	۳۰۰ $/kg/d	۲۱۲ $/kg/d	۰.۲	۰.۴
تصفیه‌کننده‌ی گازسازی	٪۷۵	۵۶ $/kg/d	۴۷$/kg/d	۰.۸۳	۱.۶۶

بعد از تعیین مقادیر هزینه‌های سرمایه‌گذاری چهار پروسه‌ی فوق، در زیر هزینه‌های عملیاتی برآورد شده‌اند. هزینه‌های عملیاتی ثابت، طبق بررسی‌های انجام گرفته، در محدوده‌ی ۴-۷٪ متغیرند که در این‌جا نرخ ۵٪ از هزینه‌ی سرمایه‌گذاری کل برای آن‌ها در نظر گرفته شده است. در مورد هزینه‌های متغیر غیرسوختی نیز نرخ ۱۰٪ برای استهلاک و نرخ ۱٪ برای هزینه‌ی فعالیت‌های نت و از آن جمله نسبت به هزینه‌ی

www.SID.ir

Archive of SID

سرمایه‌گذاری کل در نظر گرفته شده است. در زیر نیز جدول مربوط به هزینه‌های متغیر سوختی ارائه شده است. هم چنین در جدول (۴) هزینه‌های اجرایی برای چهار فرآیند انتخابی تعیین شده است.

بعد از تعیین تمامی مقادیر هزینه‌های فوق، برای هزینه‌ی های سرمایه ای نیز مقدار ۱۶٪ لحاظ شده است. عموماً مقدار این هزینه برای دستگاه‌های تصفیه کننده در محدوده ی ۲۰-۲۵٪ و برای ابزارآلات اضافی و مورد نیاز تولید در حدود ۱۴-۲۰٪ در نظر گرفته می‌شود که در این مقاله حالت میانگین آن لحاظ شده است. در نهایت برای تعیین فرآیند بهتر با در نظر گرفتن تمامی شرایط فوق، در این‌جا از نرم‌افزار لینگو[1] برای حل مدل استفاده شده است. این نرم‌افزار از جمله نرم‌افزارهایی است که برای حل مدل‌های ریاضی مختلف استفاده می‌شود.

جدول۳- هزینه‌ی مواد سوختی مورد نیاز برای تولید هیدروژن در چهار فرآیند انتخابی

نوع مواد مصرفی	نوع فرآیند	میزان مصرف	هزینه‌ی واحد	هزینه‌ی کل($)
گاز طبیعی	بازسازی گاز طبیعی	lit ۲۵۷	$/lit۰.۰۰۴	۱.۰۳
متانول	بازسازی متانول	kg/hr۱۸.۲	$/kg۰.۴	۱.۴۵
بنزین	بازسازی بنزین	lit۳۷.۳	$/lit۰.۰۸	۲.۹
اکسیژن	گازسازی بیوماس	۹ Kg/hr	$/kg۰.۱	۰.۹
الکتریسیته				OP M P
	بازسازی گاز طبیعی	۲ kw	OP M P (8h) (12h) (4h) ۰.۰۲۵ ۰.۰۱۳ ۰.۰۰۶	۰.۰۵ ۰.۰۲ ۰.۰۱
	بازسازی متانول	۲.۲ kw		۰.۰۵ ۰.۰۲ ۰.۰۱
	بازسازی بنزین	۲.۲ kw		۰.۰۵ ۰.۰۲ ۰.۰۱
	گازسازی بیوماس	۲ kw	$ $ $	۰.۰۵ ۰.۰۲ ۰.۰۱

1- Lingo.

www.SID.ir

Archive of SID

جدول۴- هزینه‌های اجرا و پیاده‌سازی ایستگاه سوخت هیدروژنی

هزینه‌ی اجرا و پیاده‌سازی	محدوده استاندارد	درصد انتخابی	بازسازی گاز طبیعی	بازسازی متانول	بازسازی بنزین	گازسازی بیوماس	توضیحات
وسایل و ابزارآلات اضافی	٪۲۰	٪۴۰ -۲۰	۰.۷۴	۰.۷۱	۱.۹۴	۰.۸۶	به‌دلیل سطح تولید پایین
غیرمترقبه	٪۱۰	٪۲۰ -۱۰	۰.۳۷	۰.۳۶	۰.۳۸	۰.۴۳	با فرض دقت زیاد در انجام محاسبات
استهلاک	٪۱۰	٪۲۰ -۱۰	۰.۳۷	۰.۳۶	۰.۳۸	۰.۴۳	به‌دلیل کم‌بودن استهلاک در دوره‌های اول تولید
فنی مهندسی و اداری	٪۱۰	٪۲۰ -۱۰	۰.۳۷	۰.۳۶	۰.۳۸	۰.۴۳	با فرض طراحی‌های مهندسی دقیق
سرمایه کاری و غیره(*)	٪۵	٪۱۰ -۵	۰.۱۸	۰.۱۸	۰.۱۹	۰.۲۱	به‌دلیل عدم وجود هزینه‌ی زمین

(*) منظور از ستاره در سطر چهارم، هزینه‌های ناشی از تخمین‌های انجام نشده در مورد دیگر هزینه‌هاست

در جدول (۵)، همه ی نتایج به‌دست آمده از این نرم‌افزار ارائه شده است. طبق این جدول، فرآیند بازسازی مجدد گاز طبیعی دارای کم‌ترین هزینه بوده و از نظر اقتصادی به دیگر فرآیندها برتری دارد.

جدول ۵- محاسبه‌ی هزینه‌ی نهایی سوخت هیدروژنی تولیدی

هزینه‌های تولید	بازسازی گاز طبیعی			بازسازی بنزین			بازسازی متانول			گازسازی بیوماس		
هزینه‌ی عملیاتی متغیر غیرسوختی (٪۱) $/kg H2	۰.۱۶			۰.۱۶			۰.۱۵			۰.۱۸		
هزینه‌ی عملیاتی متغیر سوختی	gas: ele: ۰.۰۱	OP ۰.۰۲	M P ۰.۰۵	۱.۰۳ gaso: ele: ۰.۰۱	OP ۰.۰۳	M P ۰.۰۵	۲.۹ meth: ele: ۰.۰۱	OP ۰.۰۳	M P ۰.۰۵	۰.۹ O_2: ele: ۰.۰۱	OP ۰.۰۲	M P ۰.۰۵
هزینه‌ی عملیاتی متغیر کل	۱.۲	۱.۲۱	۱.۲۴	۳.۱۱	۳.۰۹	۳.۰۷	۱.۶۵	۱.۶۳	۱.۶۱	۱.۱۳	۱.۱	۱.۰۹
هزینه‌ی عملیاتی ثابت (٪۵) $/kg H2	۰.۷۸			۰.۸			۰.۷۶			۰.۹		
هزینه‌ی عملیاتی کل	۱.۹۸	۱.۹۹	۲.۰۲	۳.۹۱	۳.۸۹	۳.۸۷	۲.۴۱	۲.۳۹	۲.۳۷	۲.۰۳	۲	۱.۹۹
هزینه‌های سرمایه ای (٪۱۶) $/kg H2	۲.۵			۲۶			۲.۴			۲.۹		
هزینه‌ی تولید هیدروژن(۱kg)	۴.۴۸	۴.۴۹	۴.۵۲	۶.۵۱	۶.۴۹	۶.۴۷	۴.۸۱	۴.۷۹	۴.۷۷	۴.۹۳	۴.۹	۴.۸۹

www.SID.ir

Archive of SID

۴- نتیجه‌گیری

با در نظر گرفتن روند رو به رشد بهره‌برداری از انرژی‌های جدید در جهت برآورده‌سازی تقاضاهای موجود در زمینه ی انرژی، مدلی در این مقاله ارائه شده است که می‌تواند در جهت بهینه‌سازی سیستم تولید گاز هیدروژن مورد استفاده قرار گیرد. در این مدل که از نظر نگرش تحلیلی دارای نگرش پایین به بالاست، از بین تکنولوژی‌های موجود برای تولید گاز هیدروژن، بهترین تکنولوژی بر مبنای دارابودن کم ترین هزینه و متناسب با پتانسیل‌های موجود در یک منطقه‌ی خاص، از جمله میزان دسترسی به مواد اولیه، تقاضای موجود در منطقه، حد استاندارد انتشار گازهای گلخانه‌ای و میزان منابع مالی در دسترس برای سرمایه‌گذاری در طرح، انتخاب می‌شود. تابع هدف ارائه شده برای این مدل، همه‌ی هزینه‌هایی که به‌صورت مستقیم یا غیرمستقیم بر سیستم تولید گاز هیدروژن تأثیر دارند، از جمله هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های اجرایی، هزینه-های عملیاتی، هزینه‌ی های سرمایه ای، هزینه‌های انتقال گاز هیدروژن و انتشار گازهای گلخانه‌ای را پوشش می‌دهد. این مدل از این جهت که می‌تواند ترکیب بهینه ی تکنولوژی‌های مختلف را برای تولید بهینه ی گاز هیدروژن مطابق با شرایط موجود در هر منطقه ارائه کند، می‌تواند در مطالعات آتی در این زمینه جایگاه ویژه‌ای داشته باشد.

فهرست منابع

J. Mathur, N. Agarwal, R. Swaroop, N. Shah, (2008). Economics of Producing Hydrogen as Transportation Fuel Using Offshore Wind Energy Systems, Energy Policy, 36, 1212–1222.

Iran's Energy Balance, <http://pep.moe.org.ir/_pep/Documents/ ff2b3130-0441-4178-8950-4453f76ffc6c.xls>.

D. Simbeck, E. Chang, (2002). Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways-Scoping Analysis, National Renewable Energy Laboratory Report.

Gaudernack B, (1998). Hydrogen production From Fossil Fuels, Hydrogen Power: Theoretical and Engineering Solutions. The Netherlands: Kluwer Academic Publishers. p. 75–89.

A. Tugnoli, G. Landucci, V. Cozzani, (2008). Sustainability Assessment of Hydrogen Production by Steam Reforming, International J of Hydrogen Energy, 33, 4345–4357.

www.SID.ir

Archive of SID

J. Fermoso, B. Arias, M.G. Plaza, C. Pevida, F. Rubiera, J.J. Pis, F. García-Peña and P. Casero, (2009). High-pressure Co-Gasification of Coal with Biomass and Petroleum Coke, J of Fuel Processing Technology, Article in Press.

Edwin A. Harvego, Michael G. McKellar, James E. O'Brien and J. Stephen Herring, (2009). Parametric Evaluation of Large-Scale High-Temperature Electrolysis Hydrogen Production Using Different Advanced Nuclear Reactor Heat Sources, Nuclear Engineering and Design, Article in Press.

Jason C. Ganley, (2009). High Temperature and Pressure Alkaline Electrolysis, International Journal of Hydrogen Energy, 34, 3604-3611.

P. Kruger, (2008). Appropriate Technologies for large-Scale Production of Electricity and Hydrogen Fuel, Int. J. Hydrogen Energy, xxx, 1-6.

D. Barba , F. Giacobbe , A. De Cesaris , A. Farace , G. Iaquaniello , A. Pipino, (2008). Membrane Reforming in Converting Natural Gas to Hydrogen (part one), Int. J. Hydrogen Energy, 33, 3700–3709.

P. Westermann, B. JZrgensen, L. Lange, B. K.Ahring and C. H.Christensen, (2007). Maximizing Renewable Hydrogen Production from Biomass in a Bio catalytic Refinery, Int. J. Hydrogen Energy, 32, 4135–4141.

N. Van Beeck, (1999). Classification of Energy Model, Tilburg University & Eindhoven University of Technology.

Grubb et. al. (1993). "The Cost of Limiting Fossil-Fuel CO2 Emissions: A Survey and Analysis." in: Robert H. Socolow et. al. (eds.) Annual Review of Energy and the Environment. vol. 18, 1993. Annual Reviews, California.

Meier, Peter (1984). Energy Systems Analysis for Developing Countries. Vol. 222 of Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, M. Beckmann, and W. Krelle (eds.). Springer-Verlag, Berlin.

Munasinghe, Mohan (1988). Integrated National Energy Planning and Management: Methodology and Application to Sri Lanka. World Bank Technical Paper 86, Industry and Energy Series. World Bank, Washington D.C.

Hourcade, J.C. et. al. (1996). "Estimating the Cost of Mitigating Greenhouse Gases." in: J.P. Bruce, H. Lee, and E.F. Haites (eds.), Climate Change 1995: Economic and Social Dimensions of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the IPCC. University Press, Cambridge,263-296.

World Bank (1999). Computer Tools for Comparative Assessment." Internet address: http://www.virtualglobe.com/html/ fpd/em/power/EA/ methods/ (accessed January 8, 1999).

www.SID.ir

Archive of SID

R. B. Bollinger and T. M. Aaron, (2002). Low Cost Hydrogen Production Platform, Proceedings of the U.S. DOE Hydrogen Program Review NREL/CP-610-32405.

K. Schootsa, F. Feriolia, G.J. Kramerb, B.C.C. van der Zwaana, (2008). Learning Curves for Hydrogen Production Technology: an assessment of Observed Cost Reductions, International J of Hydrogen Energy, 33, 2630-2645.

W. A. Amos, (1998). Costs of Storing and Transporting Hydrogen, National Renewable Energy Laboratory.

www.SID.ir