

الحمد لله
الرحمن الرحيم



دانشکده مهندسی مکانیک و مکاترونیک

پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی تبدیل انرژی

بررسی فنی و اقتصادی استفاده از پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

نگارنده : محمد بیدار

اساتید راهنما

دکتر محمود فرزانه گرد

دکتر علی جباری مقدم

استاد مشاور

ایمان پیش بین

اردیبهشت ۱۳۹۶



مدیریت تحصیلات تکمیلی

باسمه تعالی

شماره:

تاریخ:

ویرایش:

پیوست شماره ۲

دانشکده: مهندسی مکانیک

گروه: تبدیل انرژی

پایان نامه کارشناسی ارشد آقای محمد بیدار به شماره دانشجویی: ۹۳۰۴۲۳۴
تحت عنوان: بررسی فنی و اقتصادی استفاده از پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

در تاریخ ۱۳۹۵/۲/۳ توسط کمیته تخصصی زیر جهت اخذ مدرک کارشناسی ارشد مورد ارزیابی و با درجه بسیار خوب مورد پذیرش قرار گرفت.

امضاء	اساتید مشاور	امضاء	اساتید راهنما
	نام و نام خانوادگی: دکتر سید ایمان پیش بین		نام و نام خانوادگی: دکتر محمود فرزانه گرد
	نام و نام خانوادگی:		نام و نام خانوادگی: دکتر علی جباری مقدم

امضاء	نماینده تحصیلات تکمیلی	امضاء	اساتید داور
	نام و نام خانوادگی: دکتر احمد نظری		نام و نام خانوادگی: دکتر محمد ضامن
			نام و نام خانوادگی: دکتر محمود چهارطاقی
			نام و نام خانوادگی:
			نام و نام خانوادگی:

تقدیم‌نامه:

تقدیم به حضرت ولی عصر (عج)

در میان مومنان مردانی هستند که بر سر عہدی
که با خدا بسته اند صادقانه ایستاده اند؛ بعضی
پیمان خود را به آخر بردند (و در راه او شربت
شہادت نوشیدند)، و بعضی دیگر در انتظارند؛ و
ہرگز تغییر و تبدیلی در عہد خود ندادند.

سورہ مبارکہ احزاب آیہ ۲۳

تشکر و قدردانی:

نخست سپاس به درگاه خداوند متعال دارم که هر چه هست از اوست.

در اینجا بر خود لازم می‌دانم که از زحمات استادان ارجمند جناب آقای دکتر محمود فرزانه گرد و جناب آقای دکتر علی جباری مقدم که در تمام مراحل انجام پایان‌نامه، بنده را از راهنمایی ارزنده‌شان بی‌نصیب ننمودند، کمال تشکر و قدردانی را به‌جای آورم.

از پدر و مادر عزیزتر از جانم، این دو بزرگوار که در تمام عرصه‌های زندگی یار و یاور بی‌چشم‌داشت برای من بودند نهایت تقدیر و تشکر را دارم.

سپاس از همسر عزیز و مهربانم که رنج این دوران را بدون اندک شکایتی تحمل کردند .

و تشکر از دکتر سید ایمان پیش بین بدلیل زحمات بی‌شائبه ایشان و راهنمایی‌های بسیار مفید و موثرشان.

محمد بیدار

تعهدنامه

اینجانب محمد بیدار دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مکانیک دانشکده مهندسی مکانیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه بررسی فنی و اقتصادی استفاده از پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی تحت راهنمایی دکتر محمود فرزانه گرد متعهد می‌شوم.

- تحقیقات در این پایان نامه توسط این جانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا «Shahrood University of Technology» به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده‌اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه ، در مواردی که از موجود زنده (یا بافت‌های آن‌ها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است.

تاریخ

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه های رایانه ای، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

* متن این صفحه نیز باید در ابتدای نسخه‌های تکثیر شده پایان نامه وجود داشته باشد

چکیده

کاهش فشار در این ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز، به وسیله شیرهای انبساطی صورت می‌گیرد که باعث هدر رفت انرژی موجود در گاز که به صورت انرژی فشاری در آن وجود دارد می‌شود؛ همچنین این کاهش فشار سبب کاهش دمای گاز می‌شود. برای گرمایش گاز درون ایستگاه‌ها از هیترهای گازسوز استفاده می‌شود. در این پژوهش استفاده از پیل‌های سوختی اسید فسفریک، کربنات مذاب و اکسید جامد برای تأمین گرمایش ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز و توربین انبساطی به منظور بهره‌برداری از انرژی فشاری موجود در گاز طبیعی از دیدگاه فنی و اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته است. هر دو سیستم مذکور قابلیت تولید برق و در نتیجه فروش آن به شبکه برق کشور را دارند. استفاده از دو سیستم در قالب سه طرح مورد بررسی قرار گرفته‌اند. طرح اول سیستمی شامل پیل سوختی به تنهایی، طرح دوم سیستمی شامل توربین انبساطی به تنهایی و طرح سوم سیستمی شامل پیل سوختی به همراه توربین انبساطی بوده است.

نتایج بررسی‌ها نشان داد که برای طرح اول بازگشت سرمایه‌گذاری اولیه در بزرگ‌ترین ایستگاه از نظر میانگین دبی عبوری مناسب‌ترین وضعیت را خواهد داشت؛ همچنین مشخص شد در سال فعلی هیچ کدام از پیل‌های سوختی مورد بررسی در ایران دارای توجیه اقتصادی نیستند ولی با کاهش هزینه سرمایه‌گذاری اولیه پیل سوختی و افزایش قیمت حامل‌های انرژی می‌توانند توجیه‌پذیر شوند. همچنین با بررسی نتایج طرح دوم پارامترهای تاثیرگذار بر روی انتخاب اندازه توربین انبساطی و انتخاب مناسب‌ترین ایستگاه برای سرمایه‌گذاری مشخص شد. مناسب‌ترین بازگشت سرمایه‌گذاری اولیه را ایستگاه‌هایی خواهند داشت که علاوه بر بزرگ‌تر بودن آن‌ها از نظر میانگین دبی عبوری، شاخص انحراف از معیار دبی‌های عبوری در مدت یک سال نسبت به دبی میانگین آن ایستگاه کمترین مقدار را داشته باشد و همچنین اختلاف فشار در ورودی و خروجی آنها نسبت به سایر ایستگاه‌ها بیشتر باشد. نهایتاً در طرح سوم ایستگاهی که توجیه‌پذیرترین طرح از نظر اقتصادی در سال آینده در آن رخ خواهد داد ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ خواهد بود. این طرح بازگشت سرمایه‌ساده‌ای در حدود ۳ سال خواهد داشت و

می‌تواند سالیانه حدود ۵۷GWh انرژی الکتریکی وارد شبکه برقی کشور کند و همچنین از ورود سالیانه حدود ۳۳,۵۶۳ Ton گاز گلخانه‌ای CO₂ به اتمسفر جلوگیری کند.

واژگان کلیدی: سیستم‌های تولید هم‌زمان گرمایش و برق، پیل سوختی، توربین انبساطی، ایستگاه

تقلیل فشار

فهرست مطالب

فصل اول مقدمه	۱
۱-۱ مقدمه	۲
۱-۲ مروری بر کارهای پیشین	۴
۱-۲-۱ پژوهش‌های در راستای کاهش مصرف انرژی، مبتنی بر استفاده از انرژی‌های تجدید پذیر در ایستگاه‌های	
تقلیل فشار گاز طبیعی	۴
۱-۲-۲ پژوهش‌های در راستای کاهش مصرف انرژی مبتنی بر استفاده از سیستم‌های تولید هم‌زمان حرارت و	
الکتریسیته (CHP) در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی	۶
۱-۲-۳ پژوهش‌های در راستای بازیافت انرژی هدررفته در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی	۷
۱-۲-۴ پژوهش‌های در راستای کاهش مصرف انرژی و بازیافت انرژی هدررفته در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز	
طبیعی	۱۰
۱-۳ اهداف و فعالیت‌های انجام‌گرفته در پایان‌نامه	۱۱
فصل دوم معرفی پیل سوختی، توربین انبساطی و ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز	۱۳
۲-۱ پیل‌های سوختی	۱۴
۲-۱-۱ پیل سوختی چیست؟	۱۴
۲-۱-۲ معرفی انواع پیل سوختی	۱۵
۲-۱-۲-۱ پیل سوختی اسید فسفریک	۱۶
۲-۱-۲-۲ پیل سوختی قلیایی	۱۷
۲-۱-۲-۳ پیل سوختی کربنات مذاب	۱۷
۲-۱-۲-۴ پیل سوختی اکسید جامد	۱۸
۲-۱-۲-۵ پیل سوختی متانولی	۱۸
۲-۱-۲-۶ پیل سوختی سرامیکی پروتونی	۱۹
۲-۱-۲-۷ پیل سوختی پلیمری	۱۹
۲-۲ مقایسه بین فناوری‌های تولید هم‌زمان حرارت و الکتریسیته	۲۰
۲-۲-۱ معایب و مزایای پیل‌های سوختی در مقایسه با سایر فناوری‌ها	۲۳
۲-۲-۲ مقایسه پیل‌های سوختی آلی	۲۴
۲-۳ توربین انبساطی (توربو اکسپندر)	۲۵
۲-۳-۱ معرفی توربین انبساطی	۲۵
۲-۳-۲ توربین‌های انبساطی برای تبدیل انرژی	۲۶
۲-۳-۳ کاربردهای توربین انبساطی	۲۷
۲-۳-۳-۱ بازیافت انرژی فشاری و تولید توان	۲۸
۲-۳-۳-۲ فرآیند سرمایش	۲۹
۲-۴ ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی	۳۰
۲-۴-۱ مقدمه	۳۰
۲-۴-۲-۱ شیرهای انبساطی	۳۲
فصل سوم شبیه‌سازی سیستم، مفاهیم اقتصادی و روابط مرتبط	۳۳
۳-۱ مقدمه	۳۴
۳-۲ محیط شبیه‌سازی	۳۴
۳-۳ نحوه شبیه‌سازی	۳۴

۳-۴	شبیه‌سازی ترمودینامیکی جریان انرژی در ایستگاه تقلیل فشار گاز.....	۳۵
۳-۴-۱	فرآیند انبساط در شیرهای فشارشکن.....	۳۸
۳-۵	شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان گرمایش و برق مبتنی بر پیل سوختی در ایستگاه تقلیل فشار گاز.....	۴۱
۳-۵-۱	مشخصات پیل‌های سوختی.....	۴۲
۳-۵-۲	نسبت انرژی ER	۴۴
۳-۶	شبیه‌سازی استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز.....	۴۴
۳-۶-۱	شبیه‌سازی توربین انبساطی.....	۴۵
۳-۷	شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان گرمایش و برق مبتنی بر پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز.....	۵۲
۳-۸	پارامترها و مفاهیم اقتصادی.....	۵۳
۳-۸-۱	مقدمه.....	۵۳
۳-۸-۲	هزینه‌های انرژی.....	۵۴
۳-۸-۳	محاسبات اقتصادی.....	۵۴
۳-۸-۳-۱	بازگشت ساده سرمایه SPB	۵۴
۳-۸-۳-۲	دوره بازگشت تنزیل شده DPB	۵۵
۳-۸-۳-۳	ارزش خالص فعلی سرمایه‌گذاری NPV	۵۶
۳-۸-۳-۴	نرخ بازده داخلی IRR	۵۶
۳-۸-۴	آنالیز حساسیت.....	۵۷
۳-۱۰	معیار انتخاب.....	۵۸
۳-۱۰-۱	معیار انتخاب پیل سوختی.....	۵۸
۳-۱۰-۱-۱	مرحله اول: انتخاب پیل‌های سوختی بر اساس معیار اقتصادی.....	۵۹
۳-۱۰-۱-۲	مرحله دوم: انتخاب بهترین تعداد پیل سوختی منتخب برای ایستگاه‌ها.....	۶۰
۳-۱۰-۲	معیار انتخاب توربین انبساطی.....	۶۴
۳-۱۱	بررسی میزان انتشار CO_2	۶۷
۳-۱۲	ایستگاه‌های تقلیل فشار موردبررسی.....	۶۸
	فصل چهارم نتایج.....	۷۱
۴-۱	مقدمه.....	۷۲
۴-۲	نتایج حاصل از بررسی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز.....	۷۲
۴-۲-۱	ایستگاه تقلیل فشار غرب مشهد۱.....	۷۳
۴-۳	نتایج حاصل از بررسی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان برق و حرارت مبتنی بر پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز.....	۷۶
۴-۳-۱	نتایج مرحله اول فرآیند انتخاب.....	۷۶
۴-۳-۱-۱	آنالیز حساسیت.....	۷۶
۴-۳-۲	نتایج مرحله دوم فرآیند انتخاب.....	۸۰
۴-۳-۳	نتایج بررسی سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه‌های مختلف.....	۸۱
۴-۳-۳-۱	ایستگاه غرب مشهد۱.....	۸۲
۴-۳-۴	نتایج مقایسه سیستم‌های برگزیده پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار.....	۸۵
۴-۳-۵	انرژی بازیافت شده یا نسبت انرژی ER	۸۶
۴-۳-۶	کاهش تولید گاز گلخانه‌ای CO_2	۸۷
۴-۴	نتایج حاصل از بررسی استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز.....	۸۸
۴-۴-۱	ایستگاه تقلیل فشار غرب مشهد۱.....	۸۸
۴-۴-۱-۱	نتایج روش اول.....	۸۸

۹۰.....	۴-۴-۱-۲ نتایج روش دوم.....
۹۲.....	۴-۴-۱-۳ نتایج نهایی در ایستگاه غرب مشهد۱.....
۹۵.....	۴-۴-۷ نتایج مقایسه سیستم‌های برگزیده توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار.....
۹۵.....	۴-۴-۷-۱ نتایج فنی.....
۹۹.....	۴-۴-۷-۲ نتایج اقتصادی.....
۱۰۲.....	۴-۴-۷-۳ نتایج نهایی.....
	۴-۵ نتایج حاصل از بررسی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان برق و حرارت مبتنی بر پیل سوختی و توربین انبساطی
۱۰۴.....	در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز.....
۱۰۵.....	۴-۵-۱ نتایج مرحله اول فرآیند انتخاب.....
۱۰۶.....	۴-۵-۱-۱ آنالیز حساسیت.....
۱۰۷.....	۴-۵-۲ نتایج مرحله دوم فرآیند انتخاب.....
۱۰۷.....	۴-۵-۳ نتایج بررسی سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه‌های مختلف.....
۱۱۳.....	فصل پنجم نتیجه‌گیری و پیشنهادات.....
۱۱۴.....	۵-۱ نتیجه‌گیری:.....
۱۱۹.....	۵-۲ پیشنهادات:.....
۱۲۱.....	منابع.....
۱۲۵.....	پیوست.....

فهرست جداول

جدول ۱-۲ - مقایسه فناوری‌های مختلف تولید هم‌زمان [۱].....	۲۱
جدول ۲-۲ - آلودگی‌های منتشرشده توسط نیروگاه‌های توزیع پراکنده و متمرکز [۲].....	۲۳
جدول ۳-۲ - مقایسه کلی بین پیل‌های سوختی آلی از نظر دمای کارکرد و بازده و توان تولیدی [۱] و [۳].....	۲۵
جدول ۴-۲ - محدوده فشار گاز طبیعی در نقاط گوناگون خطوط انتقال [۴].....	۳۰
جدول ۱-۳ - داده‌های مرتبط با ایستگاه	۳۶
جدول ۲-۳ - مشخصات پیل‌های سوختی مورد مطالعه	۴۳
جدول ۳-۳ - پارامترهای معلوم شده تاکنون.....	۵۰
جدول ۴-۳ - آنالیز صورت گرفته بر روی گازهای حاصل از احتراق هیتراک ایستگاه غرب مشهد ۱.....	۶۸
جدول ۵-۳ - مشخصات ایستگاه‌های مورد بررسی.....	۶۹
جدول ۱-۴ - نتایج تعداد بهینه پیل‌های سوختی در ایستگاه‌های مختلف.....	۸۱
جدول ۲-۴ - نسبت انرژی سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه غرب مشهد ۱.....	۸۶
جدول ۳-۴ - میزان کاهش تولید گاز گلخانه‌ای CO ₂ توسط سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه غرب مشهد ۱.....	۸۷
جدول ۴-۴ - نتایج مربوط به محاسبات اقتصادی برای یک توربین انبساطی در روش اول در ایستگاه غرب مشهد ۱.....	۸۸
جدول ۵-۴ - نتایج مربوط به محاسبات اقتصادی برای دو توربین انبساطی با روش اول در ایستگاه غرب مشهد ۱.....	۸۹
جدول ۶-۴ - نتایج مربوط به محاسبات اقتصادی برای یک توربین انبساطی با روش دوم در ایستگاه غرب مشهد ۱.....	۹۰
جدول ۷-۴ - نتایج مربوط به محاسبات اقتصادی برای دو توربین انبساطی با روش دوم در ایستگاه غرب مشهد ۱.....	۹۱
جدول ۸-۴ - مشخصات توربین انبساطی پیشنهادی برای ایستگاه غرب مشهد ۱.....	۹۳
جدول ۹-۴ - میزان کاهش CO ₂ در نتیجه استفاده از سیستم تولید هم‌زمان پیل سوختی و توربین انبساطی.....	۹۸
جدول ۱۰-۴ - میزان کاهش گاز گلخانه‌ای CO ₂ در نتیجه استفاده از سیستم تولید هم‌زمان پیل سوختی و توربین انبساطی.....	۱۱۲

فهرست اشکال

شکل ۱-۲ - روند بهره‌برداری از پیل‌های سوختی در سالیان گذشته [۲۷].....	۲۲
شکل ۲-۲ - تاریخچه و پیش‌بینی قیمت پیل سوختی آلی SOFC [۲۷].....	۲۲
شکل ۳-۲ - تاریخچه و پیش‌بینی قیمت پیل‌های سوختی آلی PEM [۲۷].....	۲۲
شکل ۱-۳ - شماتیک سیستم متداول ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی.....	۳۶
شکل ۲-۳ - منحنی‌های آنتالپی ثابت و وارونگی در فرآیند انبساط ژول تامسون [۷].....	۳۹
شکل ۳-۳ - شماتیک سیستم پیشنهادی تولید هم‌زمان گرمایش و برق در ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی.....	۴۲
شکل ۴-۳ - شماتیکی ساده از طرح پیشنهادی برای نصب یک توربین انبساطی به موازات شیر انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز.....	۴۵
شکل ۵-۳ - روش اول (عبور دبی تا حداکثر دبی طراحی توربین انبساطی).....	۴۸
شکل ۶-۳ - روش دوم (عبور دبی تا حداکثر ۱۲۰ درصد دبی طراحی).....	۴۹
شکل ۷-۳ - طرح شماتیک پیشنهادی برای سیستم CHP مبتنی بر یک پیل سوختی و یک توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز.....	۵۳
شکل ۸-۳ - فلوجارت فرآیند انتخاب پیل سوختی.....	۶۳
شکل ۹-۳ - فلوجارت فرآیند انتخاب توربین انبساطی.....	۶۶
شکل ۱۰-۳ - دبی گاز عبوری از ایستگاه‌ها در مدت یک سال.....	۷۰
شکل ۱۱-۳ - دبی گاز عبوری از دو ایستگاه گلمکان و فرهادگرد.....	۷۰
شکل ۱-۴ - تغییرات دمای هوا و دمای گاز ورودی به ایستگاه شهر مشهد در سال ۱۳۹۴.....	۷۲
شکل ۲-۴ - دمای گاز ورودی ایستگاه، خروجی از هیتر و خروجی از ایستگاه CGS غرب مشهد ^۱ در حالت دمای خروجی واقعی.....	۷۳
شکل ۳-۴ - دمای گاز ورودی ایستگاه، خروجی از هیتر و خروجی از ایستگاه CGS غرب مشهد ^۱ در حالت دمای خروجی استاندارد.....	۷۴
شکل ۴-۴ - نمودار دمای ورودی شیر انبساطی (یا خروجی هیتر) در شرایط فعلی و استاندارد ایستگاه CGS غرب مشهد ^۱	۷۵
شکل ۵-۴ - نمودار حداقل نیاز حرارتی ایستگاه برای طراحی سیستم تولید هم‌زمان مناسب و نمودار حرارت داده‌شده در شرایط فعلی برای ایستگاه غرب مشهد ^۱ در طول یک سال.....	۷۵
شکل ۶-۴ - وضعیت شاخص IRR برای پیل‌های سوختی مورد مطالعه در سال صفرم (زمان فعلی).....	۷۶
شکل ۷-۴ - وضعیت هزینه سرمایه‌گذاری اولیه در دو سال آتی.....	۷۷
شکل ۸-۴ - وضعیت تغییر قیمت حامل‌های انرژی (برق فروخته شده و گاز خریداری شده) در دو سال آتی.....	۷۷

- شکل ۴-۹ - وضعیت شاخص IRR در سال اول ۷۸
- شکل ۴-۱۰ - وضعیت شاخص IRR در سال دوم ۷۸
- شکل ۴-۱۱ - وضعیت شاخص IRR در صورت کاهش تعرفه حامل انرژی الکتریکی ۷۹
- شکل ۴-۱۲ - وضعیت شاخص IRR برای پیل سوختی DFC3000 در صورت کاهش هزینه سرمایه گذاری اولیه و افزایش قیمت تعرفه حامل انرژی الکتریکی ۸۰
- شکل ۴-۱۳ - میانگین نیاز حرارتی استاندارد ایستگاه غرب مشهد^۱ در سال، میانگین توان حرارتی کل تولیدی توسط پیل‌های سوختی و میانگین توان حرارتی مفید تولیدی در سال توسط پیل‌های سوختی ۸۲
- شکل ۴-۱۴ - میانگین مصرف سوخت هیتر ایستگاه غرب مشهد^۱ در سال (بدون سیستم تولید هم‌زمان)، میانگین مصرف سوخت هیتر در سال (در هر سیستم تولید هم‌زمان) و میانگین مصرف سوخت پیل‌های سوختی در سال (در هر سیستم تولید هم‌زمان) ۸۳
- شکل ۴-۱۵ - سود سالیانه سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه غرب مشهد^۱ ۸۴
- شکل ۴-۱۶ - دوره بازگشت تنزیل شده سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه غرب مشهد^۱ ۸۴
- شکل ۴-۱۷ - وضعیت شاخص IRR در سال اول برای پیل سوختی DFC3000 در ایستگاه‌های مختلف ۸۵
- شکل ۴-۱۸ - وضعیت شاخص IRR در سال دوم برای پیل سوختی DFC3000 در ایستگاه‌های مختلف ۸۶
- شکل ۴-۱۹ - منحنی برازش شده بر داده‌های جدول ۴-۴ ۸۹
- شکل ۴-۲۰ - منحنی برازش شده بر داده‌های جدول ۴-۵ ۹۰
- شکل ۴-۲۱ - منحنی برازش شده بر داده‌های جدول ۴-۶ ۹۱
- شکل ۴-۲۲ - منحنی برازش شده بر داده‌های جدول ۴-۷ ۹۲
- شکل ۴-۲۳ - SPB های محاسبه شده در هر دو روش برای ایستگاه غرب مشهد^۱ ۹۲
- شکل ۴-۲۴ - نیاز حرارتی ایستگاه غرب مشهد^۱ قبل و بعد از نصب توربین انبساطی ۹۳
- شکل ۴-۲۵ - تغییرات توان الکتریکی تولیدی توربین انبساطی با تغییرات دبی گاز عبوری از ایستگاه غرب مشهد^۱ ۹۴
- شکل ۴-۲۶ - تغییرات دمای گاز خروجی از هیتر با تغییرات دبی گاز عبوری از ایستگاه غرب مشهد^۱ ۹۴
- شکل ۴-۲۷ - دبی طراحی توربین‌های انبساطی انتخاب شده در هر ایستگاه ۹۵
- شکل ۴-۲۸ - دبی عبوری از ایستگاه‌های غرب مشهد^۱ و عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ و دبی طراحی و حداقل دبی قابل عبور از توربین انبساطی انتخاب شده در ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ ۹۶
- شکل ۴-۲۹ - توان الکتریکی تولیدشده توسط توربین‌های انبساطی انتخاب شده در هر ایستگاه ۹۷
- شکل ۴-۳۰ - میانگین مصرف سوخت هیتر در شرایط قبل و بعد از نصب توربین انبساطی انتخاب شده در هر ایستگاه ۹۸
- شکل ۴-۳۱ - هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برای هر کدام از طرح‌های پیشنهادی در ایستگاه‌ها ۹۹
- شکل ۴-۳۲ - سود سالیانه هر کدام از طرح‌های پیشنهادی در هر ایستگاه ۱۰۰

- شکل ۴-۳۳ - مدت زمان بازگشت تنزیل شده سرمایه برای طرح های پیشنهادی در ایستگاه ها ۱۰۰
- شکل ۴-۳۴ - میانگین اختلاف فشار در ورودی و خروجی ایستگاهها در مدت یک سال ۱۰۱
- شکل ۴-۳۵ - تغییرات دبی طراحی بهترین توربین انبساطی نسبت به تغییرات میانگین دبی سالانه گاز عبوری و انحراف از معیار آن ها ۱۰۲
- شکل ۴-۳۶ - تغییرات سرمایه گذاری اولیه برای بهترین توربین انبساطی نسبت به تغییرات میانگین دبی سالانه گاز عبوری و انحراف از معیار آن ها ۱۰۳
- شکل ۴-۳۷ - تغییرات زمان بازگشت تنزیل شده سرمایه گذاری برای بهترین طرح نسبت به تغییرات میانگین دبی سالانه گاز عبوری و انحراف از معیار آن ها ۱۰۴
- شکل ۴-۳۸ - شاخص IRR در ایده آلترین شرایط برای پیل های سوختی مورد بررسی در سال اول ۱۰۶
- شکل ۴-۳۹ - شاخص IRR در ایده آلترین شرایط برای پیل های سوختی مورد بررسی در سال دوم ۱۰۶
- شکل ۴-۴۰ - توان الکتریکی تولیدشده توسط سیستم تولید همزمان پیل سوختی و توربین انبساطی انتخاب شده در هر ایستگاه ۱۰۸
- ۱۰۸
- شکل ۴-۴۱ - میانگین سالانه مصرف سوخت ایستگاه به همراه توربین انبساطی در شرایط قبل و بعد از نصب سیستم تولید همزمان پیل سوختی و میانگین مصرف پیل سوختی ۱۰۸
- شکل ۴-۴۲ - هزینه سرمایه گذاری اولیه برای طرح انتخاب شده پیل سوختی به همراه توربین انبساطی در هر ایستگاه در سال اول و دوم (یک و دو سال آینده) ۱۰۹
- شکل ۴-۴۳ - سود سالیانه حاصل از اجرای طرح پیشنهادی شامل پیل سوختی و توربین انبساطی در هر ایستگاه در صورت سرمایه گذاری در سال اول ۱۱۰
- شکل ۴-۴۴ - سود سالیانه حاصل از اجرای طرح پیشنهادی شامل پیل سوختی و توربین انبساطی در هر ایستگاه در صورت سرمایه گذاری در سال دوم ۱۱۰
- شکل ۴-۴۵ - مدت زمان تنزیل شده بازگشت سرمایه برای هر یک از طرح های پیشنهادی در هر ایستگاه در صورت سرمایه گذاری در سال اول ۱۱۱
- شکل ۴-۴۶ - مدت زمان تنزیل شده بازگشت سرمایه برای هر یک از طرح های پیشنهادی در هر ایستگاه در صورت سرمایه گذاری در سال دوم ۱۱۱

نمادها

LHV	ارزش حرارتی پایین گاز طبیعی (kW/m^3)
$\dot{Q}$	مقدار گرمایش داده به گاز عبوری از هیتر (kW/h)
$\dot{v}$	دبی حجمی (m^3/h)
$\dot{m}$	دبی جرمی (Kg/h)
V	سرعت گاز درون لوله (m/s)
T	دما ($^{\circ}\text{C}$)
ρ	چگالی گاز طبیعی (Kg/m^3)
c_p	ظرفیت حرارتی (Kj/Kmol.k)
h	آنتالپی (Kj/Kg)
P	فشار (kpa)
μ_J	ضریب ژول تامسون (K/Mpa)
ER	نسبت انرژی
$\dot{E}$	توان (kW)
$\dot{NE}$	توان نامی (kW)
E	انرژی (kWh)
CC	سرمایه‌گذاری اولیه (\$)
SPB	بازگشت ساده سرمایه (Year)
CG	سود سالیانه ($\text{\$/year}$)
$CG(t)$	سود روزانه ($\text{\$/day}$)
$PR(t)$	درآمد روزانه ($\text{\$/day}$)
$EX(t)$	هزینه روزانه ($\text{\$/day}$)
DR	نرخ تنزیل
DPB	دوره بازگشت تنزیل شده سرمایه (Year)
NPV	ارزش خالص فعلی سرمایه‌گذاری (\$)
IRR	نرخ بازده داخلی (%)
EP	قیمت برق
GP	قیمت گاز
IC	هزینه نصب و راه اندازی پیل سوختی (\$)
PD	قیمت دستگاه پیل سوختی (\$)
RMP	ضریب هزینه تعمیرات و نگهداری
x	تعداد پیل سوختی / تعداد توربین انبساطی
MM	جرم مولی (g/mol)
AV	میانگین دبی سالانه گاز عبوری از ایستگاه (kg/h.year)
SD	انحراف از معیار دبی گاز عبوری از ایستگاه
η	راندمان (%)

زیرنویسها

1	ورودی ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی
2	خروجی هیتر (ورودی شیر انبساطی) ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی
3	خروجی شیر انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی
4	خروجی توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی
5	خروجی ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی
<i>a</i>	شرایط فعلی ایستگاه تقلیل فشار
<i>s</i>	شرایط استاندارد ایستگاه تقلیل فشار
<i>r</i>	باز یافت شده توسط پیل سوختی
<i>NG</i>	گاز طبیعی
<i>soil</i>	خاک
<i>at</i>	اتمسفر
<i>el</i>	الکتریکی
<i>rh</i>	حرارت باز یافتی
<i>out</i>	خروجی
<i>in</i>	ورودی
<i>fch</i>	سوخت مورد نیاز هیتر
<i>fcf</i>	سوخت مورد نیاز پیل سوختی
<i>h</i>	هیتر
<i>fc</i>	پیل سوختی
<i>ex</i>	توربین انبساطی
<i>des</i>	طراحی
<i>ge</i>	ژنراتور
<i>gb</i>	جعبه دنده
<i>n</i>	سال
<i>Ideal</i>	شرایط ایده آل
<i>App</i>	شرایط کاربردی

فصل اول

مقدمه

۱-۱ مقدمه

با توجه به نیاز روزافزون به انرژی و کاهش منابع تجدید ناپذیر انرژی که حاصل آن به وجود آمدن بحران انرژی در سطح جهانی خواهد بود [۱]. نیاز به استفاده حداکثری از انرژی و جلوگیری از اتلاف آن بیشتر از گذشته احساس می‌شود.

یکی از منابع مهم تأمین و تولید انرژی در جهان گاز طبیعی^۱ (NG) است. کشور ایران با در اختیار داشتن منابع عظیم ذخایر قابل برداشت گاز طبیعی جهان، خطوط انتقال و مصرف شهری، نیروگاهی، صنایع و وجود ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی متعدد با ظرفیت‌های گوناگون، پتانسیل‌های قابل توجهی را در این بخش دارد. در حال حاضر با توجه به گسترش شبکه گازرسانی کشور و توسعه نیروگاه‌ها، بیش از نیمی از مصرف انرژی ایران را گاز طبیعی تشکیل می‌دهد.

یکی از نقاطی که مصرف انرژی زیادی دارد و اتلافات انرژی در آن نیز بسیار زیاد است و می‌توان این مصرف را کاهش یا بهره‌وری از انرژی را در آن افزایش داد [۲] و همچنین از اتلافات صورت گرفته در آن جلوگیری کرد، ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی^۲ (CGS) ها هستند.

در ابتدای خطوط انتقال گاز، به‌منظور هدایت گاز به سمت مصرف‌کننده‌ها، فشار گاز را تا حدود ۶,۹ مگا پاسکال افزایش می‌دهند. علت اصلی بالا بودن فشار در این خطوط این است که بتوان گاز را توسط لوله‌هایی با قطر کمتر منتقل نمود؛ که حاصل آن کاهش هزینه انتقال گاز خواهد بود. این فشار، خیلی بالاتر از فشار موردنیاز در محل مصرف است. به همین دلیل طی یک تا چند مرحله فشار آن را کاهش می‌دهند. اولین نقطه‌ای که فشار گاز در آن کاهش می‌یابد ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی هستند؛ که در آن‌ها فشار گاز به حدود ۱,۷ مگا پاسکال می‌رسد. در حال حاضر کاهش فشار گاز توسط شیرهای فشارشکن انجام می‌شود. انبساط در شیر فشارشکن طی یک فرآیند آنتالپی ثابت انجام می‌پذیرد که در

^۱Natural Gas

^۲City Gate Station

آن شاهد اتلاف انرژی هستیم. این در حالی است که می‌توان با تجهیزاتی مانند توربین‌های انبساطی از هدر رفت این حجم زیاد از انرژی که به صورت انرژی فشاری در گاز ذخیره شده جلوگیری کرد. همچنین این کاهش فشار با توجه به اثر ژول تامسون منجر به کاهش دما خواهد شد. با استفاده از توربین انبساطی این کاهش دما بیشتر نیز خواهد شد. برای جلوگیری از اثرات نامطلوب دمای پایین گاز (تشکیل هیدرات‌های گازی و یخزدگی تجهیزات درون ایستگاه که نتیجه آن انسداد مسیر عبور گاز می‌باشد) گاز را قبل از کاهش فشار گرم می‌کنند. این گرمایش در ایستگاه‌های تقلیل فشار به وسیله هیترهای گازسوزی صورت می‌گیرد که سوخت آن توسط گاز عبوری از ایستگاه تأمین می‌شود. این امر منجر به مصرف حجم زیادی از انرژی می‌شود؛ که علت آن راندمان پایین هیترها می‌باشد [۳]. می‌توان با جایگزینی سیستم‌های تولید هم‌زمان برق و حرارت که دارای راندمان بالایی هستند؛ در کنار رفع نیاز حرارتی ایستگاه تولید برق نمود؛ تا به واسطه آن بهره‌وری از انرژی به شکل چشمگیری افزایش یابد. بدین ترتیب ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز تبدیل به یک نیروگاه کوچک برق می‌شوند؛ که می‌توان برق تولید شده توسط آن‌ها را به شبکه برقی کشور عرضه کرد.

با گسترش سیستم‌های تولید هم‌زمان که هرکدام مزایا و معایبی دارند، داشتن یک سیستم تولید انرژی قابل اعتماد و همیشه در دسترس استفاده از پیل سوختی را به عنوان یک کاندیدای مهم معرفی کرده است [۴]. پیل‌های سوختی نسبت به سایر فناوری‌های تولید هم‌زمان جدیدتر هستند. جدید بودن این فناوری موجب آن شده تا هزینه‌ای سرمایه‌گذاری برای آن نسبت به سایر فناوری‌های تولید هم‌زمان بیشتر باشد؛ اما با توجه به روند نزولی قیمتی که این فناوری در سالیان گذشته داشته آینده‌ی اقتصادی روشنی را برای خود در سالیان آتی رقم زده است. بزرگ‌ترین مزیت این فناوری آلاینده‌ی کم آن می‌باشد؛ به طوری که اگر سوخت آن تنها از هیدروژن تشکیل شده باشد بعد از تولید برق و حرارت منجر به تولید بخار آب در خروجی اگزوز خود خواهد شد.

به طور کلی در هر طرحی که قرار است در آن سرمایه‌گذاری صورت گیرد؛ لازم است ابتدا بررسی‌های دقیق و همه‌جانبه‌ای جهت امکانات و حصول اطمینان از عملی بودن و اجرا شدن طرح مزبور انجام شود.

این بررسی‌ها (امکان‌سنجی) مجموعه مطالعات پیش از سرمایه‌گذاری را در برمی‌گیرد. چنین بررسی‌هایی، هرچند هزینه‌های قابل‌توجهی در برداشته غالباً از خسارت‌ها و خرج‌های بعدی ناشی از اجرای طرح‌های غلط، یا اجرای طرح به طرز نادرست و تحمیل هزینه‌های اضافی به طرح و در نتیجه ضایع شدن منابع باارزش مادی جلوگیری می‌کند. چه‌بسا بهتر باشد از وجوه گزافی که قرار است مصروف برخی طرح‌ها شود چشم‌پوشی گردد. در کشورهای در حال توسعه، با برنامه‌ریزی ضعیف و غیر کارآمد و فقدان اطلاعات کافی برای تصمیم‌گیری، نیاز به انجام این‌گونه فعالیت‌ها شدیدتر می‌باشد و لازم است با دقت بیشتری انجام شود.

۲-۱- مروری بر کارهای پیشین

برای استفاده حداکثری از انرژی و یا کاهش مصرف سوخت در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز و همچنین بازیافت انرژی هدررفته در شیرهای فشارشکن پژوهش‌های گوناگونی صورت گرفته است؛ که می‌توان آن‌ها را در چند دسته طبقه‌بندی کرد.

۱-۲-۱ پژوهش‌های در راستای کاهش مصرف انرژی، مبتنی بر استفاده از

انرژی‌های تجدید پذیر در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

از پژوهش‌هایی که در این راستا صورت گرفته می‌توان به مطالعه‌ی قزلباش و همکاران بر روی استفاده از سیستم زمین‌گرمایی و یک زوج پمپ حرارتی برای پیش‌گرمایش گاز قبل از هیت‌های ایستگاه اشاره کرد [۵]. در این پژوهش آن‌ها با طراحی سیستمی که گاز را قبل از ورود به هیت‌ایستگاه توسط انرژی زمین‌گرمایی، گرم کند پرداخته‌اند. آن‌ها نشان داده‌اند که با این سیستم می‌توان از هدر رفت ۴۵,۸٪ انرژی جلوگیری کرده و در صورت اجرای آن این طرح بازگشت سرمایه‌ای در حدود ۶ سال خواهد داشت.

در پژوهشی دیگر قزلباش و همکاران به مطالعه استفاده از لوله گردابه و انرژی زمین‌گرمایی به همراه یک زوج پمپ حرارتی پرداخته‌اند [۶]. در این مطالعه بجای شیرهای انبساطی مرسوم در ایستگاه‌های

تقلیل فشار گاز از لوله‌های گردابه‌ای استفاده کرده‌اند. جریان در خروجی این لوله‌ها برخلاف جریان در خروجی شیر انبساطی که به یک جریان سرد تبدیل می‌شد به دو جریان سرد و گرم تبدیل می‌شود. در این پژوهش آن‌ها به بررسی استفاده از این جریان گرم و انرژی زمین‌گرمایی برای پیش‌گرمایش گاز استفاده کرده‌اند؛ و نشان داده‌اند که استفاده از این سیستم سبب کاهش ۸۸٪ انرژی مصرفی در ایستگاه‌ها می‌شود و اجرای این طرح بازگشت سرمایه‌ای کمتر از ۴٫۵ سال خواهد داشت.

همچنین بررسی استفاده از سیستم زمین‌گرمایی توسط نوراللهی و همکاران نیز صورت گرفته است [۷] که در آن با در نظر گرفتن دمای ۱۸ تا ۲۲ درجه سانتی‌گراد در عمق ۵ متری زمین، تلاش در طراحی کلکتوری در این عمق صورت گرفته تا بتوان دمای گاز ورودی به ایستگاه را افزایش داد و به این وسیله افت فشار در گاز ورودی به ایستگاه نیز تأمین شود.

در پژوهشی دیگر فرزانه گرد و همکاران [۸] استفاده از سیستم گرمایش خورشیدی در کنار هیترها، در ایستگاه تقلیل فشار گاز را مورد مطالعه قرار دادند. آن‌ها با بررسی موردی ایستگاه تقلیل فشار گاز آکند، سیستمی متشکل از کلکتورهای خورشیدی و مخزن ذخیره‌ساز انرژی را پیشنهاد دادند. در این پژوهش نشان داده شد که با افزایش تعداد کلکتورهای خورشیدی، میزان مصرف سوخت هیتتر کاهش می‌یابد؛ اما این امر سبب افزایش هزینه اولیه می‌گردد. آن‌ها با محاسبات اقتصادی تعداد بهینه کلکتورها را از نظر بازگشت سرمایه محاسبه نموده و نشان دادند که بازگشت سرمایه برای سیستم پیشنهادی در ۶٫۹ سال اتفاق می‌افتد.

۲-۱-۲ پژوهش‌های در راستای کاهش مصرف انرژی مبتنی بر استفاده از سیستم‌های تولید هم‌زمان حرارت و الکتریسیته (CHP) در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

از آن جمله می‌توان به مطالعه فنی و اقتصادی استفاده از فناوری CHP در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز که توسط فرزانه کرد و همکاران انجام گرفته اشاره کرد [۲]. در این پژوهش آن‌ها در مرحله اول با یک آنالیز ترموآکونومیکی که بر روی ایستگاه‌های تقلیل فشار مختلف در ایران انجام داده‌اند. در مرحله اول محتمل‌ترین اندازه سیستم CHP برای ایستگاه‌ها را پیدا کردند و سپس برای هر ایستگاه سیستمی را طراحی کردند. در مرحله دوم معیاری کلی تعریف کردند که آیا ایستگاه تقلیل فشاری قابلیت استفاده از سیستم CHP را دارد یا خیر. با محاسبات اقتصادی و استفاده از نرخ سود تنزیل یافته (NPV) مشخص شد که استفاده از سیستم CHP تنها در یکی از موارد مورد مطالعه مؤثر خواهد بود؛ همچنین مشخص شد که سیستم برای مؤثرتر بودن می‌بایست بر روی حداکثر توان خودکار کند. در نهایت با تعریف پارامتر نیاز گرمایشی ایستگاه‌های تقلیل فشار^۳ RHD مشخص کردند که ایستگاه‌هایی قابلیت استفاده از سیستم CHP را خواند داشت که RHD در آن‌ها بیشتر از ۰,۲۳ باشد.

در پژوهشی دیگر استفاده از موتور احتراق داخلی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی توسط فرزانه گرد و همکاران [۹] مورد بررسی قرار گرفته. آن‌ها در این پژوهش با بررسی یک ایستگاه تقلیل فشار در شهر مشهد و انتخاب بهترین سیستم CHP مبتنی بر موتور احتراق داخلی توانستند سیستمی ۲,۸ MWh را مدل‌سازی کنند که دارای سریع‌ترین بازگشت سرمایه بود. همچنین در این تحقیق نشان

^۱Combined Heat and Power

^۲Net Present Value

^۳Relative Heating Demand

داده شد که در صورت استفاده از سیستم پیشنهادی در ایستگاه‌های تقلیل فشار موجود در ایران می‌توان سالانه $802,14 \text{ GWh}$ انرژی الکتریکی به شبکه برق کشور صادر نمود.

۳-۲-۱ پژوهش‌های در راستای بازیافت انرژی هدررفته در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

از پژوهش‌هایی که در این راستا صورت گرفته می‌توان به پژوهش آلپ ارسلان نسلی و همکاران که به آنالیز انرژی و انرژی تولید برق در ایستگاه‌های تقلیل فشار پرداخته‌اند [۱۰]. در این پژوهش آن‌ها با بررسی یک ایستگاه تقلیل فشار در شهر ازمیر ترکیه تولید توان با به‌کارگیری توربین انبساطی بجای شیرانبساطی را موردبررسی قرار داده‌اند؛ و سیستمی را پیشنهاد دادند که قادر به تولید توانی برابر با $494,24 \text{ kW}$ بود. همچنین نشان دادند که استفاده از این سیستم سبب کاهش تولید CO_2 به مقدار $295,45 \text{ kg/MWh}$ می‌شود.

در پژوهشی دیگر ذبیحی و همکاران به بررسی بازیابی انرژی به‌وسیله توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز آکند ساری پرداخته‌اند [۱۱]. آن‌ها با شبیه‌سازی یک خط در ایستگاه تقلیل فشار به کمک نرم‌افزار HYSYS که دبی برابر با $120,000 \text{ SCMh}$ از آن عبور می‌کرد و آنالیز انرژی نشان دادند؛ که شیر انبساطی سبب از بین رفتن $7,1 \text{ GWh}$ انرژی در سال می‌شود. با بررسی دو سناریو که در اولی یک توربین انبساطی به‌جای که شیر انبساطی قرار می‌گرفت و در دیگری دو توربین انبساطی به‌جای دو شیر انبساطی قرار می‌گرفت. نشان دادند که در سناریو دوم دوره بازگشت سرمایه کوتاه‌تر خواهد بود. طرح پیشنهادی آن‌ها قادر به تولید انرژی الکتریکی برابر با $3,2 \text{ GWh}$ به‌طور سالیانه و دارای دوره بازگشتی برابر با $12,9$ سال بود.

پوزیویل نیز به کمک شبیه‌سازی توسط نرم‌افزار HYSYS بازیافت انرژی فشاری گاز طبیعی در ایستگاه‌های تقلیل فشار با استفاده از توربین انبساطی را موردبررسی قرار داده [۱۲]. این مدل شامل محاسبه حالت پایدار توربین انبساطی بر مبنای راندمان آیزنتروپیک آن می‌باشد. شبیه‌سازی برای مجموعه‌ای از شرایط ورودی و خروجی و برای توربین‌های انبساطی باراندمان متفاوت صورت گرفته

است. خروجی‌های این مدل‌سازی توان الکتریکی تولیدی، نیاز حرارتی ایستگاه و نیز دمای پیش‌گرمایش برای گاز می‌باشد. راندمان حرارتی سیستم نیز برای سناریوهای مختلف نشان داده شده است؛ همچنین تأثیر نسبت فشار گاز به عنوان پارامتری تأثیرگذار بر عملکرد توربین‌های انبساطی نشان داده شده است. فرزانه گرد و همکاران در پژوهشی امکان استخراج و بازیافت انرژی از شبکه خطوط انتقال گاز در ایران را مورد بررسی قرار داده‌اند [۱۳]. آن‌ها تخمین زده‌اند که امکان تولید توانی برابر با ۷۶۲ MW از مجموع ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز در ایران وجود دارد.

در پژوهشی دیگر فرزانه گرد و همکاران به بررسی روش‌های بازیافت انرژی فشاری در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز پالایشگاه بندرعباس پرداخته‌اند [۱۴]. در آن پژوهش اثر پیش‌گرمایش بر میزان تولید برق توربین‌های انبساطی مورد بررسی قرار گرفت و در نهایت سیستم‌های ترمودینامیکی برای تولید گرمایشی و استفاده از آن پیشنهاد شد.

خلیلی در پژوهشی به بررسی فنی و اقتصادی به‌کارگیری توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز پرداخته [۱۵]. وی ایستگاه تقلیل فشار در شهرکرد را مورد بررسی قرار داده و توربین انبساطی را به صورت موازی با شیر انبساطی در نظر گرفته. سود سالیانه در نتیجه اجرای این طرح در حدود ۴۶۳,۰۰۰ دلار و سرمایه‌گذاری اولیه ۷۳۰,۰۰۰ دلار تخمین زده شد؛ و بازگشت سرمایه‌ای معادل با ۳ سال برآورد شد.

در پژوهشی دیگر عطایی و همکاران به بررسی فنی و اقتصادی نصب توربین انبساطی در نیروگاه‌های حرارتی پرداخته‌اند [۱۶]. آن‌ها در پژوهش خود نیروگاه شازند اراک را مورد بررسی قرار دادند. آن‌ها با آنالیز انرژی و اقتصادی و همچنین به کمک نرم‌افزار Thermoflow به شبیه‌سازی ایستگاه پرداختند. آن‌ها نشان دادند که امکان نصب دو توربین انبساطی با ظرفیت ۱۰,۷ MWh وجود دارد که تمام نیاز حرارتی ایجاد شده در ایستگاه به کمک گرمای بازیافتی از سیکل اصلی نیروگاه قابل تأمین است. سرمایه‌گذاری اولیه برای این سیستم ۱۳ میلیون دلار و مدت بازگشت آن چیزی حدود ۳ سال تخمین زده شد.

حسین صادقی و همکاران نیز به بررسی فنی و اقتصادی نصب توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز نیروگاه بیستون کرمانشاه پرداخته‌اند [۱۷]. در این پژوهش برنامه‌ای برای تعیین رفتار گاز طبیعی به‌عنوان مخلوطی از چند گاز در فشار بالا ارائه شد. آن‌ها نشان داد که امکان تولید بیش از MW ۸ برق با استفاده از سیستم پیشنهادی در این ایستگاه وجود دارد.

۴-۲-۱ پژوهش‌های در راستای کاهش مصرف انرژی و بازیافت انرژی هدررفته در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

از پژوهش‌های صورت گرفته در این زمینه می‌توان به بررسی صورت گرفته توسط صنایع و همکاران که به بررسی استفاده از یک سیستم CHP متشکل از اکسپندر، موتور گازسوز، بویلر، پمپ و پیش گرم‌کن پرداخته‌اند اشاره کرد [۱۸]. در این پژوهش یک روش جدید برای تعیین تعداد بویلر، موتور گازسوز و همچنین تعیین توان گرمایشی و الکتریکی معرفی کرده‌اند. هدف آن‌ها در این پژوهش تعریف پارامتری به نام سود واقعی سالانه بود که به‌وسیله آن بتوانند بهترین سیستم پیشنهادی را برای ایستگاه مورد مطالعه خود مشخص کنند که این پارامتر متأثر از ۹ متغیر دیگر بود؛ که با استفاده روش بهینه‌سازی به کمک الگوریتم ژنتیک به آن دست یافتند. نهایتاً مشخص کردند که برای ایستگاه مورد مطالعه دو موتور گازسوز ۵,۴۸ MWh و یک بویلر ۵,۹۴ MWh بهترین نتیجه را که بازگشت سرمایه‌ای برابر ۱,۲۳ سال است در بر خواهد داشت.

صابری به بررسی استفاده از توربین گاز به همراه توربین انبساطی در ۶ ایستگاه تقلیل فشار گاز پرداخته است [۱۹]. وی نشان داد که بهترین وضعیت اقتصادی در بزرگ‌ترین ایستگاه مورد بررسی رقم می‌خورد؛ همچنین محاسبه کرد در نتیجه استفاده از این سیستم در ۶ ایستگاه مورد بررسی می‌توان ۲۹,۷ MWh برق تولید نمود که این مقدار معادل فروش ۱۷,۴ میلیون دلار برق در سال می‌باشد.

استفاده از پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار توسط هاوارد و همکاران [۲۰] صورت گرفته است. آن‌ها تلاش نمودند تا میزان مؤثر بودن این سیستم را بررسی نمایند. در این مقاله استفاده از پیل سوختی کربنات مذاب با توان نامی ۳۰۰ kW همراه با توربین انبساطی در یک ایستگاه تقلیل فشار گاز در شهر کوچکی در یکی از مناطق سردسیر کانادا مورد بررسی قرار گرفته است. در این پژوهش پیل سوختی ثابت فرض شده و با تمرکز بر توربین انبساطی تلاش برای انتخاب سودآورترین حالت صورت گرفته است.

در پژوهشی مشابه، غلامی و همکاران [۲۱] به بررسی اقتصادی استفاده از پیل سوختی اکسید جامد و توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار یک ذوب‌آهن پرداخته‌اند؛ و نشان داده‌اند که به دلیل قیمت بالای پیل سوختی در حال حاضر از نظر اقتصادی این فناوری با سایر فناوری‌های تولید هم‌زمان قابل رقابت نیست.

۳-۱ اهداف و فعالیت‌های انجام گرفته در پایان نامه

در این پژوهش به بررسی فنی و اقتصادی به کارگیری از سیستم تولید هم‌زمان پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی پرداخته شده است. بدین صورت که سه طرح برای این بررسی انتخاب شده

۱- استفاده از سیستم تولید هم‌زمان پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

۲- استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

۳- استفاده هم‌زمان از پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

برای اینکه بررسی‌ها و نتایج حاوی مطالب کاربردی و ارزشمندی باشد ۶ ایستگاه تقلیل فشار با ظرفیت‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفت. تا با تغییر شرایط بتوان به نتیجه‌ای کامل و جامع دست پیدا کرد و با مقایسه نتایج بتوان بهترین شرایط برای انتخاب ایستگاه و یا انتخاب سیستم مورد نظر را پیدا کرد.

به دلیل هزینه بالای سرمایه‌گذاری برای سیستم پیل سوختی و همچنین توربین انبساطی می‌بایست در تعیین اندازه و تعداد آن‌ها دقت زیادی شود. تا بهترین گزینه با توجه به شرایط ایستگاه انتخاب شود؛ که در این پژوهش سعی شده تا روشی جهت انتخاب بهترین گزینه ارائه شود.

شبیه‌سازی خصوصیات گاز طبیعی نیز با استفاده از کد AGA8 صورت پذیرفته است [۲۲]. بدین ترتیب با داشتن ترکیبات گاز می‌توان خصوصیات آن را به خوبی تعیین کرد.

فعالیت‌های انجام گرفته در این پایان‌نامه بدین شرح می‌باشد:

- شبیه‌سازی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

- بررسی سه سناریو متفاوت در هر ایستگاه

- ارائه الگوریتم و معیار انتخابی جهت گزینش اقتصادی‌ترین پیل‌های سوختی و تعداد بهینه آن‌ها

برای هر ایستگاه

- ارائه الگوریتمی جهت انتخاب بهترین اندازه توربین انبساطی از نظر اقتصادی در ایستگاه‌های تقلیل

فشار

- شبیه‌سازی و انتخاب بهترین سیستم پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز با بررسی روزانه

- طراحی و شبیه‌سازی عملکرد توربین‌های انبساطی موازی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

با بررسی روزانه

- افزودن قابلیت تعیین خصوصیات عملکرد توربین انبساطی و میزان تولید توان آن بسته به شرایط

روزانه ایستگاه

- مطالعه و بررسی ۶ ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی در شهر مشهد

- ارائه راه‌حلی ساده برای کاهش مصرف انرژی در ایستگاه‌های موردبررسی

- بررسی اقتصادی سناریوهای گوناگون برای هر یک از طرح‌های پیشنهادی

- انتخاب بهترین گزینه در هریک از سناریوها

- تعیین ظرفیت تولید برق در هر یک از طرح‌های موردبررسی

- تعیین میزان تأثیر اجرای اقتصادی‌ترین طرح بر کاهش گاز گلخانه‌ای CO₂

- ارائه روابطی جهت تخمین اندازه توربین انبساطی، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه و مدت‌زمان بازگشت

تنزیل شده سرمایه تنها با داشتن دبی روزانه ثبت‌شده گاز عبوری از ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

فصل دوم

معرفی پیل سوختی، توربین
انبساطی و ایستگاه‌های تقلیل
فشار گاز

۱-۲ پیل‌های سوختی

پیل‌های سوختی دارای راندمان بالایی نسبت به سایر تکنولوژی تولید همزمان هستند. علت راندمان بالای آن را می‌توان در عدم تبعیت از سیکل کارنو و تبدیل مستقیم انرژی شیمیایی به انرژی الکتریکی دانست. امروزه پیل سوختی به یک رقیب مناسب برای توربین‌های گاز در نیروگاه‌ها، موتورهای احتراق داخلی در خودروها و باتری‌ها در کامپیوترهای کیفی تبدیل شده است. پیل‌های سوختی قابلیت استفاده به‌عنوان یک سیستم تولید هم‌زمان را دارند. همان‌طور که گفته شد به دلیل تبدیل مستقیم سوخت به انرژی که درون پیل‌های سوختی اتفاق می‌افتد، بازده برای آن‌ها خیلی بهتر از واحدهای مرسوم تولید انرژی خواهد بود زیرا دیگر محدودیت‌های قوانین ترمودینامیکی وجود نخواهد داشت.

۱-۱-۲ پیل سوختی چیست؟

پیل سوختی به کمک واکنش شیمیایی تولید برق می‌کند. هر پیل سوختی متشکل از دو الکترود می‌باشد که یکی مثبت (کاتد) و دیگری منفی (آند) می‌باشد. واکنش شیمیایی که منجر به تولید الکتریسیته می‌شوند در الکترودها اتفاق می‌افتند. همچنین هر پیل سوختی یک الکترولیت دارد که وظیفه انتقال ذرات باردار را از یک الکترود به الکترود دیگر به عهده‌دارند و در نهایت آخرین بخش تشکیل‌دهنده یک پیل سوختی یک کاتالیست می‌باشد که وظیفه سرعت بخشیدن به واکنش‌های شیمیایی صورت گرفته در الکترودها را به عهده دارد.

سوخت اصلی پیل‌های سوختی هیدروژن است البته به حضور اکسیژن نیز نیاز هست. یکی از مزیت‌های بزرگ پیل سوختی تولید حداقل آلودگی می‌باشد زیرا در نتیجه استفاده از هیدروژن و اکسیژن حاصل واکنش آب خواهد بود.

یک پیل سوختی ساده^۱ جریان برق (DC) کمی تولید می‌کند به همین دلیل در واقعیت پیل‌های سوختی به صورت یک سری^۲ استفاده می‌شوند. در باتری‌ها الکترودها در طول زمان دچار تغییر شیمیایی می‌شوند اما در پیل‌های سوختی چون الکترودها کاتالیزور هستند دچار تغییر شیمیایی نخواهند شد. البته در عمل استهلاک، خوردگی و بدعمل کردن اجزای تشکیل‌دهنده، طول عمر پیل سوختی را کاهش می‌دهد.

۲-۱-۲ معرفی انواع پیل سوختی

اتم‌های هیدروژن در آند واکنش نشان داده و الکترون خود را از دست می‌دهند و الکترون‌ها باعث تولید جریان الکتریکی مستقیم^۳ می‌شوند. اکسیژن نیز وارد کاتد شده و در آنجا با الکترون‌های خارج‌شده از مدار واکنش می‌دهند در این بین نقش الکترولیت بسیار پراهمیت است که چگونه هیدروژن یونیزه شده و اکسیژن را از مدار خارج کند تا این چرخه ادامه پیدا کند. الکترولیت باید اجازه عبور بین آند و کاتد را فقط به یون‌های مناسب و موردنظر بدهد. اگر الکترون‌های آزاد یا مواد دیگری بتوانند از بین الکترولیت عبور کنند می‌توانند واکنش شیمیایی را متوقف کنند. تا زمانی که یک پیل سوختی از نظر هیدروژن و اکسیژن تأمین شود الکتریسیته تولید خواهد کرد.

اساس کار پیل سوختی ساده است ولی در عمل ساخت آن بسیار پرهزینه می‌باشد. در طول سالیان برای افزایش بازدهی پیل‌های سوختی فناوری‌های مختلفی عرضه‌شده که تفاوت عمده آن‌ها در الکترولیت بکار رفته در آن‌ها می‌باشد. و الکترودها با توجه به الکترولیت بکار رفته انتخاب می‌شوند. پیل‌های سوختی بسته به نوع الکترولیت آن‌ها دسته‌بندی می‌شوند که هرکدام از آن‌ها برای کاربرد

^۱Single

^۲Stack

^۳DC

خاصی مناسب می‌باشد. پیل‌های سوختی را از نظر نوع الکترولیت بکار رفته در آن‌ها به ۲ نوع کلی

می‌توان تقسیم کرد: ۱- پیل سوختی آلی ۲- پیل سوختی فلزی

پیل‌های سوختی آلی را می‌توان از لحاظ دمای عملکرد و میزان بازده به موارد زیر تقسیم نمود:

- ۱- پیل سوختی اسید فسفریک (PAFC) *Phosphoric acid fuel cell*
 - ۲- پیل سوختی قلیایی (AFC) *alkaline fuel cell*
 - ۳- پیل سوختی کربنات مذاب (MCFC) *Molten carbonate fuel cell*
 - ۴- پیل سوختی اکسید جامد (SOFC) *solid oxide fuel cell*
 - ۵- پیل سوختی متانولی (DMFC) *Direct methanol fuel cell*
 - ۶- پیل سوختی سرامیکی پروتونی
 - ۷- پیل سوختی پلیمری (PEMFC) *Polymer electrolyte membrane fuel cell*
- پیل‌های سوختی فلزی را می‌توان به موارد زیر تقسیم نمود:

- ۱- پیل سوختی روی- هوا (ZAFC) *Zinc - air fuel cell*
- ۲- پیل سوختی آلومینیوم - هوا (AAFC) *Aluminum- air fuel cell*
- ۳- پیل سوختی منیزیم - هوا (MAFC) *Magnesium- air fuel cell*
- ۴- پیل سوختی آهن - هوا (IAFC) *Iron- air fuel cell*
- ۵- پیل سوختی لیتیم - هوا (LAFC) *Lithium- air fuel cell*
- ۶- پیل سوختی کلسیم- هوا (CAFC) *Calcium- air fuel cell*

در ادامه در مورد بعضی از مهم‌ترین انواع پیل‌های سوختی مرور کلی می‌کنیم.

۱-۲-۲-۱ پیل سوختی اسید فسفریک

الکترولیت این پیل سوختی اسید فسفریک می‌باشد. دمای کارکرد این پیل حدود ۱۵۰ تا ۲۰۰ درجه

سانتی‌گراد می‌باشد و قابلیت استفاده از سوخت‌های بیشتری را دارد. هیدروژن مورد نیاز این پیل می‌تواند

توسط یک ریفورمر^۱ خارجی از یک سوخت هیدروکربنی به دست آید.

^۱Reformer

مزایا: توان تحمل ۱ تا ۲ درصد مونواکسید کربن، امکان استفاده در مولدهای (تولید هم‌زمان برق و حرارت)، ثبات الکترولیت در محیط الکتروشیمیایی، سادگی سیستم مدیریت آب و دما و توانایی تحمل دمای بالای دمای جوش آب

معایب: کم بودن سرعت احیاء اکسیژن و حساسیت به H_2S

۲-۱-۲-۲ پیل سوختی قلیایی

الکترولیت این پیل محلول هیدروکسیم پتاسیم در آب است. این پیل برای کار به اکسیژن و هیدروژن خالص نیازمند است. درجه حرارت کارکرد این پیل حدود ۶۰ تا ۸۰ درجه سانتی‌گراد می‌باشد

مزایا: عدم نیاز به فلزات کمیاب، بالا بودن راندمان و شروع بکار سریع

معایب: مقدار زیاد پلتنیم به‌عنوان کاتالیست و قیمت بالای آن، نامناسب برای کاربردهای حمل‌ونقلی، حساسیت شدید به دی‌اکسید کربن و لزوم استفاده از هیدروژن خالص

۲-۱-۲-۳ پیل سوختی کربنات مذاب

در این پیل الکترولیت ترکیبی از ۳۲٪ کربنات پتاسیم و ۶۸٪ کربنات لیتیم می‌باشد. دمای کارکرد این پیل حدود ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. پیل سوختی کربنات مذاب به دلیل دمای کارکرد بالا قابلیت استخراج هیدروژن از سوخت‌های مختلف توسط ریفورمر داخلی و یا خارج را دارد. همچنین دما کارکرد بالای آن مانعی برای به‌کارگیری این پیل در اندازه‌های کوچک و خانگی می‌باشد و سبب شده است که برای مصارف بزرگ بسیار مناسب باشد.

مزایا: امکان استفاده در مولدهای (تولید هم‌زمان برق و حرارت)، عدم استفاده از کاتالیست گران‌قیمت، راندمان بالا، استخراج هیدروژن را از سوخت‌های مختلف توسط ریفورمر داخلی یا خارجی و حساسیت کم نسبت به مسمومیت مونواکسید کربن

معایب: حساسیت زیاد به سولفور، حل شدن اکسید نیکل، احتیاج به چرخه دی اکسید کربن، پیچیدگی کار با الکترولیت مایع و باقیمانده‌های واکنش شیمیایی در پیل سوختی

۴-۲-۱-۲ پیل سوختی اکسید جامد

الکترولیت سرامیکی این پیل ترکیبی از زرکنا^۱ و ایتریا^۲ می‌باشد. دمای کارکرد این نوع پیل سوختی حدود ۷۰۰ تا ۱۰۰۰ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. این پیل سوختی نیز مانند پیل سوختی کربنات مذاب به دلیل دمای کارکرد بالا قابلیت استخراج هیدروژن از سوخت‌های مختلف توسط ریفورمر داخلی و یا خارج را دارد. همچنین دما کارکرد بالای آن مانعی برای به‌کارگیری این پیل در اندازه‌های کوچک و خانگی می‌باشد و سبب شده است که برای مصارف بزرگ بسیار مناسب باشد.

مزایا: امکان استفاده در مولدهای (تولید هم‌زمان برق و حرارت)، عدم حساسیت به مونواکسید کربن، قابلیت مصرف سوخت‌های گوناگون، عدم نیاز به هیدروژن خالص، بالا بودن راندمان سیستم، عدم نیاز به سوخت مجزا، امکان استفاده مستقیم از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت، قابل استفاده در مولدهای دومنظوره، عدم استفاده از الکترولیت مایع و عدم استفاده از فلزات گران‌قیمت و کمیاب در ساخت

معایب: طولانی بودن زمان شروع به کار، تشدید خوردگی و خرابی اجزاء به علت کارکرد در دمای بالا، گران‌قیمت بودن بعضی از اجزاء

۵-۲-۱-۲ پیل سوختی متانولی

الکترولیت آن مانند پیل سوختی پلیمری و عمدتاً Nafion بکار، برده می‌شود. دمای کارکرد این پیل سوختی حدود ۶۰ تا ۱۲۰ درجه سانتی‌گراد می‌باشد.

^۱Zr

^۲Y

مزایا: قابلیت استفاده از متانول مایع به عنوان سوخت، دما و فشار عملکردی پایین، سادگی ساختار و مدیریت حرارت پیل، ضریب اطمینان بالای سیستم، حذف سیستم مبدل سوخت، حذف سیستم پیچیده مدیریت آب و حرارت (به علت همراه بودن سوخت با آب)، کاهش قابل ملاحظه وزن و حجم

معایب: عبور متانول از غشاء و در نتیجه افت ولتاژ کلی پیل و به هدر رفتن سوخت، پایین بودن عملکرد در مقایسه با دیگر پیل‌ها، استفاده از پلاتین در ساختار پیل و پایین بودن فعالیت کاتالیست Pt-Ru در آن

دمای کم کارکرد پایین و عدم نیاز به مبدل سوخت، این پیل را نمونه خوبی برای کاربردهای کوچک و متوسط مثل تلفن‌های همراه و دیگر محصولات نظیر آن همچون مولد برق اتومبیل معرفی می‌کند.

۲-۱-۲-۶ پیل سوختی سرامیکی پروتونی

این نمونه جدید پیل سوختی بر پایه ماده الکترولیتی سرامیکی استوار است که در دماهای بالا و رسانایی پروتونی بالایی دارد. دمای کارکرد بالای این پیل سوختی (حدود ۷۰۰ درجه سانتی‌گراد) سبب شده تا این پیل سوختی دارای تمام مزیت‌های پیل‌های سوختی کربنات مذاب و اکسید جامد باشد، در حالی که تمام مزایای رسانایی پروتون در پیل‌های سوختی اسید فسفریک و پیل سوختی پلیمری را دارد.

۲-۱-۲-۷ پیل سوختی پلیمری

الکترولیت این نوع پیل همان‌طور که بالاتر ذکر شد عمدتاً غشا Nafion می‌باشد. دمای عملکرد این پیل سوختی در حدود ۸۵ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. به دلیل جامد بودن الکترولیت این پیل سوختی، امکان شکستن یا ترک خوردن در آن کم می‌باشد این ویژگی این مدل را برای کاربردهای خانگی و حمل‌ونقل مناسب کرده.

مزایا: دمای پایین و شروع بکار سریع، عدم حساسیت به دی اکسید کربن و امکان استفاده از گازهای

مشتق از هیدروکربن به عنوان سوخت

معایب: حساسیت به مونواکسید کربن، به کارگیری فلزات کمیاب در ساختمان پیل و پیچیده بودن

سیستم مدیریت آب در مجموعه غشاء و الکتروود

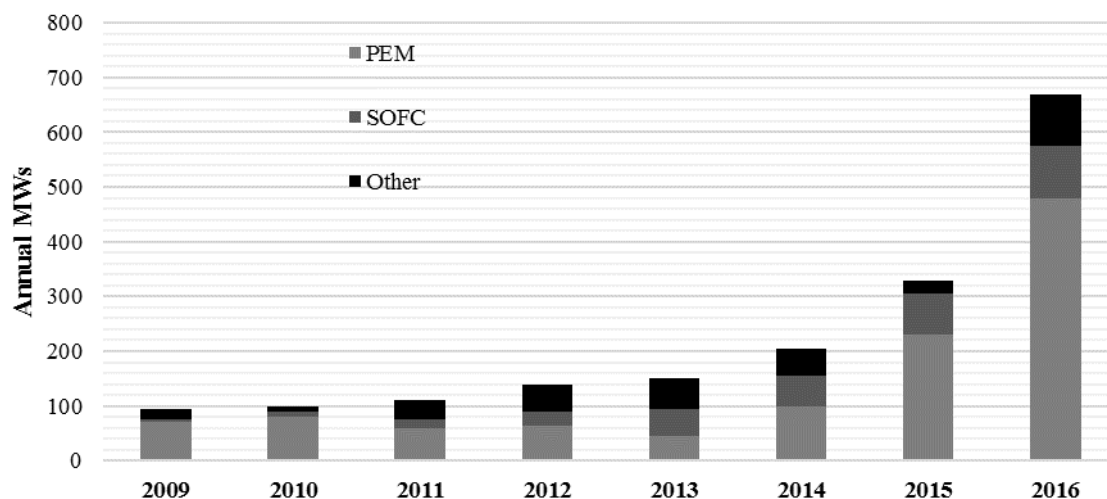
۲-۲ مقایسه بین فناوری های تولید همزمان حرارت و الکتریسیته

فناوری های تولید همزمان برق و حرارت متفاوتی در طی سالیان عرضه شده اند که پیل سوختی جزء جدیدترین این فناوری ها می باشد. هر کدام از این فناوری ها نقاط ضعف و قوتی نسبت به یکدیگر دارند که در این قسمت با تمرکز بر سیستم پیل سوختی مقایسه ای بین آن و دیگر فناوری ها صورت گرفته است. همچنین در پایان این بخش بین فناوری های مختلف مطرح شده در حوزه پیل سوختی مقایسه های از نظر فنی و اقتصادی شده است. در جدول ۱-۲ مقایسه ای بین فناوری های مختلف تولید همزمان شده است. همان طور که در جدول ۱-۲ مشخص است پیل سوختی با توجه به جدید بودن فناوری نسبت به سایر فناوری ها از قیمت بالایی برخوردار است. طبق پیش بینی های صورت گرفته به دلیل تمرکزی که شرکت های دانش بنیان بر روی این فناوری به دلیل ویژگی های خاص آن دارند این فناوری کاهش قیمت شدیدی چه در بخش سرمایه گذاری اولیه و چه در بخش تعمیر و نگهداری را در سال های آتی به خود خواهد دید. همچنین جدید بودن این فناوری مسیر توسعه و افزایش کارایی پیل های سوختی را نسب به سایر فناوری ها هموارتر کرده است به طوری که هر ساله شاهد افزایش راندمان این پیل ها هستیم.

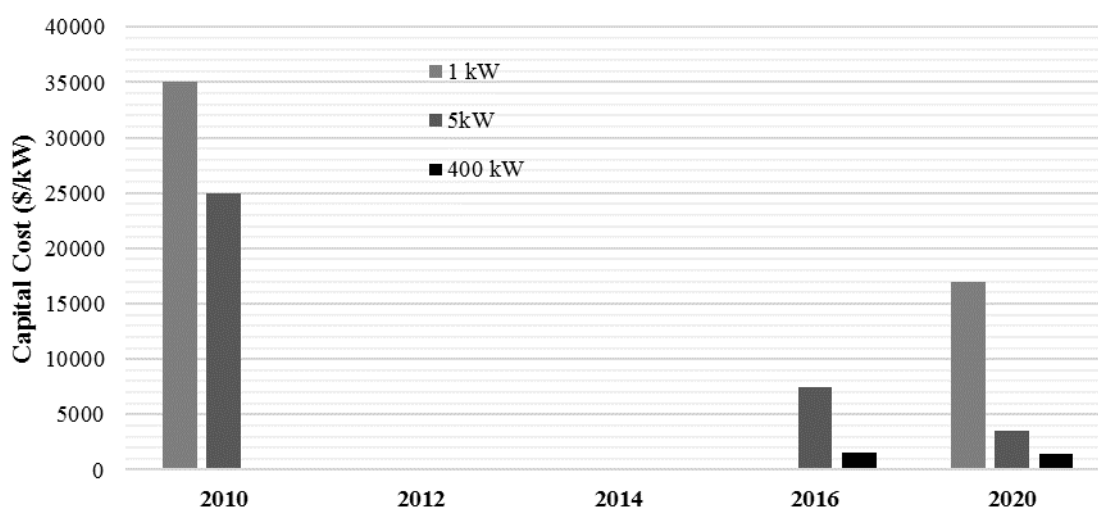
جدول ۱-۲ - مقایسه فناوری‌های مختلف تولید هم‌زمان [۱]

پیل سوختی	میکروتوربین	توربین بخار	توربین گاز	موتور احتراق داخلی	وضعیت فناوری
جدید و نوپا	جدید و نوپا	تجاری	تجاری	تجاری	
0.005-200	0.03-1	0.5-several hundred MW	0.5-300	0.005-10	اندازه (MW)
30-63%	22-28%	40% ± 5	24-36%	27-41%	راندمان الکتریکی (HHV)
55-80%	63-70%	80%	66-71%	77-80%	راندمان کلی CHP
5,000-6,500	2,500-4,300	670-1,100	1,200-3,300 (5-40 MW)	1,500-2,900	هزینه نصب به صورت CHP (\$/Kw)
0.032-0.038	0.009-0.013	0.006-0.01	0.009-0.013	0.009-0.025	هزینه تعمیر و نگهداری (\$/kWh)
>95%	98-98%	72-99%	93-96%	96-98%	امکان دسترسی
32,000-64,000	40,000-80,000	>50,000	25,000-50,000	30,000-60,000	عمر سیستم (ساعت)
3 hrs-2 Day	60 Sec	۱ hr – ۱ Day	10 min-1 hr	10 Sec	زمان شروع به کار
0.5-45	50-140	-	100-500	1-75	فشار سوخت (psi)
Hydrogen, natural gas, propane, methanol	Natural gas, sour gas, liquid fuels	All	Natural gas, synthetic gas, landfill gas, and fuel oils	Natural gas, biogas, LPG, sour gas, manufactured gas	نوع سوخت
0.011-0.016	0.14-0.49	depends on boiler	0.52-1.31	0.6-3	آلاینده‌های (lb/MWh) NO _x
Hot water, LP-HP steam	Hot water, chiler, heating	Process steam, district heating, hot water, chilled water	Heat, hot water, LP-HP steam	Space heating, hot water, cooling, LP steam	موارد مصرف حرارت باز یافتی
1,800-4,200	4,500-6,500	1,000-50,000	3,200-6,800	3,200-5,600	خروجی حرارتی (Btu/kWh)

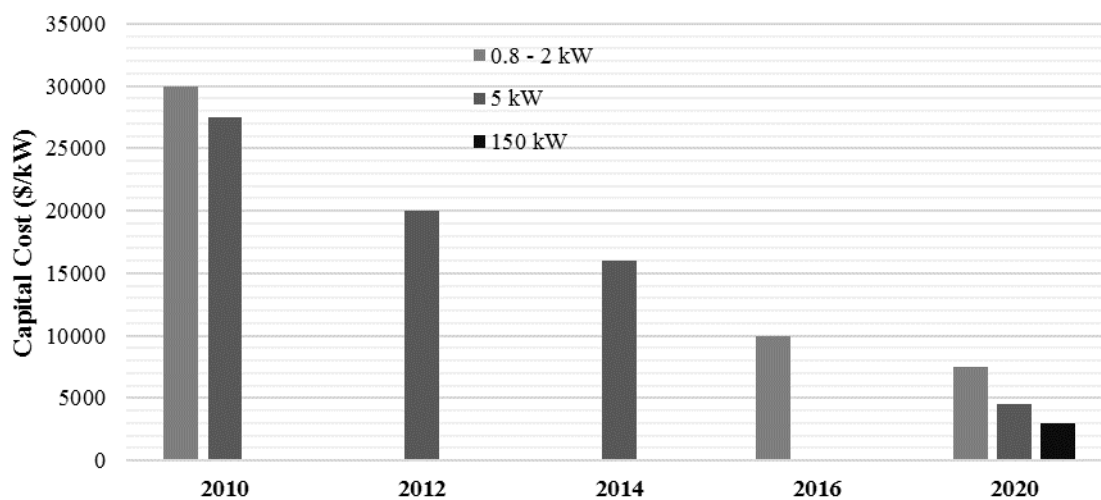
سالنامه معتبر پیل سوختی در سال ۲۰۱۶ روند افزایش استفاده از فناوری‌های مختلف پیل سوختی را طی سالیان گذشته منعکس کرده که می‌توان نتایج آن را در نمودار شکل ۱-۲ مشاهده کرد، همچنین پیش‌بینی از آینده هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برای پیل‌های سوختی SOFC و PEM تا سال ۲۰۲۰ ارائه کرد که نتایج آن در نمودار شکل ۲-۲ و شکل ۳-۲ آورده شده است [۲۷].



شکل ۱-۲ - روند بهره‌برداری از پیل‌های سوختی در سالیان گذشته [۲۷]



شکل ۲-۲ - تاریخچه و پیش‌بینی قیمت پیل سوختی آلی SOFC [۲۷]



شکل ۳-۲ - تاریخچه و پیش‌بینی قیمت پیل‌های سوختی آلی PEM [۲۷]

۲-۲-۱ مزایای پیل‌های سوختی در مقایسه با سایر فناوری‌ها

مزایا:

- کاهش بسیار زیاد آلودگی‌های ناشی از مصرف سوخت‌های فسیلی در صورتی که پیل سوختی هیدروژن خالص را به‌عنوان سوخت مصرف کند خروجی آن تنها بخار آب است. (در جدول‌های به آن اشاره شده)
- راندمان بیشتر
- کاهش آلودگی صوتی
- عدم وجود لرزش و تکان در دستگاه به دلیل عدم وجود قطعات متحرک
- نگهداری ساده به علت عدم وجود اجزا متحرک
- نصب و بهره‌برداری بسیار ساده
- مدولار بودن پیل‌های سوختی
- امکان تولید برق مستقیم
- باکیفیت بودن برق خروجی

معایب:

- هزینه‌بر بودن این فناوری

جدول ۲-۲- آلودگی‌های منتشرشده توسط نیروگاه‌های توزیع پراکنده و متمرکز [۲]

	CO ₂ (g/kWh)	SO ₂ (g/kWh)	No _x (g/kWh)	CO (g/kWh)	PM ₁₀ (g/kWh)	HC (g/kWh)
Gas reciprocating engine	625	0.032	0.5	1.8	0.014	0.54
Disel reciprocating engine	695	1.25	2.13	2.8	0.36	1.65
Micro-turbine	725	0.037	0.2	0.47	0.041	0.14
Fuel cell	477	0.024	0.015	0	0	0
Gas turbine	625	0.032	0.29	0.42	0.041	0.42
CCGT	363	0.019	0.195	0.07	0.041	0.05
CST	965	5.64	1.7	0.07	0.136	0.05
Gas-fired boiler	201	0.01	0.12	0.12	0.01	0.014

همان‌طور که در جدول ۲-۲ مشخص است میزان آلودگی ناشی از پیل‌های سوختی به‌غیر از گاز گلخانه‌ای CO₂ نسبت به سایر فناوری‌ها بسیار کمتر است؛ البته جدول فوق حاصل پژوهشی در سال ۲۰۰۶ بوده و به علت پیشرفت چشمگیر این فناوری نسبت به رقبای خود در حال حاضر مقدار نشر آلاینده‌ها بسیار کمتر از مقادیر ذکر شده در جدول ۲-۲ برای پیل‌های سوختی شده است.

یکی دیگر از مزایای استفاده از پیل‌های سوختی جلوگیری از مصرف آب است؛ به‌طوری‌که نیروگاه‌های زغال‌سنگی در آمریکا درازای هر ۲۰۰ kW برق تولیدی در سال حدود ۲۲۰ هزار مترمکعب آب مصرف می‌کنند که این عدد برای نیروگاه‌های سیکل ترکیبی گاز طبیعی برابر ۱,۶۰۰ مترمکعب می‌باشد. این در حالی است که پیل سوختی هیچ‌گونه مصرف آبی ندارد [۲۳].

۲-۲-۲ مقایسه پیل‌های سوختی آلی

اگر بخواهیم مقایسه در ابعاد بزرگ‌تر و کاربردی‌تر بین پیل‌های سوختی آلی داشته باشیم باید طبقه‌بندی از آن‌ها بر اساس توان الکتریکی تولیدی و همچنین کاربرد آن‌ها داشته باشیم. در جدول ۲-۳ می‌توان این طبقه‌بندی را مشاهده کرد.

همان‌طور که در جدول ۲-۳ مشاهده می‌شود اگر هدف از به‌کارگیری سیستم پیل سوختی به‌منظور سیستم CHP باشد سه پیل سوختی PAFC, MCFC, SOFC برای مصارف عمده‌تر از سطح خانگی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

جدول ۲-۳- مقایسه کلی بین پیل‌های سوختی آلی از نظر دمای کارکرد و بازده و توان تولیدی [۱] و [۳]

Fuel cell type	DMFC	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolyte type	Polymeric ion exchange membrane	Polymeric ion exchange membrane	Immobilised alkaline salt solution	Immobilised liquid phosphoric acid	Immobilised liquid molten carbonate	Ceramic
Operating temperature (°C)	20 – 90	30 – 100	50 – 200	~220	~650	500 – 1000
Charge carrier	H ⁺	H ⁺	OH ⁻	H ⁺	H ₃ ²⁻	O ²⁻
Power range (W)	1 – 100	1 – 100k	500 – 10k	10k – 1M	100k – 10M+	1k – 10M+
Applications and main advantages:						
Portable electronics	Higher energy density than batteries and faster recharge.					
Cars boats and spaceships		Zero emissions and higher efficiency.				
Domestic CHP			Efficiency and reliability			
Distributed power generation, CHP, busses				Efficiency, emissions and less noise		
Able to internally reform CH ₄ (see Fuelling section)	×	×	×	×	√	√

۲-۳ توربین انبساطی (توربو اکسپندر)

۲-۳-۱ معرفی توربین انبساطی

توربین انبساطی ماشین دواری است که انرژی فشار سیال عامل را به کار مکانیکی تبدیل می‌کند. از آنجائی که هر توربین نظیر توربین بخار وظیفه انبساط سیال مربوطه و تولید انرژی را به عهده دارد، می‌توان به آن‌ها نیز این الفاظ را اطلاق نمود ولی معمولاً توربین‌های انبساطی شامل توربین‌های بخار و توربین‌های گازی نمی‌شود و فقط به توربین‌هایی که جایگزین فرآیند انبساط آنتالپی ثابت در یک شیر

^۱Turbo Expander

فشارشکن می‌شوند اطلاق می‌گردد. در این فرآیند اگر سرمایش جریان گاز یا بخار هدف اصلی باشد، کار مکانیکی که تولید می‌شود به‌عنوان محصول جانبی در نظر گرفته می‌شود. اگر کاهش فشار هدف اصلی باشد، در آن صورت بازیافت گرما از گاز منبسط‌شده (سرمایش) به‌عنوان محصول جانبی سودمند در نظر گرفته می‌شود. در هر مورد، هدف اولیه و اصلی از توربین انبساطی حفظ و پایستن انرژی می‌باشد. توربین‌های انبساطی امروزی این کار را با بازیافت انرژی از گاز سرد (نوع تبرید) و یا از گازهای داغ تا دماهای بالاتر از ۱۰۰۰ درجه فارنهایت انجام می‌دهند مدل تجاری فعلی در محدوده توان از ۷۵ kW تا بالاتر از ۲۵ MW موجود می‌باشد به همین خاطر بسیاری از کاربردها امکان‌پذیر می‌باشد.

۲-۳-۲ توربین‌های انبساطی برای تبدیل انرژی

انرژی کلان و عظیمی از حرارت اتلافی با عیار پایین گازهای فرآیندی و یا اتلافات ایستگاه‌های گاز قابل بازیافت می‌باشد. توربین‌های انبساطی گریز از مرکز (شعاعی) به‌خوبی با چنین تدابیر تبدیل انرژی سازگار شده و با توسعه‌های اخیر که قابلیت اعتماد آن‌ها را افزایش داده، برای ارائه سرویس بدون مراقبت بر پایه ۲۴ ساعت کار در شبانه‌روز و ۷ روز در هفته بسیار مناسب می‌باشند.

دهه‌ها سال توسعه در فن‌آوری توربین انبساطی، آن‌ها را به ماشین‌های پربازده تبدیل کرده که می‌توانند در بازیافت از انرژی منابع حرارت تلفاتی و ایستگاه‌های فشار مورد استفاده قرار گیرند. در گذشته استفاده از توربین‌های انبساطی به‌عنوان یک واحد بازیافت انرژی به دلایل زیر محدود بودند:

بازگشت سرمایه‌گذاری اولیه، سیستم بازیافت توان را توجیه نمی‌کرد مگر اینکه چندین هزار اسب بخار بازیافت می‌شد. به‌جز مواردی که نیاز فوری از توربین انبساطی در مجموعه وجود داشت، یافتن بازار برای توان بازیافت شده مشکل بود. اگر این توربین به‌عنوان بار پایه بکار گرفته می‌شد، پیوستگی زمان کار و قابلیت اطمینان به این منبع انرژی بسیار ضروری بود. فقدان اعتماد به تدابیر و تمهیدات جدید در زمینه بازیافت توان که هنوز اثبات نشده بود، صنایع دولتی و خصوصی را نسبت به سرمایه‌گذاری در این سیستم‌ها بی‌میل ساخته بود.

با این وجود اخیراً ارتقای عظیمی در شرایط و نگرش‌های کاربران ایجاد شده و با افزایش قیمت توان الکتریکی، بازگشت سرمایه‌گذاری اولیه به صورت گسترده‌ای بهبود یافته، توربین‌های انبساطی با بازده بالا و دوره بازگشت نسبتاً کوتاه، آن‌ها را حتی برای واحدهای کوچک از نظر اقتصادی جذاب ساخته است. این ماشین‌ها درجه بالایی از اعتمادپذیری را از خود نشان داده‌اند. صدها واحد برای سال‌های زیادی به صورت پیوسته و بدون وقفه کار کرده‌اند و این نیاز به تجهیزات، پشتیبانی محافظه کارانه را حذف کرده و نشان داده است که کار کردن بدون مراقبت و توجه (در مقایسه با دیگر واحدهای تولید توان) امکان‌پذیر می‌باشد.

۳-۲-۳ کاربردهای توربین انبساطی

برای سالیان متمادی توربین انبساطی در واحدهای فرآیندی تبریدی جهت فراهم کردن سرمایش با دمای پایین استفاده می‌شد و بازیافت توان در درجه دوم اهمیت داشت. بازده اکسپندر مقدار کار و یا سرمایش تولیدی را تعیین می‌کند بنابراین ارزش بسیار زیادی در بازده و البته در قابلیت اطمینان اکسپندر می‌باشد. بازار اصلی توربین‌های انبساطی در واحد جداسازی گاز در فشار پایین (انبساط با فشار کمتر از ۵ بار) و در واحدهای فرآیندی هیدروکربنی (انبساط گاز از فشار بالاتر از ۲۰۰ بار) قرار دارد. اکسپندرهای جداسازی گاز تقریباً به دو نوع تقسیم می‌شوند. نوع اول در محدوده توان کم تا حدود ۱۰۰ اسب بخار می‌باشد و به همین خاطر توان اکسپندر بسیار کمتر از آن حدی است که به صورت اقتصادی بازیافت شود بنابراین توسط ترمز روغنی و یا واحدهای مشابه جذب می‌شود. نوع دوم شامل محدوده ۱۰۰ تا ۲۰۰۰ اسب بخار می‌شود. این نوع توان جهت راندن یک ژنراتور الکتریکی و یا کمپرسورهای تقویتی فرآیند به کار گرفته می‌شوند:

اکسپندرهای گاز هیدروکربنی در محدوده ۱۰۰ تا ۸۰۰۰ اسب بخار و بیشتر گسترده شده‌اند اکثریت این نوع ماشین‌ها معمولاً جهت بازیافت توان و اتصال به یک کمپرسور (جهت به حرکت درآمدن توسط اکسپندر) طراحی می‌شوند. گاز معمولاً از فشار ورودی در محدوده ۵ bar تا ۱۰۰ bar به فشار خروجی در محدوده ۵/۱ bar تا ۵۰ bar منبسط می‌شود. محدوده بازده‌های معمول از ۸۴٪ تا ۸۶٪ می‌باشد.

همچنین توربین‌های انبساطی بزرگ متعددی در محدوده فشار ۱۳۰-۲۰۰ bar کار می‌کنند که اکثریت آن‌ها در قسمت گاز طبیعی سرچاه در حال انجام کار می‌باشند. توربین‌های انبساطی همچنین جهت خالص‌سازی گازها همچون H₂ یا He به‌وسیله چگالیدن آلاینده‌ها به‌کاربرده می‌شوند که این نوع اکسپنדרها معمولاً واحدهای کوچک (۵-۵۰ hp)، در سرعت‌های ۴,۵۰۰-۷۰,۰۰۰ rpm و غیراقتصادی جهت بازیافت توان می‌باشند. با این توضیحات کاربردهای مهم توربین انبساطی به شرح زیر است:

بازیافت انرژی فشاری و تولید توان، فرآیند سرمایش، صنایع شیمیایی و پتروشیمی شامل موارد زیر، تهیه Nitric acid، فرآیند FCC، تهیه Actetic acid، تهیه PTA & Terephthalic acid، صنایع نفت و گاز همچون LPG, LNG، جداسازی اجزای هوا، مایع‌سازی گازها ازجمله هلیوم و جداسازی مواد قابل میعان از گاز طبیعی. که در این پژوهش کاربرد اول توربین‌های انبساطی موردتوجه قرار گرفته است.

۱-۳-۲ بازیافت انرژی فشاری و تولید توان

کاربردهای بازیافت توان با استفاده از توربین‌های انبساطی به‌طور مداوم در حال افزایش است. ازجمله مثال‌هایی که برای این نوع کاربرد می‌توان زد، انبساط گاز تلفاتی، محصولات تلفاتی احتراق در فرآیندهای اکسیداسیونی، دی‌اکسید کربن تلفاتی و انبساط جریان‌های گاز فشار بالا می‌باشد.

چنانچه گازها در توربین‌های محوری عکس‌العملی و یا ضربه‌ای متداول منبسط شوند، بایستی دقت شود که دمای خروجی در محل تخلیه، بالاتر از نقطه شبنم گاز منبسط‌شده باشد. چنانچه گاز در دمای نزدیک نقطه شبنم وارد توربین شود در آن صورت توربین در محدوده کندانس کار می‌کند و در نتیجه خروجی توربین، یک جریان دوفازی می‌باشد و این چگالش باعث خوردگی شدید و مشکلات مرتبط در توربین‌های معمولی می‌شود. با این حال طراحی توربین جریان شعاعی این مشکل را حل نموده است که بعداً در مورد آن بحث خواهد شد.

کاربرد دیگر توربین‌های انبساطی در مواقعی می‌باشد که جریان‌های داغ در یک فرآیند به‌عنوان تلفات حرارتی موجود باشد. در این حالت گرمای جریان داغ در فرآیندی شبیه سیکل رانکین برای جوشاندن یک سیال ثانویه و تهیه بخار به کار می‌رود و بخار تهیه‌شده به توربین انبساطی فرستاده

می‌شود. در چنین مواردی توربین انبساطی می‌تواند تأمین‌کننده نیروی محرکه پمپ، کمپرسور و یا ژنراتور الکتریکی باشد و مقادیر قابل توجهی از انرژی تلف‌شده را بازیابی کند.

۲-۳-۳-۲ فرآیند سرمایش

از آنجاکه انبساط یک گاز با کاهش آنتالپی و در نتیجه کاهش دمای آن همراه است، می‌توان جهت سرمایش از توربین‌های انبساطی استفاده کرد. سرمایش حاصل را می‌توان با قرار دادن یک مدول حرارتی در مسیر گاز سرد و تهیه آب‌خنک، جدا کردن مواد قابل‌کندانس از جریان‌های گاز و مایع کردن گازها و یا جهت سیستم تهویه مطبوع اماکن مسکونی به کار برد.

۲-۴ ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی

۲-۴-۱ مقدمه

در این بخش به معرفی مختصری از ایستگاه‌های تقلیل فشار پرداخته شده است. بعد از استخراج گاز و پالایش آن در پالایشگاه‌ها برای اینکه هزینه انتقال گاز کاهش پیدا کند فشار گاز را افزایش می‌دهند تا در نتیجه آن نیاز به لوله‌هایی با قطر کمتر باشد. این افزایش فشار درون ایستگاه‌های تراکم فشار و توسط کمپرسورهایی صورت می‌گیرد. در این فرآیند ۳٪ تا ۵٪ از کل گاز انتقالی توسط کمپرسورها مصرف می‌شود [۲۴].

فشار داخل خطوط انتقال گاز در محدوده‌ای مشخص قرار دارد که این محدوده بر اساس فاصله تا مصرف‌کننده که در اینجا ایستگاه‌های تقلیل فشار هستند مشخص می‌شود. در جدول ۲-۴ محدوده فشار گاز در خطوط انتقال نشان داده شده است.

جدول ۲-۴ - محدوده فشار گاز طبیعی در نقاط گوناگون خطوط انتقال [۴]

محدوده فشار مجاز	شرایط خطوط لوله
50-100 bar	فواصل بیش از 100 km
20-50 bar	فواصل کمتر از 20 km
10 bar >	مناطق شهری
10 mbar >	مصرف‌کننده

در اولین مرحله ورود گاز به ایستگاه گاز وارد فیلترها می‌شود. وظیفه فیلترها عاری کردن گاز از هرگونه مواد زائد است. البته برای فیلترهای ایستگاه نیز استاندارد ماند بقیه اجزا ایستگاه وجود دارد و این به معنای آن است که فیلترها بر اساس استاندارد که انتخاب شده‌اند از ورود ذرات تا اندازه‌ی مشخصی جلوگیری می‌کنند. در صورت استفاده از توربین انبساطی نیاز به استفاده از فیلترهایی با دقت بیشتر در عبور گاز است زیرا توربین‌های انبساطی دارای اجزاء متحرکی می‌باشند و به دلیل سرعت بالای گاز ذرات موجود در گاز می‌تواند آسیب‌هایی جدی به آن‌ها وارد کند. البته استاندارد برای قطر ذرات مجاز را شرکت‌های سازنده توربین انبساطی مشخص می‌کنند. نکته‌ای که در شکل ۲-۱۳ مشخص است

وجود ۳ فیلتر و سه مسیر برای عبور گاز است که این موضوع در جهت پیش‌بینی برای کارهای تعمیراتی صورت گرفته است. البته گاز برای ورود به هیتر یک مرحله دیگر از فیلتری که در کنار خود هیتر تعبیه شده است عبور داده می‌شود. برای سایر مصرف‌کنندگانی که بعد ایستگاه‌های تقلیل فشار قرار می‌گیرند فیلتراسون گاز یک مرحله‌ی دیگر تکرار می‌شود.

گاز بعد از عبور از فیلترها برای گرم شدن وارد هیترها می‌شود. هیترهای موجود در ایستگاه‌ها از نوع تماس غیرمستقیم آب و گاز هستند بدین‌صورت که گاز توسط لوله‌هایی در حمامی از آب گرم شده توسط مشعل عبور داده می‌شود. گاز مشعل هیترها از خروجی ایستگاه (قبل از نقطه شماره ۲) گرفته می‌شود. گاز گرم شده بعد از خروج از هیترها وارد سه خط می‌شود که اصطلاحاً به آن‌ها رن^۱ می‌گویند. معمولاً اجزایی که بر روی هر سه رن وجود دارد یکسان هستند. یکی از رن‌ها همیشه به‌صورت پایلوت می‌باشد یعنی در صورت قطع گاز در یک از رن‌ها، آن رن وارد سرویس می‌شود. اجزای که بر روی هر رن قرار گرفته بدین ترتیب است.

۱- شیرهای قطع کننده^۲: وظیفه‌ی بستن مسیر گاز در صورت کاهش یا افزایش فشار از محدوده‌ای مشخص بعد از شیرهای انبساطی رادارند.

۲- شیرهای انبساطی (رگلاتورها^۳): وظیفه کاهش فشار گاز رادارند که در ادامه توضیح مختصری درباره‌ی آن‌ها داده شده است.

۳- شیرهای اطمینان^۴: وظیفه شیرهای اطمینان این است که اگر در دو مرحله قبل هر دو سیستم (شیر قطع کننده و شیر انبساطی) از کار افتادند یا وظیفه‌ی خود را به‌درستی انجام ندادند؛ با باز کردن مسیر گاز به هوای آزاد مانع از بالا رفتن فشار در خروجی ایستگاه می‌شود.

1IRAN

2Shut Off Valve

3Regulator

4Safety Valve

بعد از عبور گاز از رن ها و کاهش فشار آن در آخرین مرحله و در خروجی ایستگاه گاز توسط سیستم بودار کننده^۱ بودار شده تا در صورت نشت گاز در محل مصرف کننده، مصرف کننده ها متوجه نشتی گاز بشوند.

۱-۲-۴-۲ شیرهای انبساطی

همان طور که گفته شد شیرهای انبساطی وظیفه کاهش فشار گاز را دارند. اصول عملکرد تمام شیرهای انبساطی در ایستگاه های تقلیل فشار یکسان بوده و بر اساس عبور گاز از درون مجرای باریک است که باعث افت فشار گاز و همچنین کاهش شدید دمای گاز می شوند. در مورد علت کاهش دما در فصل بعدی (فصل ۳) به تفصیل توضیح ارائه شده است.

^۱Odoriser

فصل سوم

شبیه‌سازی سیستم، مفاهیم

اقتصادی و روابط مرتبط

۱-۳ مقدمه

برای طراحی و انتخاب مناسب هریک از سه سناریو موردنظر (سیستمی شامل پیل سوختی به تنهایی، سیستمی شامل توربین انبساطی به تنهایی و سیستمی شامل پیل سوختی به همراه توربین انبساطی) نیاز به بررسی اطلاعات ایستگاه‌های مختلف تقلیل فشار گاز می‌باشد. برای این بررسی‌ها نیاز به مدل‌سازی بعضی از تجهیزات درون ایستگاه می‌باشد. در این فصل به بیان روابط و معادلات به کاررفته در مدل‌سازی‌های صورت گرفته پرداخته شده است. مدل‌سازی به کمک نرم‌افزار EES انجام گرفته است.

۲-۳ محیط شبیه‌سازی

محیط شبیه‌سازی همان نرم‌افزار EES است. این نرم‌افزار یک مجموعه طراحی شده برای حل معادلات دیفرانسیل و جبری خطی و غیرخطی در اختیار دارد. مهم‌ترین ویژگی این نرم‌افزار داشتن کتابخانه‌ای بزرگ از خواص ترمودینامیکی بسیاری از سیالات می‌باشد، به طوری که با دو خاصیت از یک ماده به راحتی می‌توان به سایر خواص ماده دست پیدا کرد. یکی از نقاط ضعف این نرم‌افزار عدم داشتن کتابخانه‌ای مربوط به خواص ترکیبی گازها است یعنی نمی‌توان خواص مربوط به گاز طبیعی که ترکیب چندین گاز مختلف است را به دست آورد. درمجموع این نرم‌افزار برای پژوهش موردنظر مناسب است.

۳-۳ نحوه شبیه‌سازی

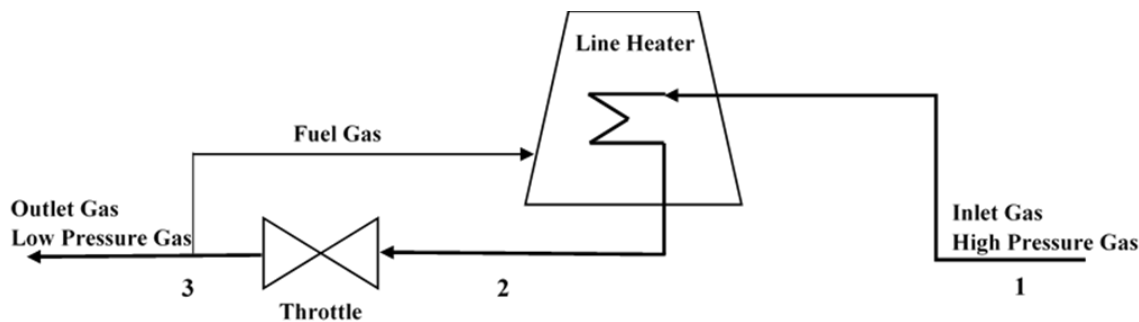
سیستم موردنظر به صورت مجموعه‌ای از حجم کنترل‌ها می‌باشد که برای هرکدام از آن‌ها فرض‌هایی مشخص در نظر گرفته شده است. همان‌طور که گفته شد سه سناریو برای این پژوهش در نظر گرفته شده است. در هر سناریو حالت نهایی به دست آمده با شرایط فعلی ایستگاه‌ها مقایسه می‌شود. برای بررسی‌های نیاز به داشتن خواص گاز طبیعی بود. دو راه حل در پیش رو وجود داشت. یکی فرض کردن متان به عنوان گاز طبیعی و استفاده از خواص آن به عنوان گاز طبیعی و دیگری به دست آوردن خواص گاز طبیعی با توجه به اجزا تشکیل دهنده آن که دقت محاسبات را بیشتر می‌کند که در این پژوهش روش دوم انتخاب شد؛ و این کار با استفاده از زیربرنامه‌ای که از طریق آن بتوان خواص گاز طبیعی را با توجه به درصد

مولی گازهای تشکیل دهنده آن به دست آورد صورت گرفت. در این پژوهش با استفاده از معادله حالت AGA8 و همچنین بهره‌گیری از روابط ترمودینامیکی، به تعیین خواص ترمودینامیکی گاز طبیعی پرداخته شده است؛ که در پیوست (الف) معادلات بکار رفته نشان داده شده است. شبیه‌سازی‌های صورت گرفته در چهار بخش کلی آمده است:

- ۱- شبیه‌سازی ترمودینامیکی جریان انرژی در ایستگاه تقلیل فشار گاز
 - ۲- شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان گرمایش و برق مبتنی بر پیل سوختی در ایستگاه تقلیل فشار گاز
 - ۳- شبیه‌سازی استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز
 - ۴- شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان گرمایش و برق مبتنی بر پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز
- که در ادامه به آن‌ها پرداخته شده است.

۴-۳ شبیه‌سازی ترمودینامیکی جریان انرژی در ایستگاه تقلیل فشار گاز

اطلاعات ثبت شده‌ی که در این پژوهش در اختیار پژوهش‌گر قرار گرفته است شامل دبی عبوری از ایستگاه، دمای خروجی از ایستگاه، فشار ورودی و خروجی ایستگاه، به صورت روزانه و در مدت یک سال است. برای بررسی شرایط کنونی ایستگاه‌ها و تحلیل وضعیت عملکردی آن‌ها نیاز به بررسی شرایط فعلی ایستگاه‌ها می‌باشد. در این مرحله هدف پیدا کردن مصرف سوخت هیترها است تا پس از محاسبات مربوط به سیستم CHP و توربین انبساطی بتوان محاسبات اقتصادی را نیز انجام داد و نشان داد که استفاده از سیستم‌های فوق آیا می‌تواند مفید باشد یا خیر. در شکل ۳-۱ زیر شماتیکی ساده از یک ایستگاه تقلیل فشار آورده شده است.



شکل ۱-۳ شماتیک سیستم متداول ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی

همان‌طور که در شکل ۱-۳ مشخص است گاز با فشار و دمای P_1 و T_1 در نقطه ۱ وارد ایستگاه می‌شود و پس از عبور از هیتر و گرم شدن از آن خارج شده و در نقطه ۲ با فشار و دمای $P_2=P_1$ و T_2 وارد شیر انبساطی می‌شود. فشار گاز در شیر انبساطی طی یک فرآیند آنتالپی ثابت از P_2 به P_3 کاهش می‌یابد که این کاهش فشار همراه با کاهش دما خواهد بود. در نقطه ۳ گاز با فشار و دمای P_3 و T_3 از ایستگاه خارج می‌شود. این فرآیند در سیستم‌های متداول در ایستگاه‌های تقلیل فشار به دلیل مشخص نبودن مقدار دقیق نیاز گرمایشی منجر به مصرف میزان زیادی گاز طبیعی می‌شود.

در جدول ۱-۳ پارامترهایی که معلوم می‌باشند آورده شده است

جدول ۱-۳ - داده های مرتبط با ایستگاه

پارامتر	واحد	نحوه محاسبه
دبی گاز عبوری از ایستگاه	m^3/hr	اطلاعات ثبت شده
دما در نقطه ۳	$^{\circ}C$	اطلاعات ثبت شده
فشار در نقاط ۱، ۲ و ۳	psi	اطلاعات ثبت شده
تمامی خواص مربوط به گاز طبیعی	-	با استفاده از معادله حالت AGA8

برای به دست آوردن سوخت مصرفی هیتر بدین صورت عمل شده است که سوخت مصرفی با توجه به ارزش حرارتی سوخت و راندمان هیتر از روی مقدار گرمایش گاز عبوری از آن به دست آمده است.

$$\dot{v}_{fch} = \frac{\dot{Q}}{LHV \times \eta_h} \quad (۳-۱)$$

در رابطه (۳-۱) $\dot{v}_{fch}$ دبی حجمی سوخت مصرفی هیتر بر حسب m^3/h ، LHV ارزش حرارتی پایین گاز طبیعی که در هیتر مصرف می‌شود می‌باشد. با توجه به ارزش حرارتی گاز پالایشگاه شهید هاشمی نژاد مقدار آن معادل با $9.4687 kW/m^3$ در نظر گرفته شده است (پیوست الف)، η_h راندمان هیتر بوده

که به صورت میزان حرارت دریافتی توسط گاز عبوری از هیتر نسبت به میزان انرژی حرارتی مصرف شده توسط مشعل هیتر تعریف می شود. این راندمان بر اساس نصب کنتور بر روی مسیر گاز مصرفی مشعل ها و اندازه گیری های صورت گرفته در مسیر گاز عبوری از هیتر برابر با ۴۸٪ در نظر گرفته شده است. $\dot{Q}$ مقدار توان گرمایشی گرفته شده توسط گاز است. با معلوم بودن LHV و η_h برای محاسبه $\dot{v}_{fch}$ نیاز به محاسبه توان گرمایشی داده شده به گاز $\dot{Q}$ است که از رابطه (۳-۲) محاسبه می شود.

$$\dot{Q} = \dot{m}_{NG} \frac{c_p}{MM_{NG}} (T_2 - T_1) \quad (3-2)$$

در رابطه (۳-۲) T_1 دمای گاز ورودی و T_2 دمای گاز خروجی هیتر می باشد. $\dot{m}_{NG}$ دبی جرمی (Kg/h) جریان گاز گذرنده از آن، c_p ظرفیت حرارتی گاز طبیعی که بر حسب Kj/Kmol.k می باشد و MM_{NG} جرم مولی (Kg/Kmol) گاز طبیعی است که در این تحقیق برابر با 16.4387 می باشد (پیوست الف). در رابطه (۳-۲) تعداد مجهولات چهار عدد شامل $\dot{m}_{NG}$ ، T_1 ، T_2 و $\dot{Q}$ می باشند پس برای محاسبه $\dot{Q}$ نیاز به سه رابطه دیگر می باشد.

$$\dot{m}_{NG} = \dot{v}_{NG} \times \rho \quad (3-3)$$

در رابطه (۳-۳) $\dot{v}_{NG}$ دبی حجمی بر حسب m^3/h و ρ چگالی گاز طبیعی Kg/m^3 (که با استفاده از معادله حالت AGA8 محاسبه می شود) است.

فرض شده است که دمای ورودی به هیتر (T_1) همان دمای ورودی به ایستگاه باشد. برای محاسبه T_1 از رابطه (۳-۴) استفاده شده است [۸].

$$T_1 = T_{soil} = 0.0084T_{at}^2 + 0.3182T_{at} + 11.403 \quad (3-4)$$

در رابطه (۳-۴) دمای گاز ورودی T_1 برابر با دمای لوله و دمای لوله برابر با دمای خاک (T_{soil}) در نظر گرفته شده است، T_{at} دمای محیط می باشد.

از سه رابطه مورد نیاز برای محاسبه $\dot{Q}$ دو رابطه آن مطرح شد رابطه بعدی مربوط به محاسبه دمای خروجی هیتر T_2 می باشد. دمای خروجی هیتر همان دمای ورودی به شیر فشارشکن (رگلاتور) است.

برای محاسبه T_2 نیاز به شبیه‌سازی شیر فشارشکن داریم. در ادامه فرآیند انبساط درون شیر فشارشکن توضیح داده شده است.

۳-۴-۱ فرآیند انبساط در شیرهای فشارشکن

همان‌طور که گفته شد، کاهش فشار در ایستگاه‌ها که توسط شیرهای فشارشکن صورت می‌گیرد منجر به کاهش دمای گاز خروجی از ایستگاه T_3 می‌شود، این کاهش دما می‌تواند به حدی باشد که منجر به تشکیل هیدرات‌های گازی و یخ زدن آب موجود در گاز و در نتیجه مسدود شدن مسیر عبور گاز و قطع جریان گاز شود [5]. انبساط در شیرهای فشارشکن بر اساس فرآیند انبساط ژول تامسون می‌باشد.

انبساط ژول- تامسون عبارت است از حرکت گاز از طریق یک مجرا بند منفذ دار از ناحیه با فشار بالا به ناحیه با فشار پایین. هنگامی که دبی جریان به مقدار کافی کم باشد، فشار و دمای گاز در هر دو ناحیه پرفشار و کم‌فشار به خوبی قابل تعیین می‌باشد. باین وجود چنین فرآیندی الزاماً بازگشت‌ناپذیر خواهد بود. از آنجاکه در این فرآیند انتقال حرارت وجود ندارد، هیچ کار محوری انجام نمی‌گیرد و بعلاوه هیچ‌گونه تغییری در انرژی پتانسیل ایجاد نمی‌گیرد، معادله جریان پایا به صورت زیر خواهد بود [6]:

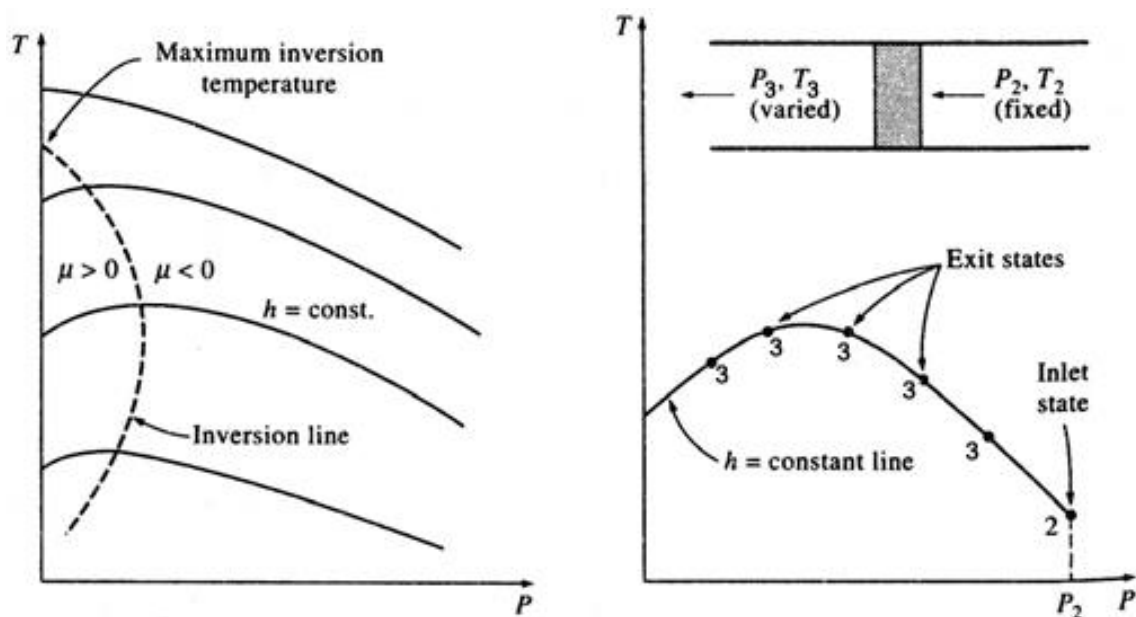
$$h_2 + \frac{V_2^2}{2} = h_3 + \frac{V_3^2}{2} \quad (3-5)$$

در رابطه (۳-۵) h_2 و h_3 به ترتیب آنتالپی ورودی و خروجی به شیر انبساطی و V_2 و V_3 برابر سرعت جریان گاز قبل و بعد از شیر انبساطی می‌باشد. عبارت‌های انرژی جنبشی قابل صرف‌نظر کردن است اگر: این انرژی‌ها در دو طرف مساوی نگه‌داشته شود. با بزرگ‌تر قرار دادن قطر ناحیه ۳ از قطر ناحیه ۲ این انرژی‌ها تقریباً مساوی می‌شوند و یا با فرض ساده کننده اینکه دبی حجمی جریان پایین بوده و اختلاف این انرژی جنبشی قابل صرف‌نظر کردن باشد. در این صورت معادله جریان پایا به صورت رابطه (۳-۶) خواهد بود:

$$h_2 = h_3 \quad (3-6)$$

به عبارت دیگر در یک انبساط ژول-تامسون، آنتالپی‌های ابتدایی و انتهایی برابر خواهند بود. باید دقت کرد از آنجا که گاز در عبور از شرایط تعادلی اولیه به شرایط تعادل نهایی، از شرایط غیرتعادلی عبور می‌کند، واکنش برگشتناپذیر است. این انبساط یک فرآیند آنتالپی ساده نیست، بلکه تنها آنتالپی‌های اولیه و نهایی باهم برابر هستند.

یک رشته آزمایش‌های انبساط ژول-تامسون می‌توان انجام داد. در هر آزمایش مقادیر P_2 و T_2 در طرف فشار بالا ثابت نگه‌داشته می‌شود اما در طرف فشار پایین P_3 در مقادیر مختلف P_{3a} و P_{3b} و P_{3c} و ... نگه‌داشته می‌شود و مقادیر T_3 مربوط به هر فشار قابل اندازه‌گیری است. این اطلاعات در شکلی مانند شکل ۲-۳ می‌توان رسم کرد.



شکل ۲-۳ - منحنی‌های آنتالپی ثابت و وارونگی در فرآیند انبساط ژول تامسون [7]

از آنجا که $h_{3a} = h_{3b} = h_{3c} = \dots = h_2$ منحنی گذرنده از این نقاط منحنی آنتالپی ثابت می‌باشد، بالاین‌همه، این منحنی معرف فرآیند گاز عبوری از محدوده مورد بحث نمی‌باشد. با انجام یک رشته دیگر از آزمایش‌های مشابه با بکار گیری تغییرات در فشار و دمای ورودی P_2 و T_2 برای هر آزمایش، مشابه آزمایش فوق مجموعه منحنی‌های مورد نظر در مقادیر مختلف آنتالپی h به دست خواهد آمد. این

مجموعه منحنی‌های آنتالپی ثابت در شکل ۳-۲ نشان داده شده است. شیب هر یک از منحنی‌های آنتالپی ثابت در دیاگرام T-P در هر نقطه‌ای ضریب ژول-تامسون μ_J نامیده می‌شود.

$$\mu_J = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h \quad (3-7)$$

مقادیر μ_J می‌تواند مثبت، منفی و یا صفر باشد. نقطه‌ای که در آن $\mu_J = 0$ است، با ماکزیمم منحنی آنتالپی ثابت همخوانی دارد (نقطه ماکزیمم منحنی می‌باشد) و نقطه وارونگی نامیده می‌شود. مکان هندسی کلیه نقاط وارونگی، منحنی وارونگی نامیده می‌شود. در آن طرف از منحنی وارونگی که $\mu_J > 0$ می‌باشد، در اثر خفانش با اثر خنک‌کننده، همراه با کاهش فشار، دما نیز کاهش می‌یابد. در طرف دیگر منحنی وارونگی که $\mu_J < 0$ ، در اثر خفانش با اثر گرمایش، همراه با کاهش فشار، دما افزایش می‌یابد. در نقطه‌ای که منحنی وارونگی محور دما را قطع می‌کند، دمای ماکزیمم وارونگی نامیده می‌شود. هنگامی که دمای اولیه انبساط ژول تامسون بالاتر از دمای ماکزیمم وارونگی باشد، کاهش دما در فرآیند انبساط غیرممکن می‌باشد.

همان‌طور که گفته شد فرآیند طی شده در شیر فشارشکن انبساط ژول تامسون است. پس برای محاسبه دمای بعد از هیتر (یا همان دمای قبل شیر انبساطی) (T_2) از رابطه (۳-۸) استفاده می‌شود.

$$T_2 = T_3 + \mu_{JT}(P_2 - P_3) \quad (3-8)$$

در رابطه (۳-۸) T_2 دمای گاز بعد از هیتر یا همان دمای گاز قبل از شیر انبساطی، از دمای خروجی T_3 بعلاوه حاصل ضرب ضریب ژول تامسون μ_{JT} در اختلاف فشار ($P_2 - P_3$) قبل و بعد شیر انبساطی به دست می‌آید.

با محاسبه دمای بعد از هیتر T_2 می‌توان میزان گرمایشی که به گاز عبوری از هیتر داده شده $\dot{Q}$ را به دست آورد و به کمک آن دبی حجمی سوخت مشعل هیترها $\dot{V}_{fch}$ را محاسبه کرد.

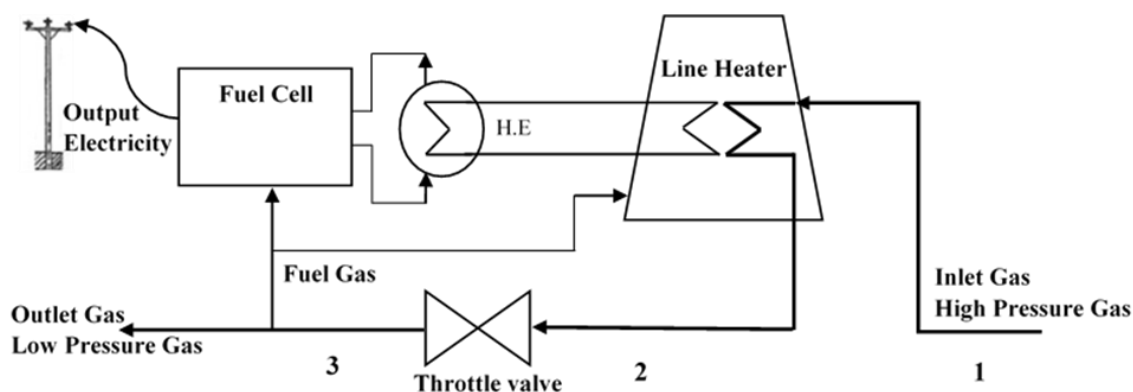
۵-۳ شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان گرمایش و برق

مبتنی بر پیل سوختی در ایستگاه تقلیل فشار گاز

برای انتخاب پیل سوختی و محاسبات مربوط به آن نیاز به داشتن نیاز گرمایشی ایستگاه وجود دارد. در مرحله قبل میزان بار حرارتی $\dot{Q}$ داده‌شده در شرایط کارکرد فعلی ایستگاه محاسبه شد. سیستم کنترلی که در ایستگاه‌های موردبررسی و در بیشتر ایستگاه‌های کشور وجود دارد بر اساس دمای آب هیت‌ر عمل می‌کند. معمولاً این دما را حدود ۵۰ درجه تنظیم می‌کنند بدیهی است که در صورت کم شدن دبی ایستگاه گاز زمان بیشتری را دارد تا با عبور از درون کویل^۱های هیت‌ر با آب موجود در هیت‌ر تبادل حرارت نماید و این سبب بالا رفتن بیش‌ازحد دمای گاز خروجی از هیت‌ر می‌شود. عملاً این دمای بالا آسیبی به تجهیزات ایستگاه نمی‌رساند چون میزان افزایش بیش‌ازحد آن (با توجه به داده‌های ثبت‌شده) برای تجهیزات ایستگاه آسیب‌رسان نمی‌باشد؛ ولی مشکل بزرگ این سیستم کنترلی هدررفت بیش‌ازحد انرژی است. بر اساس استاندارد ملی گاز تهیه‌کرده دمای خروجی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی دروازه شهری (CGS) با توجه به شهر موردنظر (از نظر موقعیت جغرافیایی) و فاصله آن تا دورترین ایستگاه تقلیل فشار کمربند شهری (TBS)^۲ می‌بایست حدود ۱۲ تا ۱۵ درجه سانتی‌گراد باشد. این دما با توجه به شهر مشهد و ایستگاه‌های موردبررسی ۱۲ درجه در نظر گرفته‌شده است. در شکل ۳-۳ شماتیک ساده‌ای از نصب یک سیستم CHP پیل سوختی در ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی آورده شده است.

^۱Coil

^۲Town Border Station



شکل ۳-۳ شماتیک سیستم پیشنهادی تولید هم‌زمان گرمایش و برق در ایستگاه تقلیل فشار گاز طبیعی

اگر مقدار حرارتی که در شرایط فعلی به گاز داده می‌شود را $\dot{Q}_a$ بنامیم. مقدار گرمایش موردنیاز ایستگاه $\dot{Q}_s$ را می‌توان با برابر قرار دادن دمای خروجی ایستگاه T_3 با 12°C درجه سانتی‌گراد محاسبه کرد. برای محاسبه $\dot{Q}_s$ از روابط بخش ۳-۴ و اطلاعات ثبت‌شده ایستگاه‌ها استفاده می‌کنیم.

۳-۵-۱ مشخصات پیل‌های سوختی

همان‌طور که در فصل قبل (فصل ۲) در مورد پیل‌های سوختی گفته شد؛ اگر هدف از به‌کارگیری سیستم پیل سوختی به‌منظور سیستم CHP باشد؛ سه پیل سوختی PAFC, MCFC, SOFC برای مصارف عمده‌تر از سطح خانگی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

پیل‌های سوختی موردنظر برای این پژوهش از خانواده پیل‌های سوختی آلی و از گروه MCFCها، PAFCها و SOFCها هستند. پیل‌های انتخابی باید دارای این ویژگی باشند که بتوانند نیاز حرارتی ایستگاه را برطرف بکنند. مشخصات پیل‌های انتخابی در این پژوهش را می‌توان در جدول ۲-۳ مشاهده نمود [۳۵-۳۶-۳۷].

علت انتخاب محصولاتی مشخص تفاوت عملکردی آن‌ها بر اساس فناوری بکار رفته در آن‌ها است. همچنین با اینکه پیل‌های سوختی خاصیت مدولار بودن را دارند ولی در حال حاضر هیچ شرکتی بر اساس نیاز مصرف‌کننده اقدام به تولید پیل سوختی نمی‌کند. جدول ۲-۳ شامل نوع و مدل پیل سوختی، ظرفیت دستگاه، انرژی حرارتی قابل بازیافت، مصرف سوخت، میزان تولید گازهای آلاینده، هزینه اولیه دستگاه و هزینه‌های نصب و تعمیر و نگهداری برای محصولات سه شرکت FuelCell Energy و Doosan

PureCell و Bloomenergy می‌باشد. لازم به ذکر است که پیل‌های سوختی شرکت FuelCell Energy دارای عمر ۵ سال می‌باشند؛ که در صورت اتمام عمر ۵ ساله و جایگزینی پیل‌های سوختی جدید، ۵۶٪ سرمایه‌گذاری اولیه به قیمت دستگاه و ۵ سال دیگر به عمر مفید آن اضافه می‌گردد. همچنین هزینه نصب و راه‌اندازی محصولات این شرکت در قیمت دستگاه لحاظ شده است.

جدول ۳-۲- مشخصات پیل‌های سوختی مورد مطالعه

Company	Fuel Cell Type	Model	Power Plant Rating (kW)	Heat Energy Available for Recovery (kW)	Fuel Consumption (kg/s)	Greenhouse Gas Emission (Kg/MWh)	Price of Device (\$/kW)	Annual Repair and Maintenance Cost (\$/kWh)	Installation Costs (\$/kW)
Bloomenergy	SOFC	ES-5700	200	154.9	0.0078	385.1	8,000	0.0274	1,000
		Energy Server5	250	174.2	0.0095	342.92	8,000	0.0274	1,000
		ES-5710	250	182.4	0.0097	385.1	8,000	0.0274	1,000
Doosan PureCell	PAFC	Model400	400	548.7	0.0213	225	5,000	0.0342	1,000
FuelCell Energy	MFC	DFC300	300	236.8	0.0129	272.16	5,500	0.1017	*
		DFC1500	1400	1,093.2	0.0603	272.16	4,200	0.0216	*
		DFC3000	2800	2,186.3	0.1206	272.16	3,500	0.0108	*

* هزینه نصب و راه‌اندازی در قیمت دستگاه لحاظ شده است [۳۱].

در انتخاب پیل‌های سوختی تلاش شده تا تمام محصولات موجود و قابل استفاده به منظور سیستم CHP انتخاب شود. تا نتایج پژوهش شکلی واقعی و عملیاتی به خود بگیرد. ظرفیت حرارتی و الکتریکی پیل‌های سوختی، در شرایط استاندارد و گرفتن توان استاندارد از آن‌ها باگذشت زمان تغییر نخواهد کرد و کاهش نمی‌یابد. ملاک انتخاب پیل سوختی برای یک ایستگاه نیاز حرارتی ایستگاه و توان حرارتی تولیدشده توسط پیل خواهد بود.

برای انتخاب بهترین پیل‌های سوختی و تعداد مناسب آن با توجه به ظرفیت ایستگاه معیار و روابطی معرفی شده است. با توجه به اینکه روابط ارائه شده بر اساس پارامترهای اقتصادی هستند. معیار انتخاب بعد از معرفی پارامترهای اقتصادی مطرح خواهد شد.

۳-۵-۲ نسبت انرژی ER

نسبت انرژی ER برای پیل سوختی طبق رابطه (۳-۹) تعریف می‌شود [۳۲]:

$$ER = \frac{\dot{E}_{out}}{\dot{E}_{in}} \quad (3-9)$$

که در این رابطه $\dot{E}_{out}$ توان خروجی از پیل سوختی برحسب kW شامل توان الکتریکی و حرارتی بوده و $\dot{E}_{in}$ توان ورودی به پیل سوختی برحسب kW است؛ که برابر با توان حرارتی سوخت مصرفی توسط پیل می‌باشد که به ترتیب به صورت روابط (۳-۱۰) و (۳-۱۱) بیان می‌شوند.

$$\dot{E}_{out} = \dot{E}_{el} + \dot{E}_{rh} \quad (3-10)$$

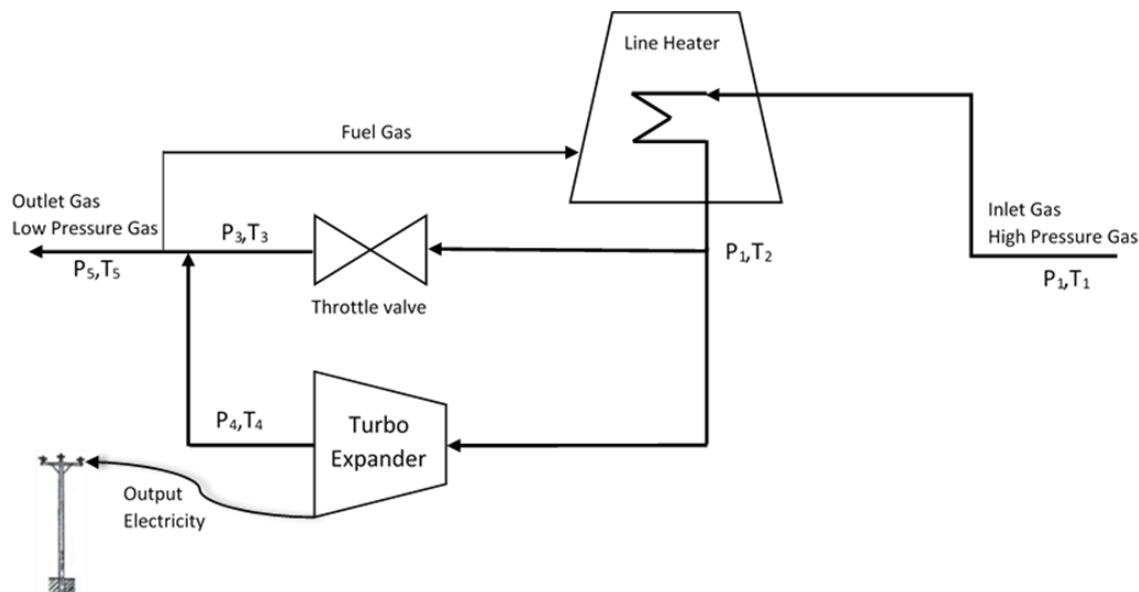
در رابطه (۳-۱۰) $\dot{E}_{el}$ توان الکتریکی تولیدشده توسط پیل سوختی و $\dot{E}_{rh}$ توان حرارتی بازیافت شده از پیل سوختی می‌باشد.

$$\dot{E}_{in} = \dot{v}_{fcf} \times LHV \quad (3-11)$$

در رابطه (۳-۱۱) $\dot{v}_{fcf}$ دبی حجمی سوخت مصرفی توسط پیل سوختی و LHV ارزش حرارتی سوخت می‌باشد.

۳-۶ شبیه‌سازی استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز

در شکل ۳-۴ شماتیکی ساده از طرح پیشنهادی برای نصب یک توربین انبساطی به موازات شیر انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز آورده شده است. همان‌طور که در شکل ۳-۴ مشخص است بعد از خروج گاز از هیتر گاز به دو بخش تقسیم می‌شود. بخشی از آن به سمت توربین انبساطی و بخشی دیگر به سمت شیر انبساطی می‌رود. در این مرحله (ورود جریان گاز به شیر و توربین انبساطی) شرایط گاز در دو قسمت ورودی (قبل شیرانبساطی و توربین انبساطی) یکسان می‌باشد. ولی بعد از عبور از شیرانبساطی و توربین انبساطی شرایط گاز (دما) در دو قسمت متفاوت $T_3 \neq T_4 \neq T_5$ می‌باشد. البته چون وظیفه اصلی شیر انبساطی و توربین انبساطی افت فشار تا مقدار مشخصی می‌باشد بنابراین می‌بایست $P_3 = P_4 = P_5$ باشد.



شکل ۳-۴- شماتیکی ساده از طرح پیشنهادی برای نصب یک توربین انبساطی به موازات شیر انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز

در انتخاب توربین انبساطی چون محدودیت در انتخاب مانند پیل‌های سوختی وجود ندارد و شرکت‌های سازنده با توجه به درخواست مشتری اقدام به تولید توربین انبساطی می‌کنند می‌توان برای هر ایستگاه بهترین توربین انبساطی را انتخاب کرد.

در این قسمت نیاز به شبیه‌سازی توربین انبساطی و شیرانبساطی داریم. در مورد شبیه‌سازی شیر انبساطی در بخش ۳-۴-۱ توضیح داده شد؛ که در آن فرآیند طی شده در یک شیر انبساطی را فرآیند آنتالپی ثابت در نظر می‌گیریم؛ که در آن آنتالپی ورودی و خروجی به شیر انبساطی برابر می‌باشد. با داشتن فشار خروجی P_5 و دمای خروجی از ایستگاه T_5 که در شرایط استاندارد برابر با ۱۲ درجه سانتی‌گراد می‌باشد؛ می‌توان شبیه‌سازی توربین انبساطی درون ایستگاه را با نوشتن برنامه‌ای در نرم‌افزار EES انجام داد.

۱-۶-۳ شبیه‌سازی توربین انبساطی

توربین انبساطی بر اساس راندمان آیزنتروپیک، فشار و دمای ورودی و خروجی و همچنین دبی گذرنده از آن طراحی می‌شود. در این پژوهش فرض شده که توربین انبساطی از نوع کاهنده فشار و سرعت ثابت باشد. توربین‌های انبساطی دارای محدوده عملکردی هستند که خارج از آن امکان راه‌اندازی

آن وجود ندارد. توربین‌های انبساطی دارای یک دبی حجمی حداقل و حداکثر می‌باشند که مابین آن دو، دبی حجمی طراحی قرار گرفته است. در آن دبی حجمی، توربین دارای بالاترین راندمان و بهترین عملکرد خود است. برای هر توربین انبساطی رابطه‌ای بین دبی حجمی گذرنده از آن و دبی حجمی طراحی آن وجود دارد. با داشتن دبی حجمی گذرنده از توربین انبساطی می‌توان راندمان توربین انبساطی در آن دبی حجمی را به دست آورد.

انحراف دبی حجمی گذرنده از دبی طراحی توربین انبساطی سبب کاهش راندمان می‌شود. سازندگان توربین‌های انبساطی معمولاً حداقل و حداکثر دبی حجمی گذرنده از توربین انبساطی را ۶۰٪ و ۱۲۰٪ دبی طراحی آن پیشنهاد می‌کنند [۲۰]. (حداقل مشخصاتی که برای ساخت توربین انبساطی شرکت‌های سازنده آن درخواست می‌کنند شامل فشار و دمای ورودی و خروجی، دبی حجمی طراحی خواهد بود). فرآیند ترمودینامیکی در نظر گرفته شده برای توربین انبساطی، انبساط آدیاباتیک می‌باشد که حاصل آن تولید کار خواهد بود. بازگشت‌ناپذیری‌های فرآیند موجود به صورت راندمان آیزنتروپیک اعمال می‌شود. این راندمان در حقیقت نسبت کار واقعی انجام شده به وسیله سیستم به مقدار کاری است که بدون بازگشت‌ناپذیری به صورت تئوری ممکن است انجام شود.

$$\eta_{ex} = \frac{h_2 - h_4}{h_2 - h_{4s}} \quad (3-12)$$

در رابطه (۳-۱۲) η_{ex} راندمان آیزنتروپیک توربین انبساطی، h_2 آنتالپی گاز ورودی، h_4 آنتالپی گاز خروجی از توربین انبساطی بر حسب kJ/kg و h_{4s} آنتالپی آیزنتروپیک گاز خروجی از توربین انبساطی می‌باشد.

راندمان آیزنتروپیک توربین انبساطی تابعی از دبی حجمی عبوری از آن می‌باشد که از رابطه (۳-۱۳) محاسبه می‌شود [۳۳].

$$\frac{\eta_{ex}}{\eta_{des}} = 0.123 \left(\frac{\dot{v}_{ex}}{\dot{v}_{des}} \right)^3 - 0.545 \left(\frac{\dot{v}_{ex}}{\dot{v}_{des}} \right)^2 + 0.678 \left(\frac{\dot{v}_{ex}}{\dot{v}_{des}} \right) + 0.743 \quad (3-13)$$

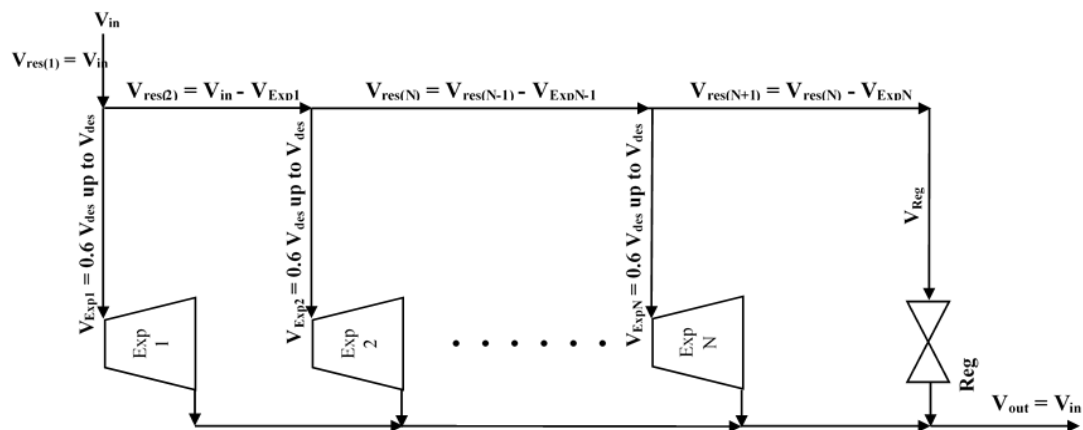
در رابطه (۳-۱۳) η_{des} راندمان طراحی در دبی حجمی طراحی می‌باشد که در این پژوهش برابر با ۸۹٪ در نظر گرفته شده است [۳۳]. $\dot{v}_{ex}$ دبی حجمی عبوری از توربین انبساطی و $\dot{v}_{des}$ دبی حجمی طراحی^۱ توربین انبساطی می‌باشد.

تعیین میزان دبی طراحی و در نتیجه آن حداقل و حداکثر دبی حجمی قابل عبور از توربین انبساطی اهمیت ویژه‌ای دارد؛ زیرا در صورت بیشتر بودن دبی از حداکثر دبی طراحی می‌بایست دبی مازاد از شیر انبساطی و یا در صورت کمتر بودن دبی حجمی عبوری از ایستگاه تام دبی از شیر انبساطی بگذرد. چنانچه تعداد توربین‌های انبساطی یک عدد یا بیشتر از یک عدد باشد. برای تقسیم جریان بین توربین‌های انبساطی و شیر انبساطی می‌توان روش‌های مختلفی را پیشرو گرفت. با توجه به این مسئله که با بیشتر شدن دبی عبوری از توربین انبساطی نسبت به دبی طراحی راندمان توربین انبساطی کاهش می‌یابد و از سوی دیگر با عبور دبی بیشتر از توربین انبساطی توان تولیدشده افزایش می‌یابد و همچنین به دلیل اینکه توربین انبساطی سبب افت بیشتر دما نسبت به شیر انبساطی می‌شود. عبور حجم بیشتر گاز از آن نیاز حرارتی ایستگاه را افزایش داده و در نتیجه مصرف سوخت هیترها نیز بیشتر خواهد شد؛ بنابراین در این بخش دو روش برای تعیین میزان دبی عبوری از توربین‌های انبساطی انتخاب شد. در روش اول حداکثر دبی عبوری از توربین انبساطی برابر با دبی طراحی در نظر گرفته شد که نتیجه آن کارکرد توربین انبساطی در حداکثر راندمان خود می‌باشد. در روش دوم حداکثر دبی عبوری از توربین انبساطی برابر با ۱۲۰ درصد دبی طراحی در نظر گرفته شد که نتیجه آن تولید توان بیشتر و همچنین افزایش بیشتر نیاز حرارتی ایستگاه می‌باشد. نتایج بررسی این دو روش نشان خواهد داد آیا عبور دبی تا آخرین حد مجاز برای توربین‌های انبساطی (با توجه به افزایش تولید برق و همچنین افزایش مصرف سوخت هیترها) می‌تواند توجیه‌پذیر باشد یا خیر. در ادامه روش تقسیم جریان در هر دو روش بین توربین‌های انبساطی و شیر انبساطی آورده شده است.

^۱Design Flow

روش اول:

در این روش تقسیم‌بندی دبی عبوری بر اساس دبی طراحی توربین انبساطی می‌باشد شکل ۳-۵. باید به این نکته اشاره شود که اندازه توربین‌ها در هر حالت برابر یکدیگر هستند. مثالی برای فهم بهتر این روش ارائه شده است. فرض را بر این بگیریم که دبی گذرنده از ایستگاه $\dot{v}_{in}$ ، دبی طراحی توربین‌های انبساطی $\dot{v}_{des}$ و تعداد توربین انبساطی‌های در نظر گرفته شده برابر با n باشد. در این روش بدین صورت عمل می‌شود که در ابتدا اگر $(\dot{v}_{in} \geq 0.6 \times \dot{v}_{des})$ باشد. جریان از توربین انبساطی اول می‌گذرد و این توربین به مقدار حداکثر $\dot{v}_{des}$ از جریان برمی‌دارد و مابقی جریان برای توربین انبساطی دوم می‌ماند. در توربین انبساطی دوم نیز اگر دبی باقی‌مانده بزرگ‌تر مساوی با ۶۰ درصد دبی طراحی باشد $(\dot{v}_{in} - \dot{v}_{des} \geq 0.6 \times \dot{v}_{des})$ توربین انبساطی دوم نیز مانند توربین انبساطی اول عمل می‌کند؛ و حداکثر به اندازه $\dot{v}_{des}$ از دبی باقی‌مانده برمی‌دارد. این روند تا آخرین توربین ادامه پیدا می‌کند و در هرکدام از مراحل که شرط عبور جریان از توربین انبساطی برقرار نباشد یعنی دبی باقی‌مانده کمتر از ۶۰ درصد دبی طراحی باشد. دبی باقی‌مانده از شیر انبساطی عبور خواهد کرد.

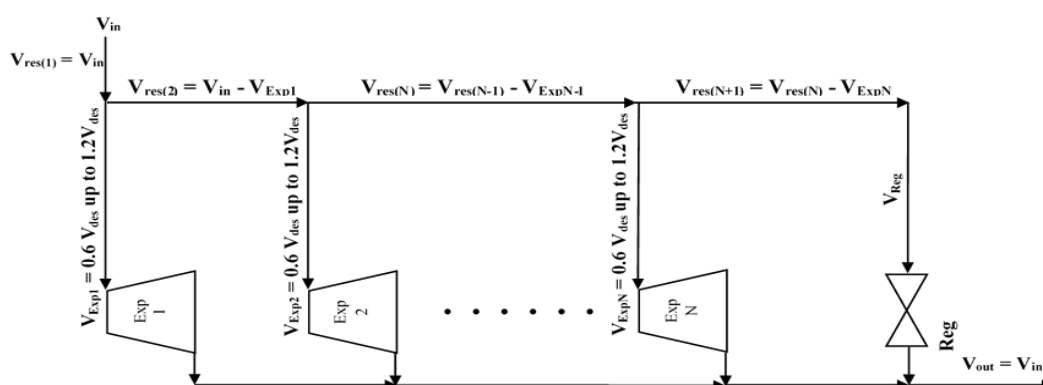


NOTE:
 IF ($V_{res(i)} > 0.6 * V_{des}$) THEN
 IF ($V_{res(i)} < V_{des}$) THEN
 $V_{Exp(i)} = V_{res(i)}$
 ELSE
 $V_{Exp(i)} = V_{des}$
 ENDIF
 ELSE
 $V_{Exp(i)} = 0$
 $V_{Reg} = V_{res(i)}$
 ENDIF

شکل ۳-۵ - روش اول (عبور دبی تا حداکثر دبی طراحی توربین انبساطی)

روش دوم:

در این روش تقسیم‌بندی دبی عبوری بر اساس ماکزیمم دبی قابل عبور از توربین انبساطی $(1.2 \times \dot{v}_{des})$ می‌باشد شکل ۳-۶. در این روش نیز اندازه توربین‌ها در هر حالت برابر یکدیگر است. مثالی برای فهم بهتر این روش ارائه شده است. فرض را بر این بگیریم که دبی گذرنده از ایستگاه $\dot{v}_{in}$ و دبی طراحی توربین‌های انبساطی $\dot{v}_{des}$ ، تعداد توربین انبساطی‌های در نظر گرفته شده برابر با n باشد. در این روش بدین صورت عمل می‌شود که در ابتدا اگر $(\dot{v}_{in} \geq 0.6 \times \dot{v}_{des})$ باشد. جریان از توربین انبساطی اول می‌گذرد و این توربین به مقدار حداکثر $(1.2 \times \dot{v}_{des})$ از جریان برمی‌دارد و مابقی جریان برای توربین انبساطی دوم می‌ماند. در توربین انبساطی دوم نیز اگر دبی باقی‌مانده بزرگ‌تر مساوی با ۶۰ درصد دبی طراحی باشد $(\dot{v}_{in} - 1.2 \times \dot{v}_{des}) \geq 0.6 \times \dot{v}_{des}$ ؛ توربین انبساطی دوم نیز مانند توربین انبساطی اول عمل می‌کند؛ و حداکثر به اندازه $(1.2 \times \dot{v}_{des})$ از دبی باقی‌مانده برمی‌دارد. این روند تا آخرین توربین انبساطی ادامه پیدا می‌کند و در هر کدام از مراحل که شرط عبور جریان از توربین انبساطی برقرار نباشد یعنی دبی باقی‌مانده کمتر از ۶۰ درصد دبی طراحی باشد؛ دبی باقیمانده از شیر انبساطی عبور خواهد کرد.



NOTE:
 IF ($V_{res(i)} > 0.6 * V_{des}$) THEN
 IF ($V_{res(i)} < 1.2 * V_{des}$) THEN
 $V_{Exp(i)} = V_{res(i)}$
 ELSE
 $V_{Exp(i)} = 1.2 * V_{des}$
 ENDIF
 ELSE
 $V_{Exp(i)} = 0$
 $V_{Reg} = V_{res(i)}$
 ENDIF

شکل ۳-۶ - روش دوم (عبور دبی تا حداکثر ۱۲۰ درصد دبی طراحی)

با مشخص شدن دبی گذرنده از هر توربین انبساطی می‌بایست شرایط ورودی گاز به توربین انبساطی و شیر انبساطی و خروجی از آن‌ها را مشخص کنیم.

پارامترهایی مشخص شده تا این مرحله در جدول ۳-۳ آورده شده‌اند.

جدول ۳-۳ - پارامترهای معلوم شده تاکنون		
پارامتر	واحد	نحوه محاسبه
دبی گذرنده از ایستگاه و دبی‌های مربوط به شیر انبساطی و توربین‌های انبساطی	m^3/hr	اطلاعات ثبت شده و محاسبات
دمای ورودی و خروجی ایستگاه	$^{\circ}C$	اطلاعات ثبت شده و فرض دمای خروجی که برابر با ۱۲ درجه سانتی‌گراد باشد
فشار گاز ورودی و خروجی ایستگاه	psi	اطلاعات ثبت شده
تمامی خواص مربوط به گاز طبیعی	-	پیوست (الف) و معادله حالت AGA8
راندمان توربین‌های انبساطی	-	رابطه (۳-۱۳)

به منظور پیدا کردن میزان افزایش مصرف سوخت هیتر می‌بایست اختلاف دمای گاز در ورودی T_1 و خروجی T_2 هیتر را داشته باشیم که تا این مرحله فقط دمای ورودی گاز به هیتر T_1 را با استفاده از رابطه (۳-۱۴) داریم، دمای خروجی گاز از هیتر T_2 همان دمای قبل و ورودی به توربین انبساطی و شیر انبساطی می‌باشد. برای این منظور با استفاده از قانون اول ترمودینامیک شرایط گازها در نقطه‌ی خروجی توربین‌های انبساطی و شیرانبساطی (نقطه شماره ۵)، که به یکدیگر می‌رسند را مشخص می‌نماییم. با مشخص بودن اطلاعات مربوط به فشار و دمای گاز در خروجی ایستگاه و همچنین وضعیت دبی‌ها گذرنده طبق جدول ۳-۲ معادله (۳-۱۴) را می‌نویسیم.

$$\dot{m}_{NG} \times (h_5) = \dot{m}_{ex(1)} \times h_{4ex(1)} + \dots + \dot{m}_{ex(N)} \times h_{4ex(N)} + \dot{m}_v \times h_{3v} \quad (3-14)$$

در رابطه (۳-۱۴) $\dot{m}_{NG}$ دبی جرمی گاز طبیعی گذرنده از ایستگاه، $\dot{m}_{ex(1)}$ تا $\dot{m}_{ex(N)}$ دبی جرمی گاز گذرنده از توربین‌های انبساطی، $\dot{m}_v$ دبی جرمی گاز گذرنده از شیر انبساطی، h_5 آنتالپی گاز در خروجی ایستگاه، $h_{4ex(1)}$ تا $h_{4ex(N)}$ آنتالپی گاز در خروجی هریک از توربین‌های انبساطی و h_{3v} آنتالپی گاز در خروجی شیر انبساطی می‌باشد.

معادله (۳-۱۴) بیش از یک مجهول دارد (تمام آنتالپی‌ها به جز آنتالپی گاز در خروجی ایستگاه) بنابراین به تنهایی قابل حل نمی‌باشد لذا می‌بایست شرایط گاز در ورودی توربین‌های انبساطی و شیر

انبساطی (نقطه شماره ۲) مشخص شود. این کار با یک حدس اولیه برای دما انجام خواهد شد. با استفاده از روابط (۳-۱۲) و (۳-۶) می‌توان به ترتیب آنتالپی گاز پس از عبور از توربین‌های انبساطی $h_{4ex(i)}$ و آنتالپی گاز در خروجی شیر انبساطی h_{4v} را تخمین زد. آنتالپی‌های به دست آمده درون رابطه (۳-۱۴) قرار می‌گیرند در صورت برقراری رابطه حدس زده شده برای دمای خروجی هیتر درست بوده است در غیر این صورت به کمک روش آزمون و خطا و حدس برای دمای بعد از هیتر T_2 کار ادامه پیدا می‌کند. شرط توقف برقراری رابطه (۳-۱۴) و بالانس انرژی در خروجی ایستگاه می‌باشد.

پس از تعیین دمای بعد از هیتر T_2 به کمک روش فوق و تعیین خصوصیات گاز در خروجی توربین‌های انبساطی می‌توان نیاز گرمایشی ایستگاه و همچنین توان تولیدی توسط توربین‌های انبساطی را محاسبه کرد. نیاز حرارتی ایستگاه به کمک رابطه (۳-۲) قابل محاسبه می‌باشد. برای محاسبه توان الکتریکی مفید تولیدشده توسط توربین انبساطی $\dot{E}_{el.ex}$ از رابطه (۳-۱۵) استفاده می‌کنم.

$$\dot{E}_{el.ex} = \dot{E}_{ex} \times \eta_{gb} \times \eta_g \quad (3-15)$$

در رابطه (۳-۱۵) $\dot{E}_{el.ex}$ برحسب KW بوده، $\dot{E}_{ex}$ برابر با، توان خروجی توربین انبساطی می‌باشد که از رابطه (۳-۱۶) به دست می‌آید، η_{gb} و η_{ge} به ترتیب برابر با راندمان سیستم انتقال قدرت و ژنراتور می‌باشد که در این پژوهش به ترتیب برابر با ۹۲٪ و ۹۳٪ در نظر گرفته شده است [۳۴ و ۳۵].

$$\dot{E}_{ex} = \dot{m}_{ex} \times (h_2 - h_4) \quad (3-16)$$

برای انتخاب بهترین روش از میان دو روش مطرح شده و تعیین اندازه و تعداد مناسب توربین انبساطی با توجه به ظرفیت ایستگاه همانند پیل سوختی معیار و روابطی معرفی شده است؛ که با توجه به اینکه روابط ارائه شده بر اساس پارامترهای اقتصادی می‌باشند. معیار انتخاب بعد از معرفی پارامترهای اقتصادی مطرح خواهد شد.

برای محاسبه هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برای توربین انبساطی، هزینه سالیانه ثابت بهره‌برداری و همچنین هزینه تعمیر و نگهداری از برازش منحنی بر داده‌های حاصله از پژوهش‌های مشابه استفاده

شده است [9]. در رابطه (۳-۱۷) هزینه سرمایه‌گذاری برای توربین انبساطی محاسبه شده است. لازم به ذکر است که هزینه نصب و راه‌اندازی در هزینه سرمایه‌گذاری اولیه دیده شده است.

$$CC_{ex} = \left(1.027 \times 10^{-5} \times \dot{N}E_{el.ex}^2 - 0.1262 \times \dot{N}E_{el.ex} + 1024 \right) \times \dot{N}E_{el.ex} \quad (3-17) \\ \times 1.076 \times n$$

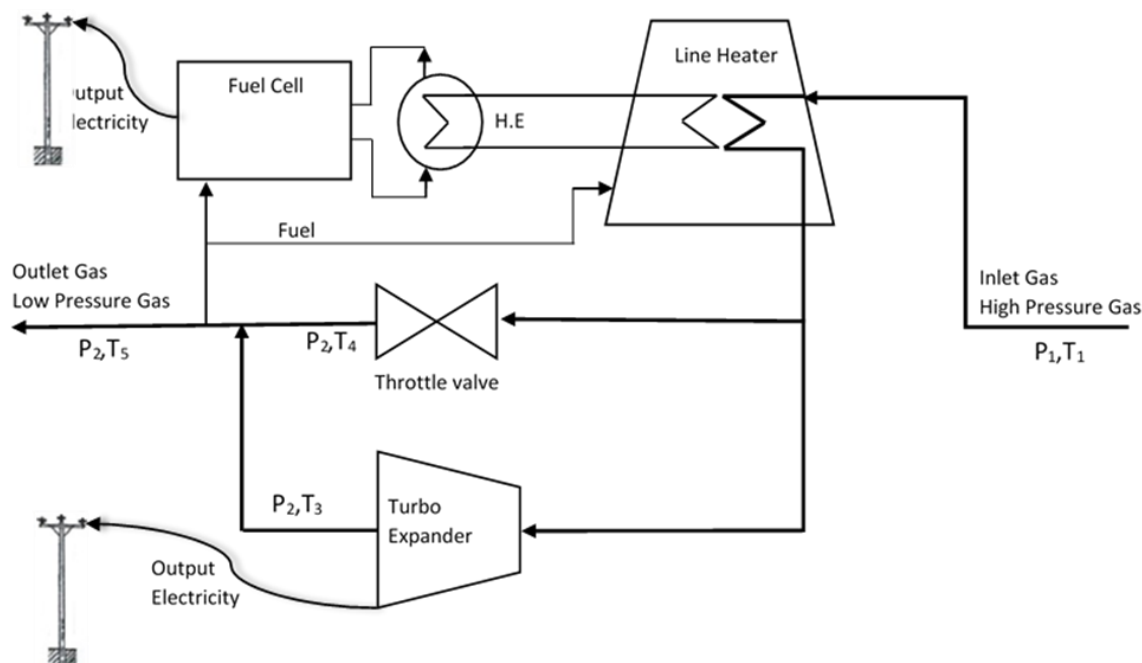
که در رابطه (۳-۱۷) CC_{ex} هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برای توربین انبساطی، $\dot{N}E_{el.ex}$ توان نامی الکتریکی تولیدی توسط توربین انبساطی در دبی طراحی و n تعداد توربین انبساطی می‌باشد. برای ساخت توربین انبساطی مناسب برای ایستگاه‌های تقلیل فشار، می‌بایست توربین‌های ساخته شده بر اساس استانداردهای ایستگاه ساخته شوند. بدین منظور شرایط طراحی توربین‌های انبساطی باید بدین گونه باشد که فشار در ورودی برابر با 6895 kpa، فشار خروجی آن برابر با 1724 kpa و دمای خروجی برابر با ۱۲ درجه سانتی‌گراد باشد. دیگر مشخصه‌ای که برای ساخت توربین انبساطی باید به سازنده آن داده شود دمای ورودی توربین می‌باشد بدین منظور به کمک روش سعی و خطایی که قبل از این به آن اشاره شد از توربین انبساطی موردنظر دبی برابر با دبی طراحی آن عبور داده خواهد شد. با عبور دادن این دبی می‌توان دما و ورودی همچنین توان الکتریکی تولیدشده توسط توربین انبساطی را محاسبه کرد که این توان الکتریکی را توان نامی $\dot{N}E_{el.ex}$ می‌نامند.

شایان ذکر است که عمر مفید توربین‌های انبساطی ۲۰ سال می‌باشد. و هزینه تعمیر و نگهداری ۲ درصد از سرمایه‌گذاری اولیه و هزینه ثابت بهره‌برداری ۱ درصد از سرمایه‌گذاری اولیه در نظر گرفته شده است [۳۶].

۳-۷ شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان گرمایش و برق

مبتنی بر پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز

طرح شماتیک پیشنهادی برای سیستم CHP مبتنی بر یک پیل سوختی و یک توربین انبساطی درون ایستگاه‌های تقلیل فشار در شکل ۳-۷ آمده است.



شکل ۳-۷ - طرح شماتیک پیشنهادی برای سیستم CHP مبتنی بر یک پیل سوختی و یک توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز

پارامتر تأثیرگذار بر انتخاب پیل سوختی، نیاز حرارتی ایستگاه می‌باشد. بدین منظور ابتدا به کمک معیار انتخابی که برای توربین انبساطی ارائه می‌شود اقدام به انتخاب بهترین روش، بهترین اندازه و تعداد توربین انبساطی با توجه به مشخصات ایستگاه کرده. پس از آن با توجه به نیاز حرارتی ایجادشده در ایستگاه به کمک معیار انتخابی که برای پیل‌های سوختی ارائه می‌شود اقدام به انتخاب نوع و تعداد پیل سوختی مناسب می‌نماییم.

۳-۸ پارامترها و مفاهیم اقتصادی

۳-۸-۱ مقدمه

به‌منظور تصمیم‌گیری برای سرمایه‌گذاری در یک طرح اقتصادی پژوهش‌گر باید قادر باشد تا با استفاده از مفاهیم اقتصادی آینده‌ی اقتصادی طرح را پیش‌بینی کند. این امر مستلزم اشراف کامل وی بر جریان‌های مالی و اقتصادی طرح مورد پژوهش هست. پژوهش‌گر همچنین باید آینده‌ای روشن از طرح مورد پژوهش را به سرمایه‌گذار نشان دهد. تا سرمایه‌گذار بتواند با داده‌هایی ملموس در مورد سرمایه‌گذاری برای طرح، به‌راحتی تصمیم بگیرد.

۳-۸-۲ هزینه‌های انرژی

همان‌طور که می‌دانید، هزینه سوخت و انرژی در ایران بسیار ارزان‌تر از سایر کشورهای جهان است. از طرف دیگر با حمایت‌هایی که در راستای خرید برق از واحدهای تولید پراکنده صورت گرفته، بازگشت سرمایه در حوزه انرژی از لحاظ زمانی کوتاه‌تر شده است. هزینه سوخت (GP) در این تحقیق مطابق با قیمت گاز طبیعی ارائه‌شده به صنایع برابر با 1000 Rial/m^3 در نظر گرفته شده است؛ بنابراین با توجه به ارزش حرارتی گاز طبیعی پالایشگاه شهید هاشمی نژاد که برابر با 9.4687 kWh/m^3 می‌باشد (پیوست الف)، قیمت گاز حدود 106 Rial/kW می‌شود. قیمت برق نیز مطابق با قیمت برق خریداری شده توسط شرکت برق می‌باشد. قیمت برق خریداری شده‌ای که پیل سوختی آن را تولید می‌کند (EP_{fc}) برابر با $5,021 \text{ Rial/kWh}$ و قیمت برق خریداری شده که توربین انبساطی آن را تولید می‌کند (EP_{ex}) برابر با $1,948 \text{ Rial/kWh}$ انتخاب شده است [۳۷]. محاسبات ارزی با در نظر گرفتن نرخ دلار به ریال $1\$ = 36500 \text{ Rial}$ انجام شده است.

۳-۸-۳ محاسبات اقتصادی

۳-۸-۳-۱ بازگشت ساده سرمایه SPB

این پارامتر دوره بازگشت سرمایه‌گذاری را نشان می‌دهد. بدیهی است هرچه دوره بازگشت سرمایه‌گذاری کوتاه‌تر باشد طرح از جذابیت بیشتری برخوردار است. بر اساس تعریف طبق رابطه (۳-۱۸) محاسبه می‌شود:

$$SPB = \frac{CC}{CG} \quad (3-18)$$

در رابطه (۳-۱۸) SPB برحسب سال بوده، CC برابر با سرمایه‌گذاری اولیه سیستم تولید هم‌زمان با پیل سوختی و CG برابر با سود حاصله سالیانه می‌باشد؛ که به ترتیب از روابط (۳-۱۹) و (۳-۲۰) محاسبه می‌شوند.

$$CC = \dot{E}_{el,fc} \times (PD + IC) \quad (3-19)$$

$\dot{E}_{el,fc}$ در رابطه (۳-۱۹) توان الکتریکی پیل سوختی بوده، PD و IC به ترتیب برابر با هزینه دستگاه

پیل سوختی و هزینه نصب و راه اندازی دستگاه برحسب $\$/kW$ مطابق با جدول ۳-۲ می باشند.

$$CG = \sum_1^{365 \times 24} CG(t) = \sum_1^{365 \times 24} (PR(t) - EX(t)) \quad (3-20)$$

در رابطه (۳-۲۰) $CG(t)$ ، $PR(t)$ و $EX(t)$ به ترتیب سود، درآمد و هزینه حاصله در هر گام زمانی

می باشند؛ که در بخش ۳-۱۰ معیار انتخاب تعریف خواهند شد.

SPB وابسته به CG است این بدان معناست که اگر سود سرمایه گذاری به صورت سالانه محاسبه

شده باشد SPB نیز بر اساس سال به دست می آید؛ و اگر CG به صورت ماهانه محاسبه شده باشد SPB

نیز بر اساس ماه به دست خواهد آمد. اگر دوره بازگشت ساده با عمر سرمایه گذاری برابر شود آن طرح

از نظر اقتصادی فاقد توجیه است؛ زیرا طرح اقتصادی توجیه پذیر خواهد بود که سودآوری نیز داشته

باشد. در این پژوهش محاسبه سود به صورت روزانه بوده است؛ پس SPB با تقریب دقیق تری (در حد

روز) محاسبه خواهد شد.

این پارامتر دارای نواقصی می باشد؛ از جمله عدم محاسبه ارزش فعلی پول، همچنین اگر دو پروژه

دوره بازگشت یکسانی داشته باشند؛ ولی عمر مفید یکی بیشتر از دیگری باشد این شاخص در نشان

دادن آن ناتوان است.

۳-۲-۳-۸-۳-۲ دوره بازگشت تنزیل شده DPB

دوره بازگشت تنزیل شده از نظر مفهوم با دوره بازگشت ساده تفاوتی ندارد. تفاوت آن در این است

که در این روش ارزش زمانی نقدینگی نیز لحاظ می شود و محاسبات بر اساس داده های تنزیل شده

صورت می گیرد. DPB از رابطه (۳-۲۱) محاسبه می گردد.

$$DPB = \frac{-\ln\left(1 + \frac{CC}{CG} DR\right)}{\ln(1 + DR)} \quad (3-21)$$

در رابطه (۳-۲۱) DR نرخ تنزیل است که در این پژوهش برابر با ۱۶٪ در نظر گرفته شده است [10].

سرمایه‌گذاری‌هایی وجود دارد که در آن‌ها دوره بازگشت ساده SPB در حد قابل قبولی است اما دوره بازگشت تنزیل شده DPB آن‌ها غیرقابل قبول باشند و شاید سرمایه‌گذاری هیچ‌گاه بازگشتی نداشته باشد.

۳-۸-۳-۳ ارزش خالص فعلی سرمایه‌گذاری NPV

یکی از موضوعات مهم در مطالعات اقتصادی و امکان‌سنجی محاسبه شاخص خالص ارزش فعلی NPV است. خالص ارزش فعلی به معنای ارزش کلیه درآمدها و هزینه‌ها در زمان حال است. این شاخص جریان‌ات نقدینگی را با استفاده از نرخ تنزیل حال تنزیل می‌کند. این شاخص یکی از پرکاربردترین شاخص‌ها در طرح‌های امکان‌سنجی است. هرچه مقدار این شاخص بیشتر باشد سودآوری پروژه بیشتر خواهد بود. این شاخص با استفاده از فرمول زیر محاسبه می‌شود.

$$NPV(n) = (PR_n - EX_n) / (1 + DR)^n \quad (3-22)$$

که n در رابطه (۳-۲۲) معرف سال، PR_n معرف درآمد در سال n ام، EX_n معرف هزینه در سال n ام بوده و $NPV(n)$ برابر ارزش نقدینگی n ام در سال پایه می‌باشد.

۳-۸-۳-۴ نرخ بازده داخلی IRR

نرخ بازده داخلی از رابطه (۳-۲۳) محاسبه می‌شود. IRR معادل نرخ سودی است که سرمایه‌گذار می‌تواند با سرمایه‌گذاری در یک طرح به دست آورد؛ یا به عبارت دیگر نرخ تنزیلی است که ارزش فعلی خالص طرح را صفر می‌کند. نرخ بازده داخلی عبارت است از متوسط نرخ بازده سالانه یک طرح. در صورت یکسان بودن سایر شرایط، اگر میزان خالص سرمایه‌گذاری دو طرح مساوی باشد ولی نرخ بازده داخلی آن‌ها متفاوت باشد، طرحی که دارای نرخ بازده داخلی بیشتری است بر دیگری برتری دارد. بر این اساس IRR معرف NPV ی هست که به ازای آن در پایان دوره موردنظر، بازگشت سرمایه صورت بگیرد.

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CG}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (3-23)$$

۴-۸-۳ آنالیز حساسیت

در آنالیز حساسیت وضعیت اقتصادی سیستم‌های موردنظر در سال‌های آتی مورد مطالعه قرار می‌گیرد. معمولاً هنگامی از آنالیز حساسیت استفاده می‌شود که طرح فاقد توجیه اقتصادی باشد. عدم وجود توجیه اقتصادی به دو معنا می‌باشد ۱- سرمایه‌گذاری اولیه دارای دوره بازگشتی بیشتر از عمر مفید طرح می‌باشد. ۲- دوره بازگشت سرمایه به مقداری زیاد است که سرمایه‌گذار را مجاب به سرمایه‌گذاری نمی‌کند. لذا آنالیز حساسیت صورت می‌گیرد تا نشان دهد که اگر سرمایه‌گذاری در سال‌های آتی صورت گیرد می‌تواند توجیه اقتصادی پیدا کند یا خیر. در این پژوهش این آنالیز بر اساس تغییر دو پارامتر هزینه سرمایه‌گذاری و قیمت حامل‌های انرژی صورت می‌گیرد.

با توجه به پیش‌بینی‌هایی که برای قیمت پیل سوختی در آینده شده [۲۷] و برازش منحنی بر روی داده‌های حاصل از پیش‌بینی، می‌توان از رابطه (۳-۲۴) تغییرات سرمایه‌گذاری اولیه را در سال‌های آتی مورد بررسی قرارداد.

$$CC_{fc,n} = CC_{fc,0} \times e^{(-0.2 \times n)} \quad (3-24)$$

که در آن $CC_{fc,0}$ هزینه سرمایه‌گذاری فعلی (سال صفرم)، $CC_{fc,n}$ هزینه سرمایه‌گذاری در سال n ام برای پیل سوختی و n معرف سال موردنظر بعد از سال فعلی (صفرم) می‌باشد. همچنین سرمایه‌گذاری اولیه برای توربین انبساطی بر اساس پیش‌بینی‌های صورت گرفته تا سال (۲۰۱۸) تغییری نخواهد کرد [۳۹]. قیمت گاز با توجه به پیش‌بینی صورت گرفته تا سال ۲۰۲۰ تغییری نخواهد داشت [۴۰].

همچنین برای تخمین قیمت برق در سال‌های آتی می‌توان از رابطه (۳-۲۵) که حاصل برازش منحنی بر روی داده‌های پیش‌بینی شده می‌باشد استفاده کرد [۴۱].

$$EP_n = EP_0 + 0.1 \times n \times EP_0 \quad (3-25)$$

در رابطه (۳-۲۵) EP_n قیمت برق در سال n ام بعد از سال صفرم و EP_0 قیمت برق در سال فعلی (سال صفرم) بر حسب \$ می‌باشد.

۱۰-۳ معیار انتخاب

پس از معرفی پارامترهای اقتصادی در بخش ۳-۹-۳ می‌توان معیار انتخابی برای پیل سوختی و توربین انبساطی مطرح کرد.

۱۰-۳-۱ معیار انتخاب پیل سوختی

در این قسمت سعی شده است تا معیاری برای انتخاب مناسب نوع و تعداد پیل سوختی ارائه شود. باوجوداینکه پیل‌های سوختی دارای خاصیت مدولار می‌باشند؛ ولی در حال حاضر شرکت‌ها بر اساس نیاز مصرف‌کننده اقدام به تولید پیل سوختی نمی‌کنند؛ درنتیجه مصرف‌کننده باید بر اساس گزینه‌های موجود بهترین انتخاب را داشته باشد. معیار انتخاب نوع و تعداد پیل سوختی بر اساس محاسبات اقتصادی در نظر گرفته شده است. مطابق با فلوچارت نشان داده شده در شکل ۳-۸، انواع مختلف پیل‌های سوختی با ظرفیت‌های مختلف و تعداد متفاوت در ایستگاه‌های مختلف موردبررسی و مدل‌سازی فنی-اقتصادی قرار می‌گیرد. فرآیند انتخاب شامل دو مرحله می‌باشد. در مرحله اول فرآیند انتخاب فرض می‌شود که در حالت ایده آل علاوه بر فروش توان الکتریکی تولیدشده توسط پیل سوختی، از تمام توان حرارتی تولیدی پیل سوختی صرف‌نظر از نیاز حرارتی ایستگاه استفاده شود. در این مرحله عملکرد پیل‌های سوختی با یکدیگر مقایسه شده و آن‌هایی انتخاب می‌شوند که فعالیت آن‌ها در حالت ایده آل (استفاده از تمام توان حرارتی) با توجه به آنالیز حساسیت توجیه اقتصادی داشته باشد. سپس در مرحله دوم پیل‌های انتخاب شده از مرحله قبل در ایستگاه‌های تقلیل فشار مختلف به کار گرفته می‌شوند و تعداد بهینه پیل‌ها با توجه به حداقل نیاز حرارتی ایستگاه در حالت استاندارد از لحاظ توجیه‌پذیری اقتصادی انتخاب می‌شود. در پایان، نتایج فنی و اقتصادی بهترین سیستم‌های تولید هم‌زمان موردبررسی قرار می‌گیرد. در شکل ۳-۸ فلوچارت فرآیند انتخاب بهترین پیل و تعداد مناسب آن برای هر ایستگاه آمده است.

۱-۱-۳ مرحله اول: انتخاب پیل‌های سوختی بر اساس معیار اقتصادی

همان‌طور که بیان شد در مرحله اول فرآیند انتخاب، بهترین پیل‌های سوختی از لحاظ توجیه اقتصادی انتخاب می‌شوند. برای این منظور فرض می‌شود که از تمام انرژی حرارتی بازیافتی یک پیل سوختی، صرف‌نظر از نیاز حرارتی ایستگاه، استفاده می‌شود. در این حالت ایده آل، سود سالیانه حاصل از نصب سیستم تولید هم‌زمان با پیل سوختی به‌صورت روابط (۳-۲۶) و (۳-۲۷) تعریف می‌شود. بنا بر تعریف، سود سالیانه در حالت ایده آل برابر است با:

سود سالیانه در حالت ایده آل = درآمد حاصل از فروش برق تولیدی توسط پیل سوختی به شبکه برق در طول یک سال $\pm$ اختلاف هزینه ناشی از مصرف سوخت به‌واسطه استفاده از انرژی حرارتی پیل سوختی بجای هیتر در طول یک سال - هزینه تعمیرات و نگهداری در طول یک سال

$$CG_{Ideal.fc} = \sum_{1}^{365 \times 24} CG_{Ideal.fc}(t) \quad (3-26)$$

$$CG_{Ideal.fc}(t) = [E_{el.fc} \times EP_{fc}] + \left[\left(\frac{\dot{Q}_r}{\eta_h \times LHV} - \dot{v}_{fcf} \right) \times LHV \times GP \right] - [E_{el.fc} \times RMP_{fc}] \quad (3-27)$$

که در روابط بالا، $CG_{Ideal.fc}$ سود ایده آل سالیانه و $CG_{Ideal.fc}(t)$ سود ایده آل در هر گام زمانی است. $E_{el.fc}$ توان الکتریکی تولیدی توسط پیل سوختی و EP_{fc} بهای فروش برق به شبکه برق می‌باشد. همچنین $\frac{\dot{Q}_r}{\eta_h \times LHV} - \dot{v}_{fcf}$ میزان اختلاف مصرف سوخت به‌واسطه استفاده از تمام انرژی حرارتی بازیافتی از پیل سوختی در حالت ایده آل، بجای استفاده از هیتر می‌باشد و GP برابر با قیمت گاز طبیعی است. لازم به ذکر است که این میزان اختلاف مصرف سوخت به‌صورت اختلاف بین مصرف سوخت پیل سوختی $\dot{v}_{fcf}$ و میزان معادل مصرف سوخت هیتر برای تولید توان حرارتی $\dot{Q}_r$ تعریف شده است. RMP_{fc} نیز ضریب هزینه تعمیرات و نگهداری سالیانه برای پیل سوختی به توان الکتریکی آن می‌باشد.

پس از انجام محاسبات اقتصادی بر روی پیل‌های سوختی مختلف می‌توان با استفاده از رابطه (۳-۲۳) نرخ بازده داخلی IRR را برای هر کدام از پیل‌ها محاسبه و مقایسه نمود. همان‌طور که قبلاً گفته شد نرخ تنزیل در این پژوهش $DR = 16\%$ در نظر گرفته شده است؛ بنابراین اگر نرخ بازده داخلی IRR محاسبه شده برای هر کدام از پیل‌های سوختی کمتر از ۱۶ درصد شود، نشان‌دهنده این خواهد بود که پیل سوختی در بهترین شرایط ایده آل خود (فروش تمام انرژی الکتریکی تولیدی توسط پیل سوختی و استفاده از تمام انرژی حرارتی بازیافتی پیل سوختی) فاقد توجیه اقتصادی می‌باشد.

۳-۱۰-۲ مرحله دوم: انتخاب بهترین تعداد پیل سوختی منتخب برای ایستگاه‌ها

در این مرحله، پیل‌های سوختی انتخاب شده از مرحله قبل در ایستگاه‌های تقلیل فشار مختلف برای تأمین انرژی حرارتی موردنیاز ایستگاه و فروش برق به شبکه برق به کار گرفته می‌شوند تا تعداد بهینه پیل‌های سوختی با توجه به محاسبات اقتصادی و حداقل انرژی حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه مشخص شود. لازم به ذکر است که در این مرحله حداقل انرژی حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه مدنظر می‌باشد. در صورتی که انرژی حرارتی بازیافتی از مجموعه پیل سوختی بیشتر از حداقل انرژی حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه باشد مقدار مازاد دفع شده و در صورتی که انرژی حرارتی بازیافتی از مجموعه پیل سوختی کمتر از حداقل انرژی حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه باشد کمبود آن توسط هیتر جبران می‌شود؛ بنابراین همان‌طور که قبلاً توضیح داده شد، بازگشت سرمایه ساده برای پیل سوختی طبق رابطه (۳-۱۸) تابعی از هزینه اولیه سیستم تولید هم‌زمان و سود حاصله از آن می‌باشد. در این مرحله، سود سالیانه کاربردی حاصل از نصب سیستم تولید هم‌زمان با پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار به صورت روابط (۳-۲۸)، (۳-۲۹) و (۳-۳۰) تعریف می‌شوند؛ بنابراین طبق تعریف صورت گرفته:

- اگر در یک گام زمانی مشخص، انرژی حرارتی بازیافتی از x عدد پیل سوختی بیشتر از حداقل انرژی حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه باشد، داریم:

سود سالیانه در حالت کاربردی = درآمد حاصل از فروش برق تولیدی توسط x عدد پیل سوختی به شبکه برق در طول یک سال $\pm$ اختلاف هزینه ناشی از مصرف سوخت به واسطه استفاده از انرژی حرارتی بازیافتی از x عدد پیل سوختی بجای هیتر در طول یک سال برای تأمین حداقل انرژی حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه - هزینه تعمیرات و نگهداری در طول یک سال

$$CG_{App.fc} = \sum_1^{365 \times 24} (CG_{App1.fc}(t) + CG_{App2.fc}(t)) \quad (3-28)$$

$$\begin{aligned} \text{if } x \times \dot{Q}_r > \dot{Q}_s \rightarrow CG_{App2.fc}(t) = 0 \ \& \ CG_{App1.fc}(t) \\ &= [x \times E_{el.fc} \times EP_{fc}] + \left[\left(\frac{\dot{Q}_s}{\eta_h \times LHV} - \dot{v}_{fcf} \right) \times LHV \times GP \right] \\ &- [x \times E_{el.fc} \times RMP_{fc}] \end{aligned} \quad (3-29)$$

در روابط بالا، $CG_{App.fc}$ سود کاربردی سالیانه و $CG_{App.fc}(t)$ سود کاربردی در هر گام زمانی است. x برابر با تعداد پیل سوختی، $\dot{Q}_r$ برابر با حداکثر انرژی حرارتی بازیافتی توسط یک عدد از پیل سوختی موردنظر و $\dot{Q}_s$ برابر با حداقل توان حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه می باشد. همچنین $\frac{\dot{Q}_s}{\eta_h \times LHV} - \dot{v}_{fcf}$ میزان اختلاف مصرف سوخت x عدد پیل سوختی جایگزین و معادل مصرف سوخت هیتر برای تأمین حداقل نیاز حرارتی ایستگاه $\dot{Q}_s$ می باشد.

- اگر در یک گام زمانی مشخص، انرژی حرارتی بازیافتی توسط x عدد پیل سوختی کمتر از حداقل انرژی حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه باشد، خواهیم داشت:

سود سالیانه در حالت کاربردی = درآمد حاصل از فروش برق تولیدی توسط x عدد پیل سوختی به شبکه برق در طول یک سال $\pm$ اختلاف هزینه ناشی از مصرف سوخت به واسطه استفاده از انرژی حرارتی بازیافتی از x عدد پیل سوختی بجای هیتر در طول یک سال برای تأمین حداقل انرژی حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه + هزینه سوخت مصرفی توسط هیتر برای جبران کمبود انرژی حرارتی بازیافتی از x عدد پیل سوختی - هزینه تعمیرات و نگهداری در طول یک سال

$$\begin{aligned}
& \text{if } x \times \dot{Q}_r < \dot{Q}_s \rightarrow CG_{App1.fc}(t) = 0 \ \& \ CG_{App2.fc}(t) \\
& = [x \times E_{el.fc} \times EP_{fc}] \\
& + \left[\left(\frac{x \times \dot{Q}_r}{\eta_h \times LHV} - x \times \dot{v}_{fcf} \right) \times LHV \times GP \right] \\
& - \left[\frac{(\dot{Q}_s - x \times \dot{Q}_r)}{\eta_h} \times GP \right] - [x \times E_{el.fc} \times RMP_{fc}] \quad (3-30)
\end{aligned}$$

در رابطه (3-30)، $\frac{x \times \dot{Q}_r}{\eta_h \times LHV} - x \times \dot{v}_{fcf}$ میزان اختلاف مصرف سوخت x عدد پیل سوختی جایگزین و معادل مصرف سوخت هیتر برای تولید توان حرارتی $x \times \dot{Q}_r$ می‌باشد. همچنین $\frac{(\dot{Q}_s - x \times \dot{Q}_r)}{\eta_h}$ میزان توان حرارتی تولیدی توسط هیتر پشتیبان برای جبران کمبود حرارت تولیدی توسط x عدد پیل سوختی برای تأمین حداقل انرژی حرارتی استاندارد موردنیاز ایستگاه می‌باشد.

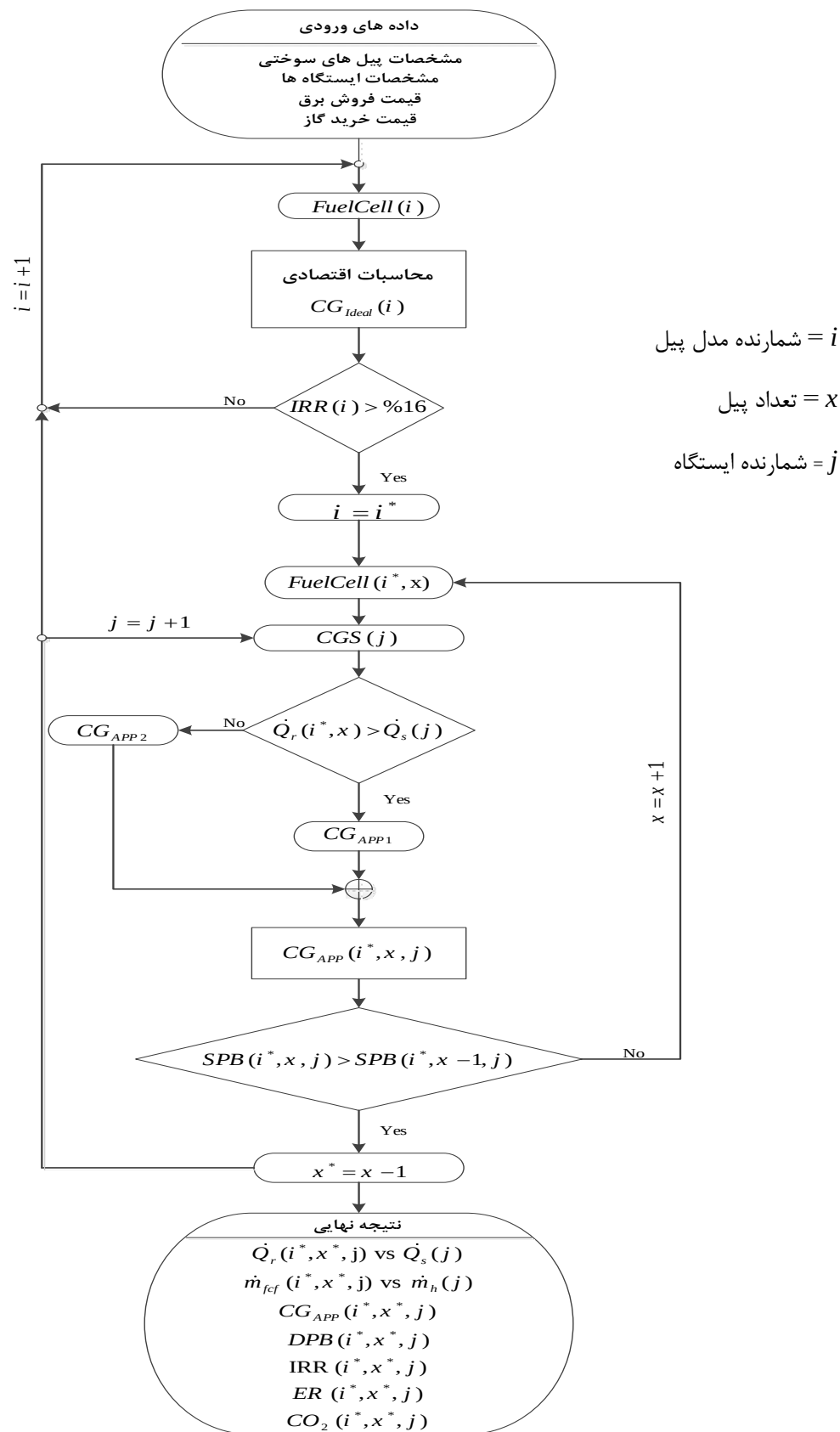
پس از محاسبه تعداد پیل سوختی مناسب برای هر ایستگاه به دلیل استفاده از سیستم کنترلی که بر اساس دمای گاز خروجی ایستگاه (و ثابت نگه داشتن آن بر روی ۱۲ درجه سانتی‌گراد) عمل می‌کند؛ برای محاسبه سود حاصله از مجموع این دو سیستم روابط (3-29) و (3-30) به ترتیب به شکل‌های زیر تغییر پیدا می‌کنند.

$$\begin{aligned}
& \text{if } x \times \dot{Q}_r > \dot{Q}_s \rightarrow CG_{App2.fc}(t) = 0 \ \& \ CG_{App1.fc}(t) \\
& = [x \times E_{el.fc} \times EP_{fc}] + \left[\left(\frac{\dot{Q}_a}{\eta_h \times LHV} - \dot{v}_{fcf} \right) \times LHV \times GP \right] \\
& - [x \times E_{el.fc} \times RMP_{fc}] \quad (3-31)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \text{if } x \times \dot{Q}_r < \dot{Q}_s \rightarrow CG_{App1.fc}(t) = 0 \ \& \ CG_{App2.fc}(t) \\
& = [x \times E_{el.fc} \times EP_{fc}] \\
& + \left[\left(\frac{(\dot{Q}_a - \dot{Q}_s + x \times \dot{Q}_r)}{\eta_h \times LHV} - x \times \dot{v}_{fcf} \right) \times LHV \times GP \right] \\
& - \left[\frac{(\dot{Q}_s - x \times \dot{Q}_r)}{\eta_h} \times GP \right] - [x \times E_{el.fc} \times RMP_{fc}] \quad (3-32)
\end{aligned}$$

در روابط (3-31) و (3-32) $\dot{Q}_a$ توان گرمایشی ایستگاه در حالت واقعی (شرایط فعلی) و $\frac{\dot{Q}_a - \dot{Q}_s}{\eta_h \times LHV}$

معرف مقدار سوخت کاهش یافته در نتیجه استفاده از سیستم کنترلی می‌باشد.



شکل ۸-۳ - فلوچارت فرآیند انتخاب پیل سوختی

علت آنکه دو بار سودآوری برای پیل سوختی محاسبه شد (طی روابط (۳-۲۹) (۳-۳۰) و (۳-۳۱) (۳-۳۲)) این می‌باشد که برای مشخص کردن تعداد بهینه پیل سوختی می‌بایست بر اساس شرایط استاندارد تصمیم‌گیری شود زیرا در صورتی که ملاک انتخاب تعداد بهینه روابط (۳-۳۱) و (۳-۳۲) قرار می‌گرفت احتمال آن وجود داشت که تعداد غیر بهینه‌ای با توجه به شرایط حال حاضر ایستگاه‌ها انتخاب شود.

۲-۱۰-۳ معیار انتخاب توربین انبساطی

همان‌طور که گفته شد یک مزیت بزرگ توربین‌های انبساطی این می‌باشد که شرکت‌های تولیدکننده آن بر اساس نیاز مشتری اقدام به ساخت توربین انبساطی می‌کنند. البته این به این معنا نمی‌باشد که آن‌ها قادر خواهند بود که به‌طور دقیق همان گزینه موردنظر مشتری را به او ارائه کنند؛ ولی می‌توانند نزدیک‌ترین گزینه‌ایی که قادر به ساخت آن هستند را در اختیار مشتری قرار دهند. در این قسمت برای انتخاب بهترین روش از میان دو روش مطرح‌شده (عبور دبی تا دبی طراحی و عبور دبی تا ۱۲۰٪ دبی طراحی) و تعیین اندازه و تعداد مناسب توربین انبساطی با توجه به ظرفیت ایستگاه همانند پیل‌های سوختی بر اساس محاسبات اقتصادی روشی ارائه خواهد شد.

در ابتدا رابطه‌ای برای محاسبه سود سالیانه حاصل از به‌کارگیری توربین انبساطی بیان می‌شود.

سود سالیانه = درآمد حاصل از فروش برق $\pm$ اختلاف هزینه ناشی از مصرف سوخت هیتر به‌واسطه به‌کارگیری از توربین انبساطی - هزینه ثابت بهره‌برداری سالیانه - هزینه تعمیر و نگهداری در طول یک سال

قبل از ارائه رابطه ذکر این نکته ضروری می‌باشد که چرا در رابطه فوق برای اختلاف هزینه ناشی از مصرف سوخت هیتر به‌واسطه به‌کارگیری از توربین انبساطی علامت $\pm$ استفاده شده است. همان‌طور که قبلاً اشاره شد استفاده از توربین انبساطی سبب افت بیشتر دما در خروجی نسبت به شیر انبساطی می‌شود؛ و این موضوع سبب افزایش میزان مصرف سوخت هیتر خواهد شد؛ ولی همان‌طور که قبلاً مطرح شد؛ در کنار سیستم‌های موردبررسی، تغییری نیز در سیستم کنترلی دمای ایستگاه‌ها اعمال

خواهد شد. پس در نتیجه احتمال آن وجود دارد که در بعضی از روزها به دلیل کم بودن جریان عبوری از ایستگاه (کمتر از ۶۰٪ دبی طراحی توربین انبساطی) نتوان آن را از توربین انبساطی عبور داد و در آن روز احتمال آن وجود دارد که سیستم کنترلی نسبت به شرایط فعلی ایستگاهها سبب کاهش مصرف سوخت هیترها شود؛ و یا حتی در صورت عبور گاز از توربین انبساطی در یک روز موردبررسی، گرمای داده شده به گاز در آن روز مشابه سال موردبررسی (بدون توربین انبساطی) به حدی زیاد باشد که گرمای موردنیاز ایستگاه در شرایط استفاده از توربین انبساطی بازهم کمتر از مقدار مصرف شده باشد.

$$CG_{ex} = \sum_1^{365 \times 24} \left[\left(\left(\sum_1^x \dot{E}_{el.ex} \right) \times EP_{ex} \right) - \left(\frac{Q_{s,ex} - Q_a}{\eta_h \times LHV} \times GP \right) \right] - [x \times 0.01 \times CC_{ex}] - [x \times 0.02 \times CC_{ex}] \quad (3-32)$$

در رابطه (۳-۳۲) عبارت $\left(\left(\sum_1^x \dot{E}_{el.ex} \right) \times EP_{ex} \right)$ نشان دهنده درآمد ناشی از فروش برق تولیدی توسط توربین های انبساطی می باشد؛ که ممکن است از ۱ تا x عدد توربین انبساطی وجود داشته باشد، $\dot{E}_{el.ex}$ توان الکتریکی تولیدی توسط یک توربین انبساطی و EP_{ex} بهای فروش برق تولیدی توسط توربین انبساطی به شبکه می باشد. عبارت $\left(\frac{Q_{s,ex} - Q_a}{\eta_h \times LHV} \times GP \right)$ نشان دهنده تغییرات هزینه سوخت بعد از نصب توربین انبساطی نسبت به شرایط قبل از آن است؛ که $Q_{s,ex}$ در آن نشان دهنده گرمای مورد نیاز در شرایط استاندارد بعد از نصب توربین انبساطی و Q_a گرمای مورد نیاز در شرایط واقعی ایستگاه می باشد. عبارت $[x \times 0.01 \times CC_{ex}]$ معرف هزینه ثابت سالیانه بهره برداری برای x عدد توربین انبساطی و عبارت $[x \times 0.02 \times CC_{ex}]$ معرف هزینه تعمیر و نگهداری سالیانه برای x عدد توربین انبساطی می باشد.

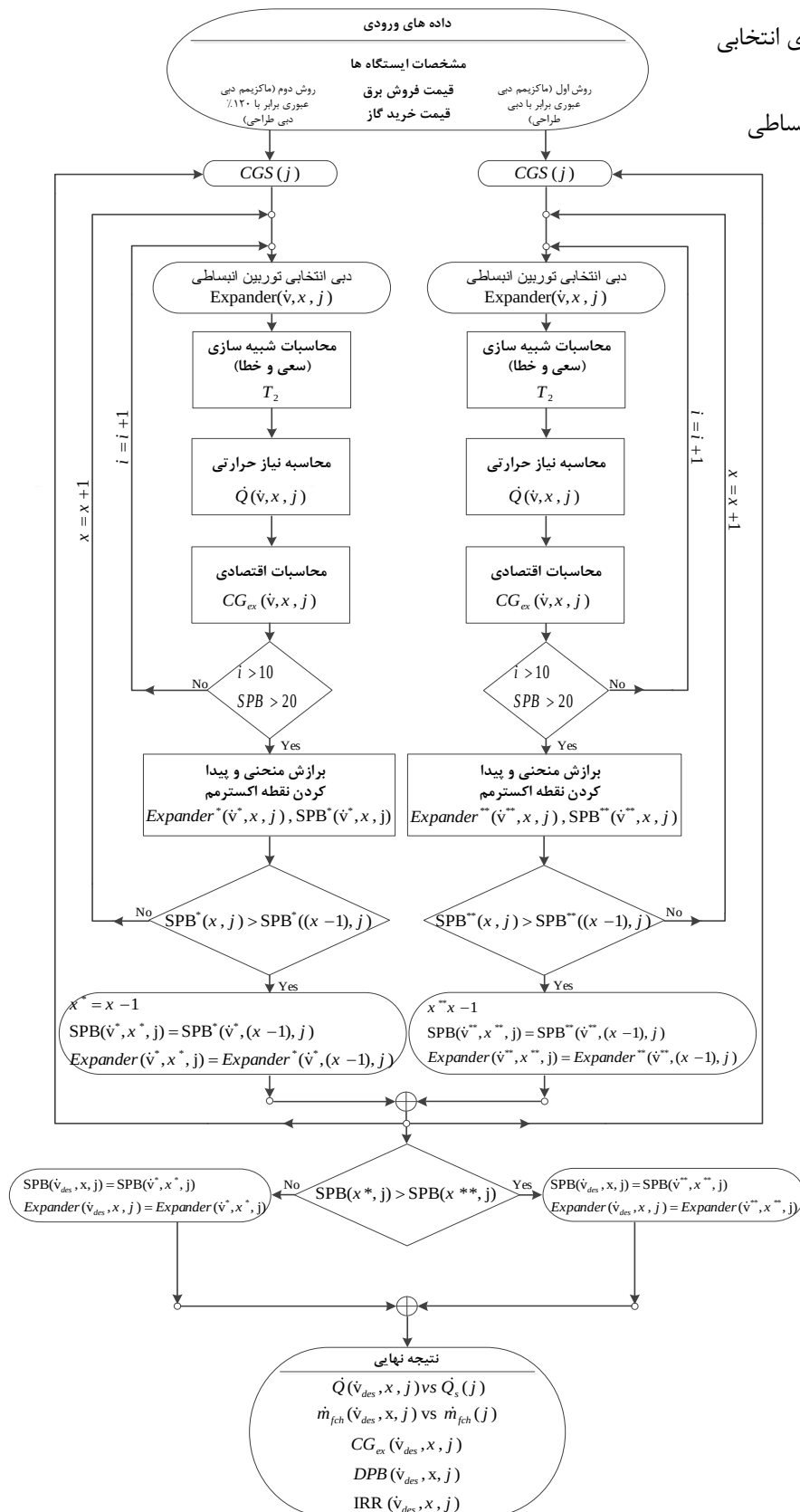
برای آنکه بهترین روش از بین دو روش ارائه شده در بخش ۶-۳ و بهترین ظرفیت و بهترین تعداد توربین انبساطی مشخص شود. هر دو روش مورد محاسبه قرار خواهد گرفت؛ تا از بین آن دو بهترین روش برگزیده شود. طریقه عملکرد در هر دو روش یکسان می باشد. در فلوچارت شکل فرآیند انتخاب بهترین سیستم توربین انبساطی درون ایستگاهها آمده است.

i = شماره دبی های انتخابی

$\dot{v}$ = دبی طراحی

x = تعداد توربین انبساطی

j = شماره ایستگاه



شکل ۳-۹ - فلوچارت فرآیند انتخاب توربین انبساطی

شایان ذکر است در صورت بررسی سیستمی شامل پیل سوختی و توربین انبساطی برای محاسبه سود حاصل از سیستم پیل سوختی روابط (۳-۲۹) و (۳-۳۰) به شکل زیر تغییر پیدا خواهند کرد.

$$\begin{aligned} \text{if } x \times \dot{Q}_r > Q_{s,ex} \rightarrow CG_{App2.fc}(t) = 0 \ \& \ CG_{App1.fc}(t) \\ &= [x \times E_{el.fc} \times EP_{fc}] + \left[\left(\frac{Q_{s,ex}}{\eta_h \times LHV} - \dot{v}_{fcf} \right) \times LHV \times GP \right] \\ &\quad - [x \times E_{el.fc} \times RMP_{fc}] \end{aligned} \quad (3-33)$$

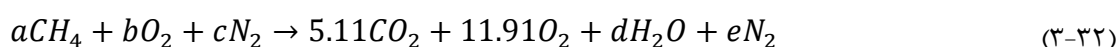
$$\begin{aligned} \text{if } x \times \dot{Q}_r < Q_{s,ex} \rightarrow CG_{App1.fc}(t) = 0 \ \& \ CG_{App2.fc}(t) \\ &= [x \times E_{el.fc} \times EP_{fc}] \\ &\quad + \left[\left(\frac{x \times \dot{Q}_r}{\eta_h \times LHV} - x \times \dot{v}_{fcf} \right) \times LHV \times GP \right] \\ &\quad - \left[\frac{(Q_{s,ex} - x \times \dot{Q}_r)}{\eta_h} \times GP \right] - [x \times E_{el.fc} \times RMP_{fc}] \end{aligned} \quad (3-34)$$

۳-۱۱ بررسی میزان انتشار CO₂

استفاده از هر کدام از سیستم‌های مورد بررسی تأثیر بسزایی در کاهش میزان آلاینده‌های جوی خواهد داشت. از آنجاکه یکی از بحران‌هایی که بشر امروز با آن مواجه است گرمایش کره زمین می‌باشد؛ و مهم‌ترین عامل این گرمایش تولید و انتشار روزافزون گازهای گلخانه‌ای می‌باشد. لذا در این بخش سعی شده تأثیر سیستم‌های مورد بررسی بر کاهش میزان CO₂ مورد بررسی قرار بگیرد.

برای محاسبه میزان CO₂ تولید شده توسط هیتر فرض شده که سوخت مصرفی یا همان گاز طبیعی ۱۰۰٪ از متان تشکیل شده باشد. با این فرض ($\dot{m}_{CH_4} = \dot{m}_{fuel}$) می‌توان با تقریب دقیقی میزان CO₂ تولید شده توسط هیتر را تخمین زد. نتایج آنالیز صورت گرفته بر روی گازهای حاصل از احتراق هیتر ایستگاه غرب مشهد ۱ در جدول ۳-۴ آورده شده است.

با توجه به آنالیز گازهای خروجی از هیتر و ساده‌سازی می‌توان معادله احتراق برای هیتر را به صورت رابطه (۳-۳۲) بازنویسی کرد.



جدول ۳-۴- آنالیز صورت گرفته بر روی گازهای حاصل از احتراق هیتر ایستگاه غرب مشهد ۱

داده‌های عملیاتی	
%O ₂	11.91
Co(ppm)	10
(ppm)NO ₂	0.5
No(ppm)	20
%CO ₂	5.11
دمای گاز خروجی (°C)	274.1
Nox(ppm)	20
C _x H _y (ppm)	-
So ₂ (ppm)	0
دمای محیط (°C)	-
هوای اضافه %	131

با موازنه معادله (۳-۳۲) ضریب a برابر با ۵,۱۱ خواهد شد. در نتیجه می‌توان مقدار کربن موجود در سوخت و محصولات احتراق که همان CO₂ است را برابر در نظر گرفت؛ بنابراین میزان CO₂ تولیدشده را می‌توان از رابطه (۳-۳۳) محاسبه نمود.

$$\dot{m}_{CO_2} = \dot{m}_{CH_4} \times \frac{MM_{CO_2}}{MM_{CH_4}} \quad (۳-۳۳)$$

در معادله (۳-۳۳) $\frac{MM_{CO_2}}{MM_{CH_4}}$ بر حسب جرم مولی و برابر با $\frac{44}{12}$ می‌باشد. میزان CO₂ تولیدشده

توسط نیروگاه‌های بخار گازسوز موجود در ایران بر اساس پژوهشی صورت گرفته در این زمینه برابر با 0.640 kg / kWh تعیین شده است [11].

از رابطه (۳-۳۴) برای محاسبه CO₂ تولیدشده توسط نیروگاه بخار گازسوز با ظرفیتی معادل با پیل سوختی و یا توربین انبساطی انتخاب شده، استفاده شده است.

$$\dot{m}_{CO_2} = 0.640 \times E_{el} \quad (۳-۳۴)$$

۱۲-۳ ایستگاه‌های تقلیل فشار مورد بررسی

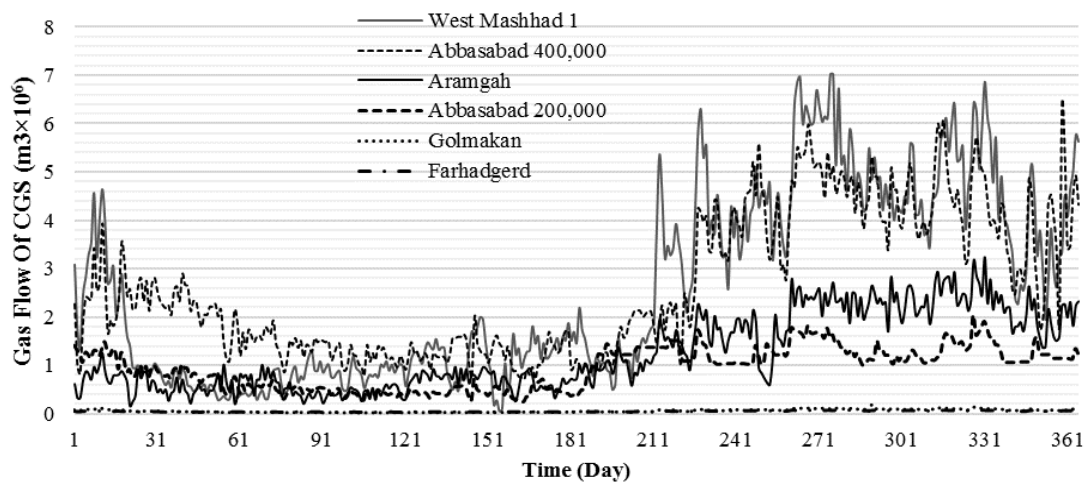
در این پژوهش برای اینکه مشخص شود چه ایستگاه‌هایی با چه ظرفیتی گزینه مناسب‌تری برای به‌کارگیری سیستم‌های موردنظر هستند، ایستگاه‌هایی با ظرفیت‌های متفاوتی انتخاب شدند.

ایستگاه‌های موردبررسی ایستگاه‌های تقلیل فشار شهر مشهد هستند. بازه موردبررسی شامل ۳۶۵ روز سال از اول فروردین ۱۳۹۴ تا سی‌ام اسفند ۱۳۹۴ می‌باشد. ایستگاه غرب مشهد ۲ به دلیل کامل نبودن اطلاعات ثبت‌شده از این ایستگاه، موردبررسی قرار نگرفت و همچنین به دلیل نزدیک بودن دو ایستگاه گل‌مکان و فرهادگرد به شهر مشهد، این دو ایستگاه نیز به‌عنوان ایستگاه‌های موجود در شهر مشهد موردبررسی قرار گرفتند؛ بنابراین، ایستگاه‌های مورد مطالعه به ترتیب ظرفیت ایستگاه‌ها عبارت‌اند از: ۱- غرب مشهد ۱-۲- عباس‌آباد ۴۰۰ هزار ۳- ۴- آرامگاه - عباس‌آباد ۲۰۰ هزار ۵- گل‌مکان ۶- فرهاد گرد در ادامه مشخصات ایستگاه‌های موردبررسی در جدول ۳-۵ بیان، شده است

جدول ۳-۵ - مشخصات ایستگاه‌های موردبررسی

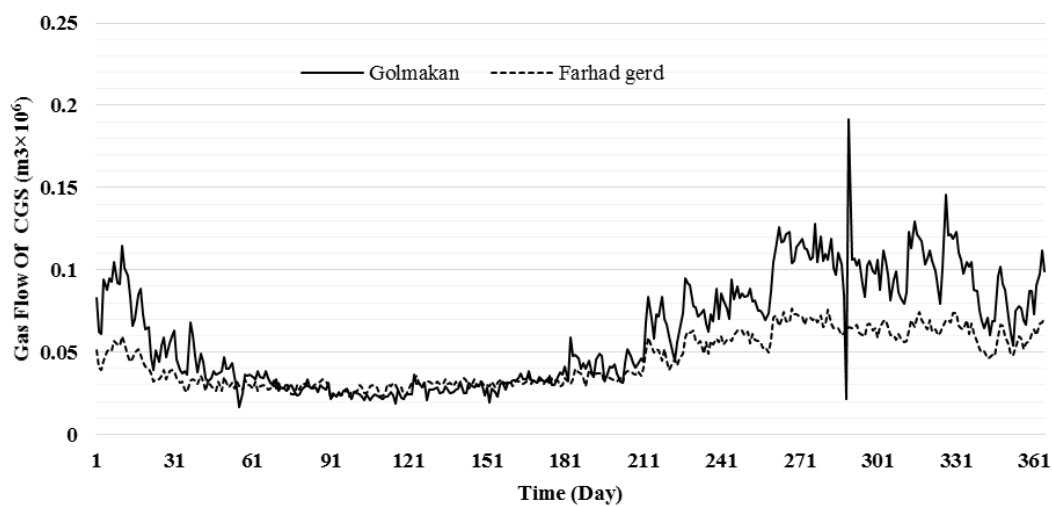
نام ایستگاه	ظرفیت (m^3/h)	بیشینه دبی ثبت‌شده گاز عبوری از ایستگاه (m^3/Day)	کمینه دبی ثبت‌شده گاز عبوری از ایستگاه (m^3/Day)	بیشینه فشار ورودی ثبت‌شده گاز در ورودی ایستگاه (kpa)	کمینه فشار ورودی ثبت‌شده گاز در ورودی ایستگاه (kpa)	میانگین فشار ثبت‌شده گاز در خروجی ایستگاه (kpa)
غرب مشهد ۱	۴۰۰,۰۰۰	۷,۰۲۷,۸۹۲	۴۶,۸۴۴	۶,۲۴۰	۳,۷۳۷	۱,۷۲۴
عباس‌آباد ۴۰۰ هزار	۴۰۰,۰۰۰	۶,۳۸۶,۵۳۷	۷۰۷,۹۲۰	۶,۱۹۱	۳,۴۵۴	۱,۷۲۴
آرامگاه	۲۰۰,۰۰۰	۳,۲۷۷,۷۷۱	۱۵۸,۷۷۸	۶,۲۰۵	۳,۵۱۶	۱,۷۲۴
عباس‌آباد ۲۰۰ هزار	۲۰۰,۰۰۰	۲,۰۴۰,۱۸۳	۳۴۴,۸۱۹	۶,۰۸۴	۳,۵۱۶	۱,۷۲۴
گل‌مکان	۱۰,۰۰۰	۱۲۷,۸۷۸	۱۶,۳۲۷	۶,۳۴۳	۳,۵۱۶	۱,۷۲۴
فرهاد گرد	۵,۰۰۰	۷۶,۳۴۸	۲۱,۱۶۶	۶,۰۴۰	۳,۵۵۸	۱,۷۲۴

در جدول ۳-۳ دبی گاز عبوری از ایستگاه‌های مختلف در طول یک سال نشان داده می‌شود.



شکل ۳-۱۰ - دبی گاز عبوری از ایستگاه‌ها در مدت یک سال

همان‌طور که در شکل ۳-۱۰ مشخص است بیشترین دبی عبوری گاز در ایستگاه‌ها مربوط به ماه‌های سرد سال می‌باشد. بدلیل کم بودن دبی گاز عبوری از دو ایستگاه فرهاد گرد و گل‌مکان دبی عبوری از آن دو ایستگاه در شکل ۳-۱۱ آورده شده است.



شکل ۳-۱۱ - دبی گاز عبوری از دو ایستگاه گل‌مکان و فرهادگرد

فصل چهارم

نتایج

۴-۱ مقدمه

همان‌طور که در فصل قبل شبیه‌سازی‌های صورت گرفته به چهار بخش تقسیم شد در این فصل نیز نتایج به چهار قسمت تقسیم‌بندی می‌شود.

۱- نتایج حاصل از بررسی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز

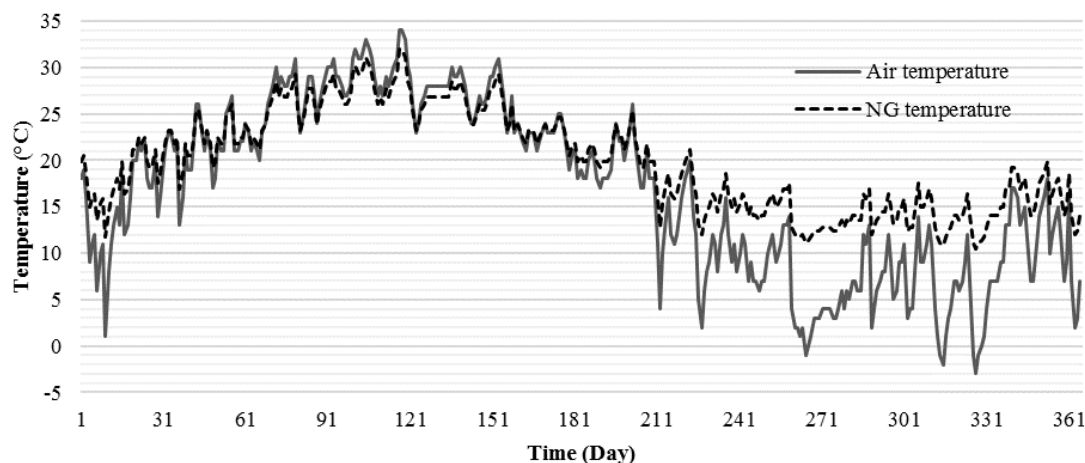
۲- نتایج حاصل از بررسی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان برق و حرارت مبتنی بر پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز

۳- نتایج حاصل از بررسی استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز

۴- نتایج حاصل از بررسی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان برق و حرارت مبتنی بر پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز

۴-۲ نتایج حاصل از بررسی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز

در نمودار شکل ۴-۱ نتایج محاسبه دمای ورودی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز با استفاده از رابطه (۳-۴) در آورده شده است. ایستگاه‌های انتخابی همگی مربوط به یک ناحیه جغرافیایی می‌باشند در نتیجه دمای هوا برای تمام آن‌ها برابر با میانگین دمای روزانه هوا شهر مشهد (۱۳۹۴) در نظر گرفته شد.



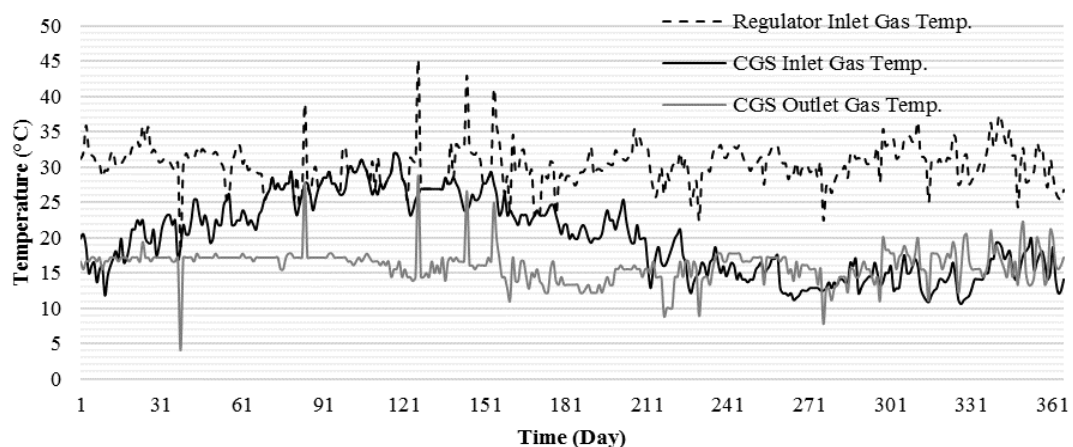
شکل ۴-۱ - تغییرات دمای هوا و دمای گاز ورودی به ایستگاه شهر مشهد در سال ۱۳۹۴

همان‌طوری که در شکل ۴-۱ مشخص است دمای گاز ورودی به ایستگاه متأثر از تغییرات دمای هوا است؛ اما میزان تغییرات آن کمتر از تغییرات دمای هوا می‌باشد؛ که علت آن نوسانات کمتر دمای خاک

در مقایسه با دمای هوا می‌باشد. با شبیه‌سازی صورت گرفته بر روی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز و استفاده از روابط ارائه‌شده در فصل سوم نتایج حاصل شد که به ترتیب برای تمام ایستگاه‌های موردبررسی محاسبه شد. این نتایج در قالب شکل‌هایی ارائه می‌شود؛ که این شکل‌ها به ترتیب نشان‌دهنده: ۱- وضعیت دمای گاز قبل از شیر انبساطی یا همان دمای گاز خروجی از هیتر در سیستم متداول ایستگاه تقلیل فشار در شرایط فعلی که با استفاده از رابطه (۸-۳) محاسبه شده است همراه با نمودار دمای گاز ورودی به ایستگاه و دمای واقعی گاز خروجی از ایستگاه نمایش داده می‌شود ۲- مقایسه دمای گاز قبل از شیر انبساطی در دو حالت دمای خروجی ایستگاه در شرایط حاضر و دمای خروجی ایستگاه در شرایط استاندارد ۳- مقایسه نیاز حرارتی ایستگاه در شرایط حاضر و در شرایط دمای خروجی استاندارد می‌باشند. به دلیل شباهت نتایج ایستگاه‌ها در این بخش تنها نتایج مربوط به ایستگاه تقلیل فشار غرب مشهد ۱ آورده خواهد شد.

۱-۲-۴ ایستگاه تقلیل فشار غرب مشهد ۱

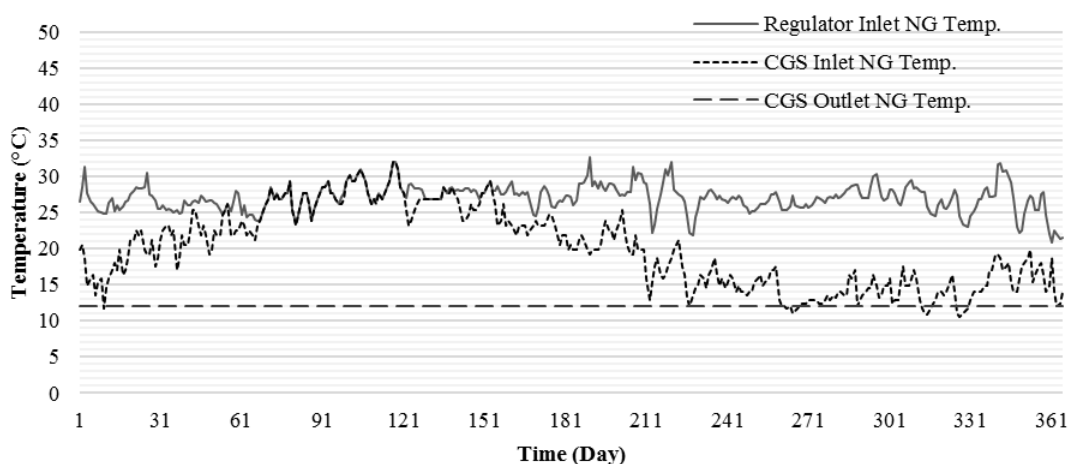
در شکل ۴-۲ وضعیت دمای گاز عبوری از ایستگاه غرب مشهد ۱، در نقاط مختلف ایستگاه، در مدت یک سال و در شرایطی که دمای خروجی آن مقدار اندازه گیره شده (واقعی) است. نشان داده‌شده.



شکل ۴-۲ - دمای گاز ورودی ایستگاه، خروجی از هیتر و خروجی از ایستگاه CGS غرب مشهد ۱ در حالت دمای خروجی واقعی

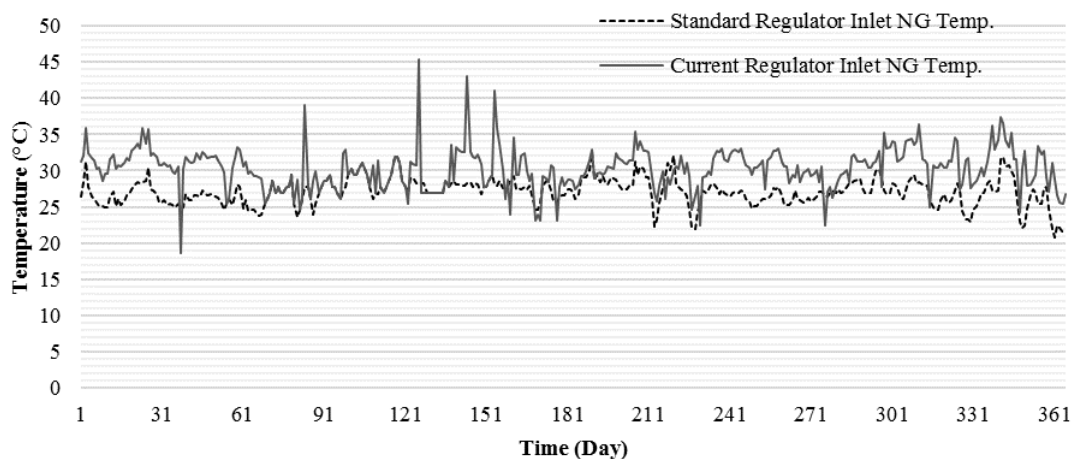
همان‌طور که از شکل ۴-۲ مشخص است؛ با آنکه دمای قبل و بعد شیر انبساطی دارای نوسانات زیادی می‌باشد؛ ولی در صورت عبور یک خط، شیب‌خط حاصله تقریباً برابر صفر خواهد شد. این موضوع

نشان‌دهنده‌ی این می‌باشد که تلاش شده تا دمای خروجی مقدار ثابتی داشته باشد ولی به دلیل ضعف سیستم کنترلی به این مقصود نرسیده‌اند. اگر از سیستم کنترلی پیشنهادی (کنترل دمای خروجی) در این ایستگاه تقلیل فشار استفاده شود؛ نمودار شکل ۴-۲ فوق به نمودار شکل ۴-۳ تغییر پیدا می‌کند. (نمودار شکل زیر فقط برای ایستگاه غرب مشهد ۱ آورده شده است و برای سایر ایستگاه‌ها تکرار نشده است).



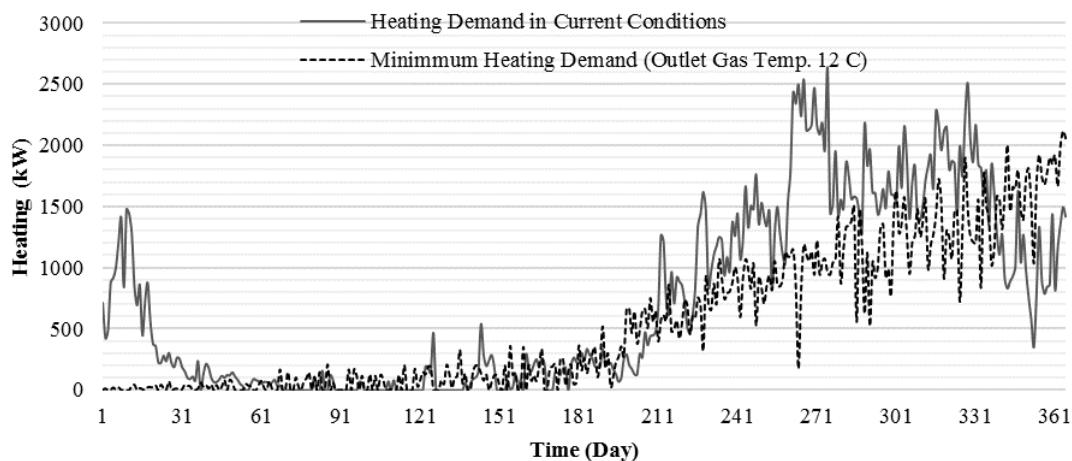
شکل ۴-۳- دمای گاز ورودی ایستگاه، خروجی از هیتر و خروجی از ایستگاه CGS غرب مشهد ۱ در حالت دمای خروجی استاندارد

با نصب سیستم کنترلی نوسانات دمای خروجی گاز هیتر، شباهت بیشتری به نوسانات دمای ورودی گاز به هیتر پیدا کرده است. تفاوت دمای خروجی هیتر (قبل انبساطی)، در دو حالت مطرح‌شده نمودار شکل ۴-۲ و نمودار شکل ۴-۳ در یک نمودار و در شکل ۴-۴ آورده شده است.



شکل ۴-۴ - نمودار دمای ورودی شیر انبساطی (یا خروجی هیتر) در شرایط فعلی و استاندارد ایستگاه CGS غرب مشهد ۱

همان‌طور که در شکل ۴-۴ مشخص است؛ با ثابت نگه‌داشتن دما خروجی از ایستگاه در حالت استاندارد (۱۲ درجه سانتی‌گراد)، در اکثر روزهای سال به دمای کمتری در ورودی شیر انبساطی یا همان خروجی هیتر نسبت به شرایط فعلی نیاز می‌باشد؛ و در نتیجه باعث کاهش نیاز حرارتی ایستگاه شده که نتیجه آن در نمودار شکل ۴-۵ نشان داده شده است.



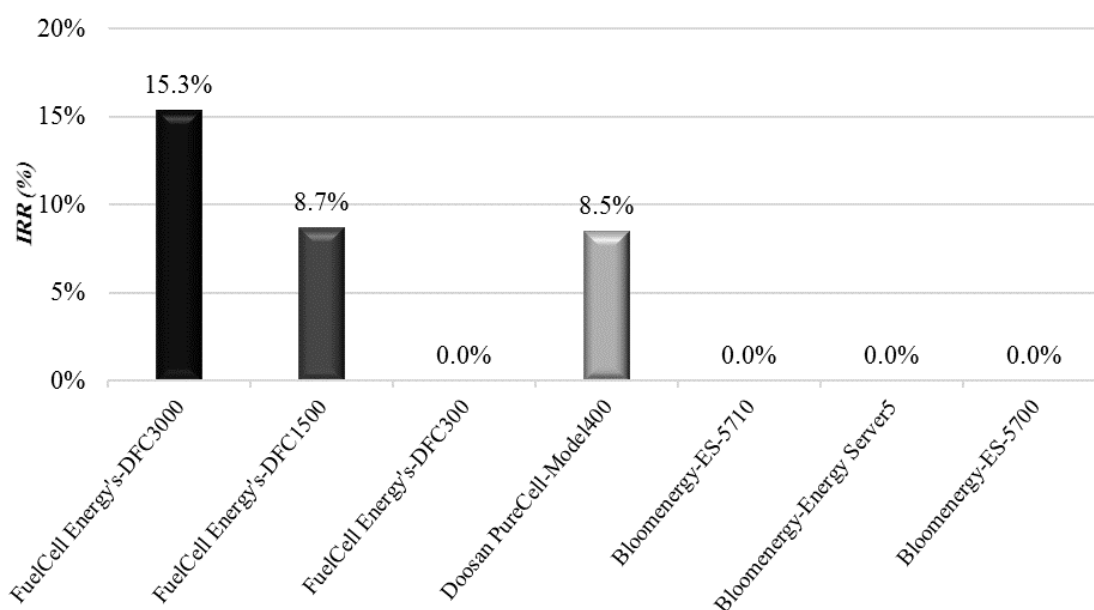
شکل ۴-۵ - نمودار حداقل نیاز حرارتی ایستگاه برای طراحی سیستم تولید هم‌زمان مناسب و نمودار حرارت داده شده در شرایط فعلی برای ایستگاه غرب مشهد ۱ در طول یک سال

این کاهش نیاز حرارتی که از نمودار شکل ۴-۵ مشخص است سبب کاهش مصرف سوخت می‌شود. بطوریکه مصرف سوخت بعد از نصب سیستم کنترلی به‌طور میانگین $41.55 \text{ m}^3/\text{h}$ کاهش پیدا خواهد کرد؛ که برابر با ۲۵,۷ درصد مصرف سوخت هیترهای این ایستگاه در شرایط فعلی خواهد بود.

۳-۴ نتایج حاصل از بررسی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان برق و حرارت مبتنی بر پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز

۳-۴-۱ نتایج مرحله اول فرآیند انتخاب

در این بخش نتایج مربوط به مرحله اول فرآیند انتخاب (بخش ۱-۱-۱-۳) ارائه می‌شود. در شکل ۴-۶ نرخ بازده داخلی برای پیل‌های سوختی مختلف در شرایط ایده آل در زمان فعلی نشان داده می‌شود.



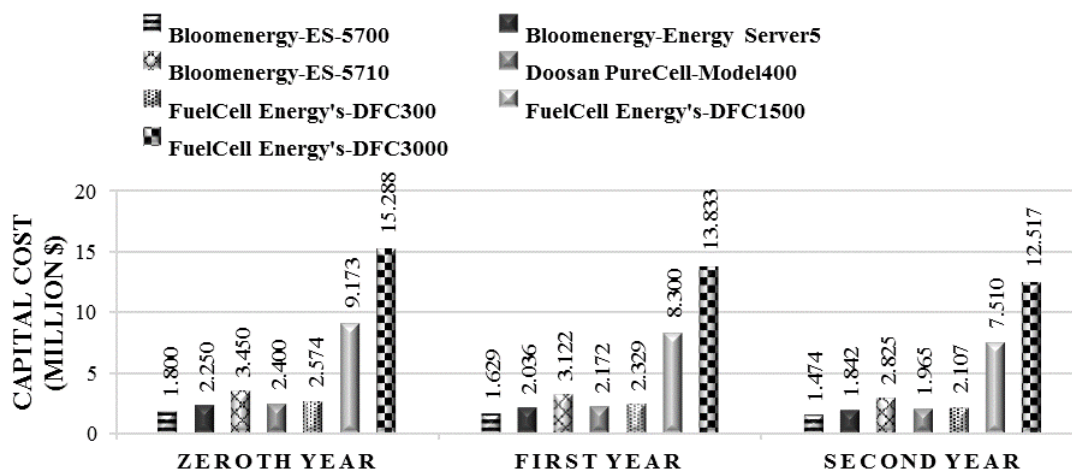
شکل ۴-۶ - وضعیت شاخص IRR برای پیل‌های سوختی مورد مطالعه در سال صفرم (زمان فعلی)

با توجه به شکل ۴-۶ در ایده آل ترین حالت هیچ کدام از پیل‌های سوختی در زمان فعلی (سال صفرم) نرخ بازده داخلی بالاتر از معیار ۱۶٪ را نداشته و بنابراین فاقد توجیه اقتصادی در زمان فعلی می‌باشند؛ یعنی در صورت سرمایه‌گذاری در سال فعلی سرمایه اولیه بعد از گذشت ۱۰ سال عمر مفید پیل سوختی بازگشتی نخواهد داشت. در ادامه برای بررسی شرایط اقتصادی سرمایه‌گذاری در سال‌های آتی، آنالیز حساسیت و تأثیر آن بر روی قیمت‌ها و هزینه‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد.

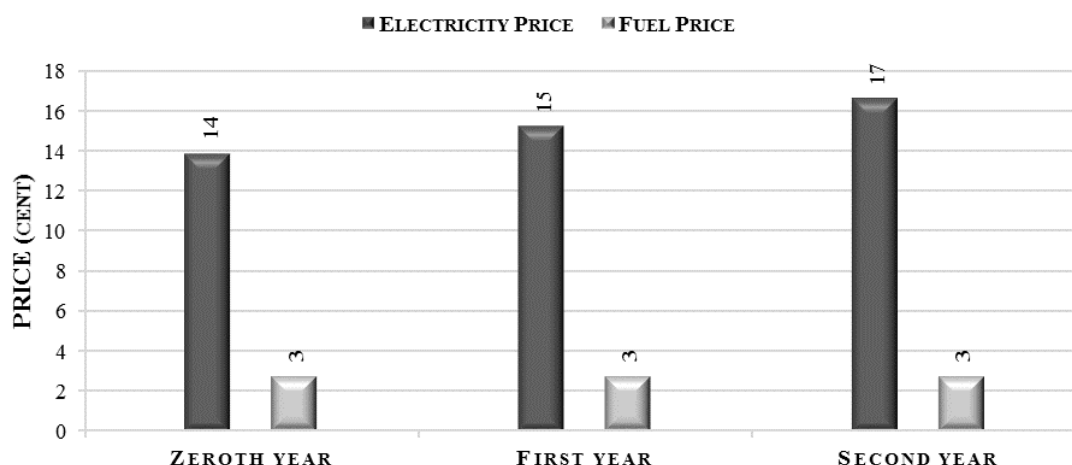
۳-۴-۱-۱ آنالیز حساسیت

مطابق با روابط ارائه شده در بخش ۴-۹-۳، نتایج آنالیز حساسیت بر روی هزینه سرمایه‌گذاری اولیه و قیمت‌های برق و گاز در دو سال آتی در شکل ۴-۷ و شکل ۴-۸ به ترتیب نشان داده می‌شوند. همان‌طور

که مشخص است باگذشت زمان، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه پیل‌های سوختی مختلف کاهش می‌یابد همچنین قیمت حامل انرژی برق افزایش‌یافته و قیمت حامل انرژی گاز طبیعی ثابت باقی می‌ماند.

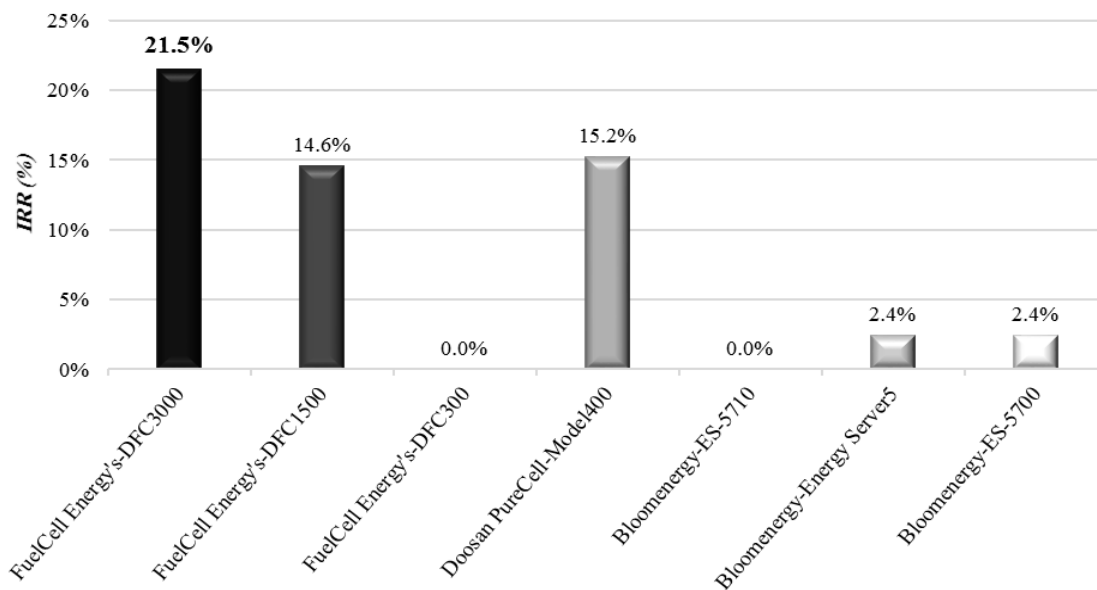


شکل ۴-۷ - وضعیت هزینه سرمایه‌گذاری اولیه در دو سال آتی

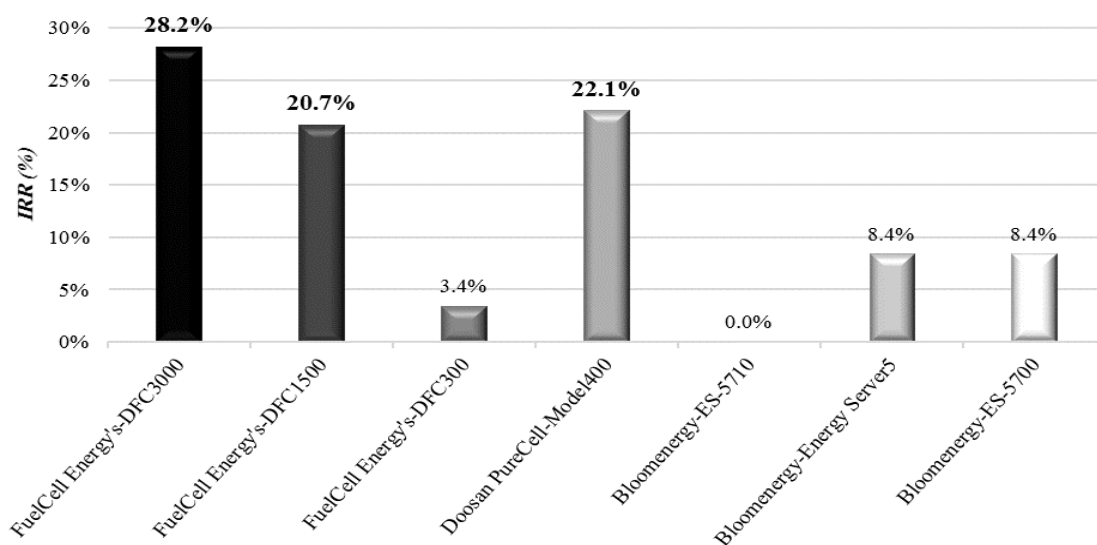


شکل ۴-۸ - وضعیت تغییر قیمت حامل‌های انرژی (برق فروخته شده و گاز خریداری شده) در دو سال آتی

در شکل ۴-۹ و شکل ۴-۱۰ تغییرات نرخ بازده داخلی ایده آل با توجه به آنالیز حساسیت برای پیل‌های سوختی مختلف در دو سال آتی نشان داده می‌شود. همان‌طور که مشاهده می‌شود، در سال اول تنها پیل سوختی مدل DFC3000 با نرخ ۲۱٫۵٪ دارای نرخ بازده داخلی بالاتر از نرخ معیار ۱۶٪ می‌باشد. این بدان معنا است که احتمال این وجود دارد که در صورت سرمایه‌گذاری در سال اول (یک سال بعد)، سرمایه‌گذاری اولیه قبل از پایان ۱۰ سال عمر مفید پیل سوختی بازگشت داشته باشد. پس این پیل سوختی می‌تواند برای مرحله بعدی انتخاب موردبررسی قرار بگیرد.



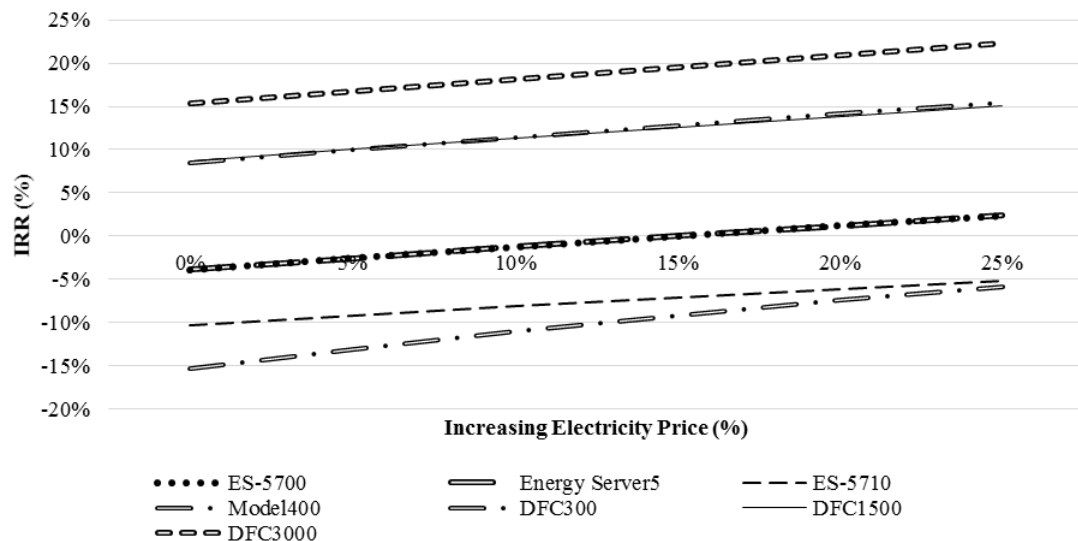
شکل ۴-۹ - وضعیت شاخص IRR در سال اول



شکل ۴-۱۰ - وضعیت شاخص IRR در سال دوم

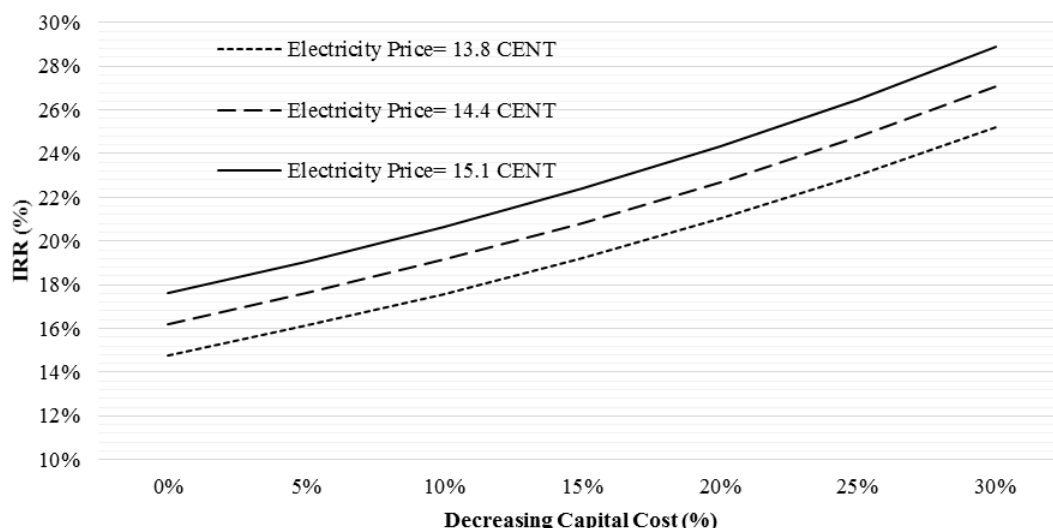
در سال دوم علاوه بر مدل قبل، دو مدل Doosan Model400 و DFC1500 نیز به ترتیب با ۲۲,۱٪ و ۲۰,۷٪ دارای نرخ بازده بالاتر از نرخ معیار ۱۶٪ شده و به گزینه‌های موردبررسی اضافه می‌شوند. پس در صورتی که سرمایه‌گذار دو سال بعد تمایل به سرمایه‌گذاری بر روی پیل‌های سوختی داشته باشد، برای بررسی سه پیل سوختی به‌عنوان گزینه موردبررسی وجود خواهد داشت.

اگر آنالیز حساسیت را به روشی دیگر انجام دهیم و در آن فارق از پیش بینی‌های صورت گرفته بر روی تغییرات قیمت پیل سوختی تنها به بررسی تغییر شاخص IRR با توجه به افزایش قیمت حامل انرژی الکتریکی بپردازیم به نمودار شکل ۴-۱۱ خواهیم رسید.



شکل ۴-۱۱ - وضعیت شاخص IRR در صورت کاهش تعرفه حامل انرژی الکتریکی

همانطور که مشاهده می شود در صورت عدم تغییر قیمت پیل سوختی و تنها با افزایش قیمت حامل انرژی الکتریکی تنها یکی از پیل‌های سوختی با افزایش حدود ۵ درصدی تعرفه برق خریداری شده می‌تواند توجیح پذیر شود. حال اگر بهترین پیل سوختی از مرحله قبل (DFC3000) را به روشی دیگر مورد بررسی قرار دهیم؛ یعنی علاوه بر افزایش تعرفه برق کاهش سرمایه‌گذاری اولیه را در نظر بگیریم به نمودار شکل ۴-۱۲ خواهیم رسید.



شکل ۴-۱۲ - وضعیت شاخص IRR برای پیل سوختی DFC3000 در صورت کاهش هزینه سرمایه گذاری اولیه و افزایش قیمت تعرفه حامل انرژی الکتریکی

همانطور که مشاهده می شود با توجه به این مطلب که نرخ تنزیل برابر با ۱۶ درصد می باشد؛ استفاده از پیل سوختی زمانی توجیح پذیر می باشد که شاخص IRR بیشتر از ۱۶ درصد شود. این مطلب زمانی اتفاق خواهد افتاد که قیمت پیل سوختی DFC3000 حداقل ۵ درصد کاهش داشته باشد؛ و یا قیمت برق خریداری شد ۵ درصد افزایش بیابد.

۲-۳-۴ نتایج مرحله دوم فرآیند انتخاب

همان طور که در بخش ۱-۳-۰۴ بیان شد، در حال حاضر (سال صفرم) هیچ کدام از پیل های مورد بررسی در بهترین شرایط استفاده نمی توانند بازگشت سرمایه داشته باشند. پس در این مرحله پیل های سوختی انتخابی از مرحله اول انتخاب (بعد از آنالیز حساسیت) در مرحله دوم انتخاب در ایستگاه های مختلف تقلیل فشار به کار گرفته می شوند. در این مرحله تعداد بهینه پیل های سوختی با توجه به محاسبات اقتصادی و حداقل انرژی حرارتی استاندارد مورد نیاز ایستگاه ها مشخص می شوند. در جدول ۴-۱ بهترین تعداد برای پیل های سوختی در ایستگاه های مختلف با توجه به محاسبات اقتصادی خلاصه شده است.

جدول ۴-۱ - نتایج تعداد بهینه پیل‌های سوختی در ایستگاه‌های مختلف

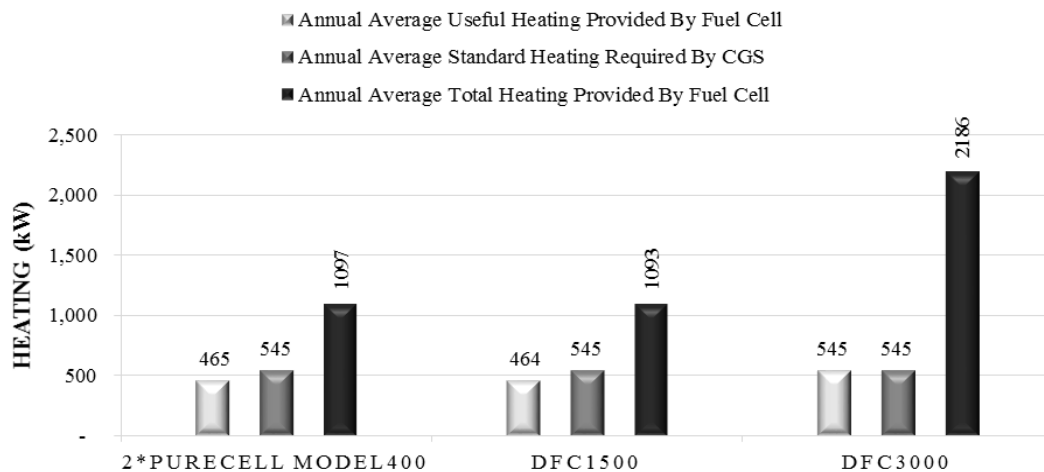
نام ایستگاه	پیل سوختی انتخابی	بهترین تعداد در سال اول	بهترین تعداد در سال دوم	SPB در سال اول	SPB در سال دوم
غرب مشهد ۱	DFC3000	۱	۱	۳,۷	۲,۷
	DFC1500	-	۱	-	۳,۴
	Pure Cell Model400	-	۲	-	۴,۱
عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰	DFC3000	۱	۱	۳,۷	۲,۷
	DFC1500	-	۱	-	۳,۴
	Pure Cell Model400	-	۲	-	۴,۱
آرامگاه	DFC3000	۱	۱	۳,۷	۲,۷
	DFC1500	-	۱	-	۳,۴
	Pure Cell Model400	-	۱	-	۴,۱
عباس‌آباد ۲۰۰,۰۰۰	DFC3000	۱	۱	۳,۷	۲,۷
	DFC1500	-	۱	-	۳,۴
	Pure Cell Model400	-	۱	-	۴,۱
گلمکان	DFC3000	۱	۱	۳,۷	۲,۷
	DFC1500	-	۱	-	۳,۵
	Pure Cell Model400	-	۱	-	۴,۱
فرهادگرد	DFC3000	۱	۱	۳,۷	۲,۷
	DFC1500	-	۱	-	۳,۵
	Pure Cell Model400	-	۱	-	۴,۲

۳-۳-۴ نتایج بررسی سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه‌های مختلف

پس از مشخص شدن بهترین پیل‌های سوختی و تعداد مناسب آن‌ها برای هر ایستگاه، بررسی فنی-اقتصادی بر روی هر کدام از سیستم‌های پیشنهادی در ایستگاه‌های مورد مطالعه انجام شده است. لازم به ذکر است که پیل‌های سوختی انتخابی در هر دو سال مورد بررسی قرار گرفته‌اند زیرا با در نظر گرفتن سیستم کنترلی که بر اساس دمای خروجی ایستگاه عمل می‌کند، شاهد کاهش نیاز حرارتی و در نتیجه کاهش مصرف سوخت و هزینه‌ها خواهیم بود که این کاهش منجر به کوتاه شدن دوره بازگشت سرمایه می‌شود. همچنین احتمال آن وجود دارد که پیل‌های سوختی DFC1500 و Pure Cell Model400 در سال اول در ایستگاه‌های مورد بررسی از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر شوند. در ادامه نتایج بررسی سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در دو سال آتی در ایستگاه‌های مختلف مورد محاسبه قرار خواهد گرفت. اما بدلیل شباهت نتایج در تمام ایستگاه‌ها بایکدیگر تنها نتایج مربوط به ایستگاه غرب مشهد ۱ آورده شده

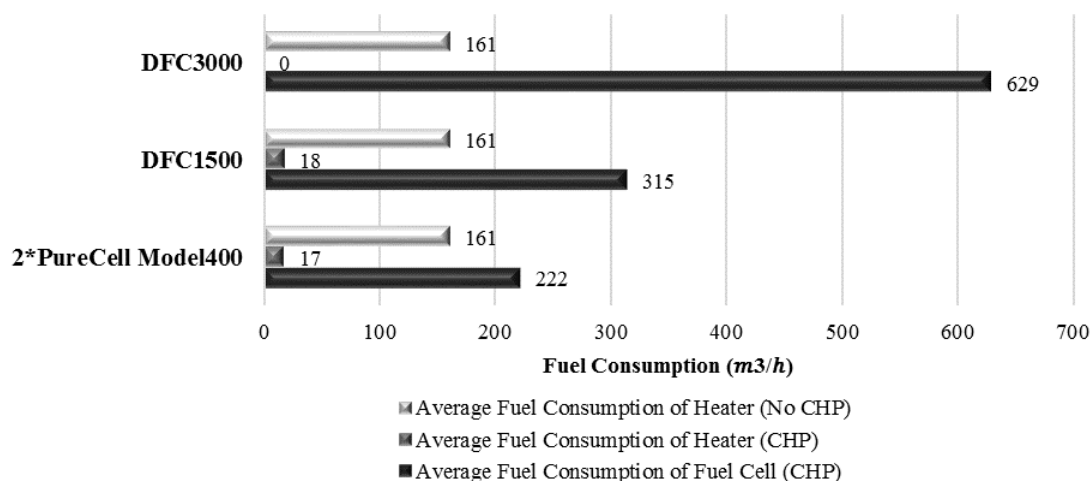
است. لازم به ذکر است که برای مقایسه بهتر پیل‌های سوختی انتخابی با یکدیگر و نتایج آنالیز حساسیت با گذشت سال سرمایه‌گذاری، هر سه پیل انتخابی در هر دو سال مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

۱-۳-۳-۴ ایستگاه غرب مشهد ۱



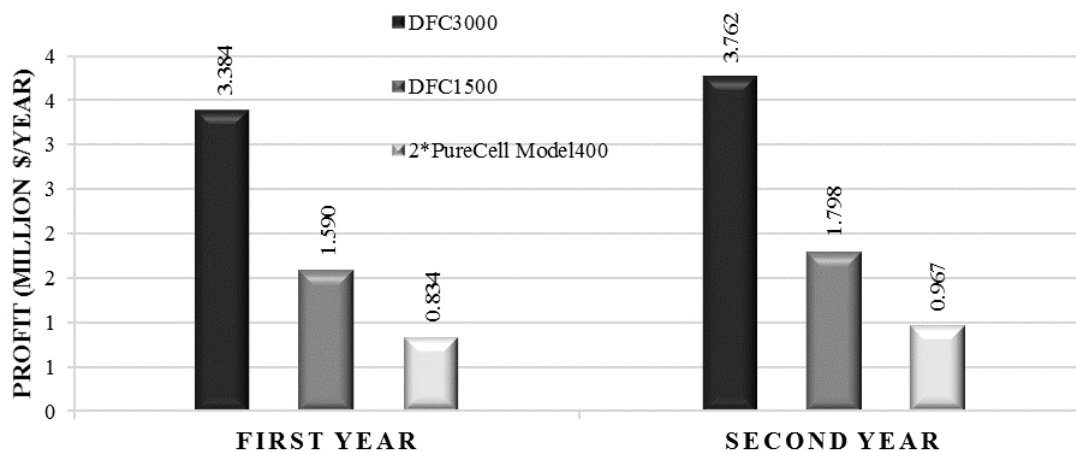
شکل ۴-۱۳ - میانگین نیاز حرارتی استاندارد ایستگاه غرب مشهد ۱ در سال، میانگین توان حرارتی کل تولیدی توسط پیل‌های سوختی و میانگین توان حرارتی مفید تولیدی در سال توسط پیل‌های سوختی

در شکل ۴-۱۳ نمودار میانگین نیاز حرارتی استاندارد ایستگاه غرب مشهد ۱ در سال و همچنین نمودار میانگین کل توان حرارتی تولیدشده (مفید+غیرمفید) توسط پیل‌های سوختی در یک سال در کنار میانگین توان حرارتی مفید تولیدشده توسط پیل‌های سوختی در یک سال برای ایستگاه غرب مشهد ۱ نشان داده می‌شود. همان‌طور که در شکل ۴-۱۳ مشاهده می‌شود، توان حرارتی هر کدام از سیستم‌های موردنظر از میانگین نیاز حرارتی ایستگاه در طول سال بیشتر است ولی به علت متغیر بودن نیاز حرارتی ایستگاه در زمان‌های مختلف، در تعدادی از روزها بخش زیادی از توان حرارتی تولیدشده توسط پیل‌های سوختی تلف می‌شود و در تعداد دیگری از روزها، توان حرارتی تولیدشده توسط پیل‌های سوختی پاسخگوی نیاز حرارتی ایستگاه نمی‌باشد؛ بنابراین با توجه به شکل ۴-۱۳ تنها پیل سوختی مدل DFC3000 پاسخگوی نیاز حرارتی کل سال ایستگاه می‌باشد.



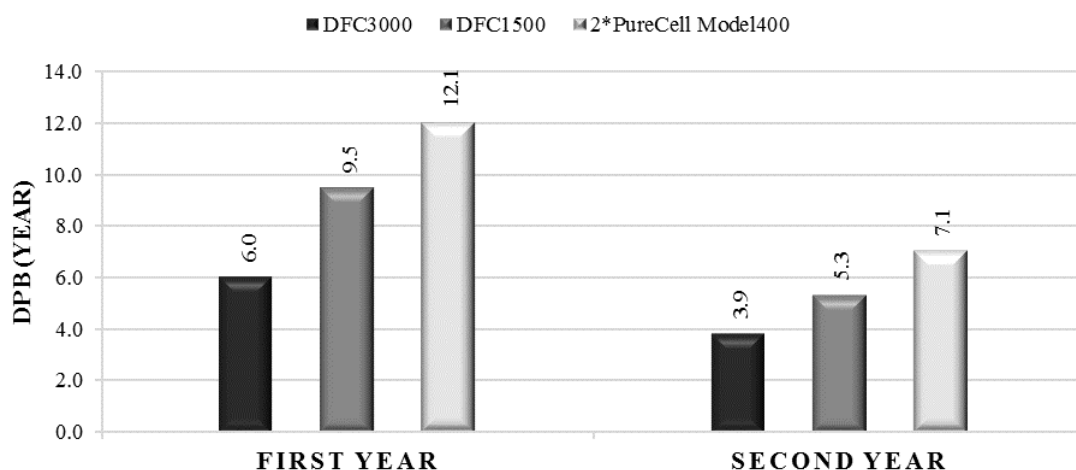
شکل ۴-۱۴ - میانگین مصرف سوخت هیتر ایستگاه غرب مشهد ۱ در سال (بدون سیستم تولید هم‌زمان)، میانگین مصرف سوخت هیتر در سال (در هر سیستم تولید هم‌زمان) و میانگین مصرف سوخت پیل‌های سوختی در سال (در هر سیستم تولید هم‌زمان)

نتایج به‌دست‌آمده برای میزان میانگین مصرف سوخت هیتر در سال در سیستم متداول (بدون سیستم تولید هم‌زمان) همراه با نمودار میانگین مصرف سوخت هیتر در سال در هر سیستم تولید هم‌زمان و همچنین میانگین مصرف سوخت پیل‌های سوختی در سال در هر سیستم تولید هم‌زمان در شکل ۴-۱۴ نشان داده می‌شود. همان‌طور که مشخص است مصرف سوخت هیتر در سیستم تولید هم‌زمانی که بتواند تمام نیاز حرارتی ایستگاه را پوشش بدهد برابر با صفر است. این شکل نیز میزان اتلاف سوخت و انرژی برای پوشش دادن نیاز حرارتی ایستگاه به علت متغیر بودن آن در طول سال را نشان می‌دهد؛ بنابراین سیستمی که ظرفیت بیشتری دارد بهتر می‌تواند اوج نیاز حرارتی ایستگاه را پوشش بدهد ولی در بسیاری از زمان‌های دیگر به علت کمتر بودن نیاز حرارتی ایستگاه از توان حرارتی پیل سوختی، ظرفیت حرارتی پیل سوختی هدر می‌رود. قبل از استفاده از این سیستم‌های CHP، ۰٫۱۵٪ از گاز عبوری ایستگاه بطور میانگین صرف گرمایش می‌شود. اما در صورت استفاده از پیل‌های سوختی این مقدار می‌تواند مقداری مابین ۰٫۵۹٪ تا ۰٫۲۲٪ از گاز عبوری ایستگاه باشد.



شکل ۴-۱۵ - سود سالیانه سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه غرب مشهد ۱

همان‌طور که در شکل ۴-۱۵ مشخص است مدل DFC3000 بیشترین سودآوری را خواهد داشت. ولی همان‌طور که در شکل ۴-۱۴ مشخص شد، استفاده از این پیل سبب افزایش مصرف سوخت و انرژی به میزان چشمگیری در مقایسه با سایر مدل‌ها خواهد شد. علت سودآوری بیشتر این محصول در ایران ارزان بودن قیمت گاز است و این احتمال وجود دارد که در کشورهای دیگر سودآوری این محصول نسبت به موارد دیگر کمتر شود.



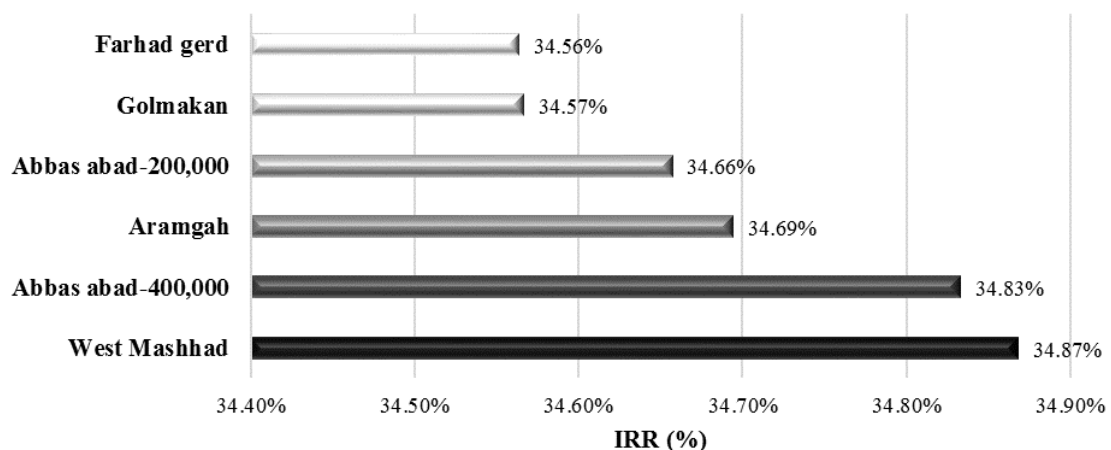
شکل ۴-۱۶ - دوره بازگشت تنزیل شده سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه غرب مشهد ۱

شکل ۴-۱۶ نشان می‌دهد که دوره بازگشت تنزیل شده فقط در یک مورد (Pure Cell Model400) بیشتر از عمر مفید دستگاه شده است که این امر نشان‌دهنده عدم توجیه‌پذیری اقتصادی آن در سال اول می‌باشد؛ اما نتایج آنالیز حساسیت بر روی هزینه‌ها نشان‌دهنده کاهش دوره بازگشت تنزیل شده باگذشت زمان می‌باشد. همان‌طور که در شکل ۴-۱۶ نشان داده شده، پیل سوختی مدل DFC3000

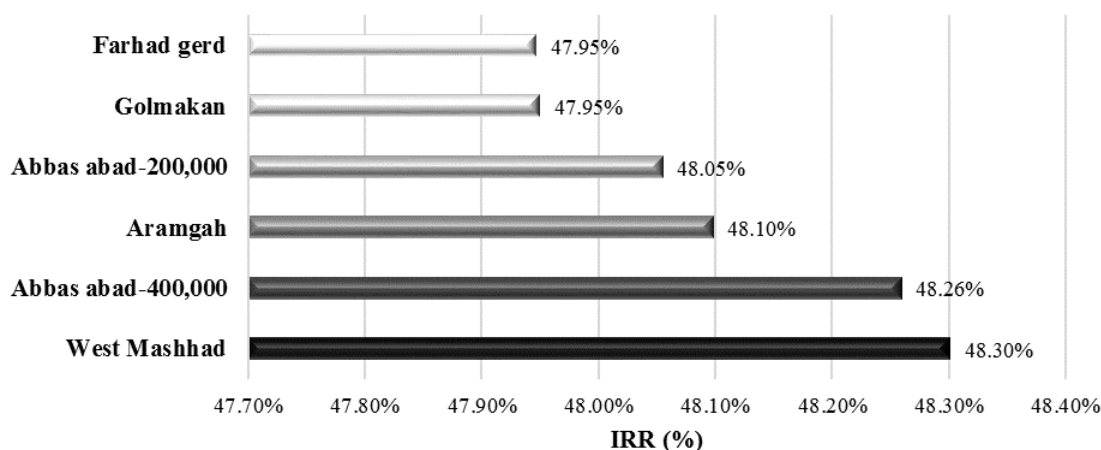
بهترین دوره بازگشت را در هر دو سال مورد بررسی دارد. علت آنکه پیل سوختی DFC1500 نیز در سال اول دارای دوره بازگشت تنزیل شده‌ای کمتر عمر مفید ۱۰ سال خود شده است؛ تأثیر سیستم کنترلی بر کاهش مصرف سوخت هیتر و صرفه‌جویی حاصل از آن می‌باشد.

۴-۳-۴ نتایج مقایسه سیستم‌های برگزیده پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار

همان‌طور که نتایج بخش‌های قبل نشان داد، پیل سوختی مدل DFC3000 در تمام حالت‌های مورد بررسی با آنالیز حساسیت در سال اول و سال دوم سرمایه‌گذاری، بهترین عملکرد فنی و اقتصادی را دارا می‌باشد. در شکل ۴-۱۷ و شکل ۴-۱۸ به ترتیب به بررسی وضعیت شاخص IRR در سال‌های اول و دوم برای پیل سوختی مدل DFC3000 در ایستگاه‌های مختلف نشان داده می‌شود. با مقایسه ایستگاه‌های مختلف می‌توان دریافت که عملکرد پیل سوختی مدل DFC3000 در ایستگاه غرب مشهد ۱ از سایر ایستگاه‌ها بهتر است. (هرچه IRR بزرگ‌تر باشد بازگشت سرمایه مطلوب‌تر خواهد بود).



شکل ۴-۱۷ - وضعیت شاخص IRR در سال اول برای پیل سوختی DFC3000 در ایستگاه‌های مختلف



شکل ۴-۱۸ - وضعیت شاخص IRR در سال دوم برای پیل سوختی DFC3000 در ایستگاه‌های مختلف

در سال دوم نیز بهترین حالت مربوط به ایستگاه غرب مشهد می‌باشد با این تفاوت که بر اثر تأثیر گذشت زمان بر قیمت دستگاه و حامل‌های انرژی، شاخص IRR نسبت به سال اول سرمایه‌گذاری افزایش پیدا می‌کند. نکته دیگری که در این دو نمودار مشخص است این است که با افزایش ظرفیت ایستگاه، وضعیت بازگشت سرمایه بهبود می‌یابد.

۵-۳-۴ انرژی بازیافت شده یا نسبت انرژی ER

نتایج نشان داد که ایستگاه غرب مشهد ۱ بیشترین ظرفیت برای استفاده از سیستم تولید هم‌زمان با پیل سوختی را دارد. از این رو پارامتر ER برای سه پیل سوختی مدل DFC3000، DFC1500 و Model400 در ایستگاه غرب مشهد ۱ در جدول ۴-۲ خلاصه شده است.

جدول ۴-۲ - نسبت انرژی سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه غرب مشهد ۱

پیل سوختی انتخابی	Model400	DFC1500	DFC3000
تعداد	2	1	1
ER (استفاده هم‌زمان از تمام انرژی تولیدی الکتریکی و حرارتی)	90%	84%	84%
ER (استفاده فقط از انرژی تولیدی الکتریکی)	38%	47%	47%
ER (در حالت کاربردی با توجه به نیاز حرارتی ایستگاه)	60%	63%	56%

همان‌طور که پیش‌از این نیز گفته شد باینکه مدل DFC3000 نسبت به سایر پیل‌های مورد بررسی دارای دوره بازگشت سرمایه کوتاه‌تری است ولی احتمال این وجود دارد که با بررسی مشابه در سایر کشورها نتایجی متفاوت به دست بیاید؛ علت این موضوع تفاوت نرخ حامل انرژی گاز طبیعی در ایران

با سایر کشورها می‌باشد. جدول ۴-۲ گواه این مطلب است که پیل سوختی با کمترین میزان بازیافت انرژی بازگشت سرمایه بهتری نسبت به سایر پیل‌های سوختی خواهد داشت و علت این موضوع مقدار زیاد توان الکتریکی تولیدشده توسط این پیل سوختی نسب به سایر پیل‌های مورد بررسی و اختلاف قیمت میان برق فروخته شده با گاز طبیعی خریداری شده می‌باشد. در جدول ۴-۲ مشاهده می‌شود که اتلاف انرژی در مدل DFC3000 در ایستگاه تقلیل فشار غرب مشهد نسبت به سایر مدل‌ها بیشتر است و این مقدار اتلاف با کمتر شدن ظرفیت ایستگاه افزایش می‌یابد.

۴-۳-۶ کاهش تولید گاز گلخانه‌ای CO₂

در جدول ۴-۳ میزان کاهش گاز گلخانه‌ای CO₂ به واسطه استفاده از سه پیل سوختی مدل DFC3000، DFC1500 و Model400 در ایستگاه غرب مشهد^۱ مشخص شده است. نتایج بررسی آلاینده‌گی نشان می‌دهد که استفاده از پیل سوختی مدل DFC3000 در ایستگاه غرب مشهد^۱ مانع از ورود سالانه ۱۲,۵۹۹ تن دی‌اکسید کربن به جو زمین می‌شود.

جدول ۴-۳ - میزان کاهش تولید گاز گلخانه‌ای CO₂ توسط سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه غرب مشهد^۱

DFC3000	DFC1500	Model400	پیل سوختی انتخابی
1	1	2	تعداد
762.04	381.02	180	میزان تولید CO ₂ توسط پیل سوختی (Kg/h)
0	44.71	141.93	میزان تولید CO ₂ توسط هیتر پشتیبان (در سیستم تولید هم‌زمان) (Kg/h)
408.24	408.24	408.24	میزان تولید CO ₂ هیترهای ایستگاه (بدون سیستم تولید هم‌زمان) (Kg/h)
1,792	896	512	میزان CO ₂ تولیدشده توسط یک نیروگاه حرارتی با ظرفیت الکتریکی معادل با پیل سوختی (Kg/h)
1,438.2	878.51	598.31	میزان کاهش CO ₂ (Kg/h)
65.36	67.36	65.02	درصد کاهش CO ₂ در سال (%)

۴-۴ نتایج حاصل از بررسی استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز

در این بخش نتایج مربوط به انتخاب بهترین روش، بهترین دبی طراحی و بهترین تعداد توربین انبساطی برای ایستگاه‌های مورد بررسی آورده شده است؛ اما مانند نتایج ارائه شده شبیه‌سازی‌های قبلی بدلیل شباهت نتایج در ایستگاه‌های مختلف تنها نتایج مربوط به ایستگاه غرب مشهد ۱ آورده شده است. نتیجه‌گیری‌ها حاصل از محاسبات بر اساس الگوریتم ارائه شده در بخش ۳-۱-۱-۳ می‌باشد. در ادامه نتایج بررسی‌های مربوط به ایستگاه‌ها به ترتیب ظرفیت ایستگاه‌ها آورده شده است. لازم به ذکر است که نتایج برای هر ایستگاه برای هر دو روش انتخابی ابتدا به صورت جداگانه آورده شده است و در آخر نتیجه نهایی هر دو روش در هر ایستگاه با یکدیگر مقایسه شده است.

۴-۴-۱ ایستگاه تقلیل فشار غرب مشهد ۱

۴-۴-۱-۱ نتایج روش اول

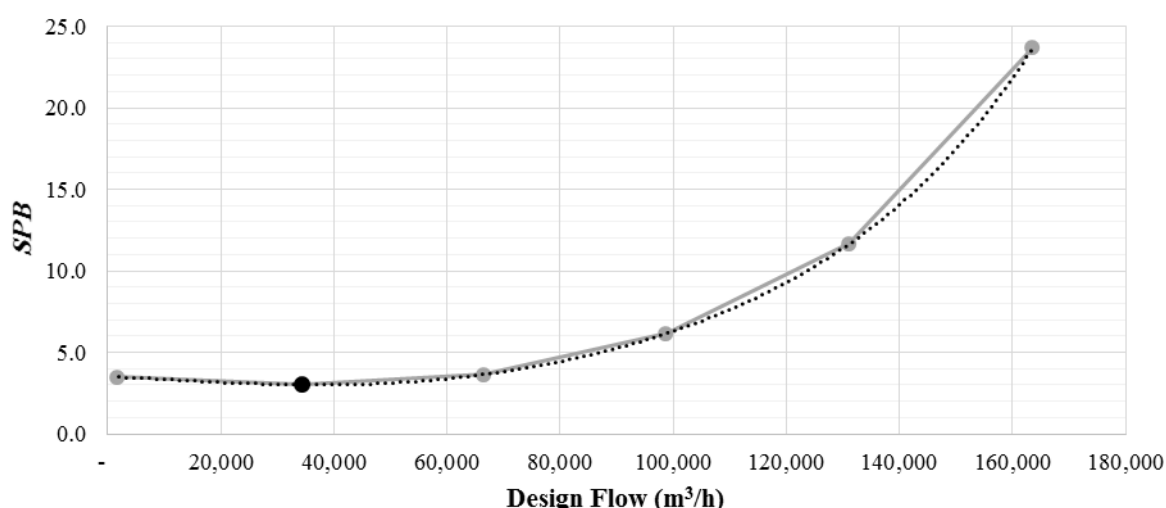
در جدول ۴-۴ نتایج مربوط به محاسبات فنی و اقتصادی برای یک توربین انبساطی با روش اول (عبور دبی از توربین انبساطی تا دبی طراحی) در ایستگاه غرب مشهد ۱ آورده شده است. (لازم به ذکر است که بهترین انتخاب بعد از برازش منحنی بر روی داده‌ها به دست آمده انتخاب خواهد شد)

جدول ۴-۴ - نتایج مربوط به محاسبات اقتصادی برای یک توربین انبساطی در روش اول در ایستگاه غرب

مشهد ۱

دبی	توان	سرمایه‌گذاری اولیه	سود سالیانه	SPB
1,952	199	213,973	61,462	3.5
34,272	3,502	2,667,848	886,887	3.0
66,592	6,804	4,691,209	1,283,050	3.7
98,912	10,106	8,672,175	1,403,348	6.2
131,232	13,408	16,997,816	1,455,332	11.7
163,552	16,711	32,061,024	1,353,947	23.7

در شکل ۴-۱۹ نتیجه برازش منحنی بر نتایج جدول ۴-۴ فوق آورده شده است.



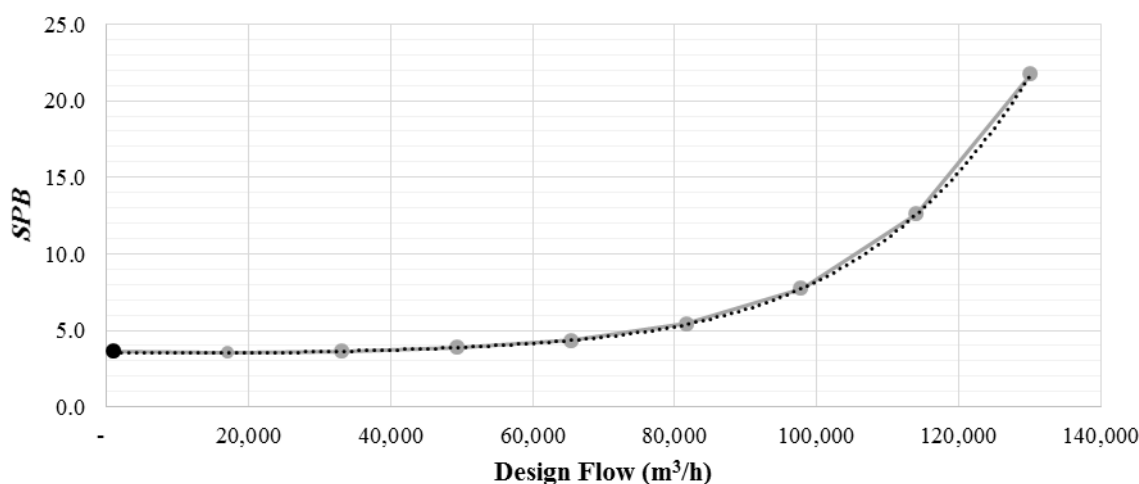
شکل ۴-۱۹ - منحنی برازش شده بر داده های جدول ۴-۴

همان طور که مشخص است با برازش منحنی بر داده های جدول ۴-۴ نقطه کمینه منحنی منطبق بر یکی از نقاط مورد بررسی قرار گرفته قرار دارد که در این نقطه دبی طراحی برابر با $34,272 \text{ m}^3/\text{h}$ و SPB برابر با 3 سال می شود. در صورتی که اطراف نقطه ای کمینه نقطه ای را مشخص کرده و با دبی مربوط به آن نقطه محاسبات مجدداً انجام داده شود. احتمال این وجود دارد که نقطه کمینه جدیدی به دست آید ولی به دلیل نزدیک بودن آن نقطه به نقطه کمینه ای که در این مرحله یافت شد و به دلیل این که محدوده نقطه کمینه با دقت بالایی مشخص شده محاسبات در این مرحله متوقف می شود. در جدول ۴-۵ نتایج مربوط به محاسبات فنی و اقتصادی برای دو توربین انبساطی با روش اول در ایستگاه غرب مشهد آورده شده است.

جدول ۴-۵ - نتایج مربوط به محاسبات اقتصادی برای دو توربین انبساطی با روش اول در ایستگاه غرب مشهد ۱

دبی	توان	سرمایه گذاری اولیه	سود سالیانه	SPB
976	100	217,671	60,680	3.6
17,136	1,751	3,144,567	895,190	3.5
33,296	3,402	5,223,816	1,427,621	3.7
49,456	5,053	7,052,188	1,819,986	3.9
65,616	6,704	9,226,449	2,120,341	4.4
81,776	8,355	12,343,366	2,273,883	5.4
97,936	10,006	16,999,708	2,198,714	7.7
114,096	11,657	23,792,242	1,887,741	12.6
130,256	13,309	33,324,453	1,530,015	21.8

در شکل ۴-۲۰ برازش منحنی بر داده های جدول ۴-۵ رسم شده است.



شکل ۴-۲۰ - منحنی برازش شده بر داده های جدول ۴-۵

همان طور که مشخص است با برازش منحنی بر داده های جدول ۴-۵ نقطه کمینه منحنی منطبق بر یکی از نقاط مورد بررسی قرار گرفته قرار دارد که در این نقطه دبی طراحی برابر با $17,136 \text{ m}^3/\text{h}$ و SPB برابر با 3.5 سال می شود.

با توجه به اینکه مقدار SPB با افزایش تعداد توربین های انبساطی افزایش یافت دیگر تعداد توربین های انبساطی را افزایش نداده؛ و بهینه ترین انتخاب در روش اول یک توربین انبساطی با دبی طراحی برابر با $34,272 \text{ m}^3/\text{h}$ خواهد بود.

۴-۴-۱-۲ نتایج روش دوم

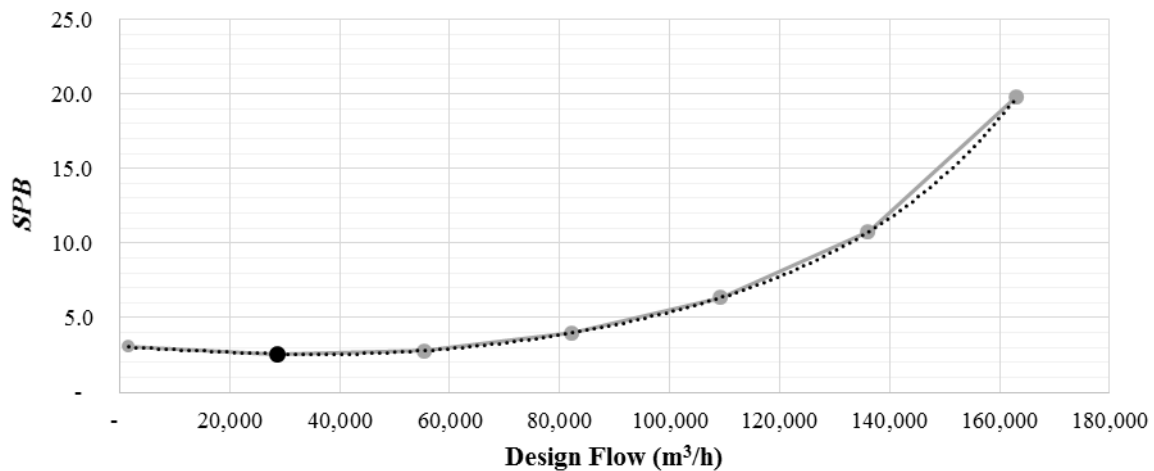
در جدول ۴-۶ نتایج مربوط به محاسبات فنی و اقتصادی برای یک توربین انبساطی با روش دوم (عبور دبی از توربین انبساطی تا ۱۲۰ درصد دبی طراحی) در ایستگاه غرب مشهد آورده شده است.

جدول ۴-۶ - نتایج مربوط به محاسبات اقتصادی برای یک توربین انبساطی با روش دوم در ایستگاه غرب

مشهد ۱

دبی	توان	سرمایه گذاری اولیه	سود سالانه	SPB
1,627	166	179,211	59,409	3.0
28,560	2,918	2,333,459	904,142	2.6
55,493	5,670	3,896,140	1,394,861	2.8
82,426	8,422	6,249,165	1,563,714	4.0
109,359	11,173	10,772,234	1,695,823	6.4
136,292	13,925	18,850,127	1,746,920	10.8
163,225	16,677	31,863,585	1,607,643	19.8

در شکل ۴-۲۱ نتیجه برازش منحنی بر نتایج جدول ۴-۶ آورده شده است.



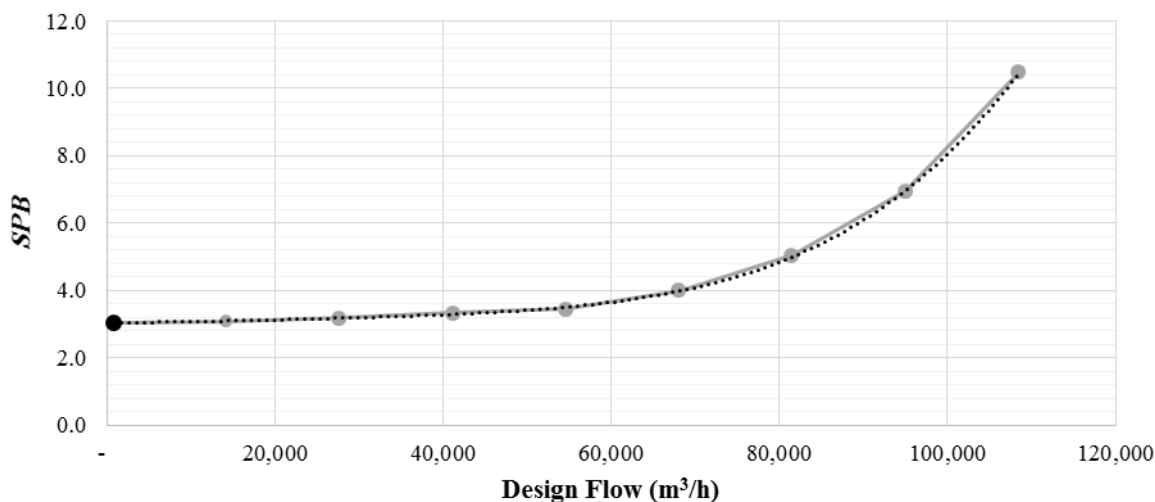
شکل ۴-۲۱ - منحنی برازش شده بر داده های جدول ۴-۶

همان طور که مشخص است با برازش منحنی بر داده های جدول ۴-۶ نقطه کمینه منحنی منطبق بر یکی از نقاط مورد بررسی قرار گرفته قرار دارد؛ که در این نقطه دبی طراحی برابر با $28,560 \text{ m}^3/\text{h}$ و SPB برابر با 2.6 سال می شود. در جدول ۴-۷ نتایج مربوط به محاسبات فنی و اقتصادی برای دو توربین انبساطی با روش دوم در ایستگاه غرب مشهد ۱ آورده شده است.

جدول ۴-۷ - نتایج مربوط به محاسبات اقتصادی برای دو توربین انبساطی با روش دوم در ایستگاه غرب مشهد ۱

دبی	توان	سرمایه گذاری اولیه	سود سالیانه	SPB
814	83	181,044	59,441	3.0
14,280	1,459	2,705,650	880,562	3.1
27,747	2,835	4,568,157	1,435,973	3.2
41,213	4,211	6,114,042	1,836,417	3.3
54,680	5,587	7,688,782	2,237,480	3.4
68,146	6,963	9,637,855	2,415,773	4.0
81,613	8,339	12,306,737	2,442,279	5.0
95,079	9,714	16,037,721	2,308,986	6.9
108,546	11,090	21,181,502	2,019,900	10.5

در شکل ۴-۲۲ برازش منحنی بر داده های جدول ۴-۷ رسم شده است.



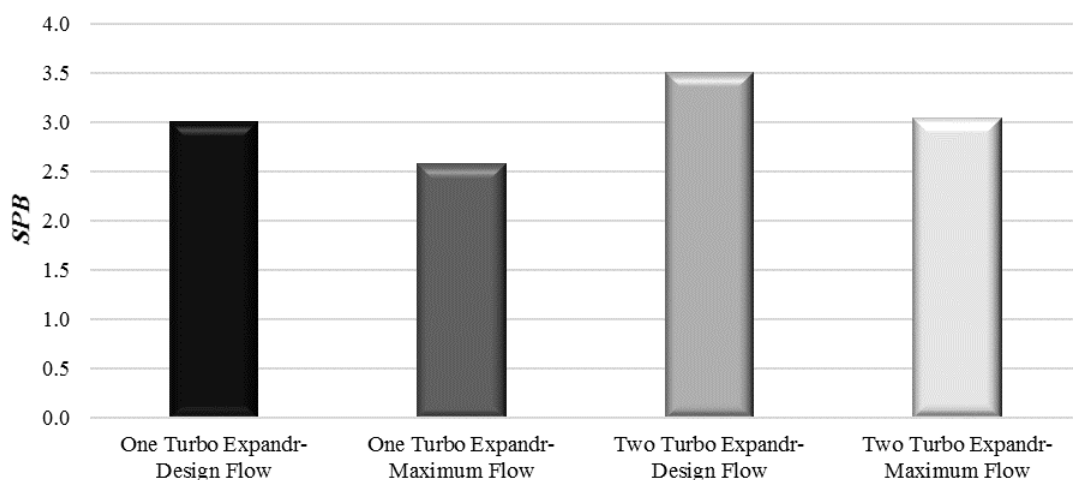
شکل ۴-۲۲ - منحنی برازش شده بر داده های جدول ۴-۷

همان طور که مشخص است با برازش منحنی بر داده های جدول ۴-۷ نقطه کمینه منحنی منطبق بر یکی از نقاط مورد بررسی قرار گرفته قرار دارد که در این نقطه دبی طراحی برابر با $814 \text{ m}^3/\text{h}$ و SPB برابر با 3 سال می شود.

با توجه به اینکه مقدار SPB با افزایش تعداد توربین های انبساطی افزایش یافت دیگر تعداد توربین های انبساطی را افزایش نداده؛ و بهینه ترین انتخاب در روش دوم یک توربین انبساطی با دبی طراحی برابر با $28,560 \text{ m}^3/\text{h}$ خواهد بود.

۳-۴-۱-۴ نتایج نهایی در ایستگاه غرب مشهد ۱

در شکل ۴-۲۱ SPB های محاسبه شده در هر دو روش فوق در کنار یکدیگر نمایش داده شده اند.



شکل ۴-۲۳ - SPB های محاسبه شده در هر دو روش برای ایستگاه غرب مشهد ۱

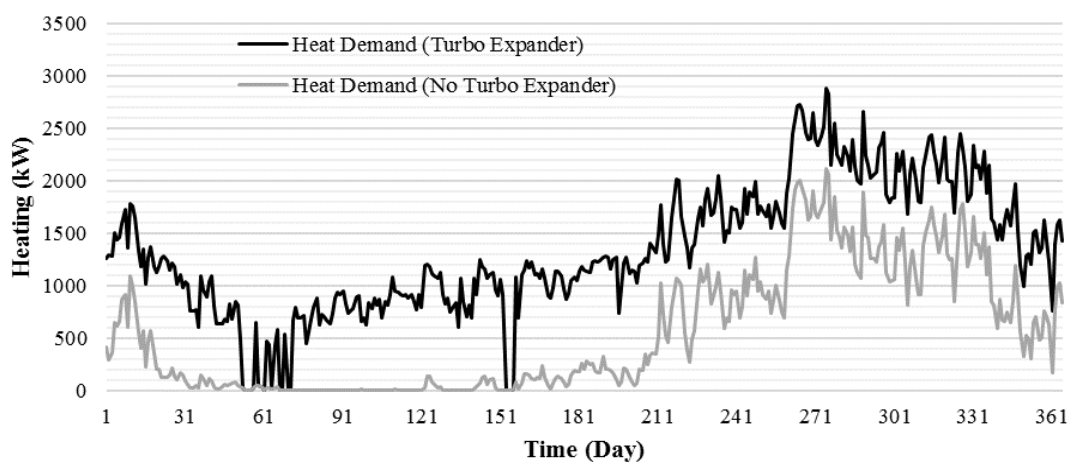
با مقایسه SPB ها (در شکل ۴-۲۲) در هرکدام از روش‌ها مورد بررسی مشخص شد که بهترین انتخاب برای ایستگاه غرب مشهد ۱ یک توربین انبساطی با دبی طراحی برابر با $28,560 \text{ m}^3/\text{h}$ و در حالتی که از تمام ظرفیت توربین انبساطی در عبور جریان استفاده شود (عبور جریان تا ۱۲۰٪ دبی طراحی) خواهد بود. اطلاعات فنی و اقتصادی مربوط به توربین انبساطی انتخاب شده برای این ایستگاه در جدول ۴-۸ آورده شده است. لازم به ذکر است که اطلاعات فنی ارائه شد در شرایط طراحی می‌باشد.

جدول ۴-۸ - مشخصات توربین انبساطی پیشنهادی برای ایستگاه غرب مشهد ۱

نام ایستگاه	غرب مشهد ۱
دبی طراحی توربین انبساطی (m^3/h)	28,560
توان نامی توربین انبساطی (kW)	2,918
فشار طراحی ورودی (kpa)	6,895
فشار طراحی خروجی (kpa)	1,724
دمای طراحی ورودی $^{\circ}\text{C}$	107
دمای طراحی خروجی $^{\circ}\text{C}$	12
سرمایه‌گذاری اولیه (\$)	2,333,459
هزینه سالیانه ثابت بهره‌برداری (\$/year)	23,335
هزینه سالیانه تعمیر و نگهداری (\$/year)	46,669
سود سالیانه (\$/year)	904,142
بازگشت ساده سرمایه (year)	2.6

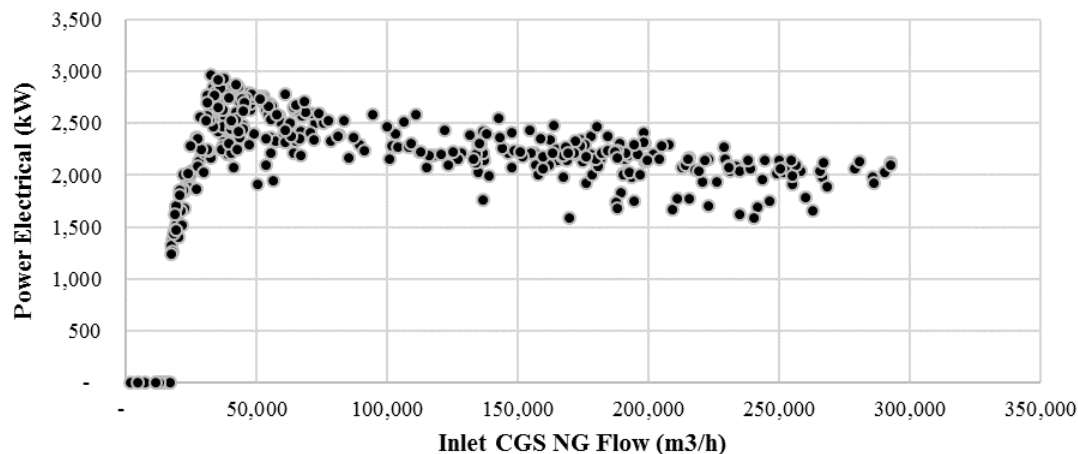
در شکل ۴-۲۴ نمودار نیاز حرارتی ایستگاه قبل از نصب توربین انبساطی انتخاب شده با شرایط بعد

از نصب آورده شده است. (دمای خروجی ایستگاه ثابت و برابر ۱۲ درجه سانتی‌گراد فرض شده)



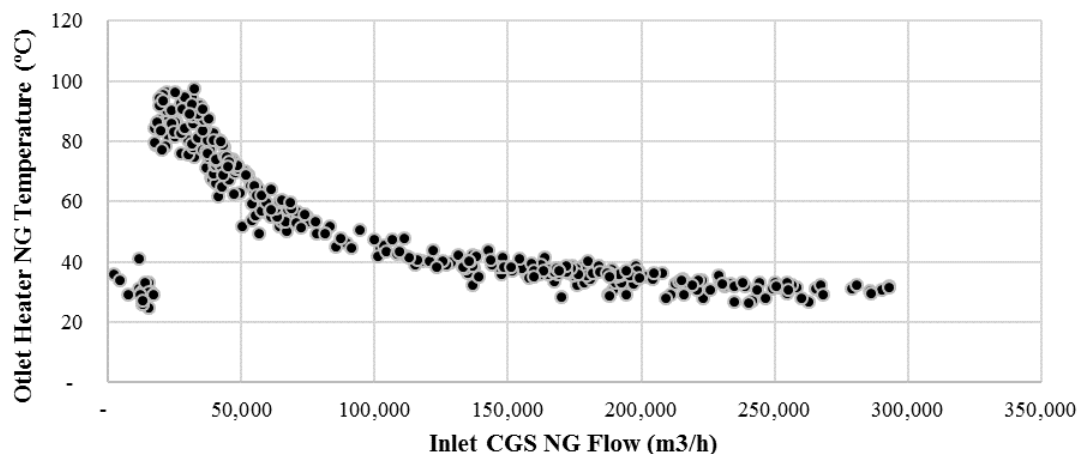
شکل ۴-۲۴ - نیاز حرارتی ایستگاه غرب مشهد ۱ قبل و بعد از نصب توربین انبساطی

همان‌طور که در شکل فوق مشخص است در نتیجه جایگذاری توربین انبساطی در ایستگاه نیاز حرارتی ایستگاه به میزان چشمگیری افزایش پیدا خواهد کرد. در شکل ۴-۲۳ روند تغییرات توان الکتریکی تولیدی توربین انبساطی با تغییرات دبی گاز عبوری از ایستگاه آورده شده است



شکل ۴-۲۵ - تغییرات توان الکتریکی تولیدی توربین انبساطی با تغییرات دبی گاز عبوری از ایستگاه غرب مشهد ۱

همان‌طور که در شکل ۴-۲۵ مشخص است با افزایش دبی ایستگاه و نزدیک شدن به دبی طراحی توربین انبساطی توان الکتریکی تولیدی توسط توربین افزایش می‌یابد و اوج این مقدار در حالتی است که دبی گاز عبوری از ایستگاه دقیقه برابر با ۱۲۰٪ دبی طراحی توربین انبساطی باشد. با بیشتر شدن دبی عبوری از ایستگاه شاهد کاهش توان الکتریکی توربین انبساطی هستیم علت این امر نیز کاهش دمای گاز ورودی به توربین و در نتیجه کاهش انرژی جریانی گاز می‌باشد. کاهش دمای گاز با عبور از نقطه‌ی مطرح‌شده را می‌توان در نمودار شکل ۴-۲۶ مشاهده کرد.



شکل ۴-۲۶ - تغییرات دمای گاز خروجی از هیتر با تغییرات دبی گاز عبوری از ایستگاه غرب مشهد ۱

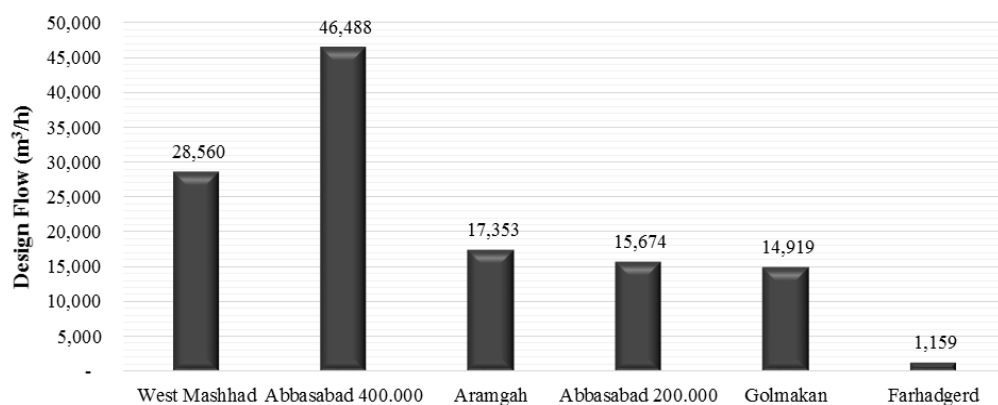
علت کاهش دما با بیشتر شدن دبی ایستگاه از ۱۲۰ درصد دبی طراحی توربین انبساطی این می‌باشد که با افزایش دبی گاز عبوری از ایستگاه دیگر توربین انبساطی ظرفیت عبور دادن گاز مازاد بر ۱۲۰٪ ظرفیت خود را ندارد. لذا مازاد گاز از شیر انبساطی عبور داده می‌شود و شیر انبساطی همان‌طور که در بخش نتایج بررسی ایستگاه‌ها مشخص شد نیاز به دما ورودی بالایی ندارد و با وارد شدن گاز با دمای بالا به شیر انبساطی خروجی گاز از آن نیز گرم‌تر از خروجی گاز از توربین انبساطی می‌باشد. پس گاز خروجی از شیر انبساطی می‌تواند گاز خروجی از توربین انبساطی را گرم کند بنابراین نیاز به دمای بالاتر در ورودی توربین انبساطی و شیر انبساطی کاهش می‌یابد.

۴-۴-۷ نتایج مقایسه سیستم‌های برگزیده توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار

در این قسمت وضعیت فنی و اقتصادی ایستگاه‌ها بعد از انتخاب و جایگذاری توربین انبساطی مناسب با یکدیگر مقایسه خواهند شد. همان‌طور که از بررسی موردی ایستگاه‌ها مشخص شد بهترین انتخاب برای هر ایستگاه از نظر بازگشت سرمایه یک توربین انبساطی و در شرایط استفاده حداکثری از آن (عبور دبی از توربین انبساطی تا ۱۲۰٪ دبی طراحی توربین انبساطی) خواهد بود.

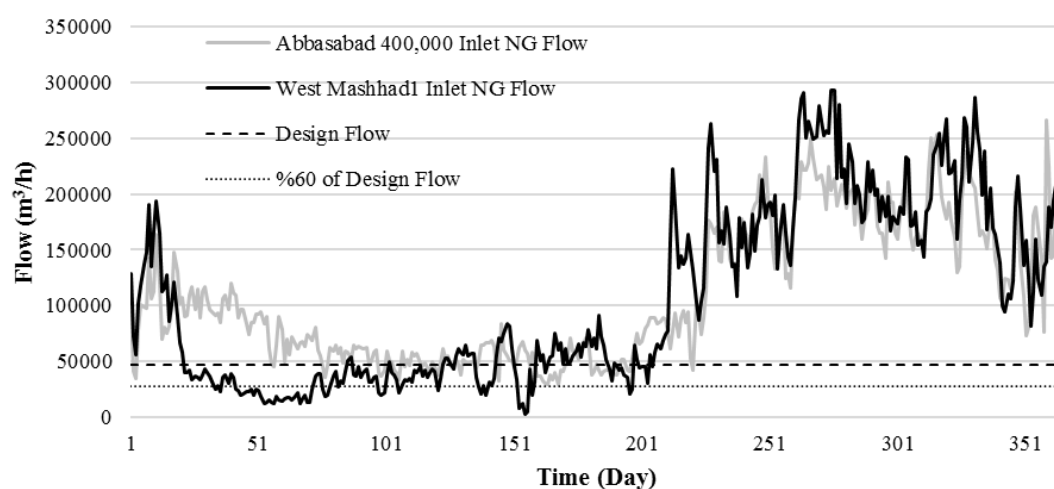
۴-۴-۷-۱ نتایج فنی

در نمودار شکل ۴-۲۷ دبی طراحی بهترین توربین انبساطی در هر ایستگاه با یکدیگر مقایسه شده است.



شکل ۴-۲۷- دبی طراحی توربین‌های انبساطی انتخاب شده در هر ایستگاه

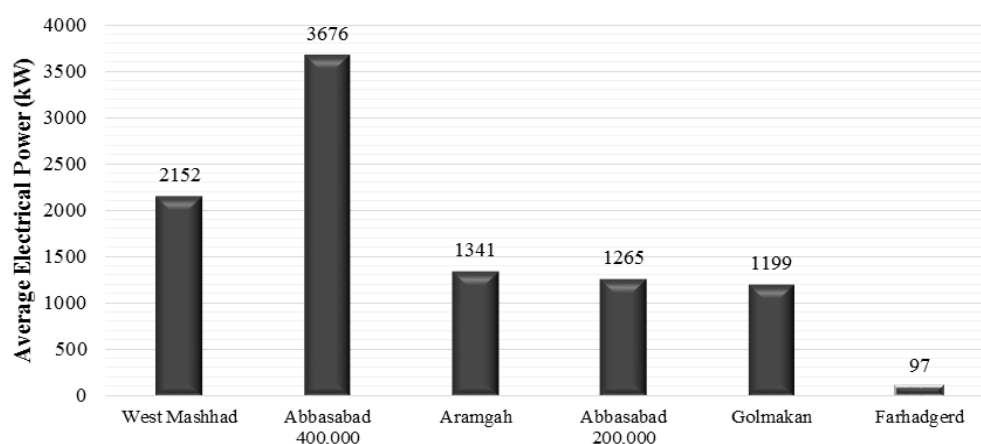
نمودار فوق حاوی دو مطلب قابل تأمل است یکی نزدیک بودن دبی‌های طراحی توربین‌های انبساطی در ایستگاه‌های آرامگاه، عباس‌آباد ۲۰۰,۰۰۰ و گلمکان که دو ایستگاه اول از نظر میانگین دبی گاز عبوری در سال بیشتر از ایستگاه گلمکان هستند و دیگری اختلاف زیاد دبی‌های طراحی توربین‌های انبساطی در ایستگاه‌های عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ و غرب مشهد ۱ می‌باشد در حالی که ظرفیت این دو ایستگاه تقریباً به یک اندازه و میانگین دبی گاز گذرنده از آن دو نیز نزدیک به یکدیگر بوده. علت این امر را می‌توان در نمودار شکل ۴-۲۶ جستجو کرد.



شکل ۴-۲۸ - دبی عبوری از ایستگاه‌های غرب مشهد ۱ و عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ دبی طراحی و حداقل دبی قابل عبور از توربین انبساطی انتخاب شده در ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰

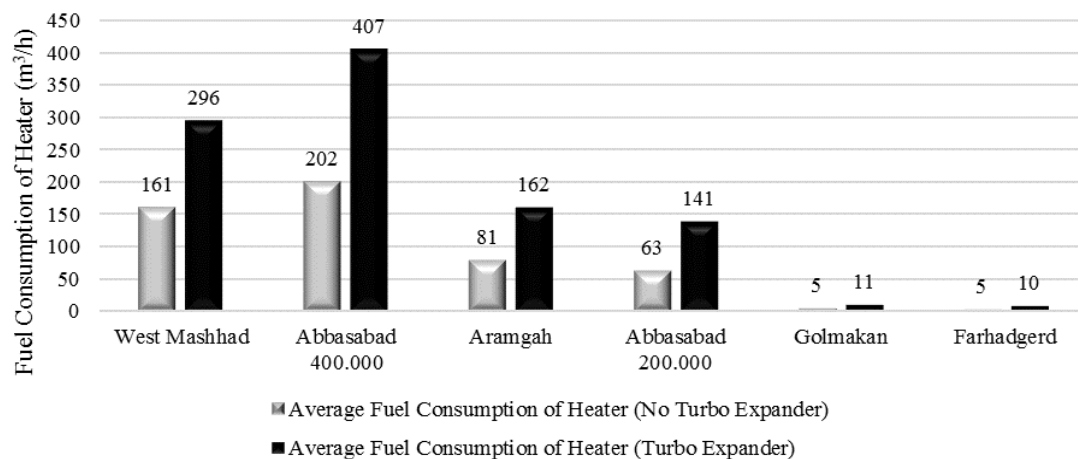
همان‌طور که در نمودار فوق مشخص است مینیمم جریان گاز عبوری در ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ بیشتر از مینیمم جریان گاز عبوری در ایستگاه غرب مشهد ۱ می‌باشد. حال فرض کنیم که توربین انبساطی با ظرفیت انتخابی برای ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ در ایستگاه غرب مشهد ۱ جایگذاری می‌کردیم؛ که در شکل ۴-۲۸ با خط چین مشخص شده است. نتیجه آن می‌شد که در تعدادی از روزهای سال دبی عبوری از ایستگاه به‌اندازه حداقل دبی مجاز برای عبور از توربین انبساطی (که در شکل ۴-۲۶ با نقطه چین مشخص شده) نبود در نتیجه توربین انبساطی از مدار خارج می‌شد و تمام جریان گاز از شیر انبساطی عبور می‌کرد. در نتیجه می‌توان گفت ظرفیت ایستگاه یا میانگین دبی عبوری از ایستگاه در طول یک سال نمی‌تواند به‌تنهایی پارامتری تأثیرگذار در انتخاب توربین انبساطی باشد

بلکه تغییرات دبی گاز گذرنده نیز تأثیرگذار خواهد بود به این تغییرات نسبت به میانگین انحراف از معیار می‌گویند. این بدان معنی است که اگر دو ایستگاه شرایطی برابر از نظر میانگین دبی گاز عبوری از ایستگاه را داشتند، ایستگاهی توانایی استفاده از توربین انبساطی بزرگ‌تری را خواهد داشت که در آن ایستگاه انحراف از معیار (و یا واریانس) کمتر باشد. همین توجیه را نیز می‌توان برای نزدیک بودن دبی طراحی توربین‌های انبساطی در ایستگاه‌های آرامگاه، عباس‌آباد ۲۰۰,۰۰۰ و گل‌مکان آورد. با این تفاوت که میزان انحراف از معیار دبی گذرنده از ایستگاه گل‌مکان به اندازه‌ای کم بوده که این ایستگاه توانایی نصب توربین انبساطی با ظرفیتی تقریباً برابر با ایستگاه‌های بزرگ‌تر از خود (آرامگاه و عباس‌آباد ۲۰۰,۰۰۰) را دارا است؛ اما چه عاملی سبب می‌شود که انحراف از معیار برای دبی گذرنده از ایستگاه کم شود؟ اگر به نمودار دبی گذرنده از ایستگاه‌ها که در فصل سوم آمده بود مراجعه شود (شکل ۳-۱۰) مشاهده می‌شود که دبی گاز عبوری از ایستگاه‌ها در فصول گرم سال به دلیل کاهش نیاز حرارتی برای مصرف گرمایشی خانگی کاهش چشمگیری می‌یابد؛ اما در ایستگاه‌های عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ و گل‌مکان این مقدار کاهش کمتر می‌باشد. احتمالاً علت این موضوع تأمین گاز مصرفی صنایع توسط این دو ایستگاه می‌باشد و این عامل سبب شده که میزان کاهش دبی گازی که در فصول گرم سال در سایر ایستگاه‌ها رخ می‌دهد در این دو ایستگاه به نسبت ایستگاه‌های دیگر کمتر باشد. در نمودار شکل ۴-۲۷ میانگین توان الکتریکی تولیدشده در طول یک سال ناشی از به‌کارگیری بهترین توربین انبساطی در هر ایستگاه با یکدیگر مقایسه شده است.



شکل ۴-۲۹ - توان الکتریکی تولیدشده توسط توربین‌های انبساطی انتخاب شده در هر ایستگاه

همان‌طور که در شکل ۴-۲۹ مشخص است با بزرگ‌تر شدن اندازه توربین انبساطی از نظر دبی طراحی شاهد افزایش تولید توان الکتریکی در آن نیز هستیم. در نمودار شکل ۴-۲۸ میانگین مصرف ساعتی سوخت هیتر در طول یک سال در شرایط قبل (شرایط فعلی) و بعد از نصب توربین انبساطی آورده شده است.



شکل ۴-۳۰ - میانگین مصرف سوخت هیتر در شرایط قبل و بعد از نصب توربین انبساطی انتخاب شده در هر ایستگاه

جدول ۴-۹ - میزان کاهش CO₂ در نتیجه استفاده از سیستم تولید هم‌زمان پیل سوختی و توربین انبساطی

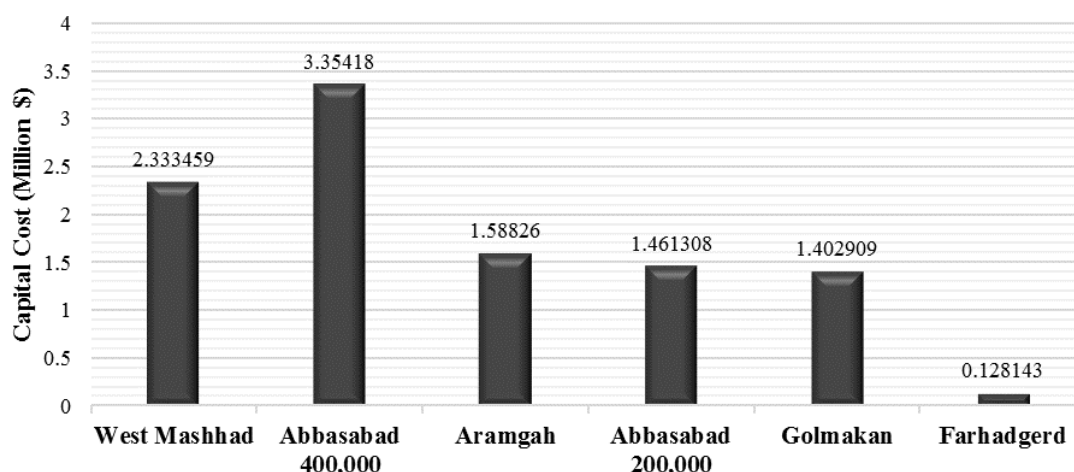
نام ایستگاه	میانگین توان الکتریکی تولید شده توسط توربین انبساطی (kW)	میزان تولید CO ₂ هیترهای ایستگاه (با سیستم توربین انبساطی) (Kg/h)	میزان تولید CO ₂ هیترهای ایستگاه (بدون سیستم توربین انبساطی) (Kg/h)	میزان CO ₂ تولید شده توسط یک نیروگاه حرارتی با ظرفیت الکتریکی معادل با توربین انبساطی (Kg/h)	میزان کاهش CO ₂ در سال (%)	درصد کاهش
غرب مشهد ۱	2152	748.42	408.52	1377.28	1,037.38	58.09
عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰	3676	1029.47	511.36	2352.64	1,834.53	64.05
آرامگاه	1341	409.46	204.81	858.24	653.59	82.73
عباس‌آباد ۲۰۰,۰۰۰	1265	356.50	159.91	809.6	613.01	63.23
گلمکان	1199	28.00	13.84	767.36	753.2	96.42
فرهادگرد	97	24.19	11.90	62.08	49.79	67.3

تقریباً مصرف سوخت هیترها بعد از نصب توربین انبساطی دو برابر مصرف آنها قبل از نصب توربین انبساطی شده است. در جدول ۹-۴ میزان کاهش گاز گلخانه‌ای CO₂ در نتیجه‌ی استفاده از سیستم‌های منتخب در هر ایستگاه آورده شده است

همان‌طور که از جدول ۹-۴ مشخص است بیشترین میزان کاهش CO₂ مربوط به سیستم پیشنهادی در ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ می‌باشد.

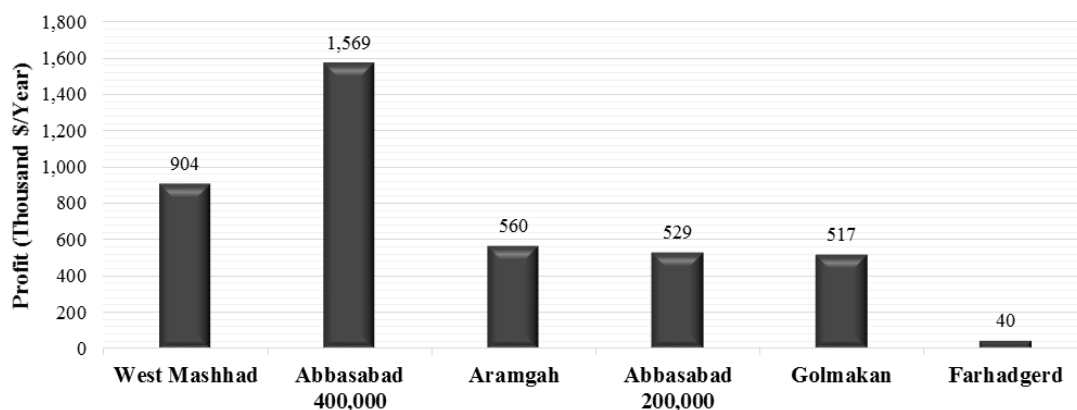
۲-۷-۴ نتایج اقتصادی

در شکل ۲۹-۴ میزان سرمایه‌گذاری اولیه برای سیستم‌های پیشنهادی در ایستگاه‌های مورد بررسی با یکدیگر مقایسه شده است.



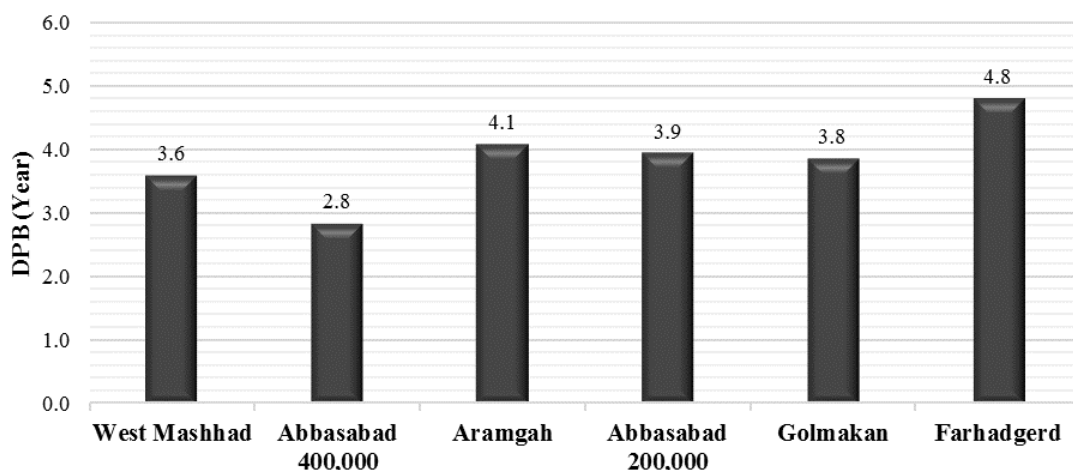
شکل ۲۹-۴ - هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برای هر کدام از طرح‌های پیشنهادی در ایستگاه‌ها

مقدار سرمایه‌گذاری اولیه بر اساس فرمول ارائه‌شده در بخش ۱-۷-۳ متناسب با توان نامی الکتریکی توربین انبساطی می‌باشد. در شکل ۳۱-۴ میزان سودآوری اجرای هر کدام از طرح‌های پیشنهادی در ایستگاه‌های مورد بررسی با یکدیگر مقایسه شده‌اند.



شکل ۴-۳۲ - سود سالیانه هر کدام از طرح های پیشنهادی در هر ایستگاه

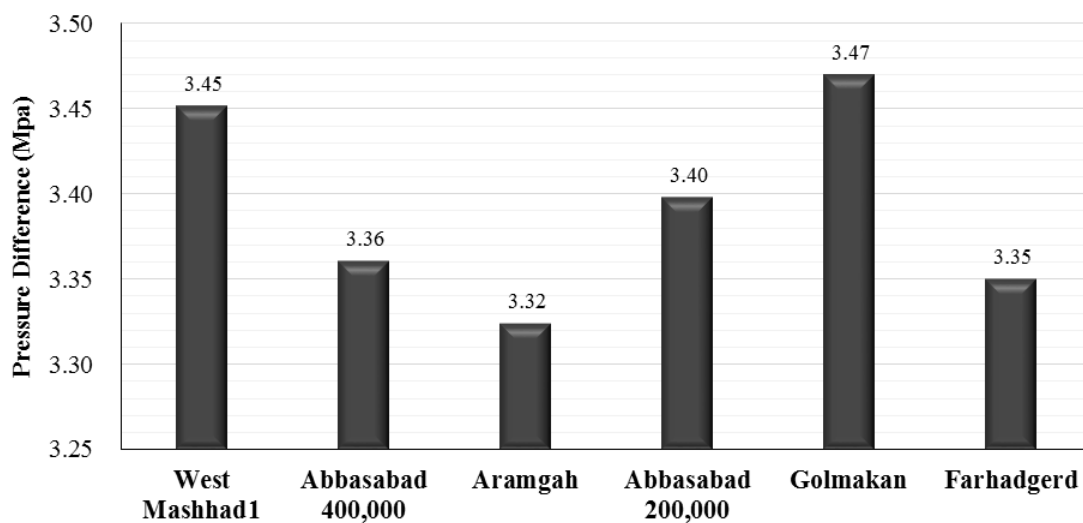
میزان سودآوری هر طرح نیز متناسب با توان الکتریکی تولیدی توسط توربین انبساطی می باشد. در شکل ۴-۳۱ زمان بازگشت تنزیل شده سرمایه گذاری اولیه (با توجه به نرخ تنزیل ۱۶٪) در هر کدام از طرح های پیشنهادی در ایستگاه های مورد بررسی با یکدیگر مقایسه شده اند.



شکل ۴-۳۳ - مدت زمان بازگشت تنزیل شده سرمایه برای طرح های پیشنهادی در ایستگاه ها

با توجه به نمودار شکل ۴-۳۳ بهترین طرح ها از نظر اقتصادی و بازگشت تنزیل شده سرمایه به ترتیب طرح پیشنهادی در ایستگاه عباس آباد ۴۰۰,۰۰۰، طرح پیشنهادی در ایستگاه غرب مشهد ۱، طرح پیشنهادی در ایستگاه گلستان، طرح پیشنهادی در ایستگاه عباس آباد ۲۰۰,۰۰۰، طرح پیشنهادی در ایستگاه آرامگاه و طرح پیشنهادی در ایستگاه فرهادگرد می باشد. اگر به نمودارهای که پیش از این آورده شده مراجعه شود؛ مشاهده می شود میزان سرمایه گذاری اولیه، تولید توان الکتریکی و دبی طراحی بهترین توربین انبساطی در هر ایستگاه متناسب با یکدیگر اند اما نمودار شکل ۴-۳۱ تفاوتی با نمودارهای

مذکور دارد و آن هم کمتر بودن دوره بازگشت تنزیل شده سرمایه‌گذاری در ایستگاه گل‌مکان نسبت به ایستگاه‌های آرامگاه و عباس‌آباد ۲۰۰۰۰۰ می‌باشد و این موضوع تناسبی با میزان سرمایه‌گذاری هر کدام از طرح‌ها که در شکل ۴-۲۹ مطرح شده ندارد. علت این تفاوت را می‌توان در پارامتر تاثیرگذار دیگری که پوزویل هم به آن اشاره کرده جستجو کرد [12]. این پارامتر اختلاف فشار در ورودی و خروجی توربین انبساطی می‌باشد. آنتالپی گاز تابعی از فشار آن می‌باشد بنابراین افزایش و کاهش فشار سبب افزایش و کاهش آنتالپی در ورودی و خروجی توربین انبساطی خواهد شد. با افزایش اختلاف فشار، اختلاف آنتالپی‌ها نیز در ورودی و خروجی توربین انبساطی افزایش می‌یابد و طبق رابطه ۹ این افزایش سبب افزایش توان تولید شده توسط توربین انبساطی خواهد شد. میانگین اختلاف فشار در مدت یک سال برای ایستگاه‌های مورد بررسی در شکل ۴-۳۲ آورده شده است.

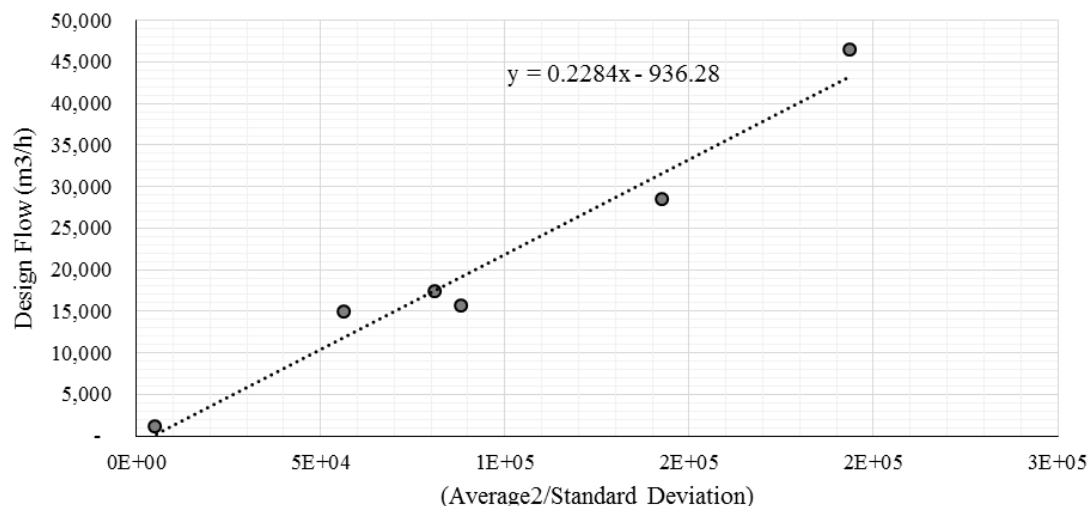


شکل ۴-۳۴ - میانگین اختلاف فشار در ورودی و خروجی ایستگاه‌ها در مدت یک سال

در شکل ۴-۳۴ مشاهده می‌شود؛ میانگین اختلاف فشار در ورودی و خروجی توربین انبساطی در ایستگاه گل‌مکان بیشتر از ایستگاه‌های آرامگاه و عباس‌آباد ۲۰۰۰۰۰ است؛ و این امر سبب افزایش سود دهی طرح نسبت به سرمایه‌گذاری اولیه آن شده است. این موضوع سبب کاهش زمان بازگشت تنزیل شده سرمایه‌گذاری در ایستگاه گل‌مکان نسبت به ایستگاه‌های آرامگاه و عباس‌آباد ۲۰۰۰۰۰ شده است.

۳-۷-۴ نتایج نهایی

همان‌طور که در بخش ۷-۴-۱-۴ گفته شد تعیین دبی طراحی توربین انبساطی مناسب برای یک ایستگاه تابع دو پارامتر می‌باشد؛ که یکی میانگین دبی گاز عبوری از ایستگاه در طول یک سال (که هرچه بیشتر باشد احتمالاً توربین انبساطی از نظر دبی طراحی نیز بزرگ‌تر خواهد شد) و دیگری انحراف از معیار دبی گاز عبوری از ایستگاه می‌باشد (که هرچه کوچک‌تر باشد توربین انبساطی از نظر دبی طراحی بزرگ‌تر می‌شود). اگر میانگین دبی عبوری بر انحراف از معیار دبی عبوری از ایستگاه تقسیم شود حاصل عبارتی می‌شود که با افزایش میانگین دبی عبوری افزایش می‌یابد و با کاهش انحراف از معیار نیز افزایش می‌یابد اما مانعی که بر سر راه است کاهش انحراف از معیار با کاهش میانگین دبی عبوری از ایستگاه است. برای آنکه بزرگ‌تر شدن کسر معیاری متناسب با بیشتر شدن دبی طراحی برای توربین انبساطی باشد صورت کسر (میانگین دبی عبوری) به توان ۳ می‌رسد. با استفاده از این رابطه می‌توان به نمودار شکل ۴-۳۳ دست یافت؛ که بر اساس دبی‌های طراحی توربین‌های انبساط در هر ایستگاه و حاصل عبارت مذکور در همان ایستگاه‌ها به دست آمده.



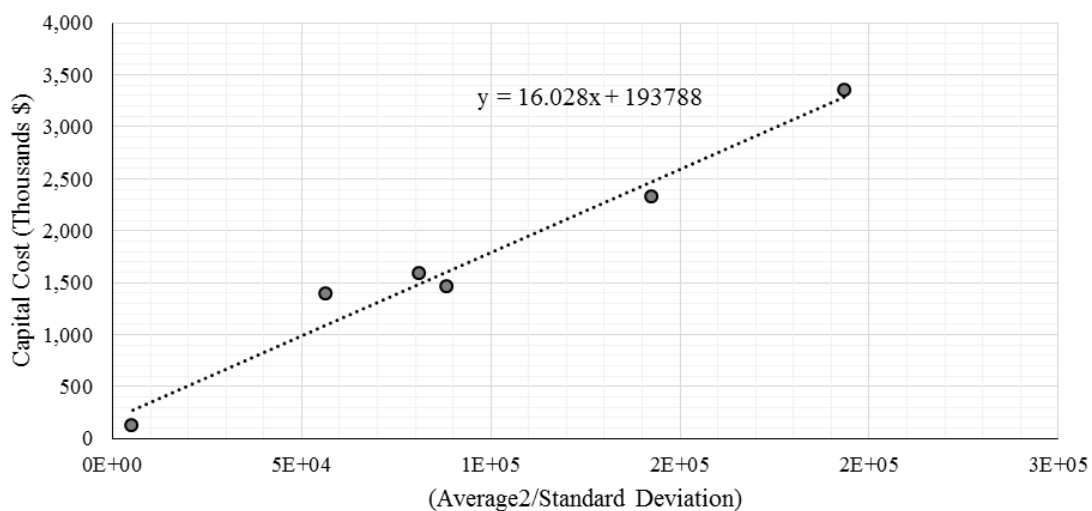
شکل ۴-۳۵ - تغییرات دبی طراحی بهترین توربین انبساطی نسبت به تغییرات میانگین دبی سالانه گاز عبوری و انحراف از معیار آنها

با برازش خطی بر داده‌های به‌دست‌آمده می‌توان رابطه‌ای یافت که مقدار دبی طراحی برای توربین انبساطی را با توجه به دبی گاز عبوری از ایستگاه در مدت یک سال، با تقریب مناسبی محاسبه کند؛ که این رابطه بدین شکل می‌باشد.

$$\dot{v}_{des} = 0.2284 \left(\frac{AV_{\dot{v}}^2}{SD} \right) - 936.28 \quad (4-1)$$

در رابطه (۴-۱) $AV_{\dot{v}}$ میانگین دبی عبوری گاز از ایستگاه در مدت یک سال، SD معرف انحراف از معیار دبی‌های روزانه عبوری گاز از ایستگاه در مدت یک سال و $\dot{v}_{des}$ دبی طراحی توربین انبساطی می‌باشد.

همچنین می‌توان به روش فوق نموداری برای سرمایه‌گذاری اولیه به دست آورد.



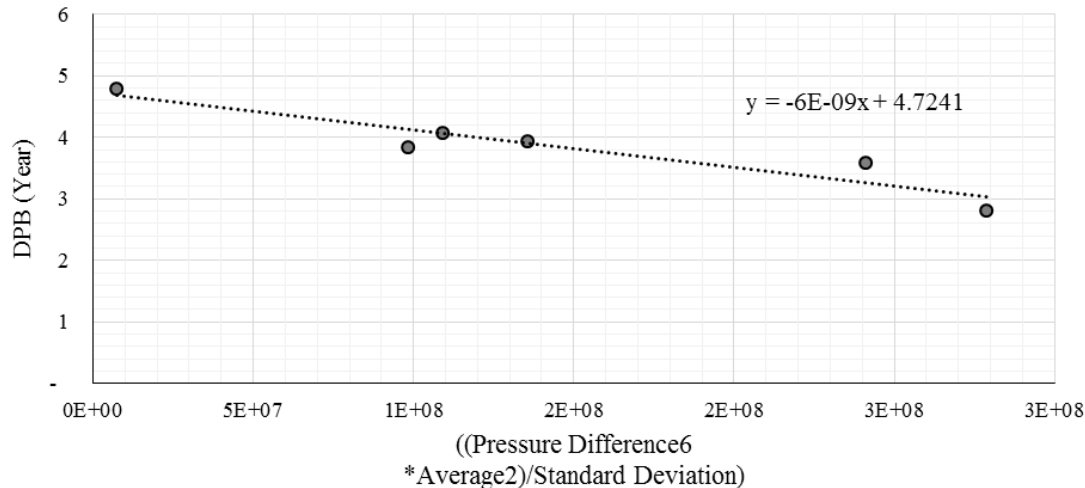
شکل ۴-۳ - تغییرات سرمایه‌گذاری اولیه برای بهترین توربین انبساطی نسبت به تغییرات میانگین دبی سالانه گاز عبوری و انحراف از معیار آن‌ها

با برازش خطی بر داده‌های حاصله می‌توان به رابطه‌ای برای تخمین هزینه سرمایه‌گذاری اولیه طرح در ایستگاه دست‌یافت؛ که این رابطه بدین شکل می‌باشد.

$$CC_{ex} = 16.028 \left(\frac{AV_{\dot{v}}^2}{SD} \right) + 193788 \quad (4-2)$$

در رابطه (۴-۲) CC_{ex} هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برحسب دلار می‌باشد.

همچنین می‌توان به همین روش نموداری برای زمان بازگشت تنزیل شده سرمایه‌گذاری نیز به دست آورد.



شکل ۴-۳ - تغییرات زمان بازگشت تنزیل شده سرمایه‌گذاری برای بهترین طرح نسبت به تغییرات میانگین دبی سالانه گاز عبوری و انحراف از معیار آنها

با برازش خطی بر داده‌های حاصله می‌توان به رابطه‌ای برای تخمین زمان بازگشت تنزیل شده طرح نیز با توجه به وضعیت دبی عبوری از ایستگاه دست‌یافت؛ که این رابطه بدین شکل می‌باشد.

$$DPB = -6 \times 10^{-9} \left(\frac{AV_V^3 \times \Delta P^6}{SD} \right) + 4.7241 \quad (4-3)$$

در رابطه (۴-۳) DPB زمان بازگشت تنزیل شده سرمایه برحسب سال می‌باشد.

۴-۵ نتایج حاصل از بررسی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان برق و حرارت مبتنی بر پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز

در این بخش وضعیت استفاده هم‌زمان از سیستم توربین‌های انبساطی انتخاب‌شده در ایستگاه‌ها را به همراه سیستم تولید هم‌زمان پیل سوختی موردبررسی قرار می‌دهیم. همان‌طور که در فصل ۳ و در بخش ۸-۳ گفته شد وضعیت توربین‌های انبساطی انتخاب‌شده در ایستگاه‌ها همان نتایج بخش قبل (بخش ۴-۴-۷) است. در این قسمت به بررسی سیستم تولید هم‌زمانی پرداخته خواهد شد که بهترین

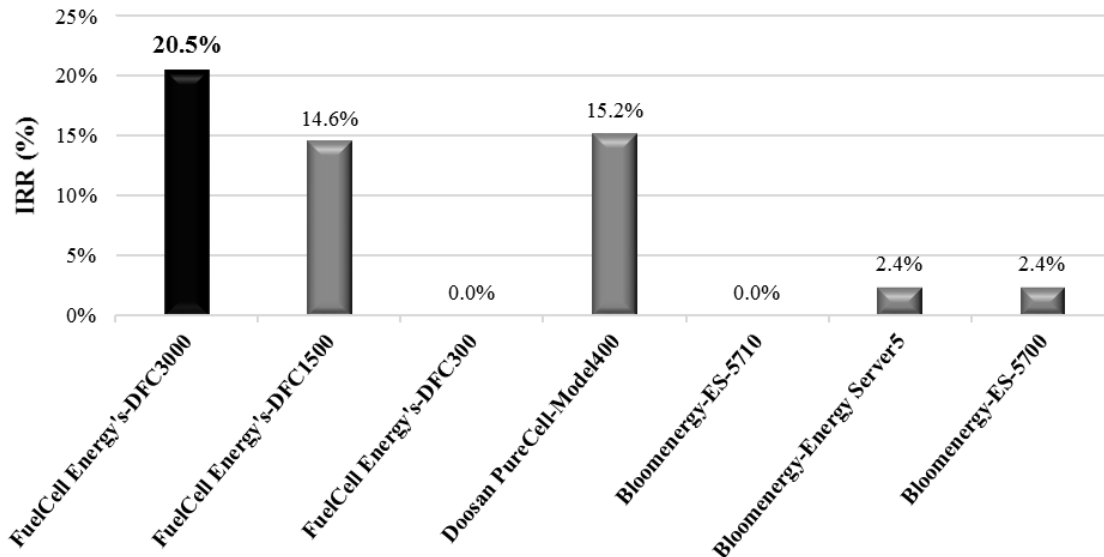
وضعیت اقتصادی از نقطه نظر بازگشت سرمایه در ایستگاه را بتواند ایجاد کند. لازم به یادآوری است که در بخش ۴-۳-۱ نتایج مربوط به سیستم تولید همزمان پیل‌های سوختی مشخص شد که استفاده از سیستم پیل سوختی در شرایط فعلی دارای عدم توجیه اقتصادی می‌باشد. پس بررسی سیستمی تولید همزمان پیل سوختی و توربین انبساطی در شرایط فعلی توجیه‌پذیر نمی‌باشد و این بررسی می‌بایست به کمک آنالیز حساسیت در سال‌های آتی انجام گیرد؛ که در این بخش به بررسی اقتصادی در دو سال مانند بررسی صورت گرفته در بخش ۳-۳-۰۴ پرداخته شده است یعنی اگر سرمایه‌گذاری در سال بعد اتفاق (سال اول) بیافتد وضعیت اقتصادی چگونه خواهد شد و اگر سرمایه‌گذاری دو سال دیگر (سال دوم) اتفاق بیافتد وضعیت اقتصادی طرح چگونه خواهد بود پرداخته شده است. در این قسمت با توجه به نتایج حاصل از بررسی سیستم تولید همزمان پیل سوختی مجدداً فرآیند انتخاب پیل سوختی را انجام می‌دهیم که علت این بررسی مجدد در ادامه ذکر خواهد شد.

۱-۵-۴ نتایج مرحله اول فرآیند انتخاب

همان‌طور که در نتایج بخش ۳-۳-۰۴ آمده است بهترین پیل سوختی از نظر شاخص‌های اقتصادی در تمامی ایستگاه‌ها پیل سوختی DFC3000 بود. این امر سبب این شد که در این مرحله معیار انتخابی علاوه بر معیار انتخاب ارائه شده برای انتخاب بهترین پیل سوختی که در بخش ۱-۱-۰۳ به آن اشاره شد اضافه شود. در توضیح این معیار جدید می‌توان این مطلب را گفت که پیل سوختی مدل DFC3000 را در بدترین شرایط کاریش یعنی در حالتی که از توان حرارتی تولیدشده پیل استفاده نشود و فقط از انرژی الکتریکی تولیدشده توسط آن استفاده شود با سایر پیل‌ها که در ایده آل‌ترین وضعیت خودکار می‌کنند مقایسه کنیم. این مقایسه مانند همان روش ارائه شده در بخش ۳-۱-۱-۰۱ می‌باشد با این تفاوت که در این مقایسه توان حرارتی تولیدشده توسط پیل سوختی مدل DFC3000 را برابر با صفر قرار می‌دهیم. با توجه به نتایج بخش ۱-۳-۰۴ که در آن پیل‌های سوختی در ایده آل‌ترین شرایط در زمان فعلی (سال صفرم) دارای عدم بازگشت سرمایه بودند. بررسی جدید را با آنالیز حساسیت و از سال صفرم به بعد شروع می‌کنیم.

۴-۵-۱-۱ آنالیز حساسیت

در شکل ۴-۳۶ نتیجه آنالیز حساسیت در سال اول آورده شده است.

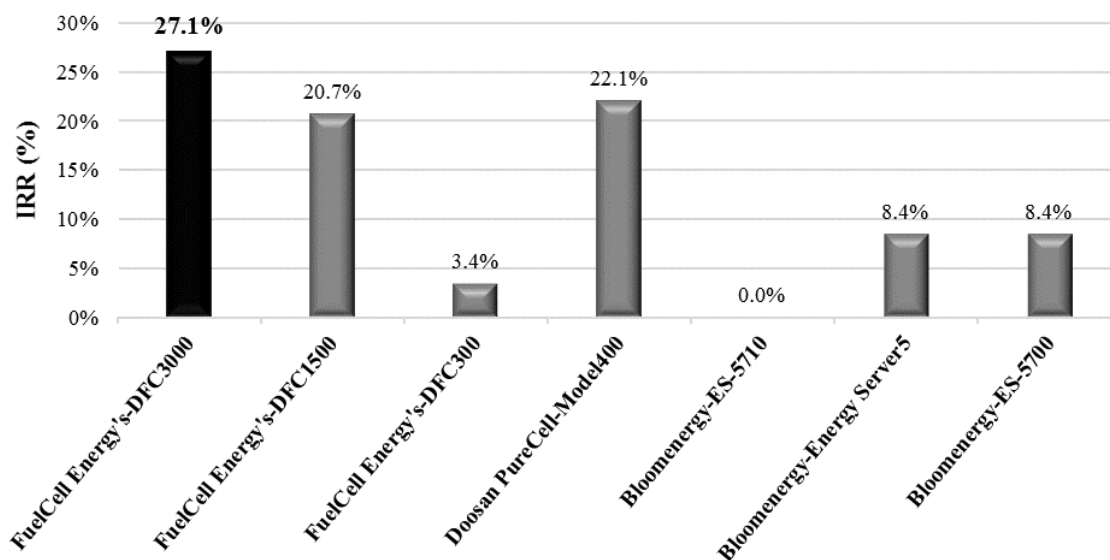


شکل ۴-۳۸ - شاخص IRR در ایده آل ترین شرایط برای پیل های سوختی مورد بررسی در سال اول

همان طور که در شکل ۴-۳۸ مشخص است پیل سوختی مدل DFC3000 در بدترین شرایط استفاده

(یعنی عدم استفاده از گرمای تولیدی پیل) از سایر مدل های مورد بررسی که در شرایط ایده آل

قرار گرفته اند دارای وضعیت اقتصادی بهتری می باشد



شکل ۴-۳۹ - شاخص IRR در ایده آل ترین شرایط برای پیل های سوختی مورد بررسی در سال دوم

سال دوم نیز وضعیتی مشابه با سال اول خواهد داشت؛ بنابراین با توجه به شکل ۴-۳۸ و شکل ۴-۳۹ در این بخش تنها از پیل سوختی مدل DFC3000 استفاده خواهد شد. اگر مقایسه‌ای بین این دو شکل با شکل ۴-۹ و شکل ۴-۱۰ داشته باشیم. شاهد کاهش کمی در مقدار IRR پیل سوختی DFC3000 در بدترین شرایط کارکرد و ایده آل‌ترین شرایط کارکردی آن هستیم؛ که این امر نشان‌دهنده قیمت پایین گاز طبیعی مصرفی، نسبت به قیمت برق فروخته‌شده دارد.

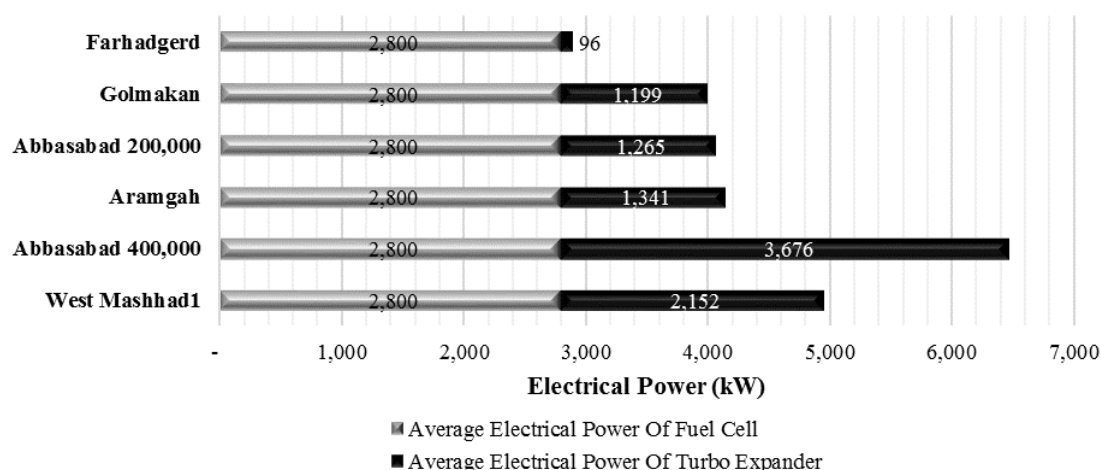
۲-۵-۴ نتایج مرحله دوم فرآیند انتخاب

پس از بررسی‌های صورت گرفته مشخص شد که بهترین تعداد پیل سوختی DFC3000 در تمام ایستگاه‌های موردبررسی بعد از نصب سیستم توربین انبساطی مناسب هر ایستگاه (و با مشخص شدن نیاز حرارتی ایستگاه) یک عدد می‌باشد.

۳-۵-۴ نتایج بررسی سیستم‌های تولید هم‌زمان انتخابی در ایستگاه‌های

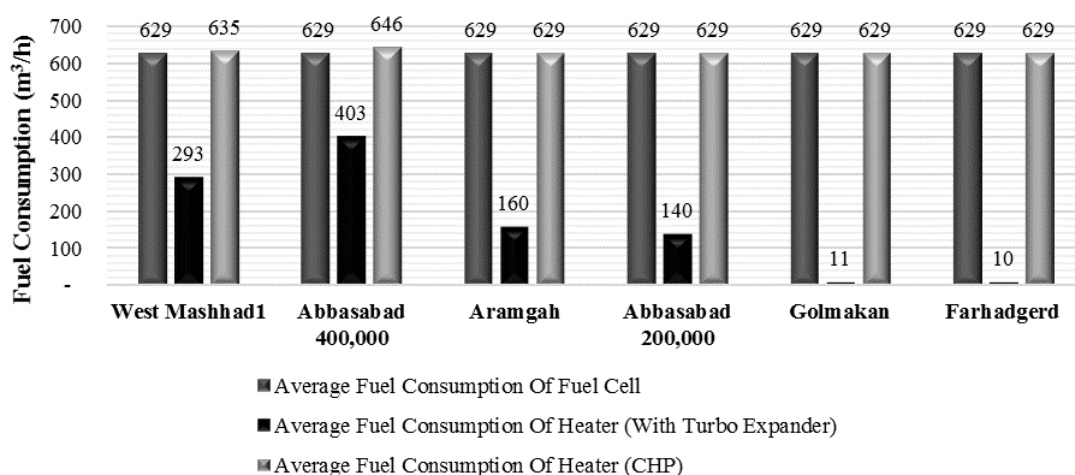
مختلف

سیستم تولید هم‌زمان انتخابی از سال صفرم به بعد شامل یک توربین انبساطی برای هر ایستگاه که اندازه مناسب آن برای هر ایستگاه مشخص شده و یک پیل سوختی مدل DFC3000 می‌باشد. در ادامه نتایج مقایسه فنی و اقتصادی سیستم‌های تولید هم‌زمان در ایستگاه‌های موردبررسی آورده شده است. لازم به ذکر است متوسط گیری‌های صورت گرفته در مدت‌زمان یک سال می‌باشد. در شکل ۴-۴۰ مجموع تولید توان الکتریکی در هر ایستگاه به تفکیک سهم هریک از دو سیستم آورده شده است.



شکل ۴-۴۰ - توان الکتریکی تولیدشده توسط سیستم تولید هم‌زمان پیل سوختی و توربین انبساطی انتخاب شده در هر ایستگاه

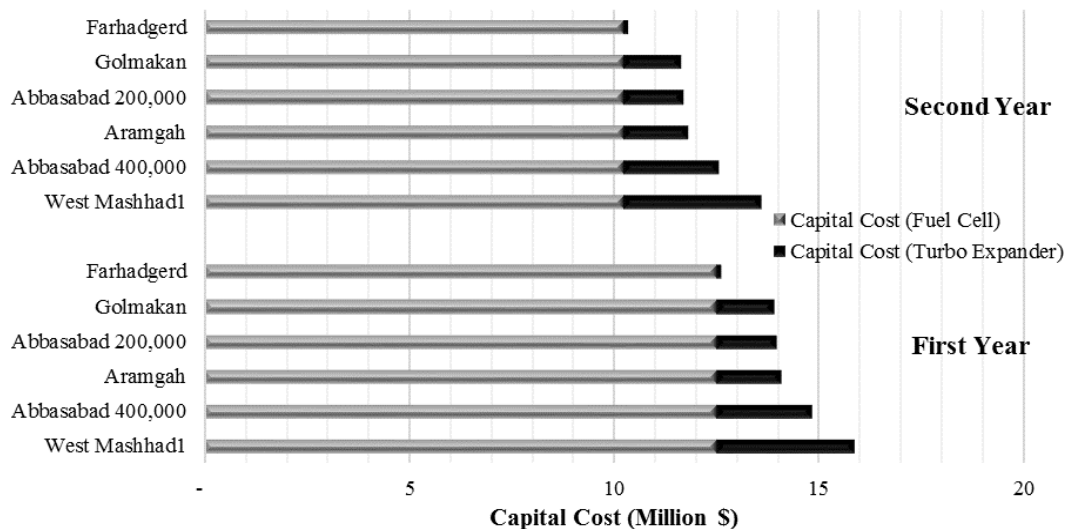
همان‌طور که در شکل ۴-۴۰ مشاهده می‌شود ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ بیشترین سهم تولید توان الکتریکی را در بین ایستگاه‌های مورد بررسی دارا می‌باشد. در شکل ۴-۴۱ متوسط سوخت مصرفی پیل سوختی، متوسط مصرف هیتر ایستگاه قبل از به‌کارگیری پیل سوختی در شرایطی که توربین انبساطی در ایستگاه وجود داشته باشد و متوسط مجموع مصرف هیتر و پیل سوختی در هر ایستگاه آورده شده است.



شکل ۴-۴۱ - میانگین سالانه مصرف سوخت ایستگاه به همراه توربین انبساطی در شرایط قبل و بعد از نصب سیستم تولید هم‌زمان پیل سوختی و میانگین مصرف پیل سوختی

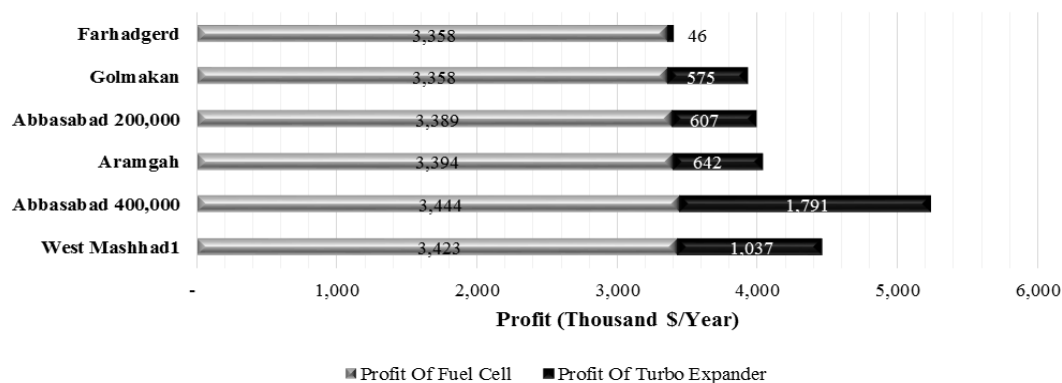
به دلیل توان بالای حرارتی پیل سوختی انتخاب‌شده. مصرف سوخت کلی ایستگاه‌ها بعد از نصب پیل سوختی و توربین انبساطی تقریباً یکسان می‌باشد این بدین معنا می‌باشد که این پیل سوختی

پاسخگوی نیاز حرارتی تمام ایستگاه‌ها می‌باشد و به‌جز ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ و غرب مشهد ۱ که در تعداد کمی از روزهای سال به حرارتی بیش از حرارت تولیدشده پیل نیاز دارند در بقیه ایستگاه‌ها نیاز به حرارت هیتر وجود ندارد. در شکل ۴-۴۲ میزان سرمایه‌گذاری اولیه هرکدام از طرح‌های پیشنهادی در سال اول و دوم آتی آمده است.

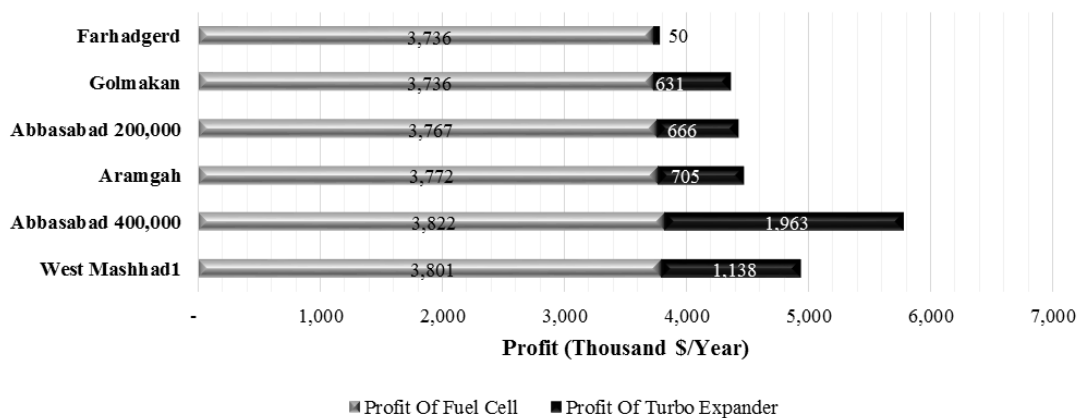


شکل ۴-۴۲ - هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برای طرح انتخاب شده پیل سوختی به همراه توربین انبساطی در هر ایستگاه در سال اول و دوم (یک و دو سال آینده)

این نمودار حاصل پیش‌بینی‌های صورت گرفته برای تغییرات قیمت پیل سوختی و توربین انبساطی می‌باشد که در فصل سوم، بخش ۴-۹-۳ به آن اشاره شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود تغییرات سرمایه‌گذاری اولیه باگذشت سال طبق پیش‌بینی‌ها تنها حاصل از تغییرات سرمایه‌گذاری اولیه برای پیل سوختی می‌باشد. ولی همان‌طور که در فصل دوم نیز به آن اشاره شد به دلیل جدید بودن این فناوری نسبت به سایر فناوری‌های تولی هم‌زمان باگذشت زمان شاهد کاهش شدید هزینه سرمایه‌گذاری مرتبط با آن خواهیم بود. در شکل ۴-۴۳ و شکل ۴-۴۴ به ترتیب سود سالیانه حاصله در اولین سال بهره‌برداری از سیستم مورد بحث در سال اول آتی و سال دوم آتی آورده شده است.

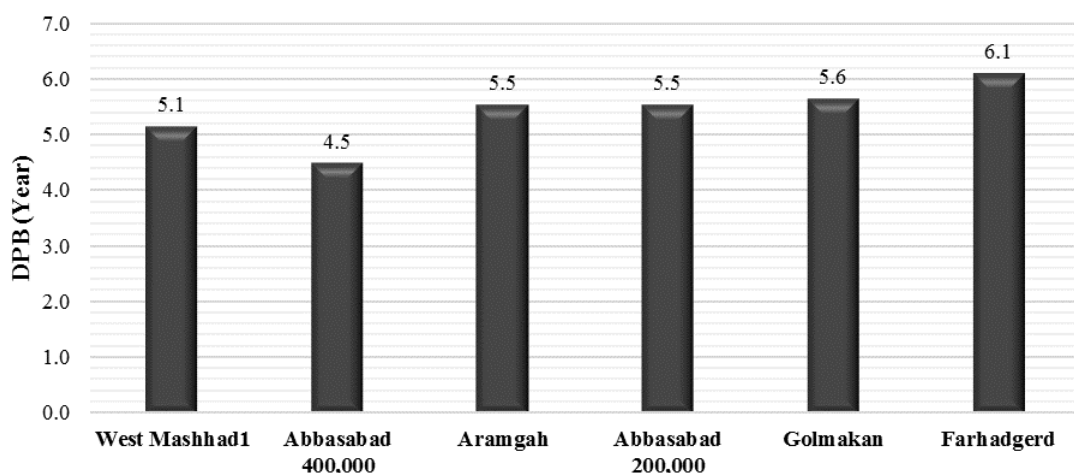


شکل ۴-۴۳ - سود سالیانه حاصل از اجرای طرح پیشنهادی شامل پیل سوختی و توربین انبساطی در هر ایستگاه در صورت سرمایه‌گذاری در سال اول

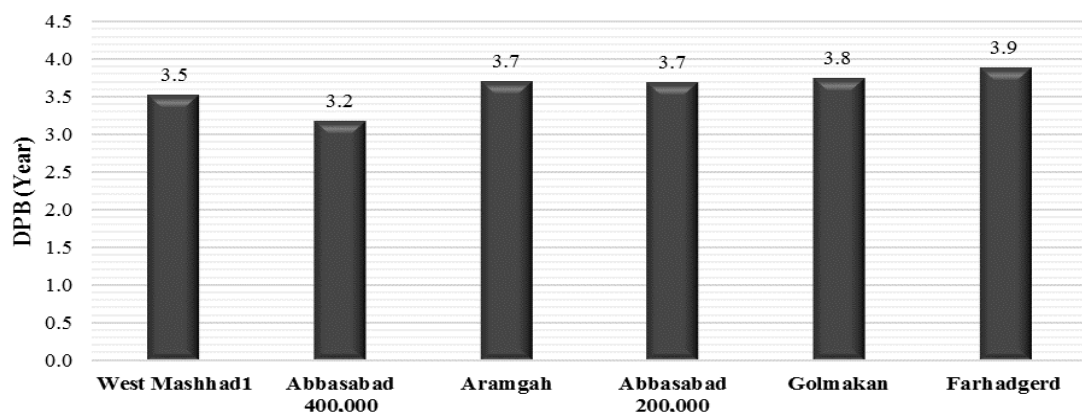


شکل ۴-۴۴ - سود سالیانه حاصل از اجرای طرح پیشنهادی شامل پیل سوختی و توربین انبساطی در هر ایستگاه در صورت سرمایه‌گذاری در سال دوم

اگر مقایسه‌ای بین دو شکل فوق و شکل ۴-۴۲ داشته باشیم تفاوت میان آن‌ها را متوجه خواهیم شد. این تفاوت در میزان سوددهی توربین انبساطی با پیل سوختی وجود دارد. علت این تفاوت، متفاوت بودن قیمت برق خریداری‌شده حاصل از توربین انبساطی و پیل سوختی می‌باشد. در شکل ۴-۴۵ و شکل ۴-۴۶ به ترتیب نرخ بازگشت تنزیل شده طرح در سال اول و سال دوم آتی آورده شده است.



شکل ۴-۴۵ - مدت زمان تنزیل شده بازگشت سرمایه برای هر یک از طرح های پیشنهادی در هر ایستگاه در صورت سرمایه گذاری در سال اول



شکل ۴-۴۶ - مدت زمان تنزیل شده بازگشت سرمایه برای هر یک از طرح های پیشنهادی در هر ایستگاه در صورت سرمایه گذاری در سال دوم

در بخش ۳-۴-۰۳ بهترین سیستم و ایستگاه از نظر بازگشت سرمایه، سیستم پیل سوختی بکار رفته ایستگاه غرب مشهد ۱ شد. البته اختلاف زمان بازگشت سرمایه بین طرح پیشنهادی در ایستگاه عباس آباد ۴۰۰,۰۰۰ و غرب مشهد ۱ بسیار کم بود ولی در این سیستم که متشکل از پیل سوختی و توربین انبساطی می باشد بهترین بازگشت سرمایه متعلق به طرح پیشنهادی در ایستگاه عباس آباد ۴۰۰,۰۰۰ می باشد. علت این موضوع را می توان در عملکرد بهتر توربین انبساطی در این ایستگاه (از نقطه نظر تولید توان الکتریکی) و همچنین کاهش بیشترین مقدار مصرف سوخت هیتر بعد از به کارگیری پیل سوختی جستجو کرد. در جدول ۴-۱۰ میزان کاهش گاز گلخانه ای CO₂ در نتیجه ی استفاده از سیستم های منتخب در هر ایستگاه آورده شده است.

جدول ۴-۱۰ - میزان کاهش گاز گلخانه ایی CO_۲ در نتیجه استفاده از سیستم تولید هم‌زمان پیل سوختی و

توربین انبساطی

نام ایستگاه	میزان تولید CO _۲ توسط پیل سوختی (Kg/h)	میزان تولید CO _۲ هیترهای ایستگاه (با سیستم پیشنهادی) (Kg/h)	میزان تولید CO _۲ هیترهای ایستگاه (بدون سیستم پیشنهادی) (Kg/h)	میزان CO _۲ تولیدشده توسط یک نیروگاه حرارتی با ظرفیت الکتریکی معادل با توربین انبساطی (Kg/h)	میزان کاهش CO _۲ (Kg/h)	درصد کاهش CO _۲ در سال (%)
غرب مشهد	762.04	20.52	408.52	3,169.21	2,795.17	78.13
عباس آباد ۴۰۰,۰۰۰	762.04	62.49	511.36	4,144.51	3,831.34	82.29
آرامگاه	762.04	0	204.81	2,650.38	2,093.15	73.31
عباس آباد ۲۰۰,۰۰۰	762.04	0	159.91	2,601.52	1,999.39	72.4
گلمکان	762.04	0	13.84	2,559.07	1,810.87	70.38
فرهاد گرد	762.04	0	11.90	1,853.44	1,103.3	59.15

فصل پنجم

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

۵-۱ نتیجه گیری:

در این پژوهش ظرفیت استفاده از سیستم تولید هم‌زمان حرارت و برق با محرک اولیه پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی شهر مشهد مورد بررسی فنی-اقتصادی قرار گرفت.

در ابتدای خطوط انتقال گاز، به‌منظور هدایت گاز به سمت مصرف‌کننده‌ها، فشار گاز را تا حدود ۶,۹ مگا پاسکال افزایش می‌دهند. علت اصلی بالا بودن فشار در این خطوط این است که بتوان گاز را توسط لوله‌هایی با قطر کمتر منتقل نمود که حاصل آن کاهش هزینه انتقال گاز خواهد بود. این فشار خیلی بالاتر از فشار موردنیاز در محل مصرف است. به همین دلیل طی یک تا چند مرحله فشار آن را کاهش می‌دهند. اولین نقطه‌ای که فشار گاز در آن کاهش می‌یابد ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی هستند که در آن‌ها فشار گاز به حدود ۱,۷ مگا پاسکال می‌رسد. در حال حاضر کاهش فشار گاز توسط شیرهای فشارشکن انجام می‌شود. انبساط در شیر فشارشکن طی یک فرآیند آنتالپی ثابت انجام می‌پذیرد که در آن شاهد اتلاف انرژی هستیم. این در حالی است که می‌توان با تجهیزاتی مانند توربین‌های انبساطی از هدر رفت این حجم زیاد از انرژی که به‌صورت انرژی فشاری در گاز ذخیره‌شده جلوگیری کرد. همچنین این کاهش فشار با توجه به اثر ژول تامسون منجر به کاهش دما خواهد شد؛ که با استفاده از توربین انبساطی این کاهش دما بیشتر نیز خواهد بود. برای جلوگیری از اثرات نامطلوب دمای پایین گاز که می‌توان به تشکیل هیدرات‌های گازی، یخزدگی و در نتیجه آن انسداد مسیر عبور گاز اشاره کرد، آن را قبل از کاهش فشار گرم می‌کنند. این گرمایش در ایستگاه‌های تقلیل فشار توسط هیترهای گازسوزی صورت می‌گیرد که سوخت آن توسط گاز عبوری از ایستگاه تأمین می‌شود. این امر منجر به مصرف حجم زیادی از انرژی می‌شود که علت آن راندمان پایین هیترها می‌باشد. می‌توان با جایگزینی سیستم‌های تولید هم‌زمان برق و گرما که دارای راندمان بالایی هستند در کنار رفع نیاز حرارتی ایستگاه تولید برق نمود تا به‌وسیله آن بهره‌وری از انرژی به شکل چشمگیری افزایش یابد. بدین ترتیب ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز تبدیل به یک نیروگاه کوچک برق می‌شوند که می‌توان برق تولیدشده

توسط آن‌ها را به شبکه برقی کشور عرضه کرد. سیستم تولید هم‌زمان مورد بررسی در این پژوهش از نوع پیل سوختی انتخاب شده است. بدین ترتیب این دو سیستم (پیل سوختی و توربین انبساطی) در قالب سه طرح که عبارت‌اند از سیستمی شامل پیل سوختی، سیستمی شامل توربین انبساطی و در نهایت سیستمی شامل پیل سوختی و توربین انبساطی درون ایستگاه‌ها مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

برای بررسی سه طرح مذکور ایستگاه‌های شهر مشهد مورد مطالعه قرار گرفت. بررسی‌ها بر اساس داده‌های روزانه ثبت شده این ایستگاه‌ها که مربوط به سال ۱۳۹۴ بود صورت گرفت؛ همچنین چهار شبیه‌سازی صورت گرفت که به ترتیب عبارت‌اند از: ۱- شبیه‌سازی ترمودینامیکی جریان انرژی در ایستگاه تقلیل فشار گاز ۲- شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان حرارت و برق مبتنی بر پیل سوختی در ایستگاه تقلیل فشار گاز ۳- شبیه‌سازی استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز ۴- شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان حرارت و برق مبتنی بر پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار گاز

مدل‌سازی صورت گرفته بروی پیل‌های سوختی بر اساس یک فرآیند انتخاب دو مرحله‌ای بوده است. ابتدا مدل‌های پیل سوختی که در ایده آل‌ترین شرایط کارکردی دارای توجیه اقتصادی بودند در مرحله اول انتخاب کرده و سپس در مرحله دوم تعداد بهینه این پیل‌های سوختی را در حالت کاربردی در ایستگاه‌های مختلف با در نظر گرفتن معیارهای فنی-اقتصادی تعیین می‌شود. مدل‌سازی صورت گرفته بر روی توربین‌های انبساطی نیز به گونه‌ای صورت گرفته که بر اساس محاسبات فنی و اقتصادی توجیه‌پذیرترین اندازه توربین انبساطی از نظر اقتصادی را برای هر ایستگاه مشخص خواهد کرد. برای هر کدام از مدل‌سازی‌های صورت گرفته الگوریتمی نیز ارائه شده است.

بررسی نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌های صورت گرفته علاوه به مشخص کردن وضعیت فنی و اقتصادی هر یک از سه طرح مورد بررسی حاوی نکات ارزشمندی نیز بود که در ادامه به آن اشاره خواهد شد. با بررسی داده‌ها و نتایج حاصل از شبیه‌سازی ترمودینامیکی جریان انرژی در ایستگاه تقلیل فشار گاز نتایج زیر حاصل شد.

- تغییرات نیاز حرارتی ایستگاه بیشترین تأثیر خود را از تغییرات دبی گاز عبوری از ایستگاه می‌پذیرد.
- دمای گاز بعد از شیر انبساطی تنها متأثر از دمای گاز قبل از آن و افت فشار ایجاد شده، می‌باشد؛ که این موضوع در رابطه (۸-۳) نشان داده شده است. پس نیازی به افزایش دمای گاز قبل از شیر انبساطی در فصول سرد سال که دبی گاز عبوری از ایستگاه افزایش می‌یابد نیست.

- در میان ایستگاه‌های مصرفی از نظر نسبت هدر رفت انرژی به انرژی مورد نیاز ایستگاه، با توجه به مصرف سوخت هیتر ایستگاه، ایستگاه غرب مشهد ۱ بهترین وضعیت و ایستگاه فرهاد گرد بدترین وضعیت را داشت؛ همچنین از نظر مقدار انرژی هدررفته در ایستگاه، با توجه به مصرف سوخت هیترهای ایستگاه‌ها، ایستگاه گل‌مکان بهترین و ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ بدترین وضعیت را داشتند.

- هیترهای ایستگاه‌ها سیستم‌هایی با قابلیت اطمینان ۱۰۰٪ نیستند.

با بررسی نتایج حاصل از شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان حرارت و برق مبتنی بر پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز نتایج زیر حاصل شد.

- در حال حاضر استفاده از فناوری تولید هم‌زمان پیل سوختی در ایستگاه‌های تقلیل فشار فاقد توجیه اقتصادی هست؛ اما در فاصله‌ی زمانی نزدیک (۱ سال) با پیش‌بینی‌های صورت گرفته محصولاتی از این فناوری در ایران دارای توجیه اقتصادی خواهند شد.

- نتایج نشان داد علیرغم اینکه توان حرارتی هر کدام از سیستم‌های انتخابی از میانگین نیاز حرارتی ایستگاه در طول سال بیشتر است؛ ولی به علت متغیر بودن نیاز حرارتی ایستگاه در زمان‌های مختلف، در تعدادی از روزها بخش زیادی از توان حرارتی تولیدشده توسط پیل‌های سوختی تلف می‌شود؛ و در تعداد دیگری از روزها توان حرارتی تولیدشده توسط پیل‌های سوختی جوابگوی نیاز حرارتی ایستگاه نمی‌باشد. این اتلاف با کمتر شدن ظرفیت ایستگاه و بیشتر شدن ظرفیت پیل سوختی افزایش می‌یابد ولی توان بالای تولید برق توسط پیل سوختی و همچنین قیمت بالای خریداری برق در مقایسه با قیمت

گاز طبیعی باعث کم شدن تأثیر این اتلاف بر روی عملکرد اقتصادی سیستم می‌شود. این اتلاف در نتایج به‌دست‌آمده برای نسبت انرژی نیز مشهود بوده و به‌صورت کاهش ضریب نسبت انرژی خود را نشان داد.

- نتایج خروجی الگوریتم مشخص نمود که پیل‌های سوختی 2.8MW (FuelCell Energy DFC3000) و 1.4MW (FuelCell Energy DFC1500) در یک سال آتی با توجه به نرخ بازگشت داخلی و آنالیز حساسیت به ترتیب بهترین انتخاب‌ها برای استفاده در سیستم تولید هم‌زمان می‌باشند. در سال دوم آتی پیل سوختی 400kW (Doosan PureCell Model400) نیز به دو انتخاب مذکور اضافه خواهد شد. همچنین تعداد بهینه‌این پیل‌های سوختی در ایستگاه‌های مختلف با توجه به بازگشت ساده سرمایه مشخص گردید.

- با آنالیز حساسیت مشخص شد در صورت افزایش ۵ درصدی حامل انرژی الکتریکی با توجه به شرایط حاضر پیل سوختی DFC3000 با توجه به نرخ تنزیل ۱۶ درصد می‌تواند توجیح اقتصادی داشته باشد. این موضوع با کاهش ۵ درصدی سرمایه‌گذاری اولیه نیز امکان‌پذیر خواهد بود.

- با بررسی و مقایسه عملکرد فنی-اقتصادی سیستم‌های مذکور در هر ایستگاه تقلیل فشار مشخص شد که بهترین انتخاب در بین پیل‌های سوختی از نظر بازگشت سرمایه DFC3000 است؛ و همچنین مشخص شد با افزایش ظرفیت ایستگاه بازگشت سرمایه زودتر اتفاق خواهد افتاد. علت آن استفاده بیشتر از انرژی حرارتی حاصله از پیل به‌جای هیتر است؛ بنابراین DFC3000 بهترین بازگشت سرمایه را در ایستگاه غرب مشهد ۱ خواهد داشت.

- هزینه سوختی که پیل سوختی DFC3000 در مدت‌زمان یک سال در ایستگاه تقلیل فشار غرب مشهد ۱ مصرف می‌کند برابر با \$151,021 خواهد بود؛ و این در حالی است که دیگر نیازی به استفاده از هیتر نمی‌باشد.

- در صورت سرمایه‌گذاری در طرح مذکور در سال آینده بازگشت ساده سرمایه در حدود ۳,۷ سال اتفاق خواهد افتاد. این طرح قابلیت افزودن سالیانه 24 GWh انرژی الکتریکی به شبکه برقی کشور دارد.

اجرای این طرح در ایستگاه غرب مشهد ۱ سبب کاهش تولد سالیانه حدود 12,599 ton گاز گلخانه‌ای CO₂ خواهد شد.

با بررسی نتایج حاصل از شبیه‌سازی استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز نتایج زیر حاصل شد.

- برای گرفتن نتیجه بهتر از توربین انبساطی بهتر است از تمام ظرفیت توربین انبساطی برای عبور جریان گاز (حداقل و حداکثر دبی عبوری از آن مابین ۶۰ و ۱۲۰ درصد دبی طراحی باشد) استفاده شود.

- علی‌رغم کاهش راندمان توربین انبساطی با بیشتر شدن دبی عبوری از آن نسبت به دبی طراحی، شاهد افزایش توان تولیدی توربین انبساطی بودیم. بیشترین توان‌های تولیدی ثبت‌شده مربوط به زمان‌های بود که دبی عبوری برابر با ۱۲۰٪ دبی طراحی توربین انبساطی می‌باشد.

- در دبی‌های ماکزیمم (۱۲۰ درصد دبی طراحی) مقدار دمای گاز خروجی از هیتر می‌بایست حداکثر مقدار خود را داشته باشد.

- مشخص شد که دبی طراحی مناسب توربین انبساطی برای یک ایستگاه متأثر از دو پارامتر خواهد بود. ۱- میانگین دبی گاز عبوری سالیانه از ایستگاه ۲- انحراف از معیار دبی گاز عبوری روزانه از ایستگاه در مدت یک سال.

- بهترین بازگشت سرمایه مربوط به ایستگاه‌های خواهد بود که میانگین سالیانه گاز عبوری از آن بیشترین مقدار و انحراف از معیار دبی گاز عبوری روزانه از آن کمترین مقدار خود را داشته باشد؛ که برای این دو کسری ارائه شد $\left(\frac{AV_V^3}{SD}\right)$ ، هرچه مقدار این کسر بیشتر باشد بازگشت سرمایه در مدت زمان کمتری اتفاق خواهد افتاد.

- برای تخمین دبی طراحی توربین انبساطی، سرمایه‌گذاری اولیه و دوره بازگشت تنزیل شده سرمایه‌گذاری برای سایر ایستگاه‌های تقلیل فشار (ایستگاه‌هایی به‌غیر از ایستگاه‌های مورد بررسی) رابطه‌ای کلی ارائه شد.

- همچنین با مقایسه نتایج در ایستگاه‌های مورد مطالعه مشخص شد بهترین طرح از نظر فنی و اقتصادی به‌کارگیری یک توربین انبساطی با دبی طراحی برابر با 23,244 m³/h در ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ خواهد بود. به‌کارگیری این سیستم بازگشت سرمایه ساده‌ای برابر با ۲,۷ سال خواهد داشت. این طرح قابلیت افزودن سالیانه 32 GWh برق به شبکه برقی کشور دارد؛ همچنین اجرای این طرح سبب کاهش تولد سالیانه حدود 16,070 ton گاز گلخانه‌ای CO₂ خواهد شد.

با بررسی نتایج حاصل از شبیه‌سازی استفاده از سیستم تولید هم‌زمان حرارت و برق مبتنی بر پیل سوختی و توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز نتایج زیر حاصل شد.

- بهترین طرح در این قسمت از نظر بازگشت سرمایه مربوط به ایستگاه عباس‌آباد ۴۰۰,۰۰۰ خواهد بود که شامل یک توربین انبساطی با دبی طراحی برابر با 23,244 m³/h و یک پیل سوختی مدل DFC3000 می‌باشد. در صورت سرمایه‌گذاری در سال آتی بازگشت سرمایه ساده‌ای برابر با ۳ سال خواهد داشت. طرح مذکور توانایی تولید سالانه حدود 57GWh برق دارد و سالیانه باعث کاهش ورود حدود 33,563 ton گاز گلخانه‌ای CO₂ به جو زمین خواهد شد.

۲-۵ پیشنهادات:

- با نصب یک سیستم کنترلی که بر اساس دمای خروجی گاز از ایستگاه و ثابت نگه‌داشتن آن بر روی ۱۲ درجه سانتی‌گراد (بر اساس استانداردهای شرکت ملی گاز) عمل کند می‌توان از مصرف بی‌رویه انرژی در ایستگاه‌ها جلوگیری کرد.

- در صورت عدم تمایل مسئولین شرکت گاز به نصب سیستم کنترلی دمای گاز، بر روی خروجی ایستگاه‌ها در تعدادی از ایستگاه‌ها که سیستم کنترلی آن وضعیت خوبی دارد. می‌توان با تنظیم مجدد دمای سیستم کنترلی از هدر رفت انرژی جلوگیری کرد.

- سیستم کنترلی دما در بعضی از ایستگاه‌ها عملکرد بسیار ضعیفی دارد و این مطلب را می‌توان از تلورانس‌های بیش‌ازحد دمای گاز قبل از شیر انبساطی در شرایط فعلی نسب به دمای گاز قبل از شیر انبساطی در حالت دمای گاز خروجی استاندارد ($T_{3s} = 12$) ایستگاه‌ها مشاهده کرد؛ و پیشنهاد می‌شود برای کاهش مصرف انرژی یا سیستم کنترلی جدیدی نصب شود و یا سیستم کنترلی حاضر مورد تعمیر قرار بگیرد.

- پیشنهاد می‌شود در بررسی‌های آینده بر روی توربین‌های انبساطی بررسی شود که آیا گرم کردن گاز تا بیشینه حالت ممکن که سبب افزایش کار تولیدی توسط توربین انبساطی و افزایش هزینه سوخت مصرفی ایستگاه می‌شود آیا اقتصادی خواهد بود یا خیر.

منابع

- [1] A. Arabkoohsar, L. Machado, M. Farzaneh-Gord and R. Koury, 2015, "Thermo-economic analysis and sizing of a PV plant equipped with a compressed air energy storage system," *Renewable Energy*, vol. 83, pp. 491-509.
- [2] V. Farzaneh-Kord, A. Khoshnevis, A. Arabkoohsar, M. Deymi-Dashtbayaz, M. Aghili, M. khatib, M. Kargaran and M. Farzaneh-Gord, 2016, "Definig a technical criterion for justification of employing CHP technology in city gate station," *Energy*, vol. 111, pp. 389-401.
- [3] A. Zabihi and M. Taghizadeh, 2015, "New energy-saving temperature controller for heater at natural gas gate station," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 27, pp. 1043-1049.
- [4] M. Williams, 2004, "Fuel Cell Handbook", Morgantown, West Virginia: EG&G Technical Services, Inc..
- [5] R. Ghezelbash, M. Farzaneh-Gord, H. Behi, M. Sadi and H. Shams-Khoramabady, 2015, "Performance assessment of a natural gas expansion plant integrated with a vertical ground-coupled heat Pump," *Energy*, vol. 93, pp. 2503-2517.
- [6] R. Ghezelbash, M. Farzaneh-Gord and M. Sadi, 2016, "Performance assessment of vortex tube and vertical ground heat exchanger in reducing fuel consumption of conventional pressure drop station," *Applied Thermal Engineering*, vol. 102, pp. 213-226.

[۷] ی. نوراللهی، ثروتی، پویایی و ضیایی، ۲۰۱۴، "طراحی مبدل زمینی و مدلسازی عددی تقلیل فشار گاز در ایستگاه ها با تامین انرژی حرارتی مورد نیاز از لایه های سطحی زمین،" سومین کنفرانس بین النلی رویکردهای نوین در نگهداشت انرژی.

- [8] M. Farzaneh-gord, A. Arabkoohsar, V. Farzaneh-Kord and M. Deymi-Dashtbayaz, 2012, "Feasibility of accompanying uncontrolled linear heater with solar system in natural gas pressure drop station," *Energy* 41, pp. 420-428.
- [9] M. Farzaneh-gord, M. Khaib, M. Deymi-Dashtbayaz and M. Shahmardan, 2012, "Producing electrical power in addition of heat in natural gas pressure drop station by ICE," *Energy Exploration and Exploitation-volume* 30.
- [10] M. Alparsalan-Nesli, O. Ozgener and L. Ozgener, 2015, "Energy and exergy analysis of electricity generation from natural gas pressure reducing stations," *Energy Conversion and Management*, vol. 93, pp. 109-120.
- [11] A. Zabihi and M. Taghizadeh, 2016, "Feasibility study on energy recovery at Sari-Akand city gate station using turboexpander," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 35, pp. 152-159.
- [12] J. Pozivil, 2004, "Use of Expansion Turbines in Natural Gas Pressure Reduction Station," *Acta Montanistica Slovaca*, vol. 9, pp. 258-260.
- [13] M. Farzaneh-Gord, s. Hashemi and M. Sadi, 2007, "Energy destruction in Iran's natural gas pipe line network," *Energy Exploration and Exploitation*, vol. 25, pp. 393-406.
- [14] M. Farzaneh-Gord, M. Manzari, M. Maghrebi, S. Hashemi, H. Eftekhari and A. Farokhi, 2007, "Using pressure exergy of natural gas in Bandar-Abbas refinery gas pressure drop station," in *The 2nd ICMSAO*, Abu Dhabi.
- [15] E. Khalili, 2009, "Energy Regeneration in natural gas pressure reduction station by use of gas turbo-expander," in *Second Iranian Pipe & Pipeline Conference*, Tehran.

[۱۶] آ. عطایی، ا. حکیمی، م. خلجی اسدی و م. پنجه شاهی، ۱۳۸۶، "امکان سنجی فنی و اقتصادی نصب توربین انبساطی در نیروگاه های حرارتی (مطالعه موردی نیروگاه شازند اراک)،" در *بیست و دومین کنفرانس بین المللی برق ایران*.

[۱۷] ح. صادقی، ف. بهافرید و م. موسوی آرام، ۱۳۸۶، "بازیافت انرژی به وسیله توربین انبساطی در نیروگاه بیستون کرمانشاه،" در *ششمین همایش ملی انرژی، ایران*.

- [18] S. Sanaye and A. Mohammadi-Nasab, 2012, "Modeling and optimizing a CHP system for natural gas pressure reduction plant," *Energy*, vol. 40, pp. 358-369.

[۱۹] م. صابری، ۱۳۹۱، "بررسی فنی و اقتصادی استفاده از توربین گاز در ایستگاه های تقلیل فشار گاز طبیعی،" کتابخانه مرکزی دانشگاه صنعتی شاهرود، شاهرود.

- [20] C. Howard, P. Oosthuizen and B. Peppley, 2011, "An investigation of the performance of a hybrid turboexpander-fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction station," *Thermal Engineering* 31.

[۲۱] ا. غلامی، ع. باهری و ر. آیتی، 2015، "ایده بکارگیری توربو اکسپندر و پیل سوختی در ایستگاه های تقلیل فشار گاز طبیعی به منظور تولید الکتریسیته،" در Barcelona, UAB.

- [22] M. Farzaneh-Gord and H. Rahbari, 2012, "Numerical procedures for natural gas accurate thermodynamic properties calculation," *Jornal of engineering thermophysics*, pp. 213-234.
- [23] S. Curtin and J. Gangi, 2015, "The Business Case for Fuel Cells 2015: Powering Corporate Sustainability," U.S. Department of Energy (DOE), Washington, D.C.
- [24] A. Vargan and M. Steve, "UNIVERSITY OF CAMBRIDGE," [Online]. Available: www.doitpoms.ac.uk. [Accessed 10 January 2016].
- [25] S. Mokhatab, W. Poe and J. Speight, 2006, Handbook of natural gas transmission and processing, Texas: Gulf Professional Publishing.
- [26] E. Ashouri, F. Veysi, E. Shojaeizadeh and M. Asadi, 2014, "The minimum gas temperature at inlet of regulators in natural gas pressure reduction station (CGS) for energy saving in water bath heaters," *Journal on Natural Gas Science and Enginnering*, vol. 21, pp. 230-240.
- [27] M. Moran and H. Shapiro, FUNDAMENTALS OF ENGINEERING THERMODYNAMICS.
- [28] K. Annamalai, I. Puri and M. Jog, 2002, Advanced Thermodynamics Engineering, CRC Press.
- [29] "Bloomenergy," Bloomenergy, 2001. [Online]. Available: <http://www.bloomenergy.com>. [Accessed 25 October 2016].
- [30] "DOOSAN," Doosan Fuel Cell America, 2014. [Online]. Available: <http://www.doosanfuelcell.com>. [Accessed 25 October 2016].
- [31] "FuelCell Energy," FuelCell Energy, 1970. [Online]. Available: <http://www.fuelcellenergy.com>. [Accessed 25 October 2016].
- [32] T. Selvaratnam, S. Henkanatte, T. Muppaneni, N. Nirmalakhandan, S. Deng and P. Lammers, 2016, "Maximizing recovery of energy and nutrients from urban wastewaters," *Energy*, vol. 104, pp. 16-23.

- [33] Atlas Copco, 2015, "DRIVING EXPANDER TECHNOLOGY," www.atlascopco-gap.com.
- [35] M.L Johnson, 2009, "Gearbox Efficiency and Lubrication," *Sumitomo Drive Technologies*
- [36] "Willgan Power Industry Co," Willgan Power Industry Co 2008. [Online]. Available: <http://njlewis.en.made-in-china.com/>. [Accessed 30 October 2016].
- [۳۶] شرکت گاز استان اصفهان، ۱۳۹۳، "امکانسنجی بکارگیری توربین های انبساطی در ایستگاه های تقلیل فشار گاز استان اصفهان،" اصفهان.
- [۳۷] وزارت نیرو، ۱۳۹۴، "ابلاغ تعرفه خرید تضمینی برق،" سانا.
- [۳۸] ر. رضازاده مهرجو و ش. بهادری، "نحوه محاسبه نرخ تنزیل در محاسبه شاخص اقتصادی طرح های توسعه شرکت ملی نفت ایران."
- [39] J. Mitchel, R. Weiss, B. Gibbons and L. Sandquist, 2016, "Equity Research," General Electric (GE).
- [40] "INTERNATIONAL MONETARY FUND," 2016. [Online]. Available: <http://www.imf.org>. [Accessed 12 January 2017].
- [41] J. Cook, 2013, "THE FUTURE OF ELECTRICITY PRICES IN CALIFORNIA," UC Davis Energy Efficiency Center, CALIFORNIA.
- [۴۲] م. درفشان و م. بیگ زاده، ۱۳۹۴، "بررسی میزان انتشار آلاینده های نیروگاه های کشور در سال ۱۳۹۳ و هزینه های زیست محیطی ناشی از آن،" در *اولین کنفرانس ملی علوم و مدیریت محیط زیست ایران*، اردبیل.

پیوست

پیوست الف

شماره: ۵۲۱ تاریخ: ۹۵/۰۲/۲۷	فرم آنالیز گاز (GAS CHROMATOGRAPHY REPORT)	 شرکت ملی گاز ایران شرکت پالایش گاز شهید بهشتی نود																																																													
SAMPLING SPECIFICATION:																																																															
SOURCE & LOCATION: Metering		PRESSURE: 980 Psi																																																													
DATE OF SAMPLING: ۹۵/۰۲/۲۷		TEMPERATURE: 38 °C																																																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">COMPONENT</th> <th style="width: 20%;">FORMULA</th> <th style="width: 20%;">MOLE %</th> <th style="width: 30%;">MASS%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>METHANE</td><td>CH₄</td><td>98.233</td><td>95.868</td></tr> <tr><td>ETHANE</td><td>C₂H₆</td><td>0.588</td><td>1.076</td></tr> <tr><td>PROPANE</td><td>C₃H₈</td><td>0.108</td><td>0.290</td></tr> <tr><td>i-BUTANE</td><td>i-C₄H₁₀</td><td>0.009</td><td>0.032</td></tr> <tr><td>n-BUTANE</td><td>n-C₄H₁₀</td><td>0.030</td><td>0.106</td></tr> <tr><td>i-PENTANE</td><td>i-C₅H₁₂</td><td>0.056</td><td>0.246</td></tr> <tr><td>n-PENTANE</td><td>n-C₅H₁₂</td><td>0.019</td><td>0.083</td></tr> <tr><td>n-HEXANE & HEAVEIR</td><td>C₆H₁₄⁺</td><td>0.126</td><td>0.661</td></tr> <tr><td>CARBON DIOXIDE</td><td>CO₂</td><td>0.229</td><td>0.613</td></tr> <tr><td>HYDROGEN SULFIDE</td><td>H₂S</td><td colspan="2">2.3 mg/scm</td></tr> <tr><td>MERCAPTANE</td><td>R-SH</td><td colspan="2">2.4 mg/scm</td></tr> <tr><td>Total Sulfur</td><td>-</td><td colspan="2">12.8 mg/scm</td></tr> <tr><td>NITROGEN</td><td>N₂</td><td>0.602</td><td>1.026</td></tr> <tr> <td>TOTAL</td> <td style="background-color: #cccccc;"></td> <td>100.000</td> <td>100.000</td> </tr> </tbody> </table>				COMPONENT	FORMULA	MOLE %	MASS%	METHANE	CH ₄	98.233	95.868	ETHANE	C ₂ H ₆	0.588	1.076	PROPANE	C ₃ H ₈	0.108	0.290	i-BUTANE	i-C ₄ H ₁₀	0.009	0.032	n-BUTANE	n-C ₄ H ₁₀	0.030	0.106	i-PENTANE	i-C ₅ H ₁₂	0.056	0.246	n-PENTANE	n-C ₅ H ₁₂	0.019	0.083	n-HEXANE & HEAVEIR	C ₆ H ₁₄ ⁺	0.126	0.661	CARBON DIOXIDE	CO ₂	0.229	0.613	HYDROGEN SULFIDE	H ₂ S	2.3 mg/scm		MERCAPTANE	R-SH	2.4 mg/scm		Total Sulfur	-	12.8 mg/scm		NITROGEN	N ₂	0.602	1.026	TOTAL		100.000	100.000
COMPONENT	FORMULA	MOLE %	MASS%																																																												
METHANE	CH ₄	98.233	95.868																																																												
ETHANE	C ₂ H ₆	0.588	1.076																																																												
PROPANE	C ₃ H ₈	0.108	0.290																																																												
i-BUTANE	i-C ₄ H ₁₀	0.009	0.032																																																												
n-BUTANE	n-C ₄ H ₁₀	0.030	0.106																																																												
i-PENTANE	i-C ₅ H ₁₂	0.056	0.246																																																												
n-PENTANE	n-C ₅ H ₁₂	0.019	0.083																																																												
n-HEXANE & HEAVEIR	C ₆ H ₁₄ ⁺	0.126	0.661																																																												
CARBON DIOXIDE	CO ₂	0.229	0.613																																																												
HYDROGEN SULFIDE	H ₂ S	2.3 mg/scm																																																													
MERCAPTANE	R-SH	2.4 mg/scm																																																													
Total Sulfur	-	12.8 mg/scm																																																													
NITROGEN	N ₂	0.602	1.026																																																												
TOTAL		100.000	100.000																																																												
MOLECULAR WEIGHT = 16.4387 SPECIFIC GRAVITY AT (60 °F, 14.896 PSI) = 0.56789 GROSS HEATING VALUE = 9041.3263 Kcal/m ³ = 1015.9480 (Btu/cu.ft) NET HEATING VALUE = 8141.5836 Kcal/m ³ = 914.8464 (Btu/cu.ft)																																																															
تایید کننده: نام: حمیدرضا باتقوی سمت: رئیس آزمایشگاه امضاء		انجام دهنده: نام: محمد جواد دانش فر سمت: مسوول آزمایشگاه ذخیره سازی امضاء																																																													
توزیع نسخ: ۱- دفتر مدیر عامل ۲- رئیس بهره برداری ۳- رئیس مهندسی پالایش ۴- رئیس پالایش ۵- آزمایشگاه																																																															

Abstract

The pressure of natural gas (NG) in the transmission pipelines is very higher than which is needed for customers. The NG pressure has been reduced in several steps to provide appropriate consumer's NG pressure. Pressure Drop Station or city gate station (CGS) is the first step that natural gas pressure reduction is happened. The pressure of natural gas is decreased in CGS by regulators and they caused a valuable NG pressure-exergy waste. The pressure reduction causes the temperature reduction. Linear heaters are mostly used to raise the temperature of NG in CGS. Using of fuel cell to provide required CGS heating and using of turbo expander to use pressure exergy of NG has been investigated in this research techno-economically. Both systems have the ability to produce electricity and sells that to the electrical grid. In present work, both of these systems are investigated in three different plans. The first plan is contained a fuel cell system and the second plan is contained turbo expander system; also the third plan is contained fuel cell system with turbo expander system.

The modeling of fuel cell is based on a two-step selection process which selects the best fuel cells in ideal operating condition based on economic justification at first step and then, determines the optimal numbers of the selected fuel cells in applied mode at different city gate stations taking into account techno-economic criteria. The modeling of turbo expanders is based on Techno-Economic calculation that causes to choose the most justification turbo expander size for each CGS.

The results of investigation in first plan has been shown the biggest CGS (in terms of average NG flow discharge) has the most economic justification and also has been shown noun of studied fuel cells have no economic justification in Iran at this year, but in the next year some of them have economic justification because of initial investment reduction and price changes of energy. Results of second plan has been shown that the best return of initial investment will happen in the CGS which is the biggest CGS and has the smallest standard division criteria of NG flow in the year. At last in the third plan the most explainable project in terms of economic will happen in Abbasabad 400,000 CGS in next year. Simple pay back of investment at this plan will be about 3 years and this plan will be able to import 57GWh electrical energy to electrical grid; also this plan causes 33,563 tons per year reduction of CO₂ emission to atmosphere.

Keywords: Combined Heat and Power (CHP) system, Fuel cell, Turbo expander, Pressure Drop Station.



Shahrood University of Technology
Faculty of Mechanical and Mechatronics Engineering
M.Sc. Thesis in Energy Conversion Engineering

**Feasibility Study of Using Fuel Cell in Natural Gas Pressure Drop
Station**

By: Mohammad Bidar

Supervisor:
Dr. Mohamood Farzaneh-Gord
Dr. Ali Jabari Moghadam

Advisor
Iman Pishbin

April 2017