

بررسی فنی و اقتصادی به کارگیری مولدهای DG با سیستم CHP در مجتمع‌های ایستگاه CNG و کارواش

مجید عمید پور^۱

عضو ستاد بهینه سازی مصرف انرژی و محیط زیست، معاونت علمی و فناوری ریاست
جمهوری، amidpour@kntu.ac.ir

محمد بخشی

کارشناس ارشد مهندسی انرژی، شرکت نفت و گاز پارس،

mohamad.bakhshi.2013@gmail.com

تاریخ دریافت: ۹۳/۱۱/۱۶ تاریخ پذیرش: ۹۴/۰۲/۰۲

چکیده

در این مقاله برای گزینه نصب مولدهای DG در مجتمع‌های ایستگاه CNG و کارواش، ابتدا اجزاء فرآیند مالی پروژه‌ی تأمین برق از شبکه و حرارت از بویلر (I)، پروژه‌ی تأمین برق و حرارت به وسیله مولد DG (II) و پروژه‌ی تفاوت، بسط داده می‌شود. سپس به کمک نرم افزار MATLAB اجزاء فرآیند مالی پروژه‌ی تفاوت، شامل هزینه‌ی سرمایه‌گذاری، درآمدها و هزینه‌های سالیانه وارزش اسقاطی دارایی به ازای ظرفیت‌های الکتریکی مختلف محاسبه شده و ظرفیت الکتریکی بهینه و شش پارامتر اقتصادی متناظر پروژه تفاوت، بر اساس حداکثر شدن ارزش فعلی خالص پروژه تفاوت، تعیین می‌گردند. به علاوه در قالب سناریوهای مختلف، حساسیت ظرفیت الکتریکی بهینه و ارزش فعلی خالص پروژه تفاوت، نسبت به پارامترهای مختلف، از جمله تعرفه‌ی خرید و فروش برق و تعرفه‌ی خرید گاز، مورد بررسی قرار می‌گیرد. نوع فناوری مورد نظر موتورگاز سوز و نوع سیستم CHP می‌باشد، به علاوه نحوه‌ی به کارگیری مولد به صورت پشتیبانی شبکه (بار پایه) منظور می‌گردد. در این مطالعه علاوه بر قید حداکثر حجم سرمایه‌گذاری ممکن، قیود مربوط به نحوه‌ی صحیح پخش بار و سطح اتصال کوتاه مجاز در شبکه، نیز مورد ملاحظه قرار می‌گیرند. در مدل سازی ریاضی مسئله از یک روش جدید که به طور همزمان پروفیل بار الکتریکی و قبوض برق را مورد ملاحظه قرار می‌دهد، استفاده شده است. استخراج پروفیل بار الکتریکی مصرفی یک شبانه روز ایستگاه CNG مورد بررسی واقع در تهران، به وسیله دستگاه آنالیز هارمونیک برق صورت گرفته است. هم چنین پروفیل بار حرارتی مصرفی یک شبانه روز کارواش جنبی، با تخمین ترافیک مراجعه خودروها به کارواش در بازه‌های زمانی مختلف و محاسبه توان حرارتی مصرفی به ازای هر خودرو به دست آمده است.

طبقه‌بندی JEL : L98, L19, L11, L94, L95, L92

کلید واژه‌ها: ایستگاه CNG، CHP، مولد DG، ظرفیت الکتریکی بهینه، ارزش فعلی خالص، حساسیت

۱- مقدمه

ایران دارنده بزرگ‌ترین ناوگان خودروهای گاز سوز در جهان می‌باشد [IANGV, 2012]. هزینه‌ی مربوط به انرژی الکتریکی مصرفی، بخش مهمی از هزینه‌های جاری یک ایستگاه^۱ CNG را به خود اختصاص داده است. شایان ذکر است، مصرف کننده عمده‌ی برق یک ایستگاه CNG، محرک الکتریکی کمپرسور آن ایستگاه می‌باشد. به جهت کاهش هزینه‌ی انرژی مصرفی، در ایستگاه‌های CNG مصرف با وجود هزینه‌ی اولیه بالاتر، هزینه‌ی تعمیر و نگهداشت بالاتر و قابلیت اطمینان پایین‌تر، از محرک‌های گاز سوز استفاده می‌شود [اصفهانیان، ۱۳۸۵].

تولید پراکنده یا DG^۲، عبارت است از تولید برق در محل مصرف و یا نزدیکی آن، با استفاده از سیستم‌های کوچک تولید برق با ظرفیت کم‌تر از ۲۵ مگاوات و قابلیت کارکرد دائم، که به شبکه نیز متصل می‌شود.

با توجه به راندمان پایین نیروگاه‌های برق حرارتی کشور، تلفات بالای سیستم توزیع و هزینه‌های بالای توسعه‌ی آن و همچنین چالش‌های بزرگ اقتصادی طرح ملی توسعه‌ی ایستگاه‌های CNG از منظر بهره برداران این ایستگاه‌ها، ممکن است از دیدگاه کلان اقتصاد انرژی ادعا شود؛ استفاده از تولید پراکنده در بخش CNG، به دلیل پراکندگی متناسب با جمعیت و در نتیجه متناسب با بار الکتریکی شبکه برق ایستگاه‌های CNG، در دسترس بودن گاز با دبی بالا در این ایستگاه‌ها، مصرف بالای برق در این بخش، امکان بازیابی حرارت و بهره‌گیری از آن در یک کارواش و حرکت در جهت هدف‌گذاری خودروهای الکتریکی و هیبرید در بلندمدت، دارای اولویت فنی و اقتصادی است. لیکن در درجه اول می‌بایست اقتصادی بودن نصب ظرفیت بهینه DG، از منظر سرمایه‌گذاران (مالکان ایستگاه‌های CNG) مورد بررسی قرار گیرد.

تاکنون از مولدهای تولید پراکنده در گستره بسیار وسیعی از صنایع بزرگ و کوچک، مجتمع‌های مسکونی و تجاری، روستاها و ... استفاده شده است. استفاده از واحدهای CHP^۳ جهت تأمین انرژی الکتریکی، گرمایش و سرمایش مورد نیاز مراکز خرید و سوپر مارکت‌ها در ایتالیا و انگلستان، مورد مطالعه قرار گرفته است (آرتکانی^۴، ۲۰۰۹ و

1- Compressed Natural Gas

2- Distributed Generation

3- Combined Heat and Power

4 - Arteconi

میدمنت^۱، ۲۰۰۱). ظرفیت الکتریکی بهینه یک واحد CHP خانگی، با هدف دستیابی به حداکثر ارزش فعلی خالص^۲ و با در نظر گرفتن قوانین جاری در اسپانیا، تعیین شده است (کمپوس کلادور^۳، ۲۰۱۱). نصب یک مولد تولید پراکنده در یک کارگاه تعمیرات واگن‌های راه آهن، مورد اقتصاد سنجی قرار گرفته است (هازرا^۴، ۲۰۱۵). مسئله بهینه‌سازی ظرفیت الکتریکی مولدهای تولید برق و یا واحدهای CHP سایز کوچک، ممکن است در حالت‌های مختلف و با روش‌های متفاوتی تحلیل شود. بهینه‌سازی ممکن است از منظر سرمایه‌گذار (فرانگوپولوس^۵، ۲۰۰۴) و یا شبکه انجام پذیرد. حالت نصب مورد نظر برای مولد ممکن است به صورت جزیره‌ای^۶ یا موازی با شبکه^۷ (بهبودی کلهری، ۱۳۸۹، ستایش نظر، ۱۳۸۷) باشد (سانایی^۸، ۲۰۰۹). به‌علاوه در حالت نصب موازی با شبکه (DG)، نحوه به کارگیری مولد ممکن است به صورت بار پایه^۹ (بهبودی کلهری، ۱۳۸۹)، بار جزئی^{۱۰} (ستایش نظر، ۱۳۸۷) و یا پیک سای^{۱۱} (غلامی، ۱۳۹۰) در نظر گرفته شود. همچنین در محاسبه پارامترهای این مسئله ممکن است از پروفیل‌های بار الکتریکی و حرارتی (ستایش نظر، ۱۳۸۷) و یا قبوض دوره‌ای برق و گاز (بهبودی کلهری، ۱۳۸۹) مصرفی سایت استفاده شود.

به کارگیری مولدهای تولید پراکنده در ایستگاه‌های CNG سابقه‌ای عملیاتی قبلی ندارد. در این مقاله طرح نصب یک مولد DG با ظرفیت الکتریکی بهینه در مجتمع ایستگاه CNG و کارواش نمونه، مورد مطالعه امکان‌سنجی فنی و اقتصادی قرار می‌گیرد. نوع فناوری، نوع سیستم و نحوه به کارگیری مولد DG، با توجه به شرایط مجتمع نمونه و طراحی مفهومی صورت گرفته، تعیین می‌شود. همچنین با توجه به داده‌های در دسترس و فرضیات مسئله، نحوه استفاده از پروفیل بار الکتریکی و قبوض برق مشخص می‌گردد. در این تحلیل پروفیل بار الکتریکی ایستگاه CNG و پروفیل بار حرارتی کارواش به‌عنوان پروفیل‌های بار الکتریکی و بار حرارتی مجتمع منظور شده‌اند.

- 1- Maidment
- 2- Net Present Worth
- 3- Campos Celador
- 4- Hazra
- 5- Frangopoulos
- 6- Island Mode
- 7- Parallel Mode
- 8- Sanaye
- 9- Base-Load
- 10- Part-Load
- 11- Peak Shaving

۲- مجتمع ایستگاه CNG و کارواش مورد مطالعه

ایستگاه CNG

مشخصات ایستگاه CNG

در این مطالعه، به منظور امکان تعمیم نتایج حاصله، ایستگاه CNG ای انتخاب شده که بتوان گفت نماینده‌ای از سایر ایستگاه‌های CNG در حال احداث در کشور می‌باشد. ایستگاه CNG مورد بررسی در محله خانی آباد نو شهر تهران واقع شده است. این ایستگاه دارای ۸ نازل است و فشار گاز ورودی به آن ۲۵۰ psi می‌باشد. به‌علاوه ترافیک مراجعه خودروها به این ایستگاه نرمال است. لازم به توضیح است، ظرفیت کمپرسور متناسب با تعداد نازل‌های سوخت رسانی ایستگاه می‌باشد و توان الکتریکی مصرفی الکتروموتور کمپرسور یک ایستگاه CNG، وابسته به ظرفیت کمپرسور و فشار گاز ورودی و خروجی آن می‌باشد [اصفهانیان، ۱۳۸۵]. مشخصات این ایستگاه به قرار زیر است:

ظرفیت کمپرسور: $2000 \text{ Sm}^3/\text{hr}$ ، فشار گاز ورودی به کمپرسور: ۲۵۰ psi، فشار گاز خروجی از کمپرسور: ۳۶۰ psi، تعداد کمپرسورها: ۱ عدد، تعداد درایرها: ۱ عدد، تعداد دیسپنسرها: ۴ عدد، ولتاژ: ۴۰۰ ولت، ولتاژ شبکه مجاور: ۲۰ کیلو ولت.

متوسط بار الکتریکی مصرفی سالیانه بر اساس قبوض برق

انرژی اکتیو مصرفی ایستگاه CNG مورد بررسی طی دوره‌های یکساله به قرار زیر است:

جدول ۱- انرژی اکتیو مصرفی ایستگاه CNG طی دوره‌های یکسال [شرکت توزیع نیروی برق تهران، ۱۳۹۲]

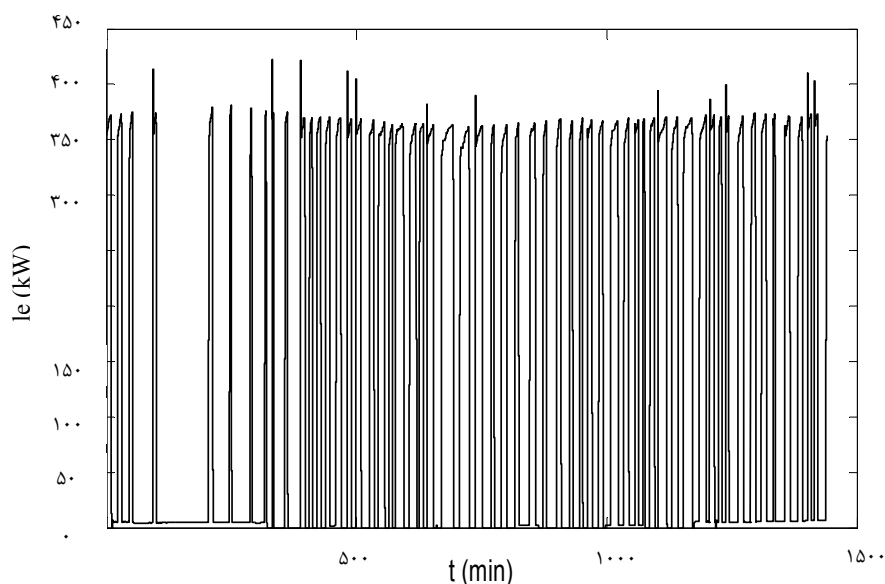
انرژی اکتیو مصرفی (kWh)	تعداد روز	شماره دوره	انرژی اکتیو مصرفی (kWh)	تعداد روز	شماره دوره
۱۰۴۴۰۰	۲۹	۹۱۰۹	۶۱۲۰۰	۲۸	۹۱۰۳
۹۷۲۰۰	۲۶	۹۱۱۰	۶۷۲۰۰	۳۱	۹۱۰۴
۱۱۱۶۰۰	۲۸	۹۱۱۱	۵۰۴۰۰	۲۹	۹۱۰۵
۱۱۸۸۰۰	۲۸	۹۱۱۲	۳۸۴۰۰	۳۰	۹۱۰۶
۱۵۹۶۰۰	۴۵	۹۲۰۱	۸۱۶۰۰	۳۲	۹۱۰۷
۱۱۱۶۰۰	۳۰	۹۲۰۲	۱۰۴۴۰۰	۲۹	۹۱۰۸

بنابراین متوسط بار الکتریکی مصرفی سالیانه بر اساس قبوض برق برابر است با :

$$L_{eb} = \frac{\sum_{p=1}^{12} E_{eb,p}}{(\sum_{p=1}^{12} D_p)(24)} = 126.3 \text{ kWh} \quad (1)$$

پروفیل بار الکتریکی سالیانه تقریبی

داده‌های متوسط توان الکتریکی مصرفی ایستگاه CNG در هر دقیقه (I_e)، در طول یک شبانه روز که در آن ایستگاه بدون این که با قطعی برق رو به رو شود با تمام ظرفیت خود سرویس دهی می‌کرده، با ترافیک مشخص مراجعه خودروها، به وسیله دستگاه آنالیز هارمونیک برق^۱ استخراج گردید. با استفاده از این داده‌ها می‌توان پروفیل بار الکتریکی را مطابق شکل ۱ رسم نمود. پروفیل بار الکتریکی سالیانه‌ی تقریبی با بسط پروفیل بار الکتریکی به دست آمده به طول سال حاصل می‌گردد. با توجه به پروفیل بار، حداکثر بار الکتریکی مصرفی، ۴۲۲ kW می‌باشد.



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱- پروفیل بار الکتریکی مصرفی ایستگاه CNG طی یک شبانه روز

کارواش

مشخصات کارواش

متناسب با تعداد نازل‌های سوخت‌رسانی ایستگاه CNG که بیانگر میزان ترافیک مراجعه خودروها به مجتمع است، تعداد نازل‌های کارواش برابر ۳ عدد منظور می‌شود. مشخصات این کارواش به قرار زیر است :

تعداد نازل‌های کارواش: ۳ عدد، ظرفیت تولید آب گرم بویلر کارواش: ۳۵ کیلووات، بازده بویلر: ۸۰ درصد، دمای آب ورودی و خروجی بویلر: $90^{\circ}\text{C} \rightarrow 25^{\circ}\text{C}$ ، مقدار آب گرم (90°C) مصرفی برای شستشوی هر خودرو: ۴۵ لیتر، متوسط زمان لازم جهت مراجعه و شستشوی هر خودرو: ۲۰ دقیقه.

پروپیل بار حرارتی سالیانه تقریبی

پروپیل بار حرارتی مصرفی کارواش طی یک شبانه روز، از حاصل ضرب توان حرارتی مصرفی به ازای هر خودرو در میزان ترافیک مراجعه خودروها به کارواش در بازه‌های زمانی مختلف، به دست می‌آید. محاسبه‌ی توان حرارتی مصرفی به ازای هر خودرو با فرضیات زیر صورت می‌گیرد:

$$\text{گرمای ویژه آب در محدوده‌ی دمایی و فشار مورد بررسی: } 4.185 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}^{\circ}\text{C}}$$

$$\text{چگالی آب در دمای } 25^{\circ}\text{C}: 997 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

در این صورت برای انرژی حرارتی مصرفی به ازای هر خودرو داریم :

$$Q = mC_p(T_h - T_c) = (44.86)(4.18)(90 - 25) = 12188.46 \text{ (kJ)} \quad (2)$$

بنابراین توان حرارتی مصرفی به ازای هر خودرو برابر است با :

$$\dot{Q} = \frac{Q}{\Delta t} = \frac{12188.46}{20 \times 60} = 10.16 \text{ (kW)} \quad (3)$$

تخمین ترافیک مراجعه خودروها به کارواش در بازه‌های زمانی ۲۰ دقیقه‌ای در طول شبانه روز، با فرض ساعات کاری ۷ الی ۲۳ برای کارواش و در نظر گرفتن ساعات ۷ الی ۹ و ۲۲ الی ۲۳ به عنوان ساعات کم تراکم و ساعات ۱۱ الی ۱۳ و ۱۷ الی ۲۰ به عنوان ساعات پر تراکم صورت گرفته است. متوسط بار حرارتی مصرفی در هر ۲۰ دقیقه برابر است با :

$$I_t = n_{ave} \dot{Q} = (10.16)n_{ave} \text{ (kW)} \quad (4)$$

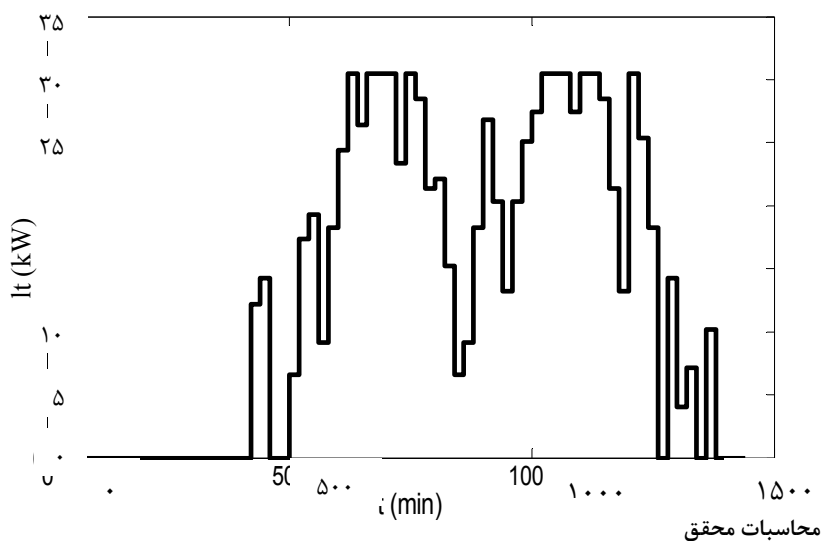
که در آن n_{ave} متوسط تعداد خودروهای موجود در کارواش در هر بازه زمانی ۲۰ دقیقه‌ای است. حداکثر توان حرارتی مصرفی مربوط به زمانی است که کارواش با هر سه نازل خود در حال سرویس دهی می‌باشد:

$$I_{t,max} = 3 \times 10.16 = 30.47 \text{ (kW)} \quad (5)$$

با استفاده از داده‌های در دسترس مربوط به متوسط توان حرارتی مصرفی کارواش در هر ۲۰ دقیقه (I_t)، در طول یک شبانه روز، متوسط بار حرارتی مصرفی به طریق زیر محاسبه می‌شود. قابل ذکر است، در رابطه‌ی زیر، عدد ۷۲ به تعداد بازه‌های زمانی ۲۰ دقیقه‌ای در یک شبانه روز اشاره دارد.

$$I_{t,ave} = \frac{\sum I_t}{72} = 12.93 \text{ (kW)} \quad (6)$$

با استفاده از داده‌های در دسترس اشاره شده، می‌توان پروفیل بار حرارتی یک شبانه روز را مطابق شکل ۲ رسم نمود. پروفیل بار حرارتی سالیانه تقریبی با بسط پروفیل بار حرارتی به دست آمده به طول سال حاصل می‌گردد.



شکل ۲- پروفیل بار حرارتی مصرفی کارواش طی یک شبانه روز

۳- مشخصات مولد DG

نوع فناوری

به دلیل هزینه‌ی سرمایه‌گذاری پایین‌تر و بازده الکتریکی بالاتر و در نتیجه هزینه‌ی متوسط تولید واحد انرژی الکتریکی کمتر مولدهای موتور گازسوز نسبت به توربین‌های گازی کوچک در ظرفیت‌های الکتریکی پایین (پارسا مقدم، ۱۳۹۱) مورد نظر در این مطالعه، مولد با فناوری موتور گازسوز انتخاب شده است.

نوع سیستم

به دلیل امکان بهره‌گیری از حرارت بازیافتی به صورت آب گرم در کارواش، استفاده از مولد به صورت یک سیستم CHP مد نظر است.

نحوه به کارگیری

به دلیل مشکلات عملیاتی و کنترلی، حفظ قابلیت دسترسی مولد، ناپیوستگی و تغییرات ماهیانه ساعات مربوط به رژیم‌های مختلف بار شبکه و تغییرات پروفیل بار الکتریکی با دوره تناوب کوتاه، نحوه‌ی عملکرد مولد به صورت پشتیبانی شبکه^۱ (بار پایه یا پیوسته^۲) در نظر بوده و از حالت‌های کارکرد با بار جزئی یا پیک سای (خاموش و روشن کردن مولد در برخی ساعات شبانه روز) صرف نظر می‌شود.

۴- بازده سیستم‌های CHP

جریان انرژی در یک مولد موتور گاز سوز نوعی با سیستم CHP، در شکل ۳ نشان داده شده است (کرس و زرو^۳، ۲۰۰۱). بازده الکتریکی، بازده حرارتی، بازده الکتریکی مؤثر و بازده کلی یا ضریب بهره‌وری انرژی (EUF^۴) برای سیستم‌های CHP، به ترتیب با روابط زیر محاسبه می‌شود.

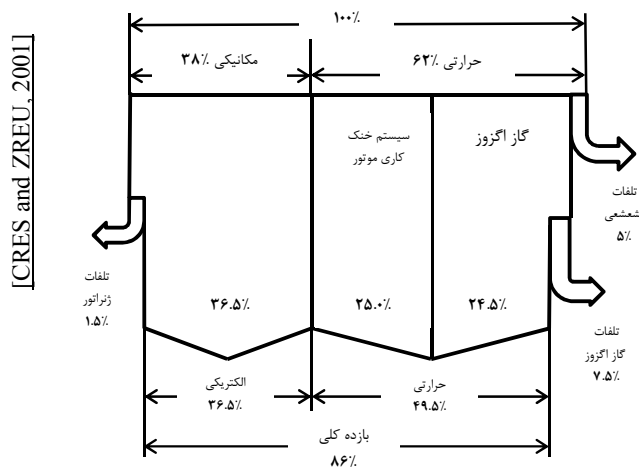
$$\eta_e = \frac{P}{F} = \frac{E_p}{E_{uf}} \quad (7)$$

$$\eta_t = \frac{H}{F} = \frac{E_{uh}}{E_{uf}} \quad (8)$$

$$\eta_{ee} = \frac{P}{F-H} = \frac{\eta_e}{1-\eta_t} \quad (9)$$

$$\eta_o = \frac{P+H}{F} = \eta_e + \eta_t \quad (10)$$

-
- 1- Grid Support
 - 2- Continuous
 - 3- CRES and ZREU
 - 4- Energy Utilization Factor



شکل ۳- تعادل گرمایی یک مولد موتور گاز سوز نوعی با سیستم CHP

۵- تعداد مولدهای مورد نظر

از آن جاکه با تقسیم بار بروی دو واحد با ظرفیت الکتریکی کم‌تر، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداشت افزایش می‌یابد (سانایی، ۲۰۰۹)، فرض می‌کنیم تنها یک مولد نصب می‌شود.

۶- محدوده ظرفیت الکتریکی مورد نظر

نصب یک ظرفیت DG بروی شبکه برق، بر میزان جریان کلی، پروفیل ولتاژ، نحوه‌ی پخش بار^۱ و سطح اتصال کوتاه^۲ شبکه برق اثرگذار می‌باشد. چگونگی این اثرات به چگونگی توزیع بارها و مولدها در شبکه بستگی دارد. ظرفیت الکتریکی تولید پراکنده که در محدوده یک پست فوق توزیع نصب می‌شود، می‌بایست به جهت صحت پخش بار و جلوگیری از معکوس شدن جریان از سمت ولتاژ پایین‌تر به سمت ولتاژ بالاتر پست فوق توزیع، کم‌تر از حداقل بار سالیانه آن پست فوق توزیع باشد. ضمناً حداکثر ظرفیت DG که در محدوده‌ی یک پست فوق توزیع نصب می‌شود، به جهت ممانعت از رسیدن سطح اتصال کوتاه روی باسبار فشار متوسط به قدرت قطع پست^۳، جلوگیری از تجاوز جریان شبکه از رتبه حرارتی^۴ مؤلفه‌های شبکه و اجتناب از تغییرات نامطلوب پروفیل ولتاژ، محدود می‌گردد (نور گستر، ۱۳۸۶).

1- Power Flow

2- Fault Level

3- Switchgear Breaking Capacity

4- Thermal Rating

بر این اساس حداکثر ظرفیت DG که ممکن است بروی یک فیدر فشار متوسط نصب شود برابر ۷ مگاوات می‌باشد (وزارت نیرو، ۱۳۸۸). در صورتی که قبلاً مولدی به شبکه محلی متصل نشده باشد و از توزیع بارهای شبکه اطلاعی در دسترس نباشد، در نصب یک ظرفیت DG بروی یک فیدر فشار متوسط شبکه، به منظور رعایت محدودیت‌های ذکر شده می‌توان قید حداکثر ظرفیت الکتریکی DG را ۲ مگاوات در نظر گرفت (وزارت نیرو، ۱۳۸۸). بنابراین به جهت ملاحظه آثار الکتریکی نصب مولد بروی شبکه و همچنین رعایت محدودیت حجم سرمایه‌گذاری، حداکثر ظرفیت DG برای اتصال به فیدر ۲۰ کیلو ولت (فشار متوسط) مجاور مجتمع ایستگاه CNG و کارواش، برابر ۲ مگاوات در نظر گرفته می‌شود. به‌علاوه با توجه به محدودی ظرفیت‌های الکتریکی تجاری، حداقل ظرفیت الکتریکی DG، ۱۰۰ کیلو وات منظور می‌گردد.

۷- داده‌های مشخصات عملکردی و هزینه‌ها

داده‌های مشخصات عملکردی و هزینه‌های پنج ظرفیت الکتریکی نمونه در جدول ۲ آمده است.

جدول ۲- داده‌های مشخصات عملکردی و هزینه‌های پنج ظرفیت الکتریکی نمونه [Virginia Government, 2012]

مشخصات موتور					
ظرفیت الکتریکی بار پایه (kW)	۱۰۰	۳۰۰	۸۰۰	۳۰۰۰	۵۰۰۰
بازده الکتریکی (LHV، %)	۳۴.۹۶	۳۸.۸۵	۳۸.۸۵	۴۳.۲۹	۴۵.۵۱
مشخصات هزینه‌ها					
هزینه‌ی احداث CHP (\$/kW)	۱۹۲۵	۱۷۰۲	۱۴۴۳	۱۱۰۰	۱۰۹۹
هزینه‌ی O&M (\$/kWh)	۰.۰۱۳	۰.۰۱۱	۰.۰۱	۰.۰۰۸	۰.۰۰۸
مشخصات بازیابی حرارت					
کل حرارت بازیافت شده (kW)	۱۴۹	۳۴۳	۸۸۹	۲۸۰۴	۴۰۹۹
بازده گرمایی (LHV، %)	۵۲.۰۶	۴۴.۴	۴۳.۱۸	۴۰.۴	۳۷.۳
بازده کلی (LHV، %)	۸۷.۰۲	۸۳.۲۵	۸۲.۰۳	۸۳.۶۹	۸۲.۸۱
بازده الکتریکی مؤثر (LHV، %)	۷۲.۹۲	۶۹.۸۷	۶۸.۳۷	۷۲.۶۳	۷۲.۵۸

ظرفیت الکتریکی، ظرفیت حرارتی و بازده مولدها، در شرایط استاندارد^۱ ISO برای مولدهای موتور گاز سوز، بیان شده است، مطابق این استاندارد، هوای محیط در فشار ۱ بار و دمای ۲۵ درجه سانتی گراد بوده و دارای رطوبت نسبی ۶۰ درصد می باشد (EEA, 2008). همچنین ظرفیت های الکتریکی مربوط به حالت به کارگیری با بار پایه می باشند (EEA, 2008).

هزینه سرمایه گذاری سیستم CHP، شامل هزینه های موتور، ژنراتور، مبدل باز یافت حرارت، تجهیزات الکتریکی (اتصال به شبکه، ترانسفورماتور افزایشده، کنترلی، محافظتی و موازی کننده)، میترینگ گاز، مهندسی، حمل، نصب، راه اندازی، نیروی کار ساختمانی، مکانیکی، الکتریکی، کانال گذاری، لوله کشی، سیم کشی و هزینه ناشی از بهره ی پول در حین احداث می باشد (Virginia Government, 2012).

هزینه بهره برداری و نگهداری (O&M^۲)، شامل هزینه ثابت و متغیر نگهداری و هزینه عملیاتی می باشد. هزینه ثابت نگهداری با فرض ۸ هزار ساعت کارکرد سالیانه ی واحد، بر حسب ساعت کارکرد (تولید) واحد محاسبه شده است. هزینه نیروی انسانی در هزینه بهره برداری و نگهداری لحاظ شده است (Virginia Government, 2012).

با توجه به ارتباط بخش عمده هزینه سرمایه گذاری و هزینه عملکرد و نگهداری با خرید اقلام وارداتی، واردات تجهیزات بر حسب سفارش خریدار توسط شرکت های تأمین کننده و ناتوانی تأمین کنندگان محدود نوظهور داخلی به ارائه اطلاعات مشابه معتبر، جهت گردآوری اطلاعات مربوط به هزینه سرمایه گذاری و هزینه عملکرد و نگهداری از داده های روز چهار سازنده مطرح Ipower, GE Jenbacher, Caterpillar, Wartsila استفاده شده است (غلامی، ۱۳۹۰، غلامی، ۱۳۸۹، بهبودی کلهری، ۱۳۸۹). در این مطالعه سعی شده با در نظر گرفتن نرخ عوارض گمرکی اعلام شده و یک نرخ تسعیر ارز منطقی، قیمت های تمام شده واقعی استخراج گردند؛ به علاوه، حساسیت نتایج حاصله نسبت به تغییرات نرخ عوارض گمرکی و نرخ تسعیر ارز (مثلاً در شرایط حمایت دولتی) بررسی می گردد.

1- International Organization for Standardization

2- Operation & Maintenance

در مرجع (Virginia Government, 2012)، بازده‌ها بر اساس ارزش حرارتی بالایی گاز طبیعی (HHV^1) ذکر شده‌اند. ولی در جدول ۲ به دلیل آن که محاسبات مربوط به قراردادهای فروش برق تولیدی مولدها، با استفاده از بازده‌های بیان شده بر اساس LHV^2 گاز طبیعی صورت می‌گیرد، بازده‌های بیان شده بر اساس HHV با استفاده از رابطه $HHV_g = 1.11 LHV_g$ [EEA, 2008] به بازده‌های بیان شده بر اساس LHV تبدیل شده‌اند. شایان ذکر است، این موضوع تأثیری در محاسبه حجم و هزینه‌ی گاز مصرفی و بنابراین نتایج نهایی ندارد.

واحدهای CHP جدول ۱۲ قادرند آب گرم 90°C سانتی‌گراد مورد نیاز یک کارواش را تأمین کنند [GRI and NREL, 2003]. در صورت نصب این واحدهای CHP در مجتمع ایستگاه CNG و کارواش مورد مطالعه، همه ظرفیت الکتریکی واحدهای CHP مورد استفاده قرار می‌گیرد، زیرا امکان فروش برق تولیدی مازاد بر نیاز ایستگاه CNG به شبکه وجود دارد. به عبارت دیگر ظرفیت الکتریکی مورد استفاده سیستم با ظرفیت الکتریکی سیستم برابر است. ولی به دلیل عدم امکان فروش حرارت تولیدی مازاد نیاز کارواش به مصرف کنندگان دیگر و بیش‌تر بودن ظرفیت حرارتی واحدها از حداکثر بار حرارتی مصرفی (30.47 کیلو وات)، کسری از جرم گازهای داغ خروجی از واحدها در اتمسفر رها می‌شود، به طوری که حرارت بازیافت شده توسط واحد برابر بار حرارتی مصرفی گردد. به عبارت دیگر؛ سیستم‌های CHP نمی‌توانند تمام ظرفیت حرارتی خود را به کار گیرند و ظرفیت حرارتی مورد استفاده سیستم کم‌تر از ظرفیت حرارتی سیستم است [GRI and NREL, 2003]. در جدول ۳ داده‌های مشخصات عملکردی و هزینه‌های سیستم‌های CHP مورد اشاره، با لحاظ نمودن ظرفیت حرارتی مورد استفاده سیستم و بازده حرارتی، بازده کلی و بازده الکتریکی مؤثر متناظر با آن آمده است. لازم به ذکر است؛ با توجه به تغییرات بار حرارتی مصرفی، ظرفیت حرارتی مورد استفاده سیستم برابر با متوسط بار حرارتی مصرفی (12.93 کیلووات) در نظر گرفته شده است.

$$P_n = P$$

$$H_n > l_{t,max} \rightarrow H_n \neq H, H = l_t \rightarrow H \cong l_{t,ave}$$

1- Higher Heat Value

2- Lower Heat Value

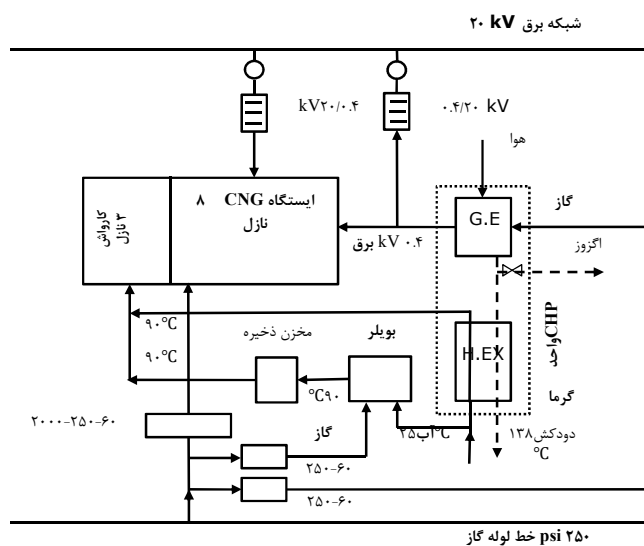
جدول ۳- داده‌های مشخصات عملکردی و هزینه‌های پنج ظرفیت الکتریکی نمونه با لحاظ نمودن ظرفیت حرارتی مورد استفاده

مشخصات موتور					
۵۰۰۰	۳۰۰۰	۸۰۰	۳۰۰	۱۰۰	ظرفیت الکتریکی بار پایه (kW)
۴۵.۵۱	۴۳.۲۹	۳۸.۸۵	۳۸.۸۵	۳۴.۹۶	بازده الکتریکی (%), LHV
مشخصات هزینه‌ها					
۱۰۹۹	۱۱۰۰	۱۴۴۳	۱۷۰۲	۱۹۲۵	هزینه‌ی احداث CHP (\$/kW)
۰.۰۰۸	۰.۰۰۸	۰.۰۱	۰.۰۱۱	۰.۰۱۳	هزینه‌ی O&M (\$/kWh)
مشخصات بازبایی حرارت					
۱۲.۹۳	۱۲.۹۳	۱۲.۹۳	۱۲.۹۳	۱۲.۹۳	کل حرارت بازبافت شده (kW)
۰.۱۲	۰.۱۹	۰.۶۳	۱.۶۷	۴.۵۲	بازده گرمایی (%), LHV
۴۵.۶۳	۴۳.۴۸	۳۹.۵	۴۰.۵	۳۹.۵	بازده کلی (%), LHV
۴۵.۵۶	۴۳.۳۷	۳۹.۱	۳۹.۵	۳۶.۶	بازده الکتریکی مؤثر (%), LHV

منبع: یافته‌های تحقیق

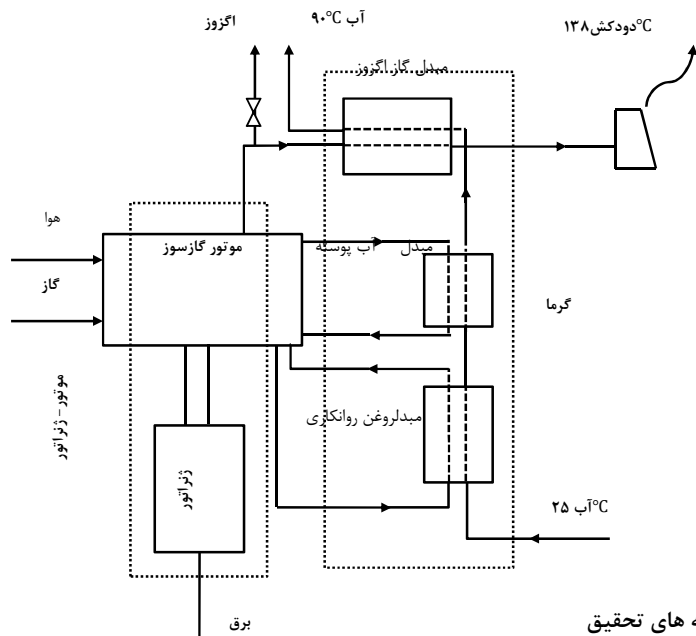
۸- شماتیک طرح

شماتیک طرح نصب یک مولد DG موتور گاز سوز با سیستم CHP در مجتمع ایستگاه CNG و کارواش مورد مطالعه، که در واقع انتگراسیون یک سیستم CHP درون سیستم یوتیلیتی برق و حرارت می‌باشد، در شکل ۴ الف نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل پیداست؛ به دلیل افزایش زمان دسترسی به برق و حرارت و تأمین کمبود برق و حرارت تولیدی مولد، پروژه تأمین برق و حرارت به‌وسیله مولد DG، پروژه تأمین برق از شبکه و حرارت از بویلر را در بر می‌گیرد. به لحاظ منطقی فرض می‌شود؛ امکان خرید و فروش همزمان برق با شبکه وجود ندارد و تنها در صورتی که برق تولیدی مولد DG، از بار الکتریکی ایستگاه بیش‌تر باشد، مازاد آن به شبکه تزریق و فروخته می‌شود.



منبع: یافته های تحقیق

شکل ۴ الف- طرح نصب یک مولد DG موتور گاز سوزبا سیستم CHP در مجتمع ایستگاه CNG و کارواش



منبع: یافته های تحقیق

شکل ۴ ب: موتور-ژنراتور گاز سوز با سیستم CHP

۹- الگوریتم اقتصاد سنجی طرح

جهت اقتصاد سنجی طرح نصب یک مولد DG با سیستم CHP در مجتمع ایستگاه CNG و کارواش مورد مطالعه، می‌بایست پارامترهای اقتصادی طرح را به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه مولد محاسبه و ارزیابی نمود. برای این منظور، اجزاء فرآیند مالی طرح، شامل هزینه سرمایه‌گذاری، درآمدها و هزینه‌های سالیانه و ارزش اسقاطی دارایی به ازای ظرفیت‌های الکتریکی تجاری مختلف محاسبه شده و ظرفیت الکتریکی بهینه و ارزش فعلی خالص متناظر، بر اساس حداکثر شدن ارزش فعلی خالص، تعیین می‌شود. در صورتی که حداکثر ارزش فعلی خالص مثبت باشد، طرح دارای توجیه اقتصادی است.

۱۰- فرآیند مالی طرح

اولین قدم در محاسبات اقتصادی یک پروژه، تعیین فرآیند مالی آن است. همان‌طور که در جدول ۴ آمده است؛ با تفریق اجزاء فرآیند مالی پروژه‌ی تأمین برق از شبکه و حرارت از بویلر (I) از اجزاء فرآیند مالی پروژه‌ی تأمین برق و حرارت به‌وسیله مولد DG (II)، اجزاء فرآیند مالی پروژه‌ی تفاوت $(\Delta = II - I)$ ، به دست می‌آید. اجزاء فرآیند مالی پروژه‌ی تفاوت، عبارتند از: هزینه سرمایه‌گذاری سیستم، صرفه‌جویی سالیانه در هزینه سوخت بویلر کارواش، هزینه سالیانه سوخت سیستم، هزینه سالیانه بهره‌برداری و نگهداری سیستم، درآمد سالیانه فروش برق تولیدی مازاد به شبکه، صرفه‌جویی سالیانه در هزینه خرید برق از شبکه، هزینه سالیانه مالیات بر درآمد و ارزش اسقاطی دارایی. عمر مفید، عمر استهلاک و دوره‌ی مطالعه برای مولدهای موتورگاز سوز، بخش بازیافت حرارت و سیستم تأمین برق سنتی ۲۰ سال فرض می‌شود [GRI and NREL, 2003]. لازم به توضیح است؛ نصب هر مگاوات ظرفیت DG، تقریباً به ۱۰۰ متر مربع زمین احتیاج دارد، ولی با توجه به نصب واحد DG در محل مجتمع ایستگاه CNG و کارواش، هزینه زمین در محاسبات اقتصادی وارد نمی‌شود.

جدول ۴- اجزاء فرآیند مالی پروژه تفاوت

پروژه تفاوت ($\Delta = II - I$)	پروژه تأمین برق و حرارت به‌وسیله مولد DG (II)	پروژه تأمین برق از شبکه و حرارت از بویلر (I)	پروژه
I	هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سیستم تأمین برق و حرارت اولیه + هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سیستم CHP	هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سیستم تأمین برق و حرارت اولیه	سرمایه‌گذاری اولیه
P_b	درآمد سالیانه فروش برق تولیدی مازاد به شبکه	۰	درآمد سالیانه
$-P_s$ $-bf_s$ uf_c um_c tx	هزینه‌ی سالیانه خرید کمبود برق تولیدی از شبکه هزینه‌ی سالیانه سوخت بویلر جهت کمبود حرارت تولیدی هزینه‌ی سالیانه سوخت سیستم CHP هزینه‌ی سالیانه O&M سیستم CHP هزینه‌ی سالیانه مالیات بر درآمد	هزینه‌ی سالیانه خرید برق از شبکه هزینه‌ی سالیانه سوخت بویلر	هزینه‌ی سالیانه
SV	ارزش اسقاطی دارایی سیستم تأمین برق و حرارت اولیه + ارزش اسقاطی دارایی سیستم CHP	ارزش اسقاطی دارایی سیستم تأمین برق و حرارت اولیه	ارزش اسقاطی دارایی
۲۰	۲۰	۲۰	عمر مفید

منبع: یافته‌های تحقیق

۱۱- مدل سازی ریاضی اجزاء فرآیند مالی طرح

در ادامه هر یک از اجزاء فرآیند مالی به صورت تابعی از ظرفیت الکتریکی واحد DG بسط می‌یابد. فرض می‌شود مولد با قابلیت اطمینان ۱۰۰ درصد کار می‌کند و از ضرایب پیری ظرفیت و بازده مولد صرف نظر می‌شود. مقادیر پارامترهای دخیل، در جدول ۵ گرد آمده است.

جدول ۵- مقادیر پارامترهای مسئله

پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار
dr	۰.۲	f_u	۷۰۰
SR	۲۵۰۰۰	P_u	۵۱۷.۳
η_b	۰.۸	P_g	۱۷۰
K	۸۶۰	tr	۰.۲۵
LHV	۸۲۰۰	N	۲۰
f_b	۱۰۰۰	MARR	۰.۱۹

هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سیستم

فرض می‌کنیم هزینه‌ی خرید بخش موتور-ژنراتور^۱ و تجهیزات الکتریکی که وارداتی هستند و بروی آنها عوارض گمرکی وضع می‌گردد، برابر ۰.۶ هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سیستم CHP (بدون در نظر گرفتن عوارض گمرکی) است [EEA, 2008- GRI and NREL, 2003]. نرخ عوارض گمرکی مربوطه ۲۰ درصد [توانیر، ۱۳۹۱]، نرخ تسعیر ارز (دلار به ریال) بر مبنای نرخ‌های مبادله‌ای، برابر (Rls/\$) ۲۵۰۰۰ ریال [بانک مرکزی، ۱۳۹۲]. مقدار ظرفیت الکتریکی سیستم برابر با ظرفیت الکتریکی مورد استفاده سیستم می‌باشد. مقدار هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سیستم برای ظرفیت‌های الکتریکی مختلف سیستم، با استفاده از داده‌های مشخصات عملکردی و هزینه‌ها و درونیابی محاسبه می‌شود.

$$C_{gs} = 0.6 I'_{CHP} \quad (۱۱)$$

$$dy = (dr)(C_{gs}) \quad (۱۲)$$

$$I = (SR)(P_n)(I'_{CHP} + dy) \quad (۱۳)$$

صرفه‌جویی سالیانه در هزینه‌ی سوخت بویلر کارواش

با توجه به مشخصات کارواش مورد مطالعه، بازده بویلر برابر ۸۰ درصد است. با توجه به مشخصات گاز طبیعی در ایران ارزش حرارتی پایین گاز طبیعی برابر ۸۲۰۰ (kcal/Sm³) در نظر گرفته می‌شود [مدیریت شبکه برق، ۱۳۸۸]. همچنین شرکت ملی گاز تعرفه‌ی سوخت بویلر (مشترکین عمومی-گروه ۱-کسب و خدمات تجاری) را برابر با

۱۰۰۰ (Rls/Sm³) تعیین کرده است [شرکت ملی گاز، ۱۳۹۱]. با توجه به این‌که در محدوده‌ی ظرفیت‌های الکتریکی مورد بررسی، ظرفیت حرارتی همه‌ی واحدها بزرگ‌تر از حداکثر بار حرارتی مصرفی می‌باشد، حرارت بازیافت شده توسط واحدها برابر بار حرارتی مصرفی می‌باشد. در نتیجه، به ازای هر یک از ظرفیت‌های الکتریکی، معادل کل انرژی حرارتی مصرفی در انرژی حرارتی تأمین شده توسط بویلر کارواش صرفه‌جویی می‌شود. برای محاسبه‌ی انرژی حرارتی مصرفی کارواش از داده‌های در دست مربوط به متوسط توان حرارتی مصرفی در هر ۲۰ دقیقه (l_t) استفاده می‌شود. قابل ذکر است، در رابطه‌ی ۱۶، ضریب ۳۶۵.۲۵ به میانگین تعداد روزهای یک سال دلالت می‌کند.

$$E_{t,20min} = l_t/3 \quad (14)$$

$$E_{t,d} = \sum E_{t,20min} \quad (15)$$

$$E_{t,y} = 365.25 E_{t,d} \quad (16)$$

$$E_{bh} = E_{t,y} \quad (17)$$

$$E_{bf} = \frac{E_{bh}}{\eta_b} \quad (18)$$

$$V_{bf} = \frac{(E_{bf})(K)}{LHV} \quad (19)$$

$$bf_s = (V_{bf})(f_b) \quad (20)$$

هزینه‌ی سالیانه سوخت سیستم

هزینه‌ی گاز مصرفی مولد با تعرفه مربوطه (مشترکین صنعتی-گروه ۱- واحدهای صنعتی) برابر با ۷۰۰ (Rls/Sm³) [توانیر، ۱۳۹۱]، از جانب شرکت گاز استانی اخذ می‌شود. مقدار بازده الکتریکی سیستم برای ظرفیت‌های الکتریکی مختلف سیستم، با استفاده از داده‌های مشخصات عملکردی و هزینه‌ها و درونیابی محاسبه می‌شود. قابل ذکر است، در رابطه‌ی ۲۱، ضریب ۸۷۶۶ به تعداد ساعات یک سال دلالت دارد.

$$E_{p,y} = 8766 P \quad (21)$$

$$E_{uf} = \frac{E_{p,y}}{\eta_e} \quad (22)$$

$$V_{uf} = \frac{(E_{uf})(K)}{LHV} \quad (23)$$

$$uf_c = (V_{uf})(f_u) \quad (24)$$

هزینه‌ی سالیانه بهره‌برداری و نگهداری سیستم

مقدار هزینه‌ی O&M سیستم به ازای واحد انرژی الکتریکی تولیدی، برای ظرفیت‌های الکتریکی مختلف سیستم، با استفاده از داده‌های مشخصات عملکردی و هزینه‌ها و درونیابی محاسبه می‌شود.

$$um_c = (SR)(M)(E_{p,y}) \quad (25)$$

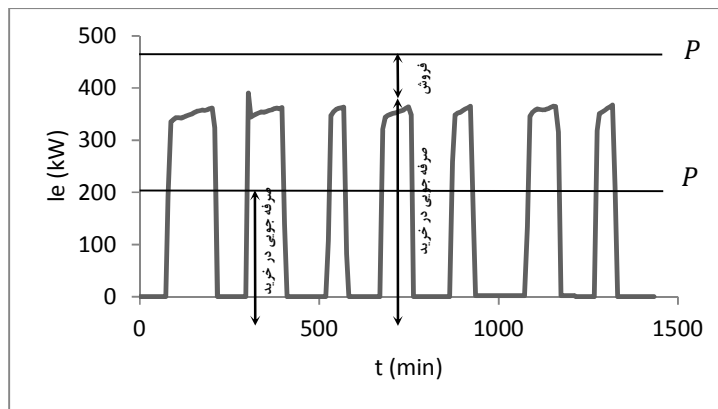
درآمد سالیانه فروش برق تولیدی مازاد به شبکه

در هر لحظه توان الکتریکی ثابت تولید شده توسط مولد DG، تا حد امکان بار الکتریکی مصرفی ایستگاه CNG را پوشش می‌دهد و مازاد آن، در صورت وجود، به شبکه برق تزریق می‌شود. همان‌طور که در شکل ۵ نشان داده شده است، با استفاده از پروفیل بار الکتریکی می‌توان انرژی الکتریکی تولیدی مازاد و انرژی الکتریکی تأمین شده در محل را برای ظرفیت‌های الکتریکی مختلف به دست آورد. در صورتی که تعرفه‌ی خرید و فروش برق در همه‌ی رژیم‌های بار شبکه (ساعات مختلف شبانه روز) یکسان باشد یعنی همان‌طور که در این مطالعه منظور شده، به کارگیری پروفیل بار الکتریکی با مقادیر توانی چیده شده به جای پروفیل بار الکتریکی واقعی تغییری در نتیجه‌ی محاسبه‌ی درآمد فروش برق تولیدی مازاد و صرفه‌جویی در هزینه‌ی خرید برق ایجاد نمی‌کند. این موضوع در شکل ۶ نشان داده شده است. اگر ضمن برقراری شرط ذکر شده، ظرفیت‌های الکتریکی بزرگ‌تر از حداکثر بار الکتریکی مصرفی مورد بررسی باشند، می‌توان جهت تعیین درآمد فروش برق تولیدی مازاد و صرفه‌جویی در هزینه‌ی خرید برق، به جای پروفیل بار الکتریکی مصرفی طی یک دوره زمانی، از متوسط بار الکتریکی مصرفی طی همان دوره‌ی زمانی استفاده نمود. این موضوع در شکل ۷ نشان داده شده است.

پروفیل بار الکتریکی طی یکسال در دسترس نیست و پروفیل بار الکتریکی سالیانه از تعمیم پروفیل بار الکتریکی یک روز نمونه میان هفته‌ای که در آن ایستگاه CNG با تمام ظرفیت خود در حال سرویس دهی بوده، به طول سال، حاصل می‌شود. بنابراین، از آنجایی که پروفیل بار الکتریکی سالیانه تخمینی و روزهایی را که ایستگاه CNG از سرویس خارج بوده و یا با ظرفیت ناقص سرویس دهی می‌کرده و روزهایی با میزان متفاوت ترافیک مراجعه خودروها به ایستگاه را در بر نمی‌گیرد، جهت محاسبه دقیق درآمد فروش برق تولیدی مازاد و صرفه‌جویی در هزینه‌ی خرید برق برای ظرفیت‌های الکتریکی بزرگ‌تر از حداکثر بار الکتریکی مصرفی (۴۲۲ کیلووات)، از متوسط بار

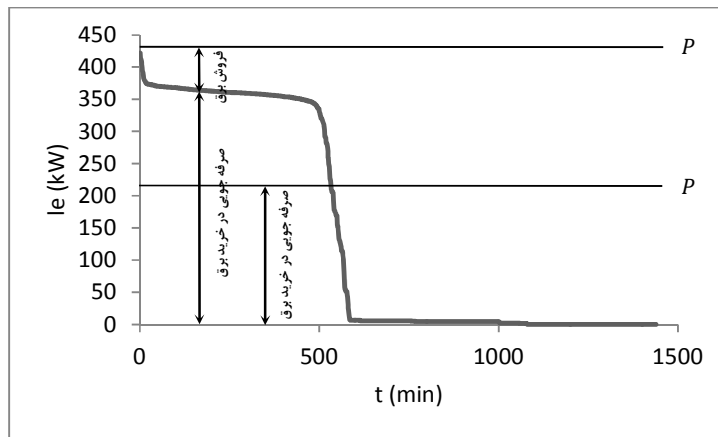
الکتریکی مصرفی سالیانه، که از قبوض برق به دست آمده، استفاده می‌شود. اما با توجه به توضیحات فوق، جهت محاسبه‌ی درآمد فروش برق تولیدی مازاد و صرفه‌جویی در هزینه‌ی خرید برق برای ظرفیت‌های الکتریکی کوچک‌تر از حداکثر بار الکتریکی مصرفی، می‌بایست از پروفیل بار الکتریکی مصرفی، یا به عبارت دیگر داده‌های در دست مربوط به متوسط توان الکتریکی مصرفی در هر دقیقه (I_e)، استفاده شود. هم‌چنین با توجه به تقریبی بودن پروفیل بار الکتریکی سالیانه برای ظرفیت‌های الکتریکی کوچک‌تر از حداکثر بار الکتریکی مصرفی، درآمد فروش برق تولیدی مازاد و صرفه‌جویی در هزینه‌ی خرید برق به صورت تقریبی محاسبه می‌شود.

اگر بازده الکتریکی مؤثر سیستم کوچک‌تر از متوسط بازده نیروگاه‌های حرارتی کشور (۳۸.۵ درصد) باشد، شرکت توانیر حاضر به عقد قرارداد جهت خرید برق نبوده و درآمد سالیانه‌ی فروش برق تولیدی مازاد به شبکه صفر می‌شود [وزارت نیرو، ۱۳۸۸]. فروش برق در قالب قرارداد بلند مدت تضمینی تبدیل انرژی با شرکت توانیر و بر اساس بازده الکتریکی مؤثر پیش فرض ۴۲ درصد و دوره خرید ۲۰ ساله صورت می‌گیرد. با استفاده از مراجع وزارت نیرو، ۱۳۸۸- توانیر، ۱۳۸۸- هیأت وزیران، ۱۳۸۴- وزارت نیرو، ۱۳۹۱، تعرفه‌ی فروش برق برابر ۵۱۷.۳ ریال در هر کیلو وات محاسبه می‌شود. مقدار بازده الکتریکی مؤثر سیستم برای ظرفیت‌های الکتریکی مختلف سیستم، با استفاده از داده‌های مشخصات عملکردی و هزینه‌ها و درون‌یابی محاسبه می‌شود. قابل ذکر است، در رابطه‌ی ۳۰، حد بالای سیگما به تعداد دقایق یک شبانه روز دلالت می‌کند.



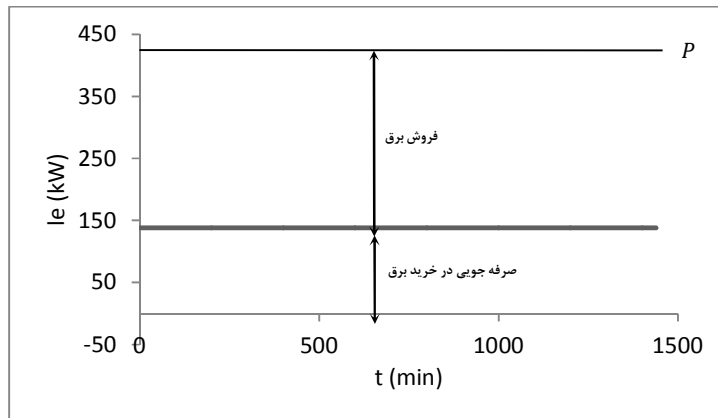
منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۵- تشخیص انرژی الکتریکی تولیدی مازاد و انرژی الکتریکی تأمین شده در محل بروی پروفیل بار الکتریکی



منبع: یافته های تحقیق

شکل ۶- تشخیص انرژی الکتریکی تولیدی مازاد و انرژی الکتریکی تأمین شده در محل بروی پروفیل بار الکتریکی با مقادیر چیده شده



منبع: یافته های تحقیق

شکل ۷- تشخیص انرژی الکتریکی تولیدی مازاد و انرژی الکتریکی تأمین شده در محل بروی پروفیل متوسط بار الکتریکی

$$E_{P,m} = P/60, E_{e,m} = I_e/60 \quad (26), (27)$$

$$P_{b,m} = \begin{cases} 0 & ; P \leq I_e \\ (E_{P,m} - E_{e,m})(P_u) & ; P > I_e \end{cases} \quad (28)$$

$$E_{eb,y} = 8766 L_{eb} \quad (29)$$

$$P_b = \begin{cases} 0 & ; \eta_{ee} < 38.5\% \\ 365.25 \sum_{m=1}^{1440} P_{b,m} & ; \eta_{ee} \geq 38.5\%, P < I_{e,max} \\ (E_{P,y} - E_{eb,y})(P_u) & ; \eta_{ee} \geq 38.5\%, P \geq I_{e,max} \end{cases} \quad (30)$$

صرفه‌جویی سالیانه در هزینه‌ی خرید برق از شبکه

ایستگاه‌های CNG در دسته مشترکین عمومی برق قرار گرفته‌اند. در حال حاضر برای این ایستگاه‌ها، تعرفه‌ی خرید برق در همه رژیم‌های بار شبکه یکسان و برابر ۱۷۰ ریال در هر کیلووات می‌باشد [توانیر، ۱۳۹۱]. با توجه به توضیحات بند ۵-۱۱، جهت محاسبه صرفه‌جویی در هزینه‌ی خرید برق برای ظرفیت‌های الکتریکی کوچک‌تر از حداکثر بار الکتریکی مصرفی، از داده‌های در دست مربوط به متوسط توان الکتریکی مصرفی در هر دقیقه (I_e) و برای ظرفیت‌های الکتریکی بزرگ‌تر از حداکثر بار الکتریکی مصرفی، از متوسط بار الکتریکی مصرفی سالیانه که از قبوض برق به دست آمده، استفاده می‌شود.

$$P_{sm} = \begin{cases} (E_{p,m})(P_g); P \leq I_e \\ (E_{e,m})(P_g); P > I_e \end{cases} \quad (31)$$

$$P_s = \begin{cases} 365.25 \sum_{m=1}^{1440} P_{sm}; P < I_{e,max} \\ (E_{eb,y})(P_g); P \geq I_{e,max} \end{cases} \quad (32)$$

هزینه‌ی سالیانه مالیات بر درآمد

پرداخت مالیات بر اساس مفاد قانون مالیات‌های مستقیم صورت می‌گیرد. نرخ سالیانه‌ی مالیات بر درآمد شرکت‌های تولیدی برابر ۲۵ درصد تعیین شده است [مجلس شورای اسلامی، ۱۳۸۱]. جهت تعیین میزان استهلاك سالیانه از روش خط مستقیم استفاده می‌کنیم.

$$SV = 0.1 I \quad (33)$$

$$d = \frac{I-SV}{n} \quad (34)$$

$$CFBT = P_b + P_s + bf_s - uf_c - um_c \quad (35)$$

$$IT = CFBT - d \quad (36)$$

$$tx = (tr)(IT) \quad (37)$$

ارزش اسقاطی دارایی

ارزش اسقاطی دارایی را برابر ۱۰ درصد هزینه‌ی اولیه در نظر می‌گیریم [پارسا مقدم، ۱۳۹۱].

$$SV = 0.1 I \quad (38)$$

ارزش فعلی خالص

در این تحلیل، ظرفیت الکتریکی بهینه، بر مبنای حداکثر نمودن ارزش فعلی خالص پروژه‌ی تفاوت تعیین می‌شود. محاسبه ارزش فعلی خالص یک فرآیند مالی، تبدیل کلیه‌ی درآمدها و هزینه‌ها به ارزش فعلی در زمان حال یا مبدأ پروژه است. با توجه به اجزاء فرآیند مالی، فرآیند مالی یکنواخت سالیانه پروژه‌ی تفاوت با استفاده از رابطه ۴۲ و ارزش فعلی خالص پروژه تفاوت با استفاده از رابطه ۴۳ محاسبه می‌شود [اسکونژاد، ۱۳۹۱]. با توجه به اعلام بانک مرکزی در سال ۱۳۹۱، حداقل نرخ جذب کننده (نرخ تنزیل) طرح را ۱۹ درصد در نظر می‌گیریم. عمر مفید سیستم برابر ۲۰ سال می‌باشد.

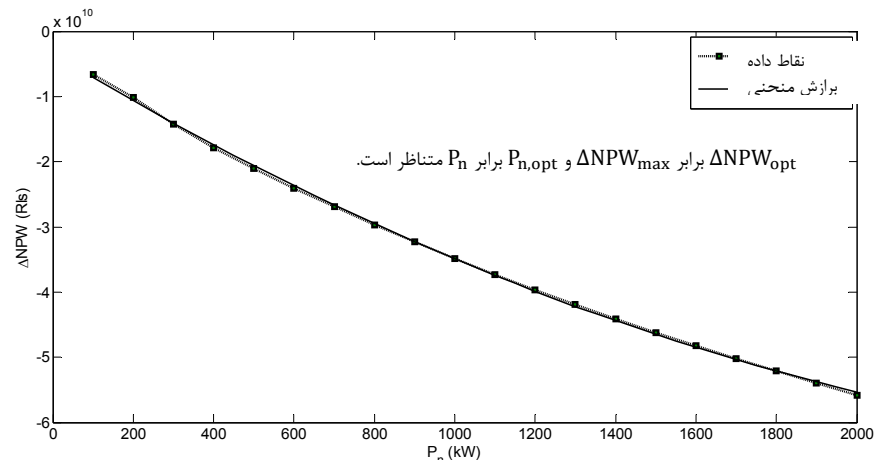
$$i = \text{MARR} \quad (39)$$

$$\left(\frac{P}{A}, i\%, n\right) = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (40)$$

$$\left(\frac{P}{F}, i\%, n\right) = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (41)$$

$$\text{ACF} = P_b + P_s + b f_s - u f_c - u m_c - t x \quad (42)$$

$$\Delta \text{NPW} = -I + \left(\frac{P}{A}, i\%, n\right) \text{ACF} + \left(\frac{P}{F}, i\%, n\right) \text{SV} \quad (43)$$



شکل ۸- وابستگی ارزش فعلی خالص پروژه تفاوت به ظرفیت الکتریکی [محاسبات محقق]

۱۳- ظرفیت الکتریکی بهینه و پارامترهای اقتصادی متناظر

وابستگی ارزش فعلی خالص پروژه‌ی تفاوت به ظرفیت الکتریکی در شکل ۸ نشان داده شده است. ظرفیت الکتریکی که حداکثر ارزش فعلی خالص پروژه‌ی تفاوت، یا

به عبارت دیگر حداکثر مزیت پروژه‌ی تأمین برق و حرارت به وسیله مولد DG نسبت به پروژه‌ی تأمین برق از شبکه و حرارت از بویلر را نتیجه می‌دهد، به عنوان ظرفیت الکتریکی بهینه تعیین می‌شود. بنابراین ارزش فعلی خالص پروژه‌ی تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه، برابر با ارزش فعلی خالص حداکثر پروژه‌ی تفاوت می‌باشد. نتیجه‌ی محاسبه ظرفیت الکتریکی بهینه و شش پارامتر اقتصادی متناظر پروژه تفاوت به کمک نرم افزار MATLAB، در زیر ارائه شده است. لازم به ذکر است؛ کاربرد کلیه‌ی تکنیک‌های اقتصاد مهندسی دارای نتیجه یکسانی می‌باشد.

$$P_{n,opt} = 100 \text{ kW}$$

$$\Delta NPW_{opt} = -6564545636 \text{ Rls}$$

$$\Delta NEUA_{opt} = -1286948257 \text{ Rls}$$

$$\Delta \frac{B}{C_{opt}} = 0$$

$$\Delta ROR_{opt} \leq 0$$

$$\Delta PP_{opt} \text{ is meaningless.}$$

$$\Delta SL_{opt} \text{ is meaningless.}$$

با توجه به منفی بودن ارزش فعلی خالص، اجرای طرح در حال حاضر فاقد توجیه اقتصادی می‌باشد. در حقیقت ارزش فعلی هزینه‌ها بیش از ارزش فعلی درآمدها می‌باشد. علت این موضوع را می‌توان به هزینه‌ی بالای سرمایه‌گذاری سیستم، تعرفه‌ی پایین خرید برق از شبکه برای ایستگاه‌های CNG و در نتیجه کاهش پارامتر صرفه‌جویی سالیانه در هزینه‌ی خرید برق از شبکه، هزینه‌ی بالای بهره‌برداری و نگهداری سیستم و نرخ بالای مالیات نسبت داد.

۱۴- آنالیز حساسیت

آنالیز حساسیت عبارت است از: تکرار محاسبات یک فرآیند مالی، با تغییر دادن پارامترهای اصلی و مقایسه‌ی نتایج به دست آمده با نتایج حاصل از اطلاعات اولیه. آنالیز حساسیت نسبت به پارامترهایی انجام می‌شود که نسبت به تخمین اولیه آنها اطمینان وجود نداشته و یا ممکن است در آینده دچار تغییر قابل ملاحظه‌ای شوند [اسکونژاد، ۱۳۹۱].

در اینجا پارامترهایی که نسبت به تخمین اولیه آنها اطمینان وجود ندارد، عبارتند از: $dr, SR, n, tr, MARR$

و پارامترهایی که ممکن است در آینده، مثلاً به دلیل اجرای قانون هدفمندسازی یارانه‌ها، دچار تغییرات قابل ملاحظه شوند، عبارتند از: f_u, f_b, P_u, P_g

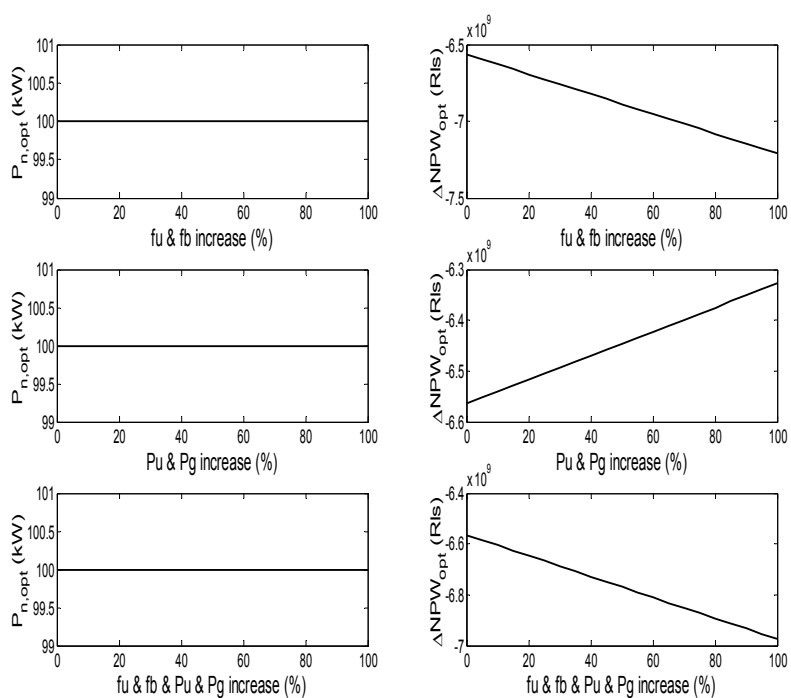
هدف آنالیز حساسیت ظرفیت الکتریکی بهینه و ارزش فعلی خالص متناظر پروژه‌ی تفاوت نسبت به تغییرات پارامترهای فوق است. برای انجام آنالیز حساسیت، ابتدا یکی از سناریوهای محتمل، خوشبینانه یا بدبینانه انتخاب می‌شود. انتخاب هر یک از سناریوها به منزله‌ی بررسی حساسیت ظرفیت الکتریکی بهینه‌ی سیستم و ارزش فعلی خالص متناظر پروژه تفاوت، نسبت به تغییرات نرخ عوارض گمرکی، نرخ تسعیر ارز عمر مفید، نرخ مالیات و حداقل نرخ جذب کننده می‌باشد. مقدار این پارامترها در سناریوهای مختلف در جدول ۶ آورده شده است. سپس به ازای هر یک از سناریوها، نمودارهای حساسیت ظرفیت الکتریکی بهینه‌ی سیستم و ارزش فعلی خالص متناظر پروژه تفاوت، نسبت به افزایش همزمان تعرفه‌ی سوخت سیستم و تعرفه‌ی سوخت بویلر، افزایش همزمان تعرفه‌ی خرید برق از شبکه و تعرفه‌ی فروش برق تولیدی مازاد به شبکه و افزایش همزمان تعرفه‌ی سوخت سیستم، تعرفه‌ی سوخت بویلر، تعرفه‌ی خرید برق از شبکه و تعرفه‌ی فروش برق تولیدی مازاد به شبکه، رسم می‌شود. مقدار کنونی این پارامترها در جدول ۷ گردآوری شده است. نمودارهای حساسیت در سناریوهای محتمل، خوشبینانه و بدبینانه به ترتیب در شکل‌های ۹ تا ۱۱ نشان داده شده‌اند. در جداول زیر، منظور از جهت تغییر مطلوب، جهت تغییراتی است که موجب افزایش مقدار ارزش فعلی خالص شده و به توجیه اقتصادی طرح کمک می‌کند.

جدول ۶- مقدار پارامترهایی که نسبت به تخمین آنها اطمینان وجود ندارد، در سناریوهای مختلف

پارامتر	مقدار محتمل	مقدار خوشبینانه	مقدار بدبینانه	جهت تغییر مطلوب
dr	۰.۲	۰	۰.۲	↓
SR	۲۵۰۰۰	۱۲۲۶۰	۳۲۵۰۰	↓
n	۲۰	۲۵	۱۵	↑
tr	۰.۲۵	۰	۰.۲۵	↓
MARR	۰.۱۹	۰.۱۷	۰.۲۱	↓

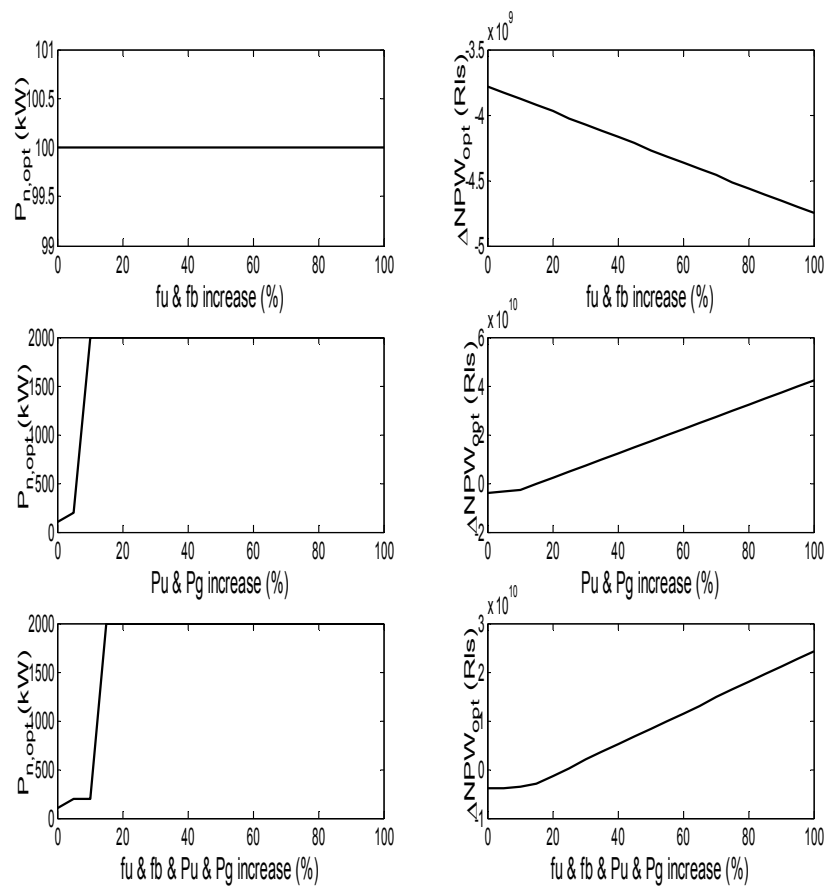
جدول ۷- مقدار کنونی پارامترهایی که ممکن است دچار تغییر شوند

پارامتر	مقدار کنونی	جهت تغییر مطلوب
f_u	۷۰۰	↓
f_b	۱۰۰۰	↑
P_u	۵۱۷.۳	↑
P_g	۱۷۰	↑



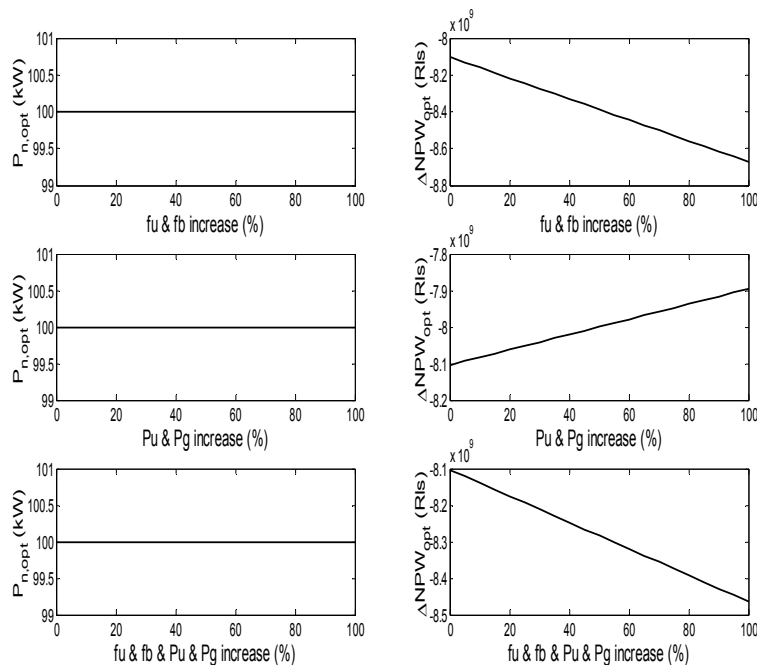
منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۹- نمودارهای حساسیت در سناریوی محتمل



منبع: یافته های تحقیق

شکل ۱۰- نمودارهای حساسیت در سناریوی خوشبینانه



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۱- نمودارهای حساسیت در سناریوی بدبینانه

همان‌طور که در شکل‌های ۹ تا ۱۱ مشاهده می‌شود بر مبنای سناریوی محتمل، در حال حاضر ظرفیت الکتریکی بهینه سیستم برابر ۱۰۰ کیلووات و ارزش فعلی خالص پروژه‌ی تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه برابر ۶۵۶۴۵۴۵۶۳۶ - ریال می‌باشد. در حقیقت نتایج اولیه نیز بر مبنای سناریوی محتمل به دست آمدند. هم‌چنین بر مبنای سناریوی خوشبینانه؛ در حال حاضر ظرفیت الکتریکی بهینه‌ی سیستم برابر ۱۰۰ ریال و ارزش فعلی خالص پروژه‌ی تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه برابر Rls ۳۷۷۹۸۲۹۱۳۵ - است. و بر مبنای سناریوی بدبینانه؛ در حال حاضر ظرفیت الکتریکی بهینه‌ی سیستم برابر ۱۰۰ کیلووات و ارزش فعلی خالص پروژه‌ی تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه برابر ۸۱۰۳۲۶۴۸۴۳ - ریال می‌باشد.

نقطه سر به سر دو پروژه‌ی تأمین برق از شبکه و حرارت از بویلر (I) و تأمین برق و حرارت به‌وسیله مولد تولید پراکنده (II) را می‌توان در نمودارهای حساسیت ارزش فعلی خالص، تشخیص داد. در نقطه‌ی سر به سر داریم $\Delta NPW_{opt} = 0$ (اسکونژاد، ۱۳۹۱)

۱۵- نتیجه گیری

با توجه به مقدار ارزش فعلی خالص به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه‌ی سیستم، در حال حاضر طرح نصب مولدهای تولید پراکنده با فناوری موتور گاز سوز و سیستم CHP در مجتمع‌های ایستگاه CNG و کارواش، حتی در سناریوی خوشبینانه، با فرض حذف عوارض گمرکی، حذف مالیات، اختصاص ارز به نرخ مرجع، افزایش عمر مفید به ۲۵ سال و کاهش حداقل نرخ جذب کننده مورد انتظار سرمایه‌گذار به ۱۷ درصد، نیز توجیه اقتصادی ندارد و سرمایه‌گذار ترجیح می‌دهد برق و حرارت مورد نیاز خود را از طریق شبکه‌ی برق و بویلر تأمین نماید. در سناریوهای محتمل و بدبینانه، در صورتی که تعرفه‌ی خرید برق از شبکه و تعرفه‌ی فروش برق تولیدی مازاد به شبکه به‌طور همزمان از مقدار کنونی افزایش یابند، مزیت اقتصادی اجرای طرح نسبت به تأمین برق از شبکه و حرارت از بویلر (یعنی پارامتر ΔNPW_{opt}) افزایش می‌یابد، ولی حتی در صورت افزایش ۱۰۰ درصدی این دو پارامتر نیز، پارامتر ΔNPW_{opt} همچنان منفی بوده و طرح فاقد توجیه اقتصادی است. در سناریوی خوشبینانه، در صورتی که تعرفه‌ی خرید برق از شبکه و تعرفه‌ی فروش برق تولیدی مازاد به شبکه به‌طور همزمان در حدود ۱۵ درصد و یا تعرفه‌ی سوخت سیستم، تعرفه‌ی سوخت بویلر، تعرفه‌ی خرید برق از شبکه و تعرفه‌ی فروش برق تولیدی مازاد به شبکه به‌طور همزمان در حدود ۲۵ درصد از مقدار کنونی افزایش یابند، طرح توجیه اقتصادی می‌یابد (نقطه‌ی سربه‌سر با $\Delta NPW_{opt} = 0$). در این شرایط ظرفیت الکتریکی بهینه سیستم ۲ مگاوات می‌باشد. در آخر، به‌طور خلاصه می‌توان گفت در حال حاضر اجرای طرح نصب یک مولد تولید پراکنده با فناوری موتور گاز سوز و سیستم CHP در مجتمع ایستگاه CNG و کارواش، از منظر مالک مجتمع فاقد توجیه اقتصادی بوده و کمکی به سودآوری بیش‌تر او نمی‌کند. به منظور بررسی گزینه‌های دیگر پیش روی جهت ایجاد سودآوری بیش‌تر برای مالکان ایستگاه‌های CNG، پیشنهاد می‌شود به کارگیری محرک‌های گاز سوز به جای محرک‌های الکتریکی برای کمپرسور ایستگاه‌های CNG، مورد مطالعه قرار گیرد. همچنین، بررسی امکان افزایش سود حاصل از فروش واحد CNG، به صورت کاهش تعرفه‌ی گاز مصرفی ایستگاه‌های CNG یا افزایش تعرفه‌ی فروش CNG، می‌تواند موضوع مطالعات بعدی باشد. شایان ذکر است، در حال حاضر تعرفه‌ی گاز مصرفی ایستگاه‌های CNG، برابر ۲۷۰۰ (Rls/Sm³) و تعرفه‌ی فروش CNG برابر ۳۱۰۰ (Rls/Sm³) می‌باشد [شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی، ۱۳۹۲].

فهرست علائم و اختصارات

۱. ACF : فرآیند مالی (خالص) یکنواخت سالیانه پروژه تفاوت (Rls)
۲. bfs : صرفه‌جویی سالیانه در هزینه‌ی سوخت بویلر کارواش (Rls)
۳. C_{gs} : هزینه‌ی خرید بخش موتور-ژنراتور و تجهیزات الکتریکی سیستم بر واحد ظرفیت الکتریکی ($\$/kW$)
۴. C_p : گرمای ویژه آب ($kJ/kg \cdot ^\circ C$)
۵. $CFBT$: فرآیند مالی (خالص) سالیانه پروژه تفاوت قبل از کسر مالیات (Rls)
۶. d : استهلاک سالیانه سیستم (Rls)
۷. D_p : تعداد روزهای هر دوره از قبوض برق (day)
۸. dr : نرخ عوارض گمرکی (-)
۹. dy : عوارض گمرکی بر واحد ظرفیت الکتریکی ($\$/kW$)
۱۰. E_{bf} : انرژی سوخت سالیانه مصرفی بویلر کارواش (kWh)
۱۱. E_{bh} : انرژی حرارتی سالیانه تأمین شده توسط بویلر کارواش (kWh)
۱۲. E_e : انرژی الکتریکی مصرفی (kWh)
۱۳. E_{eb} : انرژی الکتریکی مصرفی (به دست آمده از قبوض برق) (kWh)
۱۴. E_p : انرژی الکتریکی تولید شده توسط سیستم (kWh)
۱۵. E_t : انرژی حرارتی مصرفی (kWh)
۱۶. E_{uf} : انرژی سوخت سالیانه مصرفی سیستم (kWh)
۱۷. E_{uh} : انرژی حرارتی بازیافت شده توسط سیستم (kWh)
۱۸. F : توان مصرف سوخت سیستم (kW)
۱۹. f_b : تعرفه‌ی سوخت بویلر (Rls/Sm^3)
۲۰. f_u : تعرفه‌ی سوخت سیستم (Rls/Sm^3)
۲۱. H : ظرفیت حرارتی مورد استفاده سیستم (kW)
۲۲. H_n : ظرفیت حرارتی سیستم (kW)
۲۳. HHV : ارزش حرارتی بالایی گاز طبیعی ($kcal/Sm^3$)
۲۴. i : حداقل نرخ جذب کننده (نرخ تنزیل) (-)
۲۵. I : هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سیستم (Rls)
۲۶. I'_{CHP} : هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سیستم CHP بدون در نظر گرفتن عوارض گمرکی، بر واحد ظرفیت الکتریکی ($\$/kW$)
۲۷. IT : درآمد سالیانه مشمول مالیات (Rls)
۲۸. K : فاکتور تبدیل واحد kWh به $kcal$ ($kcal/kWh$)
۲۹. l_e : متوسط بار الکتریکی مصرفی در هر دقیقه (kW)
۳۰. L_{eb} : متوسط بار الکتریکی مصرفی سالیانه (به دست آمده از قبوض برق) (kW)
۳۱. l_t : متوسط بار حرارتی مصرفی در هر ۲۰ دقیقه (kW)
۳۲. LHV : ارزش حرارتی پایینی گاز طبیعی ($kcal/Sm^3$)
۳۳. m : جرم آب گرم مصرفی برای شستشوی هر خودرو (kg)
۳۴. M : هزینه‌ی $O\&M$ سیستم به ازای واحد انرژی الکتریکی تولیدی ($\$/kWh$)
۳۵. $MARR$: حداقل نرخ جذب کننده (نرخ تنزیل) (-)
۳۶. n : عمر مفید (yr)
۳۷. n_{ave} : متوسط تعداد خودروهای موجود در کارواش در هر ۲۰ دقیقه (-)
۳۸. P : ظرفیت الکتریکی مورد استفاده سیستم (kW)
۳۹. P_b : درآمد سالیانه فروش برق تولیدی مازاد به شبکه (Rls)
۴۰. P_{bm} : درآمد فروش برق تولیدی مازاد به شبکه در هر دقیقه (Rls)
۴۱. P_g : تعرفه‌ی خرید برق از شبکه (Rls/kWh)
۴۲. P_n : ظرفیت الکتریکی سیستم (kW)
۴۳. $P_{n,opt}$: ظرفیت الکتریکی بهینه سیستم (kW)
۴۴. P_s : صرفه‌جویی سالیانه در هزینه‌ی خرید برق از شبکه (Rls)
۴۵. P_{sm} : صرفه‌جویی در هزینه‌ی خرید برق از شبکه در هر دقیقه (Rls)
۴۶. P_u : تعرفه‌ی فروش برق تولیدی مازاد به شبکه (Rls/kWh)
۴۷. Q : انرژی حرارتی مصرفی به ازای هر خودرو (kJ)
۴۸. $\dot{Q}$: توان حرارتی مصرفی به ازای هر خودرو (kW)
۴۹. SR : نرخ تسعیر ارز ($Rls/\$$)
۵۰. SV : ارزش اسقاطی دارایی (Rls)
۵۱. T_c : دمای آب سرد ($^\circ C$)
۵۲. T_h : دمای آب گرم ($^\circ C$)
۵۳. tr : نرخ سالیانه مالیات بر درآمد (-)
۵۴. tx : هزینه‌ی سالیانه مالیات بر درآمد (Rls)

۵۵. uf_c : هزینه سالیانه سوخت سیستم (Rls)
۵۶. um_c : هزینه سالیانه $O\&M$ سیستم (Rls)
۵۷. V_{bf} : حجم سوخت سالیانه مصرفی بویلر کارواش (Sm^3)
۵۸. V_{uf} : حجم سوخت سالیانه مصرفی سیستم (Sm^3)
۵۹. η_b : بازده بویلر کارواش (-)
۶۰. η_e : بازده الکتریکی سیستم (-)
۶۱. η_{ee} : بازده الکتریکی مؤثر سیستم (-)
۶۲. η_o : بازده کلی سیستم (-)
۶۳. η_t : بازده حرارتی سیستم (-)
۶۴. Δt : متوسط زمان لازم جهت مراجعه و شستشوی هر خودرو (sec)
۶۵. $\Delta \frac{B}{C_{opt}}$: نسبت درآمد به هزینه پروژه تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه سیستم (-)
۶۶. $\Delta NEUA_{opt}$: خالص یکنواخت سالیانه پروژه تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه سیستم (Rls)
۶۷. ΔNPW : ارزش فعلی خالص پروژه تفاوت (Rls)
۶۸. ΔNPW_{opt} : ارزش فعلی خالص پروژه تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه سیستم (Rls)
۶۹. ΔPP_{opt} : دوره بازگشت سرمایه پروژه تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه سیستم (yr)
۷۰. ΔROR_{opt} : نرخ بازگشت سرمایه پروژه تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه سیستم (-)
۷۱. ΔSL_{opt} : عمر خدمت پروژه تفاوت به ازای ظرفیت الکتریکی بهینه سیستم (yr)
۷۲. $(\frac{P}{A}, i\%, n)$: فاکتور تبدیل پرداخت‌های یکنواخت به ارزش فعلی (-)
۷۳. $(\frac{P}{F}, i\%, n)$: فاکتور تبدیل ارزش آینده به ارزش فعلی (-)

زیرنویس‌ها

- ave: میانگین
- d: روز
- m: دقیقه
- max: حداکثر
- opt: بهینه
- p: دوره
- y: سال
- 20min : ۲۰ دقیقه

فهرست منابع

- اسکونژاد محمد مهدی (۱۳۹۱)، اقتصاد مهندسی، دانشگاه صنعتی امیر کبیر.
- اصفهانیان وحید (۱۳۸۵)، ایستگاه سوخت رسانی CNG، کلید آموزش.
- بهبودی کلهری سهند، شعبانی سیمین، ستایش نظر مهرداد (۱۳۸۹)، بهینه سازی اقتصادی ظرفیت سامانه تولید همزمان گرمایش، سرمایش و توان الکتریکی بر پایه موتور گاز سوز در یک مرکز خرید، بیست و پنجمین کنفرانس بین المللی برق، تهران.
- پارسا مقدم محسن (۱۳۹۱)، فناوری‌ها، اصول طراحی و بهره برداری از سامانه‌های تولید همزمان برق و گرما (CHP)، سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا).
- دفتر خصوصی سازی صنعت برق وزارت نیرو (۱۳۸۸)، دستور العمل توسعه‌ی مولد مقیاس کوچک.
- ستایش نظر مهرداد، خالدی کاوان، آراسته فرید (۱۳۸۷)، توزیع اقتصادی بارهای الکتریکی و حرارتی در سیستم‌های تولید همزمان با محرک اولیه توربین گاز، بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق، تهران.
- شرکت توانیر (۱۳۸۸)، نسخه قرارداد خرید تضمینی برق مولد مقیاس کوچک.
- شرکت مدیریت شبکه برق ایران (۱۳۸۸)، شیوه محاسبه پیش پرداخت و نرخ تخفیف خرید برق در قراردادهای تضمینی.
- شرکت نور گستر (۱۳۸۶)، گزارش نهایی پروژه مطالعات مقدماتی توسعه تولیدپراکنده برق (واحدهای کوچک گاز سوز)، دفتر خصوصی سازی صنعت برق وزارت نیرو.
- غلامی عادل، قاضی زاده محمد صادق، پاک دامن جواد، انصاری میثم (۱۳۹۰)، تعیین بهینه ظرفیت و برنامه کاری سیستم تولید هم زمان برق و حرارت در یک واحد صنعتی با محرک اولیه‌ی موتور گاز سوز، مدیریت انرژی، شماره اول، سال اول، ۲-۱۰.
- غلامی عادل، میر رضایی رودکی سید جواد، قاضی‌زاده محمد صادق (۱۳۸۹)، ارزیابی اقتصادی و آنالیز حساسیت سیستم‌سیسی اچپی برای آپارتمان مسکونی در تهران، بیست و پنجمین کنفرانس بین المللی برق.

مجلس شورای اسلامی (۱۳۸۱)، قانون مالیات‌های مستقیم.
مدیریت بازرگانی شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران (۱۳۹۲)، ابلاغیه شماره ۵۰۰/۸۴۲۰۸.

معاون وزیر نیرو در امور برق و انرژی (۱۳۹۱)، ابلاغیه شماره ۹۱/۲۹۳۱۷/۳۵۰.

وب سایت بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران (۱۳۹۲)، <http://www.cbi.ir>.

وب سایت دبیرخانه خصوصی سازی صنعت برق شرکت توانیر (۱۳۹۱)،
<http://www.tavanir.org.ir/privatization/generators>

وب سایت شرکت توانیر (۱۳۹۱)، http://bahaye_bargh.tavanir.org.ir.

وب سایت شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ (۱۳۹۲)، <http://www.tbth.co.ir>.

وب سایت شرکت ملی گاز ایران (۱۳۹۱)، <http://www.nigc.ir>.

هیأت وزیران (۱۳۸۴)، آیین نامه اجرایی شرایط و تضمین خرید برق.

Arteconi A., Brandoni C., Polonara F. (2009), Distributed Generation and Trigenation Energy Saving Opportunities in Italian Supermarket Sector, Applied Thermal Engineering, 29, 1735-1743.

Campos Celador A., Erkoreka A., Martin Escudero K., Sala J.M. (2011), Feasibility of Small-Scale Gas Engine-Based Residential Cogeneration in Spain, Energy Policy, 39, 3813-3821.

Center for Renewable Energy Sources (CRES) and Zentrum fur Rationelle Energieanwendung und Umwelt (ZREU) (2001), Training Guide on Combined Heat and Power Systems, European Commission.

Energy and Environmental Analysis Company (EEA) (2008), Technology Characterization: Reciprocating Engines, United States Environmental Protection Agency (EPA).

Frangopoulos C.A., Dimopoulos G.G. (2004), Effect of Reliability Considerations on the Optimal Synthesis Design and Operation of a Cogeneration System, Applied Thermal Engineering, 24, 941-947.

Gas Research Institute (GRI) and the National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2003), Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy U.S Department of Energy.

Hazra A., Basu M. (2015), Economic analysis to Implement Distributed Generation System in a Rail-Way Rake Maintenance Depot, Renewable Energy, 78, 157-164.

International Association for Natural Gas Vehicles (IANGV) (2012), NGV Global Statistics.

Maidment G.G., Zhao X., Raiffat S.B. (2001), Combined Cooling and Heating Using a Gas Engine in a Supermarket, Applied Energy, 68, 321-335.

Sanaye S., Raesi Ardali M. (2009), Estimating the Power and Number of Micro Turbines in Small-Scale Combined Heat and Power Systems, Applied Energy, 86, 890-895.

Virginia State Advisory Board on Air Pollution District Energy Working Group (2012), District Energy Systems Improving Efficiency for Producing Electricity Heating and Cooling Building Complexes.