
Sensitivity Analysis in Multi-Carrier Energy Systems Considering Operation Costs Minimization

Mehrdad Mahmoudian¹, Sajad Sadi², Alirza Karimi³, Javad Gholami⁴

1- Ph.D., Department of Electrical Engineering, Shiraz University of Technology, Shiraz, Iran,
m.mahmoudian@sutech.ac.ir

2- Ph.D. Student, Department of Mechanical Engineering, Imam Hossein Comprehensive University,
Tehran, Iran, s.sadi70@chmail.ir

2- Ph.D. Student, Department of Mechanical Engineering, Imam Hossein Comprehensive University,
Tehran, Iran, alirezakarimisaeedabadi@yahoo.com

2- Ph.D. Student, Department of Mechanical Engineering, Imam Hossein Comprehensive University,
Tehran, Iran, javadgholami@mecheng.iust.ac.ir

Abstract:

Multi-carrier energy systems play an important role in reconfigured power networks. According to recent research, only the modeling of energy carriers and system optimization are taken into account. However, this paper performs a sensitivity analysis on output parameters due to the variations in the input variables considering price risk. The sensitivity analysis makes the independent system operator (ISO) very precisionist to the carriers-based decisions. In other words, the ISO and the whole control system have to be able to determine the share of all energy carriers considering emergency conditions or passive defense, low consumption, and high efficiency. This goal is achieved by variations in the share of energy carriers in order to compensate for the lack of other resources. All thermal and electrical demands are procured and the energy not supplied is calculated in each scenario. The risk modeling used in this study is formulated based on the conditional value at risk (CVaR) in a four-week time horizon.

Key words:

Sensitivity analysis, operation costs, multi-carrier energy systems, GAMS.

Submit date: 2022/12/21
Accepted date: 2023/01/28

Corresponding author Name: Sajad Sadi

Corresponding author address: Department of Mechanical Engineering, Imam Hossein Comprehensive University, Tehran, Iran

آنالیز حساسیت در سیستم‌های انرژی چند حاملی با رویکرد کاهش هزینه بهره‌برداری

نوع مطالعه: پژوهشی

- مهرداد محمودیان^۱، سجاد سعدی^{۲*}، علیرضا کریمی سعیدآبادی^۳، جواد غلامی^۴
- ۱- دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی برق و الکترونیک، دانشگاه صنعتی شیراز، شیراز، ایران
m.mahmoudian@sutech.ac.ir
- ۲- پژوهشگر، دانشکده مهندسی و پدافند غیر عامل، دانشگاه امام حسین، تهران، ایران
s.sadi70@chmail.ir
- ۳- هیات علمی دانشکده مهندسی و پدافند غیر عامل، دانشگاه جامع امام حسین، تهران، ایران
alirezakarimisaeedabadi@yahoo.com
- ۴- پژوهشگر، دانشکده مهندسی و پدافند غیر عامل، دانشگاه امام حسین (ع)، تهران، ایران
javadgholami@mecheng.iust.ac.ir

چکیده: سیستم‌های انرژی چند حاملی نقش بزرگی را در بهره‌برداری از شبکه‌های قدرت تجدید ساختار یافته ایفا می‌کنند. با توجه به اینکه معمولاً در پژوهش‌های گذشته، تنها به مدل‌سازی حامل‌های انرژی ورودی و بهینه‌سازی هزینه بهره‌برداری نهایی سیستم پرداخته شده است، در این مقاله آنالیز حساسیت کمیتهای خروجی نسبت به پارامترهای ورودی به همراه تأثیر ریسک قیمت بر عملکرد اپراتور بازار برق، مورد مطالعه قرار می‌گیرد. آنالیز حساسیت حامل‌های انرژی که نوآوری اصلی این مقاله می‌باشد، نقش مهمی را در تصمیم‌گیری‌های اپراتور شبکه بازی می‌کند. به بیان دیگر ISO و سیستم کنترل حاکم بر مدیریت انرژی و بهره‌برداری از هاب مد نظر، باید قادر باشند تا سهم هر یک از حامل‌های انرژی را به نحوی تعیین کنند که در شرایط اضطراری یا همان پدافند غیر عامل، کمترین انرژی مصرف شود و بیشترین بازدهی نیز پدید آید. این موضوع از طریق تغییر در میزان سهم انرژی در حامل‌های ورودی برای جبران کمبود حامل‌های غایب و همچنین تأثیر آن‌ها در تأمین میزان بار الکتریکی و حرارتی خروجی، با رویکرد کاهش هزینه بهره‌برداری و میزان انرژی تأمین نشده، بررسی می‌شود. شایان ذکر است که ریسک تصمیم‌گیری در این مقاله با مدل CVaR شبیه‌سازی شده و افق زمانی تحت مطالعه نیز چهار هفته می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: آنالیز حساسیت، بهره‌برداری، سیستم‌های انرژی چند حاملی، GAMS.

تاریخ ارسال مقاله : ۱۴۰۰/۰۹/۳۰

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۴۰۱/۱۰/۱۰

نام نویسنده‌ی مسئول : سجاد سعدی

نشانی نویسنده‌ی مسئول : دانشکده مهندسی و پدافند غیر عامل، دانشگاه امام حسین، تهران، ایران

۱. مقدمه

اصلی به مسئله‌هایی تجزیه می‌شود که از پخش بارهای بهینه جداگانه برای هاب انرژی تشکیل شده، به نحوی که کمترین آسیب به مفهوم هاب انرژی وارد شود. در این مسئله، انرژی الکتریکی و گاز طبیعی حامل‌های اصلی برای هاب هستند که به صورت جداگانه مدل‌سازی و به صورت یکپارچه حل شده‌اند. در سیستم قدرت، پخش بار بهینه به معنای پیداکردن نقطه بهینه برای کمینه شدن مجموع هزینه‌های حاصل از تولید است، به گونه‌ای که قیود مرتبط فنی رعایت شوند. برای گاز طبیعی نیز مسئله به گونه‌ای حل شده است که موارد مطرح در گاز یعنی فرآیند تولید، ذخیره گاز، خطوط لوله‌کشی و مشتریان مدل شده‌اند. عملکرد انرژی‌های تجدیدپذیر خود یک چالش برای مسائل مرتبط با هاب انرژی محسوب می‌شود. به همین دلیل در (Brahman, et al, 2015) و (Najafi, et al, 2016) نویسندگان به بررسی توزیع اقتصادی بار در هاب انرژی با حضور توربین بادی پرداخته‌اند. حضور بادی موجب شده تا توزیع اقتصادی بار به یک ED^2 احتمالاتی تبدیل شود. این مقاله در واقع بر آن است تا تعیین کند که هر حامل انرژی به چه اندازه باید به کار گرفته شود و میزان شارش توان در هاب‌های انرژی چگونه باید کنترل شود. در (Mohammadi, et al, 2012) مسئله تأثیر مدیریت انرژی بر روی ورودی‌های هاب انرژی به منظور کمینه کردن هزینه‌های تأمین انرژی انجام شده است. این مقاله از یک بهینه‌سازی مقاوم استفاده کرده که نتایج حاصل از آن در واترلو کانادا پیاده‌سازی شده است. در این مقاله عدم قطعیت در هزینه‌ها در نظر گرفته نشده است. این مرجع مسئله را در یک بازه زمانی کوتاه مدت حل کرده است و هاب انرژی را به صورت اعداد صحیح آمیخته دیدنامیکی^۲ مدل‌سازی کرده است. متغیرهای کنترلی در این مرجع میزان انرژی خریداری شده و ذخیره شده در هر ساعتی از شبانه‌روز هستند. نویسندگان ذخیره‌سازهای انرژی را نیز در مدل‌سازی ریاضی لحاظ کرده‌اند. هاب انرژی مورد مطالعه، دارای دو ورودی اصلی گاز و انرژی الکتریکی بوده و در خروجی نیز هیدروژن، انرژی الکتریکی و حرارت قرار دارند. ذخیره‌سازها نیز به عنوان قسمتی از هاب در نظر گرفته شده‌اند. در (Khajehzadeh, et al, 2022) یک بحث ارزش‌گذاری اقتصادی برای حامل‌های انرژی الکتریکی، گاز و حرارت به عنوان ورودی و انرژی الکتریکی و حرارت در خروجی مطرح شده است. همچنین در درون هاب انرژی نیز از منابع

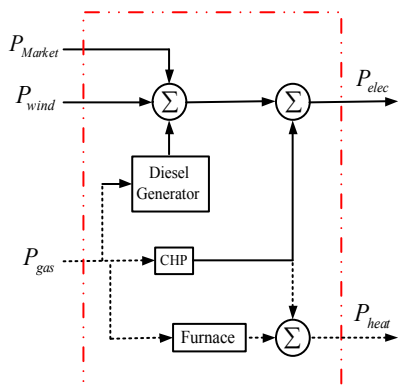
تاکنون پژوهش‌های متعددی در زمینه بهینه‌سازی مصرف انرژی در سیستم‌های چندحاملی انجام شده است. پژوهش‌های دیگری نیز بر برنامه‌ریزی بهره‌برداری هاب انرژی در حضور واحدهای CHP^۱ تمرکز کرده‌اند که می‌توانند به عنوان شبکه‌های چند حاملی، نقش مهمی در خودکفایی تأمین انرژی در راستای پدافند غیرعامل ایفا کنند. نویسندگان در (ماندگاری و همکاران، ۱۴۰۱) یک مدل ریاضی برای واحدهای تولید همزمان حرارت، برق و بروودت به منظور کمینه‌سازی هزینه‌ها در مقیاس کوچک ارائه داده‌اند. در (عمرانی و همکاران، ۱۴۰۰)، یک برنامه‌ریزی خطی برای بهره‌برداری از CHP با قیود بهره‌برداری ارائه شده است. در (نجفی و همکاران، ۱۳۹۸)، بهره‌برداری از یک واحد CHP در کنار یک واحد تولیدی مجزای حرارتی در محیط تجدید ساختار یافته پیشنهاد شده است. در مدل ارائه شده در (Zheng, et al, 2021) بهره‌برداری از CHP به همراه ذخیره‌سازهای انرژی مورد توجه قرار گرفته است. زمینه تحقیقاتی نوین دیگری که در سال‌های اخیر بسیار مد نظر پژوهشگران بوده، بهره‌برداری از سیستم‌های انرژی چندحاملی است. در (Nosratabadi, et al, 2021) روشی برای به کارگیری همزمان واحد CHP، فتوولتاییک و ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی ارائه داده است. نویسندگان در (Alnowibet, et al, 2021) یک مدل برای برنامه‌ریزی منابع انرژی در حضور منابع تولید پراکنده با وجود حملات سایبری ارائه کرده‌اند. همچنین نویسندگان در (Zahedmanesh, et al, 2021) بهره‌برداری همزمان از CHP و پنل‌های خورشیدی را پیشنهاد داده‌اند. مدیریت انرژی در حضور انرژی‌های چندگانه نیز در (Raza, et al, 2020) بررسی شده است.

مفهوم هاب انرژی (سیستم‌های انرژی چند حاملی)، در سال‌های اخیر بسیار مورد توجه پژوهشگران قرار گرفته است. در همین راستا در مرجع (Mahmoudian, et al, 2022) یک چارچوب مدل‌سازی جدید برای مطالعات پخش بار در فضای هاب انرژی ارائه شده است که در آن ارتباط ورودی‌ها و خروجی‌ها در هاب انرژی به وسیله ماتریس‌هایی بزرگ تعریف می‌شوند؛ این مسئله یک مدل غیرخطی در مقیاس بزرگ بوده و یک بهینه‌سازی مقاوم برای آن ارائه شده است. روش بهینه‌سازی استفاده شده الگوریتم بهینه‌سازی چند پارامتری بوده است. در واقع مسئله

²Economic Dispatch

³ Dynamic Mixed Integer Programing

¹Combined Heat and Power



شکل (۱)، سیستم انرژی تحت مطالعه

اکنون به بررسی روابط حاکم بر این هاب انرژی پرداخته می‌شود.

۳- فرمول‌بندی مسئله

با توجه به این که حامل‌های انرژی متعددی در سیستم هاب مد نظر وجود دارند، لذا فرمول‌بندی ریاضی همگی به همراه قیود آن‌ها در ذیل به صورت جداگانه مورد تحلیل قرار می‌گیرد.

۳-۱- توان الکتریکی خریداری شده از بازار برق (شبکه توزیع)

در هاب انرژی مدل‌سازی شده، فرض می‌شود که قوانین بازار برق قابل اجرا باشد و خریداران و فروشندگان (بازیگران بازار برق) بتوانند در بازار سالم و بدون انحصار، در مناقصه‌ها شرکت کنند. می‌دانیم که بازیگران بازار می‌توانند توان الکتریکی مورد نیاز خود را هم از طریق شرکت در بازار انرژی روزانه یا با استفاده از قراردادهای دوجانبه، تهیه نمایند (نجفی و همکاران، ۱۳۹۸). اگر انرژی الکتریکی مصرفی از حوضچه توان^۴ خریداری شود، هزینه آن برابر است با:

$$C_{pool} = \sum_{t=1}^T \pi_t^{pool} * P_t^{pool} \quad (1)$$

که در آن π_t^{pool} قیمت انرژی الکتریکی متناسب با توان P_t^{pool} در لحظه t ام می‌باشد. حال اگر بازیگران انرژی الکتریکی مورد نیاز خود را طبق قراردادهای دوجانبه خریداری کنند، هزینه پرداختی با استفاده از رابطه (۲) به دست می‌آید (نجفی و همکاران، ۱۳۹۸):

$$C_{contract} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{contract}} \pi_{t,n}^{contract} * P_{t,n}^{contract} \quad (2)$$

تولید همزمان انرژی الکتریکی و حرارت و ذخیره ساز انرژی الکتریکی استفاده شده است (Yu, et al, 2016). انرژی الکتریکی ورودی‌ها از بازار برق خریداری می‌شوند که برای قیمت‌های آن عدم قطعیت در نظر گرفته شده است. بازه زمانی مطرح شده یک بازه زمانی بلندمدت است. قیمت‌ها با استفاده از روش شبیه‌سازی مونت کارلو مشخص شده است. سپس میزان توزیع اقتصادی با توجه به قیمت‌ها از طریق روش‌های بهینه‌سازی حل شده است. از طرفی در بعضی زمان‌ها از بحث مدیریت بار در سمت مصرف‌کننده، استفاده شده است. همچنین حرارت نیز به عنوان بار در نظر گرفته شده است. نویسندگان این مقاله اشاره‌ای به حضور انرژی‌های تجدیدپذیر در شبکه نکرده‌اند. مراجع علمی (Batić, et al, 2016) و (Rastegar, et al, 2015) نحوه مدل کردن خودرو برقی در یک هاب انرژی را که بر پایه انرژی‌های تجدیدپذیر بنا شده است، نشان می‌دهند. اهمیت این موضوع از این جهت است که افزایش خودروی برقی موجب تأثیرات متفاوتی در سیستم قدرت می‌شود. به همین دلیل یک فرآیند دومرحله‌ای خودرو در هاب انرژی مدل‌سازی شده است.

در مقاله پیش رو در ابتدا به مدل‌سازی هاب انرژی و حامل‌های ورودی به آن پرداخته می‌شود. در قسمت بعد با بیان فرمول‌بندی ریاضی آن، تابع هدف مسئله معرفی می‌شود و قیود حاکم بر آن‌ها نیز بیان خواهند شد. نوآوری این مقاله که همان آنالیز حساسیت پارامترهای ورودی و تأثیر تغییرات سهم آن‌ها در تأمین پروفیل بار خروجی می‌باشد، در قسمت بعد آورده شده است. همچنین تأثیر ریسک قیمت بر تصمیمات اتخاذ شده توسط اپراتور شبکه نیز مد نظر قرار می‌گیرد و حساسیت آن به میزان انرژی تأمین نشده نیز به بررسی گذاشته می‌شود. شایان ذکر است که شبیه‌سازی سیستم پیشنهادی با نرم‌افزار GAMS انجام می‌شود. در انتها نتایج آنالیز حساسیت راه را برای تقویت سیستم با رویکرد پدافند غیرعامل هموارتر می‌کند.

۲- مدل‌سازی هاب انرژی تحت مطالعه

در این قسمت هاب انرژی و توان‌های ورودی و خروجی آن بررسی می‌گردد. شکل (۱)، سیستم مورد مطالعه را نشان می‌دهد. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، ورودی‌ها می‌توانند گاز مصرفی یا انرژی الکتریکی باشند و خروجی نیز، توان حرارتی و توان مورد نیاز برای تأمین بارهای الکتریکی و حرارتی مصرفی می‌باشند. در این سیستم می‌توان از CHP، توربین‌های بادی، کوره‌های قائمی حرارتی و دیزل ژنراتور نیز استفاده نمود.

^۴ Pool Market

$$\sum_{j=1}^{N_{CHP}} k_{t,j}^{CHP} = 1 \quad (8)$$

که در روابط فوق، γ_e^{CHP} درصد تولید توان الکتریکی از حرارت دریافتی می‌باشد. مابقی انرژی به حرارت تبدیل خواهد شد و توان حرارتی را تأمین خواهد نمود. پارامترهای $P_{t,j}^{CHP}$ و $P_{t,j}^{elec(CHP)}$ به ترتیب کل توان تولید شده توسط CHP و توان الکتریکی CHP در هر بلوک تکه‌ای خطی را نشان می‌دهند. رابطه (۷) بیان می‌کند که توان تولیدی در هر بلوک، بین مقدار قبل و بعد آن باشد و ترتیب انتخاب بلوکهای قیمتی رعایت گردد. $k_{t,j}^{CHP}$ نیز یک متغیر باینری است. رابطه (۸) نیز بیان می‌کند که توان الکتریکی خروجی، فقط از یکی از بلوکهای تکه‌ای خطی برداشت می‌شود. کوره القایی نیز به منظور تأمین پروفیل حرارت مورد استفاده قرار می‌گیرد. مقدار حرارت تولید شده توسط این تجهیز که گاز طبیعی را به عنوان ورودی مصرف می‌کند، توسط رابطه (۹) به دست می‌آید (نجفی و همکاران، ۱۳۹۸).

$$H^{Furnace} = \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{N_{furnace}} \gamma_e^{furnace} * P_{t,l}^{gas(input)} \quad (9)$$

برای توان حرارتی تولید شده توسط CHP نیز داریم:

$$H^{CHP} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \gamma_g^{CHP} * P_{t,j}^{gas(CHP)} \quad (10)$$

که γ_g^{CHP} درصد تولید توان گرمایی از گاز دریافتی می‌باشد. هزینه راه‌اندازی و خاموش کردن آن هم طبق رابطه (۱۱) و (۱۲) محاسبه می‌گردد.

$$C_{SU}^{CHP} = SU_j^{CHP} * w_t(1 - w_{t-1}) \quad (11)$$

$$C_{SD}^{CHP} = SD_j^{CHP} * w_{t-1}(1 - w_t) \quad (12)$$

که در روابط فوق، SU_j^{CHP} و SD_j^{CHP} به ترتیب هزینه راه‌اندازی و خاموش کردن CHP در بلوک جام می‌باشند. متغیر باینری w_t نیز نشان‌دهنده روشن و یا خاموش بودن CHP است. نکته قابل ذکر و مهم دیگر این است که ناحیه محدب مجاز برای عملکرد CHP، به دلیل وابستگی توان الکتریکی و حرارتی خروجی به یکدیگر، تنها باید در محیط بسته شکل (۲) باشد. در غیر این صورت پاسخ‌های به دست آمده از بهینه‌سازی مسئله، اشتباه بوده

که در رابطه (۲) $\pi_{t,n}^{contract}$ قیمت انرژی الکتریکی در قرارداد آتی n ام متناسب با خرید توان $P_{t,n}^{contract}$ در لحظه t ام می‌باشد. $N_{contract}$ نیز تعداد کل قراردادهایی است که با مشتری منعقد می‌گردد.

۳-۲- توان الکتریکی تولیدی دیزل ژنراتور

فرض کنید یک یا چند تولید پراکنده گازی (DG)^۵ یا دیزل ژنراتور در هاب انرژی تحت مطالعه وجود داشته باشند. در این حالت هزینه توان دیزل ژنراتور که به صورت تکه‌ای-خطی تقریب زده می‌شود (شکل ۵)، با استفاده از رابطه (۳) محاسبه خواهد شد (نجفی و همکاران، ۱۳۹۸).

$$C_{DG} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{DG}} \pi_{t,k}^{DG} * P_{t,k}^{DG} \quad (3)$$

در رابطه فوق، $\pi_{t,k}^{DG}$ قیمت توان دیزل ژنراتور در زمان t ام و در قسمت تکه‌ای-خطی k ام می‌باشد که متناسب با توان $P_{t,k}^{DG}$ خواهد بود. هزینه راه‌اندازی و خاموش کردن این واحدها نیز به ترتیب در روابط (۴) و (۵) آورده شده است.

$$C_{SU}^{DG} = SU_m^{DG} * u_t(1 - u_{t-1}) \quad (4)$$

$$C_{SD}^{DG} = SD_m^{DG} * u_{t-1}(1 - u_t) \quad (5)$$

که در روابط فوق، SU_m^{DG} و SD_m^{DG} به ترتیب هزینه راه‌اندازی و خاموش کردن واحد m ام می‌باشند. متغیر باینری u_t نیز نشان‌دهنده روشن و یا خاموش بودن همان واحد است.

۳-۳- توان حرارتی CHP و کوره القایی^۶

در CHP، توان حرارتی می‌تواند بر حسب میزان بازده و همچنین درصد بارگزاری آن به صورت تکه‌ای-خطی تقریب زده شود (شکل ۶). با توجه به این که در هر بازه تنها یک قسمت از نمودار تقریب زده شده قابل استفاده است، برای حصول این موضوع و مدل‌سازی توان خالص آن داریم (نجفی و همکاران، ۱۳۹۸):

$$P^{CHP} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \gamma_e^{CHP} * P_{t,j}^{gas(CHP)} \quad (6)$$

$$P_{t,j-1}^{elec(CHP)} * k_{t,j}^{CHP} < P_{t,j}^{CHP} < P_{t,j}^{elec(CHP)} * k_{t,j}^{CHP} \quad (7)$$

^۵Distributed Generation

^۶Inductive Furnace

شاخص‌های قوی است تا عوامل مهم را در بر بگیرد. Var^7 به عنوان یک معیار مهم در تحلیل ریسک مطرح است و بسیاری از عوامل را به صورت ترکیبی در نظر می‌گیرد و عدد واحدی را به عنوان ارزیابی اثر ریسک ارائه می‌دهد. تاکنون تکنیک‌های مختلفی برای مدل‌سازی معیار ریسک در مسائل اقتصادی استفاده شده‌اند (Roustai, et al, 2018). با این حال، ارزش در ریسک شرطی ($CVaR^8$) مزایای بیشتری نسبت به سایر روش‌ها نظیر VaR دارد. CVAR را می‌توان طبق تعریف مرجع Parisio, et al, 2012 چنین تعریف نمود:

$$CVaR = Expected \{profit | profit \leq VaR\} \quad (16)$$

$$VaR = Max \{x | p(profit \leq x) \leq 1 - \alpha\} \quad (17)$$

که α سطح اطمینان یا ضریب اطمینان را نشان می‌دهد و معمولاً برابر 0.95 در نظر گرفته می‌شود. بنابراین CVaR به صورت زیر فرمول‌بندی می‌شود:

$$Max_{\zeta, \eta(i)} \zeta - \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{i=1}^{Ni} \eta(i) \cdot \mu(i) \quad (18)$$

که قیود زیر، آن را تکمیل می‌کنند:

$$\begin{aligned} -profit(i) + \zeta - \eta(i) &\leq 0; \forall i = 1, 2, \dots, Ni \\ \eta(i) &\geq 0; \forall i = 1, 2, \dots, Ni \end{aligned} \quad (19)$$

قیود (19) برای خطی‌سازی معیار CVaR استفاده می‌شود و $profit(i)$ سود به دست آمده در سناریو i می‌باشد. مقدار بهیچ‌نه پارامتر ζ ، VAR را نشان می‌دهد. $\eta(i)$ نیز یک متغیر وابسته به سناریو است که با اختلاف بین VAR و سود سناریو i ام برابر می‌باشد.

۳-۵- توان باد

توان خروجی مبتنی بر باد که از توربین بادی استحصال می‌شود، با توجه به رابطه (۲۰) محاسبه می‌شود که روابط کامل آن در (Alnowibet, et al, 2021) ارائه شده است.

$$P_W(v) = \begin{cases} 0 & ; 0 < v < v_{min} \text{ or } v > v_{limit} \\ P_{rated} \cdot \frac{(v - v_{min})}{v_{max} - v_{min}} & ; v_{min} < v < v_{max} \\ P_{rated} & ; v_{max} < v < v_{limit} \end{cases} \quad (20)$$

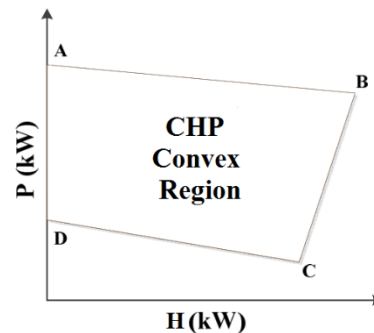
در رابطه فوق، متغیرهای v_{min} و v_{max} حداقل و حداکثر سرعت باد برای تولید توان مفید خروجی توربین می‌باشند. v_{limit} نیز اندکی از v_{max} بزرگتر است که در سرعت‌های باد

و به طور قطع در خارج از فضای جستجو هستند. بدین منظور می‌توان محدوده عملکرد CHP را طبق معادلات زیر فرمول‌بندی نمود (Mahmoudian, et al, 2022).

$$P^{CHP} - P_A^{CHP} - \frac{P_A^{CHP} - P_B^{CHP}}{H_A^{CHP} - H_B^{CHP}} * (P^{CHP} - P_A^{CHP}) < 0 \quad (13)$$

$$P^{CHP} - P_B^{CHP} - \frac{P_B^{CHP} - P_C^{CHP}}{H_B^{CHP} - H_C^{CHP}} * (P^{CHP} - P_B^{CHP}) > 0 \quad (14)$$

$$P^{CHP} - P_C^{CHP} - \frac{P_C^{CHP} - P_D^{CHP}}{H_C^{CHP} - H_D^{CHP}} * (P^{CHP} - P_C^{CHP}) > 0 \quad (15)$$



شکل (۲)، ناحیه مجاز عملکرد CHP

محور افقی شکل (۲) توان حرارتی تولیدی (H^{CHP}) و محور عمودی نیز توان الکتریکی خروجی (P^{CHP}) را نشان می‌دهند. معادله (۱۳) در واقع تمام نقاط پایین‌تر از خط AB را مدل می‌کند. معادلات (۱۴) و (۱۵) نیز به ترتیب تمام نقاط بالای خطوط BC و CD را شامل می‌شوند. اشتراک این دسته معادلات سه‌تایی، همان محدوده عملکرد مجاز CHP می‌باشد.

۳-۴- ریسک

در یک بازار رقابتی انرژی بدون انحصار، ریسک در تصمیم‌گیری نقش عمده‌ای را در ارزیابی واحدهای تولیدی ایفا می‌کند. ریسک در عین حال، هم کمیتی ذهنی و هم عینی تلقی می‌شود. به دلیل اینکه تمام شرکای بازار با عدم قطعیت‌های تقریباً یکسانی در بازار حاضر می‌شوند، کمیتی عینی محسوب می‌شود و از سوی دیگر، از آن جا که گرایش‌های متفاوت در عملیات بازار درجات مختلفی از ریسک را در پی‌دارند، لذا ریسک یک مقوله ذهنی نیز محسوب خواهد شد. اندازه‌گیری ریسک نیازمند

⁷ Value at Risk

⁸ Conditional Value at Risk

$$P_t^{pool} + P_{t,n}^{contract} + P_{t,k}^{DG} + P^{CHP} + P^{wind} = P_{elec} \quad (23)$$

بزرگ‌تر از آن، تولید توان باد متوقف می‌گردد. شایان ذکر است که P_{rated} حدود ۱۵ مگاوات در نظر گرفته شده است.

۳-۶- هزینه بهره‌برداری نهایی

هزینه بهره‌برداری نهایی برابر با اختلاف هزینه خرید توان و دلیل فروش آن به مشتریان می‌باشد. به دلیل این که پروفیل بار در خروجی هاب تغییر نمی‌کند می‌باشد، لذا هزینه فروش توان نیز ثابت باقی خواهد ماند. بنابراین تنها عامل برای می‌نیمم سازی همان هزینه خرید توان یا هزینه مصرف صرف توان می‌باشد که از واحدهای تولیدی CHP ، $Furnace$ ، دیزل ژنراتور، توربین بادی، شبکه برق و گاز شهری تشکیل شده است. در ادامه تابع هدف در رابطه (۲۱) معرفی و کمینه می‌شود. جمله اول توان الکتریکی خریداری شده از حوضچه توان، جمله دوم هزینه توان الکتریکی دریافتی از قراردادهای آتی، جمله سوم توان الکتریکی دیزل ژنراتور، جمله چهارم و پنجم به ترتیب هزینه روشن شدن و خاموش شدن دیزل ژنراتور و CHP ، جمله ششم هزینه گاز مصرفی و جمله هفتم نیز، ریسک تصمیم‌گیری می‌باشند. همچنین قیود تابع هدف فوق، با استفاده از روابط (۲۲) تا (۲۴) بیان می‌شوند. شایان ذکر است که سایر قیود در قسمت فرمول‌بندی هر حامل انرژی آورده شده است.

$$\begin{aligned} \text{Minimize } OF = & \sum_{t=1}^T \{ \pi_t^{pool} * P_t^{pool} \\ & + \sum_{n=1}^{N_{contract}} \pi_{t,n}^{contract} * P_{t,n}^{contract} + \sum_{k=1}^{N_{DG}} \pi_{t,k}^{DG} * P_{t,k}^{DG} \\ & + SU_m^{DG} * u_t + SD_m^{DG} * u_{t-1} \\ & + SU_j^{CHP} * w_t + SD_j^{CHP} * w_{t-1} \\ & + (P^{CHP} + H^{Furnace}) * Price_{gas} \} \\ & + \beta \left[\zeta - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{i=1}^{N_i} \eta(i) * \mu(i) \right] \end{aligned} \quad (21)$$

۳-۶-۱- قید بازار برق

توان خریداری شده در هر قرارداد باید طبق رابطه (۲۲) در محدوده مجاز قرار بگیرد.

$$P_{t,n,Min}^{contract} < P_{t,n}^{contract} < P_{t,n,Max}^{contract} \quad (22)$$

۳-۶-۲- قید تعادل توان الکتریکی

توان الکتریکی تولیدی باید مطابق با رابطه (۲۳) با پروفیل بار برابر باشد:

۳-۶-۳- قید تعادل توان حرارتی

توان حرارتی دریافتی نیز بر اساس رابطه (۲۴) باید با حرارت مورد نیاز بار برابر باشد:

$$H^{Furnace} + H^{CHP} = P_{heat} \quad (24)$$

۳-۶-۴- قید ناحیه مجاز عملکرد CHP

همان‌گونه که پیشتر ذکر شد، به دلیل وابستگی توان الکتریکی و توان حرارتی خروجی این واحد تولیدی به یکدیگر، محدوده مجاز عملکرد CHP باید در ناحیه بسته نشان داده شده در شکل (۲) قرار بگیرد. این قید با نوشتن معادلات خطوط مربوط به محدوده‌های دسترس‌پذیری CHP در روابط (۱۳) تا (۱۵) آورده شده است.

۴- شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

در این قسمت فرمول‌بندی تشریح شده در قسمت قبل، توسط نرم‌افزار GAMS شبیه‌سازی می‌شود و در چند سناریو، آنالیز حساسیت انجام می‌پذیرد. جدول (۱) ثابت‌های مورد استفاده در این مقاله را نشان می‌دهد. همچنین قراردادهای آتی قابل خرید در بازار برق طبق جدول (۲) ارائه شده است.

جدول (۱)، ثابت‌های مورد استفاده در سیستم انرژی

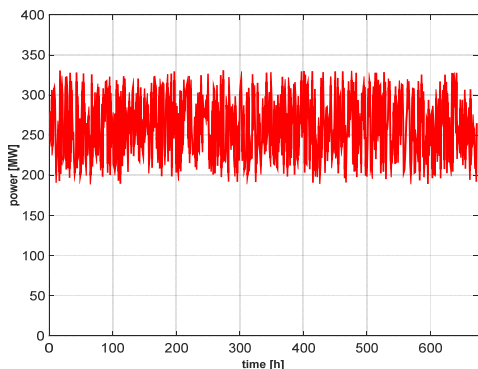
پارامتر	مقدار
(β, α)	(1,0.95)
γ_g^{CHP}	41 %
$\gamma_e^{furnace}$	82 %
γ_e^{CHP}	33 %
$Price_{gas}$	/MW27 \$

جدول (۲)، مشخصات قراردادهای آتی

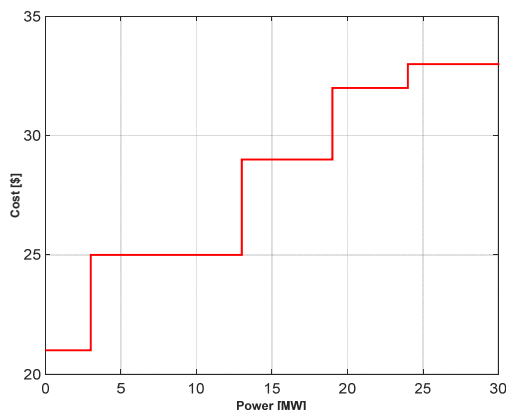
قرارداد	قیمت /MW\$	P_{min}	P_{max}
شماره ۱ ماهانه	۲۴.۶	۷	۳۲
شماره ۲ ماهانه	۲۵.۱	۱۲	۴۷
شماره ۳ دو هفته اول ماه	۲۹.۸	۶	۴۱
شماره ۴ دو هفته آخر ماه	۲۷.۹	۱۱	۵۵

۱-۴- بهینه‌سازی در حالت پایه

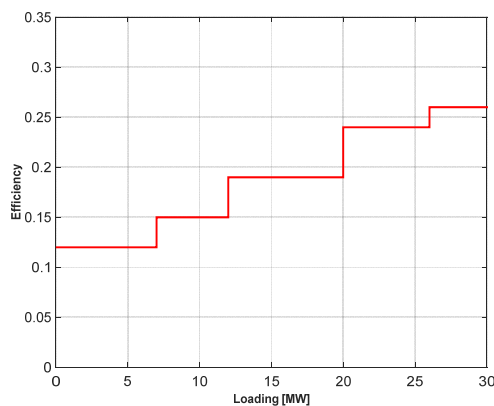
افق زمانی شبیه‌سازی چهار هفته (۶۷۲ ساعت) در نظر گرفته شده است. نمودار توان الکتریکی بار (با میانگین حدود ۳۱۰ مگاوات) و توان حرارتی بار (با میانگین حدود ۸۰ مگاوات) در این مدت در شکل (۳) آورده شده است. در این شکل میانگین و واریانس دیماندا الکتریکی به ترتیب ۳۲۹.۹۴۰۱ مگاوات و ۱۲۶.۳۳۳۷ مجذور مگاوات بوده و میانگین و واریانس دیماندا حرارتی نیز به ترتیب ۹۵.۰۷۲۷ مگاوات و ۷۴.۶۶۴۵ مجذور مگاوات محاسبه شده اند. شکل (۴) میزان توان قابل خرید از بازار برق یا حوضچه توان در بازار عمده فروش می‌باشد. شکل‌های (۵) و (۶) به ترتیب همان مشخصه تکه‌ای خطی دیزل ژنراتور و CHP می‌باشند که بر حسب توان خروجی ترسیم شده‌اند. در مدل تکه‌ای خطی واحد «تولید برق و حرارت همزمان»، هر چقدر توان خروجی CHP به توان نامی آن نزدیک‌تر باشد، بازده آن بالاتر خواهد بود. لذا باید سعی شود حداکثر توان قابل حصول از واحد CHP استخراج گردد. استفاده از مدل تکه‌ای خطی مسئله را ساده‌تر نموده و سرعت و دقت پاسخ را بالا می‌برد. اکنون در این حالت و در راستای پدافند غیرعامل، به منظور تأمین پروفیل بار حرارتی و الکتریکی نشان داده شده در شکل (۳)، پخش بار بهینه اقتصادی در هاب انرژی مد نظر و در حالت پایه (حالتی که سیستم انرژی دچار تغییر در سهم توان حامل‌ها نشده است) توسط نرم‌افزار GAMS حل می‌گردد. دقت نمایید که مسئله مورد نظر از نوع غیرخطی به نوع خطی تغییر نموده است. توان الکتریکی و حرارتی تولیدی واحدها در شکل (۷) نشان داده شده است که هزینه بهره‌برداری آن برابر با 3.015×10^6 دلار می‌باشد.



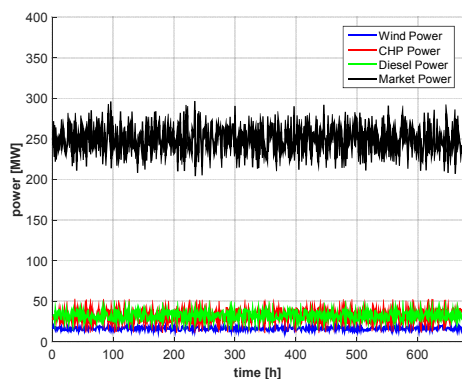
شکل (۴)، توان الکتریکی قابل خرید از حوضچه توان



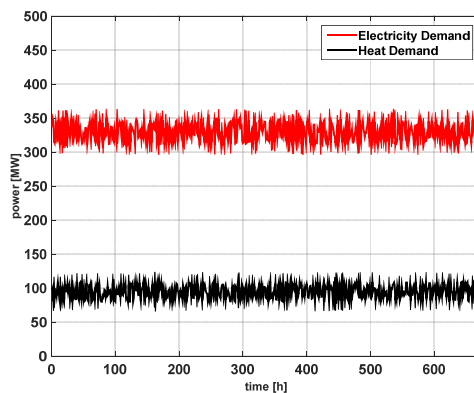
شکل (۵)، تقریب تکه‌ای خطی از توان دیزل ژنراتور



شکل (۶)، بازده CHP در توان‌های مختلف



شکل (۷)، توان الکتریکی تولیدی واحدها در حالت پایه



شکل (۳)، پروفیل بار الکتریکی و حرارتی درخواستی

۱-۴- آنالیز حساسیت توان باد

تولید توان توسط انرژی باد با استفاده از رابطه (۲۰) بیان شده است. حال در راستای پدافند غیرعامل اگر بنا به دلایلی مانند شکستگی پره‌های توربین و ... توان تولیدی باد به ۷۰ درصد مقدار کاهش یابد و در مرحله بعد به ۵۰ درصد نزول کند و سپس به صفر برسد، سیستم انرژی در نقطه کار جدید به فعالیت خود ادامه می‌دهد که در این حالت، سهم توان همه حامل‌های انرژی دستخوش تغییر می‌شوند. با توجه به این تفاسیر، میانگین توان تولیدی واحدها در جدول (۳) و (۴) آورده شده است.

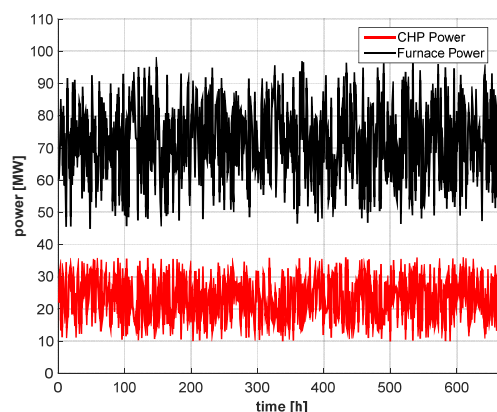
نشده نیز در شکل (۹) نشان داده شده است. ملاحظه می‌گردد که هرچقدر انرژی تأمین نشده توسط منابع بادی بیشتر باشد، هزینه بهره‌برداری نیز افزایش یافته است.

جدول (۳)، خروجی توان حرارتی واحدها بر حسب کیلووات در آنالیز حساسیت توان باد

	Wind power		
	70 %	50 %	0
CHP	24.5	26.3	27.7
Furnace	55.3	54.6	53.4

جدول (۴)، خروجی توان الکتریکی واحدها بر حسب کیلووات در آنالیز حساسیت توان باد

	Wind power		
	70 %	50 %	0
CHP	24.5	26.3	27.7
Diesel	23.2	25.7	26.8
Market	273.4	270.6	269.4

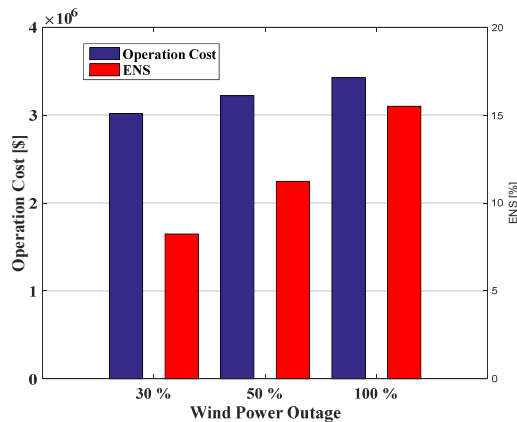


۲-۴- آنالیز حساسیت توان دیزل ژنراتور

توان تولیدی دیزل ژنراتور بر مبنای هزینه بهره‌برداری در شکل (۵) نشان داده شده است. این تقریب تکه‌ای خطی برای جلوگیری از حل معادلات غیرخطی انجام شده است. حال اگر در راستای پدافند غیرعامل طبق مشکلات فنی به وجود آمده (مانند خراب شدن دستگاه، قطع خط ارتباطی دستگاه با تجهیزات هاب و ...)، این واحد تولیدی از مدار خارج شود، باعث تغییر در نقطه کار پایدار سیستم می‌شود. به دلیل کم شدن تولید آن و خروج تدریجی دیزل ژنراتور، گاز مصرفی و هزینه کاهش خواهد یافت. پس هزینه گاز مصرفی به‌طور متناظر کاهش و هزینه برق ورودی افزایش می‌یابد. بنابراین، در این حالت خروجی واحدها را می‌توان در جدول (۵) و (۶) مشاهده نمود.

شکل (۱۰) هزینه بهره‌برداری کل سیستم انرژی چند حاملی را به همراه انرژی تأمین نشده در آن، پس از خروج تدریجی دیزل ژنراتور نشان می‌دهد. از آنجایی که دیزل ژنراتور گاز طبیعی را به‌عنوان سوخت ورودی مصرف می‌کند و توان الکتریکی تولید می‌نماید، لذا خروج آن تأثیری در تأمین توان پروفیل حرارتی نخواهد داشت. تنها تأثیر خروج دیزل ژنراتور در کاهش شدن مصرف گاز طبیعی می‌باشد که البته، می‌توان مقدار بیشتری از آن را در اختیار Furnace قرار داد. پس نسبت به حالت قبل، Furnace سهم بیشتری از تأمین پروفیل توان حرارتی را بر

شکل (۸)، توان حرارتی تولیدی واحدها

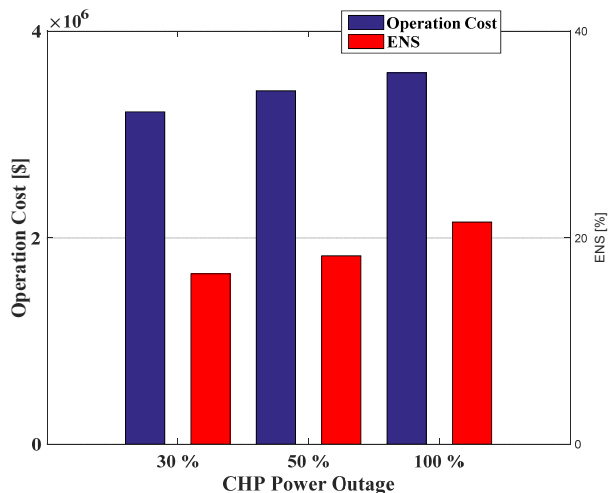


شکل (۹)، هزینه بهره‌برداری و درصد انرژی تأمین نشده در آنالیز حساسیت توان باد

شکل (۹) نیز هزینه بهره‌برداری را در هر سه حالت به تصویر کشیده است. همان‌گونه که از این شکل بر می‌آید، به دلیل ارزان بودن انرژی باد در ساعات قابل تأمین، هزینه بهره‌برداری نیز پایین خواهد بود. حال هرچقدر که توان بادی بیشتری از دست رود (به بیان دیگر از توان خروجی توربین بادی کاسته شود) میزان جبران انرژی تأمین نشده^۹ بر عهده سایر حامل‌ها خواهد بود و هزینه بهره‌برداری افزایش خواهد یافت. درصد انرژی تأمین

^۹ Energy not supplied (ENS)

نمود. همان‌گونه که ملاحظه می‌گردد، در راستای پدافند غیرعامل در آنالیز حساسیت CHP، تأمین حرارت موردنیاز تماماً بر عهده Furnace قرار می‌گیرد. زیرا در CHP اولویت اول تأمین انرژی الکتریکی خواهد بود. در شکل (۱۱) هزینه بهره‌برداری و درصد انرژی تأمین نشده در آنالیز حساسیت CHP مورد بررسی قرار گرفته است. ملاحظه می‌گردد که بدون استفاده از CHP هم تأمین انرژی الکتریکی و هم انرژی حرارتی دچار مشکل می‌گردد. لذا واحدهای دیگر باید سهم تولید خود را افزایش دهند که این موضوع باعث افزایش بی‌رویه در هزینه‌های بهره‌برداری خواهد شد. لازم به ذکر است که میزان انرژی تأمین نشده نیز در این حالت به دلیل اینکه دو حامل انرژی دچار تغییر می‌شوند، از حالات قبل بیشتر خواهد بود.



شکل (۱۱)، هزینه بهره‌برداری و درصد انرژی تأمین نشده در آنالیز حساسیت CHP

جدول (۷)، خروجی توان حرارتی واحدها بر حسب کیلووات در آنالیز CHP

CHP			
	70 %	50 %	0
Furnace	80.1	79.9	80.2

جدول (۸)، خروجی توان الکتریکی واحدها بر حسب کیلووات در آنالیز حساسیت CHP

CHP			
	70 %	50 %	0
Diesel	23.1	24.2	24.5
Wind	12.8	13.6	13.9
Market	273.4	270.6	269.4

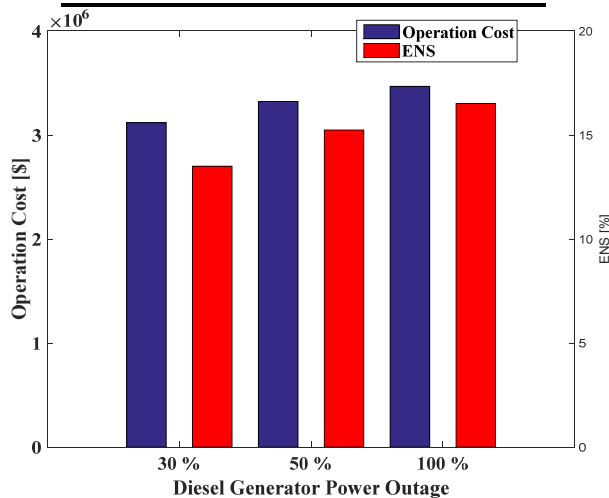
عهده می‌گیرد. زیرا به‌منظور جبران کمبود توان الکتریکی ناشی از خروج دیزل ژنراتور، مقداری از سهم آن بر عهده CHP خواهد بود. انرژی تأمین نشده نیز بر همین موضوع دلالت می‌کند.

جدول (۵)، خروجی توان حرارتی واحدها بر حسب کیلووات در آنالیز حساسیت دیزل ژنراتور

Diesel power			
	70 %	50 %	0
CHP	22.3	23.5	23.9
Furnace	58.2	59.9	60.5

جدول (۶)، خروجی توان الکتریکی واحدها بر حسب کیلووات در آنالیز حساسیت دیزل ژنراتور

Diesel power			
	70 %	50 %	0
CHP	26.2	26.9	28.8
Wind	12.1	12.4	13.4
Market	299.9	297.5	294.6



شکل (۱۰)، هزینه بهره‌برداری و درصد انرژی تأمین نشده در آنالیز حساسیت توان دیزل ژنراتور

۳-۴- آنالیز حساسیت توان CHP

در این قسمت فرض می‌شود که بنا به دلایلی مانند نوسانات مکرر برق ورودی یا وقوع حادثه در لوله‌های انتقال گاز طبیعی، سیستم کنترلی CHP دچار آسیب می‌گردد. سپس توان تولیدی CHP (هم توان حرارتی و هم توان الکتریکی) از مقدار نامی خود، در سه مرحله با پله‌های کاهشی به صفر می‌رسند. بنابراین توان تولیدی سایر واحدها در جداول (۷) و (۸) می‌توان مشاهده

۴-۴- آنالیز حساسیت توان گاز طبیعی

در آنالیز حساسیت گاز طبیعی، با توجه به روابط (۹) و (۱۰)، توان حرارتی پروفیل بار مورد نیاز با فقدان مواجه می‌شود که باید حتماً یک دستگاه داخلی دیگر برای تأمین حرارت در سیستم در نظر گرفت. همان‌گونه که از شکل (۱۲) نیز بر می‌آید، هم هزینه بهره‌برداری و هم انرژی تأمین نشده در این قسمت بسیار بیشتر از حالات گذشته خواهد بود. همچنین بالاجبار بیشتر انرژی خریداری شده از سمت شبکه و حوضچه توان است که این موضوع می‌تواند رقابتی بودن حامل‌ها را در هاب انرژی کاهش و هزینه بهره‌برداری را افزایش دهد.

در این مرحله فرض می‌شود که خطوط انتقال لوله‌های گاز طبیعی، بنا به دلایل معین (مانند تعمیر و نگهداری دوره‌ای) یا غیر قابل پیش بینی شده، از مدار خارج شوند. لذا توان ورودی حرارتی یا همان گاز طبیعی کاهش می‌یابد. علاوه بر آن، تولید انرژی الکتریکی از CHP و دیزل ژنراتور نیز به شدت کاهش خواهد یافت. در این حالت و در راستای پدافند غیرعامل تمام توان حرارتی باید توسط Furnace تأمین شود که اگر گاز طبیعی به‌طور کامل قطع گردد، ممکن است توان حرارتی مورد نیاز هم تأمین نشود. شکل (۱۲) نیز هزینه بهره‌برداری و درصد انرژی تأمین نشده در این حالت را به تصویر می‌کشد.

۴-۵- آنالیز حساسیت سود تحت تغییرات

ریسک

در این مرحله فرض می‌شود که تنها عامل تأثیر گذار در بهره‌برداری، ریسک تصمیم‌گیری باشد و اپراتور شبکه طبق محاسبات قبلی، درصد خرید توان از بازار انرژی روزانه و یا بازار انرژی قرارداد های آتی را تغییر می‌دهد. جدول (۱۱) تأثیر تغییرات ضریب اطمینان و افزایش ریسک را نشان می‌دهد. ملاحظه می‌گردد که هر چه β کم‌تر شود، سود مورد انتظار افزایش می‌یابد. یعنی باید جمع‌له نشان‌دهنده ریسک در تابع هدف افزایش یابد. شکل (۱۳) نشان می‌دهد که سود خرید از قراردادهای آتی در مقابل خرید از بازار، تا چه میزان با تغییرات β قابل‌افزایش است. مشاهده می‌شود که افزایش β کاهش ریسک و انحراف معیار^{۱۰} را در پی خواهد داشت. کاهش ضریب اطمینان، هزینه‌های بهره‌برداری را افزایش می‌دهد و لذا، همواره باید مصالحه منظمی بین ضریب اطمینان و سود حاصل شده ناشی از افزایش β انجام گیرد.

جدول (۹)، خروجی توان حرارتی واحدها بر حسب کیلووات در

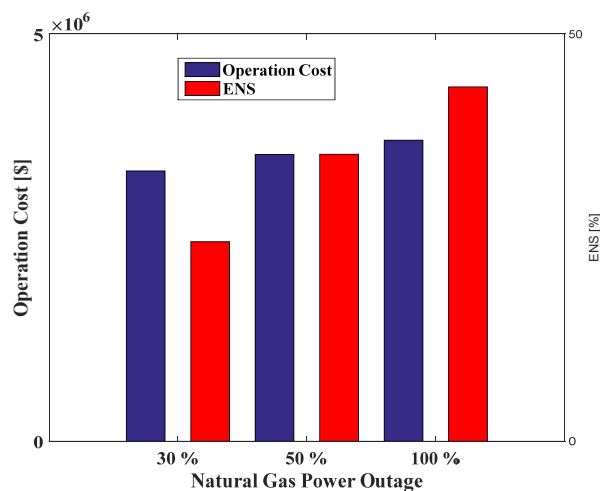
	Gas		
	70 %	50 %	0
CHP	16.5	13.2	0
Furnace	35.4	22.3	0

جدول (۱۰)، خروجی توان الکتریکی واحدها بر حسب کیلووات در

	Gas		
	70 %	50 %	0
Diesel	19.6	8.9	0
CHP	12.5	8.4	0
Wind	14.1	13.9	13.5
Market	292.6	300.2	320.9

جدول (۱۱)، هزینه مورد انتظار بر حسب تغییرات ریسک

	β				
	5	2	1	0.5	0
0.95	3.04×10^6	3.03×10^6	3.03×10^6	3.02×10^6	3.01×10^6
α 0.85	3.04×10^6	3.04×10^6	3.03×10^6	3.02×10^6	3.01×10^6
0.75	3.5×10^6	3.04×10^6	3.04×10^6	3.02×10^6	3.02×10^6



شکل (۱۲)، هزینه بهره‌برداری و درصد انرژی تأمین نشده در

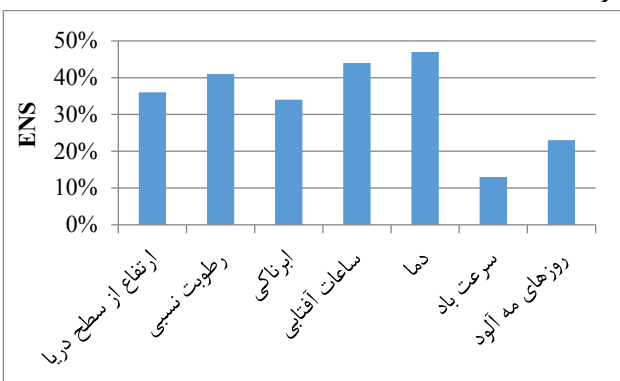
آنالیز حساسیت گاز طبیعی

¹⁰Standard Deviation

مقدار تولید به شدت افت کرده و گاهی ممکن است به صفر برسد.

- ساعات آفتابی: ساعات آفتابی مهم‌ترین پارامتر اقلیمی است که بر میزان انرژی دریافتی توسط سلول‌های خورشیدی مؤثر می‌باشد. زیرا در زمانی که تابش به سلول‌ها نرسد، توان تولیدی سلول‌ها نیز صفر می‌شود.
- دما: مطالعات نشان می‌دهد که با افزایش دمای هوا، دمای سطح صفحات خورشیدی نیز افزایش می‌یابد و این امر موجب کاهش برق تولیدی توسط صفحات می‌شود.
- سرعت باد: افزایش سرعت باد موجب می‌شود تا صفحات خورشیدی خنک شوند و در نتیجه میزان توان تولیدی صفحات خورشیدی افزایش یابد.

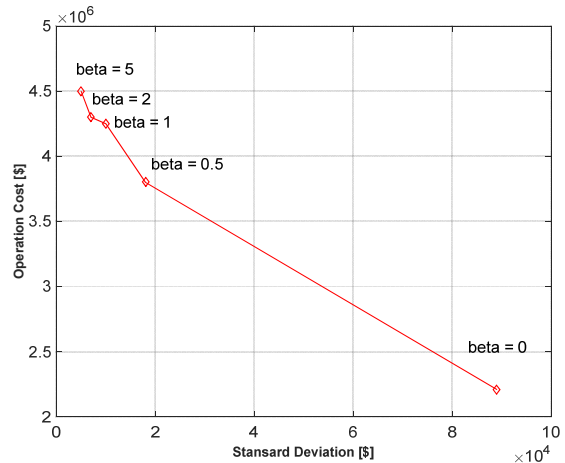
- روزهای مه آلود و گرد و غبار: گرد و غبار موجود در هوا موجب پخش شدن اشعه خورشید و در نتیجه منجر به کاهش انرژی رسیده به صفحات خورشیدی می‌شود. از این رو نیروگاه باید در مکانی احداث شود که کمترین میزان گردوغبار را داشته باشد. وجود مه نیمروز از رسیدن انرژی خورشیدی به سطح سلول‌های خورشیدی ممانعت می‌کند.
- در حالت کلی و در راستای پدافند غیرعامل، آنالیز حساسیت نسبت به توان تولیدی آرایه‌های خورشیدی، در شکل (۱۴) نشان داده شده است. در این شکل ملاحظه می‌گردد که به ازای ۲۰٪ کاهش در پارامترهای ذکر شده، انرژی تأمین نشده نسبت به «سرعت باد» کمترین تأثیر و نسبت به «دما» بیشترین تأثیر را خواهد گذاشت.



شکل (۱۴)، انرژی تأمین نشده در آرایه‌های خورشیدی به ازای ۲۰٪ کاهش در پارامترها

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله به بررسی حساسیت بهره‌برداری از یک هاب انرژی مبتنی بر انرژی‌های گاز طبیعی، الکتریکی، بادی و گرمایی



شکل (۱۳)، تأثیر هزینه مورد انتظار بر حسب انحراف معیار

۴-۶- آنالیز حساسیت توان سلول خورشیدی

به طور خلاصه عوامل مؤثر بر توان خروجی سلول خورشیدی عبارت هستند از (عابدی و همکاران، ۱۳۹۴):

- ارتفاع از سطح دریا: هر چه ارتفاع منطقه‌ای از سطح دریا کمتر باشد، ضخامت جو بیشتر می‌گردد. جو ضخیم از غلظت بیشتر ترکیبات و عوامل جذبی یا انعکاسی حکایت دارد. بنابراین مناطق مرتفع به دلیل دریافت انرژی زیاد دارای پتانسیل بالاتری نسبت به مناطق پست می‌باشند.
- عرض جغرافیایی: طبق بررسی‌های انجام شده و همچنین با مشورت کارشناسان حوزه هواشناسی و انرژی، عرض جغرافیایی بر میزان انرژی دریافتی توسط پنل‌های خورشیدی مؤثر است و میزان انرژی تابشی خورشید با عرض جغرافیایی رابطه عکس دارد.
- رطوبت نسبی: در مقیاس جهانی، به طور متوسط یک درصد حجم اتمسفر را بخار آب تشکیل می‌دهد. بخار آب و دی‌اکسید کربن مهم‌ترین جذب‌کننده‌های انرژی تابشی در جو می‌باشند. معمولاً وقتی از رطوبت نام برده می‌شود، منظور رطوبت نسبی است که عبارت است از نسبت مقدار بخار آب موجود در هوا به مقدار بخار آبی که اگر هوا در همان درجه حرارت داشت به صورت اشباع باشد. در واقع افزایش رطوبت نسبی باعث کاهش تابش دریافتی می‌شود و بازدهی را پایین می‌آورد.

- ابرناکی: تعداد روزهای ابری با توجه به اثری که روی تولید انرژی توسط پنل‌ها می‌گذارد، می‌تواند بسیار مهم باشد. به طور مسلم، هر چقدر تعداد روزهای ابری در منطقه‌ای بیشتر باشد، به دلیل به حداقل رسیدن تابش دریافتی،

- مدیریتی شده. مدیریت بحران در این سیستم انرژی چند حاملی نشان داد که می‌توان با انتخاب مناسب توان ورودی، بیشترین بازده و کمترین هزینه را به ارمغان آورد. آنالیز حساسیت در حامل‌های انرژی مورد استفاده مانند باد نشان داد که توان بادی که دلیل اینکه هزینه‌ای برای تولید ندارد، می‌تواند اثربخش‌ترین و سودآورترین انرژی قلمداد شود. آنالیز حساسیت برای کاهش گاز مصرفی نشان داد که هزینه بهره‌برداری رشد فراوانی پیدا می‌کند و به‌ناچار، درصد بزرگی از انرژی حرارتی مورد نیاز باید توسط انرژی الکتریکی تأمین شود که البته مطلوب نیست. آنالیز حساسیت خروج نیروگاه‌های الکتریکی یا به‌نوعی، کاهش توان موجود برای خرید در بازار برق، بدترین شرایط را برای مشتریان رقم می‌زند. زیرا نه‌تنها هزینه‌ها به میزان زیادی افزایش می‌یابد، بلکه باعث پدید آمدن خاموشی‌های بسیار در شبکه می‌شود که حاکی از تأمین نشدن بار الکتریکی مصرفی است. این پدیده زمانی وضعیت را وخیم‌تر می‌کند که تمام شبکه برق از دسترس خارج شود. در آن زمان تنها توان الکتریکی موجود در شبکه توسط دیزل ژنراتور تأمین می‌شود که موجب اضافه‌بار شدن آن می‌گردد. انرژی تأمین نشده در سناریوهای بررسی شده نشان می‌دهد که هر چقدر خروج منابع بیشتر شود، هزینه بهره‌برداری و انرژی تأمین نشده افزایش می‌یابد. بدترین حالت مربوط به زمانی است که گاز مصرفی از شبکه قطع گردد. ارزیابی ریسک نیز یک عامل مهم در حصول سود بالا توسط بهره‌بردار است که نشان‌دهنده خطرپذیری انتخاب باشد. اما آنالیز حساسیت ریسک بیان می‌کند که هر چه بهره‌بردار در خرید توان از قراردادهای آتی ریسک بیشتری متحمل شود، سود بالاتری به دست می‌آورد که البته این موضوع ضریب اطمینان شبکه را تا حدی پایین می‌آورد. در این شبکه‌ها استفاده از منابع انرژی‌های تجدید پذیر مانند سلول‌ها و آب‌گرم‌کن‌های خورشیدی، تا حد بسیار قابل قبولی، قابلیت اطمینان شبکه را افزایش می‌دهند که این موضوع در مطالعات تحقیقاتی آتی در حال بررسی به‌وسیله نویسندگان می‌باشد.
 - مدیریتی شده. مدیریت بحران در این سیستم انرژی چند حاملی نشان داد که می‌توان با انتخاب مناسب توان ورودی، بیشترین بازده و کمترین هزینه را به ارمغان آورد. آنالیز حساسیت در حامل‌های انرژی مورد استفاده مانند باد نشان داد که توان بادی که دلیل اینکه هزینه‌ای برای تولید ندارد، می‌تواند اثربخش‌ترین و سودآورترین انرژی قلمداد شود. آنالیز حساسیت برای کاهش گاز مصرفی نشان داد که هزینه بهره‌برداری رشد فراوانی پیدا می‌کند و به‌ناچار، درصد بزرگی از انرژی حرارتی مورد نیاز باید توسط انرژی الکتریکی تأمین شود که البته مطلوب نیست. آنالیز حساسیت خروج نیروگاه‌های الکتریکی یا به‌نوعی، کاهش توان موجود برای خرید در بازار برق، بدترین شرایط را برای مشتریان رقم می‌زند. زیرا نه‌تنها هزینه‌ها به میزان زیادی افزایش می‌یابد، بلکه باعث پدید آمدن خاموشی‌های بسیار در شبکه می‌شود که حاکی از تأمین نشدن بار الکتریکی مصرفی است. این پدیده زمانی وضعیت را وخیم‌تر می‌کند که تمام شبکه برق از دسترس خارج شود. در آن زمان تنها توان الکتریکی موجود در شبکه توسط دیزل ژنراتور تأمین می‌شود که موجب اضافه‌بار شدن آن می‌گردد. انرژی تأمین نشده در سناریوهای بررسی شده نشان می‌دهد که هر چقدر خروج منابع بیشتر شود، هزینه بهره‌برداری و انرژی تأمین نشده افزایش می‌یابد. بدترین حالت مربوط به زمانی است که گاز مصرفی از شبکه قطع گردد. ارزیابی ریسک نیز یک عامل مهم در حصول سود بالا توسط بهره‌بردار است که نشان‌دهنده خطرپذیری انتخاب باشد. اما آنالیز حساسیت ریسک بیان می‌کند که هر چه بهره‌بردار در خرید توان از قراردادهای آتی ریسک بیشتری متحمل شود، سود بالاتری به دست می‌آورد که البته این موضوع ضریب اطمینان شبکه را تا حدی پایین می‌آورد. در این شبکه‌ها استفاده از منابع انرژی‌های تجدید پذیر مانند سلول‌ها و آب‌گرم‌کن‌های خورشیدی، تا حد بسیار قابل قبولی، قابلیت اطمینان شبکه را افزایش می‌دهند که این موضوع در مطالعات تحقیقاتی آتی در حال بررسی به‌وسیله نویسندگان می‌باشد.
- عمرانی رهقی پوریا، هاشمی دزکی حامد. بهره‌برداری بهینه هاب انرژی خانگی همراه با بهینه‌سازی ظرفیت سیستم‌های تولید انرژی تجدیدپذیر خورشیدی. نشریه کیفیت و بهره‌وری صنعت برق ایران ۱۴۰۰؛ ۱۰ (۲): ۴۰-۵۶.
- ماندگاری ابوالفضل، فاضلپور فریور، قره‌پتیان گئورک. مدیریت بار شبکه با طراحی بهینه یک هاب انرژی در حضور انرژی باد و فتوولتائیک و بارهای پاسخگو با استفاده از الگوریتم‌های هوشمند. نشریه کیفیت و بهره‌وری صنعت برق ایران ۱۴۰۱؛ ۱۱ (۲): ۸۰-۶۸.
- نجفی ارسلان، محمدی ایوانلو بهنام. ارائه یک مدل مقاوم خطی برای بهره‌برداری از هاب انرژی با استفاده از تئوری تصمیم‌گیری بر مبنای شکاف اطلاعاتی. نشریه کیفیت و بهره‌وری صنعت برق ایران ۱۳۹۸؛ ۸ (۳): ۵۹-۶۷.
- Alnowibet, K., Annuk, A., Dampage, U., & Mohamed, M. A. (2021). Effective energy management via false data detection scheme for the interconnected smart energy hub-microgrid system under stochastic framework. *Sustainability*, 13(21), 11836.
 - Batić, M., Tomašević, N., Beccuti, G., Demiray, T., & Vraneš, S. (2016). Combined energy hub optimisation and demand side management for buildings. *Energy and Buildings*, 127, 229-241.
 - Brahman, F., Honarmand, M., & Jadid, S. (2015). Optimal electrical and thermal energy management of a residential energy hub, integrating demand response and energy storage system. *Energy and Buildings*, 90, 65-75.
 - Khajehzadeh, A., Jahromi, M. H. M., Mahmoudian, M., Rodrigues, E. M. G., & Melicio, R. (2022). Novel control framework for optimal scheduling in microgrid with demand response support under contingency events. *Cleaner Energy Systems*, 3, 100019.
 - Mahmoudian, M., Sadi, S., Gholami, J., & Karimi, A. (2022). Sensitivity analysis in a multi-carrier energy hub system through electrical and thermal profile procurement. *Renewable Energy Research and Applications*, 3(2), 217-228.
 - Mohammadi, M., Noorollahi, Y., Mohammadi-Ivatloo, B., & Yousefi, H. (2017). Energy hub: From a model to a concept-A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 1512-1527.
 - Najafi, A., Falaghi, H., Contreras, J., & Ramezani, M. (2016). Medium-term energy hub management subject to electricity price and wind uncertainty. *Applied Energy*, 168, 418-433.
 - Nosratabadi, S. M., Jahandide, M., & Guerrero, J. M. (2021). Robust scenario-based concept for stochastic energy management of an energy hub contains intelligent parking lot considering convexity principle of CHP nonlinear model with triple operational zones. *Sustainable Cities and Society*, 68, 102795.

مراجع

- عابدی هوشنگ، مصطفایی پور علی، وحدت زاد محمدعلی، صادقیه احمد، آنالیز حساسیت معیارهای موثر بر اولویتبندی استفاده از انرژی خورشیدی در شهرهای استان فارس. *نجمین کنفرانس بین‌المللی رویکردهای نوین در نگهداشت انرژی*. ۱۳۹۴.

- Parisio, A., Del Vecchio, C., & Vaccaro, A. (2012). A robust optimization approach to energy hub management. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 42(1), 98-104.
- Rastegar, M., Fotuhi-Firuzabad, M., & Lehtonen, M. (2015). Home load management in a residential energy hub. *Electric Power Systems Research*, 119, 322-328.
- Raza, A., Malik, T. N., Khan, M. F. N., & Ali, S. (2020, April). Energy management in residential buildings using energy hub approach. In *Building Simulation* (Vol. 13, No. 2, pp. 363-386). Tsinghua University Press.
- Roustai, M., Rayati, M., Sheikhi, A., & Ranjbar, A. (2018). A scenario-based optimization of Smart Energy Hub operation in a stochastic environment using conditional-value-at-risk. *Sustainable cities and society*, 39, 309-316.
- Yu, Y., Zhang, T., Du, Y., & Shao, Q. (2019). Energy hub model for energy management in energy internet. *The Journal of Engineering*, 2019(9), 5432-5438.
- Zahedmanesh, A., Muttaqi, K. M., & Sutanto, D. (2021). A cooperative energy management in a virtual energy hub of an electric transportation system powered by PV generation and energy storage. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 7(3), 1123-1133.
- Zhang, K., Zhou, B., Li, C., Voropai, N., Li, J., Huang, W., & Wang, T. (2021). Dynamic modeling and coordinated multi-energy management for a sustainable biogas-dominated energy hub. *Energy*, 220, 119640.