

برنامه ریزی بهینه هاب انرژی چند حاملی در حضور سیستم‌های ذخیره ساز الکتریکی

مرتضی کلی‌وندی^{۱,۲}

^۲ کارشناسی ارشد مهندسی انرژی، گرایش تکنولوژی انرژی، دانشگاه صنعتی شریف

کلمات کلیدی	خلاصه
۱- هاب انرژی	این مقاله یک مدل مدیریتی برای زمان‌بندی بهینه یک هاب انرژی چند حاملی معرفی می‌کند. در هاب
۲- برنامه ریزی تصادفی	پیشنهادی، سه نوع دارایی در نظر گرفته می‌شود: سیستم‌های تولید پراکنده (DGs) مانند واحدهای حرارت و توان ترکیبی (CHP)، دستگاه‌های ذخیره‌سازی مانند سیستم‌های ذخیره‌سازی الکتریکی مبتنی بر باتری (EES)، و دستگاه‌های گرمایش/سرمایش مانند بخاری برقی، پمپ حرارتی و چیلرهای جذبی.
۳- سیستم ذخیره ساز الکتریکی	زمان‌بندی و مدیریت بهینه دارایی‌های هاب انرژی مورد بررسی، در راستای معاملات الکتریکی با شبکه توزیع به عنوان یک مسئله بهینه‌سازی غیرخطی عدد صحیح مدل‌سازی می‌شود. در این راستا، نقاط عملیاتی بهینه واحدهای تولید پراکنده و همچنین ذخیره‌سازها بر اساس یک استراتژی مقرون به صرفه محاسبه می‌شوند. هزینه تخریب باتری‌ها نیز برای برنامه ریزی کوتاه مدت در نظر گرفته می‌شود. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد برنامه ریزی مناسب ذخیره‌سازها همراه با برنامه‌ریزی بهینه واحدهای تولیدکننده می‌تواند عملکرد اقتصادی هاب انرژی چند حاملی را در حالی که محدودیت‌های سیستم را برآورده می‌کند، بهبود بخشد.
۴- هزینه فرسایش باتری	

۱. مقدمه

سرمایشی است. برای دستیابی به هدف مدیریت کارآمد انرژی در یک هاب انرژی معین، استراتژی‌های مختلفی در ادبیات مرتبط معرفی شده‌اند که عمدتاً شامل استفاده از مولدهای همزمان توان و حرارت (CHP) [1-2]، پمپ‌های حرارتی

هاب انرژی، ترکیبی از انواع مختلف ادوات است. یک هاب انرژی شامل تامین کنندگان انرژی الکتریکی، گرمایشی و

¹ Morteza.kolivandi@energy.sharif.ir

² Distributed Generations

³ Combined Heat and Power

⁴ Electrical Energy Storage

الکتریکی (EHP⁵) [3] و سیستم‌های ذخیره‌ساز الکتریکی می‌باشد [4]. برای پاسخگویی به تقاضای مصرف کننده، اپراتور هاب گزینه های مختلفی دارد. تصمیم گیری در چنین شرایطی به ترجیحات اپراتور هاب بستگی دارد [5-6].

یک سیستم انرژی چند حامل به عنوان واسطی بین منابع ورودی مانند انرژی الکتریکی و گاز طبیعی و محصولات خروجی مانند برق و حرار عمل می کند. حداکثر کردن سود (یا به حداقل رساندن کل هزینه عملیاتی) هدف اصلی اپراتور هاب است. بنابراین، زمان بندی و مدیریت بهینه انرژی در یک هاب انرژی به دلیل پروفایل های مختلف تقاضا و قیمت های انرژی متفاوت، تأثیر زیادی بر سود یا هزینه عملیاتی هاب دارد. از آنجایی که پروفیل های بار مصرف کنندگان در طول افق برنامه ریزی دارای روندهای زمانی متفاوتی هستند، مدیریت بار و اجرای برنامه های پاسخ به تقاضا، استراتژی های اصلی برای عملیات بهینه سمت تقاضا در یک هاب معین است [7]. به علاوه حضور یک ذخیره ساز در این هاب می تواند به طور موثر امکان سنجی و همچنین ویژگی های بهینه فاز عملیاتی را بهبود بخشد. پوشش ریسک قیمت های لحظه ای به دلیل مدت زمان پیک با اجرای ذخیره سازی انرژی یکی از نقش های اصلی دستگاه های ذخیره سازی در یک هاب انرژی است [4]. بهبود ضریب بار، با اقدامات تراشیدن قله و پر کردن دره، با چنین دستگاه هایی در راستای برنامه های پاسخگویی به تقاضا است [8]. با این حال، هاب از مشکلات مختلفی رنج می برد. اولین و مهم ترین مسئله هزینه سرمایه بالای باتری ها در نظر گرفته می شود. موضوع دیگر هزینه تخریب چنین دستگاه هایی است. از آنجایی که استراتژی های شارژ و دشارژ بر چرخه عمر واقعی باتری تأثیر می گذارند، مدیریت

زمان بندی شارژ در دوره مطالعه ضروری است. در ادبیات، چندین کار تحقیقاتی هزینه تخریب را در نظر گرفته اند و عوامل اصلی کمک کننده در این زمینه گزارش شده است. در این زمینه، عوامل مختلفی مانند دمای محیط، عمق تخلیه (DoD⁶)، وضعیت شارژ (SoC⁷)، نرخ شارژ و دشارژ، ولتاژ پایان شارژ و وضعیت سلامت شناسایی شده است. با هزینه تخریب یک ESS مرتبط هستند [9]-[11].

گنجاندن هزینه تخریب در برنامه ریزی کوتاه مدت یک سیستم قدرت در [12] در نظر گرفته شده است. در مدل پیشنهادی، زمان بندی بهینه یک ESS در راستای منابع انرژی نامعین مانند نیروگاه های بادی و سیستم های فتوولتائیک انجام شده است. ادغام هزینه سایش ESS در برنامه های کاربردی خودرو به شبکه (V2G⁸) در [13] پیشنهاد شده است. برآورد هزینه تخریب به دلیل کوتاه شدن چرخه عمر ESS نیز در همین کار توسعه داده شده است.

در این مقاله، برنامه ریزی و مدیریت بهینه یک هاب انرژی معمولی از دیدگاه اقتصادی پیشنهاد شده است. فرآیند بهینه سازی ابتدا به عنوان یک مسئله غیرخطی عدد صحیح در حالت قطعی مدل سازی می شود و سپس همین مسئله با وارد شدن عدم قطعیت در تقاضا مدل می شود. در این راستا، نقاط عملیاتی بهینه واحدهای تولید پراکنده و همچنین ESS ها بر اساس یک استراتژی مقرون به صرفه محاسبه می شوند. هزینه تخریب ESS ها نیز برای برنامه ریزی کوتاه مدت در نظر گرفته می شود.

این مقاله به شرح زیر سازماندهی شده است: مدل ریاضی برای مسئله عملکرد هاب انرژی با در نظر گرفتن هزینه تخریب

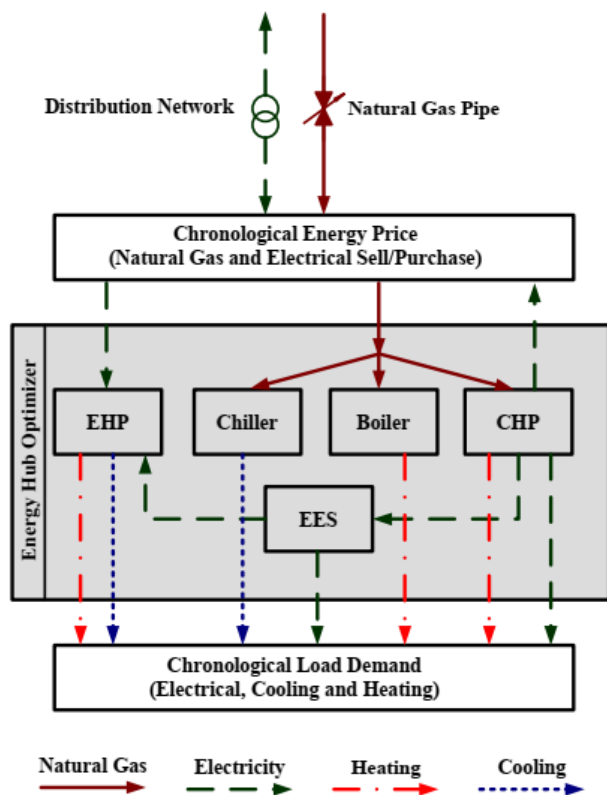
⁷ State of Charge

⁸ Vehicle to Grid

⁵ Electrical Heat Pump

⁶ Depth of Discharge

محاسبه می‌شوند، همین رویه در اینجا اتخاذ می‌شود. با این حال، زمان‌بندی بهینه ESS با توجه به هزینه تخریب باتری انجام می‌شود. بنابراین، مسئله بهینه سازی ذکر شده برای هاب انرژی در نظر گرفته شده به صورت زیر تنظیم می‌شود:



شکل ۱. مدل مفهومی هاب انرژی

$$\text{Min: } Z = \sum_{t=1}^T P(C^{NG}NG_t + C^E PG_t + C^d E_t^{EES}) \quad (1)$$

مقید به:

$$NG_t = NG_t^{boiler} + NG_t^{CHP} + NG_t^{chiller} \quad (2)$$

$$PG_t = P_t^{load} + P_t^{EHP} + P_t^{EES, ch} - P_t^{EES, dch} - P_t^{CHP} \quad (3)$$

$$P_t^{load} = P_t^{EES, dch} + P_t^{CHP} + P_t \quad (4)$$

$$E_{t+1}^{EES} = E_t^{EES} + \Delta t(P_t^{EES, ch} \eta_{ch} - P_t^{EES, dch} / \eta_{dch}) \quad (5)$$

$$E_1^{EES} = E_T^{EES} \quad (6)$$

باتری ها در بخش ۲ ارائه شده است. نمایش هزینه تخریب برای باتری‌های لیتیوم یونی در بخش ۳ ارائه شده است. در بخش ۴، اطلاعات برای مطالعات موردی مختلف ارائه شده است. در نهایت، برخی از نتایج در بخش ۵ استخراج شده است.

۲. ارائه چهارچوب و مدل سازی سیستم

شکل ۱ مدل مفهومی مرکز انرژی در نظر گرفته شده و واحد بهینه ساز را نشان می‌دهد که نقاط عملیاتی هر دارایی را کنترل می‌کند. هاب انرژی می‌تواند گاز طبیعی را از طریق خط لوله بخرد و انرژی الکتریکی را از/به شبکه توزیع بخرد/بفروشد. در هاب انرژی در نظر گرفته شده، انواع واحدها مانند سیستم میکروتورکیب حرارت و برق (mCHP)، پمپ حرارتی الکتریکی (EHP)، چیلر جذبی، دیگ بخار و یک ESS در نظر گرفته شده است. mCHP، دیگ بخار و چیلر گاز طبیعی را مصرف می‌کنند و می‌توانند تا حدی بارهای الکتریکی، حرارتی و خنک کننده را تامین کنند. EHP نیازهای گرمایش و سرمایش را تامین می‌کند و انرژی الکتریکی مصرف می‌کند. ESS نیز به عنوان یک دستگاه قابل کنترل در سیستم مورد مطالعه در نظر گرفته می‌شود.

نقش اصلی بهینه ساز هاب انرژی، مدیریت این دارایی ها به منظور تامین نیاز گرما و برق سیستم در عین مقرون به صرفه بودن است. به عبارت دیگر، از نقطه نظر اقتصادی، هدف اصلی بهینه ساز هاب به حداقل رساندن کل هزینه عملیاتی با توجه به محدودیت های مختلف است.

(a) مدل سازی:

از آنجایی که نقاط عملیاتی بهینه واحدهای مختلف قابل کنترل معمولاً بر اساس سطح بارگذاری و منحنی های بازده

هزینه فرسایش ذخیره ساز است که در قسمت سوم به تفصیل شرح داده شده است. قیود (2)، (3) و (4) مربوط به مصرف واحدهای توان و گاز طبیعی می باشد که P_t توان گرفته شده از شبکه جهت تامین تقاضای الکتریکی می باشد. معادلات (5) تا (10) قیود مربوط به ذخیره ساز می باشند که نشان دهنده تعادل انرژی، کمینه و بیشینه شارژ و دشارژ و ظرفیت باتری هستند. معادلات (11) تا (14) مربوط به واحد تولید همزمان برق و حرارت است که η_{H2P} نسبت حرارت به توان در دستگاه و η_{CHP} راندمان تولید توان و حرارت نسبت انرژی آزاد شده از سوزاندن گاز طبیعی با ارزش حرارتی HV^{NG} می باشد. معادلات (15) و (16) به ترتیب ظرفیت دیگ بخار و راندمان آن را نشان می دهد و به طور مشابه (17) و (18) ظرفیت چیلر جذبی و راندمان چیلر را مشخص می کند. (19) تا (22) قیود مربوط به پمپ حرارتی الکتریکی است که حدود تولید سرمایش و گرمایش در آن مشخص شده همچنین COP^{EHP} ضریب عملکرد پمپ می باشد. دو معادله آخر (23) و (24) تقاضای مربوط به گرمایش و سرمایش را مشخص می کنند.

۳. هزینه فرسایش باتری:

طول عمر باتری بر اساس عمر چرخه آن تعریف می شود. عمر چرخه باتری را می توان به عنوان تعداد کل چرخه های شارژ/دشارژ کاملی که یک باتری می تواند قبل از اینکه ظرفیت اسمی آن کمتر از ۸۰٪ ظرفیت نامی اولیه آن کاهش یابد، تفسیر کرد. در باتری هایی که از اثر حافظه رنج می برند، عمر چرخه باتری به شدت تحت تأثیر استراتژی شارژ/دشارژ قرار می گیرد در حالی که باتری های عصر جدید مانند باتری لیتیوم یونی این مشکل را ندارند. با این حال، چرخه عمر این نوع باتری ها به عمق دشارژ و دمای محیط

$$P_t^{EES, ch, min} \leq P_t^{EES, ch} \leq P_t^{EES, ch, max} I_t^{ch} \quad (7)$$

$$P_t^{EES, dch, min} \leq P_t^{EES, dch} \leq P_t^{EES, dch, max} I_t^{dch} \quad (8)$$

$$E_t^{EES, min} \leq E_t^{EES} \leq E_t^{EES, max} \quad (9)$$

$$I_t^{ch} + I_t^{dch} \leq 1 \quad (10)$$

$$P_t^{CHP, min} \leq P_t^{CHP} \leq P_t^{CHP, max} \quad (11)$$

$$H_t^{CHP, min} \leq H_t^{CHP} \leq H_t^{CHP, max} \quad (12)$$

$$\eta_{H2P} = H_t^{CHP} / P_t^{CHP} \quad (13)$$

$$\eta_{CHP} = (P_t^{CHP} + H_t^{CHP}) / NG_t^{CHP} HV^{NG} \quad (14)$$

$$H_t^{boiler, min} \leq H_t^{boiler} \leq H_t^{boiler, max} \quad (15)$$

$$\eta_{boiler} = H_t^{boiler} / NG_t^{boiler} HV^{NG} \quad (16)$$

$$C_t^{chiller, min} \leq C_t^{chiller} \leq C_t^{chiller, max} \quad (17)$$

$$\eta_{chiller} = C_t^{chiller} / NG_t^{chiller} HV^{NG} \quad (18)$$

$$P_t^{EHP, min} I_t^C \leq C_t^{EHP} \leq P_t^{EHP, max} I_t^C \quad (19)$$

$$P_t^{EHP, min} I_t^H \leq H_t^{EHP} \leq P_t^{EHP, max} I_t^H \quad (20)$$

$$I_t^H + I_t^C \leq 1 \quad (21)$$

$$COP^{EHP} = (C_t^{EHP} + H_t^{EHP}) / P_t^{EHP} \quad (22)$$

$$C_t^{load} = C_t^{EHP} + C_t^{chiller} \quad (23)$$

$$H_t^{load} = H_t^{EHP} + H_t^{CHP} + H_t^{boiler} \quad (24)$$

جایی که Z مجموع هزینه های هاب انرژی را نشان می دهد و T انتهای دوره مورد بررسی است. NG_t مصرف گاز طبیعی به مترمکعب را نشان می دهد و PG_t کل توان خریداری شده از شبکه می باشد همچنین E_t^{EES} مقدار انرژی ذخیره شده در ذخیره ساز انرژی الکتریکی را نشان می دهد. C^E هزینه خرید برق از شبکه C^{NG} هزینه خرید گاز طبیعی و C^d

بستگی دارد. در این راستا، هزینه تخریب باتری ها را می توان به صورت زیر تعریف کرد [14]:

$$C_d = \frac{C_{battery}}{L_{ET}} \quad (25)$$

جایی که C_d هزینه تخریب باتری است (\$/kWh)، $C_{battery}$ هزینه سرمایه برای خرید باتری به دلار آمریکا است و L_{ET} انرژی خروجی طول عمر باتری را بر حسب کیلووات ساعت نشان می دهد. با توجه به این واقعیت که عمر چرخه باتری و در نتیجه انرژی توان عملیاتی طول عمر باتری تابعی از مقدار شارژ/دشارژ، DoD و دمای محیط است، هزینه تخریب معادله باتری را می توان به صورت زیر بازنویسی کرد. [12]:

$$C_d = \frac{C_{battery} \times L_{ref}}{L_{DoD} \times L_T \times E_v \times DoD} \quad (26)$$

که در آن L_{ref} چرخه اسمی را در شرایط ایده آل نشان می دهد، یعنی دمای محیط ۲۰ (°C) و DoD معادل ۸۰٪. لازم به ذکر است که عمر چرخه باتری تابعی از DoD و دمای محیط است. از این نظر، L_T و L_{DoD} توابعی هستند که انرژی خروجی طول عمر باتری را برای DoD های مختلف و دماهای مختلف محیط تعریف می کنند. علاوه بر این، انرژی ذخیره شده در باتری با E_v نشان داده می شود. DoD را می توان به صورت زیر محاسبه کرد [15]:

$$DoD = 1 - \frac{E_v}{E_{max}} \quad (27)$$

که در آن E_{max} حداکثر انرژی قابل ذخیره در باتری است. با استفاده از مفهوم انرژی در واحد، مقدار انرژی ذخیره شده در باتری در پایان هر بازه زمانی، E_v را می توان بر اساس DoD تعریف کرد:

$$E_{pu} = 1 - DoD \quad (28)$$

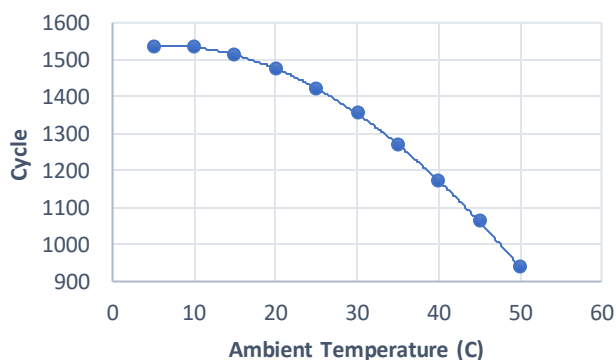
به طور کلی، حداقل و حداکثر انرژی ذخیره شده در باتری به ۱۰٪ و ۹۰٪ از ظرفیت اسمی محدود می شود به طوری که عمر چرخه باتری به حداکثر می رسد. علاوه بر این باتری را می توان در هر ساعت ۲۰٪ ظرفیت اسمی خود شارژ/دشارژ کرد [16]. بنابراین، هزینه تخریب باتری بر حسب انرژی در واحد را می توان به صورت زیر بدست آورد:

$$C_d = \frac{C_{battery} \times L_{ref}}{L_{Epu} \times L_T \times E_v \times (1 - E_{pu})} \quad (29)$$

شکل ۲ و شکل ۳ به ترتیب تغییرات چرخه های عملیاتی را با دمای محیط و مقدار انرژی ذخیره شده نشان می دهند. با استفاده از تکنیک برازش منحنی، توابع ریاضی تفسیر نقاط نمایش داده شده به صورت زیر تعیین می شوند:

$$L_T = aT^3 - bT^2 + cT + d \quad (30)$$

که در آن a, b, c و d ضرایب چند جمله ای هستند و مقادیر آنها به ترتیب ۰،۰۰۱۰۳۵، ۰،۳۸۶۴، ۵،۱۳۱ و ۱۵۲۰ است.



شکل ۲. تغییرات چرخه عملیاتی با دما

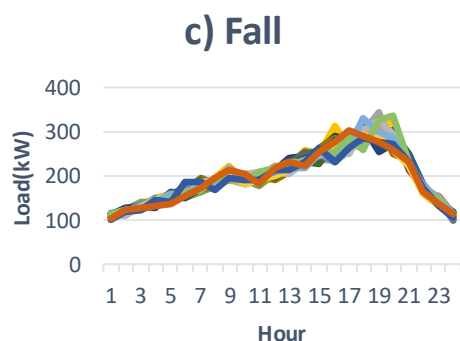
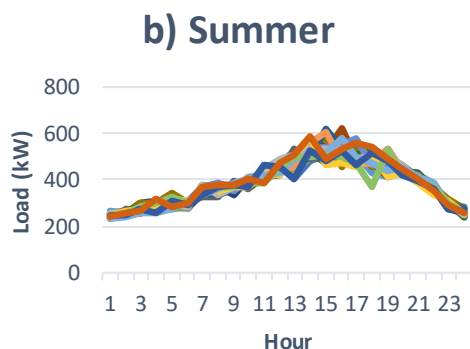
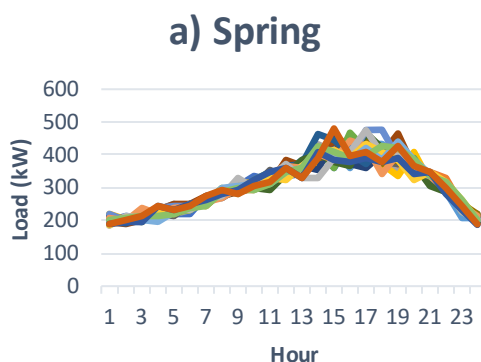
همچنین؛

$$L_{Epu} = \alpha_1 e^{\beta_1 E_{pu}} + \alpha_2 e^{\beta_2 E_{pu}} \quad (31)$$

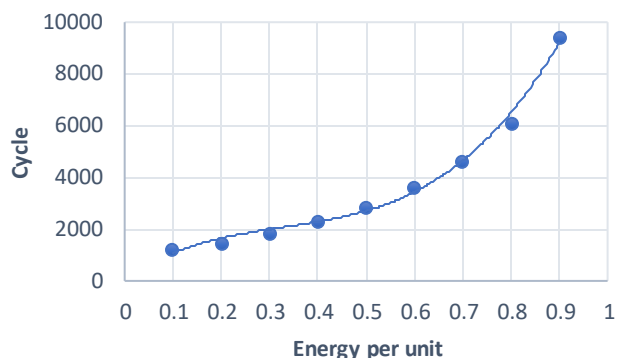
روز هفته با توجه به شرایط آب و هوایی مختلف در نظر گرفته ایم. شکل های (۴)–(۶) به ترتیب بارهای الکتریکی، گرمایشی و سرمایشی زمانی را نشان می دهند. این تقاضا با روش شبیه سازی مونت کارلو به تعداد ۱۰۰۰ سناریو تولید شده و با روش پس رو به تعداد ۲۰ سناریو کاهش پیدا کرده است.

$$Demand_{peak} = N(mean, 0.1 \times mean) \quad (32)$$

$$Demand_{unpeak} = N(mean, 0.05 \times mean) \quad (33)$$



که در آن $\alpha_1, \alpha_2, \beta_1$ و β_2 ضرایب تابع نمایی هستند و مقادیر آنها به ترتیب ۰,۰۰۵۷, ۹۶۳,۱, ۱۴,۴۴ و ۲,۱۸۹ است.

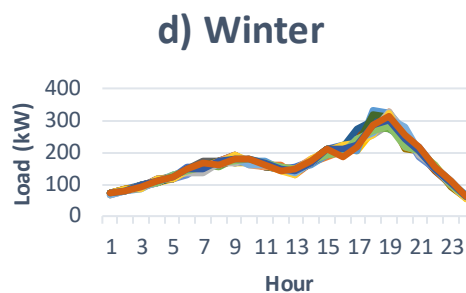
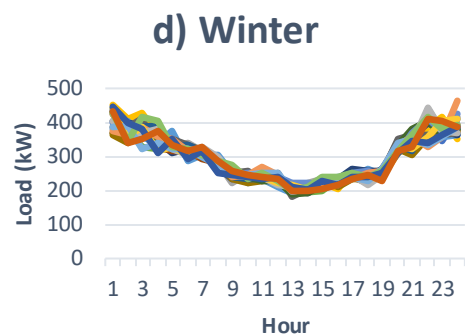


شکل ۳. تغییرات چرخه عملیاتی با انرژی ذخیره شده در باتری

۴. مورد مطالعاتی:

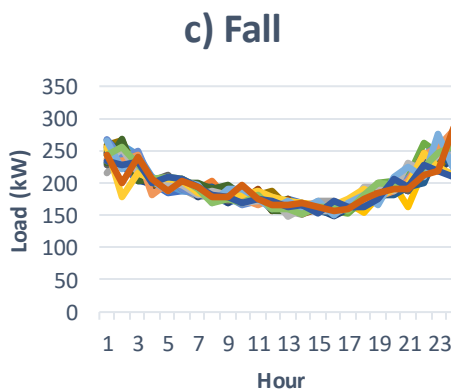
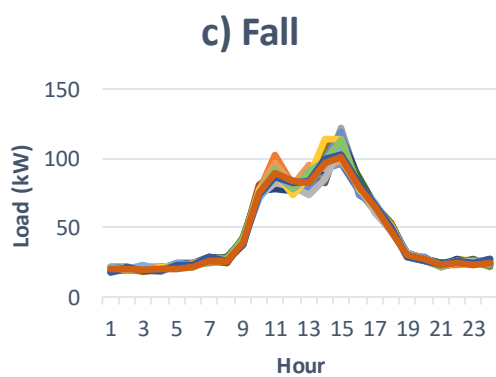
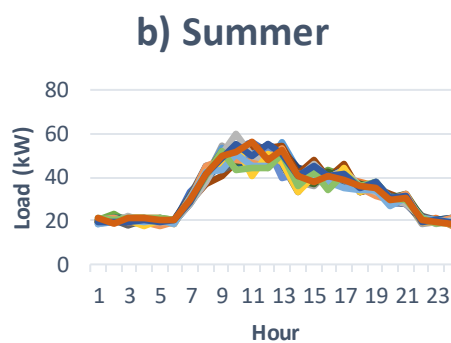
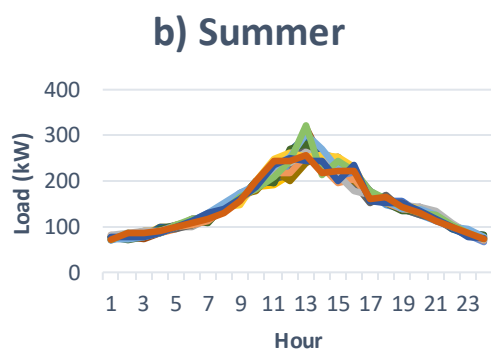
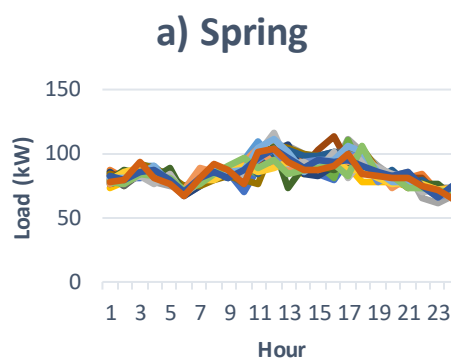
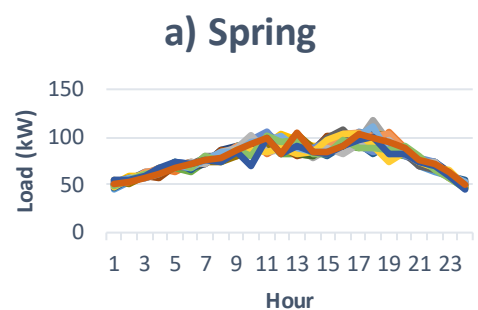
هاب انرژی در نظر گرفته شده در این تحقیق شامل دارایی های ذکر شده می باشد. مدیریت انرژی در این هاب تحت نظارت اپراتور هاب انجام می شود. هاب انرژی در نظر گرفته شده یک سیستم متصل به شبکه با یک CHP ۴۰۰ کیلووات، یک EHP ۲۰۰ کیلووات و یک دیگ بخار ۴۰۰ کیلووات همراه با یک چیلر ۷۵ کیلووات است. یک باتری نیز با ظرفیت ۴۰۰ کیلووات ساعت و حداکثر نرخ شارژ و دشارژ به ترتیب ۶۰ و ۸۰ کیلووات در آن گنجانده شده است. هاب ذکر شده به شبکه برق متصل است، بنابراین می توان برق را خرید یا فروخت. با این حال، گاز طبیعی باید از خطوط لوله به هاب منتقل شود. راندمان کلی برای بویلر و چیلر جذبی به ترتیب ۰,۸ و ۰,۵ است. بازده واحد CHP نیز ۰,۷، با نسبت حرارت به توان ۰,۷۵ است.

نقش اصلی اپراتور هاب حفظ خواسته های مصرف کنندگان در شرایط بار مختلف است. در این تحقیق برای هر فصل یک



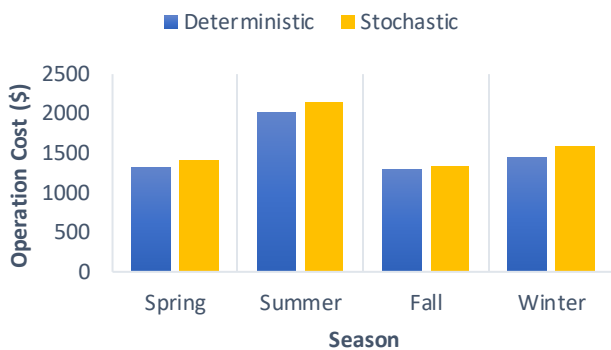
شکل ۴. بار الکتریکی فصل‌های بهار، تابستان، پاییز و زمستان

شکل ۵. بار گرمایش فصل‌های بهار، تابستان، پاییز و زمستان



۵. نتیجه گیری:

شکل ۷ هزینه های عملیاتی فصلی را برای مدل قطعی و تصادفی و همچنین در هاب نشان می دهد. برای فصل های بهار، تابستان، پاییز و زمستان در حالت قطعی هزینه عملیاتی به ترتیب \$ 1314.4، \$ 2016.9، \$ 1300 و \$ 1446.9 می باشد. این هزینه ها در سناریوهای تولید شده به مقادیر \$ 1423.4، \$ 2152.9، \$ 1336.1 و \$ 1593.8 می رسد.

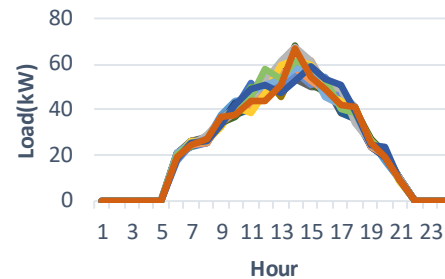


شکل ۷. هزینه های عملیاتی فصلی برای دو مدل قطعی و تصادفی

اطلاعات بهینه سازی مدل در شرایط اکسترم مانند مصرف توان و سرمایه در تابستان و گرمایش در زمستان در شکل های ۸، ۹ و ۱۰ آورده شده است. طبق شکل ۸ بار پایه توسط توان تولید شده از واحد تولید همزمان برق و حرارت تامین می شود همچنین اوج تقاضا در ساعات بین ۱۵ تا ۱۹ تشکیل شده است که برای تامین آن از شبکه برق خریداری شده است. اضافه شدن پمپ حرارتی در ساعات گرم و نزدیک به ۱۳ به مصرف کنندگان نشان از کمک کردن این تجهیز به تامین سرمایه موجود در کنار چیلر جذبی است.

در شکل ۹ سرمایه تولید شده توسط دو تجهیز چیلر جذبی و EHP نشان داده شده است که در بیشینه حالت مقدار ۲۷۵ کیلووات بار سرمایه تولید شده است.

d) Winter



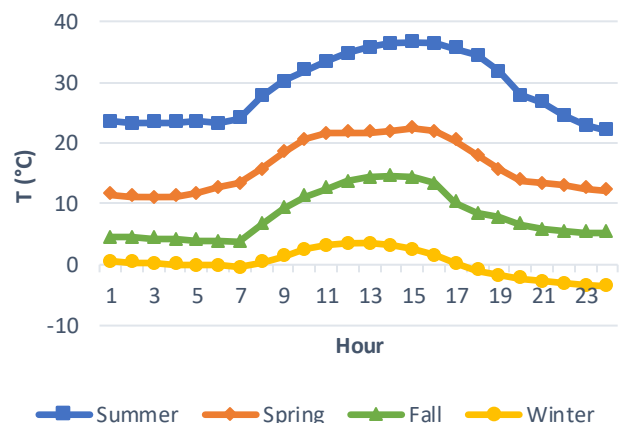
شکل ۵. بار سرمایه فصل های بهار، تابستان، پاییز و زمستان

جدول ۱ اطلاعات مربوط به هزینه خرید برق از شبکه و نرخ گاز طبیعی را نشان می دهد.

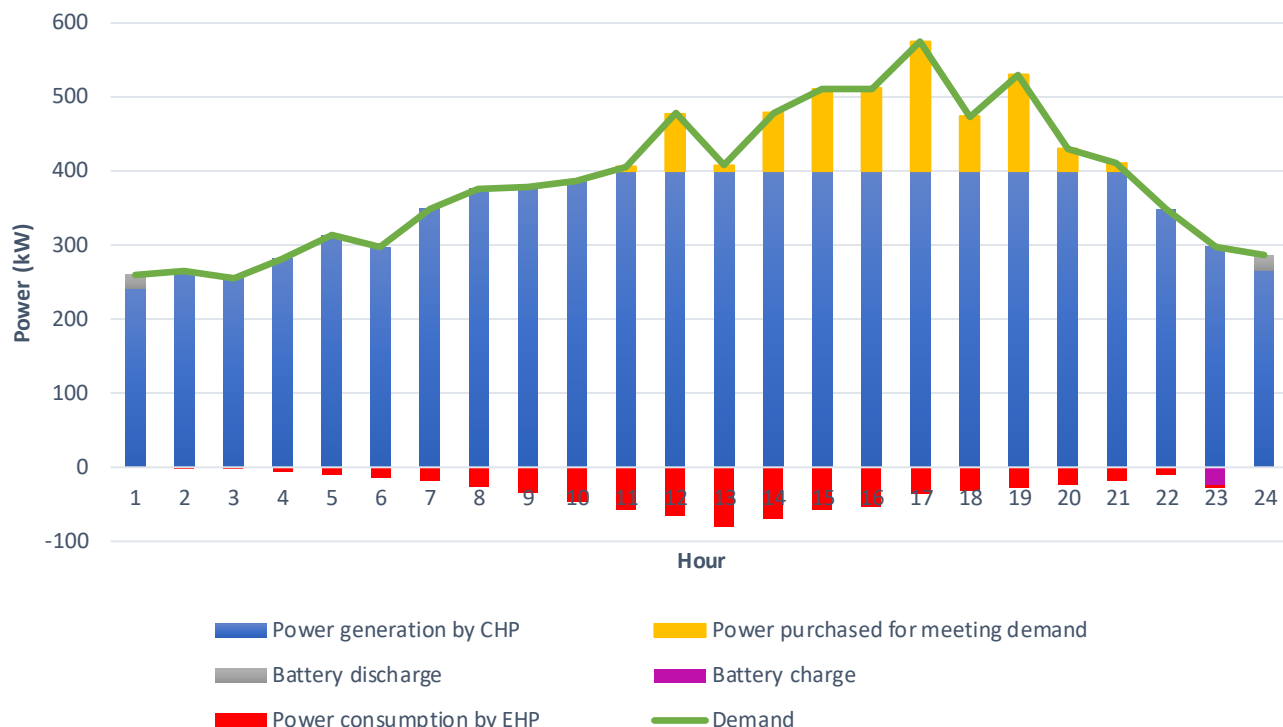
جدول ۱. قیمت حامل های انرژی

حامل	قیمت
برق	0.12 (\$/kWh)
گاز	0.25 (\$/m ³)

همچنین پروفایل دمایی این مورد مطالعاتی در شکل ۶ آورده شده است.



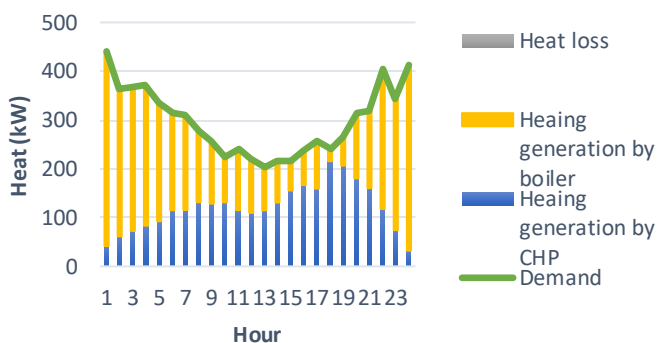
شکل ۶. پروفایل دمای مورد مطالعاتی



شکل ۸. توان تولید شده و مصرفی در یک روز از فصل تابستان

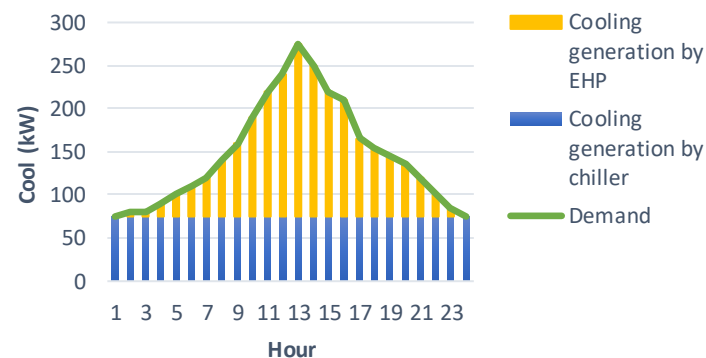
خود کار می‌کند. مابقی بار حرارت نیز توسط CHP و نه با EHP تامین شده است و دلیل این انتخاب توسط مدل تولید همزمان توان در کنار حرارت توسط تجهیز CHP است.

قابل مشاهده است که چیلر جذبی در بیشینه حالت خود یعنی ۷۵ کیلووات در طول یک روز در تابستان کار می‌کند.



شکل ۱۰. گرمایش تولید شده در یک روز از فصل زمستان

مصرف تجمعی برق و گاز طبیعی برای هر چهار فصل به همراه میزان مشارکت ذخیره ساز انرژی الکتریکی در شکل ۱۱ آورده شده است. طبق این شکل برای یک روز در فصل بهار ۱۷۷۰.۸



شکل ۹. سرمایش تولید شده در یک روز از فصل تابستان

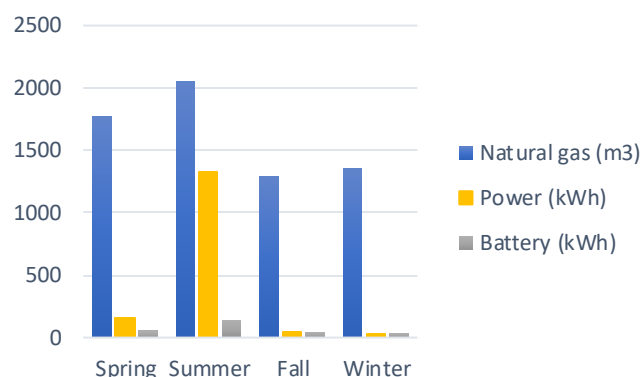
شکل ۱۰ در مقابل، مقادیر حرارت تولید شده برای فصل زمستان به تفکیک تجهیزات و ساعات روز را نشان می‌دهد. بیشترین سهم از تولید حرارت مربوط به تجهیز بویلر می‌باشد که در ساعات سرد روز یعنی ابتدا و انتها در بیشینه حالت

مقدار حرارت اتلافی تولید شده توسط واحد CHP برای بهار، تابستان و پاییز به ترتیب ۳۳۹۳,۱، ۵۵۲۹,۳ و ۲۹۰ کیلووات ساعت است که این مقدار برای فصل زمستان ۰ است. مجموعاً ۹۲۱۲,۴ کیلووات ساعت حرارت اتلافی موجود در سیستم می‌باشد که با گزینه‌هایی مانند چیلرهای حرارتی می‌توان هاب مورد بررسی را بهبود بخشید.

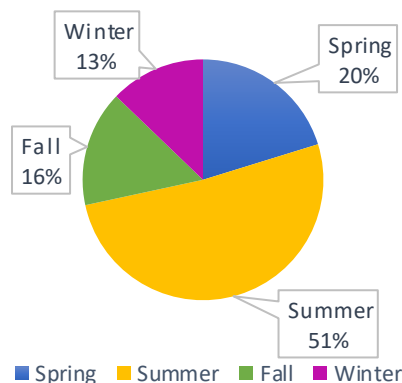
جدول ۲. هزینه‌های بدست آمده برای هر سناریو در فصول مختلف

Cost (\$)				
	Spring	Summer	Fall	Winter
1	1427.19	2132.65	1304.13	1549.33
2	1423.65	2126.76	1303.4	1549.08
3	1423.09	2121.43	1302.84	1548.08
4	1421.3	2118.59	1302.24	1547.32
5	1420.78	2115.38	1301.9	1547.04
6	1419.53	2113.45	1301.9	1546.42
7	1419.52	2107.56	1301.86	1546.25
8	1419.43	2106.33	1301.72	1545.74
9	1418.4	2106.24	1301.63	1545.6
10	1417.05	2105.64	1300.5	1545.57
11	1416.6	2105.49	1299.67	1545.45
12	1416.27	2105	1298.99	1545.16
13	1414.87	2103.45	1298.55	1545.14
14	1414.34	2100.12	1298.06	1544.64
15	1412.24	2097.31	1298.02	1544.39
16	1411.81	2092.93	1297.62	1544.06
17	1411.5	2092.73	1297.12	1544.01

متر مکعب گاز طبیعی، ۱۶۳,۸ کیلووات ساعت توان و میزان مشارکت باتری ۵۴,۸۴ کیلووات ساعت بوده، همچنین در فصل تابستان میزان مصرف گاز طبیعی ۲۰۵۴,۳ مترمکعب، توان خریداری شده از شبکه ۱۳۳۴,۵ کیلووات ساعت و باتری ۱۳۹,۳ کیلووات ساعت انرژی الکتریکی برای تامین تقاضا به مصرف کننده داده است. در فصول پاییز و زمستان میزان مترمکعب گاز مصرفی، کیلووات ساعت توان گرفته شده از شبکه و مشارکت ذخیره ساز به ترتیب ۱۲۹۲,۸، ۵۰,۸ و ۴۲ و همچنین ۱۳۵۱,۵، ۲۰,۸ و ۳۴,۷ است. درصد مشارکت باتری نیز در شکل ۱۲ آورده شده است.



شکل ۱۱. میزان مصرف گاز طبیعی و توان خریداری شده از شبکه به همراه میزان دشارژ باتری در فصول مختلف



شکل ۱۲. میزان مشارکت ذخیره ساز انرژی الکتریکی در فصول مختلف

Management Considering Energy Saving and a Comfortable Lifestyle,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 324–332, 2015

- [7] M. Parvizmosaed, A. Anvari-Moghaddam, A. Ghasemkhani, A. RahimiKian, A. Anvari-Moghaddam, A. Ghasemkhani, and M. Parvizmosaed, “Multi-objective dispatch of distributed generations in a grid-connected micro-grid considering demand response actions,” in 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), 2013, pp. 51–51.
- [8] Z. Wang and S. Wang, “Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 28, no. 3, pp. 1822–1829, 2013.
- [9] A. Anvari-Moghaddam, T. Dragicevic, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Optimal utilization of microgrids supplemented with battery energy storage systems in grid support applications,” in IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM) 2015, 2015, pp. 1–6
- [10] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, and D. Kirschen, “Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 3053, no. c, pp. 1–11, 2016.
- [11] J. D. K. Bishop, C. J. Axon, D. Bonilla, M. Tran, D. Banister, and M. D. McCulloch, “Evaluating the impact of V2G services on the degradation of batteries in PHEV and EV,” Appl. Energy, vol. 111, pp. 206–218, 2013.
- [12] Y. Cao, C. Li, X. Liu, B. Zhou, C. Y. Chung, and K. W. Chan, “Optimal scheduling of virtual power plant with battery degradation cost,” IET Gener. Transm. Distrib., vol. 10, no. 3, pp. 712–725, 2016
- [13] H. Farzin, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghaie, “A Practical Scheme to Involve Degradation Cost of Lithium-Ion Batteries in Vehicle-to-Grid Applications,”

18	1410.81	2092.15	1296.79	1541.98
19	1409.64	2090.45	1295.34	1541.17
20	1402.98	2088.74	1293.17	1538.38

منابع

- [1] A. Anvari-Moghaddam, H. Monsef, A. Rahimi-Kian, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Optimized Energy Management of a Single-House Residential Micro-Grid With Automated Demand Response,” in IEEE PES PowerTech Conference, 2015, pp. 1–6
- [2] A. Anvari-Moghaddam, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Load Shifting Control and Management of Domestic Microgeneration Systems for Improved Energy Efficiency and Comfort,” in 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2015), 2015, pp. 96–101
- [3] I. Gerami Moghaddam, M. Saniei, and E. Mashhour, “Improvement of energy performance employing electrical heatpump in scheduling a residential energy hub,” Int. Trans. Electr. Energy Syst., vol. 26, no. 12, pp. 2618–2642, 2016.
- [4] W. Hu, Z. Chen, and B. Bak-Jensen, “Optimal operation strategy of battery energy storage system to real-time electricity price in Denmark,” IEEE PES Gen. Meet. PES 2010, pp. 1–7, 2010.
- [5] A. Anvari-Moghaddam, H. Monsef, and A. Rahimi-Kian, “Costeffective and comfort-aware residential energy management under different pricing schemes and weather conditions,” Energy Build., vol. 86, pp. 782–793, 2015
- [6] A. Anvari-Moghaddam, H. Monsef, and A. Rahimi-Kian, “Optimal Smart Home Energy

- IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 7, no. 4, pp. 1730–1738, 2016.
- [14] W. Kempton and J. Tomiü, “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,” J. Power Sources, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, 2005.
- [15] O. Arslan and O. E. Karasan, “Cost and emission impacts of virtual power plant formation in plug-in hybrid electric vehicle penetrated networks,” Energy, vol. 60, pp. 116–124, 2013.
- [16] M. Vasirani, R. Kota, R. L. G. Cavalcante, S. Ossowski, and N. R. Jennings, “An Agent-Based Approach to Virtual Power Plants of Wind Power Generators and Electric Vehicles,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 4, no. 3, pp. 1314–1322, 2013.