

# طراحی هاب انرژی پایدار با در نظر گرفتن ریسک با استفاده از الگوریتم تجزیه بندرز

سمیرا همتی<sup>۱</sup>، دانشجوی دکتری؛ سید فرید قادری<sup>۲</sup>، استاد؛ محمدصادق قاضی‌زاده<sup>۳</sup>، دانشیار

۱- دانشکده مهندسی صنایع - پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران- تهران- ایران - shemmati@ut.ac.ir

۲- دانشکده مهندسی صنایع - پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران- تهران- ایران - ghaderi@ut.ac.ir

۳- گروه مهندسی برق و کامپیوتر- دانشکده فنی شهید عباسپور- دانشگاه شهید بهشتی- تهران- ایران- ghazizadeh@pwut.ac.ir

**چکیده:** در این مقاله مدل برنامه‌ریزی خطی مختلط عدد صحیح (MILP) برای طراحی پایدار هاب انرژی (EH) ارائه شده است. برای دستیابی به EH پایدار، چارچوب مدل سازی برای در نظر گرفتن اثرات زیست‌محیطی و اجتماعی اجزای تشکیل دهنده EH، ارائه شده است. ابتدا، چرخه عمر اجزای مختلف سیستم به منظور تعیین اثرات زیست‌محیطی و اجتماعی شان، بررسی شده است. سپس، مدل ریاضی مسئله، با استفاده از برنامه‌ریزی تصادفی مبتنی بر سناریو که از معیار ارزش در معرض ریسک شرطی (CVaR) به منظور کنترل ریسک ناشی از ماهیت غیرقطعی پارامترها در تابع هدف استفاده می‌نماید توسعه یافته است. برای مدل سازی در ست عدم قطعیت‌ها، تعداد زیادی سناریو در نظر گرفته شده و مسئله به یک مسئله بهینه سازی بزرگ تبدیل شده است. لذا برای حل مدل، الگوریتم تجزیه بندرز (BD) برای مواجهه با حجم محاسبات بالا ارائه شده است. نتایج، کارایی الگوریتم BD پیشنهادی را در مقایسه با روش حل معمول CPLEX برای حل ابعاد بزرگ مسئله، نشان می‌دهد. علاوه بر این نشان داده شده است که با در نظر گرفتن اثرات زیست‌محیطی و اجتماعی در طراحی، سهم منابع انرژی تجدیدپذیر که دارای کمترین اثرات نامطلوب هستند، در جواب بهینه مسئله، افزایش یافته است. در پایان، کارایی معیار CVaR در کنترل سطح ریسک نشان داده شده است.

**واژه‌های کلیدی:** هاب انرژی پایدار، برنامه‌ریزی تصادفی، ارزش در معرض ریسک شرطی، CVaR، الگوریتم تجزیه بندرز.

## Benders decomposition algorithm for sustainable energy hub design under risk considering Conditional Value at Risk

Samira Hemmati<sup>1</sup>, Phd student; Seyed Farid Ghaderi<sup>2</sup> professor; Mohammad Sadegh Ghazizadeh<sup>3</sup>, Associate professor

1- School of Industrial Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran: shemmati@ut.ac.ir

2- School of Industrial Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran: ghaderi@ut.ac.ir

3- Department of Electrical and Computer Engineering, Shahid Beheshti University (Abbaspour Technical College), Tehran, Iran: ghazizadeh@pwut.ac.ir

**Abstract:** This paper presents a mixed integer linear program (MILP) model as well as a solution method based on the Benders decomposition algorithm for optimal design of sustainable Energy Hub (EH). A modeling framework to consider environmental (Env) and social (Soc) impacts of the EH's components is incorporated to achieve sustainable EH. First, the life cycles of different components are analyzed in order to determine Env and Soc impacts. Then, the EH design model is developed by using scenarios-based stochastic programming integrating Conditional Value-at-Risk (CVaR) in its objective function as a risk criterion to deal with uncertain nature of parameters. Benders decomposition (BD) algorithm is used to decompose the original problem in order to address heavy computational burden of the problem, especially when a large number of scenarios is used to properly represent uncertainties. The results shows effectiveness of the proposed BD to handle large problem sizes compared to the CPLEX solver and indicates that taking the external cost into account resulted in higher renewable Distributed Energy Resources (DERs) in the optimal configuration, which have lower negative Env and Soc impacts. Also, strength of stochastic programming in handling data uncertainty and controlling risk level is investigated.

**Keywords:** Sustainable Energy Hub, Stochastic Programming, CVaR, Benders Decomposition.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۱۲/۰۱

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۷/۰۲/۲۰

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۷/۰۷/۰۴

نام نویسنده مسئول: دکتر سید فرید قادری

نشانی نویسنده مسئول: ایران - تهران - خیابان کارگر شمالی - پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران - دانشکده مهندسی صنایع - ۵۱۵ - ۱۳۳۹۵

## ۱- مقدمه

امروزه به دلیل رشد جمعیت و پیشرفت‌های اقتصادی، تقاضا برای انرژی به شدت افزایش یافته است [۱، ۲]. دسترسی به انرژی قابل اطمینان و با قیمت مناسب از عناصر مهم توسعه پایدار انرژی است [۳، ۴]. رویکرد توسعه پایدار، رویکرد جامعی است که جنبه‌های مختلف اقتصادی، زیست‌محیطی و اجتماعی فعالیت‌ها را در نظر می‌گیرد [۵]. با توجه به تعریف کمیسیون جهانی توسعه محیط‌زیست (کمیسیون برانتلند<sup>۱</sup>)، "توسعه پایدار به مدل توسعه‌ای اطلاق می‌شود که در آن نیازهای امروز جامعه بدون به خطر انداختن نیازهای نسل‌های آینده به بهترین شکل ممکن تأمین گردد" [۶]. از این‌رو، به منظور تأمین تقاضای در حال رشد به شیوه‌ای پایدار، جنبه‌های زیست‌محیطی و اجتماعی منابع انرژی، می‌بایست در برنامه‌ریزی‌ها در نظر گرفته شود.

در سال‌های اخیر تولید برق از منابع انرژی تجدیدپذیر همانند انرژی بادی و خورشیدی و یک راه‌حل مناسب برای کاهش تأثیرات نامطلوب ناشی از سوخت‌های فسیلی شده است [۷، ۸]. علاوه بر این، ساختار سیستم‌های قدرت به دلیل معرفی منابع تولید پراکنده ( $DER^2$ ) که شامل ژنراتورهای کوچک در محل مصرف و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی مانند باتری هستند، تغییر کرده است [۹]. در سال‌های اخیر، پاسخ تقاضا ( $DR^3$ ) نیز به عنوان یک منبع بالقوه بسیار مورد توجه قرار گرفته است [۱۰]. به منظور مدیریت  $DER$ ها در سطح توزیع، مفهومی به نام ریزشبکه ( $MG^4$ ) وجود آمده است که هدف آن، تأمین تقاضای برق با استفاده از  $DER$ های مختلف است [۱۱]. هاب انرژی ( $EH$ ) نیز، توسعه‌ای از ریزشبکه است که می‌تواند شامل چندین انرژی ورودی باشد و تقاضاهای مختلف (بعنوان مثال برق و حرارت) را تأمین نماید [۱۲].

در این مقاله، طراحی هاب انرژی با رویکرد توسعه پایدار در نظر گرفته شده است که هدف آن تعیین ترکیب و اندازه بهینه تجهیزات به منظور تأمین تقاضای برق و حرارت است. به دلیل وجود منابع اولیه انرژی تجدیدپذیر همانند باد و خورشید، مسئله با عدم قطعیت مواجه است. در مسائل بهینه‌سازی با حضور عدم قطعیت، اندازه‌گیری اثرات منفی ناشی از عدم قطعیت‌ها که ریسک نامیده می‌شود، بسیار ضرورت دارد [۱۳]. از این‌رو، در این مقاله از معیار ارزش در معرض ریسک شرطی برای کنترل ریسک ناشی از ماهیت تصادفی پارامترهای مدل استفاده شده است. همچنین در این مقاله، به منظور در نظر گرفتن اثرات نامطلوب زیست‌محیطی و اجتماعی تجهیزات مختلف و دستیابی به سیستم پایدار انرژی، هزینه‌های مرتبط با جبران اثرات نامطلوب تجهیزات مختلف در طراحی هاب در نظر گرفته شده است.

## ۲- پیشینه تحقیق

در این بخش، ادبیات حوزه طراحی ریزشبکه و هاب انرژی، ادبیات پایداری سیستم‌های انرژی و همچنین ادبیات هزینه خارجی منابع تولید انرژی، مورد بررسی قرار گرفته است.

تابع هدفی که اغلب در ادبیات طراحی هاب انرژی استفاده می‌شود، به حداقل رساندن هزینه‌های خصوصی است. هزینه خصوصی در ادبیات اقتصاد، به هزینه‌ای اطلاق می‌شود که توسط تولیدکننده و به منظور انجام فعالیت اقتصادی‌اش پرداخت شده و در دفتر حساب‌های شرکت ثبت می‌شود. به عنوان مثال، هزینه خرید تجهیزات مورد نیاز که توسط صاحبان یک تعمیرگاه موتورسیکلت پرداخت می‌شود [۱۴]. اگرچه در نظر گرفتن هزینه خصوصی در تابع هدف به تنهایی که منجر به سهم بالای تولید برق از سوخت‌های فسیلی می‌شود، ممکن است در کوتاه‌مدت مزایای اقتصادی به دنبال داشته باشد، ولی در بلندمدت عوارض خارجی زیان‌آوری را بر گروه‌های دیگر<sup>۵</sup> (جامعه) تحمیل می‌کند. این عوارض خارجی در ادبیات اقتصاد، اثرات خارجی<sup>۱۰</sup> نامیده می‌شوند [۱۵]. به عبارت دیگر، اثرات خارجی، اثرات مثبت و منفی فعالیت‌های تولید و مصرف است که به طور مستقیم در قیمت‌های بازار منعکس نمی‌شود [۱۶]. زمانی که فعالیت یک گروه، هزینه‌هایی را به گروه دیگر تحمیل کند، اثرات خارجی منفی به صورت هزینه‌های خارجی ( $ECs^{11}$ ) بوجود می‌آید. در واقع هزینه خارجی، هزینه‌ای است که برای جبران اثرات جانبی منفی فعالیت‌های تولیدی (بعنوان مثال تولید برق)، توسط جامعه پرداخت می‌شود. اثرات خارجی در زمینه تولید برق اغلب منفی هستند. به عنوان مثال، برق بادی به دلیل حضور مزارع بادی، به مناظر طبیعی آسیب زده و همچنین باعث از دست رفتن پرندگان می‌شوند [۱۷].

در حال حاضر، هزینه‌های خارجی تولید برق در قیمت بازار منعکس نمی‌شوند که این مسئله، منجر به قیمت‌های ناکارآمد بازار و سیستم‌های ناپایدار انرژی خواهد شد. لذا به منظور اجرای برنامه‌های پایدار انرژی، هزینه‌های کامل تولید برق، می‌بایست در برنامه‌ریزی‌ها در نظر گرفته شود. از این‌رو، در این مقاله، به منظور در نظر گرفتن اثرات نامطلوب زیست‌محیطی و اجتماعی تجهیزات مختلف و دستیابی به سیستم پایدار انرژی، هزینه‌های خارجی آن‌ها در طراحی هاب در نظر گرفته شده است.

بیشتر تحقیقات اخیر در زمینه طراحی ریزشبکه، تنها تابع هدف کمینه‌کردن هزینه‌های طراحی سیستم را در نظر گرفته‌اند [۱۸، ۱۹]. تحقیقات اخیر دیگر نیز، اندازه بهینه هر یک از اجزای سیستم را با حل مسئله بهینه‌سازی دو هدفه، با اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی، تعیین نموده‌اند. ولی عوامل زیست‌محیطی در این تحقیقات، منحصر به انتشار گازهای گلخانه‌ای بوده و دیگر عوامل نامطلوب زیست‌محیطی در نظر گرفته نشده‌اند [۲۰-۲۲]. تنها در مرجع [۲۳] تأثیرات گوناگون زیست‌محیطی و اقتصادی تکنولوژی CHP با استفاده از روش تحلیل چرخه عمر مورد بررسی و در طراحی بهینه

است و مدل سازی عوامل زیست محیطی نیز با ساده سازی های بسیار همراه بوده است. علاوه بر این، تاکنون مدل بهینه سازی برای در نظر گرفتن اثرات زیست محیطی و اجتماعی در سیستم های انرژی، ارائه نشده است.

پژوهش حاضر، برای اولین بار، مدل ریاضی ای برای طراحی پایدار هاب انرژی، ارائه نموده که اثرات زیست محیطی و اجتماعی DERها را علاوه بر هزینه های طراحی سیستم، در نظر می گیرد. همچنین، برای کنترل ریسک تابع هدف، ناشی از عدم قطعیت پارامترهای مدل، از معیار CVaR استفاده شده است که در ادبیات حوزه به این موضوع به ندرت پرداخته شده است.

### ۳- نوآوری های مقاله

با توجه به مرور ادبیات انجام شده، نوآوری های خاص پژوهش حاضر عبارتند از:

- ارائه یک مدل ریاضی جامع برای طراحی پایدار هاب انرژی که علاوه بر هزینه های معمول سیستم، اثرات اجتماعی و زیست محیطی هر یک از تجهیزات و انرژی های ورودی به هاب را هنگام طراحی در نظر می گیرد.
- استفاده از الگوریتم تجزیه بندرز در روش حل به دلیل ابعاد بزرگ مسئله ناشی از تعداد سناریوهای بالا در برنامه ریزی تصادفی.
- استفاده از معیار ارزش در معرض ریسک شرطی (CVaR) در تابع هدف برای کنترل ریسک ناشی از ماهیت تصادفی پارامترهای مدل.

### ۴- ارزش در معرض ریسک شرطی (CVaR)

در مدل سازی مسئله با پارامترهای غیرقطعی، تابع هدف نیز یک متغیر تصادفی در نظر گرفته می شود که می توان برای کنترل آن معیارهای مختلفی تعریف نمود. بعنوان مثال وار یانس<sup>۱۳</sup>، احتمال کمبود<sup>۱۴</sup>، کمبود موردانتظار<sup>۱۵</sup>، ارزش در معرض ریسک (VAR<sup>۱۶</sup>) و ارزش در معرض ریسک شرطی [۴۴] واریانس، پراکندگی تابع هدف تصادفی را تعیین می کند. احتمال کمبود و کمبود مورد انتظار، به ترتیب احتمال و امید ریاضی کمتر شدن سود از یک مقدار از پیش تعیین شده را، تعیین می نمایند. در حالی که ارزش در معرض ریسک و ارزش در معرض ریسک شرطی، به ترتیب احتمال و امید ریاضی کمتر شدن سود از احتمالی از پیش تعیین شده را، بیان می کنند. اهمیت در نظر گرفتن معیار ریسک در برنامه ریزی تحت عدم قطعیت این است که در صورتی که بدترین سناریو یا یک سناریو بد در آینده یا در افق برنامه ریزی تحقق یابد، از آنجا که طراحی برای امید ریاضی اتفاقات صورت گرفته است، می تواند هزینه های سنگینی را به سیستم وارد نماید. در حالی که با در نظر گرفتن ریسک در برنامه ریزی، هر چند طراحی محافظه کارانه تر شده و هزینه بالاتر

ریز شبکه لحاظ شده است ولی منابع انرژی تجدید پذیر، در این پژوهش در نظر گرفته نشده اند.

در تحقیقات اخیر حوزه هاب انرژی نیز، با وجود اهمیت توسعه سیستم های پایدار، به موضوع توسعه پایدار پرداخته شده است و محققان تابع هدف مشترک کمینه کردن هزینه های سیستم و انتشار گاز CO<sub>2</sub> را در تحقیقات خود، در نظر گرفته اند [۲۴، ۲۵].

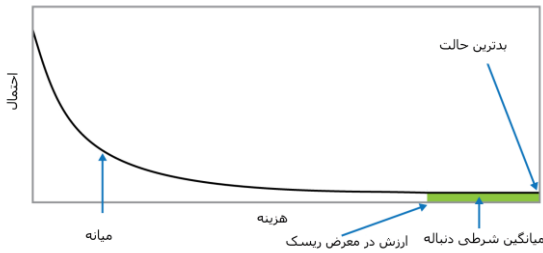
در زمینه بهره گیری از پاسخ تقاضا، اگر چه تحقیقات در حوزه های دیگر سیستم های قدرت از قبیل سیستم های کنترلی، بهره برداری از ریز شبکه، بازار خرده فروشی برق، قیمت گذاری برق و ... در ادبیات به فراوانی یافت می شود [۳۲-۲۶]. ولی استفاده از DR در زمینه طراحی ریز شبکه و هاب انرژی، بسیار به ندرت مورد توجه محققین قرار گرفته است.

در زمینه پایداری سیستم های انرژی، حجم قابل توجهی از پژوهش های صورت گرفته معطوف به ارائه شاخص های مختلف پایداری، تعیین مقدار هر کدام از آنها و رتبه بندی و ارزیابی پایداری فن آوری های مختلف تولید انرژی با استفاده از تکنیک های تجزیه و تحلیل چندمعیاره (MCDA<sup>۱۲</sup>) بوده است [۳۳-۳۵]. تفاوت عمده این تحقیقات در نوع و تعداد شاخص ها، فن آوری های در نظر گرفته شده و تکنیک ارزیابی مورد استفاده، بوده است.

در نظر گرفتن هزینه های خارجی تولید انرژی، در تصمیم گیری ها بسیار کم مورد توجه قرار گرفته است. در برخی از تحقیقات، انواع مختلف هزینه های خارجی به عنوان شاخصی در ارزیابی پایداری فن آوری های مختلف تولید انرژی، در نظر گرفته شده اند [۳۸-۳۶]. سایر تحقیقات نیز به توسعه روش ها و متدولوژی های گوناگون جهت برآورد هزینه های خارجی فن آوری های مختلف پرداخته اند [۱۶، ۳۹-۴۱]. به عنوان جدیدترین پژوهش، مرجع [۴۲]، یک مدل بهینه سازی برای طراحی سیستم انرژی با در نظر گرفتن هزینه های خارجی ناشی از اثرات منفی زیست محیطی هر یک از فن آوری ها، توسعه داده است ولی هزینه های خارجی ناشی از اثرات اجتماعی مرتبط با DERها، در نظر گرفته نشده است.

در ادبیات حوزه طراحی هاب و ریز شبکه، مدل سازی ریسک ناشی از عدم قطعیت ها بسیار به ندرت یافت می شود. برای نمونه می توان به تنها تحقیق موجود که توسط محققین مرجع [۴۳] انجام شده است، اشاره نمود که مدلی جهت طراحی ریز شبکه متصل به شبکه، برای یک بیمارستان، تحت شرایط عدم قطعیت تقاضا، ارائه نمودند و از معیار واریانس برای کنترل ریسک، استفاده نمودند.

مرور ادبیات انجام شده، نشان می دهد که در زمینه طراحی هاب انرژی، توجه بسیار محدودی به عوامل اجتماعی اجزای سیستم شده



شکل ۱: احتمال وقوع سناریوهای مختلف و هزینه‌های آن‌ها

ارزش در معرض ریسک شرطی به صورت زیر قابل فرمول‌بندی است:

$$CVaR = \eta + \frac{1}{1-\alpha} E_S [\max(C + C_S - \eta, 0)] \quad (1)$$

که در آن  $E_S[\bullet]$  بیان‌کننده امید ریاضی،  $C$  هزینه تصمیمات طراحی که وابسته به سناریو نیستند و  $C_S$  هزینه تصمیمات بهره‌برداری که وابسته به پارامترهای غیرقطعی هستند، می‌باشد.  $\max$  برای تعیین این که سناریو در دنباله ریسک قرار دارد یا خیر، استفاده شده است. در صورتی که مقدار تابع هدف سناریو  $\eta$  بیشتر از  $\eta$  (VAR) باشد،  $C + C_S - \eta$  مقداری مثبت و در غیر این صورت برابر با صفر می‌باشد. با توجه به اینکه مجموع احتمال سناریوهای در معرض خطر  $(1-\alpha)$  می‌باشد، لذا برای بدست آوردن هزینه سناریوهای موجود در دنباله ریسک با نقطه مرجع ابتدای دنباله، می‌بایست مقدار امید ریاضی هزینه بدترین سناریوها را بر  $(1-\alpha)$  تقسیم نمود. با اضافه کردن مقدار  $\eta$  به عنوان VAR، مقدار  $\alpha$ -CVaR تعیین می‌گردد.

برای رفع پیچیدگی ناشی از وجود عبارت  $\max$ ، یک متغیر کمکی پیوسته  $O_S$  و دو قید زیر به مسئله اضافه می‌شود:

$$CVaR = \eta + \frac{1}{1-\alpha} \times \sum_{s \in S} \pi_s \times O_s \quad (2)$$

$$O_s \geq C + C_S - \eta \quad (3)$$

$$O_s \geq 0 \quad (4)$$

به منظور ایجاد امکان تجزیه مسئله بهینه‌سازی به بخش‌های طراحی و بهره‌برداری، می‌توان مسئله را به صورت زیر بازنویسی نمود:

$$CVaR = C + \eta + \frac{1}{1-\alpha} \times \sum_{s \in S} \pi_s \times O_s \quad (5)$$

$$O_s \geq C_S - \eta \quad (6)$$

$$O_s \geq 0 \quad (7)$$

با توجه به اینکه مجموع احتمال سناریوهای در معرض خطر  $(1-\alpha)$  می‌باشد، رابطه جدید، دقیقاً معادل رابطه قبلی است که مقدار ارزش در معرض ریسک در آن برابر  $C + \eta$  است.

## ۵- تعریف مسئله و روش حل پیشنهادی

تجهیزات در نظر گرفته شده در طراحی هاب انرژی این پژوهش، عبارتند از میکروتوربین بر پایه گاز طبیعی، میکروتوربین بر پایه

می‌رود، ولی طراحی صورت گرفته در مقابل وقوع سناریوهای بد مقاومت‌تر بوده و هزینه بهره‌برداری سیستم در افق برنامه‌ریزی نیز کاهش می‌یابد.

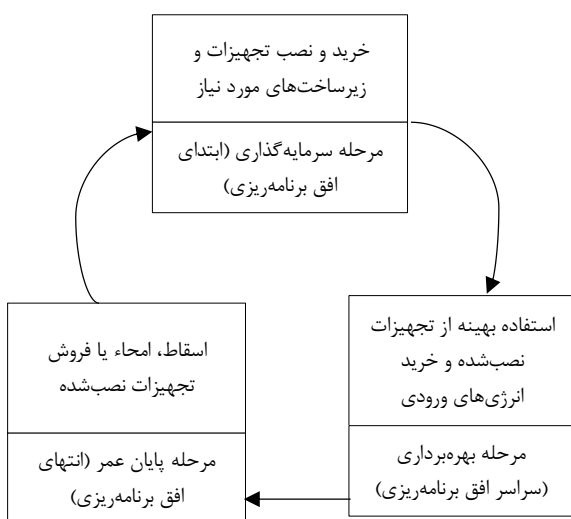
تابع هدف این پژوهش، کمینه‌نمودن هزینه‌ها است. اگر سناریوها بر مبنای افزایش هزینه‌ها مرتب شوند، سناریوهایی که احتمال وقوع آن‌ها بسیار کم ولی هزینه بسیار زیاد دارند، ریسک نامیده می‌شوند که فرض می‌شود  $100\% * \alpha$  درصد از سناریوها، بدین شکل باشد  $(\alpha \in (0, 1))$ . در توزیع‌های پیوسته، احتمال، برابر با مساحت زیر منحنی چگالی احتمال و برای توزیع‌های گسسته، برابر با مجموع احتمال این سناریوهاست. یک معیار برای این دنباله در معرض خطر، مقدار ابتدایی آن است که ارزش در معرض ریسک (VAR) نامیده می‌شود و مقداری است که احتمال اینکه هزینه بیشتر از آن باشد، از  $(1-\alpha)$  کمتر است.

مشکل معیار VAR آن است که شکل دنباله ریسک در آن تأثیری ندارد. برای مثال ممکن است دو تابع چگالی احتمال با دنباله کوتاه و بلند، مقدار VAR یکسانی داشته باشند. دنباله‌ی کوتاه بدین معنی است که برای بدترین سناریوها در دنباله ریسک، هزینه به شکل شدیدی زیاد نمی‌شود و دنباله بلند نشان‌دهنده وجود سناریوهایی است که هزینه در مقایسه با مقدار VAR، بسیار بیشتر می‌باشد. میانگین شرطی دنباله می‌تواند اطلاعات خوبی بیان نماید که در نظر گرفتن آن منجر به معیار جدیدی می‌شود که ارزش در معرض ریسک شرطی  $\alpha$ -CVaR نامیده می‌شود. معیار  $\alpha$ -CVaR به صورت امید ریاضی  $100 * (1-\alpha)$  سناریوها با بیشترین هزینه تعریف می‌شود که شکل دنباله ریسک به صورت مستقیم بر روی آن تأثیر دارد.

به منظور تشریح بهتر معیار ارزش در معرض ریسک شرطی و مقایسه آن با معیار ارزش در معرض ریسک، برای یک مساله نوعی، نمودار هزینه بر حسب احتمال وقوع در شکل ۱ نمایش داده شده است. بر اساس این شکل، احتمال وقوع سناریوهایی که منجر به هزینه بیشتر گردند، کمتر است ولی از سوی دیگر به دلیل اینکه این سناریوها دارای هزینه بالایی می‌باشند و نیز مشخص نیست که در آینده چه سناریویی تحقق می‌یابد، نیاز است تا طراحی به صورتی انجام گیرد تا هزینه این سناریو در زمان بهره‌برداری کاهش یابد. برای مثال، نصب بیشتر CHP می‌تواند هاب انرژی را در مقابل ریسک وزش باد کم، تابش خورشید کم و هزینه خرید برق گران از شبکه در زمان بهره‌برداری محافظت نماید. همان‌گونه که از شکل مشخص است، ارزش در معرض ریسک شرطی در مقابل در نظر گرفتن بدترین حالت یا ارزش در معرض ریسک که هر دو یک نقطه می‌باشند این است که با استفاده از معیار امید ریاضی تمامی حالاتی که از دید تصمیم‌گیرنده دارای هزینه بسیار بالایی می‌باشند را در نظر می‌گیرد.

است. بدین صورت که اثرات مختلف اجتماعی و زیست‌محیطی اجزای سیستم در طول چرخه عمر شان، بر سی و هزینه‌ای معادل برای جبران آن‌ها در نظر گرفته شده است. در ادبیات اقتصاد به این هزینه، هزینه خارجی اطلاق می‌شود. بدین ترتیب، ابعاد اجتماعی و زیست‌محیطی مسئله نیز از جنس هزینه شده و در تابع هدف اقتصادی ادغام می‌شود. هزینه خارجی اجزای سیستم را می‌توان با استفاده از متدولوژی‌های مختلف برآورد هزینه که در ادبیات حوزه وجود دارد (بعنوان نمونه مرجع [۱۶] و یا با استفاده از روش‌های تصمیم‌گیری چندمعیاره و نظرات خبرگان، بدست آورد [۴۷]. با توجه به اینکه ارزیابی اثرات و کمی‌سازی آن‌ها، بسیار پیچیده و زمانبر است و به دور از هدف این پژوهش است، لذا در این مقاله، ابتدا مقادیر هزینه خارجی هر یک از اجزای سیستم در چرخه‌های مختلف عمرشان، از داده‌های موجود در ادبیات حوزه (به عنوان مثال مرجع [۳۷]) استخراج شده است. سپس این هزینه‌ها در قالب هزینه خارجی مراحل عمر افق برنامه‌ریزی و بر اساس رابطه بین چرخه‌های عمر، در مدل ریاضی در نظر گرفته شده‌اند که در ادامه تشریح شده است.

برای سیستم مورد بررسی، افق برنامه‌ریزی را می‌توان به سه مرحله تقسیم نمود (شکل ۲): ۱- مرحله سرمایه‌گذاری در آغاز افق برنامه‌ریزی ۲- مرحله بهره‌برداری که در طول افق برنامه‌ریزی است و ۳- مرحله پایان افق برنامه‌ریزی (EOL) که عملیاتی مانند از بین بردن یا امحاء تجهیزات انجام می‌شود. برای هر یک از تجهیزات نیز سه مرحله عمر می‌توان در نظر گرفت: ۱- ساخت، خرید و نصب تجهیزات ۲- به‌کارگیری و بهره‌برداری از تجهیزات و ۳- اسقاط و امحاء تجهیزات. که از مرحله ۱ فقط نصب تجهیزات و تمام مراحل ۲ و ۳ در سیستم مورد بررسی روی می‌دهد [۴۷].



شکل ۲: چرخه عمر تجهیزات در افق برنامه‌ریزی

چرخه عمر انرژی‌های ورودی به هاب نیز به شرح زیر می‌باشد [۴۷]:

زیست‌توده با سیستم بازیابی حرارت، سلول‌های خورشیدی، توربین‌های بادی، بویلر، باتری و DR که بصورت بارهای انعطاف‌پذیر در نظر گرفته شده است. و فرض شده است که هاب، به شبکه برق و گاز متصل است. در بین این تجهیزات، منابعی که علاوه بر برق، قادر به تولید حرارت هستند منبع تولید همزمان برق و حرارت (CHPs<sup>۱۷</sup>) نامیده می‌شوند. میکروتوربین‌ها با افزودن سیستم بازیابی حرارت (HRS<sup>۱۸</sup>)، تبدیل به منبع تولید همزمان برق و حرارت می‌شوند که برای انتقال حرارت آن‌ها، نیاز به سیستم گرمایش منطقه‌ای<sup>۱۹</sup> می‌باشد. هاب انرژی نیز در واقع، ریزشکه مجهز به سیستم گرمایش منطقه‌ای است که علاوه بر برق، تقاضای حرارت را نیز تامین می‌نماید.

تعداد و اندازه هر کدام از تجهیزات، تعیین‌کننده‌ی یک ساختار جدید برای هاب است. برخی تجهیزات هزینه سرمایه‌گذاری بالا و هزینه بهره‌برداری پایین دارند که در مرحله بهره‌برداری، هزینه بالای سرمایه‌گذاری خود را جبران می‌نمایند. به منظور ارزیابی هزینه‌های بهره‌برداری هر ساختار، می‌بایست بهره‌برداری آن در طول افق برنامه‌ریزی بررسی شود. خروجی مسئله بهره‌برداری، توزیع بهینه توان و همچنین زمان کار هر یک از DERهاست. بنابراین، اگرچه خروجی اصلی مسئله برنامه‌ریزی، تعیین تعداد و اندازه تجهیزات است ولی برای بدست آوردن ساختار بهینه، بایستی بهره‌برداری آن‌ها نیز بهینه شود. در نتیجه، متغیرهای مسئله، تعداد DERsها و توزیع توان آن‌هاست. توزیع توان برای DGها، میزان تولید و برای ذخیره‌سازها، نرخ شارژ/دشارژ می‌باشد. لازم به ذکر است که هزینه‌های بهره‌برداری و نصب تجهیزات در تابع هدف مساله بهینه‌سازی دیده می‌شوند. از سوی دیگر، با محدود نمودن ظرفیت تجهیزات در حال بهره‌برداری به ظرفیت نصب شده، ارتباط بین مسائل طراحی بهینه و بهره‌برداری بهینه برقرار می‌گردد.

به منظور دستیابی به هاب انرژی پایدار، می‌بایست اثرات زیست‌محیطی و اجتماعی اجزای تشکیل‌دهنده هاب بررسی و در مدل‌سازی در نظر گرفته شوند. برای روشن شدن موضوع، برخی از اثرات اجتماعی و زیست‌محیطی مربوط به هاب انرژی عبارتند از: بیماری‌های ناشی از ساخت سلول‌های خورشیدی که با گازهای سمی و مواد شیمیایی مضر همراه است [۱۷، ۴۵]، امحاء برخی از تجهیزات همانند باتری مواد سمی تولید می‌کند، توسعه منطقه‌ای در نتیجه شغل‌های ایجاد شده در کل چرخه عمر تولید برق [۳۶]، میزان آب مصرفی در کل فرایند تولید، بهره‌برداری و اسقاط تجهیزات [۱۷، ۴۶]، فرسایش زمین ناشی از مزارع خورشیدی [۱۷] و ... جبران این اثرات نیازمند هزینه‌هایی است که در مدل‌های معمول برنامه‌ریزی در نظر گرفته نشده و منجر به سیستم‌های ناپایدار انرژی می‌شوند. لذا برای اجرای برنامه‌های پایدار انرژی، بایستی هزینه‌های کامل تولید انرژی، در برنامه‌ریزی در نظر گرفته شود. برای این منظور، در این مقاله، از مفهوم هزینه خارجی استفاده شده

## ۵-۱- مدل ریاضی برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای هاب

## انرژی با در نظر گرفتن CVaR

عدم قطعیت‌هایی که در مسئله تحت بررسی وجود دارند عبارتند از: شدت وزش باد، میزان تابش خورشید و تقاضای بار؛ که از رفتار تصادفی با توزیع احتمال مشخص، پیروی می‌کنند. از آنجایی که برنامه‌ریزی تصادفی برای عدم قطعیت‌هایی مناسب است که داده‌های کافی برای تعیین توزیع احتمال آن‌ها، در دسترس است [۴۹]. لذا به منظور در نظر گرفتن و کنترل اثرات عدم قطعیت‌های مدل، از رویکرد برنامه‌ریزی تصادفی استفاده شده است. در این رویکرد، در نظر گرفتن توزیع احتمال پیوسته برای پارامترهای نامعین، منجر به مدل ریاضی غیرقابل حل می‌شود. لذا به منظور ساده سازی، این توزیع‌های پیوسته، به مقدار بسیار زیادی سناریو تبدیل می‌شوند. تصمیمات طراحی که قبل از تحقق عدم قطعیت‌ها اتخاذ می‌شوند و در نتیجه، وابسته به سناریو نیستند، تصمیمات مرحله اول نامیده می‌شوند. پس از مرحله اول، تصمیمات مربوط به بهره‌برداری از تجهیزات است که پس از تحقق سناریوها گرفته می‌شوند و مقدار متغیرهای آن، به مقدار محقق متغیرهای تصادفی، بستگی دارد. بنابراین این متغیرها، با اندیس  $s$  که نشان‌دهنده سناریو است، در مدل ظاهر می‌شوند و تصمیمات مرحله دوم نامیده می‌شوند. لذا مسئله حاضر، یک مسئله برنامه‌ریزی تصادفی دو مرحله‌ای است که هر مرحله نشان‌دهنده نقطه زمانی‌ای است که در آن تصمیمات اتخاذ می‌شوند. در شکل ۳ مدل برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای ارائه شده برای طراحی هاب انرژی با در نظر گرفتن معیار CVaR نشان داده شده است.



شکل ۳: مدل برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای هاب انرژی با در نظر گرفتن CVaR

جهت حفظ اختصار، تنها مدل برنامه‌ریزی تصادفی که تابع هدف آن شامل معیار CVaR است، ارائه شده است. برای دستیابی به

گاز طبیعی و زیست‌توده: استخراج، فرآوری، (ذخیره‌سازی) و حمل به محل مصرف، تبدیل، (ذخیره‌سازی) و استفاده نهایی.

انرژی باد و خورشید: تبدیل، (ذخیره سازی) و مصرف.  
برق شبکه: از انرژی‌های اولیه متفاوتی همانند ذغال سنگ، مازوت (فرآوری شده از نفت خام)، گاز طبیعی و انرژی‌های نو (باد، خورشید و ...) برای تولید برق استفاده می‌شود. بعد از تولید برق توسط نیروگاه چرخه عمر برق عبارتست از: انتقال به محل مصرف، (ذخیره‌سازی) و استفاده نهایی.

زیر مرحله‌ای از چرخه عمر این انرژی‌ها که در محدوده سیستم مورد بررسی، رخ می‌دهد، خط کشیده شده است. مرحله‌ای که در پیرامون نشان داده شده است، ممکن است اتفاق بیفتند یا خیر.

رابطه بین چرخه عمر اجزای سیستم و مراحل افق برنامه‌ریزی عبارتست از: مرحله ساخت، خرید و نصب تجهیزات در مرحله سرمایه‌گذاری افق برنامه‌ریزی، مرحله به‌کارگیری و بهره‌برداری از تجهیزات در مرحله بهره‌برداری افق برنامه‌ریزی، مرحله اسقاط و امحاء تجهیزات در مرحله پایان افق برنامه‌ریزی رخ می‌دهد و تمام مراحل چرخه عمر انرژی‌های ورودی در مرحله بهره‌برداری افق برنامه‌ریزی اتفاق می‌افتد. در نتیجه، بعنوان مثال، هزینه خارجی مرحله ساخت، خرید و نصب تجهیزات (هزینه درمان بیماری ناشی از بخارات سمی حین تولید سلول‌های خورشیدی) به صورت هزینه خارجی مرحله سرمایه‌گذاری افق برنامه‌ریزی وارد مدل شده است. هزینه خارجی سایر مراحل نیز به همین شکل در مدل در نظر گرفته شده است [۴۷].

مفروضات اصلی که در توسعه مدل در نظر گرفته شده‌اند، به شرح زیر است:

- برنامه‌ریزی به صورت ایستا و برای سال هدف انجام می‌شود. در این نوع برنامه‌ریزی فرض بر این است که تمام سال‌های افق برنامه‌ریزی مشابه سال آخر است [۴۸].
- در نظر گرفتن تمام ساعات یک سال، یعنی ۸۷۶۰ ساعت، منجر به یک مسئله بهینه‌سازی بزرگ می‌شود. بنابراین مسئله بهره‌برداری برای چند روز منتخب ( $d$ ) حل خواهد شد.
- در مدل سازی پاسخ تقاضا فرض شده که بخشی از تقاضا، انعطاف‌پذیر است به این معنی که بایستی در آن روز تامین شود ولی زمان تامین آن در طول روز، منعطف است. این بخش از تقاضا، تقاضا یا بار انعطاف‌پذیر نامیده می‌شود.
- فرض شده است که توزیع احتمال هر یک از متغیرهای تصادفی مدل، مشخص می‌باشد.

تعداد پنل‌های فتوولتائیک نصب شده نوع $pv$	$I_{pv}$
تعداد تجهیز $q$ نصب شده	$I_q$
تعداد توربین‌های بادی نصب شده نوع $w$	$I_w$
<b>پارامترها</b>	
بیشینه تعداد باتری نوع $ba$	$I_{ba}^{max}$
بیشینه تعداد بویلر نوع $bo$	$I_{bo}^{max}$
بیشینه تعداد CHP نوع $g$ بر پایه گاز طبیعی	$I_g^{max}$
بیشینه تعداد CHP نوع $m$ بر پایه زیست‌توده	$I_m^{max}$
بیشینه تعداد پنل‌های فتوولتائیک نوع $pv$	$I_{pv}^{max}$
بیشینه تعداد توربین‌های بادی نوع $w$	$I_w^{max}$
ظرفیت بویلر نوع $bo$	$P_{bo}^{max}$
ظرفیت CHP نوع $g$ بر پایه گاز طبیعی	$P_g^{max}$
ظرفیت CHP نوع $m$ بر پایه زیست‌توده	$P_m^{max}$
بیشینه نرخ شارژ و دشارژ باتری نوع $ba$	$P_{ba}^{ch,max}$ $P_{ba}^{dch,max}$
کمینه و بیشینه انرژی ذخیره‌شده در باتری نوع $ba$	$E_{ba}^{max}$ $E_{ba}^{min}$ $E_{ba}^0$
انرژی اولیه ذخیره‌شده در باتری نوع $ba$	$\eta_g^h$ $\eta_g^e$ ,
بازده سوخت به الکتربسته و بازده سوخت به حرارت CHP بر پایه گاز طبیعی از نوع $g$	$\eta_m^e$ $\eta_m^h$ ,
بازده سوخت به الکتربسته و بازده سوخت به حرارت CHP بر پایه زیست‌توده از نوع $m$	$\eta_{ba}^{dch}$ $\eta_{ba}^{ch}$ ,
بازده شارژ و دشارژ باتری نوع $ba$	$ci_e$ $ci_p$ $ci_q$ ,
هزینه کل، هزینه خصوصی و هزینه خارجی سرمایه‌گذاری برای تجهیز $q$	$co_q^{f/lv}$ , $cop_q^{f/lv}$ $coe_q^{f/lv}$ ,
هزینه کل، هزینه خصوصی و هزینه خارجی بهره‌برداری (ثابت/متغیر) تجهیز $q$	$ce_q$ , $cep_q$ , $cee_q$
هزینه کل، هزینه خصوصی و هزینه خارجی عمر تجهیز $q$	$C_{ng,d,t}$ , $cp_{ng,d,t}$ $ce_{ng,d,t}$ ,
هزینه کل، هزینه خصوصی و هزینه خارجی شبکه در روز $d$ و بازه زمانی $t$	$C_{ge,d,t}$ , $cp_{ge,d,t}$ $ce_{ge,d,t}$ ,
هزینه کل، هزینه خصوصی و هزینه خارجی زیست‌توده در روز $d$ و بازه زمانی $t$	$C_{m,d,t}$ , $cp_{m,d,t}$ , $ce_{m,d,t}$
ارزش تقاضای الکتریکی و حرارتی از دست‌رفته در روز $d$ و بازه زمانی $t$	$VOLL_{e,d,t}$ $VOLL_{h,d,t}$
احتمال وقوع سناریو $s$	$\pi_s$
تعداد سناریوها	$S$

مدل برنامه‌ریزی تصادفی، کفایت عبارت CVaR و محدودیت‌های آن از مدل حاضر، حذف شوند. همچنین با حذف اندیس سناریو،  $s$  و احتمال‌های مربوطه، از پارامترها و متغیرها، مدل قطعی معادل به دست می‌آید. لازم به ذکر است تمامی تجهیزات استفاده شده در مدل، در نمونه موردی این مقاله که یک هاب انرژی با هدف تأمین برق و حرارت یک مصرف‌کننده متوسط می‌باشد، در نظر گرفته خواهند شد.

اندیس‌ها، پارامترها و متغیرهای بکاررفته در مدل ریاضی به شرح زیر هستند:

**اندیس‌ها**

$q$	تجهیزات
$g$	انواع CHP‌های بر پایه گاز طبیعی
$m$	انواع CHP‌های بر پایه زیست‌توده
$w$	انواع توربین بادی
$pv$	انواع سلول‌های فتوولتائیک
$e, h$	انرژی الکتریکی و حرارتی
$bo$	انواع بویلر
$ba$	انواع باتری
$d$	روز منتخب
$t$	بازه زمانی
$y$	سال
$s$	سناریوها

**متغیرهای تصمیم پیوسته و گسسته**

$C$	هزینه کل برنامه‌ریزی و طراحی
$IC$ $EC$ $OC_s$	هزینه خرید و نصب تجهیزات، هزینه بهره‌برداری سناریو $s$ و هزینه پایان عمر تجهیزات
$OCY_s$	هزینه بهره‌برداری سالیانه سناریو $s$
$P_{ge,s,d,t}$	مقدار برق/گاز شبکه در سناریو $s$ ، روز $d$ و بازه زمانی $t$
$P_{ng,s,d,t}$	میزان حرارت تولید شده از بویلر نوع $bo$ در سناریو $s$ ، روز $d$ و بازه زمانی $t$
$P_{bo,s,d,t}$	میزان برق تولید شده از CHP بر پایه گاز طبیعی نوع $g$ در سناریو $s$ ، روز $d$ و بازه زمانی $t$
$P_{g,s,d,t}$	میزان برق تولید شده از CHP بر پایه زیست‌توده نوع $m$ در سناریو $s$ ، روز $d$ و بازه زمانی $t$
$P_{m,s,d,t}$	میزان برق تولید شده از پنل فتوولتائیک نوع $pv$ در سناریو $s$ ، روز $d$ و بازه زمانی $t$
$P_{pv,s,d,t}$	میزان برق تولید شده از توربین بادی نوع $w$ در سناریو $s$ ، روز $d$ و بازه زمانی $t$
$P_w,s,d,t$	نرخ شارژ / دشارژ و انرژی ذخیره شده در باتری نوع $ba$ در سناریو $s$ ، روز $d$ و بازه زمانی $t$
$P_{ba,s,d,t}^{ch}$ $P_{ba,s,d,t}^{dch}$	مقدار تقاضای الکتریکی و حرارتی قطع‌شده در سناریو $s$ ، روز $d$ و بازه زمانی $t$
$E_{ba,s,d,t}$	تقاضای منعطف تأمین‌شده الکتریکی و حرارتی در سناریو $s$ ، روز $d$ و بازه زمانی $t$
$N_{e,s,d,t}$ $N_{h,s,d,t}$	تعداد باتری نوع $ba$ نصب شده
$I_{ba}$	تعداد بویلر نوع $bo$ نصب شده
$I_{bo}$	تعداد CHP‌های نوع $g$ نصب شده بر پایه گاز طبیعی
$I_g$	تعداد CHP‌های نوع $m$ نصب شده بر پایه زیست‌توده
$I_m$	

است). به همین ترتیب، هزینه کل گاز طبیعی، برق شبکه و زیست توده به ترتیب در روابط (۱۱)، (۱۲) و (۱۳) آمده‌اند:

$$ci_q = cip_q + cie_q \quad (۸)$$

$$co_q^{f/v} = cop_q^{f/v} + coe_q^{f/v} \quad (۹)$$

$$ce_q = cep_q + cee_q \quad (۱۰)$$

$$C_{ng,d,t} = cp_{ng,d,t} + ce_{ng,d,t} \quad (۱۱)$$

$$C_{ge,d,t} = cp_{ge,d,t} + ce_{ge,d,t} \quad (۱۲)$$

$$C_{m,d,t} = cp_{m,d,t} + ce_{m,d,t} \quad (۱۳)$$

برای سناریو  $S$ ، هزینه بهره‌برداری سالیانه (در سال هدف) در رابطه (۱۴) بیان شده است. عبارت اول بیانگر هزینه‌های ثابت و متغیر بهره‌برداری است که در آن  $P_{q,s,d,t}$  مقدار توان تولیدی واحدهای CHP، نرخ شارژ باتری‌ها و حرارت تولیدی بویلرهاست. عبارت دوم نیز، نشان‌دهنده هزینه خرید انرژی و همچنین هزینه قطع اجباری بار (هزینه تقاضای تأمین نشده) است. شایان ذکر است در نظر گرفتن هزینه قطع بار با رویکرد کلی مدل‌سازی این مقاله سازگاری بسیار دارد. زیرا که در نظر گرفتن هزینه تقاضای تأمین نشده، در واقع هزینه خارجی متناظر با اثر نامطلوب اجتماعی، بعنوان مثال کاهش آسودگی مصرف‌کنندگان، است. با توجه به تغییر ارزش پول در طول زمان، از ارزش کنونی هزینه‌ها و نرخ تنزیل واقعی (رابطه (۱۵)) در تابع هدف استفاده شده است. هزینه‌های مربوط به مرحله سرمایه‌گذاری و مرحله EOL نیز به ترتیب در رابطه (۱۶) و (۱۷) آمده است.

$$OCY_s = \sum_q \left( \sum_{d,t} co_q^v \times P_{q,s,d,t} + co_q^f \times I_q \right) + \quad (۱۴)$$

$$\sum_{d,t} T_d \times \left( C_{ng,d,t} \times P_{ng,s,d,t} + C_{ge,d,t} \times P_{ge,s,d,t} + C_{m,d,t} \times \sum_m (P_{m,s,d,t} / \eta_m^e) + \left( VOLL_{e,d,t} N_{e,s,d,t} + VOLL_{h,d,t} N_{h,s,d,t} \right) \right) \quad (۱۵)$$

$$r = nDr - nIr \quad (۱۵)$$

$$IC = \sum_q ci_q \times I_q \quad (۱۶)$$

$$EC = \frac{\sum_q ce_q \times I_q}{(1+r)^y} \quad (۱۷)$$

به منظور مدل‌سازی درآمد و هزینه‌های دارایی‌ها در مرحله EOL دو نسبت  $ELCR_q$  و  $ELIR_q$  تعریف شده است. این دو نسبت به ترتیب بیانگر نسبت درآمد و هزینه تجهیزات در پایان عمر مفید به هزینه‌های سرمایه‌گذاری آن‌ها است. با در نظر گرفتن درآمد مرحله EOL به صورت ارزش واقعی ثابت دارایی و استفاده از روش استهلاک خطی رابطه زیر ارائه می‌شود که در آن  $ce_q'$  ارزش کنونی هزینه مرحله EOL است [۵۰]:

نرخ تنزیل واقعی، نرخ تنزیل اسمی و نرخ تورم اسمی  $r \quad nDr \quad nIr$   
 تعداد روزهایی در طول سال که روز منتخب  $T_d$   
 نماینده آنهاست.  
 تعداد سال‌های افق برنامه‌ریزی و عمر مفید تجهیز  $Y \quad Y_q$   
 تعداد ساعت‌هایی که تجهیز  $q$  در طول سال کار می‌کند  $H_q$

#### پارامترهای غیرقطعی

تقاضای ثابت برق و حرارت در سناریو  $s$ ، روز  $d$  و بازه زمانی  $t$   $D_{e,s,d,t}, D_{h,s,d,t}$   
 تقاضای منعطف برق و حرارت در سناریو  $s$ ، روز  $d$  و بازه زمانی  $t$   $D_{e,s,d}^F, D_{h,s,d}^F$   
 انرژی در دسترس توربین بادی نوع  $W$  در سناریو  $s$ ، روز  $d$  و بازه زمانی  $t$   $P_{w,s,d,t}^{avail}$   
 انرژی در دسترس سلول‌های فتوولتائیک نوع  $pv$  در سناریو  $s$ ، روز  $d$  و بازه زمانی  $t$   $P_{pv,s,d,t}^{avail}$

#### پارامترها و متغیرهای روش بندرز و محاسبه هزینه خارجی

سهم در صدی مرحله سرمایه‌گذاری و پایان عمر از هزینه خارجی کل چرخه عمر تجهیز  $q$   $ie_q$   
 نسبت هزینه خارجی مرحله پایان عمر تجهیز  $q$  به هزینه خارجی مرحله سرمایه‌گذاری  $ELCR_{e,q}$   
 نسبت هزینه خصوصی مرحله پایان عمر تجهیز  $q$  به هزینه خارجی مرحله سرمایه‌گذاری  $ELCR_{p,q}$   
 نسبت درآمد خارجی مرحله پایان عمر تجهیز  $q$  به هزینه خارجی مرحله سرمایه‌گذاری  $ELIR_{e,q}$   
 نسبت درآمد خصوصی مرحله پایان عمر تجهیز  $q$  به هزینه خارجی مرحله سرمایه‌گذاری  $ELIR_{p,q}$   
 زمان بهره‌برداری سالیانه موردانتظار  $H_q$   
 سهم درصدی مرحله بهره‌برداری از هزینه خارجی کل چرخه عمر تجهیز  $q$   $O_q$   
 هزینه خارجی تجهیز  $q$  در تمام مراحل چرخه عمر آن  $OC_q$   
 توان خروجی اسمی تجهیز  $q$  و مقدار تولید موردانتظار توربین بادی و پنل خورسودی در طول سال  $P_q$   
 کل هزینه خارجی خالص تجهیز  $q$  در طول چرخه عمر آن  $X_q$

در طراحی هاب انرژی، بایستی هر سه بعد توسعه پایدار در نظر گرفته شود. در این مقاله، اثرات مختلف اجتماعی و زیست‌محیطی هر یک از تجهیزات در طول چرخه عمرشان بصورت هزینه خارجی در مدل در نظر گرفته شده است و برای بعد اقتصادی نیز از هزینه خصوصی استفاده شده است [۴۷]. هزینه کل سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و EOL تجهیزات، که جمع هزینه‌های خصوصی و خارجی است به ترتیب در روابط (۸)، (۹) و (۱۰) آمده است ( $CO_q$ ) در رابطه (۹) بیانگر هزینه‌های ثابت و متغیر بهره‌برداری



**محدودیت‌های مسئله:** محدودیت‌های مدل ریاضی ارائه شده

برای طراحی هاب پایدار انرژی، به شرح زیر است:

$$0 \leq I_g \leq I_g^{\max} \quad \forall g \quad (26)$$

$$0 \leq I_m \leq I_m^{\max} \quad \forall m \quad (27)$$

$$0 \leq I_w \leq I_w^{\max} \quad \forall w \quad (28)$$

$$0 \leq I_{pv} \leq I_{pv}^{\max} \quad \forall pv \quad (29)$$

$$0 \leq I_{ba} \leq I_{ba}^{\max} \quad \forall ba \quad (30)$$

$$0 \leq I_{bo} \leq I_{bo}^{\max} \quad \forall bo \quad (31)$$

$$I_g \in \mathbb{Z}^{n_g}, I_m \in \mathbb{Z}^{n_m}, I_w \in \mathbb{Z}^{n_w}, I_{pv} \in \mathbb{Z}^{n_{pv}}, \quad (32)$$

$$I_{ba} \in \mathbb{Z}^{n_{ba}}, I_{bo} \in \mathbb{Z}^{n_{bo}}$$

$$0 \leq P_{g,s,d,t} \leq I_g \times P_g^{\max} \quad \forall g, \forall s, \forall d, \forall t \quad (33)$$

$$0 \leq P_{m,s,d,t} \leq I_m \times P_m^{\max} \quad \forall m, \forall s, \forall d, \forall t \quad (34)$$

$$0 \leq P_{bo,s,d,t} \leq I_{bo} \times P_{bo}^{\max} \quad \forall bo, \forall s, \forall d, \forall t \quad (35)$$

$$0 \leq P_{w,s,d,t} \leq I_w \times P_{w,s,d,t}^{avail} \quad \forall w, \forall s, \forall d, \forall t \quad (36)$$

$$0 \leq P_{pv,s,d,t} \leq I_{pv} \times P_{pv,s,d,t}^{avail} \quad \forall pv, \forall s, \forall d, \forall t \quad (37)$$

$$0 \leq P_{ba,s,d,t}^{ch} \leq I_{ba} \times P_{ba}^{ch,max} \quad \forall ba, \forall s, \forall d, \forall t \quad (38)$$

$$0 \leq P_{ba,s,d,t}^{dch} \leq I_{ba} \times P_{ba}^{dch,max}; \quad \forall ba, \forall s, \forall d, \forall t \quad (39)$$

$$I_{ba} E_{ba}^{\min} \leq E_{ba,s,d,t} \leq I_{ba} E_{ba}^{\max}; \quad \forall ba, \forall s, \forall d, \forall t \quad (40)$$

$$E_{ba,s,d,t=1} = I_{ba} E_{ba}^0 + \eta_{ba}^{ch} P_{ba,s,d,t}^{ch} - P_{ba,s,d,t}^{dch} / \eta_{ba}^{ch} \quad \forall ba, \forall s, \forall d \quad (41)$$

$$E_{ba,s,d,t} = E_{ba,s,d,t-1} + \eta_{ba}^{ch} P_{ba,s,d,t}^{ch} - P_{ba,s,d,t}^{dch} / \eta_{ba}^{ch} \quad \forall ba, \forall s, \forall d, \forall t > 1 \quad (42)$$

$$E_{ba,s,d,t=24} = I_{ba} \times E_{ba}^0 \quad \forall ba, \forall s, \forall d \quad (43)$$

$$0 \leq N_{e,s,d,t} \leq D_{e,s,d,t} \quad \forall s, \forall d, \forall t \quad (44)$$

$$0 \leq N_{h,s,d,t} \leq D_{h,s,d,t} \quad \forall s, \forall d, \forall t \quad (45)$$

$$F_{e,s,d,t} \geq 0 \quad \forall s, \forall d, \forall t \quad (46)$$

$$F_{h,s,d,t} \geq 0 \quad \forall s, \forall d, \forall t \quad (47)$$

$$\sum_t F_{e,s,d,t} = D_{e,s,d}^{flexible} \quad \forall s, \forall d \quad (48)$$

$$\sum_t F_{h,s,d,t} = D_{h,s,d}^{flexible} \quad \forall s, \forall d \quad (49)$$

$$P_{ge,s,d,t} \geq 0 \quad \forall s, \forall d, \forall t \quad (50)$$

$$P_{ng,s,d,t} \geq 0 \quad \forall s, \forall d, \forall t \quad (51)$$

$$\sum_g P_{g,s,d,t} + \sum_m P_{m,s,d,t} + \sum_w P_{w,s,d,t} + \sum_{pv} P_{pv,s,d,t} + P_{ge,s,d,t} + \sum_{ba} (P_{ba,s,d,t}^{dch} - P_{ba,s,d,t}^{ch}) = D_{e,s,d,t} + F_{e,s,d,t} - N_{e,s,d,t}; \quad \forall s, \forall d, \forall t \quad (52)$$

$$ce'_q = \frac{(ELCR_q - ELIR_q) \times ci_q}{(1+r)^Y} \quad (18)$$

از آنجائیکه که در حالت کلی، افق برنامه‌ریزی کوتاه‌تر از طول عمر تجهیزات است، عمر مفید باقی‌مانده تجهیزات می‌بایست در محاسبات در نظر گرفته شود (رابطه (۱۹)):

$$T1 = -(ci_q - ELIR_q \times ci_q) \times \frac{Y_q - Y}{Y_q}, \quad (19)$$

$$T2 = \frac{(ELCR_q - ELIR_q) \times ci_q}{(1+r)^{(Y_q-Y)}, ce_q = \frac{T1+T2}{(1+r)^Y}$$

که در آن عبارت T1 اشاره به ارزش دارایی‌ها در باقی‌مانده عمر مفید شان و T2 اشاره به درآمد و هزینه مربوط به تجهیز q در پایان عمر مفید دارد. ارزش دارایی‌ها، در پایان افق برنامه‌ریزی محاسبه می‌شود. لذا بایستی ارزش فعلی آن محاسبه شود. همچنین، شده است که تجهیزات تا پایان عمر مفید خود کار می‌کنند. لذا هزینه و درآمد مرحله EOL باید در پایان عمر مفید دارایی q، یعنی  $Y_q - Y$  سال پس از اتمام افق برنامه‌ریزی محاسبه شود. از آنجائیکه به وسیله رابطه (۱۷) ارزش فعلی هزینه EOL بدست می‌آید در نتیجه رابطه هزینه مرحله EOL بصورت زیر بازنویسی می‌شود:

$$ce_q = -(ci_q - ELIR_q \times ci_q) \times \frac{Y_q - Y}{Y_q} + \frac{(ELCR_q - ELIR_q) \times ci_q}{(1+r)^{(Y_q-Y)}} \quad (20)$$

روابط ارائه‌شده برای هر دو نوع هزینه خصوصی و خارجی قابل استفاده است و برای اختصار روابط آن‌ها به طور جداگانه ارائه نشده است. هزینه بهره‌برداری برای میانه سال هدف در نظر گرفته شده و فرض شده است که برای تمام سال‌های افق برنامه‌ریزی یکسان است. بنابراین، هزینه کل بهره‌برداری برابر رابطه (۲۱) است.

$$OC_s = \sum_{y=1}^Y \frac{OCY_s}{(1+r)^{y-0.5}} = \frac{(1+r)^Y - 1}{r(1+r)^{Y-0.5}} \times OCY_s \quad (21)$$

هزینه کل طراحی و برنامه‌ریزی هاب انرژی برابر است با مجموع هزینه خرید و نصب، هزینه مرحله EOL و مقدار مورد انتظار هزینه‌های بهره‌برداری که در رابطه (۲۲) آمده است.

$$C = IC + EC + \sum_s \pi_s \times OC_s \quad (22)$$

در نهایت تابع هدف مسئله، به صورت مجموع وزن‌داری از امید ریاضی و ریسک، بصورت زیر بیان می‌شود:

$$OF = C + \beta \times \left( IC + EC + \eta + \frac{1}{1-\alpha} \times \sum_{s \in S} \pi_s \times O_s \right) \quad (23)$$

که  $O_s$  برای مدل سازی ریسک است و به صورت زیر تعریف می‌گردد:

$$O_s \geq OC_s - \eta \quad (24)$$

$$O_s \geq 0 \quad (25)$$

پیوسته، تجزیه می شود. در مسئله پژوهش حاضر، مسئله طراحی، بعنوان مسئله اصلی، مسائل بهره‌برداری بعنوان زیرمسئله‌ها و تعداد تجهیزات نصب‌شده، بعنوان محدودیت‌های پیچیده‌کننده در نظر گرفته شده‌اند. برای توضیح روش بندرز، ابتدا مسئله اولیه به فرم فشرده که در روابط (۵۵) تا (۶۰) ارائه شده است، بازنویسی می‌شود. که در آن،  $I$  نشان‌دهنده تمام متغیرهای طراحی،  $P_d$  متغیرهای بهره‌برداری روز  $d$  و پارامترها با  $a, b, c, e, f$  و  $g$  نشان داده شده‌اند. رابطه (۵۶) معادل محدودیت‌های (۲۶) تا (۳۱) مسئله اولیه، رابطه (۵۷) معادل محدودیت‌های (۳۳) تا (۴۰)، رابطه (۵۸) معادل محدودیت‌های (۴۴) و (۴۵)، رابطه (۵۹) معادل محدودیت‌های (۴۱) تا (۴۳) و (۴۶) تا (۵۴) و محدودیت (۶۰) معادل محدودیت (۳۲) مسئله اولیه است.

$$\min c_i^T \times I + \sum_d c_{o,d}^T \times P_d \quad (55)$$

s.t.

$$I \leq \bar{I} \quad (56)$$

$$P_d \leq I \times \bar{P}_d \quad \forall d \quad (57)$$

$$a^T \times P_d \leq e_d \quad \forall d \quad (58)$$

$$b^T \times P_d + f^T \times I = g_d \quad \forall d \quad (59)$$

$$I \in \mathbb{Z}^n \quad (60)$$

## ۵-۲- الگوریتم تجزیه بندرز

در این الگوریتم مسئله اصلی، ترکیب بهینه و اندازه بهینه هر یک از تجهیزات را مشخص می‌کند. زیرمسئله  $d$  ام نیز، بهره‌برداری بهینه روز  $d$  ام را بر اساس نتایج مسئله اصلی، تعیین می‌نماید. مسئله اصلی در تکرار  $k$  ام به صورت زیر است:

$$\min c_i^T \times I + \alpha \quad (61)$$

s.t.

$$(56), (60) \quad (62)$$

$$\alpha \geq \sum_d c_{o,d}^T \times P_d^q + \mu^q \times (I - I^q) \quad \forall q \leq k \quad (63)$$

که در آن،  $P_d^q$  و  $\mu^q$  به ترتیب، مقادیر بهینه متغیرهای بهره‌برداری و متغیرهای دوگان هستند که در تکرار  $q$  ام در زیرمسئله تعیین می‌شوند و  $I^q$ ، مقدار بهینه مسئله اصلی در تکرار  $q$  ام است. محدودیت (۶۳) برش بهینگی بندرز است که به مسئله اصلی اضافه شده است. در هر تکرار، یک برش به مسئله اصلی اضافه می‌شود. زیرمسئله در روش بندرز به شکل زیر خواهد بود:

$$\min \sum_d c_{o,d}^T \times P_d \quad (64)$$

s.t.

$$P_d \leq I \times \bar{P}_d \quad \forall d \quad (65)$$

$$a^T \times P_d \leq e_d \quad \forall d \quad (66)$$

$$b^T \times P_d + f^T \times I = g_d \quad \forall d \quad (67)$$

$$\sum_g (\eta_g^h / \eta_g^e) \cdot P_{g,s,d,t} + \sum_m (\eta_m^h / \eta_m^e) \cdot P_{m,s,d,t} + \quad (53)$$

$$\sum_{bo} P_{bo,s,d,t} = D_{h,s,d,t} + F_{h,s,d,t} - N_{h,s,d,t}$$

$$\forall s, \forall d, \forall t$$

$$P_{ng,s,d,t} = \sum_g P_{g,s,d,t} / \eta_g^e + \sum_{bo} P_{bo,s,d,t} / \eta_{bo}^h; \quad (54)$$

$$\forall s, \forall d, \forall t$$

در محدودیت‌های (۲۶) - (۳۲) متغیرهای تصمیم عدد صحیح و پیوسته تعریف شده‌اند. مقادیر بیشینه تجهیزات به گونه‌ای انتخاب شده‌اند که هریک به تنهایی قادر به تامین تقاضا باشد. محدودیت (۳۳) و (۳۴) به ترتیب، بیشینه توان خروجی CHP‌های بر پایه گاز طبیعی و CHP‌های بر پایه زیست‌توده را نشان می‌دهند. محدودیت (۳۵)، حرارت خروجی از هر نوع بویلر را نشان می‌دهد که به ظرفیت بویلر ضربدر تعداد واحد نصب شده از آن، محدود شده است. بیشینه توان خروجی انواع واحدهای بادی و سلول‌های خورشیدی نیز در روابط (۳۶) و (۳۷) آمده است.

مقادیر بیشینه نرخ شارژ/دشارژ هر نوع باتری، به ترتیب در رابطه (۳۸) و (۳۹) و انرژی ذخیره‌شده در آن‌ها، در رابطه (۴۰) تعریف شده است. محدودیت تعادل انرژی باتری در ساعت اول هر روز منتخب و ساعت‌های آینده، به ترتیب در روابط (۴۱) و (۴۲) ارائه شده است. برای اینکه شرایط روزهای مختلف بایستی مشابه باشد، لذا انرژی ذخیره شده در باتری‌ها، در پایان روز بایستی برابر با انرژی ذخیره‌شده آن‌ها در ابتدای روز باشد، که در رابطه (۴۳) آمده است. در رابطه (۴۴) و (۴۵) میزان تقاضای تامین‌نشده برق و حرارت به تقاضای انعطاف‌ناپذیر آن‌ها محدود شده است. در محدودیت (۴۶) و (۴۷) تقاضای تامین‌شده و انعطاف‌پذیر برق و حرارت تعریف شده‌اند که مطابق روابط (۴۸) و (۴۹) مجموع آن‌ها می‌بایست برابر تقاضای انعطاف‌پذیر روزانه باشد. محدودیت (۵۰) و (۵۱) نشان می‌دهد که هاب موردنظر فقط دریافت‌کننده انرژی از شبکه برق و گاز می‌باشد و انرژی‌ای به شبکه تزریق نمی‌کند. محدودیت (۵۲) و (۵۳) به ترتیب محدودیت تعادل عرضه و تقاضای برق و حرارت می‌باشند. محدودیت (۵۴) نیز مقدار گاز ورودی از شبکه به هاب را نشان می‌دهد.

مدل توسعه‌یافته برای طراحی هاب، یک مسئله MILP بزرگ است و پیچیدگی محاسباتی آن، بخصوص زمانی که تعداد زادی زیادی سناریو در نظر گرفته می‌شود به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌یابد. به نحوی که نرم‌افزارهای تجاری نظیر LINGO و GAMS برای حل آن با چالش روبرو هستند. بنابراین، از آنجائیکه مسئله موردبررسی، متشکل از دو مسئله به هم مرتبط طراحی و بهره‌برداری است در نتیجه برای حل آن از الگوریتم تجزیه بندرز (BD<sup>21</sup>)، استفاده شده است. در این روش، مسئله اولیه به یک مسئله اصلی<sup>۲۲</sup> شامل متغیرهای صحیح، و یک یا چند زیرمسئله، شامل متغیرهای

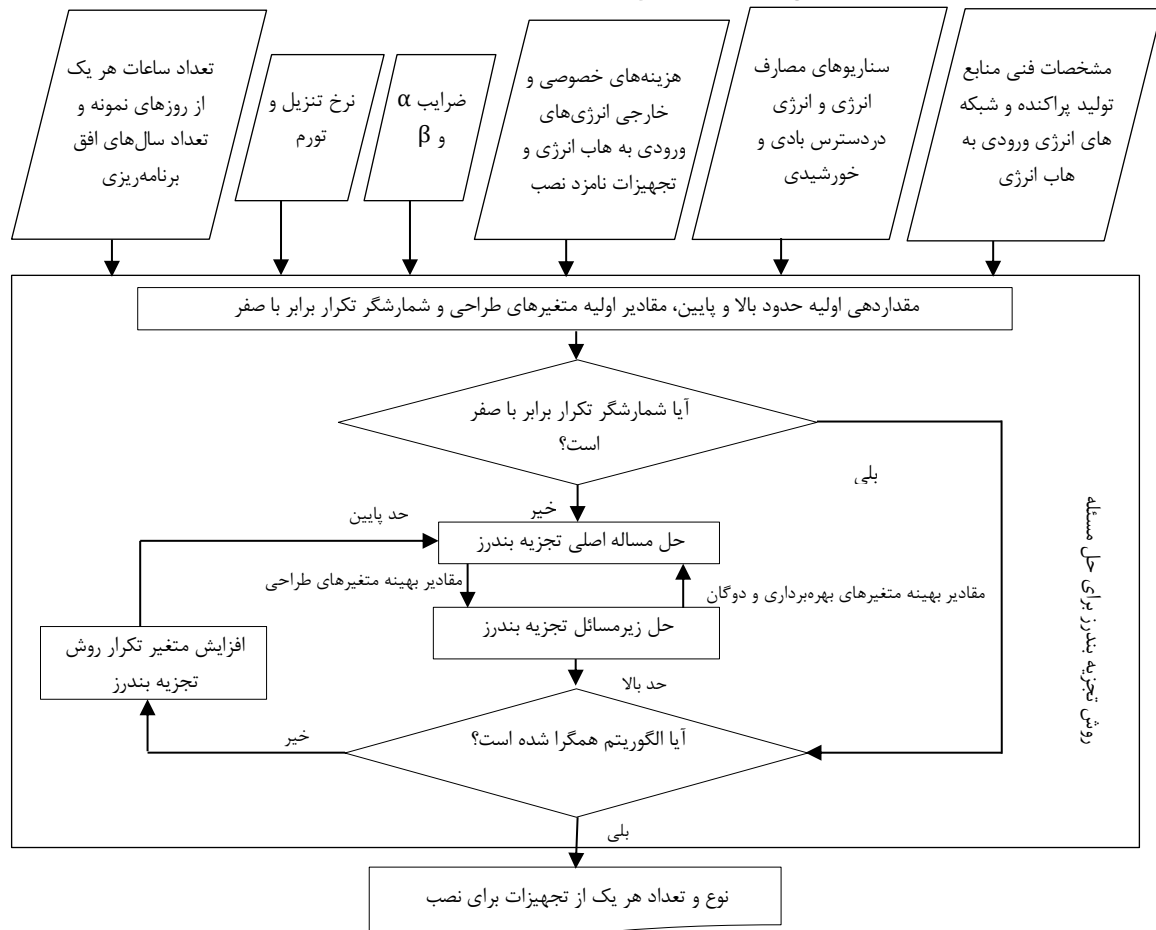
حرارتی در نظر گرفته شده است، بنابراین، زیرمسئله به ازای تمام مقادیر  $I$  شدنی خواهد بود.

مراحل الگوریتم تجزیه بندرز که برای حل مسئله طراحی هاب، ارائه شده است، به همراه پارامترهای ورودی به مسئله و خروجی روش حل در شکل ۴ نمایش داده شده است. این مراحل به شرح زیر می‌باشند:

$$I = I : \mu \quad (68)$$

$$I \in \mathbb{R}^n \quad (69)$$

که در آن  $\mu$  نشان دهنده متغیرهای دوگان محدودیت (۶۸) و  $I$  آخرین مقدار به دست آمده در مسئله اصلی برای  $I$  است. متغیرهای طراحی  $I$  در زیر مسئله، آزاد شده‌اند و همانطور که در رابطه (۶۹) نشان داده شده است، به صورت متغیرهای پیوسته در زیرمسئله، مدل سازی شده‌اند. از آنجائیکه امکان قطع بارهای الکتریکی و



شکل ۴: مراحل الگوریتم بندرز برای حل مسئله طراحی هاب انرژی پایدار با در نظر گرفتن CVaR

مرحله دو: زیرمسئله (روابط (۶۴) تا (۶۹)) را حل نمایید. مقادیر بهینه متغیرهای بهره‌برداری و دوگان ( $\mu^*$  و  $P^*$ ) را بدست آورده و حد بالا را با رابطه  $UB = c_i^T \times I^* + c_o^T \times P^*$  به روز نمایید. مرحله سه: اگر  $(UB - LB) / LB \leq \epsilon$ ، ( $\epsilon$  شکاف بهینگی نسبی برای پایان الگوریتم) است، مقدار  $I^*$  را گزارش کرده و الگوریتم را خاتمه دهید. در غیر این صورت  $I^k \leftarrow I^*$ ،  $P^k \leftarrow P^*$ ،  $\mu^k \leftarrow \mu^*$  و  $k \leftarrow k + 1$  قرار داده و به مرحله یک بروید.

مرحله صفر: مقادیر حدود بالا و پائین ( $LB = -\infty$  و  $UB = \infty$ )، مقادیر اولیه متغیرهای طراحی ( $I = \bar{I}$ ) و شمارشگر تعداد تکرارها را تنظیم نمایید ( $k = 0$ ). مرحله یک: اگر  $k = 0$  است به مرحله دوم بروید در غیر این صورت مسئله اصلی (روابط (۶۱) تا (۶۳)) را حل نموده و  $I^*$  و  $\alpha^*$  را بدست آورید. مقدار حد پائین را نیز با رابطه  $LB = c_i^T \times I^* + \alpha^*$  به روز نمایید و مقدار  $I$  را برابر  $I^*$  قرار دهید ( $I \leftarrow I^*$ )

## ۶- نمونه موردی و نتایج محاسباتی

در این بخش، نمونه موردی و نتایج محاسباتی ارائه شده است. تمام شبیه‌سازی‌ها با استفاده از حل‌کننده CPLEX12 که حل‌کننده مسائل MILP و LP<sup>۲۲</sup> در محیط مدل‌سازی GAMS می‌باشد، انجام شده است.

### ۶-۱- نمونه موردی

تجهیزات در نظر گرفته شده برای طراحی هاب دارای ویژگی‌های مختلفی از قبیل بیشینه انرژی ورودی و خروجی، بازده سوخت به الکتریسیته، بازده سوخت به حرارت، مقدار هزینه سرمایه‌گذاری، مقدار هزینه خصوصی ثابت و متغیر بهره‌برداری و نگهداری، عمر مفید، زمان بهره‌برداری سالانه، هزینه سوخت، هزینه‌های خارجی و ... هستند. جهت محاسبه هزینه‌های خصوصی و خارجی شبکه، ترکیبی از نیروگاه‌های مختلف با ویژگی‌های متفاوت از نظر هزینه‌های خارجی، هزینه‌های سوخت و ضریب بازده، در نظر گرفته شده است. داده‌های مربوط به ویژگی تجهیزات و انرژی ورودی از مراجع [۳۷، ۳۸، ۵۱] اخذ شده‌اند که برای رعایت اختصار جداول مربوطه ارائه نشده است. با ترکیب نیروگاهی در نظر گرفته شده، هزینه‌های خصوصی و خارجی برق شبکه به ترتیب برابر €/kWh ۲/۷۷ و €/kWh ۱/۶ می‌باشند. تقاضای انعطاف‌پذیر برق و حرارت بصورت بخشی از تقاضای روزانه و با روابط  $D_{h,s,d}^F = F \times \sum_t D_{h,s,d}$  و  $D_{e,s,d}^F = F_e \times \sum_t D_{e,s,d,t}$  تعیین می‌شود و مقادیر  $F_h$  و  $F_e$  برابر ۰/۲ در نظر گرفته شده است. برای هر فصل در سال هدف، ۸ روز منتخب (یک روز طول هفته و یک روز آخر هفته) برای مدل‌سازی تقاضای برق و حرارت در نظر گرفته شده‌اند که برای سه فصل اول، تعداد روزهای طول هفته و آخر هفته به ترتیب ۱۵۶۵ و ۶۲۶ روز و برای فصل آخر ۱۵۶۳ و ۶۲۱ روز می‌باشند. داده‌های مربوط به تقاضا از نرم‌افزار هومر گرفته شده است [۵۲، ۵۳]. تقاضای اوج برق و حرارت به ترتیب برابر ۲۵۰۰ kwh و ۲۸۳۲۲ kwh در نظر گرفته شده است. پیش‌بینی توان تولیدی واحدهای خورشیدی، از توان تولیدی واقعی Elia در سال ۲۰۱۵ انتخاب شده است. تابع توزیع احتمال تقاضا و توان خورشیدی، توزیع نرمال با میانگین صفر و انحراف معیار برابر ۱۰٪/مقادیر پیش‌بینی شده، فرض شده است [۵۴]. تابع توزیع سرعت باد نیز وایبل با پارامتر مقیاس ۱/۸۴ و پارامتر شکل ۷/۸ در نظر گرفته شده است [۵۵]. سرعت وصل، سرعت نامی و سرعت قطع برای توربین بادی در منحنی سرعت باد به توان تولیدی، به ترتیب برابر ۴m/s، ۱۳m/s و ۲۰m/s در نظر گرفته شده است [۵۶]. برای تولید سناریوهای مختلف نیز از روش مونت کارلو استفاده شده است. ارزش بار از دست‌رفته برق و حرارت، برابر با €/kWh ۱۰۰۰ و نرخ تنزیل واقعی برابر ۵٪ در نظر گرفته شده است. در پایان، افق برنامه‌ریزی در نظر گرفته شده نیز برابر ۱۰ سال است.

فرض کنید  $OC_q$ ، هزینه خارجی یک تجهیز در تمام مراحل چرخه عمر آن باشد. آنگاه کل هزینه خارجی خالص تجهیز  $q$  در طول چرخه عمر، از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$x_q = \sum_{y=1}^{Y_q} \frac{H_q \times OC_q \times P_q}{(1+d)^{y-0.5}} \quad (70)$$

که در آن  $P_q$ ، توان خروجی اسمی برای تجهیزات با انرژی ورودی معین و توان تولیدی موردانتظار برای تجهیزات با انرژی ورودی نامعین است. به‌منظور تقسیم کل هزینه‌های خارجی یک تجهیز در تمام مراحل چرخه عمر، بین سه مرحله سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و EOL، دو عدد  $ie_q$  و  $o_q$  به عنوان درصد سهم آن‌ها تعریف شده است. از آنجائیکه هم اکنون، رابطه میان هزینه‌های مرحله سرمایه‌گذاری و EOL بر اساس مدل هزینه EOL تعیین شده است، لذا تنها یک درصد سهم برای آن‌ها تعریف می‌شود. بنابراین، با در نظر گرفتن روش مدل‌سازی EOL، روابط زیر را خواهیم داشت:

$$T1 = (cie_q - ELIR_q \times cie_q) \times \frac{Y_q - Y}{Y_q} \quad (71)$$

$$T2 = \frac{(ELIR_q - ELCR_q) \times cie_q}{(1+r)^{(Y_q - Y)}} \quad (72)$$

$$\begin{aligned} cie_q + ce_e_q &= ie_q \times x_q \\ \Rightarrow cie_q - \frac{T1+T2}{(1+r)^Y} &= ie_q \times x_q \\ \Rightarrow cie_q &= \frac{ie_q \times x_q}{1 - \frac{1}{(1+r)^Y} \times \left[ \frac{(1-ELIR_q) \times \frac{Y_q - Y}{Y_q}}{+ \frac{(ELIR_q - ELCR_q)}{(1+r)^{(Y_q - Y)}}} \right]} \end{aligned} \quad (73)$$

همچنین هزینه‌های خارجی بهره‌برداری از هر یک از تجهیزات و سوخت‌ها، به شرح زیر است:

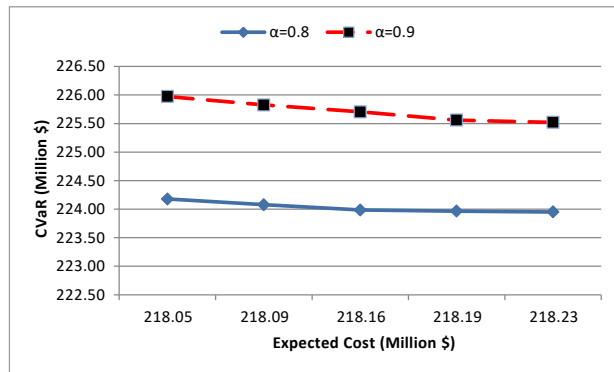
$$coe_q = o_q \times OC_q \quad (74)$$

در این پژوهش، تمام مقدار  $coe_q$  به هزینه‌های خارجی تامین سوخت برای تجهیزات با انرژی ورودی مشخص و هزینه‌های خارجی بهره‌برداری از تجهیزات با انرژی ورودی نامشخص و باتری، اختصاص داده شده است. مقادیر  $o_q$  و  $ie_q$  برای CHPها و بویلر به ترتیب برابر ۰/۸ و ۰/۲، برای توربین‌های بادی، سلول‌های فتوولتائیک و باتری به ترتیب ۰/۲ و ۰/۸ در نظر گرفته شده است. همچنین، برای همه تجهیزات، نسبت درآمد و هزینه‌های خصوصی و خارجی سرمایه‌گذاری به EOL به صورت  $ELIRE_q = 0$ ،  $ELCRp_q = 0$ ،  $ELIRp_q = 0.1$  و  $ELCR_e_q = 0.1$  در نظر گرفته شده است.

۲-۶ نتایج محاسباتی

۱-۲-۶ تأثیر ضرایب ریسک

در ابتدا برای بررسی تأثیر ضرایب  $\alpha$  و  $\beta$ ، شبیه سازی برای مقادیر مختلف این دو پارامتر (مقدار ۸۰٪ و ۹۰٪ برای  $\alpha$  و مقادیر ۰/۲۵، ۰/۵، ۱، ۲ و ۴ برای  $\beta$ ) صورت گرفت. شبیه سازی با در نظر گرفتن ۲۰٪ بار جابجایی پذیر و ۱۰۰ سناریو انجام شد. همان گونه که می توان انتظار داشت، با افزایش  $\beta$  که به معنای افزایش اهمیت معیار ریسک در تصمیم گیری است، مقدار ارزش در معرض ریسک شرطی کاهش و امید ریاضی افزایش یافت (شکل ۵). همچنین مقدار ریسک برای  $\alpha$  برابر با ۹۰٪، به صورت قابل ملاحظه ای بیشتر است.



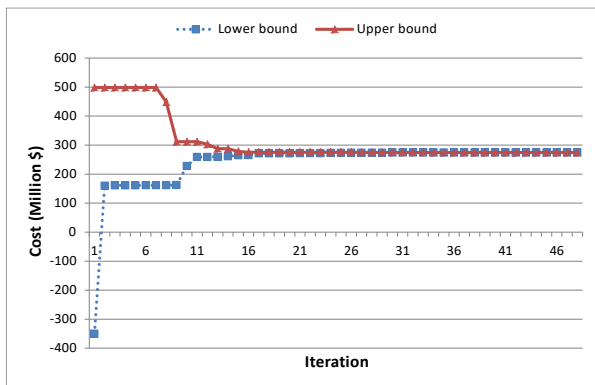
شکل ۵: تأثیر ضرایب  $\alpha$  و  $\beta$  در مقدار ارزش در معرض ریسک شرطی و امید ریاضی

۲-۲-۶ عملکرد الگوریتم بندرز

به منظور ارزیابی اثربخشی روش تجزیه، مسئله با هر دو روش CPLEX و روش پی شهادی حل شد. شکاف بهینگی نسبی پایان الگوریتم (یعنی  $\epsilon$ ) برای هر دو روش CPLEX و BD برابر ۰/۰۰۱ در نظر گرفته شد. مسئله با هر دو روش با تعداد سناریوهای مختلف شامل ۲۵، ۵۰، ۱۰۰، ۲۰۰ و ۳۰۰ حل شد. زمان حل، مقدار تابع هدف و تعداد تکرارهای روش CPLEX و BD در جدول ۱ ارائه شده است. مطابق جدول، مشاهده می شود که روش CPLEX در تعداد سناریوی کم، عملکرد بهتری دارد ولی با افزایش تعداد سناریوها، روش تجزیه BD عملکرد بهتری را نشان می دهد. به طوری که نسبت زمان حل دو روش (BD به CPLEX)، از ۱۲/۹۹، در ۲۵ سناریو به ۱/۶ در ۲۰۰ سناریو کاهش یافته است. این امر برتری روش BD در تعداد سناریوهای بالا را نشان می دهد که روش CPLEX قادر به حل آن ها نمی باشد. برای مثال در حالت ۳۰۰ سناریو، روش CPLEX پس از ۶۴۶۱ ثانیه بدون رسیدن به هیچ راه حل شدنی خاتمه یافت.

در نتیجه می توان گفت که روش BD برای مسئله با ابعاد بزرگ، در زمان معقولی، پاسخ بهینه و دقیق را ارائه می کند. لذا برای مسئله مورد بررسی، که با وجود باتری و پاسخ تقاضا و لزوم در نظر گرفتن تعداد زیاد سناریو، ابعاد مسئله بزرگ است، روش مناسبتری است.

در شکل ۶ همگرایی روش BD برای ۱۰۰ سناریو در همه تکرارها نشان داده شده است. در تکرارهای اول، حد پایین از جواب بهینه فاصله دارد که نشان می دهد محدودیت برش بهینگی بندرز در این تکرارها، محدود کننده نمی باشد. پس از چند تکرار، حد بالا و پایین بسیار سریع به هم نزدیک و در تکرار پانزدهم به یکدیگر همگرا می شوند. این امر یک مزیت مهم روش BD می باشد.



شکل ۶: همگرایی الگوریتم بندرز برای ۱۰۰ سناریو

جدول ۱: ویژگی های حل با روش CPLEX و الگوریتم BD برای سناریوهای مختلف

BD Iterations	Objective function		BD / CPLEX Solution time	Time (s)		No. of scenarios
	CPLEX	BD		CPL EX	BD	
۴۱	۲۷۵۲۴۲۱۰۴	۲۷۵۲۴۲۱۰۳	۱۲.۹۹	۵۶	۷۲۲	۲۵
۴۵	۲۷۴۸۰۴۸۲۸	۲۷۴۸۰۴۸۲۷	۸.۱۱	۱۶۶	۱۳۴۴	۵۰
۵۰	۲۷۴۵۹۳۸۶۴	۲۷۴۵۹۳۳۶۰	۳.۵۲	۷۶۹	۲۷۰۲	۱۰۰
۳۸	۲۷۴۶۸۶۴۹۵	۲۷۴۶۸۶۴۹۵	۱.۶	۲۶۸۶	۴۲۹۱	۲۰۰
۳۹	-*	۲۷۴۴۵۷۹۹۳۳	-*	۶۴۶۱	۶۵۵۸	۳۰۰

\* پس از ۶۴۶۱ ثانیه بدون رسیدن به هیچ راه حل شدنی با خطای "out of memory" خاتمه یافت.

۳-۲-۶ بررسی تأثیر در نظر گرفتن هزینه خارجی

برای نشان دادن اثر هزینه های خارجی، ترکیب بهینه تجهیزات در حالت با و بدون در نظر گرفتن آن، در جدول ۲ ارائه شده است. شایان ذکر است که برای سوخت های فسیلی و تجهیزات مبتنی بر زیست توده، مقدار EC به اندازه هزینه های خصوصی است؛ در حالی که برای تجهیزات تجدید پذیر، هزینه خارجی در حدود یک دهم هزینه های خصوصی آن ها است. این ویژگی، دلیل اصلی تغییر قابل توجه در مقدار تابع هدف است که نسبت به حالت قبل، تقریباً ۱/۵ برابر شده است. بین منابع انرژی ورودی، برق شبکه، بالاترین

جدول ۲: تاثیر هزینه‌های خارجی در طراحی

	With external cost	Without external cost
No. of natural gas based CHP units	۱۲	۰
No. of biomass-based CHP units	۰	۹
No. of wind units	۸۳	۶۲
No. of photovoltaic cells	۴	۰
No. of batteries	۴۴	۲۲
No. of boilers	۲۴	۲۲
Expected yearly consumed grid electricity	۳۷۳۳۵	۹۱۵۹۸۲۵
Expected yearly consumed natural Gas	۵۵۲۶۲۹۸۷	۴۱۴۳۱۸۲۱۱
Expected yearly consumed biomass	۰	۱۷۵۱۴۴۲۹۳
Expected yearly electricity not Supplied	۰	۰
Expected yearly heat not supplied	۰	۰
Expected Value of cost	۲۱۸۱۰۰۶۴	۱۴۳۲۶۵۸۴۵
CVaR	۲۲۵۹۷۲۸۸	۱۴۸۱۱۶۳۷۹
Objective function	۲۷۴۵۹۳۸۶	۱۸۰۲۹۴۹۳۹

جدول ۳: تاثیر در نظر گرفتن معیار ریسک در طراحی

	With CVaR	Without CVaR
No. of natural gas based CHP units	۱۲	۱۲
No. of biomass-based CHP units	۰	۰
No. of wind units	۸۳	۸۰
No. of photovoltaic cells	۴	۰
No. of batteries	۴۴	۴۳
No. of boilers	۲۴	۲۴

مقدار هزینه خارجی را دارد. بنابراین با در نظر گرفتن EC، مقدار آن به میزان قابل توجهی در ساختار بهینه هاب، کاهش یافته است. در ترکیب جدید، توربین‌های بادی و باتری که کمترین اثرات خارجی منفی را دارند، جایگزین برق شبکه شده‌اند. همچنین هزینه‌های خارجی زیست‌توده بیش‌تر از گاز طبیعی است در نتیجه در ترکیب بهینه، CHP‌های بر پایه گاز طبیعی جایگزین CHP‌های بر پایه زیست‌توده شده‌است. با توجه به جدول ۲، مشاهده می‌شود که در هر دو حالت با و بدون در نظر گرفتن EC، واحدهای بادی به واحدهای فتوولتائیک ارجحیت دارند. که این موضوع به موقعیت جغرافیایی هاب بستگی دارد زیرا که میزان انرژی در دسترس (بادی و خورشیدی) در نقاط مختلف، متفاوت است. در پایان می‌توان گفت برای دستیابی به سیستم‌های پایدار انرژی، می‌باید اثرات منفی فعالیت‌ها، به مقادیر پولی تبدیل شده و کلیه اثرات منفی اجتماعی و زیست‌محیطی تولید برق، در تصمیم‌گیری‌ها لحاظ شوند [۴۷].

#### ۴-۲-۶- بررسی تاثیر در نظر گرفتن معیار ریسک

به منظور درک بهتر تأثیر در نظر گرفتن بر روی طراحی هاب انرژی، در جدول ۳ طراحی بهینه با و بدون در نظر گرفتن معیار ریسک ارائه شده است. بر اساس این جدول، در نظر گرفتن معیار ریسک منجر به تغییر در تعداد تجهیزات نصب شده گردیده است. مهم‌ترین تغییرات در این زمینه نصب تجهیزات بیشتر، سه توربین بادی، چهار پنل فتوولتائیک و یک باتری می‌باشد. افزایش تجهیزات نصب شده به منظور محافظت هاب انرژی در مقابل سناریوهایی که مقدار وزش باد و تابش خورشید کم است، می‌باشد. با نصب تجهیزات بیشتر در زمان طراحی می‌توان در زمان بهره‌برداری و در حالاتی که وزش باد و تابش خورشید کم است، هاب انرژی را در مقابل هزینه‌های بالاتر خرید برق از شبکه محافظت نمود.

Resources, Conservation and Recycling, vol. 53, no. 10, pp. 559-570, 2009.

- [6] J. Butlin, *Our Common Future*. By World Commission on Environment and Development, London, Oxford University Press, Wiley Online Library, 1989.
- [7] H. Gujba, Y. Mulugetta and A. Azapagic, "Environmental and economic appraisal of power generation capacity expansion plan in Nigeria," *Energy Policy*, vol. 38, no. 10, pp. 5636-5652, 2010.
- [8] T. Biegler and D. K. Zhang, *The Hidden Costs of Electricity: Externalities of Power Generation in Australia*, Australian Academy of Technological Science and Engineering, 2009.
- [9] L. I. Dulau, M. Abrudean and D. Bică, "Effects of distributed generation on electric power system," *Procedia Technology*, vol. 12, pp. 681-686, 2014.
- [10] P. Siano, "Demand response and smart grids — A survey," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 461-478, 2014.
- [11] F. Li, R. Li and F. Zhou, *Microgrid Technology and Engineering Application*, Elsevier, 2015.

#### مراجع

- [1] M. Dombi, I. Kuti, and P. Balogh, "Sustainability assessment of renewable power and heat generation technologies". *Energy Policy*, vol. 67, pp. 264-271, 2014.
- [2] J. Conti, P. Holtberg, J. Diefenderfer, A. LaRose, J. Turnure and L. Westfall, *International Energy Outlook 2016 With Projections to 2040*, United States, Office of Energy Analysis, doi:10.2172/1296780, 2016.
- [3] B. Mainali and S. Silveira, "Using a sustainability index to assess energy technologies for rural electrification," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1351-1365, 2015.
- [4] D.G. Carrera, and A. Mack, "Sustainability assessment of energy technologies via social indicators: Results of a survey among European energy experts," *Energy Policy*. vol.38, no. 2, pp. 1030-1039, 2010.
- [5] F. Dehghanian, and S. Mansour, "Designing sustainable recovery network of end-of-life products using genetic algorithm,"

- considering DER uncertainties," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, no. 12, pp. 2999-3009, 2016.
- [30] M. Marzband, M. Javadi, S. Ali-Pourmousavi and G. Lightbody, "An advanced retail electricity market for active distribution systems and home microgrid interoperability based on game theory," Electric Power Systems Research, vol. 157, pp. 187-199, 2018.
- [31] M. Marzband, N. Parhizi, M. Savaghebi and J. M. Guerrero, "Distributed smart decision-making for a multimicrogrid system based on a hierarchical interactive architecture," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 31, no. 2, pp. 637-648, 2016.
- [32] M. Marzband, A. Sumper, J. L. Domínguez-García and R. Gumara-Ferret, "Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP," Energy Conversion and Management, vol. 76, pp. 314-322, 2013.
- [33] P. Vithayasrichareon, I.F. MacGill and T. Nakawiro, "Assessing the sustainability challenges for electricity industries in ASEAN newly industrialising countries," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, no. 4, pp. 2217-2233, 2012.
- [34] K. Hacatoglu, *A Systems Approach to Assessing The Sustainability of Hybrid Community Energy Systems*, Ph.D. Thesis, University of Ontario Institute of Technology, 2014.
- [35] E. Santoyo-Castelazo and A. Azapagic, "Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects," Journal of Cleaner Production, vol. 80, p. 119-138, 2014.
- [36] A. Maxim, "Sustainability assessment of electricity generation technologies using weighted multi-criteria decision analysis," Energy Policy, vol. 65, p. 284-297, 2014.
- [37] A. I. Chatzimouratidis and P. A. Pilavachi, "Technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the Analytic Hierarchy Process," Energy policy, vol. 37, no. 3, p. 778-787, 2009.
- [38] S. Roth, S. Hirschberg, Ch. Bauer, P. Burgherr, R. Dones, Th. Heck and W. Schenler, "Sustainability of electricity supply technology portfolio," Annals of Nuclear Energy, vol. 36, no. 3, pp. 409-416, 2009.
- [39] A. Markandya, "Externalities from electricity generation and renewable energy: methodology and application in Europe and Spain," Cuadernos económicos de ICE, no. 83, pp. 85-100, 2012.
- [40] A. Ç. Köne, "The Social Cost of Energy: External Cost Assessment for Turkey," Energy Systems and Management, Springer, Cham, pp. 253-259, 2015.
- [41] D. Streimikiene and I. Alisauskaitė-Seskiene, "External costs of electricity generation options in Lithuania," Renewable Energy, vol. 64, pp. 215-224, 2014.
- [42] G. Theodosiou, N. Stylos and C. Koroneos, "Integration of the environmental management aspect in the optimization of the design and planning of energy systems," Journal of Cleaner Production, vol. 10, pp. 576-593, 2015.
- [43] A. T. Rezvan, N. S. Gharneh and G. Gharehpetian, "Robust optimization of distributed generation investment in buildings," Energy, vol. 48, no. 1, pp. 455-463, 2012.
- [44] A. J. Conejo, M. Carrión and J. M. Morales, *Decision Making under Uncertainty in Electricity Markets*, Springer, vol. 1, 2010.
- [45] H. Gujba, Y. Mulugetta and A. Azapagic, "Power generation scenarios for Nigeria: An environmental and cost assessment," Energy Policy, vol. 39, no. 2, pp. 968-980, 2011.
- [46] S. M. Kazemi and M. Rabbani, "An integrated decentralized energy planning model considering demand-side management and environmental measures," Journal of Energy, vol. 2013, 2013.
- [47] S. Hemmati, S. F. Ghaderi and M. S. Ghazizadeh, "Sustainable energy hub design under uncertainty using Benders decomposition method," Energy, vol. 143, pp. 1029-1047, 2018.
- [48] H. Seifi and M. S. Sepasian, *Electric Power System Planning: Issues, Algorithms And Solutions*, Springer Science & Business Media, 2011.
- [49] M. El-Sayed, N. Afia and A. El-Kharbotly, "A stochastic model for forward-reverse logistics network design under risk," Computers & Industrial Engineering, vol. 58, no. 3, pp. 423-431, 2010.
- [12] M. Geidl and G. Andersson, "Operational and structural optimization of multi-carrier energy systems," European Transactions on Electrical Power, vol. 16, no. 5, pp. 463-47, 2006.
- [13] W. Klibi, A. Martel and A. Guitouni, "The design of robust value-creating supply chain networks: a critical review," European Journal of Operational Research, vol. 203, no. 2, pp. 283-293, 2010.
- [14] W. J. Baumol and A.S. Blinder, *Microeconomics: Principles and Policy*, Cengage Learning, 2015.
- [15] T. Sundqvist, *Power Generation Choice in The Presence of Environmental Externalities*, Ph.D. Thesis, Lulea University of Technology, 2002.
- [16] P. Bickel and R. Friedrich, *ExternE: Externalities of Energy: Methodology 2005 Update*. EUR 21951 EN, European Communities, 2005.
- [17] A. Evans, V. Strezov and T. J. Evans, "Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, no. 5, pp. 1082-1088, 2009.
- [18] Ch. Wang, B. Jiao, G. Li, K. Yuan and B. Sun, "Optimal planning of stand-alone microgrids incorporating reliability," Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 2, no. 3, pp. 195-205, 2014.
- [19] A. Khodaei, S. Bahramirad and M. Shahidehpour, "Microgrid planning under uncertainty," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 5, pp. 2417-2425, 2015.
- [۲۰] حسن براتی، و فرشید عَشیر، «مدیریت و کمیته‌سازی هزینه انرژی با ساختار نیروگاه مجازی و در نظر گرفتن خودروهای الکتریکی هیبریدی قابل اتصال به شبکه»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، دوره ۴۷، شماره ۲، صفحه ۴۰۱-۴۱۲، ۱۳۹۶.
- [۲۱] داود روشن‌دوست، رحمت‌اله هوشمند، اسکندر قلی‌پور، مصطفی نصرت آبادی، «طراحی یک سیستم مدیریت انرژی برای یک ریزشبکه صنعتی مبتنی بر منابع CHP از طریق برنامه‌ریزی تولید و پاسخ تقاضا»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، دوره ۴۶، شماره ۳، صفحه ۱۹۷-۲۰۹، ۱۳۹۵.
- [22] Z. Shi, Y. Peng and W. Wei. "Optimal sizing of DGs and storage for microgrid with interruptible load using improved NSGA-II," IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC), 2014.
- [23] D. Zhang, S. Evangelisti, P. Lettieri, L. G. Papageorgiou, "Optimal design of CHP-based microgrids: Multiobjective optimisation and life cycle assessment," Energy, vol. 85, pp. 181-193, 2015.
- [24] S. Pazouki and M. R. Haghifam, "Optimal planning and scheduling of energy hub in presence of wind, storage and demand response under uncertainty," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 80, pp. 219-239, 2016.
- [25] M. H. Shariatkah, M. R. Haghifam, G. Chicco and M. Parsa-Moghaddam, "Adequacy modeling and evaluation of multi-carrier energy systems to supply energy services from different infrastructures," Energy, vol. 109, pp. 1095-1106, 2016.
- [26] M. Marzband, F. Azarinejadian, M. Savaghebi and J. M. Guerrero, "An optimal energy management system for islanded microgrids based on multiperiod artificial bee colony combined with Markov chain," IEEE Systems Journal, vol. 11, Issue. 3, 2015.
- [27] M. Marzband, F. Azarinejadian, M. Savaghebi, E. Poursmaeil, J. M. Guerrero and G. Lightbody, "Smart transactive energy framework in grid-connected multiple home microgrids under independent and coalition operations," Renewable Energy, vol. 126, pp. 95-106, 2018.
- [28] M. Marzband, M. Ghadimi, A. Sumper and J. L. Domínguez-García, "Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode," Applied energy, vol. 128, pp. 164-174, 2014.
- [29] M. Marzband, M. Javadi, J. L. Domínguez-García and M. Mirhosseini-Moghaddam, "Non-cooperative game theory based energy management systems for energy district in the retail market

- [54] M. Sharafi and T. Y. ElMekkawy, "Stochastic optimization of hybrid renewable energy systems using sampling average method," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 1668-1679, 2015.
- [55] H. Long, M. Eghlimi and Z. Zhang, "Configuration Optimization and Analysis of a Grid-connected PV/wind System," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 84-93, 2017.
- [56] Z. Liu, F. Wen and G. Ledwich, "Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering uncertainties," *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2541-2551, 2011.
- [50] W. Buehring, C. Huber, and J.M. de Souza, *Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook*, International Atomic Energy Agency-IAEA, Vienna, 1984.
- [51] O. IEA and N. E. Action, *Projected Costs of Generating Electricity*, International Energy Agency and Nuclear Energy Agency, France, 2010.
- [52] Energy Homer. *Energy Modeling Software for Hybrid Renewable Energy Systems*. Available from: <http://homerenergy.com/>
- [53] T. Lambert, P. Gilman and P. Lilienthal, *Micropower System Modeling With Homer, In Integration Of Alternative Sources Of Energy*, John Wiley & Sons, Inc. pp. 379-418, 2006.

### زیر نویس ها

- |                                       |  |
|---------------------------------------|--|
| <sup>14</sup> Shortfall probability   | <sup>1</sup> Mixed Integer Linear Programming  |
| <sup>15</sup> Expected shortage       | <sup>2</sup> Energy Hub                        |
| <sup>16</sup> Value at risk           | <sup>3</sup> Conditional Value at Risk         |
| <sup>17</sup> Combined Heat And Power | <sup>4</sup> Benders Decomposition             |
| <sup>18</sup> Heat Recovery System    | <sup>5</sup> The Brundtland Commission         |
| <sup>19</sup> District heating        | <sup>6</sup> Distributed energy resources      |
| <sup>20</sup> End Of Life             | <sup>7</sup> Demand Response                   |
| <sup>21</sup> Benders Decomposition   | <sup>8</sup> MicroGrid                         |
| <sup>22</sup> Master problem          | <sup>9</sup> Third parties                     |
| <sup>23</sup> Linear Programming      | <sup>10</sup> Externalities                    |
|                                       | <sup>11</sup> External Costs                   |
|                                       | <sup>12</sup> Multi Criteria Decision Analysis |
|                                       | <sup>13</sup> Variance                         |