برنامه‌ریزی توسعه تولید در حضور نیروگاه بادی با در نظر گرفتن دینامیک قیمت بازار

فاطمه نوری، احسان نوکندی، سعیدرضا گلدانی

دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند

چکیده

برنامه‌ریزی توسعه تولید در محیط رقابتی یکی از مسائل پیچیده سیستم قدرت است. این مسئله از دید بخش مدیریتی بازار، با چالش تأمین مطمئن بار و از دید بخش خصوصی با چالش تضمین حداکثر سود شرکت‌های تولیدی مواجه است. از سوی دیگر افزایش قیمت سوخت‌های فسیلی، توجه بهره‌برداران سیستم‌های قدرت را به انرژی‌های تجدید پذیر جلب کرده است. در این راستا، استفاده از انرژی باد برای تولید الکتریسیته به‌عنوان راه‌حلی کارآمد برای کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و آلودگی‌های زیست‌محیطی موردتوجه ویژه قرارگرفته است. در این مقاله مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید باهدف حداکثر کردن سود شرکت‌های تولیدی در حضور نیروگاه‌های بادی حل‌شده است. بهینه‌سازی اهداف مسئله با در نظر گرفتن دینامیک قیمت بازار و اثر متقابل آن بر مدل مسئله، توسط الگوریتم ژنتیک انجام‌گرفته و نتایج مطالعات عددی بر روی یک شبکه آزمون کارایی روش پیشنهادی را تأیید کرده است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی توسعه تولید، نیروگاه بادی، شرکت‌های تولیدی، بازار برق، قیمت بازار

۱- مقدمه

امروزه با بالا رفتن میزان تقاضای انرژی، بهره‌برداری بهینه از منابع انرژی موجود به یکی از مهم‌ترین مباحث متداول در محافل علمی و حتی سیاسی تبدیل‌شده است[۱]. در این میان، ورود انرژی‌های تجدید پذیر به عرصه تولید انرژی، با توجه به مزایای این انرژی‌ها در مقایسه با سوخت‌های فسیلی اجتناب‌ناپذیر است. از میان انرژی‌های تجدید پذیر به‌عنوان منابع تولید برق، استفاده از انرژی باد بیشترین رشد را دارا بوده است چراکه هزینه بهره‌برداری و عوارض زیست‌محیطی مزارع بادی بسیار کم است [۲]، به‌گونه‌ای که فناوری استفاده از این انرژی طی چند دهه به تکامل رسیده است.

در این میان، برای انتخاب نوع و ظرفیت واحدهای تولیدی، از مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید[1] استفاده می‌شود. مسئله GEP یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی با متغیرهای صحیح و محدودیت‌های پیچیده است که تاکنون توسط روش‌های مختلفی در محیط سنتی (با ساختار ادغام شده‌ی عمودی[2]) مورد بررسی قرارگرفته است. به دلیل طبیعت مسئله GEP بررسی این مسئله توسط روش‌های سنتی بسیار پیچیده بوده و در پاره‌ای از موارد امکان عدم همگرایی و یا توقف در یک نقطه بهینه محلی زیاد است. در سال‌های اخیر روش‌های جدیدی بر پایه‌ی هوش مصنوعی مانند الگوریتم ژنتیک، شبیه‌سازی سرد شدن[3] و کلونی مورچه‌ها برای حل مسئله GEP مطرح‌شده‌اند[۶-۳]. روش‌های هوشمند به‌ویژه الگوریتم ژنتیک

[1]. Generation Expansion Planning (GEP)
[2]. Vertical Integrated
[3]. Simulated Annealing

Archive of SID

www.SID.ir

که بر پایه‌ی پردازش جمعیتی از پاسخ‌های ممکن مسئله طراحی گردیده است از مزایای متعددی مانند انعطاف‌پذیری در مدل‌سازی قیود پیچیده، عدم نیاز به گرادیان و غیره برخوردارند.

مسئله برنامه‌ریزی بلندمدت توسعه تولید، مبحث گسترده‌ای در تمام دنیا بوده و به‌طور خلاصه با داشتن پیش‌بینی بار و چگونگی افزایش آن در یک دوره زمانی مشخص، به ابهامات مربوط به طراحی واحدهای تولیدی ازجمله زمان ساخت انواع نیروگاه‌های تولید برق، مقدار ظرفیت، نوع سوخت مصرفی و مکان احداث آن‌ها پاسخ می‌دهد. این مسئله در سیستم‌های قدرت با ساختار سنتی به‌منظور پاسخ‌گویی به رشد تقاضا، باهدف حداقل کردن هزینه توسعه‌ی ظرفیت تولید، توسط بخش دولتی انجام می‌شود اما در فضای رقابتی هدف از این برنامه‌ریزی از دیدگاه تولیدکننده‌ها، حداکثر کردن سود است و سرمایه‌گذاری به خاطر تأثیرپذیری از رفتار سایر بازیگران و عدم قطعیت‌هایی که در پیش‌بینی بار و قیمت وجود دارد، از ریسک بالایی برخوردار است. در مراجع [۸-۷] مسئله GEP در محیط تجدید ساختار فرمول‌بندی شده و به کمک روش برنامه‌ریزی دینامیکی پاسخ مسئله محاسبه گردیده است.

در حال حاضر بحث مشارکت نیروگاه‌های بادی در بازار برق، با توجه به عدم قطعیت در تولید آن‌ها، ازجمله مسائل مهم در حوزه تحقیقاتی و صنعت برق کشورها است. مشارکت نیروگاه‌های بادی در بازار برق، اشاره به پیشنهاد تولید و تعهد به تحویل توان پیشنهادی در زمان بهره‌برداری دارد[۹]. چنانچه به هر دلیلی تولیدکننده نتواند توان متعهد شده را تأمین نماید، مشمول جریمه‌های عدم تعادل[1] می‌شود. به علت طبیعت تغییرپذیر تولید نیروگاه‌های بادی و وجود جریمه‌های عدم تعادل، ممکن است شرکت مستقیم این نیروگاه‌ها در بازار برق، درآمد کافی برای آن‌ها به همراه نداشته باشد و این امر باعث کاهش سرمایه‌گذاری در این بخش می‌شود[۱۰].

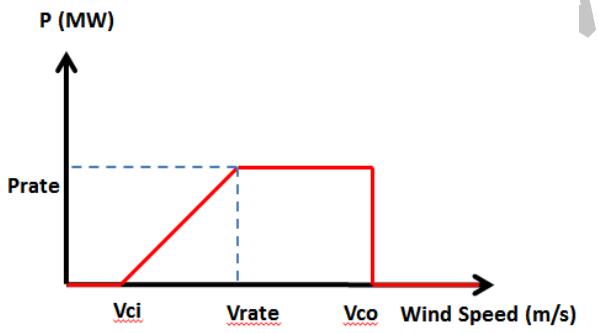
در این مقاله با استفاده از اطلاعات بازار برق انگلیس بر اساس مدل تک گره‌ای[2]، تمامی بار مصرفی و واحدهای تولیدی، جمع شده در یک گره در نظر گرفته شده است لذا این مدل نمی تواند محل نصب واحدهای تولید را در شبکه مشخص کند. در این صورت عوامل جغرافیایی مؤثر در برنامه‌ریزی توسعه تولید حذف می‌شود و با دسته‌بندی واحدهای تولید مشابه، متغیرهای تصمیم‌گیری به‌طور فراوانی کاهش می‌یابد.

[1]. Imbalance Penalties
[2]. Single Nodal Point

درروش پیشنهادی، برای هر شرکت تولیدی سه نوع تکنولوژی در نظر گرفته‌شده که تکنولوژی سوم مربوط به نیروگاه بادی است. هر شرکت تولیدی میزان تولید خود را با هدف حداکثر کردن سودش مشخص می‌کند و پس از آن برنامه پیشنهادی خود را به بهره‌بردار مستقل سیستم[3]، می‌فرستد. بهره‌بردار مستقل سیستم پس از بررسی قیود سیستم چنانچه این قیود رعایت شده باشند برنامه پیشنهادی را می‌پذیرد اما چنانچه قیود رعایت نشوند، بهره‌بردار سیستم برنامه شرکت‌های تولیدی را برای بررسی مجدد به آن‌ها برمی‌گرداند.

۲- تابع توزیع احتمالاتی توان توربین بادی

در مطالعات سیستم در حضور نیروگاه‌های بادی ابتدا می‌بایست توان خروجی آن‌ها مشخص شود. توان تولیدی نیروگاه بادی به سرعت باد و مشخصه توربین‌های بادی وابسته است، بنابراین ابتدا باید سرعت باد در منطقه موردمطالعه و مدل توربین بادی مشخص شود. در یک توربین بادی توان اکتیو خروجی متأثر از سرعت باد بوده و یک رابطه غیرخطی بین این دو پارامتر وجود دارد. این مشخصه که در شکل ۱ نشان داده‌شده است، مشخصه توان- سرعت نام دارد و مقدار توان اکتیو تولیدی توربین بادی را به ازای سرعت‌های مختلف باد نشان می‌دهد[۱۱].



شکل ۱: رابطه سرعت با توان خروجی یک واحد بادی

یک توربین بادی در سرعت باد Vci شروع به کار می‌کند. توان تولیدی توربین در سرعت نامی Vr به مقدار نامی Pr می‌رسد، پس‌ازآن باوجود افزایش سرعت باد توان خروجی ثابت باقی می‌ماند و در سرعت Vco به دلیل حفظ امنیت، توربین بادی متوقف می‌گردد. مقادیر Vco ، Vci، Vr و Pr جزو مشخصات هر توربین بادی است و توسط شرکت سازنده ارائه می‌گردد. مشخصه توان- سرعت یک توربین بادی توسط رابطه (۱) بیان‌شده است.

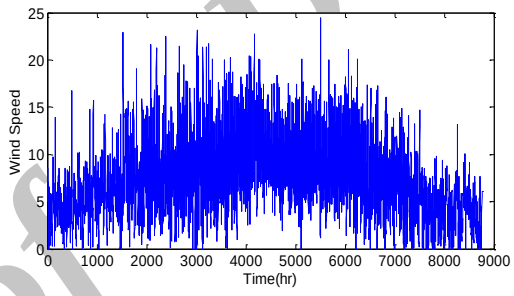
[3]. Independent System Operator (ISO)

www.SID.ir

در (۱) منظور از Vci سرعت قطع ورود، Vco سرعت قطع خروج و Vrate سرعت باد نامی است. در این مطالعه از داده‌های ساعتی سرعت باد سایت سوویفت کارنت (SC) که توسط محیط‌زیست کانادا جمع‌آوری‌شده، استفاده شده است.

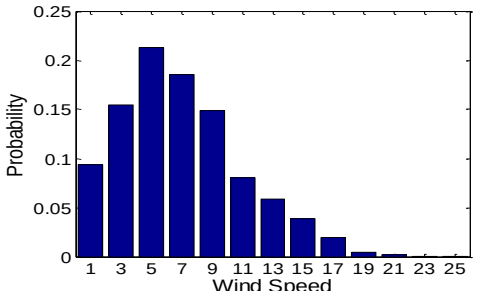
$$\begin{cases} 0 & 0 \le V \le V_{ci} \\ P_{rate}\dfrac{(v - v_{ci})}{v_{rate} - v_{ci}} & V_{ci} \le V \le V_{rate} \\ P_{rate} & V_{rate} \le V \le V_{co} \\ 0 & V_{co} \le V \end{cases} \qquad (۱)$$

شکل ۲ تغییرات ساعتی سرعت باد در یک سال را نشان می‌دهد.



شکل ۲: سرعت باد شبیه‌سازی‌شده برای یک سال نمونه

با استفاده از (۱) و سرعت باد در یک سال می‌توان تابع توزیع احتمالی باد را به دست آورد. در شکل ۳ نمودار تابع توزیع باد در سیزده سطح رسم شده است. با استفاده از (۲) می‌توان توان خروجی توربین بادی را به دست آورد.



شکل ۳: تابع توزیع احتمالی سرعت باد

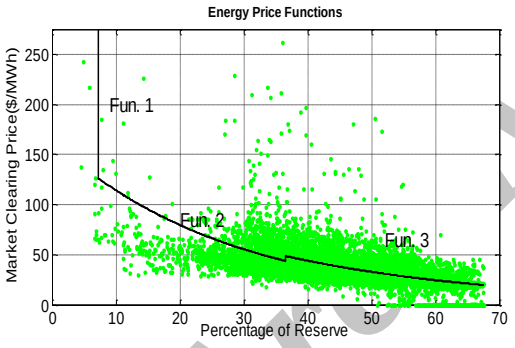
$$P_{ave} = \sum_{i=1}^{n} P_i \cdot Pout_i \qquad (۲)$$

در رابطه بالا ، احتمال مربوط به هر سطح سرعت و توان خروجی مربوط به توربین بادی است که از (۱) به دست می‌آید.

۳- مدل‌سازی بلندمدت قیمت بازار با در نظر گرفتن تأثیر نتایج برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی

در محیط رقابتی پس از تجدید ساختار، قیمت برق نقش اصلی را در تصمیم‌گیری‌های تولیدکنندگان و همچنین مصرف‌کنندگان برق بازی می‌کند. برای این منظور لازم است قیمت بازار به نحو مناسبی در بازه‌های زمانی مختلف پیش‌بینی گردد. در این مقاله، قیمت برق به‌صورت تابعی از ظرفیت آماده و مقدار بار سیستم مدل‌سازی می‌شود.

تحلیل و پردازش اطلاعات بازار همان‌طور که در شکل ۴ نشان داده‌شده، رابطه تقریبی بین درصد رزرو و قیمت تسویه بازار را نشان می‌دهد. همان‌گونه که مشاهده می‌شود با افزایش درصد رزرو، بازار برق رقابتی‌تر شده و قیمت‌ها کاهش می‌یابد و بالعکس با کاهش درصد رزرو قیمت‌ها به‌شدت افزایش می‌یابد. در شکل ۴ سه منحنی نمایی مختلف که در این تحقیق برای مدل‌سازی قیمت بازار به ازای سطوح مختلف ظرفیت رزرو استفاده‌شده، نشان داده‌شده است.



شکل ۴: اطلاعات قیمت بازار به همراه سه تابع‌نمایی برای محاسبه قیمت بازار

برای تنظیم پارامترهای مدل قیمت، از اطلاعات ساعتی بازار برق انگلیس استفاده‌شده است[۱۲].

۴- تابع هدف مسئله GEP

در طراحی و بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت، انتخاب نیروگاه و میزان تولید آن‌ها، به‌وسیله مسئله GEP انجام می‌گردد. در این مسئله با در نظر گرفتن تابع هدف و قیود متناسب با آن، هدف مورد نظر حاصل می شود. در این مقاله تابع هدف و قیود مربوطه به شرح زیر می‌باشد[۱۳]:

Archive of SID

www.SID.ir

$$\begin{cases} Maxz = \sum_{t=1}^{T}(1+d)^{-t}[\sum_{h=1}^{8760}(\pi_h{}^t \cdot CC_t^i)\alpha_t^{ij} - Cost] \\ Cost = \sum_{j=1}^{M}(Cinv_t^j \cdot X_t^{ij}) + \sum_{j=1}^{M}(Cop_t^j \cdot X_t^{ij})\alpha_t^{ij} \\ CC_t^i = CC_{t-1}^i + \sum_{j=1}^{M} X_t^{ij}, \quad t=1,..,T,\ j=1,...,M \end{cases} \quad (۳)$$

که در آن d نرخ بهره که برابر ۵٪ در نظر گرفته‌شده است، t سال برنامه‌ریزی، T تعداد کل سال‌ها در افق برنامه‌ریزی، M و j تعداد و نوع تکنولوژی‌های کاندید، π_h^t قیمت برق در ساعت h از سال t ام، CC_t^i ظرفیت تجمعی نصب‌شده در سال t برای شرکت i ام، $Cinv_t^j$ هزینه سرمایه‌گذاری برای تکنولوژی j در سال t ام، X_t^{ij} ظرفیت اضافه‌شده به شبکه از نوع تکنولوژی j در سال t به‌وسیله شرکت i ام، هزینه نگهداری و بهره‌برداری برای تکنولوژی j در سال t ام، ضریب بار برای تکنولوژی j در سال t مربوط به شرکت i، حداکثر مقدار مجاز ظرفیت نصب‌شده برای تکنولوژی j در سال t به‌وسیله شرکت i، حداکثر کل ظرفیت مجاز قابل‌نصب در سال t به‌وسیله شرکت i، حداکثر مقدار مجاز سرمایه‌گذاری در سال t به‌وسیله شرکت i

در (۲) همان‌طور که ذکر شد هدف حداکثر کردن سود است، لذا قسمت نخست در بخش اول معادله، مربوط به درآمد ناشی از فروش انرژی است. این درآمد وابسته به قیمت انرژی الکتریکی، ظرفیت نصب‌شده در هرسال و ضریب بار است. ضریب بار نشان می‌دهد که هر تکنولوژی به‌طور میانگین چه تعداد ساعت‌هایی در طول یک سال استفاده خواهد شد. بخش دوم مربوط به‌کل هزینه‌ها در تمام افق برنامه‌ریزی است که شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، تعمیرات و نگهداری است. بخش آخر نیز مربوط به هزینه تعمیرات و نگهداری مربوط به تکنولوژی‌هایی است که توسط شرکت‌ها نصب‌شده‌اند. بر اساس قسمت سوم (۲)، ظرفیت تجمعی سیستم در هرسال، از مجموع ظرفیت جدید نصب‌شده در آن سال و ظرفیت نصب‌شده در سال‌های قبل به دست می‌آید.

۴-۱- محدودیت‌های مسئله GEP

۴-۱-۱- محدودیت ظرفیت واحدهای تولیدی جدید

۴-۱-۲- میزان ظرفیت نصب‌شده

میزان ظرفیت نصب‌شده برای هر تکنولوژی در هرسال باید در محدوده مجاز صدق کند.

$$X_t^{ij} \le CIT_t^i \quad (۴)$$

۴-۱-۳- محدودیت شرکت‌های تولیدی

مجموع ظرفیت نصب‌شده هر شرکت تولیدی در هرسال باید در محدوده مجاز باشد.

$$\sum_{j=1}^{M} X_t^{ij} \le MIC_t^i \quad (۵)$$

۴-۱-۴- محدودیت سرمایه‌گذاری هر شرکت تولیدی

کل هزینه سرمایه‌گذاری هر شرکت در هر سال باید در محدوده مجاز صدق کند:

$$\sum_{j=1}^{M} X_t^{ij} \cdot Cinv_t^j \le LCI_t^i \quad (۶)$$

۵- نقش بهره‌بردار مستقل سیستم

حضور بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO)، برای کنترل بازار و هم‌چنین رعایت قیود قابلیت اطمینان شبکه و حد رزرو امری اجتناب‌ناپذیر است. به‌طور کلی پس از این که شرکت‌های تولیدی سود خود را بر اساس روابط (۶)-(۲) حداکثر کردند، برنامه‌های خود را به بهره‌بردار سیستم ارائه می‌کنند. بهره‌بردار قیود سیستم را بررسی می‌کند تا مطمئن شود که آیا این برنامه پیشنهادی قیود را نقض می‌کند یا خیر. این قیود عبارت‌اند از:

۵-۱- حاشیه رزرو سیستم

$$\%RM_t = \frac{C-L}{C} \times 100 \quad (۷)$$

$$RM_t^{\min} \le RM_t \le RM_t^{\max} \quad (۸)$$

در این رابطه متغیرهای C و L به ترتیب نشان‌دهنده کل ظرفیت آماده و کل بار سیستم است.

۵-۲- قابلیت اطمینان سیستم

معیار قابلیت اطمینان احتمال عدم تأمین بار[1] ، یکی از شاخص‌های مهم و متداول در ارزیابی قابلیت اطمینان، سیستم تولید است که با توجه به قوانین مربوطه در هر کشور، باید رعایت گردد. بنابراین با در نظر گرفتن قید قابلیت اطمینان در

[1]. Loss of Load Expectation (LOLE)

Archive of SID

www.SID.ir

مدل برنامه‌ریزی توسعه تولید، استانداردهای در نظر گرفته‌شده، در طرح توسعه آتی سیستم تولید، رعایت می‌گردد. برای این منظور، واحدهای انتخاب‌شده به همراه واحدهای موجود باید معیار LOLE زیر را برآورده کنند:

$$LOLE = \sum_{j=1}^{N_G}\sum_{i=1}^{N_L} P_i\ P_j I_{ij}\cdot T \quad \text{و} \quad I_{ij} = \begin{cases} 0 & L_i \le G_j \\ 1 & L_i > G_j \end{cases} \qquad (۹)$$

Li سطح بار i ام، Pi احتمال سطح بار i ام، Nl شماره سطح بار مربوط به جدول احتمالاتی سطح بار، Gj سطح ظرفیت تولیدی j ام، Pj احتمال سطح ظرفیت تولیدی j ام، NG تعداد سطوح ظرفیت تولیدی در جدول احتمالاتی ظرفیت تولیدی و T طول بازه زمانی در منحنی بار سالیانه است.

۵-۳- قدرت بازار

بازار برق از نوع انحصاری چندقطبی است، به این معنی که تعداد محدودی از واحدهای تولیدی در مقابل تعداد زیادی از متقاضی انرژی قرار دارند. بدیهی است در این شرایط رقابت کامل امکان‌پذیر نیست و تنها برخی از تولیدکننده‌ها از قدرت بازار برخوردار خواهند بود، به این معنی که قادرند بخش زیادی از تولید را به خود اختصاص داده و بدین‌وسیله قیمت‌ها را تحت تأثیر اقدامات خود قرار دهند. به‌منظور جلوگیری از قدرت بازار شرکت‌های تولیدی، فرض شده است که کل ظرفیت تولیدی هر شرکت از یک مقدار مشخص تجاوز نکند. قید مذکور به‌صورت (۱۰) در زیر بیان‌شده است:

$$CC_t^i < (Perce^{\max}.\sum_{i=1}^{n} CC_t^i) \qquad (۱۰)$$

در رابطه بالا $Perce^{\max}$، ضریبی است که با ضرب آن در مقدار کل توان نصب شده به‌وسیله شرکت‌ها، باعث جلوگیری از سیلان بازار به سمت یکی از شرکت‌ها، می‌شود.

۶- اعمال روش پیشنهادی به یک شبکه نمونه

در این قسمت روش پیشنهادی ارائه‌شده به یک شبکه نمونه اعمال گردیده است. این شبکه شامل سه شرکت تولیدی است و مشخصات واحدهای موجود آن‌ها در ابتدای دوره برنامه‌ریزی در جدول ۲، آورده شده است[۱۴]، با توجه به این جدول مجموع ظرفیت اولیه ۲۱۰۰۰MW است.

برای بررسی بلندمدت سیستم، شبیه‌سازی موردنظر برای یک بازه زمانی ۵ ساله انجام‌شده است. برای توسعه ظرفیت سیستم از سه نوع تکنولوژی استفاده‌شده که مشخصات هر یک در جدول ۳ آمده است.

به‌منظور داشتن برنامه‌ریزی انعطاف‌پذیر، سه تکنولوژی مختلف در نظر گرفته‌شده که تکنولوژی سوم مربوط به واحد بادی است که در آن: V_{ci} =۴ ، و V_{co} =۲۲ متر بر ثانیه است[۱۳]. در ادامه، اطلاعات مربوط به بار برای سال اول، در جدول ۱ آمده است که برای سال‌های بعد با توجه به میانگین رشد بار و در نظر گرفتن عدم قطعیت به دست می‌آید.

سایر اطلاعات بکار گرفته‌شده در این مقاله به شرح زیر است:

الف: تمام شرکت‌های تولیدی باید ظرفیت تولیدی بین ۲۰٪ تا ۵۰٪ از کل ظرفیت تولیدی داشته باشند.

ب: به‌منظور جلوگیری از قدرت بازار شرکت‌های تولیدی موظف‌اند تولید خود را در کمتر از ۶۰٪ کل ظرفیت نصب‌شده نگه‌دارند.

ج: در هر سال حد رزرو باید بین ۲۰٪ تا ۷۰٪ و LOLE نیز کمتر از ۳ ساعت در سال باشد.

د: ضریب ظرفیت برای تمام شرکت‌ها ۷۰٪ در نظر گرفته شده است.

جدول ۱: سطوح بار در سال اول

سطح بار	بار (MW)	بازه زمانی(٪)
سطح ۱	۸۷۰۰	۱۵
سطح ۲	۱۲۰۰۰	۲۰
سطح ۳	۱۶۵۰۰	۳۰
سطح ۴	۲۲۰۰۰	۲۰
سطح ۵	۲۵۰۰۰	۱۵

Archive of SID

www.SID.ir

جدول ۲: اطلاعات انواع واحدهای تولیدی موجود در بازار

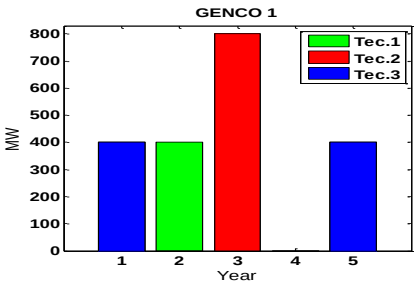
نوع تکنولوژی	ظرفیت(MW)	هزینه بهره‌برداری و نگهداری ($/MWh)	FOR	شرکت ۱	شرکت ۲	شرکت ۳
زغال‌سنگ۱	۵۰۰	۳۰	۰/۰۲	۲۰۰۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰
زغال‌سنگ۲	۴۰۰	۲۵	۰/۰۲	۱۶۰۰	۱۶۰۰	۸۰۰
توربین گازی	۲۵۰	۴۵	۰/۰۱	۱۲۵۰	۱۰۰۰	۷۵۰
نفت	۳۰۰	۵۰	۰/۰۳	۱۸۰۰	۱۵۰۰	۱۸۰۰
سیکل ترکیبی	۳۰۰	۳۵	۰/۰۱	۱۸۰۰	۱۲۰۰	۹۰۰

جدول ۳: مشخصات تکنولوژی‌های کاندید

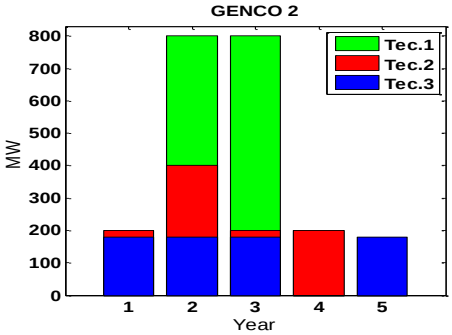
نوع تکنولوژی	زمان حیات	FOR	هزینه بهره‌برداری و نگهداری ($/MWh)	هزینه سرمایه‌گذاری ($/MWh)	ظرفیت در دسترس (MW)	تعداد واحد قابل نصب در سال
نوع ۱	۳۰	۰/۰۱	۴۵	۵۰۰۰۰۰۰	۴۰۰	۴
نوع ۲	۳۰	۰/۰۲	۳۰	۸۰۰۰۰۰۰	۲۰۰	۳
نوع ۳	۳۰	۰/۰۲	۵	۷۰۰۰۰۰	۳۸۰	۲

۷- نتایج مطالعات عددی

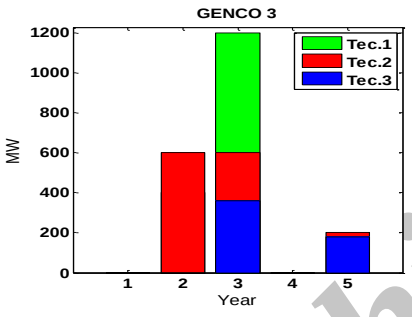
در این مقاله، برای به دست آوردن برنامه‌ریزی توسعه برای واحدهای تولیدی با استفاده از الگوریتم ژنتیک نتایج زیر به‌دست‌آمده است. در شکل ۵، شکل ۶ و شکل ۷ به ترتیب برنامه‌ریزی توسعه شرکت‌های تولیدی ۱، ۲ و ۳ نشان داده‌شده است.



شکل ۵: الگوی بهینه توسعه تولید شرکت ۱

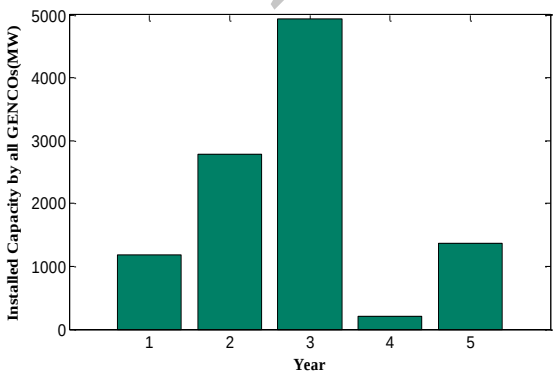


شکل ۶: الگوی بهینه توسعه تولید شرکت ۲



شکل ۷: الگوی بهینه توسعه تولید شرکت ۳

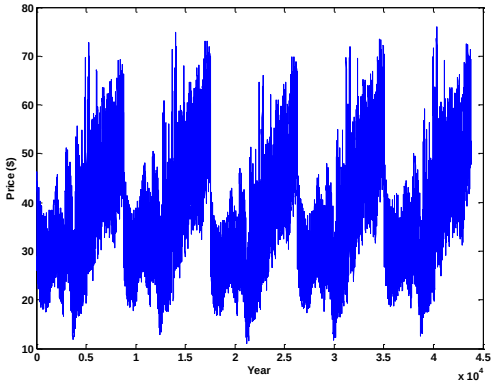
در شکل ۸ کل ظرفیت نصب‌شده به‌وسیله تمام شرکت‌های تولیدی و در شکل ۹ قیمت برق پیش‌بینی‌شده نشان داده‌شده است.



شکل ۸: کل ظرفیت نصب‌شده به‌وسیله تمام شرکت‌های تولیدی

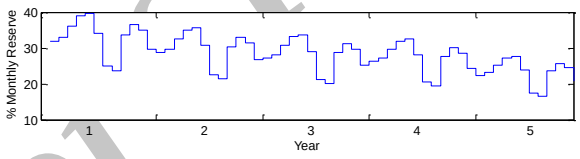
Archive of SID

www.SID.ir

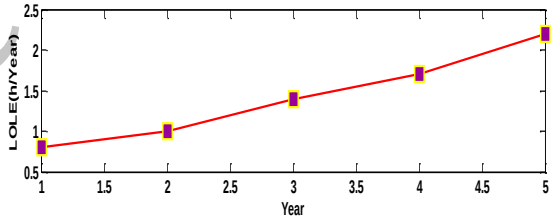


شکل ۹: قیمت ساعتی برق (پیش‌بینی‌شده در ۵ سال)

لازم به ذکر است برای در نظر گرفتن تأثیر تورم ، نتایج به‌دست‌آمده از مدل قیمت، در هرسال متناسب با نرخ تورم افزایش می‌یابد.



شکل ۱۰: درصد رزرو ماهانه در پنج سال برنامه‌ریزی



شکل ۱۱: شاخص LOLE در پنج سال برنامه‌ریزی

در شکل ۱۰ درصد رزرو ماهانه برای پنج سال برنامه‌ریزی نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود این شاخص از حد مجاز تخطی نکرده است هم‌چنین در شکل ۱۱ شاخص LOLE همان‌طور که مورد انتظار بود کمتر از ۳ ساعت در سال است.

۸- نتیجه‌گیری

نتایج به‌دست‌آمده از روش ارائه‌شده در این مقاله می‌تواند پیشنهادهای مناسبی را به شرکت‌های تولیدی در راستای برنامه‌ریزی مناسب توسعه تولید همراه با بکار بردن نیروگاه-های بادی ارائه دهد. هر شرکت با نصب تکنولوژی‌های مختلف نه تنها سود خود را حداکثر کرده بلکه قیود تعریف شده را برآورده کرده است. به عنوان نمونه با دقت در شکل ۵ اولین شرکت تولیدی ۳۶۰۰ مگاوات نصب می‌کند که شامل تکنولوژی ۱، ۲ و ۳ هر کدام به ترتیب ۱۶۰۰، ۱۲۰۰ و ۸۰۰ مگاوات است. با توجه به اینکه مقدار ظرفیت نصب شده هر تکنولوژی باید بین ۲۰٪ تا ۵۰٪ از کل ظرفیت نصب شده شرکت باشد به عبارت دیگر ظرفیت تولیدی هر تکنولوژی نباید کمتر از ۲۰٪(۷۲۰ مگاوات) و بیشتر از ۵۰٪(۱۸۰۰ مگاوات) باشد.

با بررسی نتایج بدست آمده از اعمال روش پیشنهادی مشاهده می‌شود این روش قادر است به‌طور کاملاً مؤثری محدودیت‌های مربوط به قابلیت اطمینان را در برنامه‌ریزی توسعه تولید لحاظ نماید. در این روش برخلاف تکنیک‌های قبلی (مراجع [۱۶و۱۵]) تأمین قابلیت اطمینان شبکه تنها با افزودن به واحدهای گازی شرکت تحقق نمی‌یابد. بدیهی است که هدف از این مدل‌سازی، محاسبه دقیق قیمت بازار نیست؛ بلکه هدف ایجاد مکانیزمی برای مرتبط کردن نتایج برنامه‌ریزی توسعه و قیمت بازار و مدل‌سازی تأثیر متقابل آن‌ها بر یکدیگر است.

مراجع

[1] S. R. Bull, “Renewable energy today and tomorrow,” Proceedings of the IEEE, vol. 89,no. 8, pp.1216-1226, 2001.J. Clerk Maxwell, A Treatise on Electricity and Magnetism, 3rd ed., vol. 2. Oxford: Clarendon, 1892, pp.68-73.

[2] T. Ackermann, Wind power in power system, vol. 140. Wiley Online Library, 2005.

[3] S. Kannan, S. M. R. Slochanal and N.P. Padhy, “Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning problem”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 20, no. 1, February 2005, pp. 466-475.

[4] H. T. Firmo and L. F. L. Legey, “Generation expansion planning: an iterative genetic algorithm approach”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 17, no. 3, August 2002, pp. 901-906.

[5] A. S. Chuang, F. Wu and P. Varaiya, “A game-theoretic model for generation expansion planning : problem formulation and numerical comparisons”, IEEE Trans. On Power Systems, vol. 16, no. 4, November 2001, pp. 885-891.

[6] J. B. Park, Y. M. Park, J. R. Won and K. Y. Lee, “An improved genetic algorithm for generation expansion planning”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 15, no. 3, August 2000, pp. 916-922.M. Young, The Technical Writer’s Handbook. Mill Valley, CA: University Science, 1989.

[7] N. X. Jia, R. Yokoyama and Y. C. Zhou, “Advanced dp based method for power expansion planning in the deregulated market”, IEEE Power Tech. Conference, vol.1, September 2001.

[8] W. M. Lin, T. S. Zhan, M. T. Tsay and W. C. Hung, “An effective dp solution for optimal generation expansion planning under new environment”, IEEE Inter. Conf. on Power System Tech., vol. 1, December 2000, pp. 37-42.

[9] E. Y. Bitar, R. Rajagopal, p. p. Khargonekar, k. Poolla, and P. Varaiya, “Bringing wind energy to market, ” Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 27, no. 3, pp. 1225-1235, 2012.

[10] J. Matevosyan and L. Soder, “minimization of imbalace cost trading wind power on the short-term power market, ” Power Systems, IEEE

Archive of SID

www.SID.ir

Transactions on, vol. 27,no. 3, pp. 1396-1404, 2006.
[11] Yu H, Chung C, Wong K, Zhang J. A chance constrained transmission network expansion planning method with consideration of load and wind farm uncertainties. Power Syst IEEE Trans 2009;24:1568–76.
[12] Hourly data of the New England ISO, [Online]. Available: http://www.isone.com/Historical_Data/
[13] Yu H, Chung C, Wong K, Zhang J. A chance constrained transmission network expansion planning method with consideration of load and wind farm uncertainties. Power Syst IEEE Trans 2009;24:1568–76.
[14] Pereira AJC, Saraiva JT. A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets. Electr Power Syst Res 2010;80:778–87.
[15] N. X. Jia, R. Yokoyama and Y. C. Zhou, "Advanced dp based method for power expansion planning in the deregulated market", IEEE Power Tech. Conference, vol.1, September 2001.
[16] W. M. Lin, T. S. Zhan, M. T. Tsay and W. C. Hung, "An effective dp solution for optimal generation expansion planning under new environment", IEEE Inter. Conf. on Power System Tech., vol. 1, December 2000, pp. 37-42.

Archive of SID

www.SID.ir