

برنامه‌ریزی توسعه تولید از دیدگاه یک شرکت تولیدی

فاطمه نوری، سعیدرضا گلدانی، حمید فلقی

دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند

چکیده

در سال‌های اخیر تجدید ساختار در بازارهای برق شرایط و مکانیزم‌های معاملاتی جدیدی را در راستای افزایش رقابت در عرصه‌های تولید، انتقال و توزیع انرژی الکتریکی پیش روی شرکت‌کنندگان در این بازار قرار داده است. تحت شرایط جدید به وجود آمده در بازار برق و با رقابتی شدن بخش تولید، تعداد روزافزونی تولیدکننده‌ی مستقل وارد بازار تولید برق شده و با شرکت‌های برق به رقابت می‌پردازند. در این شرایط شرکت‌های برق می‌توانند بر اساس هزینه‌ی کل شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری و همچنین هزینه‌ی خرید انرژی از تولیدکنندگان مستقل، تصمیم‌گیری نمایند که آیا کلاً طرح‌های نیروگاهی جدید را خودشان بسازند و یا اینکه بخشی از انرژی موردنیاز مصرف‌کننده‌های خود را از سایر شرکت‌ها و یا تولیدکنندگان مستقل با عقد قراردادهای بلندمدت خریداری نمایند.

در این مقاله هدف بررسی مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید از دیدگاه یک شرکت برق در محیط رقابتی است. در این شرایط فرض می‌شود که شرکت برق امکان خرید انرژی از تولیدکنندگان مستقل و همچنین تولید انرژی توسط واحدهای تحت مالکیت خود را دارد. هدف شرکت نیز حداکثر سازی سود خود از فروش انرژی در بازار رقابتی است. در این پایان‌نامه همچنین راهکاری برای پیش‌بینی قیمت به‌منظور محاسبه سود حاصل از فروش انرژی در بازار ارائه خواهد شد.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید، تجدید ساختار در شبکه‌های برق، شرکت‌های تولیدی

۱- مقدمه

سرمایه‌گذاران باید مطابق با استراتژی خود برنامه‌ریزی کنند. رقابت در بازار و تضاد بین تصمیم‌گیری بازیگران که هر کدام به دنبال منافع خود هستند، باید به نوعی در نظر گرفته شود. بنابراین سرمایه‌گذاری در توسعه ظرفیت نتیجه تصمیم‌گیری‌های غیر متمرکزی است که توسط بازیگران بازار اتخاذ می‌شود. در چنین محیط رقابتی، تصمیم‌ها بر پایه بازخورد سیگنال قیمت و معمولاً همراه با عدم وجود بینش کامل از شرایط آینده بازار و پیش‌بینی‌های غیردقیق با وجود عدم قطعیت‌ها استوار است. این عدم قطعیت‌ها در شبکه‌های تجدیدساختار شده نسبت به شبکه‌های سنتی بسیار بیشتر

بسیاری از شبکه‌های برق در دنیا از ساختار مالکیت انحصاری خارج شده و به ساختار بازارهای آزاد برق در حال تغییر هستند. در چنین شرایطی، رقابت میان همه تولیدکنندگان برق به وجود آمده و مصرف‌کنندگان نیز غالباً مختار هستند که تامین کننده برق خود را با قیمت و سطح قابلیت اطمینان مناسب تعیین کنند. با ایجاد تجدیدساختار در مدیریت سیستم‌های قدرت، برنامه‌ریزی در این سیستم از حالت متمرکز خارج شده و هم نهاد نظارتی و هم شرکت‌های تولید و

این که تمامی بار و ظرفیت تولید شبکه به طور متمرکز در یک گره منظور شود. به این ترتیب مدل ارائه شده به عنوان مدل تک گرهی شناخته می شود [۲].

در این مقاله نیز برای بررسی مسئله برنامه ریزی توسعه تولید از مدل تک گرهی استفاده شده است. به کارگیری این مدل باعث می شود که کلیه مباحث مربوط به شبکه انتقال از مباحث برنامه ریزی توسعه تولید تفکیک شود و در نتیجه ابعاد مسئله به طور قابل توجهی کاهش یابد. البته توجه به این نکته حائز اهمیت است که به این ترتیب تعیین محل احداث واحدهای نیروگاهی جدید از مباحث برنامه ریزی توسعه تولید حذف می شود و دستیابی به این نتایج مستلزم یک مطالعه جدید با یک مدل سازی متفاوت خواهد بود.

در این مقاله مسئله برنامه ریزی توسعه تولید از دیدگاه یک شرکت برق مورد بررسی قرار گرفته و یک روش بهینه سازی مبتنی بر الگوریتم ژنتیک برای دستیابی به پاسخ بهینه آن ارائه شده است. برنامه ریزی بهینه با در نظر گرفتن عدم قطعیت های مسئله برای یک دوره ۵ سال انجام شده است. در این راستا، قیمت خرید انرژی از تولیدکننده های مستقل توان^۱ معلوم فرض شده و نتایج مطالعات عددی برای چند سناریوی مختلف ارائه شده است. نتایج به دست آمده از روش ارائه شده در این بخش می تواند راه کارهای مناسبی را به شرکت های برق در راستای برنامه ریزی مناسب توسعه تولید ارائه دهد.

۲- تابع هدف

در اینجا تابع هدف مسئله برنامه ریزی توسعه تولید از دیدگاه یک شرکت برق با هدف حداکثرسازی سود شرکت فرمول بندی شده است. بدین منظور مطابق با رابطه زیر از تفاوت هزینه ها و درآمدها، سود شرکت به دست می آید:

$$\text{Max } NPV_j \text{ Profit} = NPV_j^{\text{Eng}} + NPV_j^{\text{cap}} - NPV_j^{\text{Cost}} \quad (1)$$

که در آن، $NPV_j \text{ Profit}$ مقدار معادل سود خالص منتقل شده به سال نصب واحد، NPV_j^{cap} مقدار معادل عایدی واحد بابت ظرفیت آماده در طول دوره برنامه ریزی، NPV_j^{Eng} مقدار معادل کل عایدی واحد از فروش انرژی در طول دوره برنامه ریزی منتقل شده به سال نصب واحد، NPV_j^{Cost} ارزش حال هزینه منتقل شده به سال نصب واحد است.

بوده و عمدتاً در متغیرهایی از جمله میزان تقاضا، قیمت بازار، میزان دسترسی به اطلاعات و قوانین و مقررات تنظیمی وجود دارند. آگاهی بازیگران از شرایط به جبران هزینه ها با کارآمدترین شکل ممکن و پوشش انواع ریسک های مالی کمک شایانی می کند. نهاد بهره بردار مستقل بازار، در راستای عملکرد نظارتی، امنیت تأمین برق که همان قابلیت اطمینان سیستم است را کنترل و مدیریت می کند [۱].

در واقع هدف از برنامه ریزی توسعه تولید یافتن پاسخ سؤال های زیر است:

(۱) از چه نوع نیروگاهی استفاده شود (انتخاب تکنولوژی ساخت نیروگاه).

(۲) با چه ظرفیتی نیروگاه ساخته شود (ظرفیت).

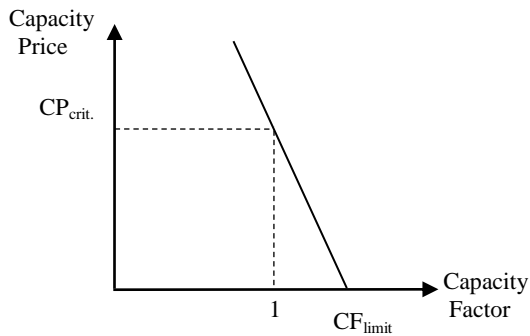
(۳) چه موقع احداث نیروگاه آغاز شود.

(۴) در کجا به سرمایه گذاری احداث نیروگاه پرداخته شود.

در دستیابی به اهداف فوق، پیش بینی دقیق بار از اهمیت ویژه ای برخوردار است. اما محاسبات پیش بینی بار مبتنی بر روش های اثبات شده، نشان می دهد که آن ها قادر به پیش بینی شوک های اعمال شده و نتایج و اثرات آن ها در سیستم نمی باشند. از آن جا که نمی توان الکتریسیته را ذخیره نمود، یکی از راه های تضمین قابلیت اطمینان در تولید این است که یک مقدار رزرو برای تولید در نظر گرفته شود تا در مواقع ضروری در مقابله با پیشامدهای غیر قابل پیش بینی و لحاظ نشده در پیش بینی بار، مورد استفاده قرار گیرد. این مقدار ظرفیت نصب شده اضافی برای تأمین شوک های غیر منتظره در تقاضای بار است. این ظرفیت نصب شده باید جوابگوی پیک مورد انتظار در صورت خروج اضطراری غیر قابل پیش بینی نیروگاه و همچنین تغییرات در پیک تقاضا باشد. با توجه به اینکه تصمیم گیری ظرفیت برای یک زمان طولانی انجام می شود، حد رزرو را برای این در نظر می گیرند تا بتواند خطای ناشی از پیش بینی پیک بار را پوشش دهد.

یکی از مشکلات اساسی در بررسی مسئله برنامه ریزی توسعه تولید، بزرگی بیش از حد ابعاد مسئله است مخصوصاً در حالتی که برنامه ریزی به صورت متوالی و در چند سال پی در پی خواهد انجام پذیرد. برای رهایی از این مشکل، یکی از فرضیاتی که در اکثر مدل های ارائه شده برای بررسی مسئله برنامه ریزی توسعه تولید در نظر گرفته شده، عبارت است از

¹ Independent Power Producers (IPPs)



شکل ۱: سازوکار تعیین قیمت پرداختی بابت ظرفیت

توصیف ریاضی ضریب ظرفیت سیستم و عایدی سالیانه هر واحد بابت آمادگی به ترتیب با روابط (۳) و (۴) نشان داده شده است.

$$CF_k^i = \frac{AC_k^i}{\max(L_k^i)} \quad (3)$$

$$\Pi_k^{Cap}(C_k, L_k, u_k) = \sum_{i=1}^{12} AVA_k \cdot u_k \cdot CP_k^i \quad (4)$$

که در آن داریم: CF_k^i ضریب ظرفیت سیستم در ماه i از سال K ، AC_k^i کل ظرفیت آماده سیستم در ماه i از سال K ، U_K ظرفیت واحدهای مربوط به شرکت و IPP در سال K ، AVA_k نرخ آمادگی واحد در سال K ، CP_k^i مبلغ ماهیانه پرداختی بابت آمادگی در ماه i از سال K (این مبلغ از شکل ۱ به دست می‌آید)، C_K بردار تغییرات تصادفی ظرفیت سیستم در سال K و L_k بردار تغییرات تصادفی بار سیستم در سال K . در نهایت با استفاده از رابطه (۵) می‌توان عایدی سالیانه هر واحد به ابتدای سال نصب واحد (سال j) منتقل شده و مقدار معادل عایدی واحد بابت ظرفیت آماده در طول دوره برنامه‌ریزی محاسبه می‌گردد.

$$NPV_j^{Cap}(C, L, u, r) = \sum_{k=j}^T (1+r)^{-(k-j+1)} \cdot \Pi_k^{Cap}(C_k, L_k, u_k) \quad (5)$$

۳-۲- محاسبه هزینه‌های تولید انرژی

در این بررسی، هزینه‌های تولید انرژی الکتریکی به دو بخش تقسیم می‌شود. بخش اول مربوط به هزینه‌های تولید انرژی توسط واحدهای شرکت است (رابطه ۶) که خود به دو بخش هزینه‌های ثابت و متغیر تقسیم گردیده است. در این رابطه a_n و b_n هزینه ثابت و متغیر تولیدکننده مستقل N ام، $QUPG_{n,k}$ انرژی سالیانه خریداری شده از واحد N ام شرکت در سال K ، BP_m و $QIPG_{m,k}$ قیمت خرید انرژی و انرژی

۲-۱- عایدی حاصل از فروش انرژی

پس از محاسبه عایدی سالیانه هر واحد از فروش انرژی در بازار، مقدار معادل کل عایدی واحد در طول دوره برنامه‌ریزی منتقل شده به ابتدای سال نصب واحد محاسبه می‌گردد.

$$NPV_j^{Eng} = \sum_{k=j}^T (1+r)^{-(k-j+1)} \cdot \sum_{i=1}^{365} 24 \cdot u_k \cdot uf_k \cdot P_k^i \quad (2)$$

که در آن داریم: u_k ظرفیت واحد در سال k ، uf_k ضریب استفاده واحد در سال k ، C_k بردار تغییرات تصادفی ظرفیت سیستم در سال k (با دقت «یک روز») و P_k بردار قیمت‌های بازار در سال k (این بردار با دقت «یک روز» به کمک مدل‌های دینامیکی تغییرات بار و ظرفیت سیستم محاسبه می‌گردد).

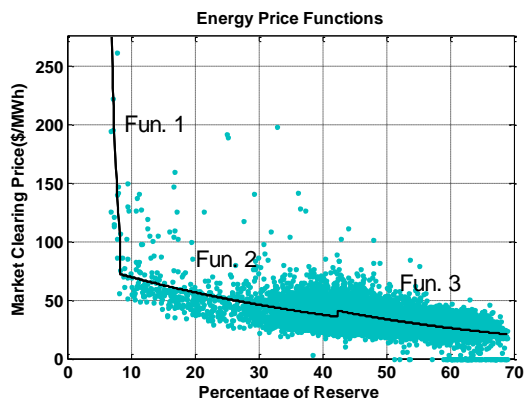
۲-۲- عایدی حاصل از ظرفیت آماده

تاکنون سازوکارهای مختلفی برای پرداخت بابت آمادگی در راستای تشویق تولیدکننده‌ها به سرمایه‌گذاری در زمینه توسعه‌ی تولید و کاهش ریسک سرمایه‌گذاری ابداع گردیده است. هدف از این سازوکار پرداخت مبالغی متناسب با ظرفیت آماده هر واحد، به صورت منظم به تولیدکننده‌هاست؛ به طوری که بخشی از هزینه سرمایه‌گذاری واحدها را پوشش دهد. این پرداخت‌ها جریانی از عایدی را نصیب تولیدکننده‌ها می‌نماید که مستقل از درآمد آن‌ها از فروش انرژی است و باعث تشویق تولیدکننده‌ها به آماده نگه داشتن حتی واحدهای با سودآوری کم می‌شود [۳].

۲-۱-۱- مدل پرداخت دینامیکی در این تحقیق

در این تحقیق از روشی مشابه آنچه در مرجع [۴] معرفی گردیده، برای مدل‌سازی پرداخت‌های ماهیانه بابت ظرفیت آماده واحدهای تولیدی استفاده شده است. در این مدل مبلغ ماهیانه پرداختی بابت هر مگاوات ظرفیت آماده (CP) تابعی است از حداکثر بار ماهیانه پیش‌بینی شده و کل ظرفیت آماده سیستم به گونه‌ای که در شکل ۱ نشان داده شده است. در این شکل محور افقی، ضریب ظرفیت سیستم (CF) را نشان می‌دهد که عبارت است از نسبت کل ظرفیت آماده به پیک بار در ماه مورد نظر. این مبلغ تنها در ماه‌هایی به تولیدکننده‌ها پرداخت می‌شود که ضریب ظرفیت سیستم از یک حد مشخص (CFlimit) کمتر باشد.

همچنین منحنی نمایی برازش شده برای مدل‌سازی قیمت‌های بازار به ازای سطوح مختلف ظرفیت رزرو نشان داده شده است [۷].



شکل ۲: اطلاعات قیمت بازار به همراه سه تابع نمایی برای محاسبه قیمت بازار به ازای سطوح مختلف ظرفیت رزرو

۴- محدودیت‌ها

در این بخش محدودیت‌هایی که برای حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید در نظر گرفته شده است، معرفی می‌گردد [۸].

۴-۱- محدودیت تعادل بار

مقدار کل ظرفیت واحدهای تولیدی نباید کمتر از مقدار تقاضای مصرف به علاوه رزرو مورد نیاز باشد. این محدودیت مطابق رابطه (۹) مدل‌سازی شده و در آن حداکثر بار در سال هدف، P_{res} توان رزرو مورد نیاز در سال هدف، IPG_m و UPG_n به ترتیب ظرفیت واحدهای IPP و شرکت تولیدی است.

$$\sum_{n=1}^N UPG_n + \sum_{m=1}^M IPG_m = P_D + P_{res} \quad (9)$$

۴-۲- محدودیت ظرفیت واحدهای تولیدی جدید

ظرفیت واحدهای جدید باید در محدودیت حداقل و حداکثر ظرفیت قابل ساخت صدق نماید:

$$IPG_m^{\min} \leq IPG_m \leq IPG_m^{\max} \quad m = 1, 2, \dots, M \quad (10)$$

$$UPG_n^{\min} \leq UPG_n \leq UPG_n^{\max} \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (11)$$

سالیانه خریداری شده از تولیدکننده مستقل M ام در سال K است. بخش دوم (رابطه ۷) هزینه‌های مربوط به واحدهای IPP است. هزینه‌های متغیر تولید شامل هزینه سوخت و هزینه بهره‌برداری و نگهداری (O&M) است. مقدار معادل هزینه تولید یک شرکت در طول دوره برنامه‌ریزی از رابطه (۸) محاسبه می‌گردد که در آن، T تعداد سال‌های برنامه‌ریزی، J سال نصب واحد، NPV_j^C مقدار معادل هزینه‌های متغیر منتقل شده به سال نصب واحد (سال J)، $UPG_{n,k}$ ظرفیت واحد N ام شرکت در سال K، a_n و b_n هزینه ثابت و متغیر تولیدکننده مستقل N ام، $QUPG_{n,k}$ انرژی سالیانه خریداری شده از واحد N ام شرکت در سال K، BP_m و $QIPG_{m,k}$ قیمت خرید انرژی و انرژی سالیانه خریداری شده از تولیدکننده مستقل M ام در سال K، $UF_{K,N}$ ضریب استفاده واحد در سال K و R حداقل نرخ بازگشت جذاب می‌باشد [۵].

$$Cost_U = \sum_{n=1}^N (a_n \cdot UPG_n + b_n \cdot QIPG_m) \quad (6)$$

$$Cost_{IPP} = \sum_{m=1}^M (BP_m \cdot IPG_m) \quad (7)$$

$$NPV_j^{COST} = \sum_{k=j}^T (1+r)^{-(k-j+1)} [Cost_U + Cost_{IPP}] \quad (8)$$

۳- پیش بینی قیمت

یکی از روش‌های دستیابی به یک مدل ساده برای پیش‌بینی قیمت برق، استفاده از راهکار برازش منحنی^۱ است. با توجه به اینکه دو عامل مهم تأثیرگذار بر قیمت برق، میزان تقاضای مصرف و مقدار ظرفیت آماده است؛ بر این اساس می‌توان نتیجه گرفت که بخش بزرگی از تغییرات قیمت برق در بازار، ناشی از تغییرات ظرفیت رزرو در شبکه است. در روش برازش منحنی، بر روی داده‌های جمع‌آوری شده از بازار برق، منحنی‌های نمایی مناسب منطبق می‌شود. در شکل ۲ اطلاعات ساعتی جمع‌آوری شده از بازار برق انگلیس (NEPOOL) مربوط به سال ۲۰۱۲ نشان داده شده است [۶]. در این شکل به ازای هر ساعت، قیمت تسویه بازار بر حسب درصد رزرو نشان داده شده است. به کمک این شکل رابطه تقریبی بین درصد رزرو و قیمت تسویه بازار قابل درک است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود با افزایش درصد رزرو، بازار برق رقابتی‌تر شده و قیمت‌ها کاهش می‌یابد و بالعکس با کاهش درصد رزرو قیمت‌ها شدیداً افزایش می‌یابد. در این شکل

^۱. Curve Fitting

۳-۴- محدودیت انرژی خریداری شده از واحدهای

تولیدی مستقل

میزان انرژی خریداری شده از هر تولیدکننده مستقل با توجه به ظرفیت شبکه و قیمت خرید باید در محدوده مجاز صدق نماید.

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max} \quad (12)$$

که در آن حداقل مقدار انرژی قابل خرید از هر تولیدکننده مستقل (Q_i^{\min}) از رابطه (۱۳) محاسبه می‌گردد.

$$Q_i^{\min} = \frac{a_i IPG_i}{BP_i - b_i} \quad i = 1, 2, \dots, M \quad (13)$$

۴-۴- محدودیت‌های قابلیت اطمینان شبکه

در این بخش دو شاخص LOLP و EENS به عنوان شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم در فرایند دستیابی به برنامه‌ریزی بهینه توسعه تولید در نظر گرفته شده‌اند. این شاخص‌ها در سال هدف باید در محدوده‌های مجاز صدق نمایند.

$$LOLP \leq LOLP_{\max}, \quad EENS \leq EENS_{\max} \quad (14)$$

۵-۴- محدودیت‌های زیست محیطی

میزان انتشار گاز CO₂ در محیط توسط واحدهای تولیدی شرکت برق و تولیدکننده‌های مستقل به عنوان محدودیت زیست محیطی مسئله مورد توجه قرار گرفته است.

$$\sum_{n=1}^N UPGCO_{2n} + \sum_{m=1}^M IPGCO_{2m} \leq Total_co_2 \quad (15)$$

$$UPGCO_{2n} = \alpha_n + \beta_n UPG_n + \gamma_n UPG_n^2 \quad (16)$$

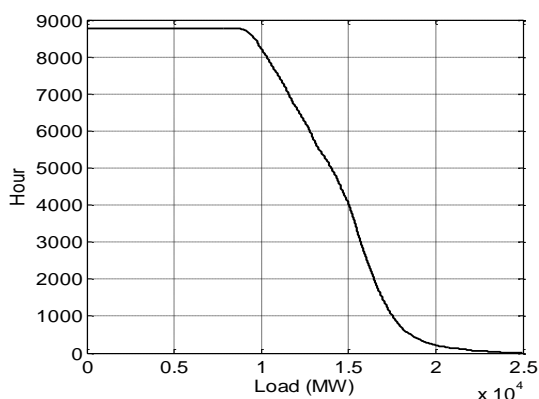
$$IPGCO_{2m} = \alpha_m + \beta_m IPG_m + \gamma_m IPG_m^2 \quad (17)$$

که در آن $Total_co_2$ حداکثر مقدار مجاز انتشار گاز CO₂ در سال هدف، $IPGCO_{2m}$ آلودگی واحد نوع m از IPP، $UPGCO_{2n}$ آلودگی واحد نوع n از شرکت، α_n ، β_n و γ_n ضرایب آلودگی مربوط به واحدهای شرکت برق است همچنین α_m ، β_m و γ_m ضرایب آلودگی مربوط به IPP است.

۵- اعمال روش پیشنهادی به یک شبکه نمونه

در این بخش نتایج اعمال روش پیشنهادی به یک شبکه نمونه ارائه شده است. منحنی تداوم بار در سال هدف در شکل (۳) آمده است. حداکثر بار ۲۵۳۴۸ مگاوات فرض شده است [۶].

اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی شرکت برق در جدول ۱ داده شده و در جدول ۲ اطلاعات سه نوع IPP آمده است.



شکل ۳: منحنی تداوم بار سالیانه سیستم

جدول ۱: اطلاعات انواع واحدهای تولیدی شرکت

تعداد واحد قابل نصب در هر سال	احتمال خروج اضطراری	ظرفیت قابل نصب (MW)	هزینه متغیر (\$/KWh)	هزینه ثابت (\$/KW)	نوع واحد شرکت
۲	۰/۰۴	۱۵۰۰	۰/۰۱	۳۶۰	اتمی
۲	۰/۰۳۵	۸۰۰	۰/۰۲۴	۲۵۰	زغال سنگی
۴	۰/۰۲۵	۱۰۰۰	۰/۰۴۷	۱۵۵	مازوت
۲	۰/۰۲	۳۰۰	۰/۰۶۰	۱۱۵	گازی

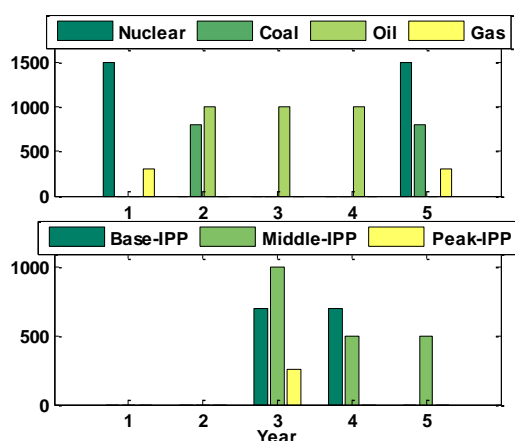
جدول ۲: اطلاعات انواع واحدهای IPPs

پیک	میان	پایه	نوع واحد تولیدی
۱۳۳/۳	۱۹۳/۳	۲۴۰	هزینه ثابت تولید (\$/KW)
۰/۰۵۲	۰/۰۳۴	۰/۰۱۵	هزینه متغیر تولید (\$/KWh)
۲۶۰	۵۰۰	۷۰۰	ظرفیت هر واحد تولیدی (MW)
۶	۵	۳	تعداد واحد قابل نصب در هر سال
٪۳/۵	٪۴	٪۴/۵	نرخ خروج اضطراری هر واحد تولیدی
۳۰	۳۰	۴۰	طول عمر هر واحد

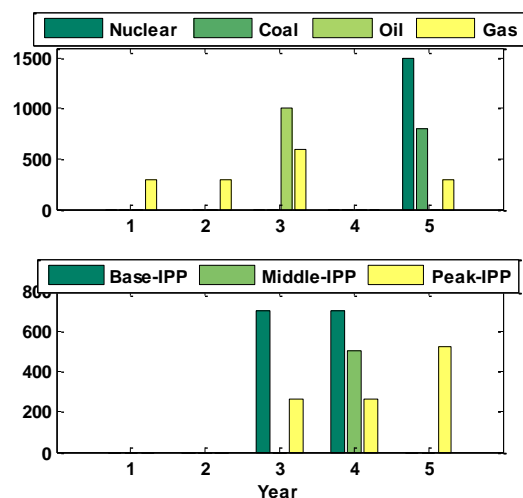
جدول ۳: سناریوهای مختلف قیمت خرید از IPPs

Pollution	EENS	LOLP	قیمت خرید از IPP پیک (\$/KWh)	قیمت خرید از IPP میانی (\$/KWh)	قیمت خرید از IPP پایه (\$/KWh)	
۴۰۰۰۰	٪۱/۲۹	۰/۰۷	۰/۱۰۰	۰/۰۶۸	۰/۰۴۸	سناریو ۱
۴۰۰۰۰	٪۱/۲۹	۰/۰۷	۰/۱۱۰	۰/۰۶۸	۰/۰۴۸	سناریو ۲
۴۰۰۰۰	٪۱/۲۹	۰/۰۷	۰/۱۰۰	۰/۰۷۴	۰/۰۴۸	سناریو ۳
۴۰۰۰۰	٪۱/۲۹	۰/۰۷	۰/۱۰۰	۰/۰۶۸	۰/۰۵۵	سناریو ۴

شرکت و IPP در شکل ۵ آمده است. با افزایش قیمت واحد پیک میزان ظرفیت این واحد کاهش می‌یابد اما برخلاف انتظار سود کل شرکت در ۵ سال برنامه‌ریزی از ۵۸۲۸/۷ میلیون دلار به ۶۷۹۰/۴ میلیون دلار افزایش می‌یابد.



شکل ۵: ظرفیت بهینه شرکت و IPPs در سناریو دوم

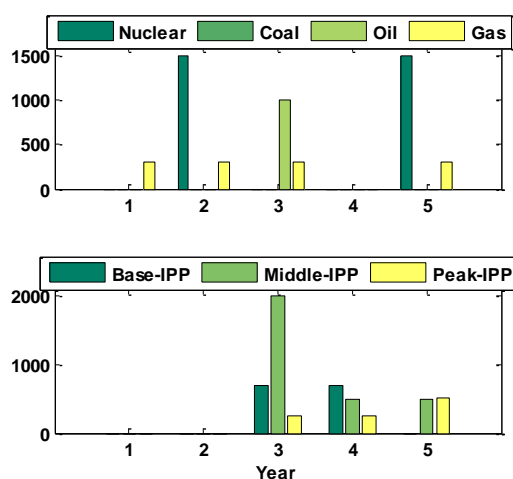


شکل ۶: ظرفیت بهینه شرکت و IPPs در سناریو سوم

در جدول ۳، مشخصات چهار سناریو برای قیمت خرید انرژی از تولیدکننده‌های مستقل و محدودیت‌های مسئله آورده شده است [۹]. در بررسی بلندمدت سیستم، مطالعات برای یک بازه زمانی ۵ ساله انجام شده است. همچنین نرخ تورم سالیانه برابر ۳٪ و نرخ بهره سالیانه برابر ۸٪ در نظر گرفته شده است.

۶- نتایج مطالعات عددی

در سناریو دو تا چهار در هر مرحله قیمت خرید انرژی از یک نوع تولیدکننده مستقل به میزان حدود ۱۰٪ افزایش داده شده تا تأثیر تغییرات قیمت روی نتایج مسئله برنامه‌ریزی نشان داده شود. اطلاعات مربوط به ظرفیت واحدها در سناریو اول و دوم به ترتیب در شکل‌های ۴ و ۵ آمده است.



شکل ۴: ظرفیت بهینه شرکت و IPPs در سناریو اول

در سناریو دوم قیمت خرید انرژی از واحد پیک IPP افزایش یافته است برای بررسی تأثیر این افزایش، ظرفیت واحدهای

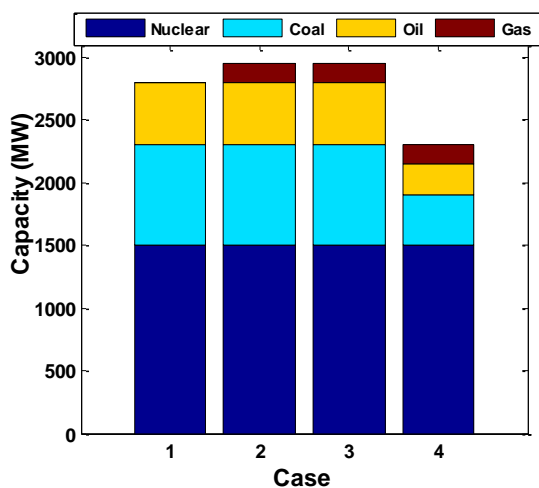
مستقل و هم‌چنین هزینه تولید انرژی توسط واحدهای متعلق به خود شرکت در یک فرآیند بهینه‌سازی محاسبه می‌گردد. تفاوت‌هایی که روش پیشنهادی با روش مرجع [۸] دارد به شرح زیر است:

(۱) در نظر گرفتن عدم قطعیت

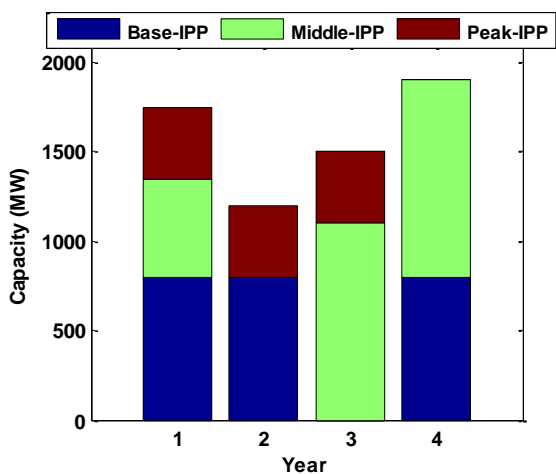
(۲) انجام پیش‌بینی قیمت

(۳) تغییر تابع هدف از حداقل کردن هزینه به حداکثر کردن سود

در شکل‌های ۸ و ۹ نتایج مربوط به مقدار ظرفیت هر یک از واحدهای شرکت و IPP با روش پیشنهادی آمده است.



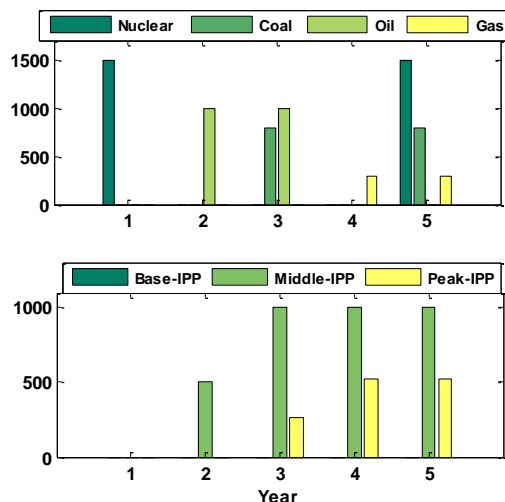
شکل ۸: حالت بهینه ظرفیت واحدهای شرکت به روش پیشنهادی.



شکل ۹: حالت بهینه ظرفیت واحدهای IPP به روش پیشنهادی

با مقایسه چهار حالت ارائه شده در شکل ۱۰، می‌توان نتیجه گرفت که افزایش قیمت خرید انرژی از یک تولیدکننده

در سناریو سوم قیمت خرید انرژی از واحد میانی در مقایسه با سناریو اول افزایش یافته است. با افزایش قیمت واحد میانی، میزان ظرفیت این واحد در مقایسه با سناریو اول کاهش یافته است (شکل ۶). با افزایش قیمت این واحد علاوه بر اینکه تمایل شرکت به خرید از این تولیدکننده کم شده، سود شرکت نیز تحت تأثیر این قیمت ۱۹/۹ میلیون دلار کاهش یافته است.



شکل ۷: ظرفیت بهینه شرکت و IPPs در سناریو چهارم

آخرین سناریو به منظور بررسی اثر افزایش قیمت واحدهای پایه مورد بحث قرار گرفته است. با افزایش قیمت این واحدها تمایل شرکت به خرید از این تولیدکننده‌ها کاهش می‌یابد (شکل ۷) و از سود شرکت نیز کاسته می‌شود.

در هر یک از سناریوهای دو تا چهار با افزایش قیمت خرید انرژی از یک تولیدکننده مستقل، سود آن تولیدکننده به‌طور قابل توجهی زیاد می‌شود ولی متقابلاً برنامه‌ریزی به سمتی پیش می‌رود که مقدار انرژی خریداری شده از آن تولیدکننده کاهش یابد. با مقایسه نتایج به دست آمده در سناریوهای دو و چهار می‌توان نتیجه گرفت که این امر الزاماً به معنی افزایش هزینه‌های شرکت نیست. بنابراین تغییرات قیمت خرید انرژی از تولیدکننده‌های مستقل تأثیر به‌سزایی روی نتایج مسئله برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید دارد.

۶-۱- مقایسه روش پیشنهادی با روش مرجع [۸]

در این بخش برای بررسی کارایی روش پیشنهادی در این تحقیق، نتایج آن با روش ارائه شده در مرجع [۸] مقایسه شده است. در این روش، هدف شرکت مرکزی از برنامه‌ریزی توسعه تولید، حداقل‌سازی هزینه خرید انرژی از واحدهای تولیدی

(۱) به کارگیری مدل پیشنهادی جهت ارزیابی وضعیت آتی بازار از نظر شاخص‌های قابلیت اطمینان و پایداری بازار با توجه به برنامه‌ریزی انجام شده توسط شرکت‌های تولیدی مستقل.

(۲) ارزیابی تأثیر اقدامات کنترلی و یا سیاست‌های مدیریتی مختلف روی اهداف راهبردی سیستم مانند تأمین قابلیت اطمینان مورد نیاز و پایداری بازار.

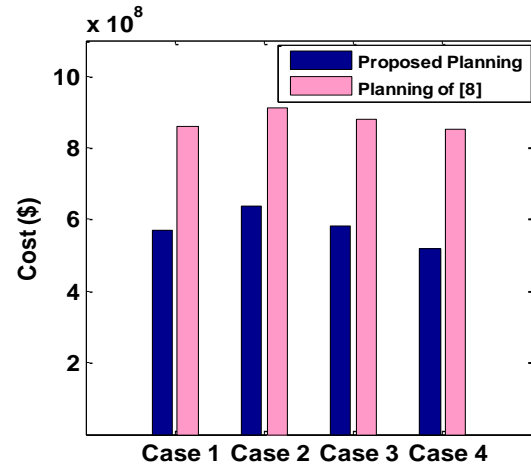
(۳) دستیابی به یک الگوی بهینه توسعه‌ی تکمیلی (علاوه بر واحدهایی که توسط شرکت‌های تولیدی مستقل برنامه‌ریزی گردیده است). به طوری که اهداف راهبردی مورد نظر نهاد مدیریت تأمین شود.

مراجع

- [1] X. Wang and J. R. McDonald, "Modern Power System Planning," London, U.K. McGraw-Hill, 1994.
- [2] X. Wang, J.R. McDonald, "Modern Power System Planning," McGraw-Hill, New York, 1994.
- [3] M. Assili, M.H. Javidi, R. Ghazi, "An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment," Energy Policy, vol. 36, no. 10, pp. 3703-3713, Oct. 2008.
- [4] J. D. Sterman, Business Dynamics, Irwin Professional Publishers, Boston, MA. 2000.
- [5] S. L. Chen, T.S. Zhan, M.T. Tsay, "Generation expansion planning of the utility with refined immune algorithm," Electric Power Systems Research, vol. 76, no. 4, pp. 251-258, Jan. 2006.
- [6] Hourly Historical Data Post-Market of the ISO New England, [Open Access]. Available: http://www.isone.com/markets/hstdata/hourly/his_data_post/
- [7] S. R. Goldani, R. Ghazi, H. Rajabi Mashadi, "Development of an Analytical Model for Generation Expansion Planning as a Tool to Provide Guidelines for Preventing Instability in the Long-Term Electricity Market," IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering, vol. 6, pp. 558-565, November 2011.
- [8] H. Shayeghi, A. Pirayeshnegab, A. Jalili, H.A. Shayanfar, "Application of PSO technique for GEP in restructured power systems," Energy Conversion & Management, vol. 50, no. 9, pp. 2127-2135, Sep. 2009.

[۹] سعیدرضا گلدانی، حبیب رجبی مشهدی، رضا قاضی "برنامه‌ریزی توسعه تولید یک شرکت برق در محیط تجدید ساختار با اعمال محدودیت‌های قابلیت اطمینان"، مجموعه مقالات چهاردهمین کنفرانس ملی مهندسی برق و الکترونیک ایران، شهریور ۱۳۸۵.

مستقل تأثیر بسزایی در برنامه‌ریزی بهینه و هزینه شرکت دارد. همان‌طور که در حالت ۴، افزایش قیمت تولیدکننده مستقل قطعاً به معنای افزایش هزینه شرکت نیست و حتی می‌تواند باعث کاهش هزینه آن شود در حالی که در حالت ۱ و ۳ افزایش قیمت IPP، باعث افزایش هزینه شرکت شده است.



شکل ۱۰: مقایسه هزینه کل شرکت در روش پیشنهادی و مرجع [۸]

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله تفسیر جدیدی برای پایداری بازار برق ارائه گردیده است. در این روش منحنی برازش شده بر اطلاعات قیمت بازار برحسب درصد رزرو به سه بخش کاملاً متمایز تقسیم شده است. در بخش اول که ناحیه کار اغتشاش گونه بازار نامیده شده است، شیب منحنی قیمت بسیار زیاد است؛ به طوری که میزان افزایش قیمت با کاهش ظرفیت رزرو بسیار شدید است. در این تحقیق ورود هر چه بیشتر سیگنال قیمت بازار به این بخش از منحنی قیمت به منزله هشدار بروز قیمت‌های جهشی و ناپایداری در بازار قلمداد شده است. با بررسی منحنی قیمت بازار برحسب درصد رزرو، مرز بین ناحیه کار عادی و اغتشاش گونه بازار به سادگی قابل تشخیص است.

در این مقاله مسئله‌ی برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید در محیط رقابتی و از دیدگاه یک شرکت مرکزی، مورد بررسی قرار گرفته است. روش پیشنهادی در این تحقیق قادر است مدل تحلیلی مناسبی را جهت ارزیابی وضعیت آتی بازار برق در اختیار مدیران بازار قرار دهد. در همین راستا حوزه مدیریتی بازار می‌تواند از این مدل تحلیلی در زمینه‌های زیر استفاده نماید: