# 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 هزینهٔ کل شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری و همچنین هزینهٔ 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

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 مصرف کنندگان نیز غالبا 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 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 معمولا 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

Archive of SID

www.SID.ir

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 هزینه‌ها با کارآمدترین شکل ممکن و پوشش انواع ریسک‌های مالی کمک شایانی می‌کند. نهاد بهره‌بردار مستقل بازار، در راستای عملکرد نظارتی، امنیت تأمین برق که همان قابلیت اطمینان سیستم است را کنترل و مدیریت می‌کند[۱].

در واقع هدف از برنامه‌ریزی توسعه تولید یافتن پاسخ سؤال‌های 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 سرمایه‌گذاری احداث نیروگاه پرداخته شود.

در دست‌یابی به اهداف فوق، پیش‌بینی دقیق بار از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. اما محاسبات پیش‌بینی بار مبتنی بر روش‌های اثبات شده، نشان می‌دهد که آن‌ها قادر به پیش‌بینی شوک‌های اعمال شده و نتایج و اثرات آن‌ها در سیستم نمی‌باشند. از آن‌جا که نمی‌توان الکتریسیته را ذخیره نمود، یکی از راه‌های 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 پیش‌بینی و لحاظ نشده در پیش‌بینی بار، مورد استفاده قرار گیرد. این مقدار ظرفیت نصب شده اضافی برای تأمین شوک‌های غیر منتظره در تقاضای بار است. این ظرفیت نصب شده باید جواب‌گوی پیک مورد انتظار در صورت خروج اضطراری غیر قابل پیش‌بینی نیروگاه و همچنین تغییرات در پیک تقاضا باشد. با توجه به اینکه تصمیم‌گیری ظرفیت برای یک زمان طولانی انجام می‌شود، حد رزرو را برای این در نظر می‌گیرند تا بتواند خطای ناشی از پیش‌بینی پیک بار را پوشش دهد.

یکی از مشکلات اساسی در بررسی مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید، بزرگی بیش از حد ابعاد مسئله است مخصوصاً در حالتی که برنامه‌ریزی به‌صورت متوالی و در چند سال پی‌درپی بخواهد انجام پذیرد. برای رهایی از این مشکل، یکی از فرضیاتی که در اکثر مدل‌های ارائه شده برای بررسی مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید در نظر گرفته‌شده، عبارت است از این‌که تمامی بار و ظرفیت تولید شبکه به‌طور متمرکز در یک گره منظور شود. به‌این‌ترتیب مدل ارائه‌شده به‌عنوان مدل تک گرهی شناخته می‌شود[۲].

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

در این مقاله مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید از دیدگاه یک شرکت برق مورد بررسی قرارگرفته و یک روش بهینه‌سازی مبتنی بر الگوریتم ژنتیک برای دستیابی به پاسخ بهینه آن ارائه شده است. برنامه‌ریزی بهینه با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مسئله برای یک دوره ۵ سال انجام شده است. در این راستا، قیمت خرید انرژی از تولیدکننده‌های مستقل توان[1] 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 می‌تواند راه‌کارهای مناسبی را به شرکت‌های برق در راستای برنامه‌ریزی مناسب توسعه تولید ارائه دهد.

## ۲- تابع هدف

در اینجا تابع هدف مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید از دیدگاه یک شرکت برق با هدف حداکثرسازی سود شرکت فرمول‌بندی شده است. بدین منظور مطابق با رابطه زیر از تفاوت هزینه‌ها و درآمدها، سود شرکت به دست می‌آید:

$$Max\ NPV_j\,\mathrm{Pr}ofit = NPV_j^{Eng} + NPV_j^{cap} - NPV_j^{Cost} \quad (۱)$$

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

[1] Independent Power Producers (IPPs)

Archive of SID

www.SID.ir

### 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.

$$NPV_j^{Eng} = \sum_{k=j}^{T}(1+r)^{-(k-j+1)} \cdot \sum_{i=1}^{365} 24 . u_k . uf_k . P_k^i \qquad (۲)$$

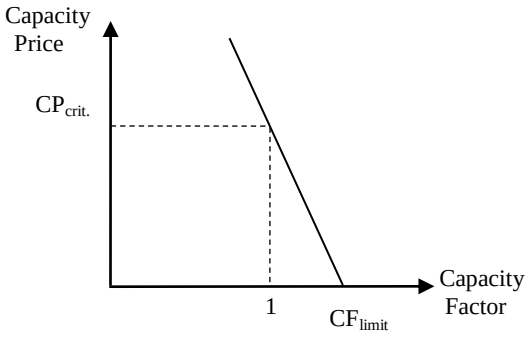
که در آن داریم: $u_k$ ظرفیت واحد در سال k، $uf_k$ ضریب استفاده واحد در سال k، $C_k$ بردار تغییرات تصادفی ظرفیت سیستم در سال k (با دقت «یک روز») و $P_k$ بردار قیمت‌های بازار در سال k (این بردار با دقت «یک روز» به کمک مدل‌های دینامیکی تغییرات بار و ظرفیت سیستم محاسبه می‌گردد).

### 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، به‌صورت منظم به تولیدکننده‌هاست؛ به‌طوری 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 به‌گونه‌ای 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.




**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.

$$CF_k^i = \frac{AC_k^i}{\max(L_k^i)} \qquad (۳)$$

$$\Pi_k^{Cap}(C_k, L_k, u_k) = \sum_{i=1}^{12} AVA_k \cdot u_k \cdot CP_k^i \qquad (۴)$$

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 ۱به 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) مبالغ 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.

$$NPV_j^{Cap}(C, L, u, r) = \sum_{k=j}^{T}(1+r)^{-(k-j+1)} \cdot \Pi_k^{Cap}(C_k, L_k, u_k) \qquad (۵)$$

### ۲-۳- 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

Archive of SID

www.SID.ir

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].

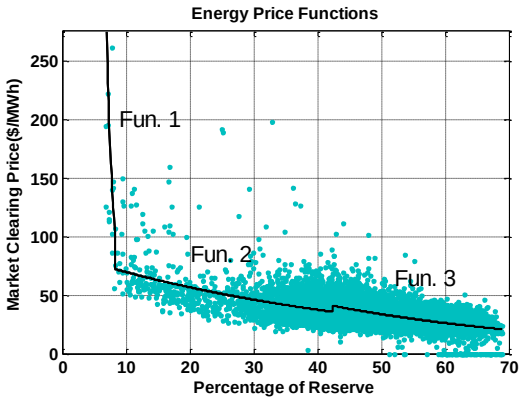
$$Cost_U = \sum_{n=1}^{N}(a_n.UPG_n + b_n.QIPG_m) \qquad (۶)$$

$$Cost_{IPP} = \sum_{m=1}^{M}(BP_m.IPG_m) \qquad (۷)$$

$$NPV_j^{COST} = \sum_{k=j}^{T}(1+r)^{-(k-j+1)}[Cost_U + Cost_{IPP}] \qquad (۸)$$

## ۳- پیش بینی قیمت

یکی ازروش‌های دست‌یابی به یک مدل ساده برای پیش‌بینی قیمت برق، استفاده از راهکار برازش منحنی[1] 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 جمع آوری 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 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 $P_D$ 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.

$$\sum_{n=1}^{N}UPG_n + \sum_{m=1}^{M}IPG_m = P_D + P_{res} \qquad (۹)$$

### ۴-۲- محدودیت ظرفیت واحدهای تولیدی جدید

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

$$IPG_m^{\min} \le IPG_m \le IPG_m^{\max} \qquad m=1,2,\ldots,M \qquad (۱۰)$$

$$UPG_n^{\min} \le UPG_n \le UPG_n^{\max} \qquad n=1,2,\ldots,N \qquad (۱۱)$$

[1]. Curve Fitting

Archive of SID
www.SID.ir

### ۴-۳- محدودیت انرژی خریداری شده از واحدهای تولیدی مستقل

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

$$Q_i^{\min} \le Q_i \le Q_i^{\max} \qquad (۱۲)$$

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

$$Q_i^{\min} = \frac{a_i IPG_i}{BP_i - b_i} \qquad i = 1,2,\ldots,M \qquad (۱۳)$$

### 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 نظرگرفته شده‌اند. این شاخص‌ها در سال هدف باید در محدوده‌های مجاز صدق نمایند.

$$\mathrm{LOLP} \le \mathrm{LOLP}_{\max} \ , \ EENS \le EENS_{\max} \qquad (۱۴)$$

### ۴-۵- محدودیت‌های زیست محیطی

میزان انتشار گاز $co_2$ در محیط توسط واحدهای تولیدی شرکت برق و تولیدکننده‌های مستقل به عنوان محدودیت زیست‌محیطی مسئله مورد توجه قرارگرفته است.

$$\sum_{n=1}^{N} UPGCO2_n + \sum_{m=1}^{M} IPGCO2_m \le Total_co_2 \qquad (۱۵)$$

$$UPGCO2_n = \alpha_n + \beta_n UPG_n + \gamma_n UPG_n^2 \qquad (۱۶)$$

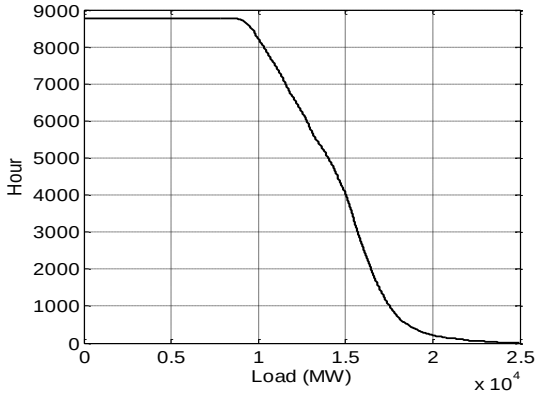
$$IPGCO2_m = \alpha_m + \beta_m IPG_m + \gamma_m IPG_m^2 \qquad (۱۷)$$

که در آن $Total_co_2$ حداکثر مقدار مجاز انتشار گاز $co_2$ در سال هدف، $IPGCO2_m$ آلودگی واحد نوع m از $IPP$، $UPGCO2_n$ آلودگی واحد نوع n از شرکت، $\alpha_n$ ، $\beta_n$ و $\gamma_n$ ضرایب آلودگی مربوط به واحدهای شرکت برق است همچنین $\alpha_m$، $\beta_m$ و $\gamma_m$ 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

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

**جدول ۲: اطلاعات انواع واحدهای IPPs**

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

Archive of SID

www.SID.ir

جدول ۳: سناریوهای مختلف قیمت خرید از IPPs

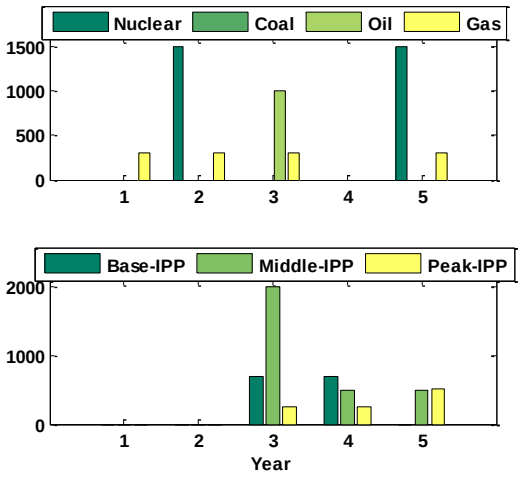
| | قیمت خرید از IPP پایه ($/KWh) | قیمت خرید از IPP میانی ($/KWh) | قیمت خرید از IPP پیک ($/KWh) | LOLP | EENS | Pollution |
|---|---|---|---|---|---|---|
| سناریو۱ | ۰/۰۴۸ | ۰/۰۶۸ | ۰/۱۰۰ | ۰/۰۷ | ٪۱/۲۹ | ۴۰۰۰۰ |
| سناریو ۲ | ۰/۰۴۸ | ۰/۰۶۸ | ۰/۱۱۰ | ۰/۰۷ | ٪۱/۲۹ | ۴۰۰۰۰ |
| سناریو۳ | ۰/۰۴۸ | ۰/۰۷۴ | ۰/۱۰۰ | ۰/۰۷ | ٪۱/۲۹ | ۴۰۰۰۰ |
| سناریو۴ | ۰/۰۵۵ | ۰/۰۶۸ | ۰/۱۰۰ | ۰/۰۷ | ٪۱/۲۹ | ۴۰۰۰۰ |

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

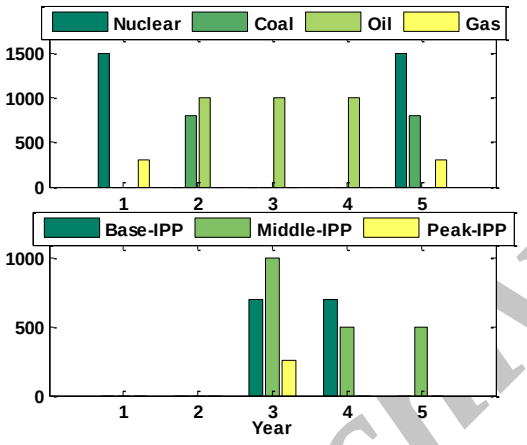
در سناریو دو تا چهار در هر مرحله قیمت خرید انرژی از یک نوع تولیدکننده مستقل به میزان حدود ٪۱۰ افزایش داده شده تا تأثیر تغییرات قیمت روی نتایج مسئله برنامه‌ریزی نشان داده شود.

اطلاعات مربوط به ظرفیت واحدها در سناریو اول و دوم به ترتیب در شکل‌های ۴ و ۵ آمده است.

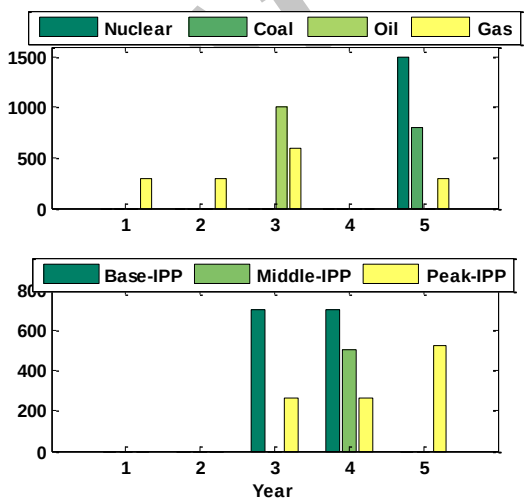



شکل ۴: ظرفیت بهینه شرکت و IPPs در سناریو اول

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

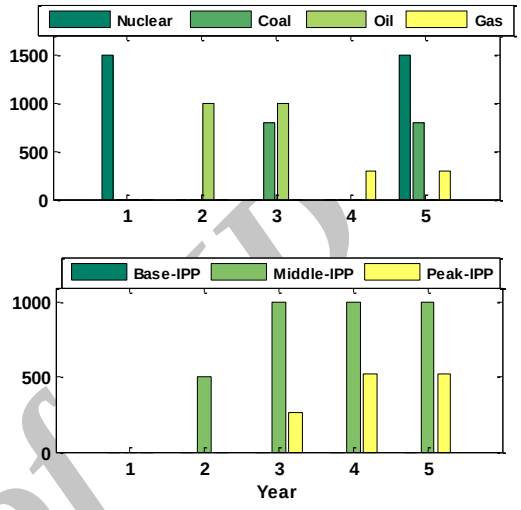



شکل ۶: ظرفیت بهینه شرکت و IPPs در سناریو سوم

Archive of SID

www.SID.ir

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 تولید کننده 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 به سزایی روی نتایج مسئله برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید دارد.

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

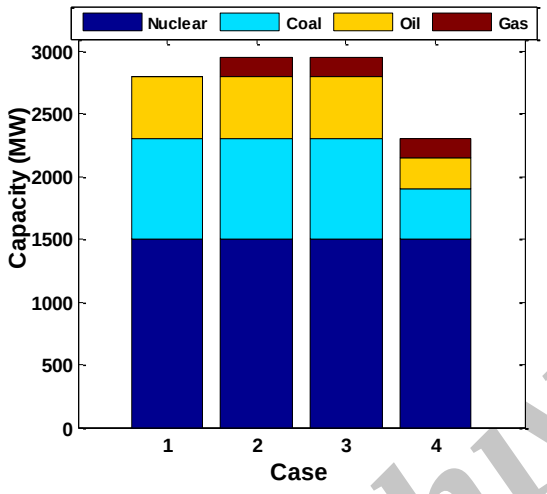
در این بخش برای بررسی کارآیی روش پیشنهادی در این تحقیق، نتایج آن با روش ارائه شده در مرجع [۸] مقایسه شده است. در این روش، هدف شرکت مرکزی از برنامه‌ریزی توسعه تولید، حداقل‌سازی هزینه خرید انرژی از واحدهای تولیدی مستقل و هم‌چنین هزینه تولید انرژی توسط واحدهای متعلق به خود شرکت در یک فرآیند بهینه‌سازی محاسبه می‌گردد. تفاوت‌هایی که روش پیشنهادی با روش مرجع [۸] دارد به شرح زیر است:

۱) در نظر گرفتن عدم قطعیت

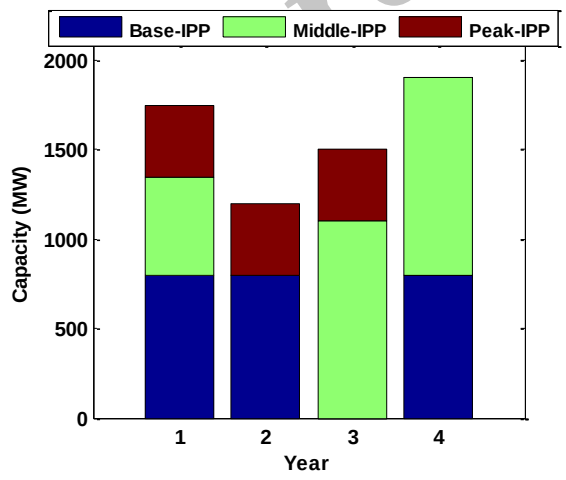
۲) انجام پیش‌بینی قیمت

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.**

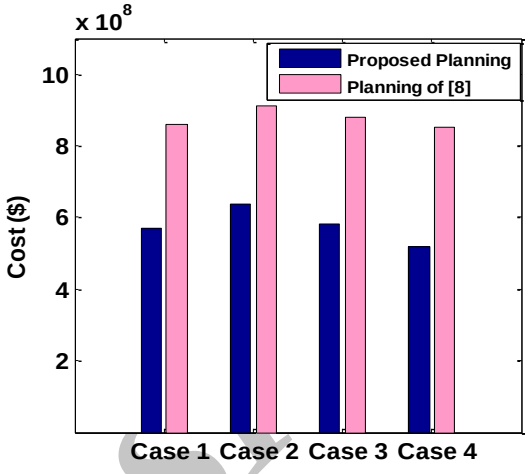



**شکل ۹: حالت بهینه ظرفیت واحدهای IPP به روش پیشنهادی**

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

www.SID.ir

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؛ به‌طوری 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:

۱) به‌کارگیری 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). به‌طوری که اهداف راهبردی موردنظر 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,” IEEJ 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 مهندسي برق و الکترونیک ایران، شهریور ۱۳۸۵.


Archive of SID

www.SID.ir