

تأثیر برنامه ریزی توام توسعه سیستمهای تولید و انتقال قدرت بر سطح رقابت بازار

بهزاد تقی پور^۱، مهدی هاتف^۲

^۱دانشگاه آزاد اسلامی مرکز سیاهکل-سیاهکل-ایران، Taghipoor_behzad@yahoo.com

^۲آموزشکده فنی و حرفه ای سما سیاهکل، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد لاهیجان، سیاهکل، ایران، hatef_mehdi@yahoo.com

چکیده- یکی از مشخصه های تجدید ساختار بازار برق، رقابتی شدن آن است که موجب تغییرات اساسی در روشهای برنامه ریزی شده است؛ در این مقاله ضمن ارائه تعریف دقیق برنامه ریزی توام تولید و انتقال، روشی مبتنی بر معیار بازار محوری و شاخص LMP ارائه شده است. با توجه به اینکه مطالعات برنامه ریزی توسعه نیروگاهها به تنهایی قادر به تعیین محل احداث نیروگاهها نمی باشد، در تعیین محل احداث نیروگاهها اگر از اثر خطوط انتقال چشم پوشی شود، ممکن است نیروگاهها در جاهایی احداث گردند که برای انتقال توان آنها به سایر قسمتهای شبکه مجبور به احداث خطوط انتقال اضافی شویم. برای پرهیز از دچار شدن در چنین وضعیتی و رسیدن به پاسخ بهینه، باید به گونه ای اثر خطوط انتقال نیز در مطالعات توسعه و جایابی نیروگاهها دیده شود. این مقاله با عنوان "تأثیر برنامه ریزی توام توسعه سیستمهای تولید و انتقال قدرت بر سطح رقابت بازار" با ارائه یک الگوریتم برای این امر، ضمن مدلسازی غیر خطی عدم قطعیت های غیر تصادفی، پاسخ مسأله را به روش احتمالاتی-ریاضی بهینه می کند. این الگوریتم روی یک شبکه ۳۰ شینه IEEE تست گردید.

کلید واژه-: برنامه ریزی توسعه توأم تولید و انتقال، تجدید ساختار، کارایی بازار، هزینه سرمایه گذاری، شاخص LMP

بهبینه برای توسعه سیستمهای ترکیبی با در نظر گرفتن همزمان ژنراتور ها و خطوط انتقال در یک سیستم واقعی مسأله را دشوار و پیچیده می سازد. از اینرو غالباً برنامه

۱- مقدمه

ریزی توسعه خطوط انتقال (TEP) پس از توسعه سیستمهای تولید (GEP) و انتقال توسعه و تقویت شبکه تولید و انتقال جهت ایفای بهینه) انجام می گیرد [۲]. در این مقاله روشی مبتنی بر تصمیم گیری چند معیاری جهت برنامه ریزی توسعه شبکه ارائه می شود که عبارتند از معیارهزینه گرفتگی خطوط برای سنجش کارایی بازار و معیار هزینه سرمایه گذاری [۳].

برنامه ریزی توأم توسعه تولید و انتقال

از سال ۱۹۹۰ بسیاری از شرکتهای تولید کننده برق در سراسر جهان شیوه درآمدزایی خود را از مکانیزم یکپارچه عمودی (سنجی) به بازار آزاد (رقابتی) تغییر دادند. دلایل و انگیزه های این تغییر در مناطق و کشورهای مختلف به لحاظ اقتصادی متفاوت بود. با تجدید ساختار صنعت برق فرآیند برنامه ریزی

در سالهای اخیر برنامه ریزی توسعه ترکیبی تولید و انتقال با دسترسی باز به سیستمهای انتقال به مسأله مهمی در صنعت برق تبدیل شده است. دستیابی به بازار برق این صنعت را از بازارهای انحصاری سنتی به بازارهای رقابتی متحول کرده است [۱].

یک بازار رقابتی بهای تحویل توان به مشتری و کیفیت منابع تأمین آن (کیفیت ولتاژ و قابلیت اطمینان خدمات) عواملی مهمی در تجارت موفق می باشند. یک فاکتور کلیدی در محیطهای رقابتی امروز جهت گیری بازار به سمت نیازهای مشتریان و تمایل آنها برای پرداخت بها درازای کیفیت است [۱]. هدف از برنامه ریزی ترکیبی تولید نقش آنها در بازار رو به رشد برق است. به نحوی که این شبکه ها قادر باشند محدودیت های فنی و اقتصادی بازار را برآورده سازند [۲]. رسیدن به راه حل

برای حل مسأله G&T در دراز مدت استفاده کرده و کارایی این روش را بر روی یک سیستم ۶ باسه گارور نشان داده است. مزیت اصلی این نوع برنامه ریزی در مقایسه با برنامه ریزی مجزایی که قبلاً وجود داشته ، هزینه کمتر آن است . مرجع [۶] روش ارزیابی حداقل هزینه را برای برنامه ریزی توأم تولید و انتقال ارائه می دهد . این روش ، توسعه تولید و انتقال را بطور همزمان انجام می دهد تابع هدف در این روش $Min Q=I+O+D$ است که I ، هزینه سرمایه گذاری و مقداری ثابت است . O و D ، نیز هزینه های اجرایی و هزینه های ضرر مشتری هستند که وابسته به حالت های سیستم می باشد . روش فوق بر روی یک سیستم تست قابلیت اطمینان اصلاح شده IEEE (MRTS) اعمال و توانایی های آن نشان داده شده است .

تعریف LMP ومعيار بازار محوري

LMP به معنای هزینه تأمین مگاوات بعدی بار با لحاظ نمودن هزینه های افزایشی تولید ژنراتورها، پرشدگی خطوط انتقال و تلفات شبکه می باشد [۷] ، [۸] . به کارگیری LMP در سیستم قیمت گذاری بازارهای رقابتی به این معنا است که بارهای متصل به باسهای مختلف باید LMP آن باس را پرداخت نموده و بالعکس تولید کنندگان لازم است LMP باس مربوطه را دریافت نمایند . از نگاه دیگر می توان LMP را مکانیزی مؤثر برای اعمال قیمت های بازار محور جهت مدیریت پرشدگی خطوط انتقال دانست . از طرفی LMP باس i هزینه اضافی برای فراهم آوردن یک مگاوات توان اضافی در این باس است . با توجه به تعریف LMP ، سه عامل در تعیین مقدار آن نقش اساسی دارند:

- قراردادهای خرید و فروش توان

- مشخصات الکتریکی سیستم

- محدودیت های بار گذاری خطوط انتقال .

در قیمت گذاری گره های تمام مشتریان انرژی الکتریکی را در LMP باسهایشان خرید و فروش می کنند . با توجه به فراهم آمدن محیطی که همه مشتریان انرژی را در قیمت یکسان خرید

سیستم های قدرت دچار تغییرات اساسی گشت . در یک بازار رقابتی هزینه و کیفیت انرژی تحویلی شامل کیفیت ولتاژ و قابلیت اطمینان سیستم ، فاکتور کلیدی است . در سیستم تجدید ساختار شده توقع این است که تولید کنندگان برندگان اصلی باشند . در این سیستم ماکزیمم سازی سود برای مالک سیستم هدف اصلی است در حالی که در سیستم سنتی تأمین اقتصادی انرژی برای مشتری با یک درجه قابل قبول پیوستگی و کیفیت ملاک است . با تحول سیستم قدرت ، تولید کنندگان مستقل برق (IPP) شروع به سرمایه گذاری انفرادی بر روی فرآیند تولید در زمانها و مکانهایی که خود می خواستند ، نمودند . این عدم " توازن " بین توسعه تولید و انتقال می تواند تنگناهایی را در شبکه انتقال موجب شود که عمده ترین آنها گرفتگی برخی از خطوط سیستم است . از اینرو نمی توان روی کمک واحدهای تولیدی محلی برای جبران کمبود بار در سایر نواحی سیستم حساب کرد . در نتیجه نگرانیهایی در ارتباط با قابلیت اطمینان از توانایی منابع در مورد جبران رشد بار در نواحی مختلف سیستم بوجود می آید .

مروری بر روشهای برنامه ریزی تولید و انتقال

مرجع [۴] هدف مسأله را مینیمم کردن هزینه نصب و بهره برداری به اضافه هزینه خروج خطوط انتقال از طریق معیارهای قابلیت اطمینان احتمالاتی قرار داده است . . این مرجع برای ارزیابی هزینه خروج ، از سه پارامتر EENS سالیانه ، IEAR و معیار قابلیت اطمینان احتمالاتی (LOLER) استفاده نموده و از روش پخش بار شاخه و کرانه برای پیدا کردن یک برنامه توسعه ای ترکیبی بهینه بهره برده است . مرجع [۵] مسأله برنامه ریزی توسعه تولید (GEP) را ابتدا بصورت یک مسأله بهینه سازی فرمول بندی کرده و سپس با استفاده از روش شمارش ضمنی حل می کند تا واحدهای تولیدی از میان واحدهای

مفروض انتخاب شود تابع هدف نشان دهنده هزینه سرمایه گذاری و اجرایی (هزینه سوخت) می باشد . این مرجع این روش را

بایستی توانایی برآورده کردن اهداف مختلف را داشته و ضمن مدلسازی غیر خطی عدم قطعیت های غیر تصادفی، پاسخ مسأله را به روش احتمالاتی- ریاضی بهینه کند.

الگوریتم پیشنهادی

۱ با توجه به مرور روشها در مقالات مختلف، مدلهایی با تابع هدف مشخص ارائه شده است. در این مقاله مدلی با هدف پاسخگویی به نیازمندیهای بازار برق در سیستمهای توأم تولید و انتقال ارائه می شود که دارای ویژگیهایی نظیر در نظر گرفتن چند سناریو مختلف، در نظر گرفتن معیارهای هزینه گرفتگی خطوط و هزینه سرمایه گذاری می باشد. به دلیل اینکه وقوع گرفتگی باعث تغییر قیمتها از قیمت تسویه بازار می شود، می تواند شاخص مناسبی جهت ارزیابی سطح رقابتی بودن بازار باشد. هر چه قدر کارایی بالا باشد مفهوم این است که سطح گرفتگی پایین است. شکل شماره (۱) فلوچارت الگوریتم پیشنهادی را نشان می دهد. این شکل نشان می دهد که ساختار پیشنهادی بر مبنای تصمیم گیری چند معیاری بوده که فرمولهای محاسبه ای به شرح زیر می باشد.

۱ - معیار هزینه گرفتگی

$$(1) \text{Min } C = \sum f_{ij} \times (Lmp_j - Lmp_i)$$

CC: کل هزینه تراکم خطوط شبکه

: توان اکتیو عبوری از مسیر ij

Lmp_i: قیمت انرژی در باس i ام

۲- معیار هزینه سرمایه گذاری

$$(2) \text{Min Cost} = \sum C_{ij} r$$

که در آن:

C_{ij}: هزینه سرمایه گذاری احداث یک خط یک در مسیر ij است.

n_{ij}: تعداد خطوط اضافه شده به مسیر ij

در این ساختار جهت تصمیم گیری در یک محیط، چند سناریو ارائه شده است [۹]. جدول ۱ ماتریسی است که نشان می

و فروش می کنند، قیمت های گره ای باید یکسان باشد. از طرفی، پروفیل قیمت باید هموار باشد. به عبارتی اگر پروفیل قیمت هموارتر شود، تفاوت میانگین LMP باسهای مختلف کاهش مییابد. بنابراین مشتریان برق را با قیمت تبعیضی کمتری خرید و فروش می کنند و در نتیجه رقابت ترویج مییابد. زمانی که پروفیل قیمت از هموار بودن منحرف گردد، اختلاف میان میانگین LMP باسهای مختلف افزایش می یابد، مشتریان با قیمت های تبعیضی زیاد خرید و فروش می کنند و در نتیجه رقابت از بین میرود. بنابراین، پروفیل هموار قیمت معیار مناسبی برای سنجش درجه رقابتی بازار برق است. هر چه پروفیل هموار قیمت صاف تر گردد، هزینه پرشدگی کاهش می یابد. بنابراین انحراف استاندارد از میانگین LMP کاهش می یابد، محدودیتهای انتقال و قیمت تبعیضی هم کاهش می یابد و از این رو رقابت بیشتر میشود. همین طور هر چه انحراف استاندارد از میانگین LMP افزایش یابد، رقابت کاهش می یابد. بنابراین انحراف استاندارد از میانگین LMP معیار مناسبی برای اندازه گیری درجه رقابت بازار برق است. همانطور که معیار بازار محوری که بر اساس LMP است در ISO بسیاری از کشورها همچون، PJM، NYISO، Midwest ISO، ERCOT، CAISO، ISO-New England برای برنامه ریزی توسعه انتقال (TEP) استفاده شده است، در این مقاله هم از معیار بازار محوری جهت برنامه ریزی استفاده شده که در قسمت بعد ارائه میگردد.

بیان مسأله

برنامه ریزی شبکه بایستی پاسخگوی نیازمندیها و محدودیتهای مختلف شبکه باشد. از اینرو در مسأله برنامه ریزی هدف تعیین یک طرح توسعه ای بهینه است. پارامترهای مختلف تأثیر گذار در برنامه ریزی همگی دارای وزن یکسانی نیستند، علاوه بر این چون برنامه ریزی برای یک افق بلند مدت صورت می گیرد، اطلاعات ورودی مبتنی بر پیش بینی و غیر دقیق خواهند بود. اعمال شرایط رقابتی بازار بر روی شبکه، عدم قطعیت داده های ورودی را بیشتر نیز خواهد کرد. بنابراین الگوریتم ارائه شده

دهد معیارهای برنامه ریزی از نظر هر یک از ذینفعها تا چه حد اهمیت دارد.

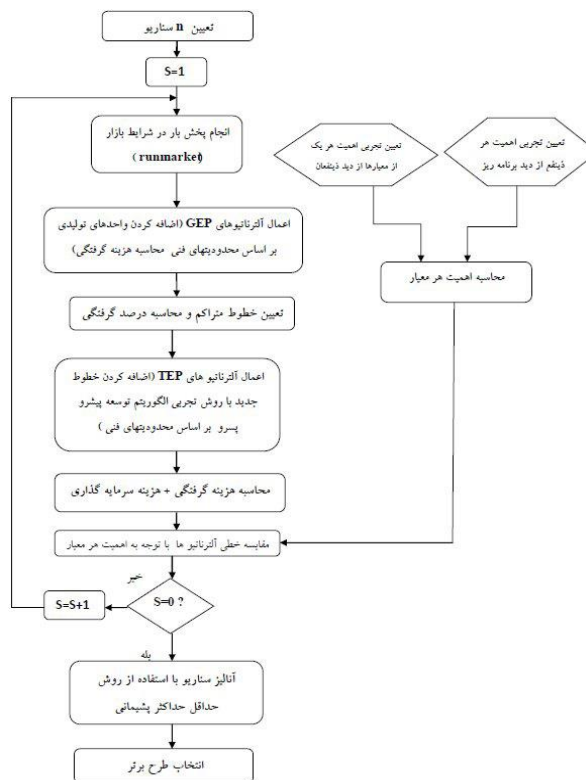
جدول ۲ - اهمیت هر ذینفع از دید برنامه ریز

ذینفع	تولید کنندگان	مصرف کنندگان	دولت
اهمیت	۰/۳	۰/۴	۰/۳

جدول ۳ - اهمیت هر یک از معیارهای برنامه ریزی

ذینفع	هزینه سرمایه گذاری	کارایی بازار
اهمیت	۰/۴۲	۰/۵۸

برای تعیین آلترناتیو نهایی تحت هر یک از سناریو ها، از روشهای مختلفی همچون روش احتمالی، حداقل - حداکثر پشیمانی، هزینه مورد انتظار، لاپلاس، بهینه پارتو، مقاومت بتا، هورویکس و سایر روشها می توان استفاده کرد [۱۰]. در این نوشتار از روش حداقل - حداکثر پشیمانی (تحلیل ریسک) استفاده شده است.



شکل (۱) - فلوچارت الگوریتم پیشنهادی

تست شبکه

الگوریتم پیشنهاد شده بر روی یک شبکه ۳۰ شینه IEEE تست می گردد، شکل ۲ شبکه مورد نظر را نشان می دهد. دو سناریو رشد بار ۱۷۰ درصدی (S1) و ۲۰۰ درصدی (S2) در افق ۵ ساله در نظر گرفته شده است. بر اساس برنامه تهیه شده درجه رخداد سناریو اول برابر ۰/۶ و سناریو دوم ۰/۴ فرض شده است. برای احتراز از پیچیدگی بیش از حد مورد نیاز در مطالعه، ضریب قدرت بارهای سیستم ثابت فرض شده است. پس از وقوع رشد بار، توسعه سیستم، جهت اعمال شرایط بازار ضروری می گردد. برای اینکار دو روش ممکن خواهد بود. روش اول افزایش توان تولیدی ژنراتورهای موجود سیستم است. این روش در صورتی مؤثر خواهد بود که ژنراتورهای موجود با توجه به حداکثر ظرفیت مجاز تولید خود (Pmax) قادر به جبران سازی رشد بار سیستم باشند. در غیر اینصورت سعی می شود با نصب

جدول ۱ - ماتریس ذینفعان - اهداف

کارایی بازار	هزینه گذاری	سرمایه	ذینفع
۰/۶	۰/۴		تولید کنندگان
۰/۷	۰/۳		مصرف کنندگان
۰/۴	۰/۶		دولت

جدول ۲ ماتریس اهمیت هر بازیگر را از نظر برنامه ریز نشان می دهد. بایستی توجه کرد که اعداد این دو جدول توسط برنامه ریز شبکه و بسته به تجربه و اهداف وی از برنامه ریزی انتخاب می شود. حاصلضرب ماتریسهای جداول ۱ و ۲ که اهمیت هر معیار را در برنامه ریزی تعیین می کند در جدول ۳ آمده است.

اگر فرض کنیم که تغییرات بار در کل سیستم الگوی یکسانی را دنبال می کند نگران اینکه در چه زمانی بار به مقدار خاصی می رسد ، نخواهیم بود . از طرف دیگر رشد بار در سیستم ممکن است علاوه بر باسبارها در باسهای فاقد بار نیز اتفاق بیافتد به عبارت دیگر مصرف کنندگان جدیدی به شبکه اضافه شوند . چیزی که مهم است ، تداوم هر سطح بار است . در این نوشتار منحنی تداوم بار سه پله ای (سه سطحی) فرض شده است . روش انجام شده در محاسبه هزینه گرفتگی از نرم افزار MATPOWER بر مبنای پخش بار AC در محیط MATLAB انجام شده است . برای هر یک از آلترناتیوها تحت دو سناریوی مطرح شده ، هزینه گرفتگی خطوط و هزینه سرمایه گذاری به ازای هر آلترناتیو محاسبه شده و نتایج محاسبات در جدولهای ۵ و ۶ آمده است . با توجه به نتایج جدول ۵ و هزینه سرمایه گذاری هر آلترناتیو (با توجه به طول و ظرفیت خطوط جدید) در جدول ۶ می توان آلترناتیوها را نسبت بهم مقایسه کرد . بایستی توجه کرد که به ازای یک آلترناتیو با هزینه سرمایه گذاری مشخص ، رشد بار کمتر به معنای هزینه سرانه بیشتر خواهد بود

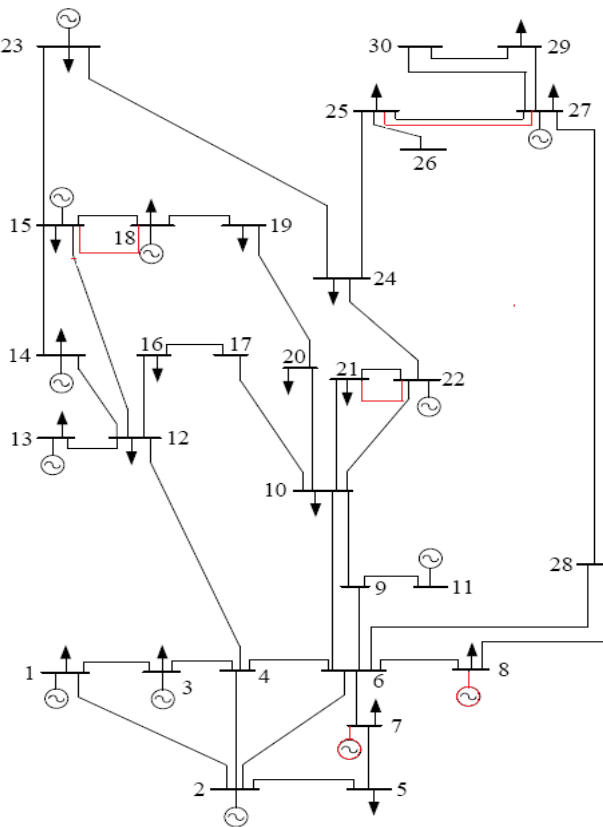
واحدهای تولیدی جدید، رشد بار جبران شود. در برای این کار ژنراتورها روی باسهایی که بیشترین مقدار بار را دارند ، نصب می شوند. پس از اعمال شرایط بازار بر روی آلترناتیو های GEP ، برای دستیابی به آلترناتیو مطلوبتر با در نظر گرفتن معیار درصد گرفتگی خطوط و با استفاده از " الگوریتم توسعه پیشرو و پسرو " عمل می شود [۱۱و۱۰]. آلترناتیو های توسعه ای در جدول ۴ نشان داده شده است .

جدول ۴ - آلترناتیو های توسعه پیشنهادی

آلترناتیو	شاخه های اضافه شده به شبکه	واحدهای تولیدی اضافه شده به شبکه
A1	خط ۲۱-۲۲	PG7: ۵۰٪ و PG8: ۵۰٪
A2	خط ۲۱-۲۲ و ۱۵-۱۸	PG7: ۵۰٪ و PG8: ۵۰٪
A3	خط ۲۱-۲۲ و ۲۵-۲۷	PG7: ۵۰٪ و PG8: ۵۰٪
A4	خط ۲۱-۲۲ و ۱۵-۱۸ و ۲۵-۲۷	PG7: ۵۰٪ و PG8: ۵۰٪

جدول ۵ - هزینه گرفتگی به ازای آلترناتیوها در دو سناریو

سناریو \ آلترناتیو	S1 (\$/h) (٪۱۷۰)	S2 (\$/h) (٪۲۰۰)
A1	۲/۹۰۳۵	۳۷/۱۷
A2	.	۱۴/۵۸
A3	۲/۸۵۴۴	۳۷/۲۲
A4	.	۱۷/۷۶
درجه رخداد	۰/۶	۰/۴



شکل (۲) - شبکه ۳۰ شینه IEEE موجود و کاندیدهای ممکن

A ₁	۴۹/۴	۵۰/۷۶
A ₂	۸۹/۵	۹۳/۷
A ₃	۴۴/۲۶	۴۴/۴۰
A ₄	۷۴/۸	۷۰/۸۸
درجه رخداد	۰/۶	۰/۴

و همانطور که اشاره شد با استفاده از معیار حداقل حداکثر پشیمانی جدول ۱۰ تشکیل می شود. به این ترتیب آلترناتیو سوم (A₃) بهترین آلترناتیو توسعه سیستم می باشد زیرا دارای حداقل حداکثر پشیمانی موزون است.

جدول ۱۰- پشیمانی های موزون طرحهای توسعه در دو سناریو

آلترناتیو سناریو	S ₁ (/۱۷۰)	S ₂ (/۲۰۰)	حداکثر پشیمانی موزون
A ₁	۳/۰۸۴	۲/۵۴۴	۳/۰۸۴
A ₂	۲۷/۱۴۴	۱۹/۷۲	۲۷/۱۴۴
A ₃ *	۰	۰	۰
A ₄	۱۸/۳۲۴	۱۰/۵۹۲	۱۸/۳۲۴
A ₃ *	۰	۰	۰
A ₄	۱۸/۳۲۴	۱۰/۵۹۲	۱۸/۳۲۴

برای اطمینان از کارایی سیستم در شرایط غیر مترقبه (وقوع انحراف از رشد بار مورد انتظار) نتایج تست این سیستم مورد بررسی قرار می گیرد. در صورت خطا در پیش بینی رشد بار با انحراف ۱۰٪، طرح بهینه تغییر نمی کند و الگوریتم پیشنهادی مقاوم است. نتیجه گیری

در این نوشتار با ارائه تعریفی از برنامه ریزی توأم تولید و انتقال و بیان تفاوت های عمده آن در محیط های انحصاری و رقابتی، دلایل رفتن به سمت بازارهای رقابتی بیان گردید. سپس با توجه به تابع هدف در نظر گرفته شده یعنی معیارهای سنجش کارایی بازار و هزینه سرمایه گذاری و در حد امکان توجه به معیارها و محدودیتهای فنی (پروفیل ولتاژ و محدودیتهای ژنراتورها)

معیار آلترناتیو	هزینه سرمایه گذاری	کارایی بازار
A ₁	۱۳۹/۱۳	۲۰
A ₂	۲۰۸/۶۹	۱۰۰
A ₃	۲۰۸/۶۹	۲۲
A ₄	۲۷۸/۲۶	۱۰۰

امتیازدهی بصورت مقایسه خطی آلترناتیوها با بهترین آلترناتیو (بالاترین امتیاز) انجام شده است که نتایج این ارزیابی ها در جدول ۷ و ۸ آمده است.

جدول ۷- ارزیابی آلترناتیوها در سناریوی ۱۷۰٪

معیار آلترناتیو	هزینه سرمایه گذاری	کارایی بازار
A ₁	۹۰	۲۰
A ₂	۷۵	۱۰۰
A ₃	۷۵	۲۲
A ₄	۴۰	۱۰۰

حال می توان با توجه به اهمیت هر معیار (جدول ۳)، آلترناتیوها را بطور کلی ارزیابی کرد. برای این منظور نتایج حاصل ضرب جدول ۳ در جداول ۷ و ۸ در جدول ۹ آمده است [۱۰].

جدول ۸- ارزیابی آلترناتیوها در سناریوی ۲۰۰٪

جدول ۹ - ارزیابی کلی آلترناتیوها در هر سناریو در شبکه ۳۰ شینه

سناریو آلترناتیو	S ₁ (\$/h) (/۱۷۰)	S ₂ (\$/h) (/۲۰۰)
A ₁	۱۳۹/۱۳	۲۰
A ₂	۲۰۸/۶۹	۱۰۰
A ₃	۲۰۸/۶۹	۲۲
A ₄	۲۷۸/۲۶	۱۰۰

۲- در مدل بازار در نظر گرفته شده در این مقاله ، تنها بازار عمده فروشی مدل شده است . رسیدن به طرحی جامع تر جهت برنامه ریزی توسعه توأم تولید و انتقال سیستم ، مستلزم اعمال پیشنهادات قیمت ژنراتورها و بارها است .

مراجع

- [1] M. Ilic, "Underlying paradigms for reliability under open access," *MIT Energy Lab. ISO Workshop*, Nov. 2000 and tutorial course notebook at PowerCon 2000, Perth Australia, Dec. 2000.
- [2] W.S Read, W.K. Newman, I.J. Perez-Arriaga, H.Rudnick, M.R. Gent & A.J. Roman, "Reliability in the New Market Structure(Part2)," *IEEE Power Engineering Review*, pp.10-16, January, 2000.
- [3] M.Oloomi ,G. Balzer, H .M . Shanechi , and M .Shihidepour, " Market-Based Transmission Expansion Planning " , *IEEE Trans . Power System* , vol . 19 no . 4,pp.2060-2067 , Nov.2004
- [4]Jaeseok Choi,Trungtinh Tran,"Composite Power System Expansion Planning Considering Outage Cost ". *IEEE*
- [5] P K Das, Dr R S Chanda , Dr P K Bhattacharjee ." Combined Generation and Transmission System Expansion Planning using Implicit Enumeration and Linear Programming Technique " October 8,2004.
- [6] Li Wenyuan, R.Billinton, "A Minimum Cost Assessment Method For Composite Generation and Transmission System Expansion Planning " . *IEEE Transactions on Power System* , Vol. 8,No .2,May 1993.
- [7] M. ALmoush, "Auctionable fixed transmission rights for congestion management," Ph.D. thesis, Department of ECE, Illinois Institute of

ساختاری برای برنامه ریزی توأم تولید و انتقال سیستمهای قدرت ارائه گردید ، با اعمال الگوریتم پیشنهادی بر روی شبکه تست ۳۰ شینه IEEE ، توانایی این روش در رسیدن به نتیجه مطلوب با توجه به معیارهای در نظر گرفته شده مشاهده گردید و نتایج زیر بدست آمد:

۱- با مقایسه نتایج بدست آمده (هزینه گرفتگی خطوط) از دو روش GEP و G&T کارایی برنامه توسعه توأم تولید و انتقال بخوبی قابل مشاهده است .

جدول ۱۱- مقایسه GEP با بدترین آلترناتیو G&T

سناریو مدل	S ₁	S ₂
GEP برنامه ریزیتولید	۳/۲۵۴۷	۲۸۰/۰۸۱
G&T برنامه ریزی توأم	۲/۹۰۳۵	۳۷/۲۶۰۵

بر اساس نتایج تست شبکه مشخص گردید ساختار پیشنهادی ، در صورت تحقق سناریو های مختلف رشد بار در افق زمانی مشخص ، مقاوم است که این می تواند از ویژگی های برتر این سیستم باشد .

۳- با اعمال درجه رخداد برای هر یک از سناریو ها تأثیر عدم قطعیت در تعیین آلترناتیو بهینه با استفاده از معیار حداقل حداکثر پشیمانی بررسی شد. بر این اساس چنانچه تفاوت هزینه های گرفتگی در آلترناتیو های مختلف برای یک سناریو مشخص زیاد باشد ، اعمال درجه رخداد های مختلف تأثیری بر انتخاب طرح بهینه ندارد .

۴- با بررسی های انجام شده انعطاف پذیری ساختار پیشنهادی در مقابل وقوع خطا در پیش بینی رشد بار ثابت گردید با توجه به نتایج فوق می توان پیشنهادات زیر را برای ادامه تحقیق مطرح نمود :

۱- در تابع هدف ساختار پیشنهادی، دو معیار کارایی بازار و هزینه سرمایه گذاری در نظر گرفته شده است برای داشتن طرحی جامع تر معیار قابلیت اطمینان را نیز می توان در تابع هدف اعمال نمود .

Technology, May 2000.

[8] R. D. Gruz, G. Latorre, and J.M. Areiza, "Transmission planning in a deregulated environment international schemes comparison,"

Presented at IEEE PES Transmission and Distribution Conf., Brazil, Mar.2002.

[9] CIGRE TF 38-0-508 . " Techniques for Power System Planning Under Uncertainties " , Nov . 1998

[10]P.Maghouli,M.H.Marzuni,H.Hosseini."Transmission Expansion Planning for Improving Market Efficiency Using Probabilistic Reliability Criteria " , Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - vol .4 –No.1 –Spring and Summer 2007

[11] " Modern Power System Planning " , Wang X ., McDonald J.R., McGraw – Hill, 1994