یک روش جدید برای تخصیص هزینة ثابت تجهیزات انتقال

در سیستمهای رقابتی قدرت

علیرضا صداقتی دانشجوی دکتری برق، دانشکدة مهندسی، دانشگاه فردوسی
محمد حسن مدیر شانهچی دانشیار گروه برق، دانشکدة مهندسی، دانشگاه فردوسی
محمد شاهیدهپور استاد مهندسی برق انستیتو تکنولوژی ایلینویز

چکیده

تأمين درآمد لازم براي مالكين تجهيزات سيستم انتقال از موضوعات اصلي قيمتگذاري انتقال است. علاوه بر تأمين درآمد لازم براي صاحبان سيستم انتقال، سيگنال حاصل از قيمتگذاري انتقال بايد قابل فهم نيز باشد. علاوه بر آن اطلاع از نحوة محاسبات قيمت و دليل تغييرات آن نيز مفيد خواهد بود. در بعضي مناطق جهت بازيابي سرمايهگذاري انتقال روش مسير قرارداد(۱) انتخاب شده است. همچنين با استفاده از مفهوم ناحيه(۲) بهجاي گره، سعي در سادهسازي روش شده است. در اينجا يك روش جديد و ساده براي تخصيص هزينههاي ثابت تجهيزات انتقال به مشتريان ثابت انتقال معرفی میشود. در روش جدید از مفهوم تراکم (۳) در سیستم انتقال استفاده شده است؛ لذا برای سیستمهای انتقال متراکم نیز کارایی دارد. با استفاده از یک شبکه پنج باسه خواص و محاسن این روش نشان داده خواهد شد.

كلمات كليدی: بهرهبردار مستقل سيستم، مقررات زدايي، حق ثابت انتقال، تراكم انتقال، مسير قرارداد، قيمت گذاري ناحيهاي، قيمت گذاري گرهي، تخصيص هزينه ثابت انتقال، روش ضرایب سود، ظرفيت بحراني

A New Method for Fixed Cost Transmission Allocation in Competitive Power Systems

A. R. Sedaghati Elec. Eng., Dept. Ferdowsi University
M.H. Modir Shanechi Elec. Eng., Dept. Ferdowsi University
M. Shahidehpour Elec. Eng., Dept. Illinois Institute of Technology

Abstract

Compensating the owners of existing transmission assets is figured heavily in the design of transmission pricing systems. In addition to meeting revenue requirement of transmission system, the signals caused by transmission pricing systems must be understandable. It may also be helpful for users to know how price differentials are calculated and why the rates change. Some utilities have adopted contract path pricing. The use of zones rather than nodes for pricing purposes is a common simplification. Here, a simple and novel method for allocation of fixed cost of transmission system to fixed transmission service customers is introduced. The criterion used by the new method has considered the congestion concept in the transmission system; Hence it will be more useful in congested systems. A simple five-bus network will be used to illustrate the main features of the proposed method.

Key words: Independent System Operator (ISO), Deregulation, Fixed Transmission Right, Transmission Congestion, Contract Path, Zonal Pricing, Nodal Pricing, Allocation of Transmission Fixed Cost, Benefit Factor Method, Critical Capacity

---

1- Contract path
2- Zone
3- Congestion

۱- مقدمه

پانزده سال گذشته شاهد تغييرات عمده و شتاب گيرنده در صنعت برق اكثر كشورهاي جهان بوده است. تقريباً تمام كشورهاي جهان در اين مدت و عليالخصوص در شش سال گذشته نسبت بهتغيير ساختار صنعت برق خود اقدام كردهاند. جهت كلي اين تغيير ساختار، مقررات زدايي، آزاد سازي بخشهاي توليد و توزيع، و فراهم آوردن امكان رقابت در اين بخشها بوده است. همچنين بسياري از كشورها امكان خريد و فروش انرژي يا توان الكتريكي را براي تجار[۱] فراهم آوردهاند. در بعضي از كشورها حتي مصرف كنندگان جزء نيز حق انتخاب و خريد برق از تأمين كننده دلخواه خود را يافتهاند. اين تغيير ساختار در بعضي كشورها بهخصوصي سازي صنعت برق نيز بسط داده شده است.

در اين ميان صنعت انتقال بهعنوان رابطي كه امكان كليه اين تغييرات آزادسازي و دسترسي آزاد را فراهم ميكند اهميتي بسيار بيشتر از سهم سرمايهاي خود در كل صنعت پيدا كرده است. انتقال تنها بخشي از صنعت برق است كه هنوز عدة زيادي از صاحب نظران معتقدند بايستي داراي مقررات بوده و تحتنظر اداره شود تا محيطي منصفانه و با دسترسي آزاد، براي كليه شركت كنندگان در معاملات برق فراهم آورد. از طرفي جدا شدن بخشهاي مختلف صنعت برق از انتقال باعث شده است كه نگرانيها و سؤالاتي نسبت بهنحوة تأمين درآمد لازم براي صنعت انتقال و مسئوليت سرمايهگذاري در گسترش آن بهوجود آيد و روشهاي مختلفي براي تأمين درآمد و تشويق سرمايهگذاري پيشنهاد شود [1,3].

در ايران نيز مدتهاست وزارت نيرو در حال تغيير ساختار صنعت برق كشور است. مستقل كردن شركتهاي برق، آزاد كردن شركتهاي توزيع، مستقل و شركتي كردن نيروگاهها و بالاخره دعوت از سرمايهگذاران داخلي و خارجي براي ايجاد نيروگاه و تشكيل توليد كنندگان مستقل برق[۲] از جمله اين اقدامات بوده است. در اين ميان مسئلة آزادي دسترسي بهسيستم انتقال، نحوه تأمين درآمد لازم، و نحوه سرمايهگذاري در گسترش آن همچنان حل نشده باقي مانده است. تا زماني كه مالكين شبكه انتقال يعني شركتهاي برق منطقهاي در اختيار وزارت نيرو و تابع دستورات اين وزارتخانه باشند، احتمالاً ميتوان تصور كرد كه معاملات برق بهصورت دستوري بين توليد كنندگان مستقل برق و مصرف كنندگان انجام شود كه البته بسيار محدود و ناكافي خواهد بود. ولي چنانچه صاحبان شبكه انتقال مستقل شوند، امكان دسترسي آزاد بهمخاطره خواهد افتاد. از آنجا كه پيشبيني ميشود كه در آينده صنعت برق كشور ما نيز صنعتي رقابتي و سيستم انتقال آن با قابليت دسترسي آزاد باشد، در اين مقاله روشي براي مسئله قيمتگذاري سيستم انتقال براي صنعت برق كشور ارائه شده است. مزيت عمدة اين روش اينست كه نه تنها براي حالت نهايي كه صنعت برق كاملاً رقابتي است قابل استفاده است بلكه ميتواند در حال حاضر نيز براي محاسبات دروني وزارت نيرو و ارزشيابي كارآييها بهكار گرفته شود (شبيه محاسباتي كه براي نيروگاهها و يا شركتهاي توزيع انجام ميشود).

مدل موردنظر براي صنعت برق ايران كه بر مبناي آن روش حاضر ارائه شده است با توجه بهخصوصيات اين صنعت بهشرح زيراست:

فرض شده است كه در اين صنعت تعدادي شركت برق منطقهاي وجود خواهند داشت كه نسبت به توليد برق در نيروگاههاي خود و فروش آن بهشركتهاي توزيع خود و همچنين خريد و فروش مستقل برق اقدام خواهند كرد. اين گروه شركتها را مشتريان شبكهاي[۳] ناميدهايم زيرا كه احتمالاً مالك قسمتي از شبكه انتقال ميباشند. خدمات انتقال مربوط به اين مشتريان را نيز خدمات شبكه ميناميم.

فرض شده است كه شركتهاي توزيع حق خريد از منبع موردنظر خود را خواهند داشت. بنابراين اين شركتها ميتوانند مقداري توان را از توليد كنندهاي خريداري و توسط سيستم انتقال بهشبكه توزيع خود وارد نمايند و يا اينكه ميتوانند مشتري شركت برق مادر خود باشند. اين شركتها بهصورت بار در نظر گرفته شدهاند كه ميتوانند وارد قراردادهاي دو طرفه براي خريد برق از نقطهاي معين شوند و يا اينكه پيشنهاد خريد برق را براي مناقصه بفرستند. همچنين مصرف كنندگان عمده مثل كارخانجات ذوب آهن نيز ميتوانند در قراردادهاي دو طرفه وارد شده و يا در مناقصه شركت كنند.

فرض شده است كه كلية شبكه انتقال صرفنظر از مالكيت آن تحت اداره يك اداره كننده مركزي مستقل ISO باشد. ISO

1- Traders
2- IPP, Independent Power Producer
3- Network Customer

وظيفه بهرهبرداري از شبكة انتقال، تضمين آزادي رقابت و دسترسي آزاد، بهرهبرداري اقتصادي، حفظ امنيت و يكپارچگي سيستم را بعهده دارد. بعلاوه ISO موظف است هزينههاي انتقال را از استفاده كنندگان دريافت كرده و براي تأمين هزينههاي انتقال بهكار ببرد.

فرض شده است كه بازاري براي خريد و فروش برق بهوجود آمده است. در اين بازار توليد كنندگان و مصرف كنندگان برق قيمتهاي پيشنهادي خود را ارائه ميدهند و ISO بر اساس اين قيمتها مناقصهاي تشكيل داده و اقتصاديترين قيمت را در هر گره از شبكه محاسبه و بر اساس اين قيمت گرهي، منبع محاسبه شده را بهتوليد كنندگان پرداخت و از مصرف كنندگان دريافت ميدارد. همچنين بهكارگيري واحدها و ميزان توان توليدي آنها در اين مناقصه تعيين ميشود.

فرض شده است كه كلية توليد كنندگان مستقل و همچنين شركتهاي برق، مشتريان شبكه، قيمتهاي موردنظر خود را براي شركت در مناقصه به بازار اعلام ميدارند.

۲- مدل ریاضی برای محاسبه ضرایب تخصیص هزینه ثابت انتقال

در روش ارائه شده فقط مشترياني كه خواستار خدمات ثابت انتقال هستند در هزینه ثابت سیستم انتقال شرکت می‌نمایند. این مشتریان بابت این تعرفه با حق ثابت انتقال[1] بیمه می‌شوند. این مشتریان هنگام درخواست خدمات انتقال اعم از خدمات شبکه یا خدمات نقطه به نقطه ثابت باید نقاط تولید و مصرف و مقدار آنها یا در واقع الگوی تولید-مصرف خود را مشخص کنند. ISO امکانپذیری این درخواستها را روی سیستم انتقال تحت کنترل خود بگونهای بررسی میکند که اولاً مقدار کل تولید با کل مصرف برابر باشد و ثانیاً الگوی تولید-مصرف داده شده باعث تراکم در سیستم انتقال نگردد. از این بهبعد ما این الگوی تولید-مصرف را الگوی طراحی می‌نامیم چرا که ظرفیت سیستم انتقال متناسب با الگوي توليد-مصرف اين مشتريان ثابت طوري طراحی شده است که تراکم در سیستم انتقال بهوجود نیاید. از آنجا که روش پیشنهادی این مقاله، روش توسعه یافته روش ضرایب سود است ابتدا این روش بهطور مختصر تشریح می‌شود [4].

۲-۱- روش ضرایب سود BF

در اين روش معيار بهكار رفته براي تخصيص هزينه ثابت انتقال، سود اقتصادي است كه هر يك از تجهيزات شبكه براي هر مشتري خدمات ثابت انتقال بهوجود ميآورد. اگرچه روش ساده بهنظر ميرسد، ولي از نظر محاسباتي پرهزينه است. در اين روش بهرهبرداري سيستم قدرت بهمدت يكسال با و بدون هر يك از تجهيزات شبيهسازي ميشود تا بدين وسيله سود هر مشتـري (مثبت يا منفي) در اثر وجود هر وسيله محاسبه گردد. بر اساس اين سود تعرفه هزينه ثابت انتقال تخصيص داده ميشود. سود مصرف كننده كاهش تعرفه برق او بر اساس قيمتهاي گرهي، و سود توليد كننده افزايش درآمد خالص (درآمد حاصل از فروش برق در قيمت گرهي باس منهاي هزينه بهرهبرداري) او تعريف مـيشود. مشاركت مشتـري k در هزينه ثابت خط l در رابطه (۱) ديده ميشود.

$$part_{kl} = \frac{B_{kl}}{\sum_{k} B_{kl}}$$

$$B_{kl} \succ 0$$

(۱)

كه B_{kl} سود مشتري k در اثر وجود خط l است. فقط سودهاي مثبت بهحساب ميآيد، يعني مشتري كه سود منفي دارد در تخصيص هزينه، جايزه دريافت نميكند. با استفاده از اين روش تصميمات بهينه بلند مدت طراحي دچار انحراف نميشود. چرا كه وقتي نصب يك وسيله در سيستم انتقال، اقتصادي باشد هزينه سرمايهگذاري آن كمتر از صرفهجويي در هزينههاي بهرهبرداري خواهد بود. استفاده از معيار سود اقتصادي در تخصيص هزينه ثابت در روش BF به معيارهاي يك قيمتگذاري مناسب انتقال نزديكتر است و لذا اين روش بر ساير روشهاي مرسوم رجحان دارد [5,9]. عليرغم مزاياي اين روش اجراي عملي آن مسائلي دارد كه مهمترين آن شبيهسازي اثر وجود و عدم وجود يك خط در سيستم انتقال بهمنظور محاسبة سود مشتريان است. مطالعة برداشتن و گذاشتن تجهيزات انتقال فقط در مواقع طراحي تجهيزات جديد قابل قبول است و نميتواند در يك سيستم طراحي شده از قبل مفهوم فيزيكي درستي داشته باشد. حتي ممكن است كه حذف يك خط باعث عدم توازن بين كل توليد و كل مصرف شود. اين روش براي سيستمهاي انتقال غيرمتراكم طراحي شده است كه در آنها بخش كمي از هزينه سيستم انتقال از تفاوت قيمتهاي گرهي باسها (بهعلت وجود

1- Fixed Transmission Right

تلفات در سيستم انتقال) تأمين و بقيه تحت عنوان تعرفه مكمل[1] با استفاده از روشي مانند روش BF محاسبه مي‌شود. مزيت اين روش تخصيص هزينه بر مبناي مفاهيم اقتصادي است كه پايه‌اي براي روش پيشنهادي اين مقاله است. مفهوم اقتصادي در روش BF ايناست كه اگر سود مشتري k در اثر حذف خط مثلاً l كاسته يا منفي شود در واقع وجود آن خط براي مشتري سود مثبت دارد و او متمايل به‌شركت در هزينه آن خط است و بر عكس اگر سود مشتري در اثر نبود آن خط افزايش يافته يا مثبت باشد او تمايلي به‌حضور آن خط در سيستم انتقال ندارد اما وجود خط براي يكپارچگي سيستم انتقال ضروري است و اين بدان معني نيست كه اين مشتري بهخاطر وجود خط l پاداش دريافت كند.

۲-۲- روش پيشنهادي

روش جديد پيشنهادي در اين مقاله، كه ما به آن نام روش تعميم يافته ضريب سود[2] (EBF) داده‌ايم، بر همان اصول اقتصادي روش BF استوار است. در روش EBF بهجاي مطالعة اثر وجود و عدم وجود يك خط در سود مشتري انتقال، از ظرفيت بحراني خطوط براي محاسبه سود آنها در اثر هر خط انتقال استفاده ميشود. قبل از تعريف ظرفيت بحراني ابتدا مسئله پخش بار بهينه بهروش برنامه‌ريزي خطي LP، را در نظر ميگيريم [10,11].

$$\begin{aligned}&\min W=\sum_i C(g_i)-B(d_i)\\&subjecto\\&B\theta-P_{net}=0\ (load\ flow\ equations\ \ constra\acute{i}nt)\\&f_l=F_l(\theta)\le f_l^{\max}\ \forall l\,(line\ \ flow\ \ constra\acute{i}nt)\\&g_i\le g_i^{\max}\ \forall i\,(genration\ capacity\ constra\acute{i}nt)\end{aligned} \quad (۲)$$

كه تابع $C(.)$ تابع هزينه توليد و $B(.)$ تابع سود مصرف است. همچنين P_{net} بردار توان خالص تزريقي به باسها است. ماتريس B، ماتريس ضرايب پخش بار مستقيم است و θ بردار زواياي ولتاژ هر باس ميباشد. حد ظرفيت خط l با $f_l^{\max}$ مشخص ميشود. در اينجا از مدل پخش بار مستقيم استفاده ميشود كه علاوه بر سادگي در محاسبات، نتايج قابل قبولي براي توانهاي اكتيو كه مورد نظر است، بهدست ميدهد.

۲-۲-۱- محاسبة ظرفيت بحراني خطوط

بهينهسازي (۲) شامل يك تابع هدف و تعدادي قيود معادلهاي و نامعادلهاي است. در اينجا ظرفيت بحراني يك خط را با توجه به مفهوم ضريب لاگرانژ قيد نامعادلهاي حد ظرفيت آن خط تعريف ميكنيم. يك الگوي طراحي مشخص را كه در آن هيچ يك از خطوط به حد خود نرسيده باشد، در نظر بگيريد. توان خط l در اثر بهره‌برداري الگوي طراحي را توان مبناي خط l، يا $P_{base,l}^0$ مينامیم. ظرفيت بحراني خط l، يا $C_{critical,l}$ را بزرگترين حد ظرفيتي تعريف ميكنيم كه اولاً كوچكتر از توان مبناي خط l باشد و ثانياً ضريب لاگرانژ قيد نامعادلهاي حد ظرفيت خط l به ازاى آن مخالف صفر باشد. تعريف رياضي ظرفيت بحراني خط l در رابطه (۳) نشان داده شده است.

$$C_{critical,l}=\max(C_{i,l})\quad\forall i$$

$$subjectto\begin{cases}\mu_l=\left.\dfrac{\partial(W)}{\partial f_l^{\max}}\right|_{f_l^{\max}=C_{i,l}}\neq 0\ \forall i\\ C_{i,l}\prec P_{base,l}^0\end{cases} \quad (۳)$$

الگوريتم بهدست آوردن ظرفيت بحراني خط l بهصورت زير است:

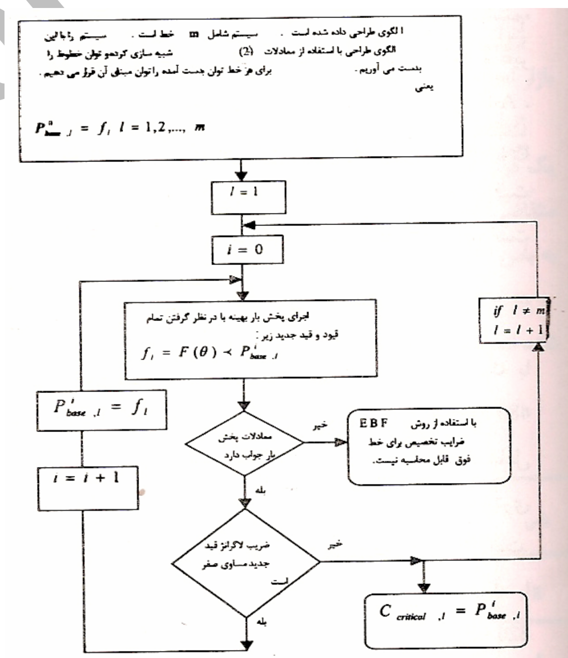
ابتدا قيد جديد نامعادلهاي براي حد ظرفيت خط l مطابق رابطه (۴) به قيود معادلات (۲) اضافه مي شود.

$$f_l=F_l(\theta)\prec P_{base,l}^0 \quad (۴)$$

قيد نامعادلهاي حد ظرفيت خط l در معادلات LP داراي علامت كوچكتر يا مساوي است. بنابراين با قراردادن توان مبناي خط l بهعنوان ظرفيت حداكثر در قيد نامعادلهاي، قيد مربوطه فعال نميشود زيرا به ازاى اين توان، خط l محدوديتي ندارد و در واقع ارزش ظرفيت خط l براي سيستم قابل محاسبه نيست. در قيد جديد كه علامت نامعادله آن فقط شامل علامت كوچكتر است اين امكان وجود دارد كه خط l براي مقدار كمتري از توان مبنا محدود شده و ضريب لاگرانژ قيد مربوطه مخالف صفر شود. اگر ضريب لاگرانژ اين قيد جديد مخالف صفر شود، توان مبناي خط l ظرفيت بحراني خط l خواهد بود. چنانچه قيد جديد نامعادلة (۴) فعال نشود، بدين معني است كه توان خط l به حد

1- Complementary Charge
2- Extended Benefit Factor

خود نرسیده بلکه به مقدار کمتري همگرا شده است. این مقدار جدید دوباره توان مبنا نامیده شده و ظرفیت حداکثر برابر آن قرار داده میشود. فرآیند فوق را براي این مقدار تکرار میکنیم تا بهضریب لاگرانژ مخالف صفر برسیم. وقتي ضریب لاگرانژ قید جدید نامعادلة حد ظرفیت خط l مخالف صفر شود، افزایش ۱ مگاوات اضافي ظرفیت خط مذکور براي مشتریان سیستم سودآور است و میتواند ملاکي براي محاسبه ضرایب تخصیص هزینه ثابت تجهیزات انتقال باشد [12]. در این حالت ضرایب لاگرانژ قیود معادلهاي یا قیمت گرهي باسها(1) (NMP ها) نیز تغییر میکنند. در واقع با افزایش ۱ مگاوات به ظرفیت خط موردنظر امکان تولید ارزانتر بیشتر شده و در نتیجه NMP باسها نیز تغییر میکند. با استفاده از این قیمتهاي گرهي جدید سود مشتریان قابل محاسبه خواهد بود. در شکل (۱) فلوچارت الگوریتم محاسبه ظرفیت بحراني دیده میشود.



شکل۱- الگوریتم محاسبة ظرفیت بحرانی

پس از بهدست آوردن ظرفیت بحراني، سود عوامل سیستم در اثر تجهیزات انتقال قابل محاسبه است.

۲-۲-۲- محاسبه ضرایب مشارکت

در زیر مراحل محاسبه ضرایب مشارکت با روش ضرایب سود تعمیم یافته تشریح میشود.

شبیهسازي بهرهبرداري سیستم با استفاده از ظرفیتهاي واقعي خطوط بهعنوان حد آنها :

ورودي این شبیهسازي الگوي تولید-مصرف طراحي است. مشتریان متقاضي خدمات شبکه نقاط ارسال و دریافت توان و مقدار تـولید و مصرف خود را مشخص میکنند. در الگوي طراحي ممکن است ژنراتورهاي مشخص شده توسط یك مشتري خدمات ثابت شبکه، تمام بار او را تأمین نکند. تولید ژنراتورها در الگوي طراحي توسط دیسپچ اقتصادي مشخص میشود. هر چند تولید و مصرف هر مشتري شبکه در الگوي حق ثابت انتقال مساوي است ولي خروجي ژنراتورها در الگوي طراحي ممکن است بهشکل دیگري باشد. این وضعیت در مورد مشتریان متقاضي خدمات نقطه به نقطه ثابت فرق میکند. الگوي تولید مصرف آنها بهشکل یك ترانزیت در سیستم شبیهسازي میشود و معامله آنها در دیسپچ اقتصادي منظور میگردد. طرف بار قراردادهاي نقطه به نقطه بهصورت توان ثابت مدل میشود. اگر طرف تولید در قرارداد نقطه به نقطه خارج از ناحیه کنترل باشد و اپراتور سیستم اطلاعاتي در مورد واحد تولید نداشته باشد آن را بهصورت یك تزریق ثابت مدل میکنیم. ولي اگر قرارداد نقطه به نقطه در داخل ناحیه کنترل باشد و اطلاعات واحد تولید طرف قرارداد در اختیار اپراتور سیستم باشد در اینصورت براي انعطافپذیري بیشتر در بهرهبرداري سیستم، واحد تولید طرف قرارداد در دیسپچ وارد شده و براي اینکه تعهد قرارداد وی تضمین شده باشد مقدار توان قراردادي را حد پایین تولید آن ژنراتور قرار میدهیم.

در مدل LP تمام قیود، اعم از قیود حد ظرفیت ژنراتورها و حد ظرفیت خطوط، اعمال میشود. از آنجا که الگوي تولید-مصرف باعث تراکم در سیستم انتقال نمیشود، ضرایب لاگرانژ متناسب با قیود پخش بار که همان قیمتهاي گرهي هستند با یکدیگر برابرند. نتیجه شبیهسازي پخش بار بهینه، قیمت گرهي هر باس، فلوي خطوط، و تولید ژنراتورها است. مانند روش BF در اینجا نیز سود مصرف کننده کاهش تعرفه برق او و سود تولید کننده افزایش درآمد حاصل از فروش برق در قیمت گرهي باس وی منهاي هزینه بهرهبرداري او و مطابق رابطه (۵) خواهد بود.

1- Nodal Marginal Price

$$Benefit_{demand} = -NMP \times P_{demand}$$
$$Benefit_{generation} = (NMP - bid) \times P_{genration} \quad (۵)$$

نتايج حاصله از اين مرحله را "حالت اوليه" مينامیم.

شبيهسازي بهرهبرداري سيستم با استفاده از ظرفيتهاي بحراني خطوط بعنوان حد آنها:

فرض كنيد كه فلوي خط l در حالت اوليه f_l باشد. اين مقدار را توان مبناي خط l يا $P^0_{base,l}$ مينامیم. با استفاده از الگوريتم شكل (۱) ظرفيت بحراني خط l، يا $C_{critical,l}$ محاسبه ميشود. حال ISO مقدار $C_{critical,l} - 1$ را بهجاي حد ظرفيت خط l يا $f_l^{\max}$ در برنامه LP ، رابطه (۲)، قرار ميدهد و سيستم را با اين قيد جديد دوباره شبيهسازي ميكند. مجدداً نتايج حاصل از شبيهسازي، قيمت گرهي باسها، فلوي خطوط و توليد ژنراتورهاست. اين نتايج را "حالت جديد" مينامیم. در اين حالت قيمتهاي گرهي باسها مساوي هم نيستند چراكه قيد جديد بهحد خود رسيده و ضريب لاگرانژ اين قيد جديد ديگر صفر نيست. در واقع چون يكي از خطوط بهحد ظرفيت انتقال خود رسيده و امكان گذر بيشتر توان از آن وجود ندارد لذا قيمت باسها ميتواند مختلف باشد.

محاسبة ضرايب سود:

اكنون قيمت، توليد و مصرف (اگر بار تابعي از قيمت باشد) جديد در هر باس مشخص شده است. ضريب سود هر يك از مشتريان توليد كننده يا مصرف كننده عبارت است از سود جديد - كه از اجراي دوباره رابطه (۵) بهدست ميآيد - منهاي سود حالت اوليه. سهم مشاركت مشتري k در هزينه ثابت خط l بهصورت رابطه (۱) است. در اينجا ضريب B_{kl} سود مشتري k در اثر افزايش حاشيهاي ظرفيت خط l خواهد بود. به بيان ديگر با گذاشتن قيد مجازي ظرفيت روي يك خط، اگر سود يك مشتري كاهش يابد نشان ميدهد كه آن مشتري متمايل به سرمايهگذاري براي افزايش ظرفيت آن خط است و متعاقب آن او در هزينه ثابت آن خط نيز سهيم است. بنابراين اگر يك مشتري در اثر محدود كردن ظرفيت خط سود منفي يا بهعبارتي با افزايش ظرفيت خط سود مثبت داشته باشد بايد در هزينة ثابت خط كه براي او سود مثبت بههمراه دارد شركت نمايد و هزينه اين خط نبايد به مشترياني تحميل شود كه از آن سودي نميبرند. لذا ضرايب سود مثبت در تخصيص هزينه ثابت منظور ميشوند؛ ولي يك مشتري با سود منفي ناشي از افزايش ظرفيت خط l علاقهاي به افزايش ظرفيت اين خط ندارد و بنابراين ميتواند در تعرفه هزينه ثابت اين خط شركت نكند. ضرايب سود منفي در نظر گرفته نشدهاند زيرا پاداش دادن به مشترياني كه در اثر افزايش ظرفيت، سود منفي يا با محدود كردن ظرفيت انتقال، سود مثبت دارند باعث ميشود كه اين مشتريان در تراكم سيستم انتقال بكوشند و اين با معيارهاي يك بازار رقابتي سالم سازگار نبوده و باعث بهوجود آمدن قدرت بازار[1] براي بعضي از مشتريان ميشود.

۳- نتايج شبيهسازي

براي تشريح جزئيات روش پيشنهادي تخصيص هزينه ثابت انتقال از سيستم پنج باسه شكل (۲) استفاده ميشود. اين سيستم، مدل ساده شده شبكه PJM است كه در مطالعات بسياري بكار رفته است [13,14]. ابتدا پارامترهاي سيستم، مشتريان شبكه و درخواست خدمات انتقال اعم از ثابت و غير ثابت تشريح ميشود. سيستم مورد نظر شامل پنج باس A-E ، سه بار در باسهاي C ،B، و D كه هر كدام 300 MW هستند، پنج ژنراتور، و شش خط انتقال است. خط ED داراي حد ظرفيت 260 MW است. راكتانس خطوط در شكل نشان داده شده است و مقاومت آنها صرفنظر ميشود.

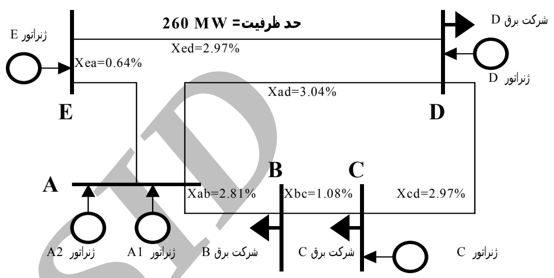
مشتريان شبكه عبارتند از :

<u>شركت برق B</u> يك مشتري متقاضي خدمات ثابت شبكه با پيك بـار سالانه 400 MW و ظرفيت توليد مورد نياز 480 MW (120% بار پيك او) است. قـرارداد براي منابع توليد او شامل 400 MW از ژنراتور E و 80 MW از ژنراتور C است. اين مشترى متقاضي خدمات شبكه به مقدار بار پيكش يعني 400 MW است.

<u>شركت برق C</u> يك مشتري متقاضي خدمات ثابت شبكه با پيك بـار سالانه 350 MW و ظرفيت توليد مورد نياز 420 MW (120% بار پيك او) است. قـرارداد براي منابع توليد او شامـــل 200 MW از ژنراتور E و 220 MW از ژنراتور C است. اين مشترى متقاضي خدمات شبكه بهمقدار بار پيكش يعني 350 MW است.

1- Market Power

شركت برق D يك مشتري متقاضي خدمات ثابت شبكه با پيك بـار سالانه 350 MW و ظرفيت توليد مورد نياز 420 MW (120% بار پيك او) است. قرارداد براي منابع توليــد او شامـل 200 MW از ژنراتور D و 220 MW از ژنراتور C است. اين مشترى متقاضي خدمات شبكه بهمقدار بار پيكش يعني 35 MW است.



شكل ۲- شبكه ۵ باسه براي مطالعه تخصيص هزينه ثابت انتقال

ژنراتور A1 يك ژنراتور مستقل در باس A است كه برق را در بازار لحظهای میفروشد.

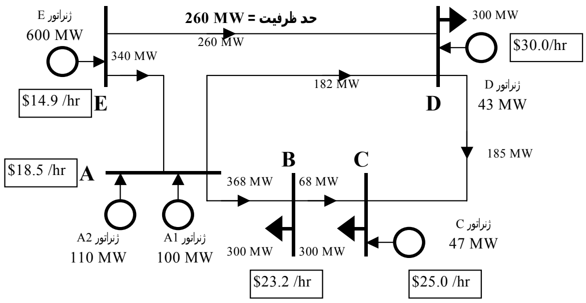
ژنراتور A2 يك ژنراتور مستقل در باس A است. اين ژنراتور يك قرارداد دو طرفه با شركت برق D دارد. براي اين منظور او متقاضي خدمات ثابت نقطه به نقطه به ميزان 70 MW از باس A به باس D است.

در جدول زير قيمت مناقصه ژنراتورهاي سيستم نشان داده شده است. از اين قيمتها براي ديسپچ اقتصادي استفاده ميشود.

جدول ۱- قيمت منافصه ژنراتورها

باس	واحد توليد	ظرفيت حداكثر	قيمت مناقصه
E	ژنراتور E	600	$10/MWh
A	ژنراتور A2	110	$14/MWh
A	ژنراتور A1	100	$15/MWh
C	ژنراتور C	520	$25/MWh
D	ژنراتور D	200	$30/MWh

شبيه سازي سناريوي عادي سيستم در شكل (۳) نشان داده شده است كه با الگوي توليد-مصرف طراحي فرق دارد. در اين سناريو خط ED به حد خود ميرسد. نتايج اين شبيهسازي براي محاسبه ضرايب تخصيص بهروش BF لازم است، هر چند روش EBF از آن استفاده نميكند.

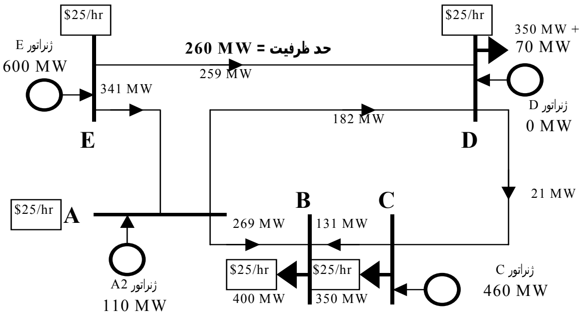


شكل ۳- توان خطوط سيستم در حالت متراكم

براي محاسبة ضرايب تخصيص هزينه ثابت انتقال بهروش EBF ابتدا بايد مشتريان متقاضي خدمات ثابت انتقال را مشخص كنيم كه مسئول پرداخت تعرفه ثابت انتقال هستند. حق ثابت انتقال بهتمام مشتريان متقاضي خدمات ثابت انتقال كه درخواست آنها پذيرفته شده است تعلق ميگيرند. مشتريان خدمات شبكه بهاندازه پيك بار سالانه خود از نقاط منابع توليدشان تا نقاط بارشان حق ثابت انتقال ميگيرند. مشتريان خدمات نقطه به نقطه ثابت بهميزان توان قراردادشان از نقطه ارسال تا نقطه دريافت انرژي حق ثابت انتقال دريافت ميكنند. در اينجا الگوي طراحي همان الگوي حق ثابت انتقال است با اين تفاوت كه خروجي ژنراتورها بر اساس قيمت مناقصه آنها از ديسپچ اقتصادي بهدست ميآيد. جدول (۲) الگوي طراحي مربوط بهمشتريان ثابت سيستم انتقال را نشان ميدهد. در اينجا سـه بـار بهمقـدار 350، 350، و 400 مگاوات بهترتيب در باسهاي D، C، و B وجود دارد. منابع توليد در باسهاي E، D، C، و A هستند كه قيمت مناقصه توليدشان در دسترس است. يك ترانزيت 70 مگاواتي از باس A به باس D نيز وجود دارد كه در شبيهسازي منظور ميشود. براي محاسبه تغيير توليد و قيمتهاي گرهي و در نتيجه تغيير سود عوامل، استفاده از ديسپچ اقتصادي مورد نياز است.

جدول ۲- الگوي طراحي

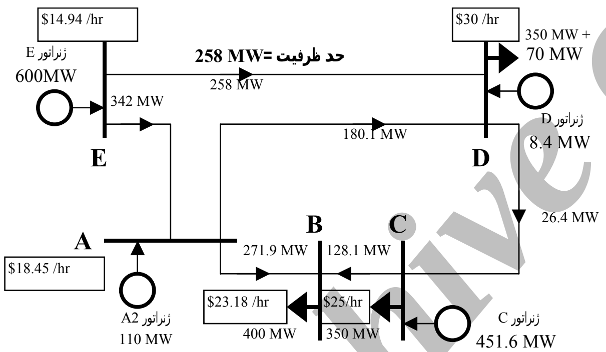
مشتري	الگوي طراحي يا حق ثابت انتقال
شركت برق B : بار پيك 400 MW و مشتري شبكه	حق ثابت انتقال 400 MW از ژنراتور E به شركت برق B
شركت برق C : بار پيك 350 MW و مشتري شبكه	حق ثابت انتقال 150 MW از ژنراتور C به شركت برق C حق ثابت انتقال 200 MW از ژنراتور E به شركت برق C
شركت برق D : بار پيك 350 MW و مشتري شبكه	حق ثابت انتقال 220 MW از ژنراتور C به شركت برق D حق ثابت انتقال 130 MW از ژنراتور D به شركت برق D
ژنراتور A2 : مشتري قرارداد دو طرفه (نقطه به نقطه)	قرارداد دو طرفه 70 MW از ژنراتور A2 به شركت برق D



شكل ۴- توان خطوط سيستم با الگوي طراحي

اكنون ISO الگوي فوق را با استفاده از برنامة LP و قيمت مناقصه توليد ژنراتورها ديسپچ ميكند. نتايج شبيهسازي در شكل (۴) نشان داده شده است. همانطور كه قبلاً اشاره شده است تمام قيمتهاي گرهي باسها مساوي هستند. فلوي خطوط در شكل (۴) ديده ميشود و هيچ خطي بهحالت تراكم نرسيده است. اين فلوها را نتايج حالت اوليه ميناميم.

حال با استفاده از الگوريتم شكل (۱) ظرفيت بحراني هر خط را بهدست ميآوريم. سپس در قيود نامعادلهاي حد ظرفيت، ظرفيت بحراني هر خط منهاي 1 مگاوات را بهعنوان ظرفيت حداكثر هر خط قرار ميدهيم. مثلاً براي محاسبة ضرايب سود مشتريان ناشي از خط ED ابتدا ظرفيت بحراني خط ED را بهدست ميآوريم. توان مبناي خط ED برابر 259 MW است و الگوريتم محاسبه ظرفيت بحراني نيز اين مقدار را بهعنوان ظرفيت بحراني خط ED نشان ميدهد. ظرفيت بحراني منهاي ۱ يا 258 MW را بهعنوان ظرفيت حداكثر خط ED در قيد نامعادلهاي حد ظرفيت خط ED قرار ميدهيم. پس از اجراي برنامه، نتايج شبيهسازي شامل مقادير جديد قيمتهاي گرهي، توان خطوط و توليد ژنراتورها خواهد بود كه در شكل (۵) ديده ميشود.



شكل ۵- نتايج شبيهسازي بعد از مقيد كردن ظرفيت خط ED در 258 مگاوات

اكنون ضرايب سود هر يك از مشتريان شبكه قابل محاسبه است. فقط ضرايب مثبت بهحساب ميآيند. اين ضرايب سهم هر يك از مشتريان در هزينه ثابت خط ED را مشخص ميكند. سپس مجدداً قيد نامعادلهاي حد ظرفيت خط EA را در برنامه LP وارد كرده و ظرفيت بحراني خط EA منهاي ۱ را بهعنوان ظرفيت حداكثر خط EA قرار ميدهيم. اين فرآيند همچنان ادامه مييابد تا سهم پرداخت هر مشتري براي هر يك از خطوط مشخص شود. براي سادگي درآمد ساعتي لازم براي هر خط را ضريبي از راكتانس آن خط فرض ميكنيم يعني خطي با راكتانس

3% درآمد ساعتي بهاندازه 3000 واحد لازم دارد. در جدول (۳) ضرايب سود هر مشتري در اثر هر خط به روش EBF آمده است.

جدول ۳- ضرايب سود مشتريان سيستم براي حالت يك خط مفيد شده

	حد EDدر 258	حد EAدر 339	حد ADدر 180	حد ABدر 268	حد CBدر 130	حد DCدر 20
ژنراتور E	-6035	-9000	-2701	-6182	4371	-7096
ژنراتور D	0	-0	0	0	0	-0
ژنراتور C	-0	-0	0	0	-0	0
ژنراتور A2	-720	508	-720	-1210	856	-1210
بار شركت برق D	-2100	1480	-2100	2970	-2100	5782
بار شركت برق C	0	0	-0	-0	0	0
بار شركت برق B	727	-513	727	-1029	-5004	1222

جدول ۴- ضرايب مثبت سود بهصورت درصدي

	حد EDدر 258	حد EAدر 339	حد ADدر 180	حد ABدر 268	حد CBدر 130	حد DCدر 20
ژنراتور E	0	0	0	0	83.5	0
ژنراتور D	0	0	0	0	0	0
ژنراتور C	0	0	0	0	0	0
ژنراتور A2	0	25.5	0	0	16.5	0
بار شركت برق D	0	74.5	0	100	0	84
بار شركت برق C	0	0	0	0	0	0
بار شركت برق B	100	0	100	0	0	16

با توجه به منظور كردن ضرايب مثبت جدول (۳) سهم هر يك از عوامل بهصورت درصد در جدول (۴) نشان داده شده است. در نهـايت سهم هـر مشتري از هزينـه هر خط در جـدول (۵) نشان داده شده است.

چنانچه روش مرسوم تخصيص هزينه ثابت يعني قيمتگذاري ناحيهاي - هر ناحيه حوزه جغرافياي يك شركت است - براي اين سيستم بهكار رود سه بار عمده سيستم متناسب با پيك بارشان در هزينه ثابت شركت مينمايند. البته فرض براين است كه تمام نواحي تعرفه هزينه ثابت انتقال يكساني متناسب با پيكبار مصرفي داشته باشند. نقايص اين نوع قيمتگذاري در روش جديد وجود ندارد. مثلاً اينكه بار مشتري در كدام ناحيه قرار داشته باشد مهم نيست و همه عوامل از تعرفه بدون تبعيض استفاده ميكنند؛ حتي منصفانهتر آنكه آنها بر اساس سودي كه از تجهيزات انتقال ميبرند در هزينه آن شركت ميكنند. در روش جديد مشكلات اجرايي روش BF نيز وجود ندارد.

جدول ۵- سهم مشاركت هر يك از مشتريان در هزينه ثابت خطوط انتقال

	ED	EA	AD	AB	CB	DC	تعرفه كل
درآمد لازم سيستم انتقال (واحد بر ساعت)	2970	640	3040	2810	1080	2970	13510
ژنراتور E	0	0	0	0	902	0	902
ژنراتور D	0	0	0	0	0	0	0
ژنراتور C	0	0	0	0	0	0	0
ژنراتور A2	0	163	0	0	178	0	341
بار شركت برق D	0	477	0	2810	0	2495	5782
بار شركت برق C	0	0	0	0	0	0	0
بار شركت برق B	2970	0	3040	0	0	475	6485

جدول زير مقايسهاي بين نتايج حاصل از قيمتگذاري انتقال بر اساس روش ناحيهاي و روش جديد را نشان ميدهد. بمنظور مقايسه، هزينه ثابت انتقال را بهمشتريان صاحب حق ثابت انتقال بجاي مشتريان در هر باس نسبت دادهايم. براي اين منظور توجه داريم كه بر اساس جدول (۲) شركت برق B داراي باري در باس B است و 4/6 از توليد ژنراتور E متعلق به او است. بنابراين او بايد تعرفه بار در باس B و 4/6 تعرفه ژنراتور E را بپردازد. همچنين شركت برق C داراي باري در باس C است و 2/6 از توليد ژنراتور E و 150/370 از توليد ژنراتور C متعلق به او است بنابراين او بايد تعرفه بار در باس C و 2/6 تعرفه ژنراتور E و 150/370 تعرفه ژنراتور C را بپردازد. شركت برق D داراي بار350 MW از كل بار 420 MW در باس D است و كل توليد ژنراتور D و 220/370 از

توليد ژنراتور C متعلق به او است بنابراين او بايد 350/420 تعرفه بار در باس D و كل تعرفه ژنراتور D و 220/370 تعرفه ژنراتور C را بپردازد. مشتري قرارداد دو طرفه كل تعرفه ژنراتور A2 و 70/420 تعرفه بار در باس D را خواهـد پرداخت. نتايج در جدول (۶) نشان داده شده است.

جدول ۶- مقايسه نتايج تخصيص هزينه بهروش ناحيهاي و روش EBF

	تعرفه مشتري بر اساس روش قيمت گذاري ناحيه اي	تعرفه مشتري بر اساس روش EBF
شركت برق B، بار پيك : 400MW	4593	6485 + (4/6) x 902 = 7086
شركت برق C، بار پيك : 350MW	4053	(2/6) x 902 = 301
شركت برق D، بار پيك : 350MW	4053	(350/420) x 5782 = 4818
قرارداد دو طرفه از باس A به باس D بمقدار 70 MW	811	341 + (70/420) x 5782 = 1305
	13510	13510

جدول ۷- ضرايب سود هر يك از مشتريان بهروش BF (مقادير داخل پرانتز ضرايب مثبت سود برحسب درصد هستند)

حالتي كه خط روبرو وجود ندارد	ED	EA	AD	AB	CB	DC
ژنراتور E	6035 (67.7)	-2965 (0.0)	-2965 (0.0)	-2965 (0.0)	-1236 (0.0)	6035 (67.7)
ژنراتور D	0 (0.0)	0 (0.0)	965 (64.7)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
ژنراتور C	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
ژنراتور A2	1375 (15.5)	1372 (47.8)	-966 (0.0)	-931 (0.0)	-725 (0.0)	1375 (15.5)
بار شركت برق D	1500 (16.8)	1496 (52.2)	-1448 (0.0)	1489 (100)	1491 (37.9)	1500 (16.8)
بار شركت برق C	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
بار شركت برق B	-546 (0.0)	-544 (0.0)	526 (35.3)	-542 (0.0)	2446 (62.1)	-546 (0.0)

براي مقايسه اين روش با روش BF لازم است كه ضرايب سود در سيستم با الگوي واقعي بهرهبرداري محاسبه شود. در الگوي طراحي با قطع خط EA كل توليد سيستم از كل مصرف آن كمتر مي شود چراكه خط ED بيشتر از 260 مگاوات را نميتواند عبور دهد و فقط 260 مگاوات از ژنراتور E قابل استفاده است و لذا منابع توليد باقيمانده جوابگوي بار سيستم نيستند. در اينحالت – كه يكي از نقايص روش BF است - ديده ميشود كه مسئلة انرژي تأمين نشده[1] پديد آمده است. بنابراين در اينحالت از سيستم شكل (۳) براي محاسبه سود و در نتيجه سهم هر عامل در هزينه ثابت انتقال استفاده ميكنيم. ضرايب مثبت سود هر عامـل با قطـع هر يك از خطوط بـرحسب درصد در جـدول (۷) نشان داده شده است. همچنين سهم مشاركت هر مشتري در هزينه ثابت انتقال بهروش BF در جدول (۸) ديده ميشود.

جدول ۸- سهم مشاركت هر يك از مشتريان در هزينه ثابت خطوط انتقال با استفاده از روش BF

	ED	EA	AD	AB	CB	DC	تعرفه كل
درآمد لازم سيستم انتقال (واحد بر ساعت)	2970	640	3040	2810	1080	2970	13510
ژنراتور E	2011	0	0	0	0	2011	4022
ژنراتور D	0	0	1967	0	0	0	1967
ژنراتور C	0	0	0	0	0	0	0
ژنراتور A2	460	306	0	0	0	460	1226
بار شركت برق D	499	334	0	2810	409	499	4551
بار شركت برق C	0	0	0	0	0	0	0
بار شركت برق B	0	0	1073	0	671	0	1744

1- Unserved Energy

جدول ۹- مقایسه نتایج سهم مشارکت مشتریان سیستم در هزینه ثابت انتقال به روش BF و روش EBF

روش تخصیص هزینه ثابت انتقال	روش BF	روش EBF
ژنراتور E	2011	0
ژنراتور D	0	0
ژنراتور C	0	0
ژنراتور A2	460	306
بار شرکت برق D	499	334
بار شرکت برق C	0	0
بار شرکت برق B	0	0

مقایسه بین نتایج حاصل از روش BF و روش EBF در جدول (۹) مشاهده میشود. در این جدول سهم مشارکت مشتریان در هر باس نشان داده شده است. براي نتیجهگیري معقولتر سهم مشتریان صاحب حق ثابت انتقال را کـه در جدول (۱۰) آمده است در نظر میگیریم

جدول ۱۰- مقایسه نتایج سهم مشارکت مشتریان ثابت شبکه در هزینه ثابت انتقال به روش BF و روش EBF

روش تخصیص هزینه ثابت انتقال	شرکت برق B	شرکت برق C	شرکت برق D	قرارداد دو طرفه از A به D
روش BF	4425	1341	5760	1984
روش EBF	7086	301	4818	1305

در سیستم موردنظر بار شرکت برق C توسط ژنراتور همان باس تغذیه میشود و عملاً از سیستم انتقال استفادهاي نمیکند. اثر این امر در روش تعمیم یافته ضرایب سود قابل مشاهده است. همچنین ژنراتور E با استفاده از سیستم انتقال امکان فروش برق ارزان خود را به شرکتهاي برق B و C دارد. در نتیجه شرکت برق B بیشترین سود را از سیستم انتقال برده و بنابراین سهم قابل توجهي در تأمین هزینه ثابت انتقال دارد که این مطلب توسط روش جدید تأیید میشود. روش BF براي هر دو شرکت برق B و D سهم تقریباً مساوي در نظر میگیرد در حالیکه شرکت برق D در مجاورت ژنراتور D است و بهاندازه شرکت برق B از سیستم انتقال منتفع نمیشود.

با استفاده از روش جدید سهم قابل ملاحظهاي به شرکت برق B اختصاص یافته است که منطقي نیز بهنظر میرسد، زیرا بار شرکت برق B از ژنراتورهاي شبکه استفاده کرده و نیز سهم بیشتري از تولید ژنراتور E را در اختیار دارد. ژنراتور E نیز با استفاده از سیستم انتقال میتواند برق ارزانش را بهمقدار زیاد بفروشد و بنابراین سیستم انتقال براي او سودآور است. با وجود اینکه پایه محاسباتي روش BF و روش جدید یکي است ولي از آنجا که قطع کامل خط در محاسبه سود غیر منطقي است لذا نتایج حاصل از روش BF نمیتواند نشاندهنده سود واقعي کاربران از سیستم انتقال باشد در حالیکه روش جدید این مشکل را حل کرده و در تفسیر محاسبات سود خللي ایجاد نمیشود.

۴- نتیجهگیري

در این مقاله روش جدیدي براي تخصیص هزینه سیستم انتقال ارائه شده است. در این روش هزینه ثابت انتقال فقط از مشتریان خواستار خدمات ثابت انتقال، متناسب با میزان سودي که از هر یك از تجهیزات میبرند دریافت میشود و در عوض این مشتریان به طور تناسبی حق ثابت انتقال در مسیر مشخص را دریافت میکنند که بهجز در شرایط اضطراري میتوانند از این حق براي انتقال توان (بدون پرداخت هزینه دیگري) استفاده نمایند و یا اینکه قسمتي یا تمام حق خود را به دیگران بفروشند. بعلاوه هر چه درآمد اضافي در اثر پرداختهاي مشتریان خواستار خدمات غیر ثابت بهدست میآید بهطور تناسبی به این صاحبان حق ثابت انتقال تعلق میگیرد.

روش پیشنهادي بر پایه اصول اقتصادي بنا شده و در نتیجه باعث انگیزه براي گسترش شبکة انتقال در نقاط مورد نیاز میشود. محاسبات این روش در مقایسه با روش BF سادهتر و داراي حجم بسیار کمتري میباشد زیرا بر خلاف روش BF که شبیهسازي بهرهبرداري سیستم را، بر اساس سناریوي بهرهبرداري روزانه، بهمدت یکسال لازم دارد در روش جدید از آنجا که محاسبات بر اساس درخواست خدمات ثابت انتقال انجام میگیرد، تا زماني که تقاضاي جدیدي براي خدمات ثابت جدید و یا تغییر خدمات ثابت قبلي دریافت نشود محاسبة جدیدي لازم نخواهد بود. همچنین این روش بهدلیل اینکه هیچ عنصري را از

شبکه خارج نمیکند دچار مشکلات غیر معقولي که در روش BF وجود دارد (از جمله به جواب نرسیدن در بعضي موارد) نمیشود.

مراجع

[1] "The Changing Structure of the Electric Power Industry: Selected Issues, July 1998". Energy Information Administration Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels U.S. Department of Energy Washington, DC 20585, chapter 3, http://www.eia.doe.gov.

[2] R. Green, "Electricity Transmission Pricing: an International Comparison", Utilities Policy, Vol.6, no.3, pp. 117-184, 1997

[3] L. Perte, "Transmission Pricing Issues for Electricity Generation from renewable resources", www.eia.doe.gov/cneaf

[4] F. J. Rubio, I. J. Perez Arriaga, "Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods", IEEE/PES summer Meeting 1997.

[5] C. W. Yu, A. K. David, "Pricing Transmission Services in the Context of Industry Deregulation", IEEE Trans. on P.S., Vol. 12, No. 1, Feb 1997.

[6] J. W. Maragon Lima, M. V. F. Pereira, "An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System", IEEE Trans. on PS, Vol. 10, No. 2, May 1995.

[7] J. W. Maragon Lima, "Allocation of transmission Fixed Charges: An Overview", IEEE Trans. on PS, Vol. 11, No. 3, Aug. 1996.

[8] Energy Modeling Forum, "A competitive Electricity Industry", Stanford University, EMF report 15, Vol.1, Apr. 1998.

[9] Steven Stoft, "MW-mile charges: Do They Work?", Office of Economic Policy, FERC, Jun 15, 1998.

[10] Green, R., "Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong?," Power Working Paper, PWP-058, University of California Energy Institute, May 1998.

[11] Murty, K., Linear Programming, John Wiley & Sons, Inc., 1983.

[12] Thomas W. Gedra, "On Transmission Congestion and Pricing", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 14, No. 1, Feburary 1999.

[13] FTR auction user guid, www.pjm.com

[14] PJM manual for Open Access Transmission Tariff Accounting, www.pjm.com