دانشکده مهندسی برق و رباتیک

پایان نامه کارشناسی ارشد

برق – قدرت

قیمت‌گذاری انتقال برای شبکه انتقال برق مازندران

Transmission pricing for electrical transmission network of Mazandaran

اساتید راهنما:

دکتر مجید علومی- دکتر مهدی بانژاد

ارائه دهنده:

حمید قمی

تابستان ۱۳۸۶

این پایان نامه را تقدیم می‌کنم

به خانواده دلسوز و مهربانم به خصوص پدر ، مادر و همسر عزیزم

که زحمات زیادی را متحمل شدند.

گرچه دانسته‌هایم اندک است اما می‌خواهم آن را بشناسانم تا دیگری، بهتر از من حقیقت را کشف کند و کاری را پی گیرد که به رفع اشتباه من بینجامد. و با این همه، شادمان خواهم شد که علت کشف آن حقیقت بوده‌ام.

((آلبرشت دورر))

انجام این پایان نامه میسر نبود، مگر با لطف و کرم خداوند متعال، از این رو سربندگی و خضوع بر آستانش می‌سایم. حلاوت حکمت استادان بسیاری را از جان دوستتر دارم، هم آنان که فروغ دانششان فروزانی مسیرم بوده، با چشم ادب بر دستان موسایی آنان بوسهٔ فروتنی می‌زنم. و از زحمات آنان در دورهٔ تحصیل خود، بخصوص از زحمات بیدریغ اساتید راهنمای پایان نامه خود، جناب آقایان دکتر مجید علومی و دکتر مهدی بانژاد کمال تشکر و قدردانی را دارم. همچنین از داوران جناب آقایان دکتر دستفان و دکتر پریز سپاسگذاری می نمایم. از مدیر محترم دیسپاچینگ شمال(NAOC) جناب آقای مهندس امانی، مدیر محترم دفتر بازار برق مازندران جناب مهندس خاتمی و مدیر محترم امور انتقال غرب جناب مهندس بهزاد فقیه نصیری که در این پایان نامه مرا یاری رساندند تشکر و قدردانی بعمل می آورم.

چکیده

قیمت‌گذاری انتقال یکی از مسائل مهم در سیستمهای تجدید ساختار شده می‌باشد. یکی از روشهای مطرح در قیمت‌گذاری انتقال مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار است. این پایان نامه شامل دو بخش اساسی می‌باشد. در بخش اول این پایان نامه قیمت‌گذاری انتقال بر اساس روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار برای شبکه انتقال برق مازندران انجام می‌شود. در بخش دوم تاثیر ترانزیت توان از طریق شبکه بر روی هزینه انتقال مصرف کنندگان این شبکه بررسی می‌گردد.

در بخش اول، شبکه (شبکه انتقال استان گلستان و مازندران) بر اساس روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار قیمت‌گذاری می‌شود. در این روش ابتدا سهم توان هر مصرف‌کننده در هر یک از خطوط شبکه محاسبه می‌شود. سپس بر اساس سهم توان هر مصرف‌کننده در هر خط و هزینه‌های اولیه انجام شده در هر خط یا پست فشار قوی شبکه، قیمت انتقال انرژی هر مصرف‌کننده محاسبه می‌گردد. این محاسبه براساس داده‌های واقعی خطوط و پستهای انتقال در پیک مصرف روزانه سال ۱۳۸۴ انجام می‌شود. قیمت انتقال سالیانه هر مصرف‌کننده بر اساس سهم توان آن در سه حالت کم باری، بار متوسط و پر باری محاسبه می‌شود.

در بخش دوم، اثر ترانزیت توان از طریق شبکه بر روی هزینه انتقال مصرف‌کنندگان این شبکه ارزیابی می‌گردد. برای این منظور توان ترانزیت در دو جهت مختلف از صفر تا توان نامی خطوط بین منطقه‌ای تغییر داده می‌شود و قیمت انتقال انرژی مصرف‌کنندگان شبکه محاسبه می‌گردد. نتایج نشان می‌دهد که ترانزیت توان قیمت‌های انتقال مصرف کنندگان را تحت تاثیر قرار می‌دهد. لذا هنگام عقد قراردادهای ترانزیت توان این نکته باید مورد توجه قرار گیرد.

کلمات کلیدی: قیمت‌گذاری-پخش بار-مصرف‌کننده -انتقال- قیمت‌گذاری نهایی-قیمت‌گذاری مسیر قرارداد- قیمت‌گذاری مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار- تخصیص فلو- ترانزیت.

فهرست

عنوان	صفحه
چکیده	ج
فهرست	د
فهرست نمودارها،عکسها ونقشه‌ها	و
فهرست جداول	ط
فصل اول – **مقدمه**	۲
فصل دوم - **قیمت گذاری انتقال**	۵
۲-۱- قوانین و اهداف قیمت گذاری انتقال	۶
۲-۲- اهمیت قیمت گذاری	۶
۲-۳- هزینه‌های انتقال	۸
۲-۴- مشخصات قیمت گذاری مناسب	۹
۲-۵- روشهای مختلف قیمت‌گذاری در سیستم انتقال	۱۰
۲-۵-۱- روش قیمت گذاری تخصیصی	۱۱
۲-۵-۱-۱- روش تمبر پستی	۱۱
۲-۵-۱-۲- روش مسیر قرارداد	۱۳
۲-۵-۱-۳- روش مگاوات مایل مبتنی بر فاصله	۱۴
۲-۵-۱-۴- روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار	۱۵
۲-۵-۲-روش قیمت گذاری افزایشی	۱۷
۲-۵-۲-۱- قیمت‌گذاری کوتاه مدت هزینه افزایشی(SRIC)	۱۸
۲-۵-۲-۲ – قیمت‌گذاری بلند مدت هزینه افزایشی (LRIC)	۱۹

۲-۵-۲-۳- قیمت گذاری هزینه نهایی کوتاه مدت (SRMC) ۱۹

۲-۵-۲-۴- روش قیمت گذاری هزینه نهایی بلند مدت (LRMC) ۲۲

۲-۵-۳-روش قیمت گذاری ترکیبی ۲۲

۲-۶- نتیجه‌گیری ۲۳

فصل سوم- **قیمت‌گذاری شبکه انتقال به روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار مستقیم و اعمال به شبکه برق مازندران** ۲۶

۳-۱- پخش بار مستقیم ۲۷

۳-۲- محاسبه سهم توان هر مصرف کننده در هر خط انتقال ۲۸

۳-۳-قیمت گذاری انتقال به روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار مستقیم ۳۰

۳-۴- تعیین سهم هزینهٔ مصرف کنندگان مختلف در سیستم نمونه(۱) ۳۱

۳-۵- تعیین سهم هزینهٔ قراردادهای مختلف در سیستم نمونه(۲) ۳۵

۳-۶- قیمت‌گذاری شبکه انتقال برق مازندران بر اساس مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار مستقیم در سه حالت کم باری، بار متوسط و پر باری ۳۹

فصل چهارم- **بررسی تاثیر ترانزیت توان از شبکه برق مازندران بر قیمت‌گذاری انتقال این شبکه** ۵۵

فصل پنجم- **نتیجه و پیشنهادات** ۷۰

۵-۱- نتیجه گیری ۷۰

۵-۲- پیشنهادات ۷۱

منابع وماخذ ۷۳

فهرست نمودارها، عکسها و نقشه‌ها

عنوان **صفحه**

شکل ۲-۱- ساختار صنعت برق در گذشته ۷

شکل۲-۲- یک نوع ساختارصنعت برق مقررات زدایی شده ۸

شکل ۳-۱- توانهای انتقالی خطوط جهت شبکه چهار باسه با استفاده از پخش بار مستقیم. ۳۲

شکل ۳-۲- توانهای انتقالی خطوط جهت شبکه نمونه شش باسه با استفاده از پخش بار مستقیم ۳۵

شکل۳-۳- شماتیک تک خطی شبکه سراسری انتقال برق مازندران وگلستان درتابستان سال ۸۴ ..... ۴۱

شکل۳-۴- مقدار مصرف توان منطقه مازندران را درسالهای ۸۳ و۸۴ ..... ۴۲

شکل ۴-۱- ترانزیت در شبکه انتقال مازندران ۵۵

شکل ۴-۲ - الف- توان خطوط شبکه مازندران هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند. ۵۶

شکل ۴-۲ – ب- توان خطوط شبکه مازندران هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۲۵- مگاوات تا ۲۵ مگاوات تغییر می‌کند ۵۷

شکل ۴-۳ - سهم توان مصرف کننده دهک در هر یک از خطوط انتقال هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند ۵۸

شکل ۴-۴ - هزینه انتقال مشتری دهک هنگامی که توان ترانزیت از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌نماید ۵۹

شکل ۴-۵ - کل هزینه انتقال مشتری دهک بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات ۶۰

شکل ۴-۶ - سهم توان مصرف کننده علمده در هر یک از خطوط انتقال هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر

می‌کند ۶۱
شکل ۴-۷- هزینه انتقال مشتری علمده هنگامی که توان ترانزیت از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌نماید ۶۲
شکل ۴-۸- کل هزینه انتقال مشتری علمده بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات ۳
شکل ۴-۹- هزینه انتقال مشتری گنبد هنگامی که توان ترانزیت از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌نماید. ۶۵
شکل ۴-۱۰- کل هزینه انتقال مشتری گنبد بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات ۶۵
شکل ۴-۱۱- کل هزینه انتقال مشتری گرگان بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات ۶
شکل ۴-۱۲- کل هزینه انتقال مشتری قائمشهر بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات. ۶۶
شکل ۴-۱۳- کل هزینه انتقال مشتری آمل بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات. ۶۷
شکل ۴-۱۴- کل هزینه انتقال مشتری حسن‌کیف بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات. ۶۷
شکل ۴-۱۵- کل هزینه انتقال مشتری جلال بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات. ۶۸
شکل ۴-۱۶- کل هزینه انتقال مشتری آهوان بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات. ۶۸

فهرست جداول

عنوان **صفحه**

جدول۳-۱- مقدار زاویه ولتاژ، توان مشتری باسهای مختلف شبکه انتقال چهار باسه. ۳۲

جدول۳-۲- راکتانس، طول خطوط انتقال و مقدار سرمایه‌گذاری اولیه شبکه انتقال نمونه چهار باسه..... ۳۳

جدول۳-۳- سهم توان و هزینه انتقال در خطوط مختلف مربوط به مشتری در شبکه انتقال چهار باسه..... ۳۴

جدول۳-۴- راکتانس، طول خطوط انتقال و مقدار سرمایه‌گذاری اولیه شبکه انتقال نمونه شش باسه..... ۳۶

جدول۳-۵- توان باسها براساس قرارداد مربوط به شبکه انتقال شش باسه..... ۳۷

جدول۳-۶- توان انتقالی بین خطوط، سهم توان و قیمت مربوط به هر قرارداد در شبکه انتقال شش باسه..... ۳۸

جدول۳- ۷- مقدار توان مصرف کنندگان شبکه انتقال برق مازندران در سه حالت کم باری، بار متوسط و پر باری در روز ۲۹ مرداد ماه سال ۱۳۸۴..... ۴۳

جدول۳-۸- مشخصات خطوط انتقال شبکه انتقال برق مازندران تا سال۱۳۸۴..... ۴۴

جدول ۳-۹- مشخصات ترانسهای نصب شده در شبکه انتقال برق مازندران تا سال۱۳۸۴..... ۴۴

جدول۳-۱۰- زاویه ولتاژ و توان مصرف کنندگان مربوط به باسهای مختلف شبکه انتقال مازندران در زمان بار پیک۸۴. ..... ۴۶

جدول۳-۱۱- سهم توان و هزینه انتقال مصرف کننده شاهرود درخطوط مختلف شبکه انتقال مازندران در زمان کم باری تاریخ ۱۳۸۴/۵/۲۹ ..... ۴۷

جدول۳-۱۲- سهم توان و هزینه انتقال مصرف کننده شاهرود در خطوط مختلف شبکه

انتقال مازندران در زمان بار متوسط و پر باری تاریخ ۱۳۸۴/۵/۲۹. ..... ۴۸
جدول۳-۱۳- سهم توان و هزینه انتقال مصرف کننده دهک در خطوط مختلف شبکه انتقال مازندران در زمان پرباری تاریخ ۱۳۸۴/۵/۲۹..... ۵۰
جدول۳-۱۴-سهم توان و هزینه انتقال مصرف‌کننده علمده در خطوط مختلف شبکه انتقال مازندران در زمان پرباری تاریخ ۱۳۸۴/۵/۲۹ ..... ۵۱
جدول۳-۱۵- سهم توان هرمصرف کننده و هزینه متناظر آن در دو خط انتقال (۲-۱) و (۴-۳)..... ۵۳

فصل اول

مقدمه

فصل اول

مقدمه

امروزه انرژی برق نقش اساسی را در زندگی روزمره ایفا می‌کند. بعد از اواسط ۱۹۸۰, صنعت برق بدلیل تجدید ساختار تغییرات اساسی و رشد چشمگیری داشته است. تحت سیستم دسترسی آزاد به سیستم انتقال(TOA)[1], دسترسی به سیستم انتقال بدون هیچ تبعیض را فراهم می‌شود. بنابراین بازار برق به سمت خرده فروشی میل می‌کند.

در ساختار جدید هر یک از مشتریان باید بسته به میزان استفاده از شبکه انتقال، هزینه انتقال بپردازد. روشهای متفاوتی برای هزینه انتقال ارائه شده است ولی اغلب آنها عادلانه نمی‌باشند. در ساختارجدید چرخش توان[2] (ترانزیت توان) نیز مطرح است. ترانزیت توان بدین معنی است که یک مصرف کننده از یک تولید کننده در منطقه دیگر توان خریداری می‌نماید و جهت انتقال توان از تولید کننده به مصرف کننده، توان باید از منطقه سومی عبور کند. عبور توان از منطقه سوم، این منطقه را می‌تواند با مشکل مواجه سازد. برای مثال عبور توان از منطقه سوم هزینه انتقال مشتریان داخلی را

---

[1] -Transmission Open Access
[2]-Wheeling

تغییر می‌دهد.

هدف این پایان نامه قیمت‌گذاری انتقال برای شبکه برق مازندران براساس مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار است. در این روش هزینه انتقال هر مشتری بر اساس میزان استفاده مشتری از خطوط انتقال مختلف و هزینه سرمایه‌گذاری اولیه آن خطوط تعیین می‌گردد.

هدف دیگر این پایان نامه بررسی تاثیر ترانزیت توان از شبکه برق منطقه‌ای مازندران بر هزینه انتقال مشتریان داخلی می‌باشد.

در فصل دوم روشهای مختلف قیمت گذاری انتقال که تاکنون ارائه گردیده است به اختصار شرح داده می‌شود.

در فصل سوم به تشریح دقیق‌تر روش قیمت‌گذاری انتقال بر اساس مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار پرداخته و این روش به شبکه انتقال مازندران اعمال شده است.

در فصل چهارم با ترانزیت توان از باس زیاران به باسهای شاهرود و اسفراین و بالعکس، تاثیر ترانزیت توان بر هزینه انتقال بررسی می‌گردد.

فصل پنجم به نتیجه گیری و ارائه پیشنهادات پرداخته است.

فصل دوم

قیمت‌گذاری انتقال

فصل دوم

قیمت‌گذاری انتقال

قیمت‌گذاری غیر منطقی در عرضه برق یکی از دلایل مهمی بود که، مقررات‌زدایی در صنعت برق را ترویج داد. برای یک دوره زمانی بلند مدت، شرکتهای برق در کشورهای مختلف تحت نظارت مستقیم دولت قرار داشته‌اند. شرکتهای برق درگذشته، چه در زمینه مدیریتی و چه در زمینه مالی هیچ استقلال تجاری نداشتند. بدین معنی که شرکتهای برق با توجه به کمک مالی حاصل از در آمد ملی بر حسب سیاستهای مدون شده دولت تأمین می‌شدند. این عمل یکی از دلایل وجود قیمت‌گذاری غیر منطقی و تعیین تعرفه درگذشته بود. بعلاوه، این تعرفه‌ها اغلب بطور ناقص هزینه‌های ایجاد شده در سیستم را پوشش می‌دادند.

بیشتر کشورها اهمیت مقررات‌زدایی را درک کردند و این حقیقت را پذیرفتند که مقررات‌زدایی صنعت برق برای رشد قسمتهای مختلف برق حیاتی است. در بازار رقابتی، هزینه یکی از پارامترهای مهم برای تمام شرکت کنندگان در بازار برق می‌باشد و یک قیمت‌گذاری منصفانه منطقی و رقابتی در سیستم انتقال ضروری می‌باشد. قیمت‌گذاری باید بگونه‌ای باشد که هزینه‌های مختلف سیستم انتقال را که بخاطر دادن خدمات به مشتریهایش انجام شده، پوشش می‌دهد. در مباحث زیر انواع سرویسهای انتقال، مؤلفه‌های هزینه که باید محاسبه شوند، قوانین و اهداف قیمت‌گذاری سیستم انتقال مرور خواهند شد.

۲-۱- قوانین و اهداف قیمت‌گذاری انتقال

بطورکلی قیمت‌گذاری باید از قوانین زیر پیروی کند[۷]:

ساده و واضح باشد[1]: قیمت‌گذاری سیستم باید قادر به انتقال سیگنالهای اقتصادی درست برای تمام مصرف کنندگان، دلالان و تولید کنندگان انرژی برق باشند و این مستلزم وضوح و سادگی می‌باشد.

پوشش دهنده هزینه‌ها باشد[2]: در آمد بدست آمده از تعرفه‌ها برای استفاده از سرویسهای انتقال باید تمام هزینه‌های انجام شده در سرمایه‌گذاریها، بهره‌برداری، نگهداری شبکه انتقال و یک سطح معقول از سود را پوشش دهند.

مشتریان را تشویق به استفاده بهینه از سیستم کند: سیستم قیمت‌گذاری باید انگیزه‌هایی را برای تشویق استفاده بهینه از سیستم انتقال ایجاد کند. مصرف بهینه از سیستم، می‌تواند منجر به کاهش تلفات و افزایش راندمان گردد.

مستقل باشد[3] : سیستم قیمت‌گذاری باید منصفانه و توجیه‌پذیر باشد، بدین معنی که در قیمت‌گذاری، مالک شبکه انتقال، هیچ سودی نباید در شبکه انتقال داشته باشد.

سرمایه‌گذاری را تشویق کند: ساختار قیمت‌گذاری و پرداخت هزینه انتقال به مالکان انتقال، باید برای سرمایه‌گذاری در سیستم جدید، ایجاد انگیزه کند.

۲-۲- اهمیت قیمت‌گذاری

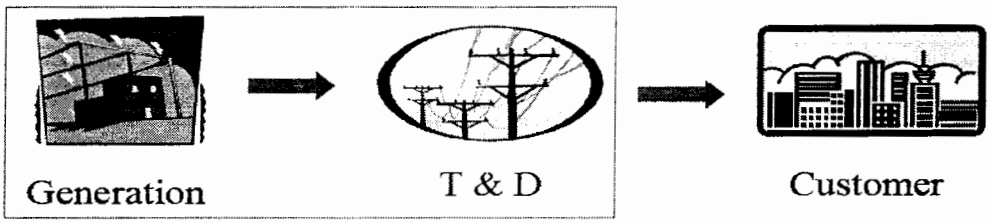
قیمت‌گذاری انتقال در بازار برق سابقه چندانی ندارد. زیرا تجدید ساختار اخیرا" در سیستم‌های قدرت رایج شده است و قبل از آن یک سیستم متمرکز مدیریت و مالکیت برق وجود داشت.

[1] -Transparent & simple
[2] -Recover costs
[3] -Independent

بخش‌های تولید، انتقال و توزیع بطور یکپارچه بودند و لزومی به تفکیک هزینه‌ها نبود. تفکیک بخش‌های تولید، انتقال و توزیع لزوم قیمت‌گذاری انتقال را مطرح کرد.

وقتی یک شرکت، از شبکه توزیع یا انتقال، برای انتقال انرژی بین دو قسمت بکار می‌رود از کلمه ترانزیت استفاده می‌کنیم. قیمت‌گذاری لحظه‌ای انرژی الکتریکی یک ابزار مناسب برای قیمت‌گذاری ترانزیت است. در سیستم قیمت‌گذاری لحظه‌ای قیمت چنانچه ترانزیت توان از یک باس به باس دیگر برابر با تفاضل قیمت‌های لحظه‌ای انرژی الکتریکی آن دو باس باشد، به عنوان تعرفه ترانزیت، تعریف می‌شود[۳].

در شکل(۲-۱) یک شرکت برق ادغام شده عمودی که تأمین کننده برق به مصرف کننده‌ها می‌باشد، نشان داده شده است.



شکل ۲-۱ : ساختار صنعت برق در گذشته[۱].

شرکت‌های برق ادغام شده عمودی هم مالک و هم بهره‌بردار بخش‌های تولید، انتقال و توزیع می‌باشند. بطور کلی، دسترسی آزاد به سیستم انتقال به مفهوم ایجاد شرایط لازم برای تمامی مشتریان جهت انتقال توان از هر نقطه شبکه به هر نقطه دیگر آن می‌باشد[۴].

هزینه توسعه شبکه: هزینه‌های مربوط به توسعه شبکه و ایجاد تاسیسات جدید انتقال می‌باشد.

هزینه پایداری شبکه: هزینه‌ای که جهت حفظ پایداری شبکه از جمله ارائه سرویس‌های جانبی انتقال مانند حفظ سطح ولتاژ و فرکانس صرف می‌شود.

هزینه تلفات : هزینه‌ای که جهت برطرف نمودن تلفات حرارتی ناشی از عبور توان، بایستی به تولید کنندگان مربوطه پرداخت نمود.

اساس قیمت‌گذاری مبتنی بر هزینه جبران هزینه‌های انجام شده بوسیله استفاده کنندگان شبکه انتقال از طریق اعمال تعرفه‌های مناسب است. در حقیقت هدف نهایی قیمت‌گذاری نوعی تخصیص بهینه هزینه انجام شده بین استفاده کنندگان است.

۲-۴- مشخصات قیمت‌گذاری مناسب

قیمت‌گذاری مناسب یک کالا و یا خدمات، تاثیر زیادی در کارایی اقتصادی، کمک به انتخاب مشتری و نحوه سرمایه‌گذاری در آن بخش دارد[۲]. قیمت نه تنها نشان دهنده هزینه‌ای است که باید مشتری برای دریافت کالا یا خدمات مورد نظر بپردازد، بلکه مانند سیگنالی عمل می‌کند که اطلاعات صحیحی در مورد اقتصاد کالا یا خدمات می‌دهد. قیمت‌گذاری نامناسب می‌تواند بازار را با خطر عدم کارایی اقتصادی روبرو کند. این مساله در مورد فرآیند انتقال نیز صدق می‌کند. با توجه به اینکه انتقال یک صنعت انحصاری فرض شده است و قیمت‌گذاری آن بر پایه هزینه انجام شده می‌باشد، لذا باید به تخصیص و تقسیم مناسب هزینه به استفاده کنندگان، توجه نمود.

قیمت‌گذاری مناسب، معیارهای مختلفی دارد. در اینجا چند معیار که برای سیستم قیمت‌گذاری مناسب انتقال تعریف شده است، یادآوری می‌شود.

۱- قیمت باید باعث تشویق کارایی بازار خرید و فروش توان الکتریکی شود.

۲-۵-۱- روش قیمت‌گذاری تخصیصی

روش قیمت‌گذاری تخصیصی کلیه هزینه‌های سیستم ازجمله هزینه تجهیزات، هزینه بهره‌برداری و توسعه شبکه را بین استفاده کنندگان سیستم انتقال بر حسب میزان استفاده از شبکه تقسیم می‌کند. روش‌های تخصیص "میزان استفاده" را بطور متفاوتی تعریف و ارزیابی می‌کنند. بعضی از روشهای تخصیص عبارتند از :

۱- روش تمبر پستی[۱]

۲- روش مسیر قرارداد[۲]

۳- روش مگاوات مایل مبتنی بر فاصله[۳]

۴- روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار

در این روشها هزینه موجود انتقال بین کاربران سیستم انتقال تقسیم می‌شود. در ادامه این روشها تشریح می‌شود[۵] و[۲].

۲-۵-۱-۱- روش تمبر پستی

دراین روش قیمت‌گذاری، قیمت ثابتی برای همه استفاده کنندگان شبکه محاسبه می‌شود. این قیمت از طریق تقسیم هزینه‌های موجود انتقال بین همه اعضای شبکه برق بر حسب میزان مصرف توان در هر لحظه یا میزان حداکثر توان مصرفی در پیک مصرف شبکه و یا ترکیبی از آنها بدست می‌آید که این نرخ بسته به زمان مصرف، ممکن است به صورت متغیر اعمال شود. به عنوان مثال قیمت انتقال می‌تواند در اوج مصرف شبکه با حالت‌های دیگر متفاوت باشد و یا بسته به فصل فرق کند. در این روش هزینه انتقال برای عبور توان t برابر است با:

---

[1] -Postage Stamp
[2] -Contract Path
[3] -Distance Based

$$R_t = TC\frac{P_t}{p_{peak}} \qquad (۱-۲)$$

R_t: هزینه سالیانه انتقال برای مشتری t

TC: هزینه‌های سالیانه کل انتقال

P_t : میزان توان عبوری مشتری t در زمان پیک

P_{peak} : بارکل سیستم در زمان حداکثر بار سیستم

نرخهای انتقال بر حسب دلار بر مگاوات سال، دلار بر مگاوات ماه، دلار بر مگاوات روز یا دلار بر مگاوات ساعت می‌باشد. به عبارت دیگر، نرخهای تمبر پستی باید برای یکسال یا یک دوره زمانی از قراداد انتقال ثابت باشد. روش تمبر پستی بیشتر بصورت قیمت‌گذاری تمبر پستی سالیانه و فصلی استفاده می‌شود. در روش تمبر پستی سالیانه، بهای انتقال برای کاربران انتقال بر اساس توان کاربران در شرایط بار پیک سالیانه تخصیص داده می‌شود و یک بهای سالیانه ثابت (دلار بر مگاوات سال) با استفاده از معادله (۲-۱) محاسبه می‌شود.

در این روش کل سیستم انتقال به عنوان یک سیستم یکپارچه با مدیریت و عملکرد متمرکز در نظر گرفته می‌شود. سادگی این روش یکی از دلایل مهم کاربرد آن است. عیب اساسی این روش در نظر نگرفتن هزینه‌های بهره‌برداری سیستم می‌باشد. همچنین در این روش هزینه انتقال اختصاص داده شده با پخش بار مرتبط نمی‌باشد در نتیجه منجر به دریافت سیگنالهای اقتصادی غیر صحیح می‌گردد. علاوه بر معایب فوق، فاصله مسیر الکتریکی نیز در این روش در نظر گرفته نمی‌شود. یک داد و ستد ترانزیت بین دو باس با مسافت کوتاهتر در مقایسه با یک داد و ستدهای دیگر با همان میزان توان ولی بین دوباس با مسافت طولانی‌تر ممکن است قیمت بیشتری بپردازد. تلفات انتقال ایجاد شده بخاطر یک داد و ستد بخصوص، در محاسبه در نظر گرفته نمی‌شود. این بدان معنی است که تمامی داد و ستدها یک تاثیر برابر، بر سیستم انتقال وارد می‌کنند، که دور از واقعیت می‌باشد. بنابر این هرچند که این روش ساده است و پیچیدگی کمتری در محاسباتش دارد اما از لحاظ اقتصادی ناصحیح می‌باشد.

اگر سرویس مورد در خواست یک مشتری به نحوی باشد که نیاز به هزینه زیادی برای توسعه و ارتقاء سیستم داشته باشد، این مشتری فقط کسری از این هزینه اضافی تحمیل شده به سیستم را می‌پردازد[۶]. بنابراین در روش تمبر پستی خواهیم داشت:

- مشابه روش مورد استفاده در ادارات پست برای ارسال محموله‌های پستی (نامه) است.
- به مسیر انتقال توان وابسته نیست و در نتیجه به انجام پخش بار نیاز ندارد.
- این روش هزینه انتقال را به مشتریان با توجه به میزان تولید یا مصرفشان بدون در نظر گرفتن موقعیت آنها در شبکه تخصیص می‌دهد.
- ساده است ولی سهم هر بازیگر شبکه به صورت دقیق محاسبه نمی‌شود.

۲-۵-۱-۲- روش مسیر قرارداد

در این روش یک مسیر معین بین نقاط دریافت و تحویل برای یک مشتری انتخاب می‌شود که به این مسیر، مسیر قرارداد می‌نامند. در واقع بدون توجه به پخش بار واقعی و بدون توجه به تجهیزات و تسهیلاتی که برای آن سرویس انتقال خاص استفاده شده، این مسیر معین انتخاب می‌شود. در این حالت تمام یا بخشی از هزینه‌های این مسیر قرارداد به آن مشتری اختصاص می‌یابد. حال اگر برای سرویس‌دهی به این مشتری، نیاز به ساخت و نصب تجهیزات انتقال جدیدی باشد، این هزینه‌ها نیز در هزینه‌های مسیر قرار داد در نظر گرفته می‌شوند[۲].

برای محاسبه هزینه‌های انتقال بر مبنای روش مسیر قرارداد یک مسیر مشخص در نظر گرفته می شود. هزینه سالیانه مسیر مشخص شده باید بر حسب دلار بر مگاوات تعیین شود. هزینه نیروگاه شبکه(NP)[1] و تعرفه مخارج ثابت سالیانه(AFCR)[2] باید محاسبه گردند. بنابراین برای محاسبه هزینه‌های سالیانه ترانزیت، داریم[۷]:

[1] - Net Plant
[2] - Annual Fixed Charge Rate

هزینه‌های سالیانه ترانزیت ($/MW) = AFCR* $\sum_{j}$ (NPj/ (مسیر قرارداد شده MW))

j: تعداد خطوط انتقال در مسیر قرارداد شده.

هزینه‌های سالیانه ترانزیت ($ / year) = ($ / MW) * تفاضل ترانزیت

این روش همچنین مسیر واقعی انتقال توان را درنظر نمی‌گیرد. در واقع ممکن است بخش عمده‌ای از توان معامله شده، از طریق مسیرها و تجهیزات دیگری خارج از آن "مسیر قرار داد" منتقل شده یا حتی از طریق سیستم‌های انتقال مجاور این سیستم، انتقال داده شود (مسیر های موازی[1]). چون درتعیین هزینه انتقال، هزینهٔ ارتقاء، توسعه و همینطور هزینه‌های بهره‌برداری عبور توان از مسیرهای دیگر در هزینه انتقال این مشتری در نظر گرفته نمی‌شود، اطلاعات غلطی به مشتریان داده می‌شود[۲].

پس در روش مسیر قرارداد خواهیم داشت :

- نیازی به محاسبات پخش بار ندارد.
- یک مسیر فرضی بین تولید کننده و مصرف کننده در نظر گرفته می‌شود و هزینه انتقال بر اساس این مسیر فرضی قابل محاسبه است.
- روش ساده‌ایست، ولی دقت مناسب برای محاسبه عادلانه هزینه انتقال را ندارد.
- بعلاوه، این روش از شرایط بهره‌برداری سیستم بطور عملی چشم پوشی می‌کند.

۲-۵-۱-۳- روش مگاوات مایل مبتنی بر فاصله

در این روش هزینه موجود کل سیستم انتقال بر اساس مقدار توان عبوری معامله شده و فاصلهٔ بین نقاط دریافت و تحویل توان به مشتریان اختصاص می‌یابد. معیار اختصاص هزینه عبارت است از حاصلضرب مقدار توان و فاصله:

[1] - Loop Flow

$$R_t = TC\frac{PX_t}{\sum_t PX_t} \qquad (۲-۲)$$

PX_t : مقدار مگاوات مایل برای توان عبوری t.

این روش نیز عملکرد واقعی سیستم را در نظر نمی‌گیرد. فاصلهٔ نمی‌تواند نشان دهندهٔ تجهیزات انتقالی که برای توان عبوری t مورد استفاده قرار گرفته‌اند یا میزان ارتقاء و توسعهٔ تجهیزات مورد نیاز برای این سرویس باشد[۵] و[۲].

بنابراین در روش مگاوات مایل بطور ساده هزینه را بر حسب میزان توان انتقالی و فاصله بین تولید کننده و مصرف کننده مشخص می‌نماید.

۲-۵-۱-۴- روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار[1] [۲]

در روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار هزینه انتقال هر مشتری بر اساس میزان استفادهٔ آن مشتری از تجهیزات انتقال، اختصاص داده می‌شود. روش مگاوات مایل به چندین روش اجرا و پیاده‌سازی می‌شود که در اینجا یکی از آنها را بررسی می‌کنیم.

برای یک قرارداد انتقال t، میزان استفاده از خط انتقال j به صورت زیر تعیین می‌شود.

$$TU_t = \sum_j W_j \cdot F_{j,t} \qquad (۲-۳)$$

TU_t : ظرفیت مورد استفادهٔ مشتری t از سیستم انتقال

W_j: هزینهٔ خطوط انتقال به ازای هر واحد

$F_{j,t}$: فلوی توان مشتری t در خط j

که :

$$W_j = C_j \cdot L_j \qquad (۲-۴)$$

[1] -Power Flow Based

درنتیجه خواهیم داشت:

$$TU_t = \sum_j C_j \cdot L_j \cdot F_{j,t} \qquad (۵-۲)$$

Lj= طول خط (بر حسب مایل یا کیلو متر)

Cj= هزینه انتقال یک مگاوات در واحد طول خط (بر حسب دلار بر مگاوات درکیلومتر یا دلار بر مگاوات در مایل).

همان طور که مشاهده می‌شود TU دارای دیمانسیون مگاوات و فاصله (مایل یا کیلومتر) است. به همین علت این روش مگاوات مایل نامیده می‌شود. حال مقدار بکارگیری از ظرفیت سیستم انتقال که با رابطه (۲-۵) محاسبه می‌شود، به منظور اختصاص و تقسیم هزینه انتقال بین مشتریان بکار می‌رود.

$$R_t = TC \frac{TU_t}{\sum_{t \in T} TU_t} \qquad (۶-۲)$$

Tc= کل هزینه انتقال

Rt= نرخی که باید هر مشتری بپردازد.

در روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار، ابتدا میزان استفاده از تجهیزات j تعیین می‌شود. بدین ترتیب که حداکثر توان عبوری ($F_{j,t}$) روی این تجهیزات که ناشی از سرویس دهی به توان عبوری t است، محاسبه می‌شود. در حقیقت این توان عبوری، میزان تغییر توان عبوری روی یک تجهیزات خاص در دو حالت وجود یا عدم وجود توان عبوری t در شبکه را نشان می‌دهد. این توان عبوری برمبنای شبیه‌سازی بهره‌برداری از سیستم انتقال با استفاده از پخش بار بدست می‌آید.

میزان ظرفیت مورد استفاده توان عبوری t به صورت مجموع وزنی ظرفیت مورد استفاده هر کدام از تجهیزات محاسبه می‌شود. این وزنها(Wj) به عنوان"نماینده‌هایی برایMW" در هزینه‌های ظرفیتی خطوط انتقال استفاده می‌شوند.

مراحل بالا برای هر معامله ($t \in T$)تکرار می‌شود. سرانجام، مسؤلیت معامله t برای هزینه ظرفیت انتقال نهایی بوسیله رابطه (۲-۶) تعیین می‌شود.

روش مگاوات مایل پوشش کامل هزینه انتقال ثابت را تضمین و انعکاس می‌دهد.

بطور کلی، تخصیص هزینه بر مبنای پخش بار[1] (PFBCA)، از جمله روشهای دقیق برای تعیین هزینه‌های افزایشی می‌باشند[۵]و[۷].

۲-۵-۲- روش قیمت‌گذاری افزایشی

این روش مشتمل بر دو حالت می‌باشد: در حالت اول فقط هزینه‌های جدید انتقال که ناشی از سرویس دهی به مشتریان جدید می‌باشد، در محاسبه هزینه انتقال در نظر گرفته شود و هزینه‌های موجود سیستم به عهده مشتریان فعلی سیستم می‌باشد. در حالت دوم همه مشتریان موظف به پرداخت هزینهٔای که برای توسعه شبکه تحمیل شده است، می‌باشند. در این روش هدف محاسبه هزینهٔ انتقال یک توان عبوری از شبکه با توجه به هزینه‌ای اضافی که در سیستم ایجاد می‌کند مورد نظر می‌باشد[۲].

روشهای قیمت‌گذاری افزایشی، هزینه بهره‌برداری سیستم و هزینه‌های تراکم (هزینه‌های کوتاه مدت) و سرمایه‌گذاری برای افزایش ظرفیت (هزینه‌های بلند مدت) را شامل می شود.

روشهای مختلف در روش قیمت‌گذاری افزایشی برای محاسبه هزینه انتقال بصورت زیر می‌باشند:

۱. قیمت‌گذاری کوتاه مدت هزینه افزایشی (SRIC)[2]

۲. قیمت‌گذاری بلند مدت هزینه افزایشی (LRIC)[3]

۳. قیمت‌گذاری کوتاه مدت هزینه حاشیه‌ای (SRMC)[4]

---

[1] -Power Folw Based Cost Allocation
[2] -Short-Run Incremental Cost
[3] -Long- Run Incremental Cost
[4] -Short-Run Marginal Cost

۴. قیمت‌گذاری بلند مدت هزینه حاشیه‌ای (LRMC)[1]

اقتصاددانان معتقدند روش قیمت‌گذاری افزایشی از نظر اقتصادی کارآمد و مؤثرتر است. پیاده‌سازی و اجرای روشهای مبتنی بر هزینه افزایشی کار دشواری است. در واقع اکثر روشهایی که برای پیاده‌سازی این روش بکار می‌روند، هزینه واقعی را به صورت تقریبی محاسبه می‌کنند[۲].

۲-۵-۲-۱- قیمت‌گذاری کوتاه مدت هزینه افزایشی(SRIC) [۲]

در این روش، هزینه‌های بهره‌برداری مربوط به یک سرویس انتقال، ارزیابی و مشخص می‌گردند و درنهایت به همان مشتری اختصاص داده می‌شود. هزینه‌های بهره برداری سرویس انتقال را می‌توان با استفاده از یک مدل پخش بار بهینه (OPF)[2] که کلیه محدودیتهای بهره‌برداری ازجمله محدودیتهای سیستم انتقال و محدودیتهای تولید را مدل می‌کند، محاسبه کرد.

در روش قیمت‌گذاری کوتاه مدت افزایشی، علاوه بر مشکلات جدی که در ارزیابی هزینه‌های بهره‌برداری وجود دارد، مشکلات زیر نیز وجود دارد:

۱- برای اینکه در طول زمان، اطلاعات اقتصادی صحیح برای مشتریان انتقال فراهم شود، باید این روش هزینه‌های بهره‌برداری را پیش بینی کند که این کار نیاز به پیش بینی وضعیت‌های احتمالی بهره‌برداری در آینده دارد که هر چه این آینده دورتر باشد، دقت پیش بینی نیز کمتر می‌شود.

۲- اختصاص و تقسیم هزینه افزایشی کوتاه مدت بین چند مشتری که توأما" در تغییر هزینه‌های بهره‌برداری مؤثرند.

۳- قیمتهایی که با این روش برای سرویس‌های انتقال با مدت طولانی تعیین می‌شوند از اعتبار کافی برخوردار نیستند.

---

[1] - Long- Run Marginal Cost
[2] - Optimal Power Flow

این مشکلات باعث می‌شوند که تصمیم گیری اقتصادی صحیح و مؤثر در سرویس انتقال طولانی مدت بر اساس قیمت‌های SRIC، مشکل باشد. به دلیل اینکه درآمدهای حاصل از این روش قیمت‌گذاری فقط هزینه‌های بهره‌برداری ناشی از یک سرویس را جبران می‌کنند، لذا قیمت‌گذاری باعث تشویق برای سرمایه‌گذاری و توسعه سیستم‌های انتقال نمی‌شود[۲].

۲-۵-۲-۲ – قیمت‌گذاری بلند مدت هزینه افزایشی(LRIC) [۲]

در روش قیمت‌گذاری بلند مدت هزینه افزایشی، کلیه هزینه‌های بلند مدت که برای سرویس دهی به یک مشتری لازم است، تعیین می‌شود و این هزینه‌ها به همان مشتری اختصاص داده می‌شود. هزینه‌های بلند مدت شامل هزینه های توسعه، تقویت سیستم و هزینه‌های بهره‌برداری می‌شود. هزینه بهره‌برداری را می‌توان بر اساس همان اصول گفته شده در بخش قبلی محاسبه کرد. تغییرات بلند مدت سرویس انتقال، اساس محاسبه هزینهٔ توسعه و تقویت مرتبط با سرویس انتقال را تشکیل می‌دهند.

چون باید مساله را در حالت " توسعه با حداقل هزینه " حل کنیم، محاسبه هزینه توسعه و تقویت مشکل است، و در اینجا نیز با مشکل تخصیص هزینه توسعه بین مشتری که مجموعا" و با هم این هزینه را ایجاد می‌کنند، روبرو هستیم.

۲-۵-۲-۳- قیمت‌گذاری کوتاه مدت هزینه حاشیه‌ای (SRMC)

در روش قیمت‌گذاری کوتاه مدت هزینه حاشیه‌ای، ابتدا هزینه حاشیه‌ای بهره‌برداری سیستم که ناشی از یک سرویس انتقال است، محاسبه می‌شود. هزینه حاشیه‌ای بهره‌برداری شامل هزینه سیستم انتقال ناشی از یک واحد افزایش در توان انتقالی (هزینه‌های حاشیه‌ای آخرین مگاوات ساعت از انرژی انتقال داده شده)می‌باشد. هزینهٔ حاشیه‌ای بهره‌برداری هزینه‌ای است که سیستم برای تغذیه یک مگاوات ساعت برق اضافی در یک داد و ستد ترانزیت متحمل می شود[۲].

برای استفاده این روش برای تعیین تعرفه‌های انتقال، هزینه بهره‌برداری حاشیه‌ای برای باسی که برق به آن وارد می‌شود و هزینه بهره‌برداری حاشیه‌ای برای باسی که برق از آن خارج می‌گردد، بدست آورده می‌شود. اختلاف بین آن دو در اندازه برق ترانزیت شده (توان انتقالی) ضرب می‌گردد و نتیجه هزینه حاشیه‌ای کوتاه مدت بدست می‌آید.

$$SRMC_t = \sum_{i \in B_t} [BMC_i \cdot P_{i,t}] \qquad (۷-۲)$$

BMC_i: هزینهٔ حاشیه‌ای باس شماره i

$P_{i,t}$: مقدار توان تزریق شده به باس شماره i ناشی از قرار داد t، (برای تولید کننده مثبت و برای مصرف کننده منفی می باشد)

B_t : مجموعه باسهای انتقال به کار رفته توسط داد و ستد t.

با استفاده از روشهای حساسیت پخش بار بهینه (OPF)، هرینهٔ حاشیه‌ای باس را می‌توان محاسبه نمود.

مشکلات قیمت‌گذاری بر اساسSRMC نیز همانند روش SRIC است. بعلاوه اگر مقدار توان انتقالی در مقایسه با بار محلی شبکه زیاد باشد، ممکن است قیمت‌های SRMC، قیمت‌های بهره‌برداری واقعی نباشند. در نتیجه، سودی که از این روش قیمت‌گذاری بدست می‌آید، عموما" کمتر از آن است که برای توسعه و تقویت سیستم انتقال مناسب باشد. بنابراین قیمتهای SRMC باعث تشویق برای توسعه سیستم انتقال نمی‌شود. حتی در صورت توسعه سیستم انتقال، قیمت‌های SRMC شدیدا" کاهش پیدا کرده و احتمال بازگشت هزینه‌های توسعه سیستم انتقال نیز کمتر می‌شود.

هزینه انتقال برابر با مابه‌التفاوت قیمت انرژی در دو طرف خط انتقال مربوطه می‌باشد که به کمک روش هزینه حاشیه‌ای، قیمت انرژی در هر باس مشخص می‌شود. هزینه‌های این قیمت انتقال شامل

جبران تلفات، سرویس‌های جانبی و هزینهٔ تراکم[1] است. بنابراین، اگر خط به حد ظرفیتی خود نرسد، قیمت انتقال فقط شامل هزینه حاشیه‌ای تلفات و سرویسهای جانبی است و چنانچه خط انتقال به حد ظرفیتی خود برسد، باعث می‌شود تا نیروگاههای ارزان‌تر در یک طرف خط کمتر تولیدکنند ولی آن نیروگاههای گران‌تر در طرف دیگر خط توان مورد نیاز بار را تامین کنند که این باعث افزایش قیمت برق در طرف پر بار می‌شود. در این صورت با توجه به اینکه هر مصرف کننده، برق مورد نیاز خود را با توجه به قیمت باس مربوطه خریداری می‌کند، درحقیقت این قیمت‌گذاری برابر است با هزینه تولید غیر اقتصادی ناشی از تراکم خط، که مصرف کننده از خط مربوط با پرداخت مابه‌التفاوت قیمت دو طرف خط می‌پردازد. در این روش نه تنها هزینه‌ها بطور مناسبی بین استفاده‌کنندگان تقسیم می‌شود، به سرمایه‌گذاران نیز برای انتخاب محل مناسب سرمایه‌گذاری در بخش تولید و یا انتقال اطلاعات درستی می‌دهد[۲].

قیمت‌گذاری SRMC دارای این مزیت اصلی است که هزینه‌های ترانزیت برای هر داد و ستد ترانزیت خاص، بطور هماهنگ با تغییرات در سیگنالهای اقتصادی بهینه (برای دوره‌های بهره‌برداری کوتاه مدت)، تغییر می‌کنند.

هزینه‌های حاشیه‌ای بصورت قیمتهای لحظه‌ای شناخته می‌شوند، و این روش قیمت‌گذاری قادر به انعکاس شرایط بهره‌برداری عملی تسهیلات تولید و انتقال از قبیل تراکم شبکه، تلفات خط و دیگر محدودیتها می‌باشد. بعبارت دیگر وقتی اندازه بار مبنا در مقایسه با بار ترانزیت شده کوچک باشد، قیمتهای SRMC ممکن است نزدیک هزینه بهره‌برداری واقعی نباشد و درآمد بدست آمده جهت پوشش هزینه تقویت مشکلات انتقال، کاهش پیدا می‌کند و در نتیجه توسعه تسهیلات انتقال صورت نمی‌گیرد[۶].

[1] -Congestion Cost

۲-۵-۲-۴- روش قیمت‌گذاری بلند مدت هزینه حاشیه‌ای (LRMC)

در این روش قیمت‌گذاری جهت محاسبه قیمت یک سرویس انتقال، هزینه‌های حاشیه‌ای بهره‌برداری، توسعه و تقویت سیستم درنظر گرفته می‌شوند.

در بخش قبل هزینه حاشیه‌ای بهره‌برداری بیان شد. در این بخش نحوه محاسبه هزینه حاشیه‌ای توسعه و تقویت به صورت زیر بیان می‌گردد.

دو عامل در تعیین قیمت‌های ترانزیت با استفاده کردن از قیمت‌گذاری هزینه حاشیه‌ای بلند مدت دخالت دارند. عامل اول هزینه بهره‌برداری حاشیه‌ای است و عامل دوم شامل هزینه تقویت حاشیه‌ای می‌باشد که به محاسبه جامع نیاز دارد. برای تعیین هزینه تقویت حاشیه‌ای، تمام طرح‌ها در رابطه با توسعه تسهیلات انتقال باید مشخص و بداخل محاسبات برده شوند. هزینه‌ها برای این قبیل پروژه‌های توسعه، پس از جمع بندی، بین تمام داد و ستدهای ترانزیت طرح جدید، تقسیم می‌شوند[۸].

در یک دوره زمانی دراز مدت چند ساله، کلیه پروژه‌های توسعه، شناسایی و هزینه آنها تعیین می‌شود. سپس این هزینه بر مقدار کل توان انتقالی تمام مشتریان جدید تقسیم می‌شود تا هزینه حاشیه‌ای توسعه محاسبه شود[۲].

قیمت‌گذاری هزینه حاشیه‌ای بلند مدت، هزینه‌های بهره‌برداری و اولیه را شامل می‌شود و محاسبه آن ساده‌تر از SRMC می‌باشد. زیرا مقادیر در قیمت‌گذاری بلند مدت حاشیه‌ای بر مبنای طرح بلند مدت محاسبه شده و خطوط مانند روش SRMC متغیر نیستند.

۲-۵-۳-روش قیمت‌گذاری ترکیبی [۲]

روش قیمت‌گذاری افزایشی به خصوص روش هزینه حاشیه‌ای دارای این عیب است که این روش هزینه سرمایه‌گذاری تجهیزات موجود را پوشش نمی‌دهد. زیرا هزینه حاشیه‌ای انتقال از هزینه متوسط

انتقال کمتر است. لذا معمولا" پیشنهاد می‌شود که مابه‌التفاوت هزینه حاشیه‌ای و هزینه کل انتقال به طریقی از مشتریان دریافت شود.

در این روش علاوه بر روش قیمت‌گذاری افزایشی از روش قیمت‌گذاری تخصیصی نیز استفاده می‌شود. به این صورت که بخش هزینه‌های متغیر، مانند تلفات، پایداری و هزینه تراکم از طریق قیمت‌گذاری افزایشی به خصوص روش هزینهٔ حاشیه‌ای پوشانده می‌شود و بخش هزینه‌های ثابت، مانند هزینهٔ سرمایه‌گذاری انجام شده و تعمیرات و نگهداری از روش‌های قیمت‌گذاری تخصیصی محاسبه و دریافت می‌شود.

۲-۶- نتیجه‌گیری

از مقایسه بین روشهای فوق می‌توان نوشت:

- روش تمبر پستی نسبت به میزان استفاده از سیستم انتقال و تراکم و ایجاد تولید غیر اقتصادی شبکه، بی‌تفاوت است.
- روش SRMC اثرات سرویس انتقال را روی هزینه‌های بهره‌برداری متغیر در نظر می‌گیرد.
- روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار نسبت به تغییر وضعیت بهره‌برداری حساس نیست اما نسبت به میزان استفاده از سیستم انتقال حساس است و در نتیجه این روش مساله سرمایه گذاری در سیستم موجود را در نظر می‌گیرد.
- قیمت‌هایی که با روش قیمت‌گذاری ترکیبی (با استفاده از روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار برای اختصاص هزینه‌های سیستم موجود و روش SRMC برای اختصاص هزینه‌های افزایشی) تعیین شده‌اند، امکان سرمایه‌گذاری را فراهم کرده و اثرات سرویس انتقال روی هزینه‌های بهره‌برداری را نیز درنظر می‌گیرد.

جهت انتخاب یک روش قیمت‌گذاری انتقال نه تنها به عادلانه بودن آن بلکه به سهولت پیاده سازی آن نیز باید توجه کرد. این عامل از اهمیت خاصی برخوردار است به گونه‌ای که هنوز روش تمبر پستی علی‌رغم ناکارایی اقتصادی، بواسطه آسان بودن پیاده‌سازی آن، بیشتر بکار برده می‌شود. اما با این حال به نظر می‌رسد که از میان روشهای مختلف، قیمت‌گذاری هزینه حاشیه‌ای برای هزینه‌های بهره‌برداری روش عادلانه‌تری باشد. قابل ذکر می باشد که کشورهای مختلف، بسته به شرایط خود، روش‌های مختلفی را انتخاب می‌کنند[۲].

فصل سوم

قیمت‌گذاری شبکه انتقال به روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار مستقیم و اعمال به شبکه برق مازندران

فصل سوم

قیمت‌گذاری شبکه انتقال به روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بـار مسـتقیم و اعمال به شبکه برق مازندران

در روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار، ابتدا میزان استفاده هر مصرف کننـده از هـرخط انتقـال و پست سیستم، تعیین می‌شود. معیار میزان استفاده هر مصرف کننده از هر خط انتقال یا پست، مقدار توانی است که از خط انتقال یا پست، عبور می‌کند. برای تعیین مقدار توان مصرف کننده t در هر خط انتقال یا پست در یک زمان مشخص، فرض می‌شود که فقط مصـرف کننـدهٔ t در مـدار بـوده و تـوان مصرفی مشتریان دیگر صفر می‌باشد. برای این منظور از پخش بار مستقیم که در آن سیسـتم خطـی فرض می‌شود، استفاده می‌گردد. پس از تعیین توان عبوری هر یک از مصرف کنندگان در هـر یـک از خطوط انتقال و پست‌های فشار قوی، هزینه هر خط یا پست به نسبت توان عبوری مشتریان بین آنان تقسیم می‌شود.

در ادامه پخش بار مستقیم و نحوه بدست آوردن توان مصرفی هر یک از مشتریان در هر خط انتقال یا پست تشریح می‌گردد. پس از آن، قیمت‌گذاری انتقال به روش مگاوات مایل مبتنی بـر پخـش بـار، توضیح داده می‌شود. در انتها این روش به دو سیستم نمونه و شبکه انتقال مازندران اعمال می‌شود.

۳-۱- پخش بار مستقیم

با فرض اینکه:

الف)اندازه ولتاژ تمام باسها ثابت و برابر با یک پریونیت می‌باشد.

ب)اختلاف زاویه بین هر دو باس کوچک بوده بگونه‌ای که بتوان سینوس اختلاف زاویه را با اختلاف زاویه بر حسب رادیان تقریب زد.

ج) مقاومت خطوط در مقابل راکتانس آن قابل صرف نظر باشد.

رابطه توان انتقالی از باس i ام به باس j ام به صورت ساده زیر در می آید[۹]:

$$p_{ij} = \frac{1}{X_{ij}}(\theta_i - \theta_j) \qquad (۱-۳)$$

که:

X_{ij}= راکتانس خط انتقال بین باس j,i

θ_i, θ_j= زاویه ولتاژ باس‌های j ,i

p_{ij}= توان اکتیو عبوری از باس i ام به باس j ام

توان تزریقی به باس i ام برابر است با :

$$P_i = \sum_{k=1}^{n} p_{ik} \qquad (۲-۳)$$

که n تعداد باسهای شبکه می‌باشد. با ادغام روابط (۳-۱) و (۳-۲) شکل ماتریسی پخش بار سیستم به صورت زیر بدست می آید:

$$P = B\theta \qquad (۳-۳)$$

که :

$\mathbf{P}$ = توان تزریقی باس‌ها (pu) بردار $(n-1)\times 1$

$\mathbf{B}$ = ماتریس $(n-1)\times(n-1)$ اندوکتانس شبکه (pu)

θ = بردار $(n-1)\times 1$ بردار زاویه ولتاژ باسها بر حسب رادیان

چنانچه رابطه (۳-۱) به صورت ماتریسی نوشته شود، داریم:

$$P_{IJ} = H\theta \qquad (۴-۳)$$

که:

P_{IJ} = بردار $(n\lambda)\times 1$ توان انتقالی خطوط بر حسب پریونیت

H = ماتریس توان انتقالی خطوط بر حسب پریونیت

با ادغام روابط (۳-۳) و (۳-۴) نتیجه می‌شود:

$$P_{IJ} = FP \qquad (۵-۳)$$

که :

$$F = B^{-1}H \qquad (۶-۳)$$

۳-۲- محاسبه سهم توان هر مشتری در هر خط انتقال

بردار توان تزریقی به باسها را به صورت مجموع توان مصرفی و تولیدی مشتریان مختلف می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$P=\begin{bmatrix} p_2 \\ p_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ p_n \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} p_{g2}-p_{d2} \\ p_{g3}-p_{d3} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ p_{gn}-p_{dn} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} p_{g2} \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix}+\begin{bmatrix} 0 \\ p_{g3} \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix}+\ldots+\begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \\ p_{gn} \end{bmatrix}+$$

$$+\begin{bmatrix}-p_{d2}\\0\\.\\.\\.\\0\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}0\\-p_{d3}\\0\\.\\.\\0\end{bmatrix}+\ldots+\begin{bmatrix}0\\.\\.\\.\\0\\-p_{dn}\end{bmatrix} \qquad (۳-۷)$$

که p_{gi} و p_{di} به ترتیب توان تولیدی و مصرفی در باس i ام بر حسب پریونیت می‌باشد.

با جایگذاری رابطهٔ (۳-۷) در رابطهٔ (۳-۵) نتیجه می‌شود که:

(۳-۸)

$$P_{IJ}=FP=F\begin{bmatrix}-p_{g2}\\0\\.\\.\\.\\0\end{bmatrix}+F\begin{bmatrix}0\\p_{g3}\\0\\.\\.\\0\end{bmatrix}+\ldots+F\begin{bmatrix}0\\.\\.\\.\\0\\p_{gn}\end{bmatrix}+F\begin{bmatrix}-p_{d2}\\0\\.\\.\\.\\0\end{bmatrix}+F\begin{bmatrix}0\\-p_{d3}\\0\\.\\.\\0\end{bmatrix}+\ldots+F\begin{bmatrix}0\\.\\.\\.\\0\\-p_{dn}\end{bmatrix}$$

$$=P_{IJ}^{g1}+P_{IJ}^{g2}+\ldots+P_{IJ}^{gn}+P_{IJ}^{d1}+P_{IJ}^{d2}+\ldots+P_{IJ}^{dn}$$

$$P_{IJ}^{gk}=F\begin{bmatrix}0\\.\\0\\p_{gk}\\0\\.\\0\end{bmatrix}\qquad ,P_{IJ}^{dk}=F\begin{bmatrix}0\\.\\0\\-p_{dk}\\0\\.\\0\end{bmatrix} \qquad (۳-۹)$$

با توجه به اینکه در پخش بار مستقیم، سیستم خطی فرض می‌شود و اصل جمع آثار در آن برقرار است، عنصر λام بردارهای P_{IJ}^{dq} و P_{IJ}^{gp} به ترتیب برابر با توان انتقالی مصرف کننده qام از خط انتقال λ ام و توان انتقالی تولید کننده pام از خط انتقال λام می‌باشد.

با استفاده از فرمول فوق سهم توان هر مشتری در هر خط انتقال یا پست را می‌توان محاسبه نمود. به صورت مشابه می‌توان سهم توان هر قرارداد را در هر خط انتقال بدست آورد. به عبارت دیگر بردار توان تزریقی به باسها را مشابه با رابطهٔ (۳-۷) می‌توان به صورت مجموع توان قراردادهای مختلف نوشت.

به صورت مشابه با رابطهٔ (۳-۸) سهم توان هر قرارداد در هر خط را می‌توان تعیین نمود.

۳-۳- قیمت گذاری انتقال به روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار مستقیم

فرض کنید که سهم توان مشتری k ام در خط انتقال ij برابر با $p_{ij}^{(k)}$ و کل توان این خط برابر با P_{ij} باشد. هزینهٔ خط انتقال ij باید بین مشتریان مختلف به نسبت توان انتقالی آنها تقسیم و از آنها دریافت شود. از آنجا که فلوهای توان مخالف باعث آزاد سازی ظرفیت خطوط انتقال می‌گردد، مشتریانی که در یک خط انتقال، فلوی مخالف ایجاد می‌نمایند باید تشویق گردند.

لذا سهم توان مشتری k ام هر خط ij به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$P_{ij}^{(k)} = \begin{cases} p_{ij}^{(k)} & P_{ij} p_{ij}^{(k)} > 0 \\ 0 & P_{ij} p_{ij}^{(k)} \le 0 \end{cases} \qquad (۱۰-۳)$$

هزینهٔ انتقال مشتری k ام از خط انتقال ij در واحد زمان به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$u_{ij}^{(k)} = \frac{p_{ij}^{(k)} \times A_{ij}}{\sum_{r=2}^{n} p_{ij}^{(k)} \times 8760} \qquad (۱۱-۳)$$

که:

$u_{ij}^{(k)}$ = سهم هزینه انتقال مشتری k ام از خط انتقال ij برحسب واحد پول

A_{ij} = هزینهٔ همسنگ سالیانهٔ خط انتقال ij برحسب واحد پول

در فرمول (۳-۱۱) فرض شده است که باس شماره یک، باس مبنا بوده و هیچ مصرف کننده‌ای به آن متصل نمی‌باشد. در این فرمول ۸۷۶۰ تعداد ساعات طی یک سال می‌باشد. هزینه همسنگ سالیانه خط انتقال ij به صورت زیر محاسبه می‌گردد[۱۰].

$$A_{ij} = w_{ij}^{I}\frac{i(1+i)^{n}}{(1+i)^{n}-1} + w_{ij}^{0} \qquad (۱۲-۳)$$

که:

w_{ij}^{I} = هزینه سرمایه‌گذاری خط ij بر حسب واحد پول

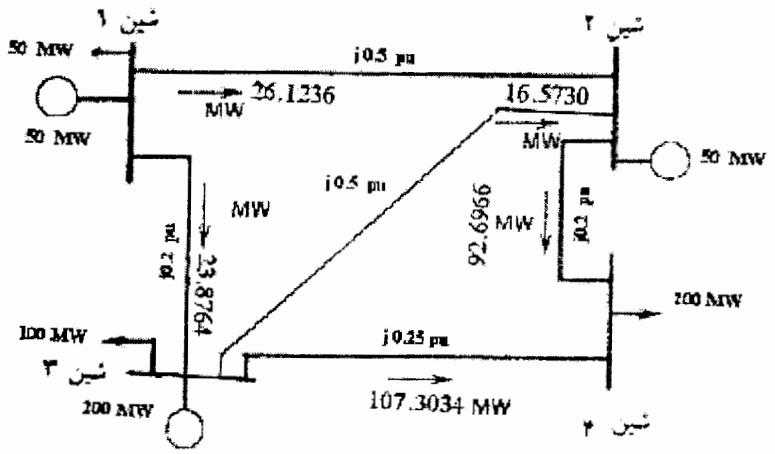
w_{ij}^{0} = هزینه بهره برداری خط ij بر حسب واحد پول

i = نرخ بهرهٔ

فاکتور w_{ij}^{I} مطابق رابطه (۲-۴) محاسبه می شود. در اینجا از هزینه بهره‌برداری خط صرف نظر شده است. در بخش‌های بعد، این روش به دو سیستم نمونه و شبکه انتقال مازندران اعمال می‌شود.

۳-۴- تعیین سهم هزینهٔ مصرف کنندگان مختلف در سیستم نمونه(۱)

سیستم نمونه شماره (۱) در شکل (۳-۱) نشان داده شده است. این سیستم دارای چهار باس و پنج خط انتقال می‌باشد.



شکل ۳-۱- توانهای انتقالی خطوط جهت شبکه چهار باسه با استفاده از پخش بار مستقیم.

باس شماره یک را باس مبنا در نظر می‌گیریم و توان مبنا $S_{base} = 100\,MW$ می‌باشد.

توان تولیدی و مصرفی باسهای مختلف و همچنین زاویه ولتاژ باسهای مختلف با استفاده از رابطه (۳-۳) محاسبه و در جدول (۳-۱) درج شده است.

جدول۳-۱- مقدار زاویه ولتاژ، توان مشتری باسهای مختلف شبکه انتقال چهار باسه.

bus	customer	p(MW)	P(pu)	θ
۲	ژنراتور۲	۵۰	۰,۵	-۰/۱۳۰۶
۳	ژنراتور۳	۲۰۰	۱	-۰/۰۴۷۸
	مصرف کننده ۳	-۱۰۰		
۴	مصرف کننده ۴	-۲۰۰	-۲	-۰/۳۱۶۰

فرض کنید هزینه سرمایه‌گذاری شده خطوط ۸۰۰ میلیون ریال به ازاء هر کیلومتر باشد. همچنین اگر نرخ بهره سالیانه ۱۵٪ =i باشد و بازیافت سرمایه در یک دوره زمانی ۲۰ ساله انجام شود (n=۲۰)، با استفاده از رابطه (۳-۱۲) هزینه سرمایه‌گذاری اولیه بدست خواهد آمد. جدول (۳-۲) مشخصات خط و همچنین هزینه سرمایه گذاری اولیه خطوط شبکه چهار باسه فوق را نشان می‌دهد.

جدول۳-۲- راکتانس، طول خطوط انتقال و مقدار سرمایه‌گذاری اولیه شبکه انتقال نمونه چهار باسه.

نام خط (از باس- به باس)	طول خط (km)	راکتانس خط (pu)	هزینه سرمایه‌گذاری خط انتقال (میلیارد ریال)	هزینه همسنگ سالیانه خط انتقال (میلیون ریال)
۱-۲	۲۰۰	۰/۵	۱۶۰	۲۵۵۶۲
۱-۳	۲۰۰	۰/۲	۱۶۰	۲۵۵۶۲
۲-۳	۳۰۰	۰/۵	۲۴۰	۳۸۳۴۳
۲-۴	۲۵۰	۰/۲	۲۰۰	۳۱۹۵۲
۳-۴	۱۰۰	۰/۲۵	۸۰	۱۲۷۸۱

جهت تعیین سهم توان هر مشتری در هرخط طبق رابطه (۳-۷)، بردار توان تزریقی به باسها را به صورت مجموع بردارهای مصرف و بردارهای تولید می‌نویسیم. سپس با استفاده از رابطه (۳-۹) سهم توان هر مشتری در هر خط را محاسبه می‌کنیم. در جدول (۳-۳) سهم توان مشتریان مختلف در باسهای مختلف درج شده است.

بر طبق رابطه (۳-۱۰) کلیه توانهای انتقالی هر مشتری که در جهت فلوی توان انتقالی خط متناظر می‌باشد را به عنوان توان مؤثر در نظر گرفته و توان انتقالی مشتری که جهت فلوی آن در خلاف فلوی کل توان انتقالی خط می‌باشد، به دلیل آزاد کردن ظرفیت خط، جهت تشویق، در محاسبه قیمت لحاظ نشده و این مشتریان قیمتی بابت استفاده از خط پرداخت نمی‌کنند. به عنوان مثال در خط بین باس ۲و۳، توان انتقالی کل ۱۶/۵۷- مگاوات می‌باشد. یعنی جهت فلوی خط از باس ۳ به سمت باس ۲ می‌باشد. لذا طبق رابطه (۳-۱۰) مجموع توانهای مشتری در این خط که هم جهت با توان انتقالی خط (۲-۳) باشد (مربوط به مشتری ژنراتور ۳ و مصرف کننده ۴) ۳۹/۳۶- مگاوات خواهد بود که باید دو مشتری مذکور بابت استفاده از خط (۲-۳) هزینه پرداخت نمایند (رجوع شود به جدول (۳-۳)). همانطور که در جدول (۳-۳) نشان می‌دهد، مشتریان ژنراتور ۲ و مصرف کننده ۳ به دلیل داشتن فلوی خلاف جهت فلوی توان انتقالی خط (۲-۳) قیمتی از آنها دریافت نمی‌شود. بنابراین کلیه هزینه

سرمایه‌گذاری خط (۲-۳) بین مشتریان ژنراتور ۳ و مصرف کننده ۴ تقسیم می‌شود.

طبق رابطه (۳-۱۱) هزینه انتقال توان هر یک از مشتریان شبکه نمونه چهار باسه شکل (۳-۱) در واحد زمان به صورت جدول (۳-۳) خواهد بود.

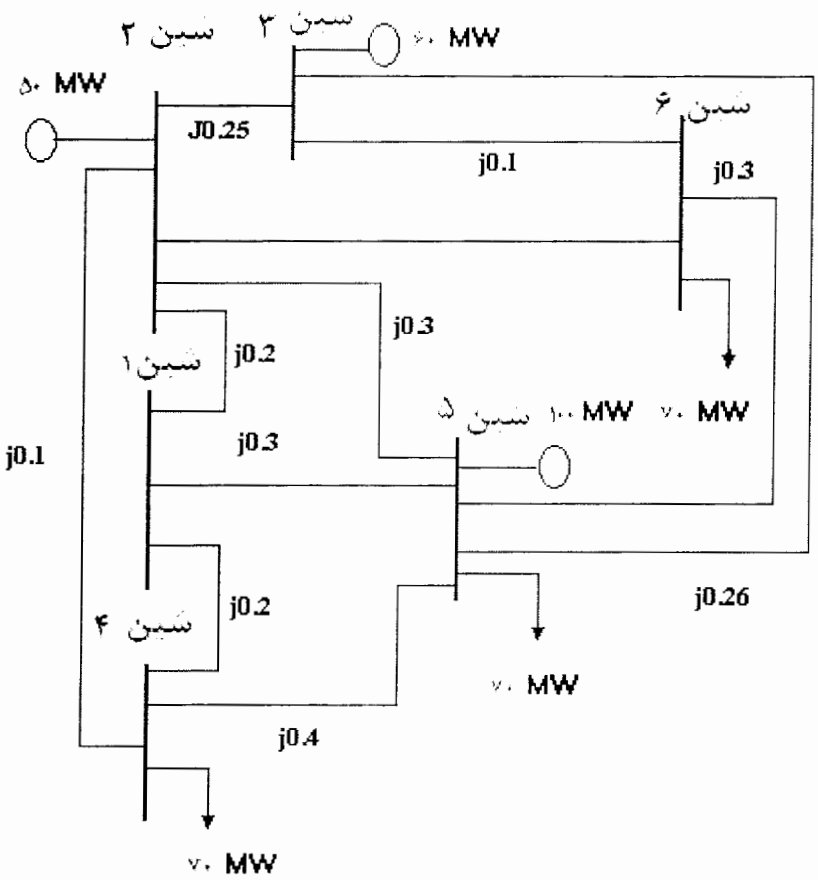
همانطور که از جدول (۳-۳) ملاحظه می‌شود، مشتری که دارای فلوی مخالف با فلوی توان انتقالی باشد، هزینه‌ای بابت انتقال توان پرداخت نمی‌کند.

جدول۳-۳- سهم توان و هزینه انتقال در خطوط مختلف مربوط به مشتری در شبکه انتقال چهار باسه.

مشتری	نام خط (از باس- به باس)	سهم توان انتقالی در خطوط مختلف (MW)	کل توان انتقالی در خطوط مختلف (MW)	سهم هزینه انتقال توان مشتری در خطوط مختلف (ساعت/ ریال)
ژنراتور۲	۱-۲	-۲۳/۳۱	**۲۶/۱۲**	۰
	۱-۳	-۲۶/۶۷	۲۳/۸۸	۰
	۲-۳	۱۲/۶۴	-۱۶/۵۷	۰
	۲-۴	۱۴/۰۲	۹۲/۶۹	۴۴۴۰۲۰
	۳-۴	-۱۴/۰۶	۱۰۷/۳۰	۰
ژنراتور۳	۱-۲	-۴۲/۶۸	۲۶/۱۲	۰
	۱-۳	-۱۵۷/۳	۲۳/۸۸	۰
	۲-۳	-۲۰/۲۴	-۱۶/۵۷	۲۲۵۰۸۰۰
	۲-۴	-۲۲/۵	۹۲/۶۹	۰
	۳-۴	۲۲/۴۸	۱۰۷/۳۰	۲۴۷۲۷۰
مصرف کننده۳	۱-۲	۲۱/۳۴	۲۶/۱۲	۶۷۵۸۲۰
	۱-۳	۷۸/۶۵	۲۳/۸۷	۱۱۰۴۲۰۰
	۲-۳	۱۰/۱۲	-۱۶/۵۷	۰
	۲-۴	۱۱/۲۵	۹۲/۶۹	۳۵۶۳۰۰
	۳-۴	-۱۱/۲۴	۱۰۷/۳۰	۰
مصرف کننده۴	۱-۲	۷۰/۸۰	۲۶/۱۲	۲۲۴۲۲۰۰
	۱-۳	۱۲۹/۲	۲۳/۸۷	۱۸۱۳۸۰۰
	۲-۳	-۱۹/۱۲	-۱۶/۵۷	۲۱۲۶۲۰۰
	۲-۴	۸۹/۹۰	۹۲/۶۹	۲۸۴۷۲۰۰
	۳-۴	۱۱۰/۱۶	۱۰۷/۳۰	۱۲۱۱۷۰۰

۳-۵- تعیین سهم هزینهٔ قراردادهای مختلف در سیستم نمونه(۲)

سیستم نمونه شماره (۲) در شکل (۳-۲) نشان داده شده است . این سیستم دارای شش باس، یازده خط انتقال، ۶ مشتری می‌باشد.



شکل ۳-۲- توانهای انتقالی خطوط جهت شبکه نمونه شش باسه با استفاده از پخش بار مستقیم.

فرض کنید طول خطوط بر حسب کیلومتر به شرح جدول (۳-۴) باشد. جهت قیمت‌گذاری خطوط انتقال در شبکه شش باسه براساس قرارداد، سه قرارداد زیر را در نظر می‌گیریم:

قرارداد۱: ژنراتور باس ۲ و ۵، به ترتیب ۵۰ و۲۰ مگاوات تولید نماید و مصرف کننده باس ۴ ، ۷۰ مگاوات مصرف کند(C 1).

قرارداد۲: ژنراتور باس ۳ و ۵، به ترتیب ۶۰ و۱۰ مگاوات تولید نماید و مصرف کننده باس ۶ ،

۷۰ مگاوات مصرف کند(C2).

قرارداد۳: ژنراتور باس ۵، ۷۰ مگاوات تولید نماید و مصرف کننده باس ۵، ۷۰ مگاوات مصرف کند(C3).

فرض هزینه سرمایه‌گذاری خطوط ۸۰۰ میلیون ریال به ازاء هر کیلومتر باشد.

همچنین اگر بهره سالیانه ۱۵٪ =i باشد و سرمایه در یک دوره زمانی ۲۰ ساله بازیافت شود (n=۲۰)، با استفاده از رابطه (۳-۱۲) هزینه سرمایه‌گذاری اولیه خطوط مطابق جدول (۳-۴) بدست خواهد آمد.

جدول۳-۴- راکتانس، طول خطوط انتقال و مقدار سرمایه‌گذاری اولیه شبکه انتقال نمونه شش باسه.

نام خط (از باس- به باس)	طول خط (km)	راکتانس خط (pu)	هزینه سرمایه‌گذاری خط انتقال (میلیارد ریال)	هزینه همسنگ سالیانه خط انتقال (میلیون ریال)
۱-۲	۲۰۰	۰/۲	۱۶۰	۲۵۵۶۸
۱-۴	۲۰۰	۰/۲	۱۶۰	۲۵۵۶۸
۱-۵	۳۰۰	۰/۳	۲۴۰	۳۸۳۵۲
۲-۳	۲۵۰	۰/۲۵	۲۰۰	۳۱۹۶۰
۲-۴	۱۰۰	۰/۱	۸۰	۱۲۷۸۴
۲-۵	۳۰۰	۰/۳	۲۴۰	۳۸۳۵۲
۲-۶	۲۰۰	۰/۲	۱۶۰	۲۵۵۶۸
۳-۵	۲۶۰	۰/۲۶	۲۰۸	۳۳۲۳۸/۴
۳-۶	۱۰۰	۰/۱	۸۰	۱۲۷۸۴
۴-۵	۴۰۰	۰/۴	۳۲۰	۵۱۱۳۶
۵-۶	۳۰۰	۰/۳	۲۴۰	۳۸۳۵۲

باس۱، باس مبنا در نظر گرفته شده است. جدول(۳-۵) توان باسها را طبق رابطه (۳-۷) بر اساس قرارداد فوق به صورت پریونیت شده نشان می‌دهد.

جدول۳-۵- توان باسها براساس قرارداد مربوط به شبکه انتقال شش باسه.

bus	Pc1(pu)	Pc2(pu)	Pc3(pu)
۲	۰/۵	۰	۰
۳	۰	۰/۶	۰
۴	-۰/۷	۰	۰
۵	۰/۲	۰/۱	۰
۶	۰	-۰/۷	۰

در جدول فوق Pc1 توان قرارداد شماره یک ،Pc2 توان قرارداد شماره دو و Pc3 توان قرارداد شماره سه می‌باشد. در نتیجه طبق رابطه (۳-۱۲) سهم هر قرارداد در هر خطوط انتقال مشخص می‌گردد. در جدول (۳-۶) سهم توان هر قرارداد و هزینه انتقال مشتری در هر خط انتقال درج شده است.

همانطور که در جدول (۳-۵) مشاهده شد، قرارداد شماره ۳ هیچ توانی به باسهای شبکه تزریق نمی‌کند. زیرا طبق قرارداد ۳ در باس شماره ۵، ۷۰ مگاوات تولید، و در همان باس،۷۰ مگاوات مصرف شده است. درنتیجه این قرارداد از خطوط انتقال، توانی عبور نمی‌دهد لذا هزینه‌ای پرداخت نمی‌کند.

در این مثال نیز همانند مثال قبلی، چنانچه یک قرارداد فلوی مخالف در یک خط ایجاد کند هزینه انتقال این قرارداد در خطی که فلوی مخالف ایجاد کرده است، صفر در نظر گرفته شده است. مثلا"در خط بین باس ۲ و۴ طبق قرارداد شماره ۲ توانی به مقدار۱/۵۲- مگاوات در خلاف جهت توان انتقالی بین باس ۲و۴ که ۴۲/۶۱ مگاوات می‌باشد، در جریان است. چون این توان باعث آزاد شدن ظرفیت خط شده جهت تشویق این قرارداد هزینه‌ای بابت انتقال توان از این خط دریافت نمی‌گردد.

جدول۳-۶ - توان انتقالی بین خطوط، سهم توان و قیمت مربوط به هر قرارداد در شبکه انتقال شش باسه.

قرارداد	نام خط (از باس- به باس)	سهم توان انتقالی در خطوط مختلف (MW)	کل توان انتقالی در خطوط مختلف P_{ij} (MW)	سهم هزینه انتقال توان مشترک در خطوط مختلف (ساعت/ ریال)
۱	۱-۲	-۷/۹۲	-۶/۸۵	۲۹۱۸۰۰۰
	۱-۴	۱۴/۱۴	۱۴/۴۶	۲۸۵۴۰۰۰
	۱-۵	-۶/۲۲	-۷/۶۱	۳۵۷۴۳۰۰
	۲-۳	-۰/۵۱	-۸/۷۲	۲۱۴۴۶۰
	۲-۴	۴۴/۱۳	۴۲/۶۱	۱۴۵۹۰۰۰
	۲-۵	-۰/۹۳	-۳/۰۵	۱۳۴۰۸۰۰
	۲-۶	-۰/۶۱	۱۲/۳۲	۰
	۳-۵	-۰/۵۸	۴/۸۶	۰
	۳-۶	۰/۰۷	۴۶/۴۲	۲۲۸۶/۷
	۴-۵	-۱۱/۷۳	-۱۲/۹۳	۵۲۹۲۱۰۰
	۵-۶	۰/۵۳	۱۱/۲۶	۲۰۶۵۷۰
۲	۱-۲	۱/۰۸	-۶/۸۴	۰
	۱-۴	۰/۳۲	۱۴/۴۶	۶۴۰۴۶
	۱-۵	-۱/۳۹	-۷/۶۱۲۸	۸۰۲۷۶۰
	۲-۳	-۸/۲۰	-۸/۷۲	۳۴۳۳۱۰۰
	۲-۴	-۱/۵۲	۴۲/۶۰	۰
	۲-۵	-۲/۱۱	-۳/۰۵	۳۰۳۶۲۰۰
	۲-۶	۱۲/۹۲	۱۲/۳۲	۲۹۱۸۰۰۰
	۳-۵	۵/۴۵	۴/۸۶	۳۷۹۳۴۰۰
	۳-۶	۴۶/۳۵	۴۶/۴۲	۱۴۵۶۷۰۰
	۴-۵	-۱/۲۱	-۱۲/۹۴	۵۴۳۹۰۰
	۵-۶	۱۰/۷۳	۱۱/۲۶	۴۱۷۰۵۰۰
۳	۱-۲	۰	-۶/۸۴	۰
	۱-۳	۰	۱۴/۴۶	۰
	.	.	.	.
	.	.	.	.
	۵-۶	۰	۱۱/۲۶	۰

۳-۶- قیمت‌گذاری شبکه انتقال برق مازندران بر اساس مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار مستقیم در سه حالت کم باری، بار متوسط و پر باری

شبکه انتقال برق مازندران که شبکه انتقال برق استان گلستان را نیز شامل می‌شود دارای ۲۵۶۵ کیلومتر شبکه انتقال، ۱۷ باس، ۲۱ خط انتقال می‌باشد. این شبکه در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت دارای ۴ خط و در سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت دارای ۱۸خط می‌باشد. این شبکه همچنین دارای ۸ ترانس ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت، ۱۶ ترانس ۲۳۰/۶۳ کیلوولت،۴ ترانس ۲۰/۴۰۰ کیلوولت و یک نیروگاه در باس شماره ۱۷ (نکا) می‌باشد.

شبکه انتقال برق مازندران توسط خطوط برون مرزی زیر به شبکه انتقال سراسری کشور متصل شده است:

الف- خطوط برون مرزی ۴۰۰kv: حسن‌کیف – زیاران، شهید سلیمی – آهوان، شهید سلیمی – جلال، علی‌آباد – اسفراین

ب-خطوط برون مرزی ۲۳۰ kv: حسن‌کیف- چابکسر ، علی آباد – شاهرود ، قائمشهر – پردیس ، فجر گنبد – بالکان

تبادل انرژی برق منطقه مازندران با دیگر شرکت های برق منطقه‌ای از طریق خطوط زیر انجام می‌شود:

الف – تبادل با برق منطقه‌ای خراسان از طریق خط ۴۰۰ kv علی‌آباد – اسفراین

ب – تبادل با برق منطقه‌ای سمنان از طریق خط ۲۳۰ kv علی‌آباد – شاهرود

ج – تبادل با برق منطقه‌ای تهران از طریق خطوط ۴۰۰ kv حسن‌کیف – زیاران ، شهید سلیمی – آهوان ، شهید سلیمی – جلال و خط ۲۳۰ kv قائمشهر – پردیس

د – تبادل با شبکه ترکمنستان از طریق ۲۳۰ kv فجر گنبد – بالکان

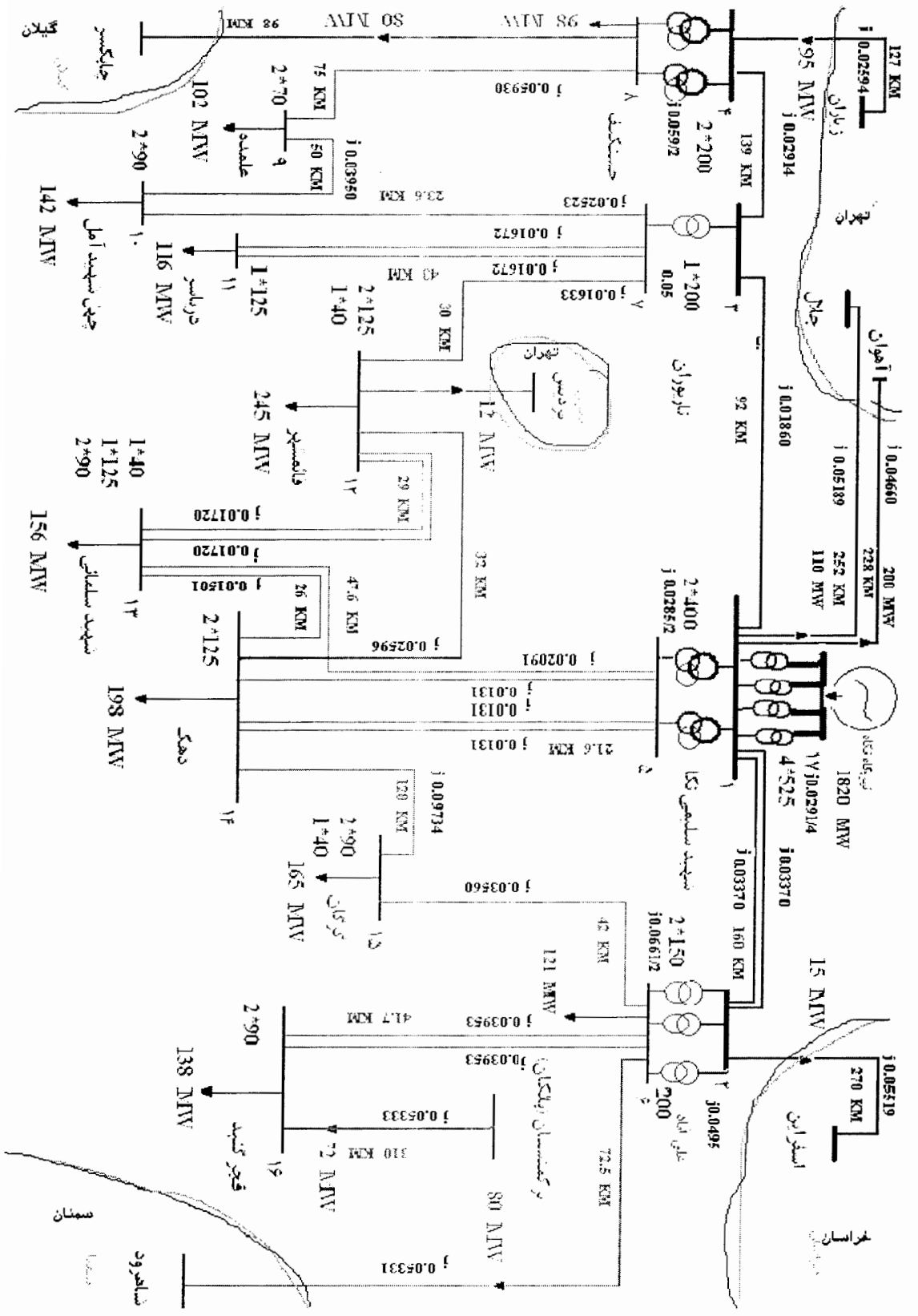
این خطوط برون مرزی با خروج توان از شبکه انتقال برق مازندران و یا تزریق توان به شبکه انتقال برق مازندران می‌توانند تاثیر زیادی در قیمت انتقال مصرف‌کنندگان داخلی انتقال برق مازندران داشته باشند. در فصل بعد، به چگونگی تاثیر آن پرداخته می‌شود.

در این پایان نامه خطوط برون مرزی به صورت بار یا تولید مدل می‌شوند. چنانچه یک خط برون مرزی، توان به شبکه مازندران تزریق نماید به عنوان ژنراتور مدل می‌شود و چنانچه این خط انرژی الکتریکی را از برق منطقه‌ای مازندران خارج و به شرکت های برق منطقه‌ای دیگر تزریق کند توسط یک بار مدل می‌شود.

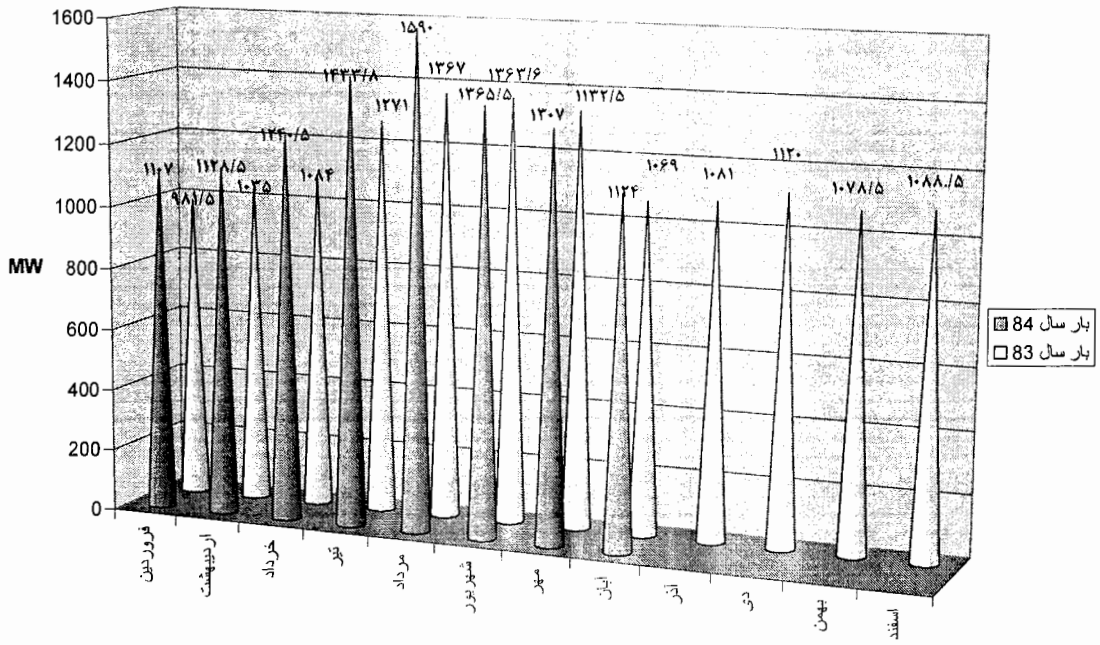
به دلیل آرایش شعاعی خطوط ۶۳ کیلوولت و یک سو تغذیه بودن ایستگاههای ۶۳/۲۰ کیلوولت در شبکه انتقال مازندران، کلیه باسهای ۶۳ کیلوولت بعنوان مشتری مصرف‌کننده در نظر گرفته شده است. شکل (۳-۳) نقشه شماتیک شبکه سراسری انتقال مازندران و گلستان در سال ۸۴ را نشان می‌دهد.

در شکل (۳-۳)، در مجاورت هر باس تعداد هر ترانس آن پست و ظرفیت آنها درج شده است. به عنوان مثال باس قائمشهر دارای دو ترانس ۱۲۵ مگاولت آمپر و یک ترانس ۴۰ مگاولت آمپر می‌باشد.

برای قیمت‌گذاری انتقال، کلیه هزینه‌های اولیه سرمایه‌گذاری شده در خطوط ۴۰۰ کیلوولت، خطوط ۲۳۰ کیلوولت و ایستگاههای فشارقوی نصب شده برحسب واحد"میلیون ریال" درنظر گرفته شده است.



شکل۳-۳- شماتیک تک خطی شبکه سراسری انتقال برق مازندران و گلستان درتابستان سال ۱۳۸۴.



شکل۳-۴- مقدار مصرف توان منطقه مازندران را درسالهای ۸۳ و۸۴.

شکل (۳-۴) نمودار پیک مصرف کل شبکه مازندران در سال ۸۳ و۸۴ به تفکیک ماه تا دی۸۴ را نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شودکه ماه مرداد پیک مصرف در ماههای سال می‌باشد.

قیمت‌گذاری انتقال برای ۲۹ مرداد ماه ۱۳۸۴ که پیک مصرف سال ۱۳۸۴ می‌باشد، انجام می‌شود. بار این روز به سه قسمت کم باری، بار متوسط و پر باری تقسیم شده و قیمت انتقال مشتریان در هر حالت محاسبه می‌شود. بار ساعت ۶ صبح به عنوان بار در حالت کم باری، بار ساعت ۱۶ به عنوان بار متوسط و بار ساعت ۲۱ به عنوان بار پیک در نظر گرفته شده است.

جدول (۳-۷) مقدار توان در سه حالت فوق به تفکیک برای همه مصرف کنندگان شبکه انتقال برق مازندران درج شده است.

جدول۳- ۷- مقدار توان مصرف کنندگان شبکه انتقال برق مازندران

در سه حالت کم باری، بار متوسط و پر باری در روز ۲۹ مرداد ماه سال ۱۳۸۴.

bus	customer	pL(MW) T:۶	pm(MW) T:۱۶	pp(MW) T:۲۱
۱	جلال	-۴۰	-۲۰۰	-۱۱۰
۱	آهوان	-۱۰۰	-۲۰۰	-۲۰۰
۲	اسفراین	-۲۰	۴۰	-۱۵
۴	زباران	۱۵۰	۵۰	۹۵
۶	علی آباد(d6)	-۸۴	-۱۱۹	-۱۳۱
۶	شاهرود	-۴۲	-۷۰	-۸۰
۸	چابکسر	۲۰	-۵۰	-۸۰
۸	حسن‌کیف(d8)	-۴۵	-۷۴	-۹۸
۹	علمده(d9)	-۵۱	-۸۶	-۱۰۲
۱۰	آمل(d10)	-۱۰۰	-۱۵۶	-۱۴۲
۱۱	دریاسر(d11)	-۸۰	-۱۲۴	-۱۱۶
۱۲	قائمشهر(d12)	-۱۱۸	-۲۱۴	-۲۴۲
۱۲	پردیس	۰	-۳۴	-۱۲
۱۳	سلمانی (d13)	-۹۸	-۱۴۶	-۱۵۶
۱۴	دهک(d14)	-۱۱۰	-۱۶۶	-۱۹۸
۱۵	گرگان(d15)	-۱۰۶	-۱۶۴	-۱۶۵
۱۶	ترکمنستان	۱۰	۹۵	۷۲
۱۶	گنبد(d16)	-۸۹	-۱۴۰	-۱۳۸
۱۷	نکا	۹۰۳	۱۷۷۱	۱۸۲۰

در جدول فوق تولید با علامت مثبت و بار با علامت منفی مشخص شده است. همچنین pL به معنی توان در حالت کم باری، pm به معنی توان در حالت بار متوسط، pp به معنی توان در حالت پر باری می‌باشد.

جهت تعیین مقدار هزینه سرمایه‌گذاری اولیه انجام شده در شبکه انتقال برق مازندران طبق رابطه (۲-۴) نیاز به داشتن طول خطوط، میزان هزینه واحد طول خطوط ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت و همچنین هزینه ترانسفورماتورهای نصب شده در شبکه می‌باشد. در جدول (۳-۸) و (۳-۹) مشخصات و هزینه

سرمایه‌گذاری اولیه انجام شده کلیه خطوط و ترانسهای شبکه انتقال مازندران درج شده است.

جدول۳-۸- مشخصات خطوط انتقال شبکه انتقال برق مازندران تا سال۱۳۸۴.

هزینه همسنگ سالیانه خط انتقال *(میلیون ریال)*	هزینه سرمایه‌گذاری خط انتقال (میلیون ریال/km)	راکتانس خط (pu)	طول خط (km)	نام خط (از باس- به باس)
۳۸۳۵۲	۱۵۰۰	(۰/۰۳۳۷)/۲	۱۶۰	۱-۲
۱۵۴۳۷	۱۰۵۰	۰/۱۸۶	۹۲	۱-۳
۲۳۳۲۳	۱۰۵۰	۰/۰۲۹۱۴	۱۳۹	۳-۴
۱۰۳۴۵	۱۳۶۰	۰/۰۲۰۹۱	۴۷/۶	۵-۱۳
۲۹۳۷۶	۱۳۶۰	(۰/۰۱۳۱)/۳	۲۱/۶	۵-۱۴
۶۳۷۶	۹۵۰	۰/۰۳۵۶۰	۴۲	۶-۱۵
۹۰۶۳	۱۳۶۰	(۰/۰۳۹۵۳)/۲	۴۱/۷	۶-۱۶
۳۵۸۲	۹۵۰	۰/۰۲۵۲۳	۲۳/۶	۷-۱۰
۹۳۴۵	۱۳۶۰	(۰/۰۱۶۷۲)/۲	۴۳	۷-۱۱
۴۵۵۴	۹۵۰	۰/۰۱۶۳۳	۳۰	۷-۱۲
۱۱۳۸۶	۹۵۰	۰/۰۵۹۳	۷۵	۸-۹
۷۵۹۰	۹۵۰	۰/۰۳۹۵	۵۰	۹-۱۰
۶۳۰۲	۱۳۶۰	(۰/۰۱۷۲)/۲	۲۹	۱۲-۱۳
۴۸۵۶	۹۵۰	۰/۰۲۵۹۶	۳۲	۱۲-۱۴
۵۶۵۱	۱۳۶۰	۰/۰۱۵۰۱	۲۶	۱۳-۱۴
۱۸۲۱۷	۹۵۰	۰/۰۹۷۳۴	۱۲۰	۱۴-۱۵

جدول۳-۹- مشخصات ترانسهای نصب شده در شبکه انتقال برق مازندران تا سال۱۳۸۴.

هزینه همسنگ سالیانه *ترانس* *(میلیون ریال)*	هزینه سرمایه‌گذاری ترانس (میلیون ریال)	راکتانس (pu)	تعداد و ظرفیت (MVA)	محل نصب (بین باسها)
۱۴۳۸۲	۹۰۰۰۰	(۰/۰۲۹۱)/۴	T-۴*۵۲۵ MVA	۱-۱۷
۱۲۷۸۴	۸۰۰۰۰	(۰/۰۲۸۵)/۲	T-۲*۴۰۰ MVA	۱-۵
۱۶۷۷۹	۱,۵*۷۰۰۰۰	۰/۰۱۹۸۲	T-۱*۲۰۰T-+۲*-۱۵۰ MVA	۲-۶
۵۵۹۳	۰/۵*۷۰۰۰۰	۰/۰۵۹	T-۱*۲۰۰ MVA	۳-۷
۱۱۱۸۶	۷۰۰۰۰	۰/۰۵۹/۲	T-۲*۲۰۰ MVA	۴-۸

در جدول (۳-۸) بیشترین هزینه انجام شده در شبکه انتقال برق مازندران مربوط به خط ۴۰۰ کیلوولت بین باس ۱ (۴۰۰ کیلوولت نکا) و باس ۲ (۴۰۰ کیلوولت علی آباد) می‌باشد. این خط دو مداره دارای ۱۶۰ کیلومتر طول و هزینه هر کیلومتر آن ۱۵۰۰ میلیون ریال می‌باشد که هزینه همسنگ سالیانه معادل۳۸۳۵۲ میلیون ریال کل سرمایه‌گذاری اولیه انجام شده است. واضح است مشتریانی که از این خط استفاده استفاده می‌کنند، سهم بیشتری متحمل می‌شوند. همچنین در جدول (۳-۹) هزینه همسنگ سالیانه سرمایه‌گذاری شده پست انتقال که در بین باسهای ۲ و۶ احداث شده است، بیشترین مقدار را دارد. بدیهی است هزینه انتقال توان در این پست بیشتر از پستهای دیگر خواهد بود.

جهت بدست آوردن هزینه همسنگ سالیانه خط و پست، عمر مفید خطوط و پستها را ۲۰ سال و نرخ بهره ۱۵٪ در نظر گرفته می‌شود.

زاویه ولتاژ هر یک از باسها با استفاده از پخش بار DC برای بار پیک سال ۱۳۸۴ محاسبه و در جدول (۳-۱۰) درج شده است.

جدول۳-۱۰- زاویه ولتاژ و توان مصرف کنندگان مربوط به باسهای مختلف شبکه انتقال مازندران در زمان بار پیک۸۴.

bus	customer	pp(MW)	θ
۱	جلال	-۱۱۰	-۱۳/۱۵۳۲
۱	آهوان	-۲۰۰	-۱۳/۱۵۳۲
۲	اسفراین	-۱۵	-۱۹/۷۹۳۸
۴	زیاران	۹۵	-۲۴/۴۴۱۷
۶	علی آباد(d6)	-۱۲۱	-۲۷/۳۰۶۹
۶	شاهرود	-۸۰	-۲۷/۳۰۶۹
۸	چابکسر	-۸۰	-۳۱/۹۶۶۷
۸	حسن‌کیف(d8)	-۹۸	-۳۱/۹۶۶۷
۹	علمده(d9)	-۱۰۲	-۳۶/۵۳۷۸
۱۰	آمل(d10)	-۱۴۲	-۳۵/۵۵۳۶
۱۱	دریاسر(d11)	-۱۱۶	-۳۲/۳۱۲۱
۱۲	قائمشهر(d12)	-۲۴۲	-۲۹/۹۲۳۴
۱۲	پردیس	-۱۲	-۲۹/۹۲۳۴
۱۳	سلمانی (d13)	-۱۵۶	-۲۸/۲۴۲۳
۱۴	دهک(d14)	-۱۹۸	-۲۶/۱۴۸۷
۱۵	گرگان(d15)	-۱۶۵	-۳۱/۲۹۷۷
۱۶	ترکمنستان	۷۲	-۲۸/۶۱۱۴
۱۶	گنبد(d16)	-۱۳۸	-۲۸/۶۱۱۴
۱۷	نکا	۱۸۲۰	۰

به روش بیان شده در بخش (۳-۲)، سهم توان انتقالی هر یک از مشتریان در هر خط انتقال برای سه نقطه کار بیان شده، محاسبه می‌شود. در جداول (۳-۱۱) و (۳-۱۲) سهم توان انتقالی مصرف‌کننده شاهرود در خطوط انتقال مختلف شبکه انتقال مازندران برای سه نقطه کار بیان شده درج شده است.

جدول۳-۱۱- سهم توان و هزینه انتقال مصرف کننده شاهرود درخطوط مختلف شبکه انتقال مازندران در زمان کم باری تاریخ ۱۳۸۴/۵/۲۹ .

نام خط (از باس- به باس)	سهم توان انتقالی شاهرود در خطوط مختلف در کم باری (MW)	کل توان انتقالی درخطوط مختلف در کم باری (MW)	*سهم هزینه انتقال شاهرود در خطوط مختلف در کم باری (ساعت/ ریال)*
۱-۱۷	-۴۲	-۹۴۳	۶۵۵۸۲
۱-۲	۳۳/۶۷	۲۸۱/۴۵	۵۰۳۳۱۰
۱-۳	۱/۳۴	۱۱۳/۳۹	۱۰۴۱۳
۱-۵	۶/۹۹	۴۰۸/۱۶	۲۲۹۹۵
۲-۶	۳۳/۶۷	۲۶۱/۴۵	۲۳۴۷۷۲
۳-۴	۰/۳۳	۱۰/۱۵	۰
۳-۷	۱/۰۱	۱۲۳/۵۴	۵۲۲۷
۴-۸	۰/۳۳	۱۳۹/۸۵	۲۹۸۷
۵-۱۳	۰/۵۶	۱۱۱/۶۸	۳۴۶۱
۵-۱۴	۶/۴۳	۲۹۶/۴۷	۱۴۵۵۳
۶-۱۵	۸/۳۳	۵۶/۴۵	۰
۶-۱۶	۰	۷۹	۰
۷-۱۰	۰/۳۳-	۷۶/۱۵	۰
۷-۱۱	۰	۸۰	۰
۷-۱۲	۱/۳۲	۳۲/۶۱	۰
۸-۹	۰/۳۳	۷۴/۸۵	۴۴۴۶
۹-۱۰	۰/۳۳	۲۳/۸۵	۳۷۷۱
۱۲-۱۳	۰/۵۳	۸۳/۰۲	۰
۱۲-۱۴	۰/۸۱	۶۷/۵۹	۰
۱۳-۱۴	۱/۰۹	۶۹/۳۳	۰
۱۴-۱۵	۸/۳۳	۱۹/۵۵	۱۹۴۰۳۰

جدول۳-۱۲- سهم توان و هزینه انتقال مصرف کننده شاهرود در خطوط مختلف شبکه انتقال مازندران در زمان بار متوسط و پر باری تاریخ ۱۳۸۴/۵/۲۹.

سهم هزینه *انتقال شاهرود در خطوط مختلف در پر باری (ساعت/ ریال)*	کل توان انتقالی درخطوط مختلف در پر باری (MW)	سهم توان انتقالی شاهرود در خطوط مختلف در پر باری (MW)	سهم هزینه *انتقال شاهرود در خطوط مختلف در بار متوسط (ساعت/ ریال)*	کل توان انتقالی درخطوط مختلف در بار متوسط (MW)	سهم توان انتقالی شاهرود در خطوط مختلف در بار متوسط (MW)	نام خط (از باس- به باس)
۶۶۴۸۶	-۱۸۰۸	-۸۰	۵۶۳۷۷	-۱۹۴۸	-۷۰	۱-۱۷
۶۱۸۴۱۳	۳۹۴/۱	۶۴/۱۴	۴۸۸۳۵۶	۴۶۵/۵	۵۶/۱۲	۱-۲
۱۰۴۶۴	۳۵۶/۱	۲/۵۵	۱۰۱۴۳	۳۴۹/۹	۲/۲۳	۱-۳
۲۴۸۶۲	۷۴۷/۸	۱۳/۳۱	۲۲۷۴۹	۷۳۲/۶	۱۱/۶۴	۱-۵
۲۷۸۹۳۸	۳۷۹/۱	۶۴/۱۴	۲۱۲۱۲۳	۵۰۵/۵	۵۶/۱۲	۲-۶
۶۹۶۰۰	۱۶۰/۱	**۰/۶۲**	۷۳۴۶	۱۵۶/۶	۰/۵۵	**۳-۴**
۶۲۳۲	۱۹۶	۱/۹۳۰۸	۵۵۶۷	۱۹۳/۳	۱/۶۹	۳-۷
۳۱۱۴	۲۵۵/۱	**۰/۶۲**	۳۳۶۹	۲۰۶/۶	۰/۵۵	**۴-۸**
۳۷۰۴	۲۱۲	۱/۰۶	۳۳۹۱	۲۰۶/۶	۰/۹۳	۵-۱۳
۱۵۷۹۷	۵۳۵/۸	۱۲/۲۴	۱۴۴۵۱	۵۲۶	۱۰/۷۱	۵-۱۴
۰	۱۱۲/۱	-۱۵/۸۶	۰	۸۱/۵	-۱۳/۸۸	۶-۱۵
۰	۶۶	۰	۰	۲۳۵	۰	۶-۱۶
۰	۱۶۶/۹	-۰/۶۲	۰	۱۵۹/۴	۰/۵۵	۷-۱۰
۰	۱۱۶	۰	۰	۱۲۴	۰	۷-۱۱
۰	-۸۶/۹	۲/۵۵	۰	-۹۰/۱	۲/۲۳	۷-۱۲
۶۰۲۵	۷۷/۱	۰/۶۲	۵۷۹۵	۸۲/۶	۰/۵۵	۸-۹
۰	-۲۴/۹	۰/۶۲	۰	-۳/۴	۰/۵۵	۹-۱۰
۰	-۱۹۵/۵	۱/۰۲	۰	-۱۹۵/۴	۰/۸۹	۱۲-۱۳
۰	-۱۴۵/۴	۱/۵۴	۰	-۱۴۲/۷	۱/۳۵	۱۲-۱۴
۰	-۱۳۹/۵	۲/۰۸	۰	-۱۳۴/۸	۱/۸۲	۱۳-۱۴
۲۴۳۹۴۹	۵۲/۹	۱۵/۸۶	۱۹۳۳۱۰	۸۲/۵	۱۳/۸۸	۱۴-۱۵

همچنانکه جدول (۳-۱۱) و (۳-۱۲) نشان می‌دهد، سهم هزینه انتقال مصرف‌کننده شاهرود در خطوطی که سهم توان انتقالی آن صفر است یا در خطوطی که فلوی مخالف ایجاد می‌کند، صفر است. مثلا" در خط بین باس شماره۶ (علی آباد) و۱۶(گنبد) مصرف کننده شاهرود در زمان پر باری توانی استفاده نکرده و هزینه‌ای هم نمی‌پردازد. ولی در خط بین باس شماره ۷(ناریوران) و شماره ۱۲ (قائمشهر) ۲/۵۵ مگاوات، توان عبورکرده است. اما به دلیل اینکه در خلاف جهت فلوی اصلی یعنی ۸۶/۹ مگاوات از باس قائمشهر به ناریوران می‌باشد و باعث آزاد ساختن ظرفیت خط به میزان ۲/۵۵ مگاوات شده است، لذا جهت تشویق این مصرف کننده در حفظ این شرایط هزینه‌ای دریافت نمی‌شود.

در خط (۴-۳) و (۸-۴) مصرف کننده شاهرود به یک اندازه و در جهت فلوی اصلی توان ۶۲ /۰ مگاوات استفاده کرده است، ولی هزینه متفاوتی پرداخت می‌نماید. زیرا اولا" توان کل انتقالی درخط بین باس ناریوران – حسن‌کیف (۴-۳) کمتر از توان انتقالی بین باسهای ۴۰۰ و۲۳۰ کیلوولت پست حسن‌کیف (۸-۴) است. ثانیا" طبق جدول (۳-۸) و (۳-۹) هزینه سرمایه‌گذاری اولیه در خط ۴۰۰ کیلولت (۴-۳) بیشتر از احداث ایستگاه (۸-۴) بوده است.

در جداول (۳-۱۳) و (۳-۱۴) سهم توان انتقال مشترکهای دهک و علمده در خطوط مختلف شبکه مازندران در بار پیک درج شده است.

همچنانکه جدول (۳-۱۳) نشان می‌دهد در بار پیک، سهم توان انتقالی مشترک دهک در خطوط (۴-۳)، (۹-۸)، (۱۰-۹)، (۱۰-۷) و (۸-۴) یکسان است ولی مصرف‌کننده بایستی هزینه متفاوتی پرداخت نماید. علت این است که: الف)کل توان انتقالی این خطوط متفاوت است، ب) هزینه سرمایه‌گذاری آنها یکسان نمی باشد.

جدول۳-۱۳- سهم توان و هزینه انتقال مصرف کننده دهک در خطوط مختلف شبکه انتقال مازندران در زمان پرباری تاریخ ۱۳۸۴/۵/۲۹.

نام خط (از باس- به باس)	سهم توان انتقالی دهک در خطوط مختلف در پر باری (MW)	کل توان انتقالی درخطوط مختلف در پر باری (MW)	*سهم هزینه انتقال دهک در خطوط مختلف در پر باری (ساعت/ ریال)*
۱-۱۷	-۱۹۸	-۱۸۰۸	۱۶۴۵۵۰
۱-۲	۱۶/۴۱	۳۹۴/۱	۱۵۸۲۱۰
۱-۳	۲۹/۲۴	۳۵۶/۱	۱۱۹۷۹۰
۱-۵	۱۵۲/۳۵	۷۴۷/۸	۲۸۴۶۲۰
۲-۶	۱۶/۴۱	۳۷۹/۱	۷۱۳۶۰
۳-۴	۷/۱۴	۱۶۰/۱	۷۹۶۸۰
۳-۷	۲۲/۱۰	۱۹۶	۷۱۳۵۰
۴-۸	۷/۱۴	۲۵۵/۱	۳۵۶۵۰
۵-۱۳	۱۲/۱۸	۲۱۲	۶۵۱۷۰
۵-۱۴	۱۴۰/۱۷	۵۳۵/۸	۱۳۴۰۳۰
۶-۱۵	۱۶/۴۱	۱۱۲/۱	۶۵۳۱۰
۶-۱۶	۰	۶۶	۰
۷-۱۰	-۷/۱۴	۱۶۶/۹	۰
۷-۱۱	۰	۱۱۶	۰
۷-۱۲	۲۹/۲۴	-۸۶/۹	۰
۸-۹	۷/۱۴	۷۷/۱	۶۸۹۸۰
۹-۱۰	۷/۱۴	-۲۴/۹	۰
۱۲-۱۳	۱۱/۶۳	-۱۹۵/۵	۰
۱۲-۱۴	۱۷/۶۲	-۱۴۵/۴	۰
۱۳-۱۴	۲۳/۸۱	-۱۳۹/۵	۰
۱۴-۱۵	-۱۶/۴۱	۵۲/۹	۰

مصرف‌کننده دهک در خط (۱۰-۹) فلوی مخالف ایجاد می‌کند و باعث آزاد سازی ظرفیت این خط می‌شود.

به منظور تشویق آزاد سازی خطوط از این مشترک برای این خط هزینه انتقال دریافت نمی‌شود.

جدول۳-۱۴- سهم توان و هزینه انتقال مصرف‌کننده علمده در خطوط مختلف شبکه انتقال مازندران در زمان پرباری تاریخ ۱۳۸۴/۵/۲۹ .

سهم هزینه انتقال علمده در خطوط مختلف در پر باری (ساعت/ ریال)	کل توان انتقالی درخطوط مختلف در پر باری (MW)	سهم توان انتقالی علمده در خطوط مختلف در پر باری (MW)	نام خط (از باس- به باس)
۸۴۷۷۰	-۱۸۰۸	-۱۰۲	۱-۱۷
۴۰۵۹۰	۳۹۴/۱	۴/۲۱	۱-۲
۲۲۸۸۰۰	۳۵۶/۱	۵۵/۸۶	۱-۳
۷۸۳۴۰	۷۴۷/۸	۴۱/۹۳	۱-۵
۱۸۳۱۰	۳۷۹/۱	۴/۲۱	۲-۶
۴۵۷۱۰۰	۱۶۰/۱	۴۰/۹۶	۳-۴
۴۸۰۹۰	۱۹۶	۱۴/۹	۳-۷
۲۰۴۵۳۰	۲۵۵/۱	۴۰/۹۶	۴-۸
۸۱۷۰۰	۲۱۲	۱۵/۲۷	۵-۱۳
۲۵۵۰۰	۵۳۵/۸	۲۶/۶۶	۵-۱۴
۱۶۷۶۰	۱۱۲/۱	۴/۲۱	۶-۱۵
۰	۶۶	۰	۶-۱۶
۱۰۸۶۰	۱۶۶/۹	۶۱/۰۴	۷-۱۰
۰	۱۱۶	۰	۷-۱۱
۹۵۳۱۰	-۸۶/۹	-۴۶/۱۴	۷-۱۲
۳۹۵۷۲۰	۷۷/۱	۴۰/۹۶	۸-۹
۴۴۶۴۴۰	۲۴/۹	-۶۱/۰۴	۹-۱۰
۷۴۸۲۰	-۱۹۵/۵	-۲۸/۷۹	۱۲-۱۳
۵۲۰۹۰	-۱۴۵/۴	-۱۷/۳۵	۱۲-۱۴
۴۶۴۸۰	-۱۳۹/۵	-۱۳/۵۲	۱۳-۱۴
۰	۵۲/۹	-۴/۲۱	۱۴-۱۵

در جدول (۳-۱۵) مقدار توان انتقالی مصرف‌کنندگان مختلف و هزینه انتقال آنها در زمان بار پیک برای دو خط انتقال (۲-۱) و (۴-۳) درج شده است. خط (۴-۳) در زمان پیک ۱۶۰/۱ مگاوات توان از باس۳ (ناریوران) به باس ۴ (حسن‌کیف) انتقال می‌یابد. سهم مصرف کننده اسفراین ۰/۵۴مگاوات بوده و هزینه انتقال آن ۶۰۰ ریال در ساعت می‌باشد. سهم مصرف‌کننده زیاران در خط (۴-۳) در همان زمان ۷۷/۸۲- مگاوات می‌باشد. یعنی در جهت عکس توان انتقالی خط، توان عبور می‌دهد. لذا به دلیل آزاد نمودن ظرفیت خط به میزان۷۷/۸۲- مگاوات و جهت تشویق مصرف کننده در حفظ این شرایط، هزینه انتقال از مصرف کننده زیاران دریافت نمی‌شود.

جدول۳-۱۵- سهم توان هرمصرف کننده و هزینه متناظر آن در دو خط انتقال (۲-۱) و (۴-۳).

نام باس	خطوط	۳-۴		۱-۲	
	بار انتقالی (MW)	۱۶۰/۱		۳۹۴/۱	
	مشتری	توان(MW)	هزینه انتقال (ساعت/ ریال)	توان(MW)	هزینه انتقال (ساعت/ ریال)
۱	جلال	۰	۰	۰	۰
۱	آهوان	۰	۰	۰	۰
۲	اسفراین	۰/۵۴	۶۰۰	۱۶/۶۳	۱۳۱۴۵۰
۴	زیاران	-۷۷/۸۲	۰	-۲/۱۳	۰
۶	علی آباد(d6)	۰/۹۴	۱۰۵۲۷	۹۷/۰۱	۹۳۵۳۵۴
۶	شاهرود	۰/۶۲	۶۹۶۰	۶۴/۱۴	۶۱۸۴۱۳
۸	چایکسر	۶۶/۷۱	۶۰۷۷۱۷	۲/۸۱	۲۲۱۱۰
۸	حسن‌کیف(d8)	۵۴/۴۵	۷۴۴۴۵۲	۲/۲۹	۲۷۰۸۵
۹	علمده(d9)	۴۰/۹۶	۴۵۷۱۰۰	۴/۲۱	۴۰۵۸۹
۱۰	آمل(d10)	۳۰/۶۲	۳۴۱۷۱۲	۷/۰۵	۶۸۰۰۴
۱۱	دریاسر(d11)	۱۱/۲۴	۱۲۵۳۹۹	۶/۳۸	۶۱۵۵۲
۱۲	قائمشهر(d12)	۱۴/۲۳	۱۵۸۸۳۶	۱۶/۷۶	۱۶۱۵۸۷
۱۲	پردیس	۰/۷۱	۷۸۷۶	۰/۸۳	۸۰۱۳
۱۳	سلمانی (d13)	۷/۲۲	۸۰۶۲۰	۱۱/۲۷	۱۰۸۶۴۵
۱۴	دهک(d14)	۷/۱۴	۷۹۶۸۱	۱۶/۴۱	۵۸۲۰۸
۱۵	گرگان(d15)	۲/۵۴	۲۸۲۹۳	۱۰۰/۵۳	۹۶۹۲۳۵
۱۶	ترکمنستان	-۰/۵۶	۰	-۵۷/۷۳	۰
۱۶	گنبد(d16)	۱/۰۷	۱۲۰۰۶	۱۱۰/۶۴	۱۰۶۶۷۶۹

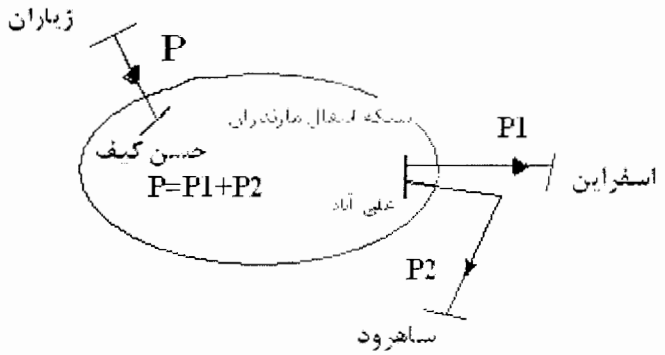
فصل چهارم

بررسی تاثیر ترانزیت توان از شبکه برق مازندران بر قیمت‌گذاری انتقال این شبکه

فصل چهارم

بررسی تاثیر ترانزیت توان از شبکه برق مازندران بر قیمت‌گـذاری انتقـال ایـن شبکه

برای بررسی تاثیر ترانزیت توان بر قیمت‌گذاری انتقال، یک ترانزیت مطابق شکل زیر در شبکه برق مازندران در نظر گرفته می‌شود. در این ترانزیت توان P از طریق خط ۴۰۰ کیلوولت زیاران- حسنکف به شبکه برق مازندران وارد و از طریق خطوط علی‌آباد- اسفراین و علی‌آباد- شاهرود از این شبکه خارج می‌شود.

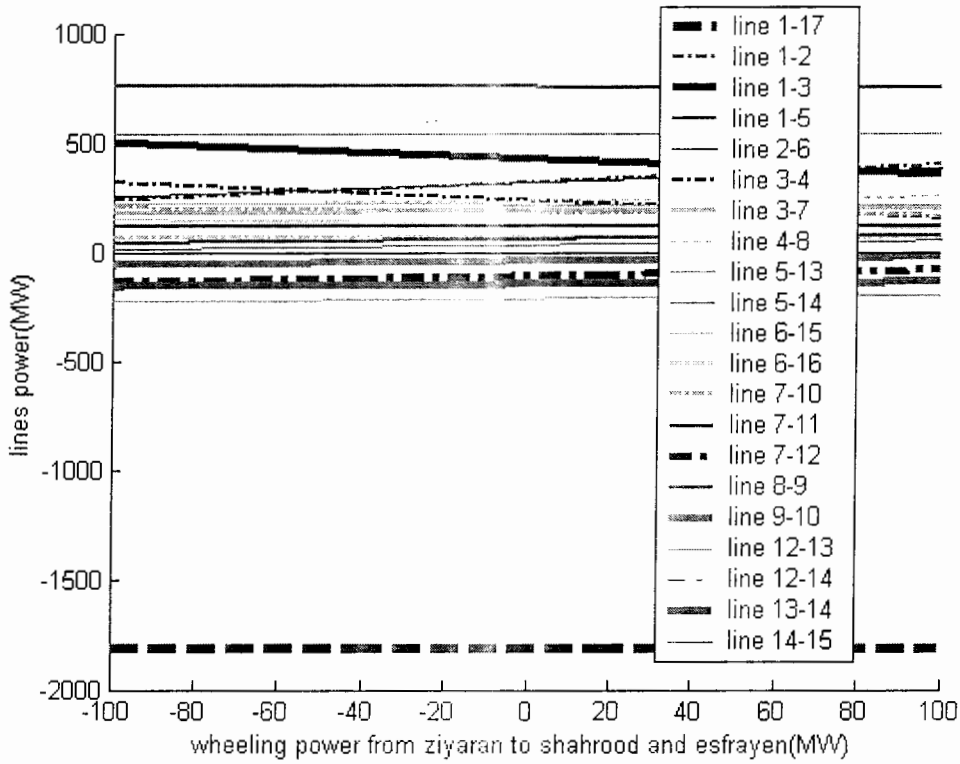


شکل ۴-۱- ترانزیت در شبکه انتقال مازندران.

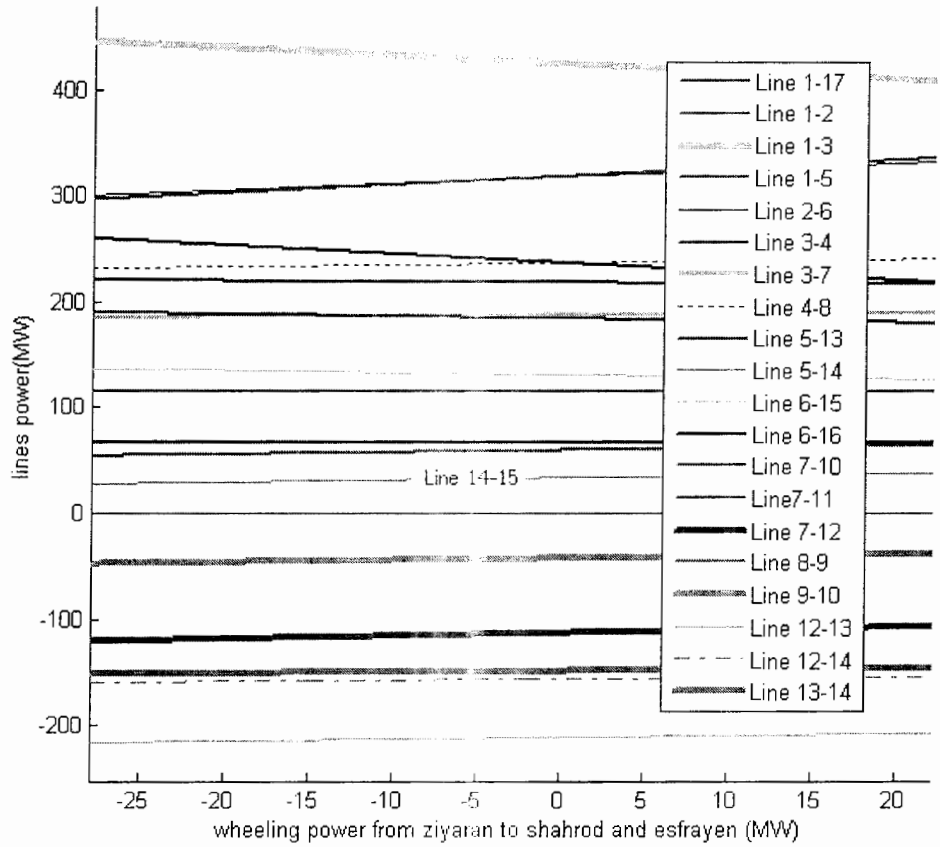
جهت تعیین تاثیر مقدار توان ترانزیت برقیمت‌گذاری انتقال، توان P از MW ۱۰۰- تا MW ۱۰۰ با گامهای MW ۰/۱ تغییر داده می‌شود. در هر مقدار از توان ترانزیت (P) سهم هزینه انتقال هر مشتری شبکه انتقال مازندران تعیین می‌شود.

با تغییر توان خط ۴۰۰ کیلوولت برون مرزی حسن‌کیف - زیاران توان خطوط برون مرزی اسفراین – علی‌آباد و شاهرود – علی‌آباد به نسبت توان آنها در پیک تغییر می‌نماید. سهم توان انتقالی و هزینه انتقال هر مصرف‌کننده در هر گام محاسبه می‌گردد تا تاثیر ترانزیت توان بر هزینه انتقال مشتریان مشخص شود.

چنانچه توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر کند توان خطوط شبکه انتقال مازندران به صورت شکل (۴-۲) تغییر می‌نماید.



شکل ۴-۲ – الف- توان خطوط شبکه مازندران هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند.

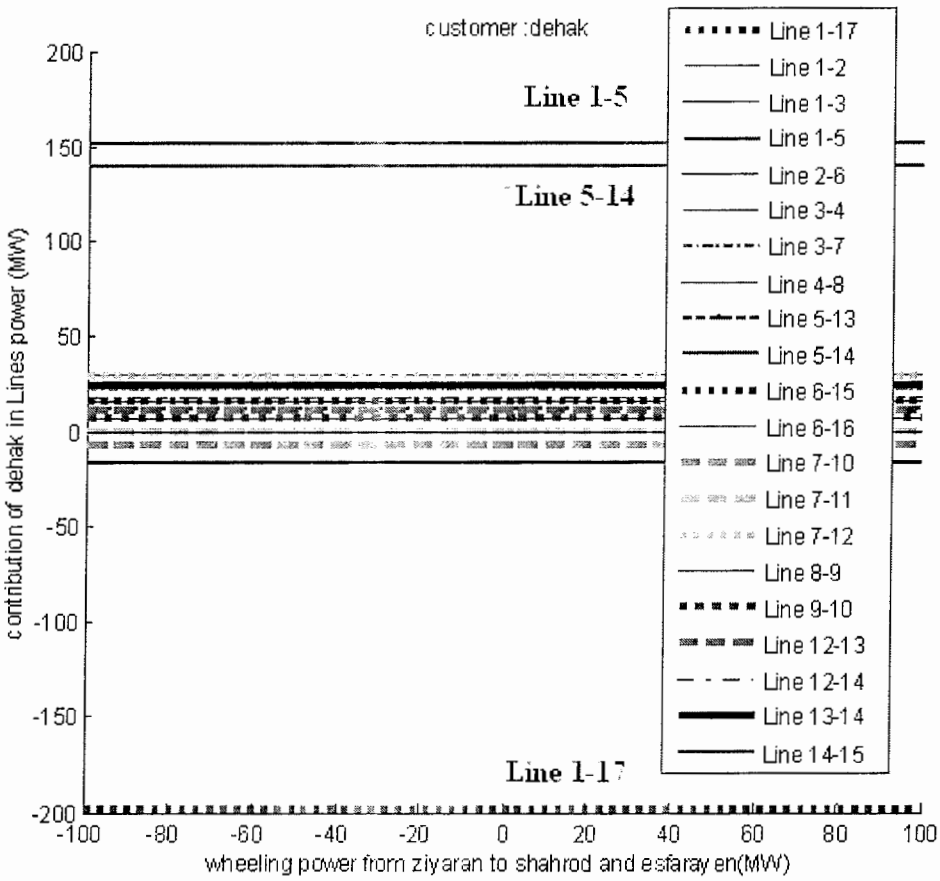


شکل ۴-۲ – ب- توان خطوط شبکه مازندران هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۲۵- مگاوات تا ۲۵ مگاوات تغییر می‌کند.

توان خط (۱۳-۱۲) بین باس قائمشهر و شهید سلمانی توان انتقالی، منفی می‌باشد. یعنی توان از باس شهید سلمانی(۱۳) به باس قائمشهر(۱۲) انتقال می‌یابد. شکل (۴-۲) نشان می‌دهد که با افزایش توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین، توان انتقالی خطوط(۲-۱)، (۶-۲)، (۷-۳)، (۸-۴)، (۱۲-۷)، (۹-۸)، (۱۰-۹)، (۱۳-۱۲)، (۱۴-۱۲)، (۱۴-۱۳) و (۱۵-۱۴) افزایش می‌یابد. همچنین توان انتقالی در خط (۳-۱)، (۵-۱)، (۴-۳)، (۱۳-۵)، (۱۵-۶)، (۱۰-۷) و (۱۱-۷) کاهش می‌یابد.

با توجه به شکل (۳-۳) می‌توان نتیجه گرفت که ترانزیت توان از زیاران به شاهرود و اسفراین بیشتر از خطوط جنوبی شبکه انتقال مازندران استفاده نموده است. لذا هزینه خطوط انتقال بین توان بیشتری تقسیم می‌گردد و در نتیجه هزینه انتقال مصرف کنندگان کاهش می‌یابد که در ادامه بیشتر به آن پرداخته می‌شود.

جهت تعیین تاثیر مقدار توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین بر هزینه انتقال مشتری دهک واقع در شبکه انتقال برق مازندران، در هرگام از توان ترانزیت سهم توان دهک در کلیه خطوط انتقال شبکه مازندران بوسیله پخش بار مستقیم محاسبه می‌گردد. در شکل (۴-۳) سهم توان مشتری دهک در خطوط مختلف شبکه انتقال مازندران رسم شده است.

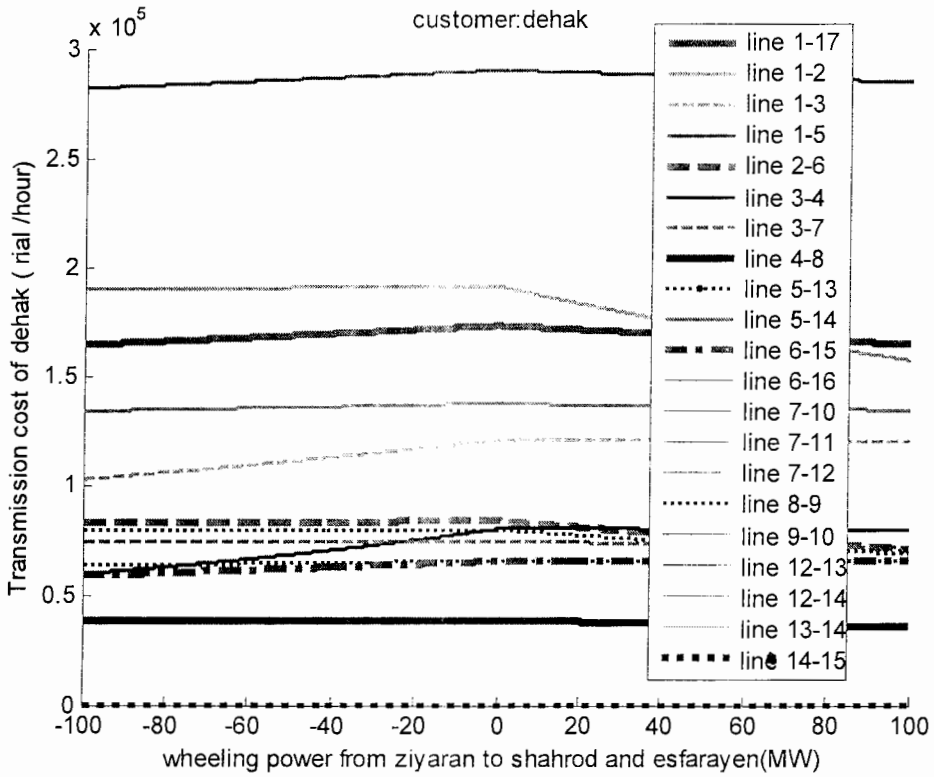


شکل ۴-۳- سهم توان مصرف کننده دهک در هر یک از خطوط انتقال هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند.

مقایسه شکلهای (۴-۲) و (۴-۳) نشان می‌دهد که مشتری دهک در خطوط (۱۷-۱)، (۲-۱)، (۳-۱)، (۵-۱)، (۶-۲)، (۴-۳)، (۷-۳)، (۸-۴)، (۱۳-۵)، (۱۴-۵)، (۱۵-۶) و (۹-۸)، فلوهای موافق و درخطوط (۱۰-۷)، (۱۲-۷)، (۱۰-۹)، (۱۳-۱۲)، (۱۴-۱۲)، (۱۴-۱۳)، (۱۵-۱۴) فلوهای مخالف ایجاد می‌کند. همچنین در شکل (۴-۳) سهم توان مصرف کننده دهک در خطوط (۴-۳)، (۸-۴)، (۹-۸) و (۱۰-۹)، ۷/۱۴ مگاوات است و در خطوط (۳-۱) و (۱۲-۷) صفر است.

شکل (۴-۳) نشان می‌دهد که سهم توان مشتری دهک در خطوط مختلف به توان ترانزیت حساس نمی‌باشد و به ازای مقادیر مختلف ترانزیت سهم توان مشتری دهک در تمام خطوط تقریبا" ثابت مانده است.

شکل (۴-۴) هزینه انتقال مشتری دهک هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند را نشان می‌دهد.

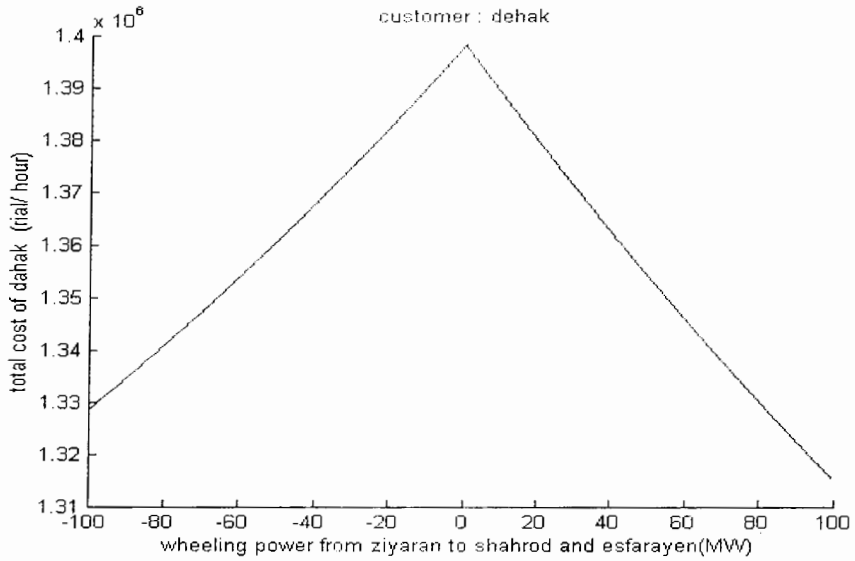


شکل ۴-۴ – هزینه انتقال مشتری دهک هنگامی که توان ترانزیت از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌نماید.

مقایسه شکلهای (۴-۲)، (۴-۳) و (۴-۴) نشان می‌دهد که هزینه انتقال مشتری دهک در خطوطی که فلوی مخالف با توان انتقالی ایجاد کرده است، صفر می‌باشد. به عبارت دیگر جهت تشویق مشتری در حفظ این شرایط هزینه‌ای دریافت نمی‌گردد.

شکل (۴-۴) نشان می‌دهد که هزینه انتقال در خطوطی که فلوی موافق ایجاد کرده است با قدر مطلق توان ترانزیت رابطه عکس دارد. به عنوان مثال در خط (۲-۱)، (خط دو مداره بین باس ۴۰۰ کیلوولت نکا و علی‌آباد) هر چه قدر مطلق توان ترانزیت افزایش می‌یابد، توان انتقالی این خط نیز بیشتر شده، بنابراین هزینه انتقال این خط بین توان بیشتری تقسیم می‌گردد و در نتیجه هزینه انتقال مصرف کننده دهک کاهش می‌یابد. بطوری که هزینه انتقال مصرف کننده دهک در خط (۲-۱) با افزایش توان ترانزیت از صفر تا ۱۰۰ مگاوات، از ۱۹۰ هزار ریال در ساعت به ۱۶۰ هزار ریال در ساعت کاهش می‌یابد.

شکل (۴-۵) کل هزینه انتقال مشتری دهک هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند را نشان می‌دهد.

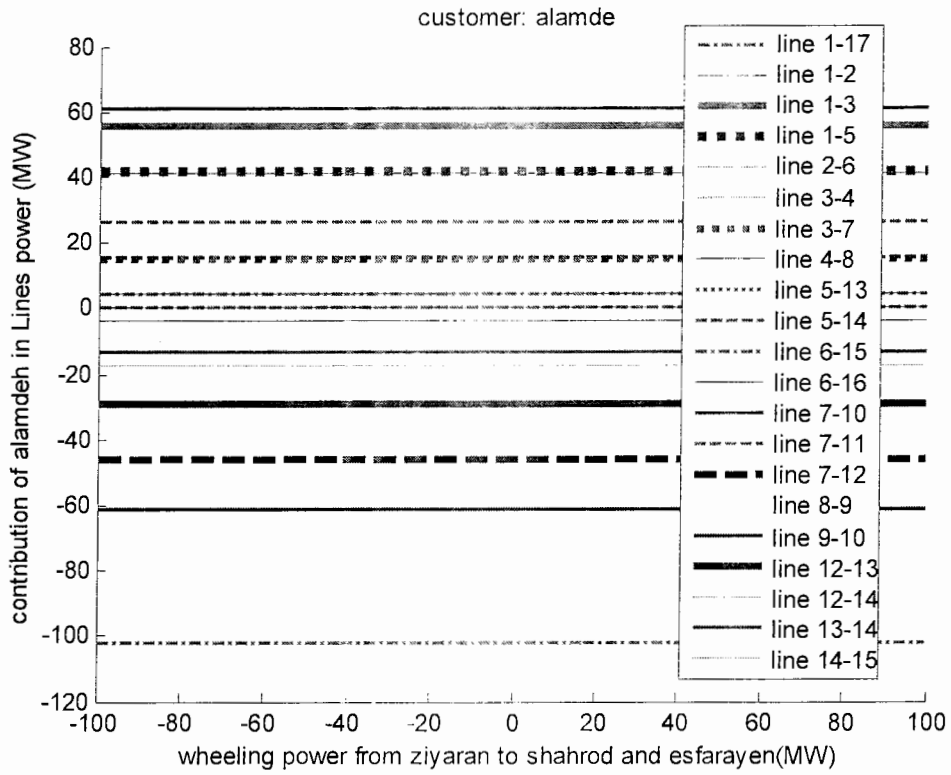


شکل ۴-۵ – کل هزینه انتقال مشتری دهک بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات.

شکل (۴-۵) نشان می‌دهد که با افزایش توان ترانزیت از زیاران بـه شـاهرود و اسـفراین و بـالعکس هزینه انتقال مصرف کننده دهک کاهش می‌یابد و همچنین مشتری در حالت بدون ترانزیت، بیشترین هزینه را متحمل خواهد شد(۱۴۰۰۰۰۰ ریال در ساعت).

جهت تعیین تاثیر مقدار توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین بر هزینه انتقال مشـتری علمـده واقع در شبکه انتقال برق مازندران، در هرگام از توان ترانزیت سهم توان علمده در کلیه خطوط انتقال شبکه مازندران بوسیله پخش بار مستقیم محاسبه می‌گردد. در شکل (۴-۶) سهم توان مشتری علمده در خطوط مختلف شبکه انتقال مازندران رسم شده است.

توان مصرف کننده علمده در خطـوط شـبکه انتقـال بـا تـوان مصـرفی ۱۰۲ مگـاوات، ثابـت فـرض می‌شود.

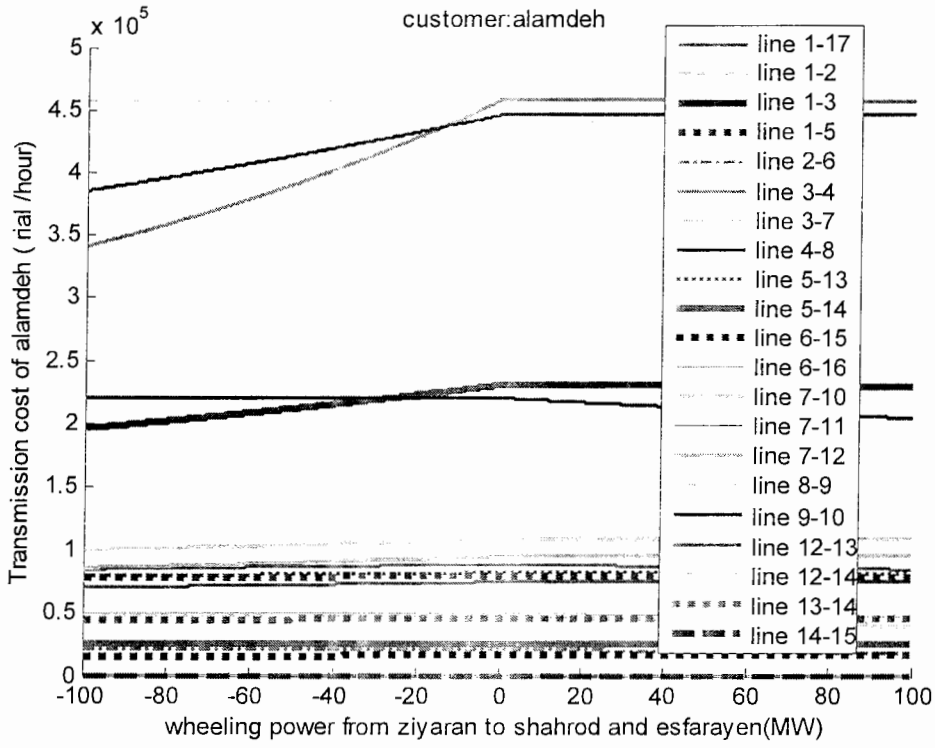


شکل ۴-۶- سهم توان مصرف کننده علمده در هر یک از خطوط انتقال هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند.

مقایسه شکلهای (۴-۲) و (۴-۶) نشان می‌دهد که مشتری علمده فقط در خط (۱۵-۱۴) فلوهای مخالف ایجاد می‌کند و در خطوط (۱۶-۶) و (۱۱-۷) سهم توان علمده صفر است و در خطوطهای دیگر فلوهای موافق ایجاد می‌کند، لذا هزینه انتقال مصرف‌کننده علمده در خطوط فوق صفر می‌باشد. در شکل (۴-۶) سهم توان مصرف کننده علمده در خطوط (۲-۱)، (۶-۲) و (۱۵-۶)، دارای سهم یکسانی به مقدار ۴/۲۱ مگاوات است و در خطوط (۴-۳) و (۹-۸) دارای سهم یکسانی به مقدار ۴۰/۹۶ مگاوات می‌باشد.

شکل (۴-۶) نیز نشان می‌دهد که سهم توان مشتری علمده در خطوط مختلف به توان ترانزیت حساس نمی‌باشد و به ازای مقادیر مختلف ترانزیت سهم توان مشتری علمده در تمام خطوط تقریبا" ثابت مانده است.

شکل (۴-۷) هزینه انتقال مشتری علمده هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند را نشان می‌دهد.

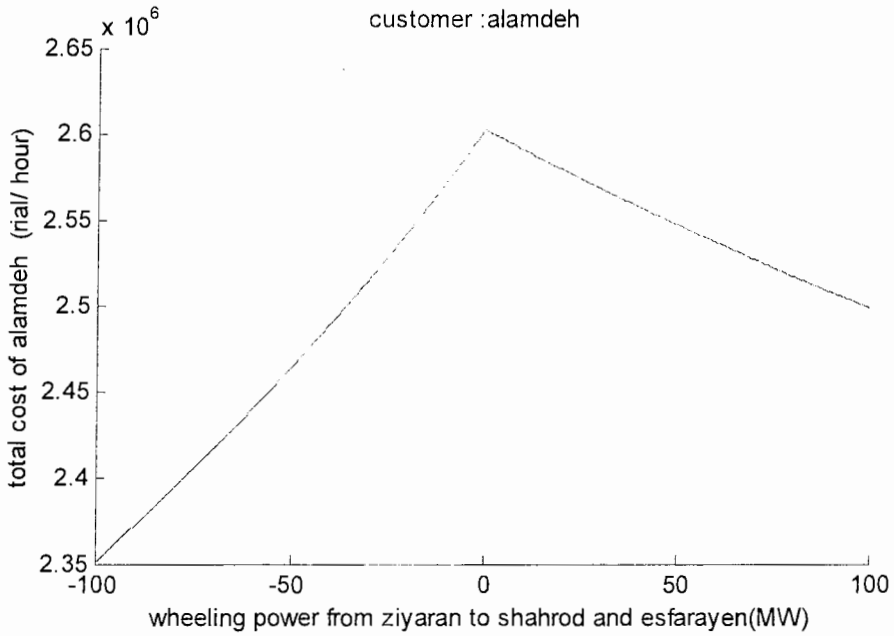


شکل ۴-۷ – هزینه انتقال مشتری علمده هنگامی که توان ترانزیت از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌نماید.

مقایسه شکلهای (۴-۲)، (۴-۶) و (۴-۷) نشان می‌دهد که هزینه انتقال مشتری دهک در خط (۱۵-۱۴) که فلوی مخالف با توان انتقالی ایجاد کرده است، صفر می‌باشد.

در شکل (۴-۷) وقتی قدر مطلق توان ترانزیت از ۱۰۰- مگاوات تا صفر مگاوات کاهش می‌یابد، هر چند سهم توان علمده در این خط ثابت است، بدلیل آنکه کل توان (۴-۳) کاهش می‌یابد وهزینه سرمایه‌گذاری بین توان کمتری تقسیم می‌شود هزینه انتقال مشتری علمده در این خط افزایش می‌یابد.

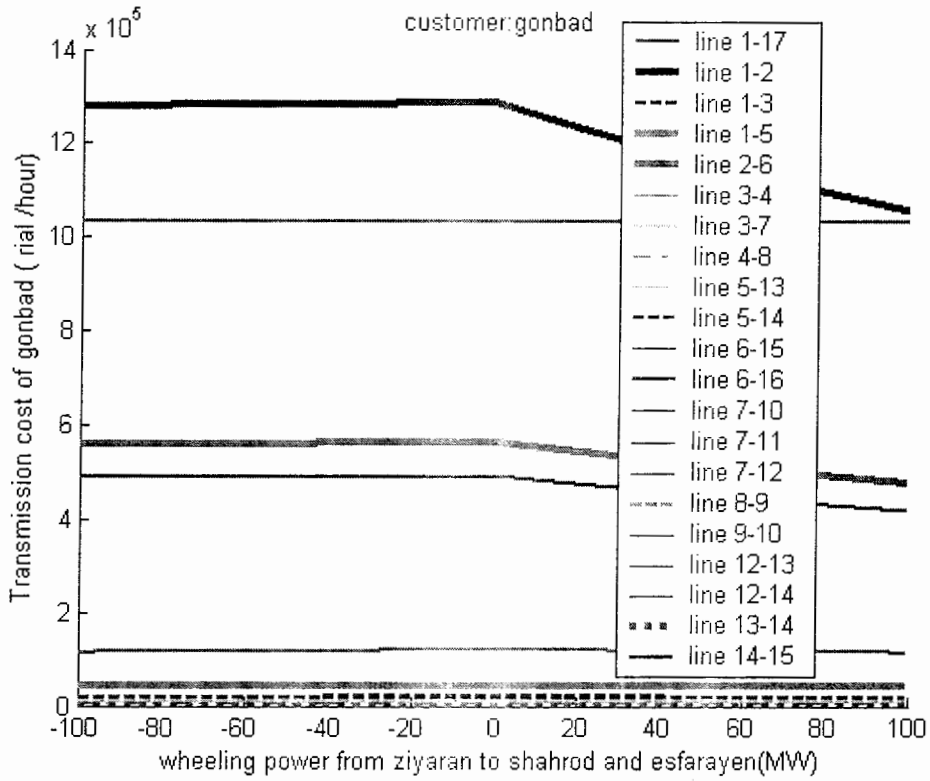
شکل (۴-۸) کل هزینه انتقال مشتری علمده هنگامی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند را نشان می‌دهد.



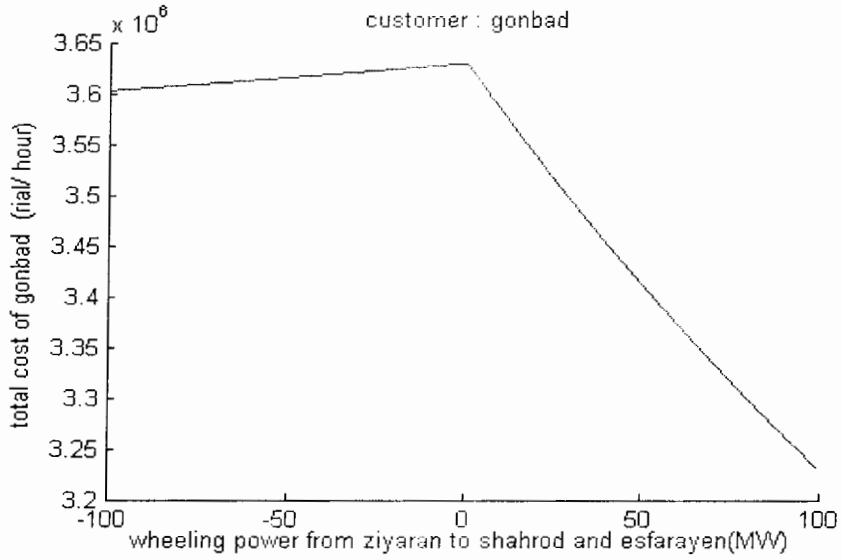
شکل ۴-۸ – کل هزینه انتقال مشتری علمده بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات.

شکل فوق نشان می‌دهد که توان ترانزیت تاثیر بسزایی در هزینه انتقال مشتری داخلی خواهد داشت. مصرف‌کننده علمده در شرایطی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین می‌باشد، هزینه انتقال بیشتری نسبت به حالتی که همان مقدار توان از اسفراین و شاهرود به زیاران ترانزیت

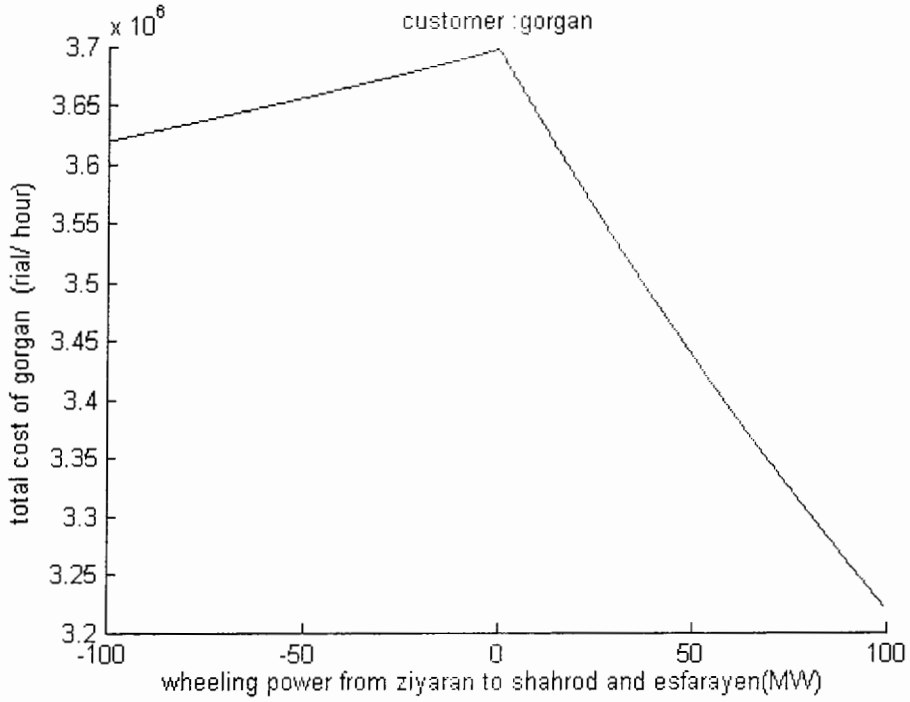
شود، می‌پردازد. شکل (۴-۵)، نشان می‌دهد که عکس حالت فوق برای مشتری دهک برقرار است. یعنی در شرایطی که توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین می‌باشد، هزینه انتقال کمتری نسبت به حالتی که همان مقدار توان از اسفراین و شاهرود به زیاران ترانزیت شود، می‌پردازد. با توجه به دیاگرام شبکه که شکل (۳-۳) رسم شده است، می‌توان نتیجه گرفت که با افزایش قدر مطلق توان ترانزیت از شاهرود و اسفراین به زیاران از صفر تا ۱۰۰ مگاوات، خطوطی از شبکه انتقال مازندران که در جنوب غربی مازندران قرار دارند پر بار می‌گردند، بنابراین مصرف کنندگان این مناطق مانند آمل، حسن‌کیف هزینه کمتری نسبت به حالت ترانزیت در جهت عکس می‌پردازند. همچنین با افزایش توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از صفر تا ۱۰۰ مگاوات، خطوط جنوب شرقی شبکه انتقال مازندران پر بار می‌گردند، پس مصرف کنندگان این مناطق مانند گنبد و گرگان هزینه کمتری نسبت به حالت ترانزیت در جهت عکس می‌پردازند. ولی مصرف کنندگان میانی چه درحالت افزایش قدر مطلق توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین و چه در حالت افزایش توان ترانزیت از شاهرود و اسفراین به زیاران با کاهش هزینه یکسانی مواجه هستند. شکلهای (۴-۹) الی (۴-۱۶) بیانگر حالت‌های فوق می‌باشند.



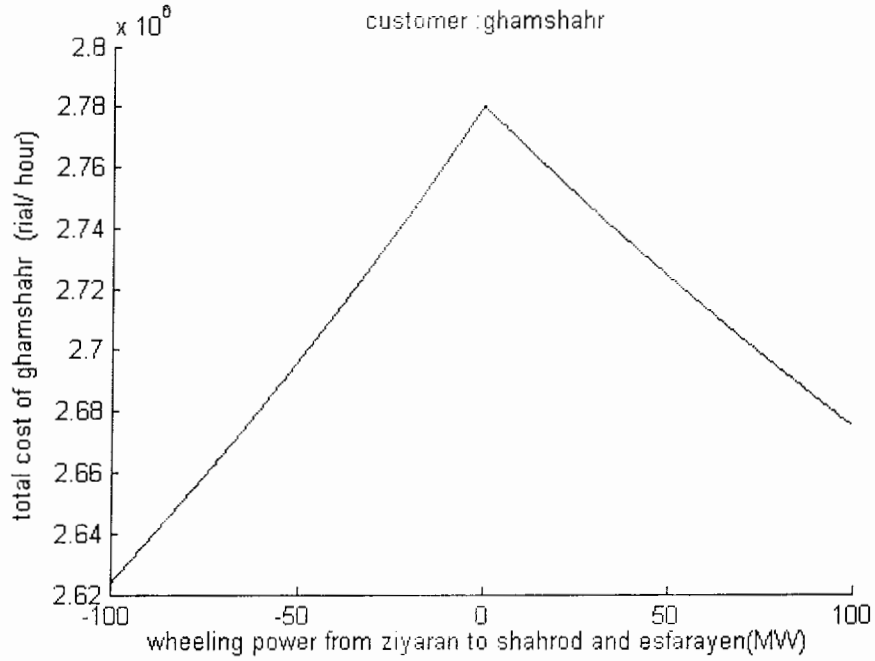
شکل ۴-۹ – هزینه انتقال مشتری گنبد هنگامی که توان ترانزیت از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌نماید.



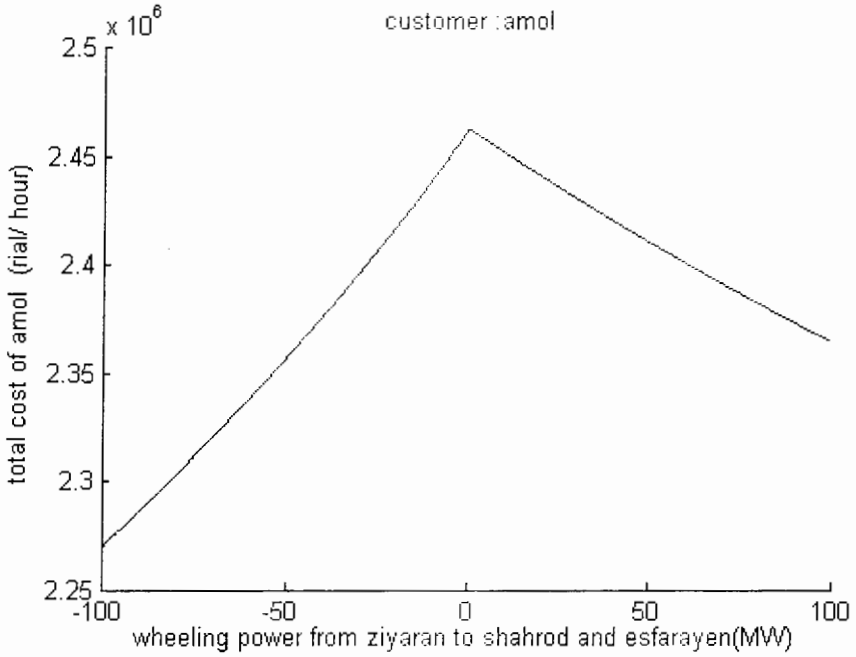
شکل ۴-۱۰ – کل هزینه انتقال مشتری گنبد بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات.



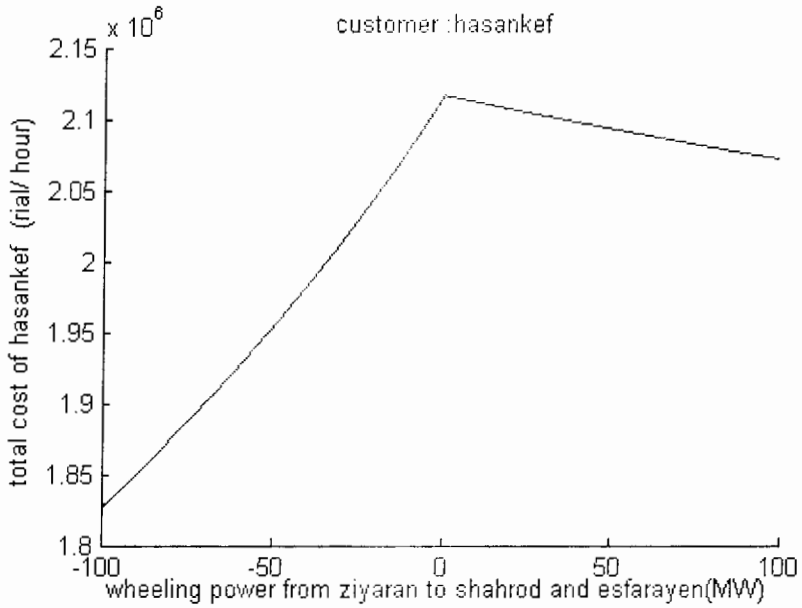
شکل ۴-۱۱ – کل هزینه انتقال مشتری گرگان بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران بـه شـاهرود و اسـفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات.



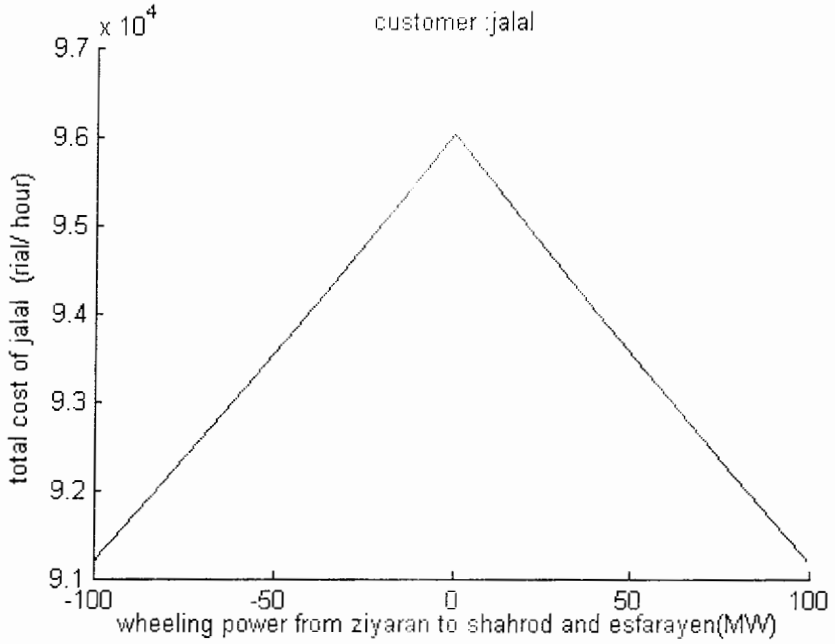
شکل ۴-۱۲ – کل هزینه انتقال مشتری قائمشهر بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیاران به شاهرود و اسـفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات.



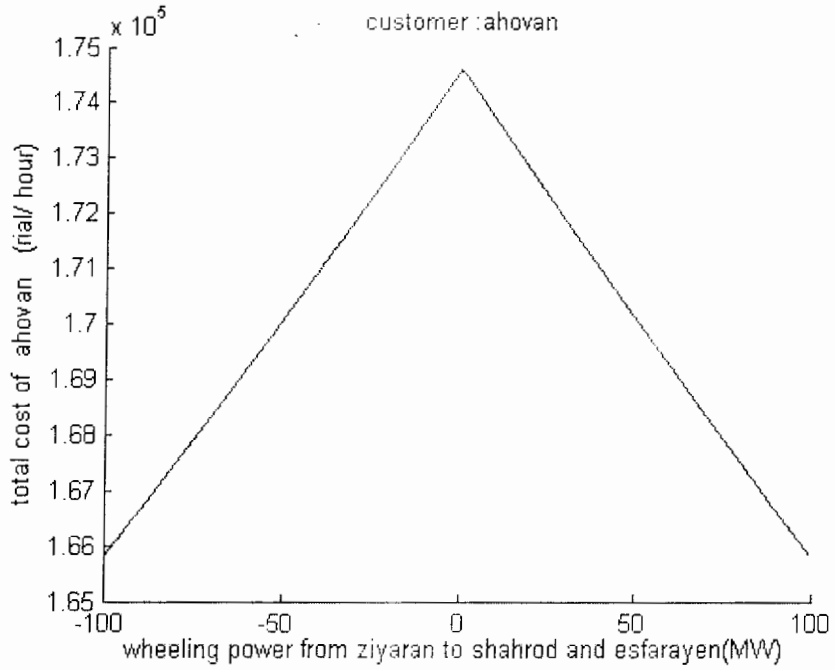
شکل ۴-۱۳ – کل هزینه انتقال مشتری آمل بر اساس تاثیر تـوان ترانزیـت از زیـاران بـه شـاهرود و اسـفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات.



شکل ۴-۱۴ – کل هزینه انتقال مشتری حسن‌کیف بر اساس تاثیر تـوان ترانزیـت از زیـاران بـه شـاهرود و اسـفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات.



شکل ۴-۱۵ – کل هزینه انتقال مشتری جلال بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیـاران بـه شـاهرود و اسـفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات.



شکل ۴-۱۶ – کل هزینه انتقال مشتری آهوان بر اساس تاثیر توان ترانزیت از زیـاران بـه شـاهرود و اسـفراین از ۱۰۰- مگاوات تا ۱۰۰ مگاوات.

فصل پنجم

نتیجه و پیشنهادات

فصل پنجم

۵-۱- نتیجه گیری

جهت تجدید ساختار در صنعت برق یک کشور خاص، باید سیستم مدیریت انرژی مناسب و قابل اطمینان ایجاد شود و همچنین هزینه‌ها دربخشهای مختلف صنعت برق شفاف باشد.

در این پایان نامه به کمک روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار مستقیم، در ابتدا سهم توان هر مشتری در هر یک از خطوط شبکه انتقال مازندران مشخص شده است.سپس براساس هزینه‌های اولیه انجام شده در هر خط یا ایستگاههای فشارقوی، هزینه انتقال هر مشتری در سه حالت کم باری، بار متوسط و پر باری محاسبه گردیده است.

با استفاده از روش مگاوات مایل مبتنی بر پخش بار، سهم هر مشترک از هزینه سرمایه‌گذاری انجام شده در شبکه انتقال مازندران جهت دریافت از مشتری مشخص گردید. همچنین تاثیر ترانزیت توان در هزینه انتقال مصرف کنندگان داخلی در شبکه انتقال مازندران مورد بررسی قرار گرفت و نشان داده شد که با تغییر توان ترانزیت از طریق خطوط برون مرزی برق مازندران، هزینه انتقال مصرف کنندگان این شبکه تغییر می‌یابد. همچنین نشان داده شد، مصرف کنندگانی که در خطوط انتقال دارای فلوی مخالف فلوی توان انتقالی هستند، هزینه‌ای پرداخت نمی‌کنند. زیرا باعث آزاد سازی ظرفیت خط شده و بار بیشتری از خط می‌توان انتقال داد. لذا جهت تشویق در حفظ این شرایط بابت استفاده از خط مبلغی از مصرف کننده دریافت نمی‌شود. با این تحلیل می‌توان تعیین نمود که کدام ترانزیت‌ها به نفع شبکه و کدام ترانزیت‌ها برای شبکه مضر می‌باشد.

۵-۲- پیشنهادات

با توجه به مطالعات انجام گرفته در این پایان نامه و نتایج بدست آمده، پیشنهادات زیر به عنوان ادامه پژوهشهای آتی می‌تواند در محاسبه قیمت‌گذاری انتقال در نظر گرفته شود:

۱- هزینه انرژی تلف شده.

۲- تاثیر توان راکتیو در قیمت‌گذاری انتقال.

۳- در نظر گرفتن چندین ترانزیت مختلف و تعیین ترانزیت بهینه.

۴- بررسی تاثیر ترانزیت با در نظر گرفتن روش‌های دیگر برای قیمت‌گذاری انتقال.

منابع و مآخذ

منابع و مآخذ

[1] K.Bhattacharya." Operation Of Restructured Power Systems", Chalmers University Of Technalogy , Kluwer Academic Publishers ,2001.

[۲]– پروژه تعیین تعرفه انتقال شرکت برق منطقه ای قم. فاز اول. گزارش **الف. قیمت‌گذاری انتقال**. فصل پنجم. انتشارات راه ستوده.

[۳]–فرد سی شوپی، مایکل سی کارامانیس، ریچارد دی تابورز، راجرای بو هن.۱۳۸۳ . **قیمت گذاری لحظه ای برق (بازار برق)**. مترجم: علیرضا صداقتی. چاپ اول، انتشارات دانشگاه صنعتی شاهرود.

[4] K.L.Lo & Z . Q . Mo, July 1998. " Methods for determining Wheeling rates" , proceedings of Arc Workshop on Emerging Issues and methods in the restructuring of electric Power industry .

[5] Ontario Hydro -Energy and Environmental Economics-Transmission Pricing Options-1996

[6] Y.Z.Li , A. K .David. Wheeling rates of reactive power flow under marginal cost pricing.. IEEE Transactions on power System.vol. 9, no .3, Aug 1994.

[7]Lawrence leng koon KUM "ELECTRICTY MARKET TRANSMISSION SYSTEM PRICING"oct 2003.

[8] A. Zobian and M. D. Ilic, "Unbundling of transmission and ancillary services—Part I: Technical issues and Part II:
Costbased pricing framework," *IEEE Trans. on Power Systems,* vol. 12, no. 2, pp. 539-558, May 1997.

[۹] –پروفسور آلن.ج.وود و پروفسور بوریس.اف.ولن برگ.۱۳۷۱. **تولید، بهره برداری و کنترل در سیستمهای قدرت**. مترجم: دکتر حسین سیفی. چاپ اول.

[۱۰]-دکتر محمد مهدی اسکو نژاد . ۱۳۸۰. **اقتصاد مهندسی یا ارزیابی اقتصادی پروژه‌های صنعتی**. چاپ چهاردهم. انتشارات دانشگاه صنعتی امیر کبیر.

[۱۱]- حسن سیاهکلی .۱۳۸۱. **تجدید ساختارصنعت برق** . نشریه علمی برق، سال پانزدهم، شماره ۳۵ صفحه ۱-۱۳.

[12]Evolution of electric utility restructuring in the UK , Marsel A. Lamoureux,IEEE Power Engr Review , June2001 .

[13]Electricity reforms abroad and US investment.Sep 1997 Energy Information Adminesteration Office of energy markets and end use.US Dept of energy.

[14] Wheeling rates based on marginal_cost theory, Hyde M.Merril & Bruse W. Erickson , IEEE Transactions on power System, vol .4, No.4, Oct 1989.

[15] L. Willis, J. Finney, and G. Ramon, "Computing the cost of unbundled services," *IEEE Computer Applications in Power,* pp. 16-21, Oct. 1996.

[16] E. Hirst and B. Kirby, "Creating Competitive Markets for Ancillary Services," Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, ORNI-JCON-438, Mar. 1997.

[17] D. Shirmohammadi *et at,* "Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions," *IEEE Trans. on Power Systems,* vol. 4, no. 4, pp. 1405-1413, Oct. 1989.

[18] D. Shirmohammadi et al, "Cost of transmission transactions: An introduction," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 6, no. 4, pp. 1546-1560, Nov. 1991.

[19] A. Zobian and M. Hic, "Unbundling of transmission and ancillary services. Pan I; Technical issues," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 12. no. 2. pp. 539-548, May 1997.

[20] E. L. Silva, S. E. C. Mesa, and M. Morozowski, "Transmission access pricing to wheeling transactions: A reliability based approach," *IEEE Trans. on Power Systems,* vol. 13, no. 4, pp. 1451-1486, Nov. 1998.

[21] C. W. Yu and A. K. David, "Pricing transmission services in the context of industry deregulation," *IEEE Trans. on Power Systems,* vol. 12, no. 1, pp. 503-510, Feb. 1997.

[22]H.H. Happ."Cost of wheeling methodologies."IEEE Trans. Power

syst.,vol.9,pp,147-156,feb.1994.

[23]J.W.M.Lima,"Allocation of transmission fixedcharges:Anoverview,"

IEEE Trans. Power syst.,vol.11.pp.1409-1418,Aug.1996.

[24]J.Bialek,"Topological generation and load distribution factors suppl-

ement charge allocation in transmission open access," IEEE Trans. Power syst. Vol.12,pp. 1185-1193,Aug.1997.

[25]D.Kirschen,R.Allan.and G. Strbac,"Contributions of individual gen-erators to load and flows," IEEE Trans. Power syst. VOL.12,pp.52 -60,feb.1997.

[26]C.Vasquez,L.Olmos,and i.j. perez-Arriaga."On the selection of the stack bus in mechanisms for transmission network cost allocation that are based on net work utilization," in proc. 14 th power syst. Comput. Conf., sevilla, spain, June 24-28,2002.

[27]H.D.Limmer,"Techniques and applications of security calculation

applied to dispatching computers. " in proc. 3 rd syst. Comput. Conf-rome.Italy, 1969.

[28] ANEEL-Agencia Nacional de Energia Eletrica, Brazil. [Online].Available: http://www.aneel. gow.br.

[29] www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/transmission

Abstract

Transmission pricing is one of the aspects in deregulated power systems. One important method in the transmission pricing method is the method of Megawatt-Mile transmission based on load flow. This thesis consists of two main parts. In the first part, is applied to Mazandaran transmission network. In the second part, the effects of power transit through Mazandaran network on the transmission costs of each customer in this network are investigated.

In the first part, the method of Megawatt-Mile pricing based on load flow is pused to pricing the Mazandaran transmission network (which includes the Golestan transmission network as well). In this method, share power of each customer at each transmission line of the Mazandaran network is calculated. Then, based on the power share of each customer at each line (or high voltage substation) and initial costs at each line, the energy pricing for each customer is perormed. 's energy prices are calculated. This calculation is carried out based on the real data of high voltage substations and transmission lines of the Mazandaran network in peak day of 2006. Annual transmission prices in each line or substation in Mazandaran transmission network are then calculated based on the power share of each customer at three different loading conditions: light load. medium load and full load conditions.

In the second part the effects of the power transit through the Mazandaran network on the transmission costs of each customer in this network are evalyated. In this regard, the power transit is varied from zero to nominal power in two different directions. Then transmission prices for the customers in Mazandaran network are calculated. Simulation results show that the customers' transmission prices can be affected by the power transit. So, this point must be taken in to account during making power transit contracts.

Keywords:

Pricing, Load Flow, Customer, Transmission network, Marginal Cost, Contract Path Pricing , Megawatt-mile pricing based on load flow, Flow allocation, Transit