تعیین قیمت خرید برق از واحدهای تولید پراکنده خصوصی توسط شرکت توزیع با در نظر گرفتن فرایند خازن‌گذاری و لحاظ کردن هزینه خاموشی

بهنام رضایی، محمدصادق قاضی‌زاده و وحید وحیدی‌نسب

چکیده: با وقوع تجدید ساختار و افزایش خصوصی‌سازی در صنعت برق، هدف اصلی شرکت‌های توزیع افزایش درآمد خود با توجه به قوانین موجود شد. حضور واحدهای تولید پراکنده (DG) خصوصی و امکان خرید برق مازاد آنها با قیمتی کمتر از قیمت خرید برق در بازار برق، امکان نصب خازن و بهره‌گیری از مزایای آن و همچنین مواردی از جمله پرداخت هزینه خاموشی به مشترکین، هزینه تلفات انرژی و مشکل پروفیل ولتاژ در سطح شبکه توزیع، فرصت‌ها و چالش‌هایی را برای شرکت توزیع ایجاد کرده که به دنبال آن باید در شرایط مختلف شبکه خود یک استراتژی مناسب اتخاذ کند. در سناریوی اول این مقاله در حالی که DG در شبکه توزیع نیست، افزایش درآمد شرکت توزیع با جایابی بهینه خازن‌های ثابت و سوئیچ‌شونده صورت می‌گیرد. در سناریوی دوم افزایش درآمد با تعیین بالاترین قیمت قابل قبول خرید برق از DG با مکان معلوم و در سناریوی سوم با تعیین قیمت خرید برق از DG که مکان‌یابی آن توسط شرکت توزیع انجام شده است، صورت می‌گیرد. مطالعات شبیه‌سازی بر روی یک شبکه توزیع ۲۰ kV در شهر رشت با ۱۸ شین صورت گرفته است.

کلیدواژه: **بازار برق، پروفیل ولتاژ، تلفات انرژی، شرکت توزیع، واحد تولید پراکنده.**

۱- مقدمه

در محیط رقابتی بازار برق وجود انحصار طبیعی در بخش توزیع، مالکان این شرکت‌ها را بر آن داشته که با روش‌های گوناگون سود خود را افزایش دهند. جبران توان اکتیو و راکتیو با نصب صحیح خازن و منابع تولید پراکنده (DG) در نزدیکی بار و به دنبال آن کاهش هزینه‌های تلفات انرژی، آزادسازی ظرفیت تجهیزات موجود و بهبود پروفیل ولتاژ یکی از این روش‌ها است. قوانین فعلی اجازه احداث و بهره‌برداری از DG را به طور مستقل به شرکت توزیع نمی‌دهد. بنابراین این شرکت در پی کسب سود از طریق خرید برق مازاد DG نصب‌شده در شبکه خود است. پرداخت هزینه خاموشی به مشترکین نیز جزء چالش‌های جدید شرکت توزیع است که فعلاً جز در قراردادهای خاص، به مشترکین پرداخت نمی‌شود. با این حال امکان تصویب قانون پرداخت آن در آینده وجود دارد.

از سال ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۳ طی طرح ملی خازن‌گذاری، ۲۰۰۰ مگاوار خازن ثابت و ۲۰۰ مگاوار خازن سوئیچ‌شونده و پس از آن نیز طی ۸ سال با اقدام مستقل چند شرکت توزیع، حدود ۱۰۰۰ مگاوار خازن عمدتاً ثابت فشارضعیف خریداری شد اما هنوز جبران توان راکتیو در شبکه‌های توزیع وضع مطلوبی ندارد [۱]. نصب بهینه خازن تلفات سیستم را کاهش داده و پروفیل ولتاژ و ظرفیت آزاد سیستم را بهبود می‌بخشد [۲]. الگوریتم نصب خازن در [۳] تنها در سطح بار پیک پیاده شده و تغییرات بار در تابع هدف دیده نشده است. در [۴] الگوریتم به تعداد سطوح بار در نظر گرفته شده تکرار شده و سپس کم‌ترین خازن به دست آمده در هر شین به عنوان خازن ثابت و مابقی به عنوان خازن سوئیچ‌شونده در آن سطح بار در نظر گرفته شده است. نویسندگان [۵] تنها از خازن‌های ثابت در بهینه‌سازی خود کمک گرفته‌اند. هر سه عامل فوق باعث نرسیدن به نقطه بهینه می‌شود و از این رو در سناریوی اول این مقاله بدون حضور DG، نصب خازن با استفاده از مقادیر استاندارد خازن و قیمت‌های واقعی، با توجه به تغییرات بار و در یک مرحله صورت می‌گیرد.

در مطالعات انجام‌شده در زمینه تعیین مکان و قیمت برق DG، نویسندگان [۶] مکان‌یابی DG را با هدف کاهش هزینه‌های تلفات بررسی کرده‌اند. در [۷] با دید کاهش هزینه‌های شبکه و در نظر گرفتن قیود فنی، مکان‌یابی و تعیین ظرفیت DG انجام شده است. با این حال در محیط رقابتی بازار برق، اهداف اقتصادی مالک DG نیز توأمان باید مد نظر قرار گیرد. به طور معمول کمینه‌کردن هزینه‌ها و بهبود مشخصات فنی شبکه، هدف اصلی شرکت‌های توزیع بوده است در حالی که هدف اصلی مالک DG بیشینه‌کردن درآمد خود از طریق فروش برق به بالاترین قیمت است [۸]. در اکثر مطالعات انجام‌شده در این زمینه، هزینه‌های مربوط به DG (هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، تعمیرات و نگهداری) جزء اصلی‌ترین بخش‌های تابع هدف قرار داده شده است [۹]. در [۱۰] و [۱۱] منافع مالکان DG که می‌خواهند DG را در شبکه توزیع برای کسب سود حاصل از فروش برق آن نصب کنند، مستقل از منافع شرکت‌های توزیع در نظر گرفته شده است. در این مراجع الگوریتم برنامه قیمت قرارداد بین مالک DG و شرکت توزیع را تعیین می‌کند.

بنابراین در این مقاله پس از ارائه انواع روش‌های فروش برق از دید مالک DG، در سناریوی دوم و سوم به ترتیب به تعیین قیمت خرید برق از DG با مکان مشخص و DG که مکان نصب آن را شرکت توزیع با توجه به شرایط شبکه تعیین می‌کند، پرداخته می‌شود. برای این کار منافع حاصل از حضور DG در هر شین برای شرکت توزیع محاسبه شده و با مقایسه با قیمت خرید برق از بازار برق به بالاترین نرخ قابل قبول خرید (ارزش ۱ kWh برق DG) برای شرکت توزیع می‌رسیم. به عبارت دیگر این قیمت، نقطه سربه‌سر خرید برق از بازار برق و یا DG برای شرکت توزیع است. در هر دو سناریو پس از تعیین قیمت خرید برق از DG، با

این مقاله در تاریخ ۱ آذر ماه ۱۳۹۳ دریافت و در تاریخ ۲۹ مهر ماه ۱۳۹۴ بازنگری شد.

بهنام رضایی، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه شهید بهشتی، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، تهران، (email: behnam_rezaei1990@yahoo.com).

محمدصادق قاضی‌زاده، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه شهید بهشتی، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، تهران، (email: ghazizadeh.ms@gmail.com).

وحید وحیدی‌نسب، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه شهید بهشتی، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، تهران، (email: v_vahidinasab@sbu.ac.ir).

جدول ۱: فهرست علایم به کار رفته در مقاله.

نماد	توضیح	مقدار
A/P	نرخ بازیافت سرمایه (نرخ تنزیل ۰/۰۶ طی ۱۵ سال)	۰/۱۰۲۹۶
BA	نرخ پایه آمادگی در سال ۱۳۹۲ [Rial/kWh]	۱۳۳
$C_{Capacitor}$	هزینه سالانه خازن‌گذاری	متغیر مسأله
$C_{Capacitor-EQ}$	هزینه سالانه معادل خازن‌گذاری به خاطر بهبود ولتاژ ناشی از نصب DG	متغیر مسأله
$C_{Capacity}$	صرفه‌جویی مالی سالانه تأخیر در سرمایه‌گذاری و آزادسازی ظرفیت تجهیزات ناشی از نصب DG	متغیر مسأله
C_{f_ins}	هزینه نصب خازن‌های ثابت [Rial]	۹۰۰۰۰۰
C_{s_ins}	هزینه نصب خازن‌های سوئیچ‌شونده [Rial]	۱۲۰۰۰۰۰
C_{f_buy}	هزینه خرید خازن ثابت [Rial/kVar]	۱۵۰۰۰۰
C_{s_buy}	هزینه خرید خازن سوئیچ‌شونده [Rial/kVar]	۲۴۰۰۰۰
C_{Energy_k}	هزینه سالانه تأمین انرژی در وضعیت شبکه k	متغیر مسأله
C_{Loss_k}	هزینه سالانه تلفات انرژی در وضعیت شبکه k	متغیر مسأله
$C_{buy,j}$	متوسط نرخ خرید انرژی در نقطه مرجع	جدول ۳
$C_{buy,j_۲۰kV}$	متوسط نرخ خرید انرژی در شین ۲۰ kV	جدول ۳
$C_{trans,j}$	متوسط نرخ خدمات انتقال	جدول ۳
$C_{En_buy_k}$	هزینه سالانه خرید برق در نقطه مرجع شبکه در وضعیت شبکه k	متغیر مسأله
C_{dist}	متوسط نرخ خدمات توزیع [Rial/kWh]	۱۸۰
C_{Trans_k}	هزینه سالانه استفاده از خدمات انتقال در وضعیت شبکه k	متغیر مسأله
C_{Dist_k}	هزینه سالانه جابه‌جایی انرژی در سطح شبکه توزیع در وضعیت شبکه k	متغیر مسأله
C_{ENS}	هزینه سالانه خاموشی مشترکین	متغیر
C_{ENS_k}	هزینه سالانه خاموشی مشترکین در وضعیت شبکه k	متغیر
C_{VoLL}	قیمت برق عرضه‌نشده (خاموشی مشترک) در طول زمان تعمیرات (خروج خط) [Rial/kWh]	۶۸۳۱۳
$Index_V$	شاخص درصد انحراف ولتاژ	متغیر مسأله
int	نرخ تنزیل	۰/۰۶
I_l	جریان خط l ام [A]	متغیر مسأله
j	سطح بار شبکه	جدول ۳
k	وضعیت شبکه_۰: پایه، ۱: نصب DG و ۲: نصب خازن	–
K	ضریب تعدیل پرداخت آمادگی (در ساعات پرباری حدود ۲ و در ساعات دیگر حدود ۱ است)	–
LF	ضریب بار متوسط شبکه در سال	۰/۷
N_f	تعداد شین خازن‌های ثابت نصب‌شده	متغیر مسأله
N_s	تعداد شین خازن‌های سوئیچ‌شونده نصب‌شده	متغیر مسأله
N_{year}	طول عمر خازن‌های ثابت و سوئیچ‌شونده [year]	۱۵
N_{level}	تعداد سطح بار	۳
N_{bus}	تعداد شین‌های شبکه	۱۸
P_{buy,j_k}	توان خریداری‌شده از بازار در سطح j و وضعیت k	متغیر مسأله
P_{DG_k}	توان خریداری‌شده از DG در وضعیت شبکه k	متغیر مسأله
P_{loss,j_k}	تلفات شبکه در سطح بار j در وضعیت شبکه k	متغیر مسأله
P_{load,i,j_k}	توان شین i در سطح بار j در وضعیت شبکه k	متغیر مسأله
$Price$	قیمت بهینه خرید برق از DG بدون در نظر گرفتن اثر بهبود ولتاژ و آزادسازی ظرفیت تجهیزات شبکه	متغیر مسأله
$Price_v$	قیمت اثر بهبود ولتاژ ناشی از حضور DG	متغیر مسأله
$Price_{cap}$	قیمت اثر آزادسازی ظرفیت تجهیزات شبکه ناشی از حضور DG	متغیر مسأله
$Price_{tot}$	قیمت نهایی خرید برق از DG با در نظر گرفتن اثر بهبود ولتاژ و آزادسازی ظرفیت تجهیزات شبکه	متغیر مسأله
$Price_{ECA}$	قیمت خرید برق در روش ECA [Rial/kWh]	متغیر مسأله
$Price_{con}$	نرخ پایه تبدیل انرژی در سال ۱۳۹۲ [Rial/kWh]	۷۱۵
$Price_g$	قیمت گاز تحویلی در روش ECA	متغیر مسأله
pf	ضریب قدرت DG	۱ یا ۰/۸
$P_{NS,l}$	بار تأمین‌نشده ناشی از خروج خط l ام در پرباری	متغیر
$Q_{f,i}$	خازن ثابت نصب‌شده در شین i	متغیر مسأله
$Q_{s,i}$	خازن سوئیچ‌شونده نصب‌شده در شین i	متغیر مسأله
R_l	مقاومت خط l ام [Ω]	متغیر مسأله
T_j	تعداد ساعت سطح بار j ($T_۳=۶۷۶۰$ ،$T_۱$ و $T_۲=۱۰۰۰$)	–
T_{Rel}	مدت زمان رفع خطا روی خط l ام [h]	۸
λ_l	تعداد خرابی (خروج) خط l ام در سال	۰/۶

لحاظ اثر آن در شبکه، خازن‌گذاری با هدف صرفه‌جویی مالی بیشتر شرکت توزیع و رعایت قیود بهره‌برداری شبکه صورت می‌گیرد. اطلاعات هزینه‌ای بر اساس قیمت‌های واقعی ایران در سال ۱۳۹۲ لحاظ شده است.

بر اساس مراجع موجود، مهم‌ترین ویژگی‌ها و نوآوری‌های این مقاله به شرح زیر است:

- تعیین قیمت سربه‌سر خرید برق از DG برای شرکت توزیع در مقایسه با خرید برق از بازار برق با استفاده از یک مدل ابداعی.
- تنظیم مدل ارائه‌شده بر طبق قوانین و قیمت‌های بازار برق ایران.
- بررسی تأثیر پرداخت هزینه خاموشی به مشترکین.
- بررسی انواع روش‌های فروش برق از دید مالک DG و تعیین بهترین گزینه در شرایط مختلف در ایران.
- مدل‌سازی و استخراج ارزش اقتصادی اثرات ناشی از نصب DG در شبکه توزیع، از جمله اثر بهبود پروفیل ولتاژ و نیز اثر آزادسازی ظرفیت تجهیزات.

علایم اختصاری به کار رفته در مقاله در جدول ۱ توضیح داده شده‌اند.

۲- ارزش برق عرضه‌نشده در ایران

هزینه خاموشی و خرابی تجهیزات مشترکین ناشی از وقفه در سیستم برق‌رسانی بر عهده شرکت توزیع است [۹]. یک روش متعارف برای ارائه هزینه‌های خاموشی برق، روش خسارت به ازای یک واحد برق عرضه‌نشده (VoLL) است. در جدول ۲ ارزش بار از دست رفته با توجه به ارزش فراغت خانوارها و ارزش تولیدات سایر بخش‌های مصرف در سال ۱۳۸۹ نشان داده شده است [۱۲].

با توجه به نرخ تورم سالانه منتشرشده در سایت بانک مرکزی، تورم در انتهای سال ۱۳۸۹، ۱۲/۴٪، در انتهای سال ۱۳۹۰، ۲۱/۵٪ و در انتهای سال ۱۳۹۱، ۳۰/۵٪ بوده است [۱۳]. بنابراین برای تعیین نرخ تقریبی متوسط ارزش بار از دست رفته در سال ۱۳۹۲ با ترکیب این ضرایب به ضریب تورم معادل ۱/۷۸ و متوسط ارزش بار از دست رفته ۶۸۳۱۳ Rial/kWh می‌رسیم.

جدول ۲: ارزش بار از دست رفته مشترکین مختلف ایران در سال ۱۳۸۹.

نام بخش	برق مصرفی [GWh]	سهم برق از کل [٪]	ارزش محصولات [10^9 Rial]	سهم ارزش محصولات از کل [٪]	ارزش بار ازدست رفته [Rial/kWh] (VoLL)
خانگی	۶۰۹۰۸	۳۴	۲۷۰۸۲۸۸	۳۹	۴۶۰۶۱
صنعتی	۶۱۴۸۶	۳۴	۱۵۷۷۶۷۴	۲۳	۲۵۶۵۹
کشاورزی	۲۴۱۸۹	۱۳	۴۱۱۹۶۷	۶	۱۷۰۳۱
عمومی	۲۱۳۰۸	۱۲	۷۷۸۱۵۵	۱۱	۳۶۵۱۹
سایر	۱۲۷۲۵	۷	۱۴۵۵۵۶۸	۲۱	۱۱۴۳۸۴
جمع	۱۸۰۶۱۵	۱۰۰	۶۹۳۱۶۵۲	۱۰۰	۳۸۳۷۸

جدول ۳: ارزش بار از دست رفته مشترکین مختلف ایران در سال ۱۳۸۹.

	$C_{buy,j}$ [Rial/kWh]	$C_{trans,j}$ [Rial/kWh]	$C_{buy,j_۲۰kV}$ [Rial/kWh]
کم‌باری ($j=۱$)	۳۹۵٫۸۷	۷۸٫۲۹	۴۷۴٫۱۶
میان‌باری ($j=۲$)	۴۶۱٫۷۸	۶۷٫۴۲	۵۲۹٫۲۰
پرباری ($j=۳$)	۴۸۲٫۳۴	۶۲٫۵۶	۵۴۴٫۹۰

۳- هزینه‌های شرکت توزیع

برای محاسبه بیشترین قیمت قابل قبول خرید برق از DG خصوصی برای شرکت توزیع در مقایسه با خرید برق از بازار برق (نقطه سربه‌سر)، باید منافع حاصل از حضور DG در شبکه توزیع محاسبه شود. برای این کار آن دسته از اقلام هزینه‌ای که در حضور DG و خرید برق از آن در مقایسه با خرید کل برق مورد نیاز شرکت از بازار عمده فروشی تغییر می‌کنند، مبنا قرار داده می‌شود. این اقلام به ترتیب زیر می‌باشند:

۳-۱ هزینه خرید برق در نقطه مرجع شبکه

هزینه خرید برق شرکت توزیع در نقطه مرجع شبکه- نقطه‌ای انتزاعی در شبکه برق که در آن فارغ از بحث ترانزیت و تلفات شبکه، تنها انرژی مبادله می‌شود- متناسب با قدرت نصب‌شده DG کاهش می‌یابد. این هزینه طبق (۱) محاسبه می‌شود. متوسط ساعتی هزینه خرید برق شرکت‌های توزیع و دیگر خریداران بازار عمده فروشی برق در نقطه مرجع شبکه ماهانه و در سایت مدیریت شبکه منتشر می‌شود

$$C_{En_buy_k} = \sum_{j=۱}^{N_{level}} P_{buy,j_k} \times T_j \times C_{buy,j} \qquad (۱)$$

$$P_{buy,j_k} = (\sum_{j=۱}^{N_{bus}} P_{Load,i,j_k}) - P_{DG_k} \qquad (۲)$$

۳-۲ هزینه خدمات انتقال

هزینه استفاده از خدمات انتقال شرکت توزیع نیز متناسب با قدرت نصب‌شده DG کاهش می‌یابد. این هزینه، هزینه انتقال برق خریداری‌شده در نقطه مرجع شبکه تا شین ثانویه ۲۰ kV پست فوق توزیع بوده و طبق (۳) محاسبه می‌گردد. متوسط ساعتی این هزینه برای کل خریداران بازار برق به صورت ماهانه و در سایت مدیریت شبکه منتشر می‌شود

$$C_{Trans_k} = \sum_{j=۱}^{N_{level}} P_{buy,j_k} \times T_j \times C_{trans,j} \qquad (۳)$$

۳-۳ هزینه خرید برق از بازار برق

هزینه خرید برق از بازار برق از مجموع دو هزینه بالا به دست می‌آید. در این قسمت برای کاهش پیچیدگی‌های مسأله، تغییرات ساعتی بار متناسب با تعریف دوره مصرف‌های مختلف توسط مدیریت شبکه شامل کم‌باری، میان‌باری و پرباری، دسته‌بندی شده و قیمت خرید برای این سه دوره تعیین می‌شود. برای این کار با استفاده از اطلاعیه سایت بورس انرژی، ساعات هر دوره مصرف در هر ماه مشخص شده و سپس با بهره‌گیری از گزارشات ماهانه سایت مدیریت شبکه در سال ۱۳۹۲، متوسط نرخ خرید انرژی مربوط به هر دوره مصرف طبق جدول ۳ به دست می‌آید [۱۴].

۳-۴ هزینه جابه‌جایی انرژی در سطح شبکه توزیع

هزینه جابه‌جایی انرژی در سطح شبکه توزیع، هزینه مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری توزیع، هزینه تأمین تلفات، هزینه‌های عملیاتی و هزینه‌های خدمات جانبی می‌باشد [۱۵]. نرخ خدمات توزیع شرکت‌های توزیع نیروی برق بسته به موقعیت شبکه متفاوت بوده که متوسط آن در کل کشور برابر با ۱۸۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت فروش تصویب شده است [۱۶]. هزینه جابه‌جایی انرژی در سطح شبکه توزیع طبق (۴) محاسبه می‌شود

$$C_{Dist_k} = \sum_{j=۱}^{N_{level}} (\sum_{i=۱}^{N_{bus}} P_{Load,i,j_k}) \times T_j \times C_{dist} \qquad (۴)$$

۳-۵ هزینه خاموشی

هزینه انرژی تأمین‌نشده (ENS) طبق (۵) محاسبه می‌شود. در این رابطه فرض بر این است که به جز خطوط، دیگر تجهیزات شبکه ۱۰۰٪ قابل اطمینان هستند

$$C_{ENS} = \sum_{l=۱}^{N_{line}} C_{VoLL} \times \lambda_l \times T_{Re,l} \times P_{NS,l} \times LF \qquad (۵)$$

برای محاسبه هزینه خاموشی سالانه در حضور DG باید ابتدا با توجه به دیاگرام شبکه مشخص گردد با در نظر گرفتن DG در یک شین مشخص، توان کدام یک از خطوط دچار تغییر می‌شود. سپس توان عبوری جدید از هر خط l محاسبه شده که این مقدار برابر با بار تأمین‌نشده ناشی از خروج خط lام ($P_{NS,l}$) است. در نهایت، هزینه خاموشی طبق (۵) محاسبه می‌شود.

۳-۶ هزینه نصب خازن

هزینه خازن‌های ثابت و سوئیچ‌شونده به طور مستقل از هم و هر کدام دارای دو بخش ثابت (هزینه نصب) و بخش دیگر ضریبی از مقدار خازن نصب‌شده (هزینه خرید) می‌باشد. رابطه (۶) نحوه محاسبه هزینه سالانه خازن‌گذاری را نشان می‌دهد [۱۷]

$$C_{Capacitor} = [N_f \times C_{f_ins} + C_{f_buy} \times \sum_{j=۱}^{N_{bus}} Q_{f,i} + N_S \times C_{S_ins} + C_{S_buy} \times \sum_{j=۱}^{N_{bus}} Q_{S,i}] \times \frac{A}{P} \qquad (۶)$$

$$\frac{A}{P} = [\frac{\text{int}\,(۱+\text{int}^{N_{year}})}{۱+\text{int}^{N_{year}}-۱}] \qquad (۷)$$

قیمت خرید و نصب خازن ثابت (شامل خازن، کنتاکتور خازنی و فیوز) و خازن سوئیچ‌شونده (شامل خازن ثابت و رگولاتور) و همچنین قیمت دیگر تجهیزات مورد اشاره در این مقاله با توجه به استعلام گرفته‌شده از فروشندگان این حوزه، شرکت توانیر و [۱۸] لحاظ شده‌اند.

٤- مفهوم گواهی ظرفیت

گواهی ظرفیت معرف تدارک یک کیلووات ظرفیت مطمئن نیروگاهی به مدت نامحدود است. واگذاری اشتراک جدید مشترکین مستلزم ارائه گواهی ظرفیت است. قیمت آن از طریق بازار و با توجه به شرایط بار و ظرفیت نصب‌شده در شبکه تعیین می‌شود. سقف قیمت واگذاری گواهی ظرفیت به توانیر برای یک دوره ۸ ساله، یک‌چهارم نرخ پایه آمادگی تعیین شده است [۱۹]. نرخ پایه آمادگی در سال ۱۳۹۲ برابر با ۱۳۳ ریال و در سال ۱۳۹۳ برابر با ۱۸۵ ریال به ازای هر کیلووات ظرفیت آماده است [۱۶] و [۲۰]. بنابراین تا قبل از راه‌اندازی بازار گواهی ظرفیت، می‌توان برای مالک DG به خاطر ارزش گواهی ظرفیت مولد وی، افزایش درآمد ۴۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی نسبت به قیمت پیشنهادی شرکت توزیع متصور بود.

٥- انواع قراردادهای فروش برق DG

مسأله فروش برق DG از دید مالک آن تنها به شرکت توزیع محدود نیست. قراردادها و روش‌های دیگری که مالک DG می‌تواند برق خود را بفروشد عبارتند از:

٥-١ قرارداد بلندمدت تبدیل انرژی (ECA)

در این قرارداد تولیدکننده، سوخت مورد نیاز نیروگاه را از توانیر دریافت و معادل آن با توجه به بازده نیروگاه، برق به شبکه تحویل می‌دهد. این قرارداد به منزله واگذاری گواهی ظرفیت به توانیر بوده و از بابت واگذاری آن مبلغ جداگانه‌ای به سرمایه‌گذار پرداخت نمی‌شود [۱۹].

طبق دستورالعمل توسعه مولد مقیاس کوچک، نرخ خرید برق از DG تحت قرارداد تبدیل انرژی (ECA) برابر با نرخ پایه تبدیل انرژی به علاوه ۲۵ درصد قیمت هر متر مکعب گاز طبیعی فروخته‌شده به آنان (بابت هزینه سوخت) می‌باشد. پیش‌فرض بازده الکتریکی مؤثر DG برای عقد قرارداد تضمینی خرید برق، ۴۲٪ است [۲۱]. اگر بازده الکتریکی مؤثر مولد بالاتر از ۴۲٪ باشد (از جمله واحد تولید هم‌زمان برق و حرارت_CHP) نرخ تبدیل انرژی، متناسب با بازده الکتریکی مؤثر مولد، افزایش می‌یابد [۲۲]

$$\text{Price}_{ECA} = \text{Price}_{con} + (۰/۲۵ \times \text{Price}_{g}) \quad (۸)$$

$$\text{Price}_{ECA} = ۷۱۵ + (۰/۲۵ \times ۷۰۰) = ۸۹۰ [\text{Rial/kWh}] \quad (۹)$$

٥-٢ شرکت در بازار

در این قرارداد مالک DG به شرط آن که امکانات لازم برای تبادل اطلاعات مورد نیاز برای حضور در بازار عمده‌فروشی را داشته باشد می‌تواند برق تولیدی خود را همچون سایر نیروگاه‌ها به بازار عرضه کند. در این شرایط به واحد به صورت زیر پرداخت صورت می‌گیرد:

٥-٢-١ پرداخت بابت آمادگی

واحد تولید پراکنده به واسطه اعلام آمادگی حضور در بازار عمده‌فروشی برق، پول دریافت می‌کند حتی اگر در بازار عمده‌فروشی پذیرفته نشده و تولید انرژی نداشته باشد. نرخ پرداخت بابت آمادگی در هر ساعت متفاوت بوده و طبق (۱۰) محاسبه می‌شود

$$Av\text{Price} = BA \times K \quad (۱۰)$$

٥-٢-٢ پرداخت بابت انرژی

واحد تولید پراکنده در صورت پذیرفته‌شدن در بازار، تولید برق کرده و متناظر با قیمت پیشنهادی خود پول دریافت می‌کند. واحد تولیدی جهت ارائه پیشنهاد قیمت به بازار در سال ۱۳۹۲ حداکثر می‌تواند بابت هر کیلووات‌ساعت برق تولیدی، قیمت ۳۷۰ ریال (به علاوه ۱۳ ریال بابت هزینه دسترسی به نقطه مرجع) را اعلام نماید [۲۰].

٥-٣ عرضه مستقیم برق

واحد تولید پراکنده می‌تواند با عقد قرارداد تأمین برق مصرف‌کننده، برق تولیدی خود را مستقیماً به مصرف‌کننده مورد نظر خود عرضه نماید. در صورت فروش برق به مشترک تجاری در سال ۱۳۹۲، مالک DG درآمدی برابر با ۱۱۰۰ Rial/kWh خواهد داشت.

٦- تابع هدف

٦-١ سناریوی اول

در سناریوی اول هدف کمینه‌کردن مجموع هزینه تأمین انرژی، تلفات انرژی، هزینه خاموشی و هزینه خازن‌گذاری بدون حضور DG، طبق (۱۱) می‌باشد. از الگوریتم ژنتیک به منظور بهینه‌سازی استفاده شده است

$$\min (C_{Energy_.} + C_{Loss_.} + C_{ENS_.} + C_{Capacitor}) \quad (۱۱)$$

$$C_{Energy_k} = \sum_{j=۱}^{N_{level}} P_{buy,j_k} \times T_j \times (C_{buy,j} + C_{trans} + C_{dist}) + \sum_{j=۱}^{N_{level}} P_{DG_k} \times T_j \times C_{dist} \quad (۱۲)$$

$$C_{Loss_k} = \sum_{j=۱}^{N_{level}} P_{loss,j_k} \times T_j \times (C_{buy,j} + C_{trans} + C_{dist}) \quad (۱۳)$$

$$C_{ENS_k} = \sum_{l=۱}^{N_{line}} C_{VoLL} \times \lambda_l \times T_{Re,l} \times P_{NS,l_k} \times LF \quad (۱۴)$$

$$P_{buy,j_k} = (\sum_{j=۱}^{N_{bus}} P_{Load,i,j_k}) - P_{DG_k} \quad (۱۵)$$

$$P_{loss} = \sum_{l=۱}^{N_{line}} R_l \times \left|\mathrm{I}_l\right|^۲ \quad (۱۶)$$

قیود و محدودیت‌های حاکم بر مسأله به صورت رعایت محدوده مجاز ولتاژ شین‌ها (۱۷) و رعایت محدوده مجاز جریان خطوط (۱۸) می‌باشد

$$V_i^{\min} \le V_i \le V_i^{\max} \quad (۱۷)$$

$$I_{line} \le I_{line}^{\max} \quad (۱۸)$$

٦-٢ سناریوی دوم

در سناریوی دوم هدف تعیین قیمت خرید برق از DG که قبلاً در یکی از شین‌ها نصب شده، طبق (۱۹) می‌باشد

$$\text{Price}_{.} = \frac{(C_{Energy_.} + C_{Loss_.} + C_{ENS_.}) - (C_{Energy_۱} + C_{Loss_۱} + C_{ENS_۱})}{۸۷۶۰ \times P_{DG}} \quad (۱۹)$$

جدول ۴: مکان و ظرفیت خازن‌ها در سناریوی اول.

شماره شین	خازن ثابت [kVar]	خازن سوئیچ‌شونده ($j=۱$) [kVar]	خازن سوئیچ‌شونده ($j=۲$) [kVar]	خازن سوئیچ‌شونده ($j=۳$) [kVar]
۴	۲۰۰	۰	۵۰	۰
۵	۲۰۰	۰	۰	۰
۶	۳۰۰	۰	۵۰	۰
۷	۱۰۰	۰	۱۰۰	۰
۸	۳۰۰	۰	۲۰۰	۱۵۰
۹	۱۰۰	۰	۱۰۰	۲۰۰
۱۱	۲۵۰	۰	۰	۰
۱۲	۳۰۰	۰	۰	۰
۱۳	۲۰۰	۰	۰	۰
۱۴	۱۰۰	۰	۵۰	۰
۱۵	۱۰۰	۰	۰	۰
۱۶	۳۰۰	۰	۵۰	۰
۱۷	۱۵۰	۰	۵۰	۵۰
۱۸	۲۵۰	۰	۵۰	۴۵۰

برای لحاظ‌کردن اثر بهبود پروفیل ولتاژ شبکه ناشی از حضور DG از شاخص متوسط درصد انحراف ولتاژ از محدوده مجاز، طبق (۲۰) استفاده می‌شود. این شاخص پس از قرار گرفتن DG در شبکه محاسبه شده و در نهایت قیمت معادل نصب خازن برای رساندن این شاخص به حداقل مقدار مذکور به قیمت خرید برق از DG اضافه می‌شود

$$Index_V = \frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta V_i}{N_{bus}} \times ۱۰۰\% \qquad (۲۰)$$

$$\Delta V_i = \begin{cases} 0 & , \quad V_i^{\min} \le V_i \le V_i^{\max} \\ \left| V_i - V_i^{\min/\max} \right| & , \quad \text{otherwise} \end{cases} \qquad (۲۱)$$

$$\text{Price}_v = \frac{C_{Capacitor_EQ}}{۸۷۶۰ \times P_{DG}} \qquad (۲۲)$$

برای لحاظ‌کردن دیگر اثرات ناشی از حضور DG در قیمت نهایی شامل آزادسازی ظرفیت تجهیزات و تأخیر در سرمایه‌گذاری جدید متناسب با رشد بار، بایستی سرجمع صرفه‌جویی مالی هر شرکت تخمین زده شده و قیمت متناسب با آن طبق (۲۳) به قیمت خرید برق از DG اضافه شود

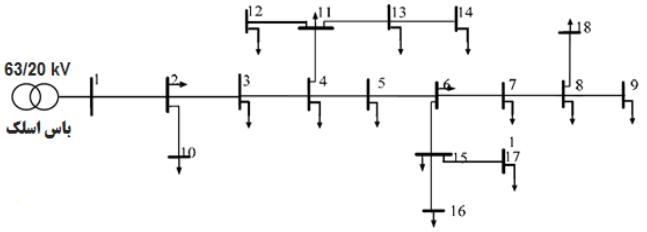
$$\text{Price}_{cap} = \frac{C_{Capacity}}{۸۷۶۰ \times P_{DG}} \qquad (۲۳)$$

فرض بر این است که ظرفیت تجهیزات به جز ترانسفورماتور در حدی است که نیاز به افزایش ظرفیت ندارد. در این حالت با توجه به مناقصات صورت‌گرفته برای فروش ترانسفورماتور فوق توزیع، آزادسازی هر MVA ظرفیت تراسفورماتور، ۱۵۰ میلیون ریال ارزش‌گذاری شده است، $C_{Capacity} = (۱۵۰ \times ۱۰^{۶}) \times A/P$. قیمت نهایی خرید برق از DG در سناریوی ۲ طبق (۲۴) تعیین می‌شود

$$\text{Price}_{tot} = \text{Price}_{.} + \text{Price}_v + \text{Price}_{cap} \qquad (۲۴)$$

۶-۳ سناریوی سوم

در سناریوی سوم، هدف مکان‌یابی و تعیین بالاترین قیمت خرید برق از DG با لحاظ تمام موارد ذکرشده طبق (۲۵) می‌باشد. برای این کار



شکل ۱: دیاگرام تک‌خطی شبکه توزیع مورد مطالعه با ۱۸ شین.

سناریوی دوم به ازای تمام شین‌های شبکه تکرار شده و در نهایت شینی که دارای بیشترین قیمت خرید برق از DG (ارزش ۱ kWh برق DG) باشد به عنوان شین بهینه مکان نصب DG و قیمت آن به عنوان بالاترین نرخ قابل قبول خرید برای شرکت توزیع معرفی می‌شود

$$\max\left(\text{Price}_{tot}\right) \qquad (۲۵)$$

در سناریوی دوم و سوم پس از تعیین قیمت خرید برق از DG و لحاظ اثر توان DG در شبکه، خازن‌گذاری بهینه طبق سناریوی اول انجام شده تا منفعت مالی برای شرکت توزیع به دست بیاید.

۷- مطالعات شبیه‌سازی

شبکه مورد مطالعه یک شبکه توزیع ۲۰ kV در شهر رشت با ۱۸ شین طبق شکل ۱ است. در این شبکه سه سطح بار کم‌باری با زمان تداوم ۱۰۰۰ ساعت و میزان ۰/۳ pu، میان‌باری با زمان تداوم ۶۷۶۰ ساعت و میزان ۰/۷ pu و پرباری با زمان تداوم ۱۰۰۰ ساعت و میزان ۱ pu در نظر گرفته شده است [۱۷]. فرض بر این است که DG به دو شکل، قابل نصب و بهره‌برداری در شبکه است. در نوع اول، DG از نوع موتور ژنراتور گازسوز با ضریب قدرت ۱ و ظرفیت عملی ۱ MW است. در نوع دوم DG با ضریب قدرت ۰/۸ می‌تواند برای شبکه توان راکتیو نیز تولید کند. مدل‌سازی DG به صورت مدل توان ثابت (PQ) است [۱۱].

۷-۱ نتایج سناریوی اول

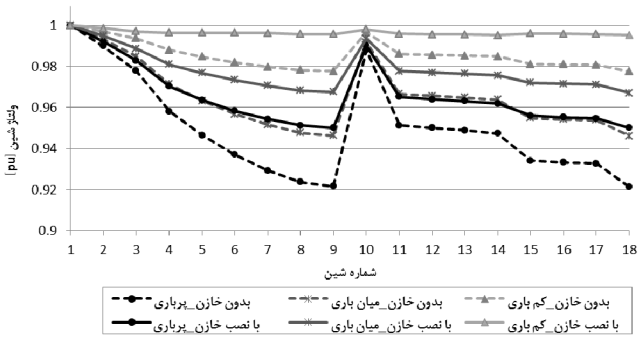
در جدول ۴ نتایج جایابی خازن‌ها در سطوح مختلف بار نشان داده شده است. انحراف ولتاژ مجاز شین‌ها برابر $\Delta V = \pm ۵\%$، هر پله خازنی معادل ۵۰ kVar و حداکثر تعداد پله‌ها ۱۲ پله در نظر گرفته شده است.

مقایسه نتایج قبل و بعد از خازن‌گذاری در جدول ۵ نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می‌شود با افزایش سطح بار، میزان تلفات و افت ولتاژ در شین‌های شبکه افزایش یافته و به دنبال آن هزینه کل سیستم افزایش می‌یابد. تابع هزینه قبل از خازن‌گذاری ۴۹۲۶۷/۸۲ میلیون ریال بوده که بعد از خازن‌گذاری به مقدار ۴۸۸۷۰/۸۷ میلیون ریال می‌رسد و سالانه مبلغ ۳۹۶/۹۵ میلیون ریال منفعت مالی برای شرکت توزیع ایجاد می‌کند.

شکل پروفیل ولتاژ شبکه قبل و بعد از خازن‌گذاری در سطوح مختلف بار در شکل ۲ آمده است. بدون خازن در مجموع سه سطح بار، ۱۴ شین شبکه ولتاژی کمتر از حد مجاز ۰/۹۵ pu داشته که پس از نصب ۲۹۰۰ kVar خازن ثابت و ۱۵۰۰ kVar خازن سوئیچ‌شونده این مشکل برطرف شده و تلفات شبکه نیز کاهش یافته است.

۷-۲ نتایج سناریوی دوم

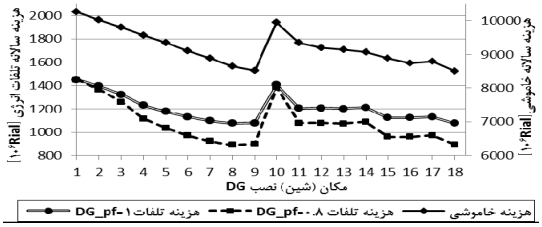
نتایج تعیین قیمت خرید برق از DG نصب‌شده در شین ۱۰ با ضریب قدرت ۱ و DG با ضریب قدرت ۰/۸ با در نظر گرفتن هزینه خاموشی مشترکین در جدول ۶ نشان داده شده است.



شکل ۲: پروفیل ولتاژ شبکه قبل و بعد از خازن‌گذاری.

جدول ۵: مقایسه نتایج قبل و بعد از خازن‌گذاری در سناریوی اول.

عنوان	شبکه بدون خازن	شبکه بعد از خازن‌گذاری
تلفات انرژی ($j=۱$) [kWh]	۳۹٫۲۵	۳۳٫۶۹
تلفات انرژی ($j=۲$) [kWh]	۲۲۴٫۸۷	۱۴۸٫۹۴
تلفات انرژی ($j=۳$) [kWh]	۴۷۸٫۲۴	۳۱۹٫۰۹
هزینه سالانه تأمین انرژی [$۱۰^۶$ Rial]	۳۷۵۵۲٫۷۸	۳۷۵۵۲٫۷۸
هزینه سالانه تلفات انرژی [$۱۰^۶$ Rial]	۱۴۵۰٫۴۲	۹۶۷٫۳۸
هزینه سالانه خاموشی [$۱۰^۶$ Rial]	۱۰۲۶۴٫۶۲	۱۰۲۶۴٫۶۲
هزینه سالانه خازن‌گذاری [$۱۰^۶$ Rial]	۰	۸۶٫۰۸
هزینه سالانه کل [$۱۰^۶$ Rial]	۴۹۲۶۷٫۸۲	۴۸۸۷۰٫۸۷
شاخص درصد انحراف ولتاژ [٪]	۱٫۰۱۸۳	۰



شکل ۳: هزینه تلفات و خاموشی سالانه مشترکین با توجه به مکان نصب DG.

جدول ۶: تعیین قیمت خرید برق از DG نصب‌شده در شین ۱۰ با لحاظ هزینه خاموشی.

عنوان	شبکه بدون DG	شبکه با DG ($pf=۱$)	شبکه با DG ($pf=۰٫۸$)
تلفات انرژی ($j=۱$) [kWh]	۳۹٫۲۵	۳۸٫۹۹	۳۹٫۰۶
تلفات انرژی ($j=۲$) [kWh]	۲۲۴٫۸۷	۲۱۷٫۶۰	۲۱۴٫۰۶
تلفات انرژی ($j=۳$) [kWh]	۴۷۸٫۲۴	۴۶۵٫۲۷	۴۵۸٫۷۷
مجموع بار شبکه در پرباری [kW]	۸۷۸۰	۷۷۸۰	۷۷۸۰
انرژی خریداری‌شده از DG در هر ساعت [kWh]	۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰
هزینه سالانه تأمین انرژی [$۱۰^۶$ Rial]	۳۷۵۵۲٫۷۸	۳۲۹۵۶٫۳	۳۲۹۵۶٫۳
هزینه سالانه تلفات انرژی [$۱۰^۶$ Rial]	۱۴۵۰٫۴۲	۱۴۰۶٫۰۱	۱۳۸۴٫۳۴
هزینه سالانه خاموشی [$۱۰^۶$ Rial]	۱۰۲۶۴٫۶۲	۹۹۵۰٫۱۶	۹۹۵۰٫۱۶
قیمت خرید برق بدون اثر بهبود ولتاژ و آزادسازی ظرفیت [Rial/kWh]		۵۶۵٫۶۸	۵۶۸٫۱۵
اثر بهبود ولتاژ DG [Rial/kWh]		۰٫۲۸	۰٫۳۷
اثر آزادسازی ظرفیت [Rial/kWh]		۱٫۷۶	۲٫۲
قیمت نهایی خرید برق [Rial/kWh]		۵۶۷٫۷۲	۵۷۰٫۷۲
شاخص درصد انحراف ولتاژ [٪]	۱٫۰۱۸۳	۰٫۹۵۵۶	۰٫۹۲۵۳

جدول ۷: نتایج خازن‌گذاری با حضور DG در شین ۱۰ و لحاظ هزینه خاموشی.

عنوان	شبکه با DG ($pf=۱$) بدون خازن	شبکه با DG ($pf=۰٫۸$) بدون خازن	شبکه با DG ($pf=۱$) و خازن‌گذاری	شبکه با DG ($pf=۰٫۸$) و خازن‌گذاری
هزینه سالانه کل [$۱۰^۶$ Rial]	۴۴۳۱۲٫۵۱	۴۴۲۹۰٫۸۳	۴۳۹۱۶٫۹۱	۴۳۹۱۹٫۹۷
شاخص درصد انحراف ولتاژ [٪]	۰٫۹۵۵۶	۰٫۹۲۵۳	۰	۰

همان طور که مشاهده می‌شود با توجه به مکان DG در شبکه، کاهش تلفات و بهبود ولتاژ ناشی از آن بسیار کم است. همچنین برای DG با قابلیت تولید توان راکتیو به دلیل بهبود ولتاژ و کاهش تلفات بیشتر، قیمت خرید شرکت توزیع قدری افزایش یافته است. فرایند شبیه‌سازی یک بار هم بدون در نظر گرفتن هزینه خاموشی انجام شده که طی آن قیمت نهایی خرید برق برای DG با ضریب قدرت ۱، ۵۳۱٫۸۲ Rial/kWh و برای DG با ضریب قدرت ۰٫۸، ۵۳۴٫۸۲ Rial/kWh به دست آمد.

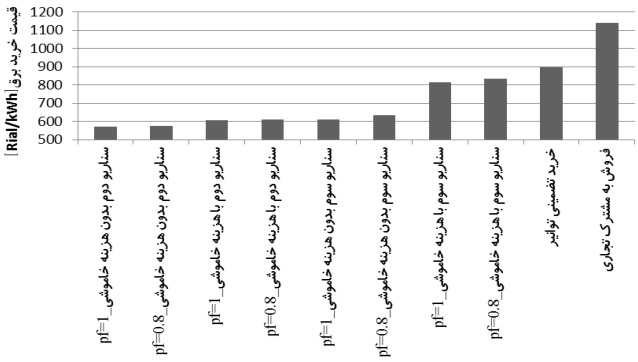
در ادامه با در نظر گرفتن DG در شین ۱۰ خازن‌گذاری تا جایی انجام می‌شود که تابع هزینه معرفی‌شده در سناریوی اول حداقل شده و شاخص انحراف ولتاژ صفر گردد. با مقایسه هزینه نهایی قبل و بعد از خازن‌گذاری از جدول ۷ مشاهده می‌شود که در حضور DG با ضریب قدرت ۱، خازن‌گذاری مناسب، سالانه مبلغ ۳۹۵٫۶ میلیون ریال و در حضور DG با ضریب قدرت ۰٫۸، مبلغ ۳۷۰٫۸۷ میلیون ریال منفعت مالی ایجاد می‌کند.

در شکل ۳ نمودار هزینه تلفات و خاموشی سالانه مشترکین بر حسب مکان نصب DG نشان داده شده است. مشاهده می‌شود بدون در نظر گرفتن هزینه خاموشی، شین‌های ۸، ۹ و ۱۸ بهترین کاندیدای نصب DG به منظور کاهش هزینه تلفات انرژی سالانه هستند. از طرفی بهترین مکان نصب DG تنها با در نظر گرفتن هزینه خاموشی مشترکین، شین ۱۸ است. در سناریوی ۳ بهترین مکان نصب DG و تعیین قیمت خرید برق از آن با در نظر گرفتن تمام هزینه‌ها به علاوه اثر بهبود ولتاژ و تأخیر در سرمایه‌گذاری و آزادسازی تجهیزات ناشی از نصب DG صورت می‌گیرد.

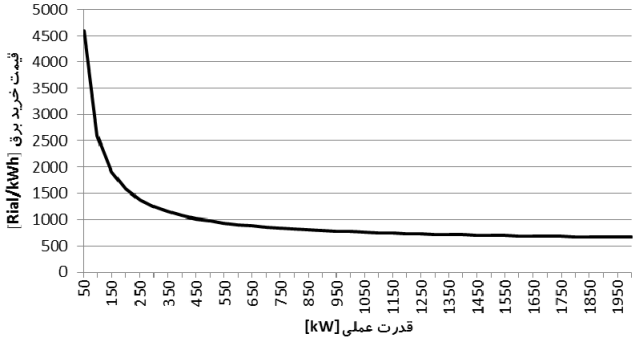
۷-۳ نتایج سناریوی سوم

نتایج جایابی و تعیین بالاترین قیمت خرید برق از DG با در نظر گرفتن پرداخت هزینه خاموشی به مشترکین در جدول ۸ آمده است.

فرایند شبیه‌سازی یک بار هم بدون در نظر گرفتن هزینه خاموشی انجام شده که طی آن شین بهینه، شین شماره ۸ و قیمت نهایی خرید برق برای DG با ضریب قدرت ۱، ۵۷۱٫۴۵ Rial/kWh و برای DG با ضریب قدرت ۰٫۸، ۵۹۴٫۳۸ Rial/kWh به دست آمد. همان طور که مشاهده می‌شود با پرداخت هزینه خاموشی به مشترکین، علاوه بر افزایش قیمت سربه‌سر خرید برق از DG به خاطر کاهش هزینه خاموشی، شین بهینه برای نصب DG نیز تغییر می‌کند. همچنین با جایابی بهینه DG، تلفات انرژی کاهش بیشتری یافته و وضعیت ولتاژ بهتر شده و بنابراین



شکل ۴: قیمت خرید برق از DG در سناریوهای مختلف.



شکل ۵: آنالیز حساسیت قیمت خرید برق از DG نسبت به قدرت آن.

جدول ۸: نتایج جایابی و تعیین قیمت خرید برق از DG با لحاظ هزینه خاموشی.

عنوان	شبکه بدون DG	شبکه با DG ($pf=۱$)	شبکه با DG ($pf=۰/۸$)
شین بهینه برای نصب DG		۱۸	۱۸
تلفات انرژی ($j=۱$) [kWh]	۳۹/۲۵	۲۲/۶۲	۱۴/۹۲
تلفات انرژی ($j=۲$) [kWh]	۲۲۴/۸۷	۱۶۴/۰۷	۱۳۴/۳۸
تلفات انرژی ($j=۳$) [kWh]	۴۷۸/۲۴	۳۷۸/۶۵	۳۲۹/۶۲
مجموع بار شبکه در پرباری [kW]	۸۷۸۰	۷۷۸۰	۷۷۸۰
انرژی خریداری شده از DG در هر ساعت [kWh]	۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰
هزینه سالانه تأمین انرژی [$۱۰^۶$ Rial]	۳۷۵۵۲/۷۸	۳۲۹۵۶/۳۳	۳۲۹۵۶/۳۳
هزینه سالانه تلفات انرژی [$۱۰^۶$ Rial]	۱۴۵۰/۴۲	۱۰۷۵/۸۷	۸۹۲/۹۵
هزینه سالانه خاموشی [$۱۰^۶$ Rial]	۱۰۲۶۴/۶۲	۸۴۹۹/۵۴	۸۴۹۹/۵۴
قیمت خرید برق بدون اثر بهبود ولتاژ و آزادسازی ظرفیت [Rial/kWh]		۷۶۸/۹۶	۷۸۹/۸۴
اثر بهبود ولتاژ DG [Rial/kWh]		۲/۳۳	۳/۷۵
اثر آزادسازی ظرفیت [Rial/kWh]		۱/۷۶	۲/۲
قیمت نهایی خرید برق [Rial/kWh]		۷۷۳/۰۵	۷۹۵/۷۹
شاخص درصد انحراف ولتاژ [٪]	۱/۰۱۸۳	۰/۵۲۳۲	۰/۲۷۳۶

جدول ۹: نتایج خازن‌گذاری با حضور DG در شین بهینه و لحاظ هزینه خاموشی.

عنوان	شبکه با DG ($pf=۱$) بدون خازن	شبکه با DG ($pf=۰/۸$) بدون خازن	شبکه با DG ($pf=۱$) و خازن‌گذاری	شبکه با DG ($pf=۰/۸$) و خازن‌گذاری
هزینه سالانه کل [$۱۰^۶$ Rial]	۴۲۵۳۱/۷۴	۴۲۳۴۸/۸۲	۴۲۱۳۹/۳۸	۴۲۱۳۰/۷۳
شاخص درصد انحراف ولتاژ [٪]	۰/۵۲۳۲	۰/۲۷۳۶	۰	۰

قیمت خرید برق بیشترین حد خود را پیدا کرده است. با این حال وضعیت پروفیل ولتاژ تا مقدار مطلوب فاصله داشته که در ادامه با در نظر گرفتن DG در شین بهینه، خازن‌گذاری تا جایی انجام می‌شود که تابع هزینه حداقل شده و شاخص درصد انحراف ولتاژ صفر گردد. با مقایسه هزینه نهایی قبل و بعد از خازن‌گذاری از جدول ۹ مشاهده می‌شود که خازن‌گذاری مناسب در حضور DG با ضریب قدرت ۱، سالانه مبلغ ۳۹۲/۸۶ میلیون ریال و در حضور DG با ضریب قدرت ۰/۸، مبلغ ۲۱۸/۵۳ میلیون ریال منفعت مالی ایجاد می‌کند.

در این سناریو نیز برق تولیدی DG با قابلیت تولید توان راکتیو قیمت بالاتری پیدا کرده است. در هر دو سناریوی دوم و سوم، مالک DG می‌تواند با عرضه گواهی ظرفیت خود حدود چهل ریال به ازای هر کیلووات‌ساعت دریافت کند. در شکل ۴ قیمت سناریوهای مختلف فروش برق DG با منظورکردن ارزش (قیمت) گواهی ظرفیت آمده است.

با توجه به بالاتربودن قیمت خرید تضمینی برق توانیر و همچنین قیمت فروش برق DG به مشترک تجاری، حتی اگر شرکت توزیع حاضر به خرید برق آن به بالاترین قیمت محاسبه شده در سناریوی دوم و سوم باشد، مالک DG حاضر به فروش برق به شرکت توزیع نیست. از سوی دیگر اگر مالک DG شرایط عقد قرارداد بلندمدت تبدیل انرژی و یا فروش به مشترک تجاری را نداشته باشد و برق مازاد بر مصرفش تولید کند، از آنجایی که برق قابلیت ذخیره‌سازی ندارد، حاضر می‌شود با مبلغی بیش از هزینه متغیر تولید برق خود آن را بفروشد. مالکیت شرکت توزیع بر شبکه توزیع نیز قدرت چانه‌زنی بالایی در اختیار این شرکت قرار داده و نتیجه این امر پایین‌آمدن قیمت قرارداد می‌شود. کاهش هر ۱۰۰ ریال در قیمت خرید برق DG نسبت به قیمت سناریوی دوم و سوم، سالانه ۸۷۶ میلیون ریال برای شرکت توزیع منفعت مالی ایجاد می‌کند.

برای سنجش میزان کارایی تابع هدف (رابطه (۲۵)) از روش آنالیز حساسیت بر روی قیمت خرید برق از DG نسبت به قدرت عملی آن استفاده شده است. در این روش قدرت عملی DG از ۵۰ kW تا ۲۰۰۰ kW با پله‌های ۵۰ kW افزایش یافته و نقطه سربه‌سر قیمت خرید برق از DG نسبت به خرید برق از بازار عمده‌فروشی برای شرکت توزیع به دست می‌آید. در شکل ۵ نتیجه این آزمایش آمده است.

همان طور که انتظار می‌رفت در شرایط اولیه شبکه که ولتاژ بعضی از شین‌های شبکه از حد مجاز پایین‌تر است و تلفات شبکه و هزینه خاموشی نیز بالاست نصب اولین DG با قدرت ۵۰ kW در شبکه توزیع به دلیل تأثیر بیشتر بر تابع هدف و ارزش بالای خرید برق آن برای شرکت توزیع، قیمت خرید بالاتری را نتیجه می‌دهد. به همین ترتیب پس از نصب اولین DG، نصب دومین DG با قدرت ۵۰ kW، قیمت خرید کمتری را نسبت به قیمت خرید برق از DG اول به دست می‌آورد. با این حال از آنجا که مالک DG به دلیل ارزش سرمایه‌گذاری بیشتر به سراغ DG با قدرت عملی بالاتر می‌رود و همچنین شرکت توزیع به دنبال یک قیمت متعادل برای تمام مالکین DG در شبکه خود است، لازم است تعیین قیمت برای DG با قدرت عملی بالاتری صورت گیرد. در این شبکه نتیجه این

آزمایش (قیمت خرید برق) برای DG با قدرت ۷۵۰ kW تا DG با قدرت ۲۰۰۰ kW تقریباً به صورت خطی در آمده و تعیین قیمت متوسط خرید برق از DG در این بازه باید صورت گیرد. در کل این آزمایش، شین بهینه نصب DG همان شین ۱۸ به دست می‌آید.

۸- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک روش برای تعیین قیمت سربه‌سر خرید برق از DG خصوصی نسبت به قیمت بازار برق ایران با و بدون لحاظ پرداخت هزینه خاموشی ارائه شد. از طرفی دیگر راه‌های مختلف فروش برق DG از دید مالک آن بررسی شد. نشان داده شد بهترین شین برای نصب DG با بالاترین قیمت خرید برق از آن الزاماً دارای کمترین هزینه خاموشی سالانه مشترکین و یا دارای کمترین هزینه تلفات سالانه نبوده و باید در مجموع مدل‌سازی صورت‌گرفته بیشترین قیمت خرید برق را نتیجه دهد. شبیه‌سازی بر پایه قیمت‌های واقعی ایران بود و نتایج نشان داد برای DG که بتواند با توانیر قرارداد بلندمدت تبدیل انرژی انعقاد کند و یا برقش را به مشترک تجاری بفروشد، فروش برق به شرکت توزیع با قیمتی پایین‌تر صرفه ندارد. در مقابل برای واحدهایی که نتوانند با توانیر و یا مشترک تجاری قرارداد انعقاد کنند، شرکت توزیع با توجه به مالکیت شبکه توزیع، با خرید برق وی با قیمتی پایین‌تر از قیمت سربه‌سر بازار برق، سود خود را افزایش می‌دهد. در نهایت نشان داده شد خازن‌گذاری مناسب می‌تواند درآمد سالانه این شرکت‌ها را افزایش داده و ولتاژ شبکه را بهبود دهد.

مراجع

[۱] شرکت برق منطقه‌ای استان یزد، خلاصه گزارش مدیریتی خازن‌گذاری فشارضعیف (تاریخچه و مبانی از سال ۷۹، گردآوری اطلاعات سال ۹۱)، مرداد ۱۳۹۱.

[2] A. Gallego, A. Monticelli, and R. Romero, "Optimal capacitor placement in radial distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 16, no. 4, pp. 630-637, Nov. 2011.

[3] J. Federico and F. Luiz, "A pseudo-polynomial algorithm for optimal capacitor placement on electric power distribution networks," *European J. of Operational Research*, vol. 222, no. 1, pp. 149-156, Oct. 2012.

[4] S. M. Tabatabaei and B. Vahidi, "Bacterial foraging solution based fuzzy logic decision for optimal capacitor allocation in radial distribution system," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 4, pp. 1045-1050, Apr. 2011.

[5] A. Katikeya and K. Rafi, "Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using plant growth simulation algorithm," *Int J. of Advanced Science and Tech*, vol. 30, pp. 43-53, May 2011.

[6] G. Celli and F. Pilo, "Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks," in *Proc. Int. Conf. on IEEE Power Engineering Society*, pp. 81-86, 20-24 May 2001.

[7] G. Carpinelli, G. Celli, and F. Pilo, "Distributed generation sitting and sizing under uncertainty," in *Proc. IEEE Power Tech*, pp. 376-401, 2001.

[8] J. Lopez-Lezama, J. Contreras, and A. Padilha-Feltrin, "Location and contract pricing of distributed generation using a genetic algorithm," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 117-126, Mar. 2012.

[9] A. Ameli, S. Bahrami, and M. Haghifam, "A multiobjective particle swarm optimization for sizing and placement of DGs from DG owner's and distribution company's viewpoints," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1831-1840, Aug. 2014.

[10] S. Abdi and K. Afshar, "Application of IPSO-Monte Carlo for optimal distributed generation allocation and sizing," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 786-797, Jan. 2013.

[11] A. Soroudi and M. Afrasiab, "Binary PSO-based dynamic multi-objective model for distributed generation planning under uncertainty," *IET Renewable Power Generation.*, vol. 6, no. 2, pp. 67-78, Mar. 2012.

[۱۲] م. احمدیان و ن. عباس‌زاده، "برآورد ارزش برق عرضه‌نشده (VoLL) در اثر خاموشی در ایران: رویکرد فراغت از دست رفته،" *مجله علمی پژوهشی سیاستگذاری اقتصادی*، سال ۵، شماره ۹، صص. ۸۰-۵۷، بهار و تابستان ۱۳۹۲.

[۱۳] بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، شاخص کل بهای کالاها و خدمات مصرفی در مناطق شهری ایران (شاخص تورم) در سال‌های ۱۳۹۱-۱۳۱۵.

[۱۴] "گزارشات جامع ماهانه"، سایت مدیریت شبکه و "اطلاعیه ساعات آغاز و پایان دوره‌های مختلف مصرف برق در سال ۱۳۹۲"، سایت بورس انرژی ۱۳۹۲.

[۱۵] *دفتر راهبری و نظارت امور برق وزارت نیرو*، دستورالعمل ضوابط تعیین متوسط نرخ خدمات توزیع برق، خرداد ۱۳۹۲.

[۱۶] هیأت تنظیم بازار برق ایران وزارت نیرو، *صورت‌جلسه شماره ۲۴۴ هیئت تنظیم بازار برق ایران*، اسفند ۱۳۹۲.

[17] A. R. Salehinia, M. R. Haghifam, M. Shahabi, and F. Mahdloo, "Energy loss reduction in distribution systems using GA-based optimal allocation of Fixed and switches capacitors," in *Proc. IEEE Int. Energy Conf. and Exhibition, EnergyCon'10,* pp. 735-740, 18-22 Dec. 2010.

[۱۸] معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رئیس جمهور، *فهرست بهای واحد پایه رشته تأسیسات برقی سال ۱۳۹۲*،خرداد ۱۳۹۲.

[۱۹] *معاونت برنامه ریزی و نظارت راهبردی رئیس جمهور*، دستورالعمل بند (و) ماده ۱۳۳ قانون برنامه پنج‌ساله پنجم، اسفند ۱۳۹۱.

[۲۰] هیأت تنظیم بازار برق ایران وزارت نیرو، *صورت‌جلسه شماره ۲۲۷ هیأت تنظیم بازار برق ایران*، خرداد ۱۳۹۲.

[۲۱] دفتر راهبری و نظارت امور برق وزارت نیرو، *دستورالعمل توسعه مولد مقیاس کوچک*، مهر ۱۳۸۷.

[۲۲] هیأت تنظیم بازار برق ایران وزارت نیرو، *صورت‌جلسه شماره ۲۳۵ هیأت تنظیم بازار برق ایران*، خرداد ۱۳۹۲.

بهنام رضایی مدرک کارشناسی و کارشناسی ارشد خود را در رشته برق قدرت- شبکه‌های انتقال و توزیع و رشته برق قدرت- تجدیدساختار از پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی، در سال‌های ۱۳۹۱ و۱۳۹۳ اخذ نموده است. وی نویسنده ۲ مقاله در نشریه‌های علمی پژوهشی داخلی و ۳ مقاله در همایش‌های بین‌المللی می‌باشد. وی همچنین به عنوان کارشناس به مدت ۳ سال در یکی از شرکت‌های فعال در حوزه مشاوره به بازیگران بازار برق ایران فعالیت داشته است. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان عبارتند از: تحلیل و بررسی شبکه‌های انتقال و توزیع، بازار برق و واحدهای تولید پراکنده.

محمدصادق قاضی‌زاده مدرک کارشناسی خود را از دانشگاه صنعتی شریف در رشته الکترونیک (۱۳۶۱-۱۳۵۴) و مدرک کارشناسی ارشد خود را از دانشگاه صنعتی امیرکبیر در گرایش کنترل (۱۳۶۷) و دکترای خود را در گرایش مهندسی برق قدرت در سال ۱۳۷۶ از دانشگاه یومیست انگلستان دریافت کرده است. وی پس از بازگشت به ایران به مدت ۲ سال (۱۳۷۸-۱۳۷۶) عهده‌دار ریاست دانشگاه صنعت آب و برق شد. دکتر قاضی‌زاده یکی از بنیان‌گذاران تجدید ساختار صنعت برق در ایران و یکی از مهمترین صاحب‌نظران در این حوزه می‌باشد. وی همچنین ریاست هیأت تنظیم بازار برق ایران را نیز در کارنامه دارد. همچنین دکتر قاضی‌زاده یکی از اعضای انجمن ملی شبکه هوشمند انرژی ایران و دبیر کمیته آموزش و پژوهش این انجمن می‌باشد. ایشان عضو مرکز تحقیقات سیاست علمی کشور نیز می‌باشد. این مرکز به عنوان کانون تفکر در زمینه سیاست پژوهشی و سیاست‌سازی علم، پژوهش و فن‌آوری در سطح ملی و به صورت فرابخشی در کنار شورای مذکور ایفای نقش می‌کند. دکترقاضی‌زاده از اسفندماه ۱۳۹۱ با حکم وزیر نیرو به مدت ۴ سال به عنوان ریاست پژوهشگاه نیرو انتخاب شد. زمینه‌های تحقیقات یمورد علاقه ایشان عبارتند از: سیستم‌های تجدید ساختاریافته و بازارهای برق، شبکه‌های الکتریکی هوشمند و بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت.

وحید وحیدی‌نسب مدرک کارشناسی خود را از دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی و مدارک کارشناسی ارشد و دکتری خود را از دانشگاه علم و صنعت ایران در سال‌های ۱۳۸۳، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۸ اخذ نموده است. وی از سال ۱۳۹۰ به عنوان عضو هیأت علمی گروه قدرت در پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی همکاری دارند. ایشان نویسنده بیش از ۶۰ مقاله در ژورنال‌ها و همایش‌های ملی و بین‌المللی بوده و در بیش از ۸ طرح پژوهشی ملی و منطقه‌ای همکاری مؤثر داشته است و تاکنون هدایت و راهنمایی بیش از ۶۰ نفر از دانشجویان مقاطع مختلف

کارشناسی، کارشناسی ارشد و دکتری به عهده داشته و دارد. فعالیت به عنوان داور مقالات ۱۴ ژورنال معتبر ملی و بین‌المللی، عضویت فعال در انجمن‌های علمی داخل و خارج از کشور، عضویت در هیأت مدیره انجمن علمی شبکه هوشمند انرژی ایران، عضویت در کمیته راهبری حوزه بهره‌برداری سیستم‌های قدرت و تدریس دروس مقاطع کارشناسی و تحصیلات تکمیلی دانشگاه از دیگر فعالیت‌های آموزشی و پژوهشی ایشان محسوب می‌گردد. وی همچنین در مسئولیت‌های مختلف علمی و اجرایی در سطح دانشگاه و نیز مؤسسات و شرکت‌های فعال در صنعت برق کشور همکاری داشته و دارند.