سیزدهمین کنفرانس شبکه های توزیع نیروی برق
۱۱ و ۱۲ اردیبهشت ۱۳۸۷- گیلان

ارزیابی اقتصادی بهره‌برداری بهینه ترانسفورماتورهای توزیع به عنوان یک راهکار میان‌مدت برای کاهش تلفات پیک

سیدجلال کاظم‌پور[۱]، ابراهیم شایسته[۱]، مهدی بهرنگ‌راد[۲]، حبیب‌اله اعلمی[۱]، محسن پارسا مقدم[۱]
۱. دانشگاه تربیت‌مدرس، بخش مهندسی برق، آزمایشگاه پژوهشی مدیریت انرژی
۲. مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت ایران

کلید واژه: تلفات ترانسفورماتورهای توزیع، مدیریت مصرف سمت تولید، تلفات پیک، بارگذاری بهینه، عملیات مانور

چکیده:

یکی از عوامل قابل توجه در بروز تلفات در بخش توزیع، تلفات بی‌باری و بارداری ترانسفورماتورهای توزیع است که این تلفات در ساعات پیک اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. در این مقاله، کاهش تلفات بارداری ترانسفورماتورهای توزیع به عنوان یکی از راهکارهای میان‌مدت مدیریت مصرف در سمت تولید، بررسی شده است. در ابتدا سهم تلفات ترانسفورماتورهای توزیع در تلفات پیک عمومی کشور محاسبه شده و سپس یک ارزیابی از میزان قابل کاهش این تلفات با کمک بهینه کردن بارگذاری این ترانسفورماتورها انجام شده است. همچنین، با استفاده از یک روش ارزیابی اقتصادی، برآوردی از میزان سود مورد انتظار در طول اجرای راهکار صورت گرفته است. در نهایت، نیازهای نرم‌افزاری و سخت‌افزاری، نیازهای تحقیقاتی آموزشی و نیز فرصت‌ها، تهدیدها و نقاط ضعف و قوت این راهکار بحث شده‌اند.

۱- مقدمه

یکی از راهکارهای میان‌مدت مبتنی بر مدیریت مصرف در سمت تولید، بهره‌برداری بهینه از ترانسفورماتورهای توزیع است[۱]. اگرچه تلفات ترانسفورماتورهای توزیع، به دلیل پایین بودن ظرفیت آن‌ها در مقایسه با ترانسفورماتورهای انتقال و فوق‌توزیع کم‌تر است، اما تعداد بسیار زیاد آن‌ها در شبکه‌های توزیع و همچنین درصد نسبی بالای تلفات آن‌ها نسبت به قدرت نامی‌شان، موجب شده است که هرساله درصد عمده‌ای از انرژی تولیدشده در نیروگاه‌ها، در این‌گونه ترانسفورماتورها تلف شود. به طور کلی، تلفات در این ترانسفورماتورها را می‌توان در دو مورد زیر تقسیم‌بندی کرد [۳-۱]:

- تلفات بی‌باری (تلفات آهنی)
- تلفات بارداری (تلفات مسی)

تلفات بی‌باری عبارت است از قدرت اکتیو جذب شده توسط هسته ترانسفورماتور در حالتی‌که به یک طرف آن ولتاژ نامی با فرکانس نامی اعمال شده و طرف دیگر آن باز است. تلفات بی‌باری ترانسفورماتورهای توزیع در طول بهره‌برداری تقریباً ثابت است و می‌توان در محاسبات تلفات، این مقدار تلفات را در بارگذاری‌های مختلف ترانسفورماتور یکسان درنظر گرفت.

نوع ترانسفورماتور توزیع		ترانسفورماتورهای هوایی ۱۶۰ کیلوولت‌آمپر		ترانسفورماتورهای زمینی ۱۰۰۰ کیلوولت‌آمپر	
شرکت سازنده		ایران‌ترانسفو	France Transfo	ایران‌ترانسفو	France Transfo
تلفات بی‌باری (وات)		۴۸۰	۴۶۰	۱۷۵۰	۱۴۷۰
تلفات بارداری (وات)	در بارگذاری ۲۵ ٪	۶۷۴	۴۷۰	۲۵۹۴	۲۵۳۲
	در بارگذاری ۵۰ ٪	۱۲۵۵	۹۴۰	۵۱۲۵	۵۰۶۱
	در بارگذاری ۷۵ ٪	۲۲۲۴	۱۸۷۶	۹۳۴۴	۸۶۳۰
	در بارگذاری ۱۰۰ ٪	۳۵۸۰	۲۳۵۰	۱۵۲۵۰	۱۳۰۰۰

جدول۱: نمونه‌ای از تلفات بی‌باری و بارداری ترانسفورماتورهای توزیع

نوع‌ترانسفورماتور توزیع	تعداد	ظرفیت (مگاولت‌آمپر)
ترانسفورماتور توزیع هوایی	۳۱۴۸۷۷	۴۵۴۵۸
ترانسفورماتور توزیع زمینی	۲۲۷۶۶	۲۶۵۸۰
کل	۳۳۷۶۴۳	۶۲۰۳۸

جدول۲: اطلاعات مربوط به تعداد و ظرفیت ترانسفورماتورهای توزیع نصب‌شده در ایران در سال ۱۳۸۴

تلفات بارداری نیز قدرت اکتیو جذب شده در فرکانس نامی توسط ترانسفورماتور است، در حالتی‌که یک سیم‌پیچ دارای جریان نامی باشد و سیم‌پیچ دیگر اتصال کوتاه شده باشد. این تلفات، برخلاف تلفات بی‌باری، تابعی از میزان بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع است.

۲- بررسی سهم فعلی تلفات ترانسفورماتورهای توزیع در تلفات پیک

در جدول ۱، نمونه‌ای از اطلاعات مربوط به تلفات بی‌باری و بارداری ترانسفورماتورهای توزیع هوایی ۱۶۰ کیلوولت‌آمپر و ترانسفورماتورهای زمینی ۱۰۰۰ کیلوولت‌آمپر به‌ترتیب ساخت شرکت‌های ایران‌ترانسفو و France Transfo مشاهده می‌شود [۴-۵].

همان‌طور که در این جدول مشاهده می‌شود، تفاوت‌های چشم‌گیری در میزان تلفات بارداری ترانسفورماتورهای توزیع در بارگذاری‌های مختلف وجود دارد، لذا بهره‌برداری بهینه از ترانسفورماتورهای توزیع و پخش حتی‌الامکان بهینه بار بین ترانسفورماتورهای موجود به‌ویژه در ساعات پیک بار از اهمیت خاصی برخوردار است. قابل‌ذکر است که پیاده‌سازی این راهکار مستلزم صرف هزینه‌های گزاف نیست و تنها هزینه موجود، هزینه مانور فیدرها در ساعات اوج‌بار است. مهم‌ترین نکته در پیاده‌سازی موفق این راهکار، میزان قابلیت مانور فیدرهای توزیع است که در ادامه در دو سناریو خوش‌بینانه و بدبینانه به این موضوع خواهیم پرداخت.

برطبق آمار وزارت نیرو در سال ۱۳۸۴، در ایران نزدیک به ۳۳۷۶۴۳ ترانسفورماتور توزیع اعم از ترانسفورماتور هوایی و زمینی به ظرفیت کل ۶۲۰۳۸ مگاولت‌آمپر موجود بوده است. اطلاعات کامل‌تر در این زمینه در جدول۲، نشان داده شده است[۶].

با توجه به اطلاعات مربوط به تعداد و ظرفیت توانسفورماتورهای توزیع هوایی و زمینی موجود در جدول ۲، می‌توان در محاسبات تلفات، به‌طور متوسط، ترانسفورماتورهای توزیع هوایی را از نوع ۱۶۰ کیلوولت‌آمپر و ترانسفورماتورهای زمینی را از نوع ۱۰۰۰ کیلوولت‌آمپر فرض کرد.

برای ارزیابی میزان تأثیر بهره‌برداری بهینه ترانسفورماتورهای توزیع در کاهش تلفات ساعات پیک بار، لازم است که اطلاع صحیحی از وضعیت موجود ترانسفورماتورهای توزیع در این ساعات داشته باشیم. اندازه‌گیری دقیق میزان بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع موجود در ساعات پیک، امری بسیار پیچیده و دشوار است و نمی‌توان به طور کاملاً دقیق، آماری از وضعیت ترانسفورماتورها در ساعات پیک بار ارایه کرد، اما بر اساس اطلاعات موجود در مورد مولفه‌های بار در ساعات پیک بار، می‌توان تقریب مناسب و قابل قبولی از وضعیت

نوع بار	صنعتی	خانگی	تجاری	کشاورزی	عمومی	سایر بارها
درصد مشارکت در بار پیک	۱۸/۶	۵۰/۸	۱۲/۶	۷/۶	۶	۴/۵

جدول ۳: مولفه‌های بار پیک ایران

نحوه بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع	سهم ترانسفورماتورهای بارگذاری شده (درصد)
بارگذاری در بار کامل (ضریب بارگذاری یک)	۶۰
بارگذاری در نیمه‌باری (ضریب بارگذاری ۰/۵)	۲۵
بارگذاری در کم‌باری (ضریب بارگذاری ۰/۲۵)	۱۵

جدول۴ : تخمین وضعیت موجود بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع در ساعات پیک بار

نوع ترانسفورماتور توزیع (i)	Ni	m_j	$P_{i,noload}$ (وات)	$P_{ij,loading}$ (وات)	تلفات کل (مگاوات)
هوایی ۱۶۰ کیلوولت‌آمپر	۳۱۴۸۷۷	۰/۶	۴۸۰	۳۵۸۰	۹۵۸/۱۲۳
		۰/۵	۴۸۰	۱۲۵۵	
		۰/۲۵	۴۸۰	۶۷۴	
زمینی ۱۰۰۰ کیلوولت‌آمپر	۲۲۷۶۶	۰/۶	۱۷۵۰	۱۵۲۵۰	۲۸۶/۱۷۶
		۰/۵	۱۷۵۰	۵۱۲۵	
		۰/۲۵	۱۷۵۰	۲۵۹۴	
کل	۳۳۷۶۴۳	-	-	-	۱۲۴۴/۲۹۹

جدول ۵: محاسبه تلفات ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک بدون پیاده‌سازی راهکار

بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع در ساعات پیک بار به‌دست آورد. در جدول ۳، مولفه‌های بار در ساعات پیک بار کشور نشان داده شده است[۷].به‌طور کلی می‌توان به این‌صورت درنظر گرفت که در ساعات پیک، اغلب ترانسفورماتورهای توزیع مربوط به بارهای خانگی و تجاری در بار کامل، ترانسفورماتورهای توزیع مربوط به بارهای صنعتی و کشاورزی در نیمه‌باری و ترانسفورماتورهای توزیع مربوط به بارهای عمومی مانند اداره‌ها، مدارس، دانشگاه‌ها و ... در کم‌باری قرار دارند. طبق این فرضیات، وضعیت موجود بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع در ساعات پیک بار به‌صورت نشان‌داده شده در جدول۴ تقریب زده می‌شود. در صورتی‌که تلفات بی‌باری و بارداری همه ترانسفورماتورهای توزیع موجود در کشور را بر اساس ترانسفورماتورهای توزیع ساخت شرکت ایران‌ترانسفو، موجود در جدول۱ درنظر بگیریم، میزان تلفات کل مربوط به ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک به صورت رابطه زیر تعیین می‌شود:

$$P_{Loss-total}=\sum_{i=1}^{k}(N_i\times\sum_{j=1}^{l}(m_j\times(P_{i,noload}+P_{ij,loading}))) \quad (۱)$$

تلفات کل ترانسفورماتورهای توزیع= $P_{Loss-total}$

تعداد انواع ترانسفورماتورهای توزیع درنظر گرفته شده= k

تعداد ترانسفورماتورهای توزیع نوع i= Ni

تعداد حالات درنظر گرفته شده برای نحوه بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع = l

درصد میزان ترانسفورماتورهای توزیع بارگذاری شده در حالت j= m_j

تلفات بی‌باری ترانسفورماتورهای توزیع نوع i= $P_{i,noload}$

تلفات بارداری ترانسفورماتورهای توزیع نوع i در حالت بارگذاری شده j= $P_{ij,loading}$

با استفاده از رابطه ۱، تلفات ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک در حالت موجود به صورت جدول ۵ محاسبه می‌شود. همان‌گونه که از جدول ۵ مشاهده می‌شود، در وضعیت موجود، حدود ۱۲۴۵مگاوات از توان در ساعات پیک، صرف تلفات ترانسفورماتورهای توزیع می‌شود. در ادامه، تأثیر بهینه‌کردن

بهره‌برداری از ترانسفورماتورهای توزیع در تلفات پیک در دو سناریو خوش‌بینانه و بدبینانه بررسی خواهد شد.

۳- سناریوبندی بهینه‌سازی بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع

در این بخش، راهکار بهینه‌سازی بهره‌برداری از ترانسفورماتورهای توزیع در قالب دو سناریو خوش‌بینانه و بدبینانه بررسی می‌شود. در سناریو خوش‌بینانه، فرض می‌شود که نیمی از ترانسفورماتورهای توزیع بارگذاری شده در حالات بار کامل و کم‌باری قابلیت مانور ندارند. بعبارتی دیگر ۳۰ درصد ترانسفورماتورهای توزیع در بار کامل و ۷ درصد ترانسفورماتورهای توزیع در کم‌باری خواهندماند و امکان مانور فیدر برای این ترانسفورماتورهای توزیع وجود ندارد و ۶۳ درصد مابقی ترانسفورماتورهای توزیع قابلیت مانور فیدر را دارا هستند و می‌توان نحوه بارگذاری آنها را تغییر داد. همچنین در سناریو بدبینانه، فرض می‌شود که تنها ۱۰ درصد ترانسفورماتورهای توزیع با بارگذاری بار کامل و ۳ درصد ترانسفورماتورهای توزیع کم‌بار قابلیت مانور دارند و می‌توان وضعیت بارگذاری آن‌ها را تغییر داد. بعبارت دیگر، همچنان ۵۰ درصد ترانسفورماتورهای توزیع در بار کامل و ۱۲ درصد از ترانسفورماتورهای توزیع در کم‌باری خواهند ماند و قابلیت مانور تنها برای ۳۸ درصد ترانسفورماتورهای توزیع امکان‌پذیر خواهد بود. با توجه به فرضیات فوق و درنظر گرفتن این‌که توان اعمال شده برای کل ترانسفورماتورهای توزیع در وضعیت موجود و وضعیت بعد از پیاده‌سازی راهکار در دو سناریو خوش‌بینانه و بدبینانه بایستی یکسان باشد، وضعیت بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع بعد از پیاده‌سازی راهکار در دو حالت خوش‌بینانه و بدبینانه محاسبه می‌شوند که در جدول ۶، نتایج آن نشان داده شده است.

سناریوهای مختلف	سناریو خوش‌بینانه	سناریو بدبینانه
نحوه بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع	ترانسفورماتورهای بارگذاری (درصد)	ترانسفورماتورهای بارگذاری شده (درصد)
بارگذاری در بار کامل (ضریب بارگذاری یک)	۳۰	۵۰
بارگذاری در پرباری (ضریب بارگذاری ۰/۷۵)	۵۲	۱۷
بارگذاری در نیمه‌باری (ضریب بارگذاری ۰/۵)	۱۱	۲۱
بارگذاری در کم‌باری (ضریب بارگذاری ۰/۲۵)	۷	۱۲

جدول۶: وضعیت بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع در ساعات پیک بار بعد از پیاده‌سازی راهکار در دو سناریو خوش‌بینانه و بدبینانه

تلفات کل (مگاوات)	$P_{ij,loading}$ (وات)	$P_{i,noload}$ (وات)	m_j	Ni	نوع ترانسفورماتور توزیع (i)
۹۱۱/۷۹۲	۳۵۸۰	۴۸۰	۰/۳	۳۱۴۸۷۷	هوایی ۱۶۰ کیلوولت‌آمپر
	۲۲۲۴	۴۸۰	۰/۵۲		
	۱۲۵۵	۴۸۰	۰/۱۱		
	۶۷۴	۴۸۰	۰/۰۷		
۲۷۱/۵۸۰	۱۵۲۵۰	۱۷۵۰	۰/۳	۲۲۷۶۶	زمینی ۱۰۰۰ کیلوولت‌آمپر
	۹۳۴۴	۱۷۵۰	۰/۵۲		
	۵۱۲۵	۱۷۵۰	۰/۱۱		
	۲۵۹۴	۱۷۵۰	۰/۰۷		
۱۱۸۳/۳۷۲	-	-	-	۳۳۷۶۴۳	کل

جدول۷: محاسبه تلفات ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک بعد از پیاده‌سازی راهکار (سناریو خوش‌بینانه)

نوع ترانسفورماتور توزیع (i)	Ni	m_j	$P_{i,noload}$ (وات)	$P_{ij,loading}$ (وات)	تلفات کل (مگاوات)
هوایی ۱۶۰ کیلوولت‌آمپر	۳۱۴۸۷۷	۰/۵	۴۸۰	۳۵۸۰	۹۴۲/۲۷۳
		۰/۱۷	۴۸۰	۲۲۲۴	
		۰/۲۱	۴۸۰	۱۲۵۵	
		۰/۱۲	۴۸۰	۶۷۴	
زمینی ۱۰۰۰ کیلوولت‌آمپر	۲۲۷۶۶	۰/۵	۱۷۵۰	۱۵۲۵۰	۲۸۱/۱۸۳
		۰/۱۷	۱۷۵۰	۹۳۴۴	
		۰/۲۱	۱۷۵۰	۵۱۲۵	
		۰/۱۲	۱۷۵۰	۲۵۹۴	
کل	۳۳۷۶۴۳	-	-	-	۱۲۲۳/۴۵۶

جدول۸: محاسبه تلفات‌ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک بعد از پیاده‌سازی راهکار (سناریو بدبینانه)

تلفات کل‌ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک قبل از پیاده‌سازی راهکار	۱۲۴۴/۲۹۹ مگاوات
تلفات کل‌ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک بعد از پیاده‌سازی راهکار (سناریو خوش‌بینانه)	۱۱۸۳/۳۷۲ مگاوات
تلفات کل‌ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک قبل از پیاده‌سازی راهکار (سناریو بدبینانه)	۱۲۲۳/۴۵۶ مگاوات
میزان کاهش تلفات پیک با پیاده‌سازی راهکار (سناریو خوش‌بینانه)	۶۰/۹۲۷ مگاوات
میزان کاهش تلفات پیک با پیاده‌سازی راهکار (سناریو بدبینانه)	۲۰/۸۴۳ مگاوات

جدول۹: مقایسه‌ای تلفات کل ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک در حالت‌های قبل و بعد از پیاده‌سازی راهکار

سناریو	درصدترانسفورماتورهایی که قابلیت مانور دارند	تعداد کل‌ترانسفورماتورهای توزیع	هزینه هر عملیات مانور (دلار)	هزینه کل پیاده‌سازی راهکار (دلار)
خوش‌بینانه	۶۳	۳۳۷۶۴۳	۲۰	۴۲۵۲۹۰۳/۲
بدبینانه	۳۸	۳۳۷۶۴۳	۲۰	۲۵۶۵۲۴۳/۲

جدول ۱۰: هزینه پیاده‌سازی راهکار برای هر دو سناریوی یادشده

۴- بررسی سهم تلفات ترانسفورماتورهای توزیع در تلفات پیک بعد از پیاده‌سازی راهکار

حال با استفاده از رابطه ۱، تلفات کل ترانسفورماتورهای توزیع را در بار پیک بعد از پیاده‌سازی راهکار در دو سناریو خوش‌بینانه و بدبینانه محاسبه می‌شود. میزان این تلفات برای این دو سناریو در جدول‌های ۷ و ۸ محاسبه شده است. در جدول ۹، مقایسه‌ای در مورد تلفات کل ترانسفورماتورهای توزیع در بار پیک در حالت‌های قبل و بعد از پیاده‌سازی بهینه‌کردن بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع صورت گرفته است. در ادامه، روند ارزیابی اقتصادی راهکار بیان خواهد شد.

۵- روند ارزیابی اقتصادی

محاسبات انجام شده بر اساس تعیین میزان توان صرفه‌جویی شده و مقایسه با هزینه‌های تولید یک واحد نیروگاهی بخاری

استوار است[۹-۸]. مفروضات به کار رفته در تحلیل اقتصادی از دیدگاه شرکت برق به شرح زیر می‌باشند:

۱) هزینه‌ی سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاه بخاری به ازای هر کیلووات قدرت تولید نصب شده برابر ۷۵۳/۵ دلار می‌باشد.

۲) هزینه‌ی سالیانه‌ی تعمیر و نگهداری این نوع نیروگاه‌ها شامل دو بخش هزینه‌های جاری و هزینه‌های ثابت می‌باشد؛

- هزینه ثابت برای هر کیلووات قدرت در سال برابر ۶/۰۹۶ دلار هزینه‌ی ارزی می‌باشد.
- هزینه‌ی جاری برای هر کیلووات ساعت ۰/۰۰۰۴ دلار می‌باشد.

۳) سوخت مصرفی نیروگاه برای تولید هر کیلووات ساعت انرژی الکتریکی برابر ۰/۰۲۲۶ دلار می‌باشد (با احتساب قیمت هر بشکه نفت ۵۰ دلار).

۴) عمر مفید یک نیروگاه ۳۰ سال و یا حدوداً ۱۵۰۰۰۰ ساعت در نظر گرفته می شود.

۵) نسبت قدرت واقعی به دیماند (با در نظر گرفتن ظرفیت رزرو، تلفات شبکه و مصرف داخلی نیروگاه و ...) ۱/۵ به ۱ می‌باشد..

۵-۱- هزینه سرمایه‌گذاری اولیه جهت احداث نیروگاه

با استفاده از رابطه‌ی ۲ هزینه لازم جهت احداث نیروگاه (C۱)، محاسبه می‌شود:

$$C۱= [(C_i) * D] * (L_{max}) \qquad (۲)$$

$C۱$ = هزینه‌ی لازم جهت احداث نیروگاه ($)

C_i = هزینه سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاه بخاری ($/KW)

D = نسبت قدرت واقعی به دیماند (با در نظر گرفتن ظرفیت رزرو، تلفات شبکه و مصرف داخلی نیروگاه)

L_{max} = حداکثر بار تولیدی (KW)

۵-۲- هزینه سرمایه‌گذاری احداث و توسعه شبکه‌های انتقال و توزیع

هزینه‌ی صرف شده در بخش احداث و توسعه شبکه‌های انتقال و توزیع تقریباً برابر با هزینه‌ی صرف شده دربخش تولید می‌باشد [۶،۸]:

$$C۲= C۱ \qquad (۳)$$

$C۲$ = هزینه‌ی لازم جهت احداث و توسعه‌ی شبکه انتقال و توزیع

۵-۳- هزینه سالانه تعمیر و نگهداری در بخش تولید

هزینه‌ی سالانه جهت تعمیر و نگهداری نیروگاه از رابطه‌ی (۴) بدست می‌آید:

$$C۳ = [(C_f) * (L_{max}) * (D)] + [(C_c) * (E)] \qquad (۴)$$

$C۳$ = هزینه‌ی سالانه تعمیرونگهداری نیروگاه ($)

C_f = هزینه‌های ثابت ($/KW)

L_{max} = حداکثربار الکتریکی تولیدی (KW)

C_c = هزینه‌های جاری ($/KWh)

E = انرژی تولیدی (KWh)

D = نسبت قدرت عملی به دیماند با در نظر گرفتن ظرفیت رزرو، تلفات و مصرف داخلی نیروگاه

۵-۴- هزینه سالانه تعمیر و نگهداری شبکه‌های انتقال و توزیع

هزینه‌های تعمیر و نگهداری شبکه‌های انتقال و توزیع در حدود هزینه‌ی تعمیر و نگهداری بخش تولید می‌باشد[۶،۸]، لذا:

$$C۴ = C۳ \qquad (۵)$$

۵-۵- هزینه‌ی سوخت نیروگاه

$$C5=\frac{(T_O)\times(L_{max})\times(P_f)}{(\eta)} \qquad (۶)$$

$C۵$ = هزینه سوخت نیروگاه ($)

T_O = کل ساعات در مدار بودن نیروگاه (hours/year)

L_{max} = حداکثربار الکتریکی تولیدی (KW)

P_f = قیمت سوخت ($/KWh)

η = بازده نیروگاه [۱]

۵-۶- درآمد جاری حاصل از فروش برق تولیدی نیروگاه

در صورتی که قیمت برق در بخش خانگی برابر ($/KWh) b باشد و انرژی فروخته شده به مشترکین را برابر E(KWh) در نظر بگیریم، در نتیجه عایدی شرکت برق از محل فروش برق تولیدی نیروگاه جدید برابر با B می باشد؛

$$B = b * E \qquad (۷)$$

۵-۷- ارزش فعلی درآمد و هزینه‌های جاری

از آنجا که هزینه‌ها و درآمد یک شرکت برق به صورت سالانه محاسبه می‌گردد، لذا با توجه به مباحث مطرح شده در اقتصاد، ارزش فعلی درآمد و هزینه‌های جاری انجام شده در طول زمان مورد مطالعه قابل محاسبه است.

---

۱. بازده نیروگاه بخاری برابر ۳۰ درصد درنظر گرفته شده است.

برای محاسبه ارزش فعلی درآمد و هزینه‌های جاری از رابطه ۸ استفاده می‌شود.

$$P_p = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}.R \qquad (۸)$$

P_P = ارزش فعلی

R = ارزش جاری (سالانه)

i = تفاضل نرخ بهره و تورم

در بخش بعدی، با استفاده از روابط ۲ تا ۸ و مقادیر عددی در نظر گرفته شده در جدول ۱۱، ارزیابی اقتصادی راهکار صورت خواهد گرفت.

پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار
(MW) L_{max}	۱۵۰۷/۷	($/KWh) b	۰/۰۱۰۴
i	۰/۰۴	(KWh) E	۳۳*۱۰^۵
($/KW) C_f	۶/۰۹۶	(h) T_O	۲۱۹۰

جدول ۱۱: مقادیر عددی پارامترها

۶- ارزیابی اقتصادی پیاده‌سازی راهکار

حال، قبل از اینکه به سود حاصله از کاهش تلفات پیک بپردازیم، ارزیابی از هزینه‌های پیاده‌سازی راهکار انجام می‌دهیم. در صورتی‌که تنها هزینه مانور هر فیدر، هزینه تعویض فیدر فشار ضعیف درنظر گرفته شود و فرض شود که هزینه‌های دیگری همچون خرید کابل جدید لازم نمی‌باشد، هزینه هر عملیات مانور فیدر، ۲۰ دلار خواهد بود[۱۰]. در جدول۱۰، هزینه پیاده‌سازی راهکار در هر دو سناریوی یادشده محاسبه شده است. در جدول۱۲، مولفه‌های متفاوت سود و هزینه هر دو سناریو ارائه شده است. توجه شود که به‌دلیل حضور انواع بارهای مختلف در این ارزیابی، قیمت فروش برق به صورت متوسط، یعنی ۱۵۰ ریال برای هر کیلووات‌ساعت درنظر گرفته شده‌است.

۷- نیازهای نرم‌افزاری و سخت‌افزاری پیاده‌سازی راهکار

مهم‌ترین نیاز سخت‌افزاری راهکار، عملیات مانور فیدرهای فشار ضعیف می‌باشد. اما در مورد نیازهای نرم‌افزاری، باید بیان کرد که در صورت نیاز می‌توان اقدام به توسعه نرم‌افزارهای بهینه‌سازی بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع نمود. این نرم‌افزار بایستی قابلیت محاسبه بهترین نقطه بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع را داشته و بتواند رفتار ترانسفورماتورهای توزیع را در بارهای مختلف شبیه‌سازی کند.

۸- نیازهای تحقیقاتی آموزشی سخت‌افزاری پیاده‌سازی راهکار

در این راهکار، داشتن اطلاعات دقیق برای انجام ارزیابی‌های اقتصادی، بسیار ضروری به نظر می‌رسد. لازم است که مطالعات حقیقاتی بیشتری به شرح ذیل در تمامی مناطق کشور صورت گیرد:

- تعیین ترکیب دقیق ترانسفورماتورهای توزیع موجود در ایران و تعیین مولفه‌های مختلف تلفات در آن‌ها؛
- تخمین دقیق میزان بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع در بازه‌های زمانی مختلف و بررسی میزان هم‌زمانی
- حداکثر بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع با ساعات پیک عمومی؛

مولفه	سناریوی خوش‌بینانه (دلار)	سناریوی بدبینانه (دلار)
سود تعویق تولید C۱	۶۸۸۱۷۰۴۷	۲۳۵۴۲۱۶۹
سود تعویق انتقال C۲	۶۸۸۱۷۰۴۷	۲۳۵۴۲۱۶۹
سود کاهش سرویس تولید C۳	۶۰۱۵۹۳/۲	۲۰۵۸۰۳/۷۸
سود کاهش سرویس انتقال C۴	۶۰۱۵۹۳/۲	۲۰۵۸۰۳/۷۸
سود کاهش سوخت مصرفی C۵	۸۳۷۶۴۴۷/۱	۲۸۶۵۵۶۵/۱
هزینه از دست دادن فروش B	۱۶۶۷۸۷۶/۶	۵۷۰۵۷۷/۱
میزان هزینه تقریبی پیاده‌سازی	۴۲۵۲۹۰۳/۲	۲۵۶۵۲۴۳/۲
میزان ارزش فعلی	۲۷۴۴۴۴۴۵۵	۹۳۸۸۶۸۷۷

جدول۱۲: مولفه‌های متفاوت سود و هزینه راهکار برای هر دو سناریوی یادشده

- میزان دقیق قابلیت مانور فیدرهای فشار ضعیف.

با توجه به موارد ذکرشده، پیشنهادات زیر برای کاهش نقش‌ترانسفورماتورهای توزیع در تلفات شبکه‌های توزیع به‌خصوص در ساعت‌های پیک بار ارایه می‌شود:

- ایجاد و تجهیز یک آزمایشگاه معتبر و مرجع در زمینه آزمایش تلفات ترانسفورماتورهای توزیع موجود در کشور؛
- حمایت از پروژه‌های پژوهشی مرتبط با بهبود بهره‌وری‌ترانسفورماتورهای توزیع نظیر توسعه نرم‌افزارهای بهینه‌سازی بهره‌وری از ترانسفورماتورهای توزیع؛
- آشنا نمودن کارشناسان بخش توزیع به اهمیت نقش ترانسفورماتورهای توزیع در کاهش تلفات و ایجاد حساسیت و توجه به موضوع، هنگام تصمیم‌گیری‌ها و خرید ترانسفورماتورهای جدید؛
- بی‌تردید، تشویق وترغیب سازندگان ترانسفورماتورهای توزیع داخل کشور برای افزایش کیفیت بازدهی تولیدات‌شان، بررسی فنی ترانسفورماتورهای توزیع وارداتی و نیز تدوین استانداردهای مرتبط با حداکثر مقادیر مجاز تلفات ترانسفورماتورهای توزیع، اقداماتی مهم و ضروری است.

۹- بررسی فرصت‌ها، تهدیدها، نقاط قوت و ضعف راهکار ارائه شده

این راهکار با نقطه ضعف چشم‌گیری روبرو نیست. تنها موضوعی که محاسبات فنی و اقتصادی این راهکار را تحت‌تأثیر قرار می‌دهد، نیاز به داشتن اطلاعات دقیق از مواردی است که در بخش نیازهای تحقیقاتی آموزشی به آن‌ها اشاره شد.

در مورد نقاط قوت راهکار باید بیان کرد که پیاده‌سازی این راهکار در مقایسه با سایر راهکارها نیازمند صرف هزینه اولیه زیادی نیست. همچنین مهم‌ترین ویژگی این راهکار این است که برخلاف راهکارهای مدیریت مصرفی سمت مصرف، نیازمند مشارکت مصرف‌کنندگان در اجرای برنامه نمی‌باشد. بنابراین هزینه‌های اضافی همچون هزینه‌های آگاه‌سازی عامه مردم نیاز نمی‌باشد و به دلیل مشابه، روند زمانی پیاده‌سازی راهکار در اختیار خود متولی اجرای راهکار است و لذا با تاخیرهای چشم‌گیری مواجه نخواهد بود.

۱۰- نتیجه‌گیری

در این مقاله، بهینه‌سازی بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع موجود در کشور به عنوان یکی از راهکارهای میان‌مدت مبتنی بر مدیریت مصرف در سمت تولید در قالب دو سناریوی خوش‌بینانه و بدبینانه بررسی شده و ارزیابی جامع اقتصادی برای پیاده‌سازی آن صورت گرفت. مطالعات انجام شده نشان داد که حدود ۱۲۲۴ مگاوات از توان تولید شده در ساعت‌های پیک در ترانسفورماتورهای توزیع تلف می‌شوند که با پیاده‌سازی راهکار مذکور به ترتیب در سناریوهای خوش‌بینانه و بدبینانه حدود ۶۰ و ۲۰ مگاوات از این میزان تلفات کاسته خواهد شد. آنالیز سود/هزینه نشان می‌دهد که با اجرای این راهکار، در طول اجرای برنامه سودی معادل ۲۷۵ میلیون دلار در حالت خوش‌بینانه و ۹۴ میلیون دلار در حالت بدبینانه عاید کشور خواهد شد.

۱۱- مراجع

[۱] گزارش "طرح جامع راهبردی مدیریت مصرف برق در چشم‌انداز توسعه بیست‌ساله کشور"، مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت ایران، سال ۱۳۸۶.

[۲] علی بهاریوند، غلامحسین مهدی‌پور، "روش‌های شناخت و کاهش تلفات در ترانسفورماتورهای توزیع"، پنجمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق.

[۳] مهدی معلم، محمد اسماعیل همدانی گلشنی، علی صدرزاده و علیرضا کشسانی، "ارزیابی اقتصادی تلفات ترانسفورماتورهای توزیع"، ششمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق.

[۴] سید مهذب ترابی، " انتخاب بهینه ترانسفورماتورها"، *http://www.tavanir.org.ir/mt/*

[۵] "HV\LV Distribution Transformers", France Transfo Catalog.

[۶] "آمار تفضیلی سال ۱۳۸۴ صنعت برق ایران"، وزارت نیرو.

[۷] سایت اینترنتی معاونت مدیریت مصرف توانیر: *http://edsm.tavanir.org.ir/es/es۴.asp*

[۸] همایون حائری، عبدالامیر یاقوتی، "تحلیلی بر اقدامات انجام شده در زمینه استفاده از لامپ‌های کم‌مصرف"،شرکت برق منطقه‌ای تهران، پاییز ۱۳۸۴.

[۹] اشکان یوسفی، ابراهیم شایسته و محسن پارسا مقدم، " مطالعات اقتصادی کاربرد روشنایی دیجیتال در ایران"، کنفرانس PSC۲۰۰۷.

[۱۰] "فهرست بهای واحد پایه رشته تاسیسات برقی سال ۸۴"، سازمان برنامه و بودجه، سال ۱۳۸۴.