

مدل سازی تأثیر حضور ترانسفورماتور یدکی بر قابلیت اطمینان مجموعه ای از پست های فوق توزیع

سیدمحمدرضا شریعتی^۱، دانشجوی کارشناسی ارشد، ایرج احمدی^۲، استادیار، تقی بارفورشی^۳، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه علم و فناوری مازندران - بهشهر - ایران - mohammadreza.shariati@b-iust.ac.ir

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه علم و فناوری مازندران - بهشهر - ایران - iraj.ahmadi@mazust.ac.ir

۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل - بابل - ایران - barforoshi@nit.ac.ir

چکیده: با به وجود آمدن صنایع بسیار حساس و افزایش میزان سرمایه گذاری ها در این صنایع، ارزش اقتصادی برق روز به روز بیش تر شده و در نتیجه زیان های واردا آمده بر مصرف کنندگان ناشی از قطعی های موقت یا دائم انرژی الکتریکی افزایش چشم گیری یافته است. یکی از دلایل قطعی انرژی الکتریکی وقوع خطا در ترانسفورماتورهای قدرت است. استفاده از ترانسفورماتورهای یدکی، یکی از پرکاربردترین روش ها در بهبود قابلیت اطمینان انرژی تحویلی به مشترکان است. در این مقاله مدل مارکوف جدیدی برای مطالعه تأثیر حضور یک ترانسفورماتور یدکی بر قابلیت اطمینان شبکه ای مرکب از تعدادی پست هر یک شامل دو ترانسفورماتور با ظرفیت های دلخواه ارائه شده است. در مدل ارائه شده، نشان داده شده است که ظرفیت بهینه ترانسفورماتور یدکی تابعی از درصد بارگذاری پست های منطقه و اختلاف ظرفیت بزرگترین و کوچکترین ترانسفورماتور نصب شده در مجموعه پست ها است. جهت مطالعه قابلیت اطمینان شبکه از شاخص مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده استفاده شده است. مدل ارائه شده به یک شبکه در استان مازندران با ۸۴ پست فوق توزیع اعمال و اثر وجود ترانسفورماتور یدکی با ظرفیت های مختلف بر قابلیت اطمینان شبکه و کل هزینه تحمیل شده به شرکت برق مورد مطالعه قرار گرفته است. همچنین با انجام تحلیل حساسیت، تأثیر تغییرات مقدار ارزش اقتصادی برق بر خسارت شرکت های برق، ناشی از خروج ترانسفورماتور مورد مطالعه قرار گرفته است.

واژه های کلیدی: پست فوق توزیع، ترانسفورماتور یدکی، مدل مارکوف، مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده.

Modeling the Impact of Spare Transformer on a Set of Subtransmission Substations Reliability

Mohammad Reza Shariati, Master student¹, Iraj Ahmadi, Assistant professor², Taghi Barforoshi, Assistant professor³

1- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Mazandaran University of Science and Technology, Behshahr, Iran, Email: mohammadreza.shariati@b-iust.ac.ir

2- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Mazandaran University of Science and Technology, Behshahr, Iran, Email: iraj.ahmadi@mazust.ac.ir

3- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshirvani University of Technology, Babol, Iran, Email: barforoshi@nit.ac.ir

Abstract: Due to developing sensitive industries and increasing investments in these industries, the economic value of electricity has increased and therefore loss incurred to consumers has significantly increased by temporary and permanent outages. Failure of power transformer cause interruption of electricity services. Use of spare transformers is one of the most important approach to improve reliability of energy supplied to consumers. In this paper, a new Markov model is proposed to study impacts of a spare transformer on reliability of a network comprising of a number of two-transformer substations. In proposed model, it is demonstrated that the optimal capacity of spare transformer in an area is affected by both maximum loading percentage of substations in that area and the difference between the maximum and the minimum capacity of transformers in the area. Here, the expected energy not supplied (EENS) is used as the reliability index. A practical network in Mazandaran province consisting of 84 substations is selected and impacts of spare transformers with various capacities on system reliability and the related costs are studied. Moreover, the effects of value of lost load (VOLL) variations on utilities' cost, caused by transformer outage, are investigated via sensitivity analysis.

Keywords: Subtransmission substations, spare transformer, markov models, expected energy not supplied

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۰۵/۲۵

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۵/۰۹/۰۸

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۵/۱۱/۰۹

نام نویسنده مسئول: ایرج احمدی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - بهشهر - دانشگاه علم و فناوری مازندران - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر .

۱- مقدمه

ترانسفورماتور یکی از مهم ترین تجهیزات شبکه قدرت است که وظیفه تبدیل سطح ولتاژ را در شبکه به عهده دارد. در شبکه شعاعی، وقوع خطا در ترانسفورماتورها موجب قطع انرژی تحویلی به مشترکین می شود. قطع انرژی تحویلی به مشترکین با توجه به نوع مصرف کنندگان اعم از صنعتی، تجاری و خانگی ممکن است منجر به صدمات جبران ناپذیری شود که مسئولیت پرداخت خسارت ناشی از این صدمات با شرکت های توزیع انرژی الکتریکی است. از طرف دیگر قطع انرژی تحویلی به مشترکین منجر به کاهش درآمد شرکت های توزیع، ناشی از عدم فروش انرژی می شود.

اهمیت و هزینه بالای ترانسفورماتور در توزیع انرژی الکتریکی و لزوم اجرای برنامه ای دقیق برای استفاده بهینه از آن در [۱] مورد اشاره قرار گرفته است. قابلیت اطمینان ترانسفورماتورها و تأثیر آن بر انرژی تحویلی به مشترکین از موارد مورد علاقه محققین است. مدل قابلیت اطمینان ترانسفورماتور در حالت خنک کنندگی ONAF در [۲] ارائه شده است که در آن دسترس پذیری ترانسفورماتور با محوریت خنک کنندگی بررسی شده است. همچنین تأثیر سن ترانسفورماتور بر قابلیت اطمینان آن در [۳] مطالعه شده است. در [۴] روشی برای ارزیابی احتمال افزایش دمای ماکزیمم ترانسفورماتور و افت انتظاری عمر آن با در نظر گرفتن بار گذشته پست و دمای محیط بیان شده است.

مرجع [۵] به بررسی بهره برداری اقتصادی از ترانسفورماتور توأم با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان آن به عنوان دو شاخص متضاد هم پرداخته است. اساس کار این مقاله بر یافتن یک نقطه بحرانی بار مورد نیاز جهت استفاده از دو ترانسفورماتور پست به طور هم زمان استوار است. در [۶] روشی بر اساس تحلیل هزینه / فایده قابلیت اطمینان مشترکین، جهت بررسی بارگذاری نرمال و تعیین ظرفیت اضطراری ترانسفورماتورهای قدرت، با در نظر گرفتن سطوح مختلف بارگذاری ارائه شده است. در نهایت ضابطه ای جهت میزان بارگذاری اضطراری ترانسفورماتورهای تحت بهره برداری ارائه شده است.

تاکنون روش هایی جهت افزایش قابلیت اطمینان انرژی تحویلی به مصرف کنندگان ارائه شده است. از جمله این روش ها می توان به گسترش منابع تولید پراکنده یا استفاده از ظرفیت خالی دیگر پست ها در صورت امکان، اشاره کرد. از دیگر روش هایی که بسیار مورد بررسی قرار گرفته، استفاده از قطعات یدکی و همچنین ترانسفورماتورهای یدکی در بهبود قابلیت اطمینان انرژی تحویلی به مشترکان است.

اصل $N-1$ به طور گسترده در برنامه ریزی ترانسفورماتورهای پست استفاده می شود. طبق این اصل، هر پست به گونه ای طراحی می شود که دارای دو یا چند ترانسفورماتور به طور موازی و آماده به کار باشند تا در زمان آسیب دیدن یک ترانسفورماتور بار شبکه توسط ترانسفورماتور/ ترانسفورماتورهای موازی تأمین شود. این اصل یک اصل مطمئن، اما در عین حال بسیار گران است. به طور معمول در پست های دارای دو یا چند ترانسفورماتور، درصد بارگذاری پست به گونه ای است که در صورت

از مدار خارج شدن یک ترانسفورماتور، بخشی از بار آن در شرایط پیک بار توسط ترانسفورماتورهای در مدار تأمین گردد. یکی از راه های کاهش خاموشی هنگام از کار افتادن کلی ترانسفورماتور، تأمین ترانسفورماتور یدکی برای پست است. وجود ترانسفورماتور یدکی موجب کاهش زمان در دسترس نبودن ترانسفورماتور از مدت زمان تعمیر (حدود چند ماه) به مدت زمان نصب (چند روز) می شود [۷].

در [۸] با استفاده از مدل مارکوف، خسارات ناشی از خرابی اتوترانسفورماتورهای فشارقوی بر شرکت های برق شامل افزایش هزینه بهره برداری و تلفات در صورت عدم وجود یدکی و با وجود یدکی مورد مدل سازی قرار گرفته است. با افزودن هزینه ترانسفورماتورهای یدکی به هزینه های فوق الذکر، تعداد بهینه یدکی برای کمینه کردن هزینه کل در یک شبکه با تعداد مشخصی اتوترانسفورماتور تعیین شده است.

در [۹] با در نظر گرفتن خرابی های ناشی از فرسایش، برای یک مجموعه ترانسفورماتور با ظرفیت های مشابه، به تعیین تعداد یدکی مورد نیاز و زمان تهیه آن ها برای کمینه کردن مجموع هزینه های انرژی از دست رفته و یدکی پرداخته است. برای مدل سازی اثر فرسایش، احتمال از کار افتادن خلفی هر ترانسفورماتور با استفاده از تابع توزیع احتمال از کار افتادن نرمال محاسبه شده است.

در [۱۰-۱۲] با بررسی انواع خطاها در ترانسفورماتورها، تأثیر ترانسفورماتور یدکی بر قابلیت اطمینان انرژی تحویلی مشترکین مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین با استفاده از روش های احتمالاتی گوناگون همچون توزیع دوجمله ای، توزیع پواسون و مدل مارکوف به تعیین تعداد یدکی برای مجموعه ای از ترانسفورماتورهای با ظرفیت یکسان پرداخته شده است.

برآورد تعداد یدکی مورد نیاز برای رسیدن به حد تعیین شده ای از دسترس پذیری، در یک مجموعه ترانسفورماتور با ظرفیت های یکسان در [۱۳] مورد بحث قرار گرفته است. در این مرجع با در نظر گرفتن دو نوع خطای نوع ۱ (آسیب دیدگی کلی) و نوع ۲ (آسیب دیدگی جزئی)، از دو مدل مارکوف مجزا برای محاسبه احتمال وقوع هر یک از دو نوع خرابی، در مجموعه ترانسفورماتورها استفاده شده است. با استفاده از این دو مدل تعداد یدکی مورد نیاز برای رسیدن به حد تعیین شده ای از دسترس پذیری برای دو نوع خطای مذکور محاسبه شده است. همچنین تأثیر حضور دو نوع یدکی معمولی و پست سیار (برای جایگزینی در خطاهای نوع ۲) بر افزایش قابلیت اطمینان مجموعه ترانسفورماتورها مورد مطالعه قرار گرفته است. ظرفیت ترانسفورماتورهای یدکی با ظرفیت ترانسفورماتورهای آسیب دیده یکسان در نظر گرفته شده اند.

در [۱۴] همان مطالعات مرجع [۱۳] با همان فرضیات و با معیار کمینه کردن کل هزینه سیستم انجام گرفته و مقایسه ای با نتایج مرجع [۱۳] در آن انجام شده است. در [۱۵] قابلیت جایگزینی یدکی سیار برای خرابی های کلاس ۱ و کلاس ۲ توأمان در نظر گرفته شده است و یک مدل از ترکیب مدل های قبلی ارائه شده در [۱۴، ۱۳]، جهت این مسئله ارائه شده است. فرض های قبلی همچون فرض وجود یک

جهت مطالعه قابلیت اطمینان از شاخص مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده و برای مدل سازی عدم قطعیت بار در محاسبه این شاخص از منحنی تداوم بار چندسطحی استفاده شده است.

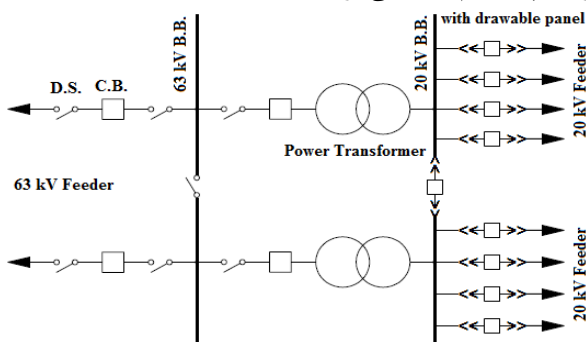
در این مقاله با نوشتن برنامه ای در نرم افزار *Matlab* محاسبات برای حالت های مختلف یک شبکه در استان مازندران دارای ۸۴ پست با ترکیبی از ترانسفورماتورهای ۲۰، ۳۰ و ۴۰ مگاوات آمپری انجام و در نهایت مطالعات اقتصادی برای شبکه صورت گرفته، نتایج ارائه شده اند.

۲- ساختار و ظرفیت پست های فوق توزیع

امروزه پست های فوق توزیع معمولاً دارای دو دستگاه ترانسفورماتور قدرت می باشند. آرایش یک نوع پست فوق توزیع در شکل ۱ نشان داده شده است. همان گونه که از شکل ۱ مشاهده می گردد، شین فشارقوی از نوع ساده با سکسیونر جداکننده و آرایش شین فشار ضعیف از نوع ساده خطی یا U شکل با کلید جداکننده است. ظرفیت هر ترانسفورماتور قدرت در چنین پست هایی ۲۰، ۳۰ یا ۴۰ مگاوات آمپر است. ظرفیت پست ها هر ساله پس از پایان یافتن دوره پیک بار شبکه در واحد برنامه ریزی شرکت های برق منطقه ای مورد بازنگری قرار می گیرد و اگر حداکثر بار پیش بینی شده در سال های آتی از ۷۵٪ ظرفیت پست بیش تر گردد توسعه شبکه در دستور کار قرار می گیرد.

برای مسئله توسعه پست های توزیع روش های مختلفی ارائه شده و از موضوعات مورد توجه محققین است [۱۶، ۱۷].

در شرکت های برق منطقه ای توسعه شبکه فوق توزیع به دو صورت انجام می گردد. (۱) افزایش ظرفیت پست موجود، (۲) احداث پست جدید. اگر بتوان با افزایش ظرفیت پست های موجود، جواب گوی بار مورد نیاز شبکه بود، به دلیل هزینه کمتر، این کار در اولویت قرار دارد. احداث پست جدید علاوه بر هزینه بر بودن، عملیاتی زمان بر است و در سطح شبکه فوق توزیع بسته به فرآیند تأمین مالی پروژه از ۱۸ تا ۳۶ ماه به طول می انجامد. به همین دلیل واحدهای برنامه ریزی شرکت های برق منطقه ای به گونه ای برنامه ریزی می کنند که اگر بارگذاری پست های موجود به محدوده ۷۵٪ حداکثر ظرفیت ممکن یک پست (در این مقاله ۸۰ مگاوات آمپر) نزدیک شود، احداث پست جدید در دستور کار قرار گیرد. در احداث پست ها، بسته به بار پیش بینی شده، ظرفیت اولیه پست معمولاً بین ۴۰ تا ۶۰ مگاوات آمپر تعیین می شود و به تدریج با اضافه شدن بار، ظرفیت پست هم اضافه می شود.



شکل ۱: آرایش یک پست فوق توزیع

ترانسفورماتور در پست های توزیع و فرض ظرفیت یکسان کلیه ترانسفورماتورها، همچنین یکسان بودن ظرفیت ترانسفورماتورهای یدکی با ظرفیت ترانسفورماتورهای آسیب دیده در این مرجع نیز مدنظر است. در شبکه های فوق توزیع پست ها مستقل از یکدیگرند و معمولاً دارای دو ترانسفورماتور هستند. بنابراین فرض پست های تک ترانسفورماتوری فرض مناسبی نیست. از طرف دیگر وقوع خطا در ترانسفورماتورهای هم ظرفیت در دو پست مختلف نیز اثرات متفاوتی بر قابلیت اطمینان شبکه و شاخص های انرژی توزیع نشده یا بار ازدست رفته دارد. به طور مثال اگر در یک شبکه با درصد بارگذاری ۷۵٪ دو پست یکی با ظرفیت (۴۰+۲۰) مگاوات آمپر و دیگری با ظرفیت (۲۰+۲۰) مگاوات آمپر وجود داشته باشند، در صورت بروز خطا در ترانسفورماتور ۲۰ مگاوات آمپری در پست اول، مقدار ۱۰ مگاوات آمپر از بار ۱۵ مگاوات آمپری آن توسط ظرفیت خالی ترانسفورماتور ۴۰ مگاوات آمپری قابل تأمین است و ۵ مگاوات آمپر بار از دست خواهد رفت. در حالی که در صورت بروز خطا در ترانسفورماتور ۲۰ مگاوات آمپری پست دوم، تنها ۵ مگاوات آمپر از بار ۱۵ مگاوات آمپری آن توسط ترانسفورماتور ۲۰ مگاوات آمپری قابل تأمین است و ۱۰ مگاوات آمپر بار از دست خواهد رفت. به عبارت دیگر مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده در این دو پست تنها زمانی که بارگذاری پست ها ۱۰۰ درصد باشد با یکدیگر برابر است.

همچنین با توجه به تنوع ترانسفورماتورها در شبکه، تأمین حداقل یک یدکی به ازای هر ظرفیت، اقتصادی به نظر نمی رسد. بنابراین فرض برابر بودن ظرفیت ترانسفورماتور یدکی با ترانسفورماتور معیوب همواره درست نیست.

در این مقاله مدل مارکوف جدیدی برای مطالعه تأثیر حضور یک ترانسفورماتور یدکی با ظرفیت دلخواه بر قابلیت اطمینان شبکه ای شامل مجموعه ای از پست ها هر یک شامل دو ترانسفورماتور با ظرفیت های X ، Y یا Z ارائه شده است. نوآوری های این مدل به شرح زیر است:

- ۱- در این مدل برخلاف مدل های ارائه شده تاکنون، پست ها تک ترانسفورماتوری نیستند و دارای دو ترانسفورماتور در نظر گرفته شده اند.
- ۲- ترانسفورماتورهای فعال شبکه دارای ظرفیت های متفاوت و نه یکسان در نظر گرفته شده اند.
- ۳- ظرفیت ترانسفورماتور یدکی لزوماً برابر با ظرفیت ترانسفورماتور معیوب نیست.

۴- در مدل های مارکوف ارائه شده تاکنون، ابتدا حالات ممکنه بدون ترانسفورماتور یدکی ارائه می شود سپس با ورود ترانسفورماتور یدکی حالات دیگری بر مدل اصلی افزوده می شود. در این مقاله ابتدا مدل اصلی بدون وجود ترانسفورماتور یدکی ارائه شده است سپس در مدلی جداگانه تأثیر وجود ترانسفورماتور یدکی برای یک حالت از مدل اصلی بررسی شده است و در نهایت تأثیر وجود ترانسفورماتور یدکی در نرخ تعمیر مدل اصلی اعمال شده است. در حقیقت با ورود ترانسفورماتور یدکی حالتی به حالات مدل اصلی افزوده نشده است و فقط نرخ تعمیر به روزرسانی شده است.

۳- مدل سازی مسئله

برای سادگی در فرموله کردن مسئله، فرض بر این است که ترانسفورماتورهای موجود در پستهای منطقه ترکیبی از سه نوع (ظرفیت) X و Y و Z با نرخ خطای λ ($f./yr$) نرخ تعمیر μ ($rep./yr$) و نرخ نصب γ ($inst./yr$) باشند. از آنجایی که هر پست دارای دو ترانسفورماتور فرض شده است، از نظر ظرفیت پستهای منطقه را می توان به شش نوع (A تا F) تقسیم بندی نمود. ظرفیت و تعداد این نوع پستها به صورت پارامتری در جدول ۱ ارائه شده اند.

جدول ۱: تقسیم بندی پست های منطقه بر حسب ظرفیت

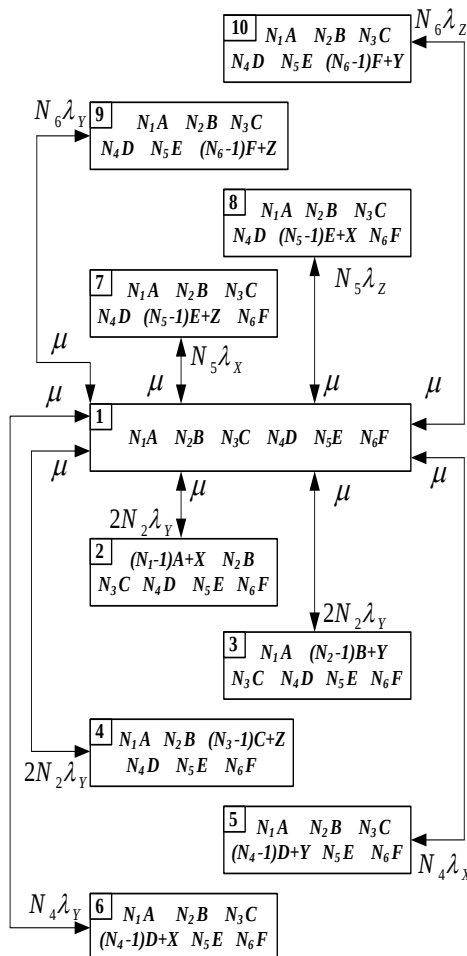
نوع پست	تعداد پست	ظرفیت ترانسفورماتورهای موجود در پست
A	N_1	$2 \times X$
B	N_2	$2 \times Y$
C	N_3	$2 \times Z$
D	N_4	$X + Y$
E	N_5	$X + Z$
F	N_6	$Y + Z$

توضیح اینکه محدود کردن تعداد ظرفیت ترانسفورماتورهای موجود به سه ظرفیت، خللی به کلیت مسئله وارد نمی نماید و با زیاد شدن تعداد ظرفیت های موجود در شبکه تنها مدل بزرگ تر می شود. در حالت کلی اگر فرض شود تعداد N_c ظرفیت متفاوت ترانسفورماتور در شبکه وجود دارد، حداکثر به تعداد $N_c \times (N_c - 1)$ نوع پست دارای دو ترانسفورماتور، در شبکه وجود خواهد داشت و تعداد حالات مختلف مدل مارکوف محدود به $2(N_c)^2 - 3N_c + 1$ خواهد بود.

۳-۱- مدل مارکوف سیستم بدون وجود ترانسفورماتور یدکی

با توجه به این که هر یک نوع ترانسفورماتور در سه نوع پست به کار رفته است، خرابی هر نوع ترانسفورماتور سه حالت جدید برای سیستم ایجاد می نماید. شکل ۲ مدل مارکوف حالات ممکن وضعیت پست های منطقه را در صورت وقوع یک اتفاق (پیشامد یگانه) و بدون داشتن یدکی نشان می دهد. شماره هر حالت در مربع های کوچک گوشه بالا سمت چپ آن نوشته شده است. همچنین تعداد و ظرفیت پست های در مدار در هر حالت نشان داده شده اند.

با توجه به شکل ۲ در حالت اول تمام پست ها و ترانسفورماتورها در مدار هستند. با وقوع خطا در یک ترانسفورماتور X مگا ولت آمپری در پست های نوع A ، D و E و با نرخ وقوع خطای λ ، سیستم به ترتیب به حالات (۲)، (۵) و (۷) می رود. به همین ترتیب با وقوع خطا در یک ترانسفورماتور Y مگا ولت آمپری در پست های نوع B ، D و F و با نرخ وقوع خطای λ ، سیستم به ترتیب به حالات (۳)، (۶) و (۹) می رود و با وقوع خطا در یک ترانسفورماتور Z مگا ولت آمپری در پست های نوع C ، E و F و با نرخ وقوع خطای λ ، سیستم به ترتیب به حالات (۴)، (۸) و (۱۰) می رود. با فرض نرخ وقوع تعمیرات μ برای ترانسفورماتورهای X ، Y و Z ، هر یک از حالات ذکر شده با نرخ گذر μ به حالت اول برمی گردند. احتمال هر یک از حالات فوق را می توان با استفاده از ماتریس احتمالات تغییر حالات اتفاقی یا روش موازنه فرکانسی که شامل دسته ای از معادلات خطی هستند، به دست آورد [۷].



شکل ۲: مدل مارکوف حالات ممکن وضعیت پست های منطقه

۳-۲- مدل مارکوف سیستم با وجود ترانسفورماتور یدکی

در پست ها میزان بارگذاری به گونه ای است که یکی از دو ترانسفورماتور به تنهایی پاسخ گوی کل بار نیست و خروج یکی از دو ترانسفورماتور باعث قطع بخشی از بار پست می گردد. در صورت عدم وجود ترانسفورماتور یدکی، در تمام مدت تعمیر ترانسفورماتور معیوب، پست با یک ترانسفورماتور به کار خود ادامه می دهد که در این مدت و با توجه به درصد بارگذاری پست، بخشی از بار دچار قطعی می شود. وجود ترانسفورماتور یدکی موجب کاهش زمان بازیابی بار، از زمان تعمیر ترانسفورماتور معیوب به زمان نصب ترانسفورماتور یدکی شده، باعث بازیابی سریع تر سیستم می شود. بنابراین تأثیر وجود ترانسفورماتور یدکی را می توان در پارامتر نرخ تعمیرات (μ) لحاظ نمود.

برای تعیین نرخ تعمیرات جدید (μ_{new})، مدل مارکوف یک پست با دو ترانسفورماتور به ظرفیت های a و b و یک ترانسفورماتور یدکی به ظرفیت c در شکل ۳ نمایش داده شده است. شماره هر یک از حالات شکل ۳ در مربع های کوچکی در بالا و سمت چپ هر حالت نشان داده شده اند. در حالت (۱) دو ترانسفورماتور پست در وضعیت سالم هستند و یک ترانسفورماتور یدکی به ظرفیت c موجود است. با وقوع خطا در یکی از دو ترانسفورماتور، به طور مثال ترانسفورماتور a ، سیستم به حالت (۲)

برای تبدیل این COPT سه حالت به COPT دوحالت از روش گرد کردن استفاده می شود [۱۸]. با توجه به این که اگر ظرفیت پست پس از نصب ترانسفورماتور یدکی به گونه ای باشد که از حداکثر بارگذاری پست کمتر نباشد، قطعی بار به وجود نخواهد آمد و در غیر این صورت سیستم با قطعی بار مواجه می شود، معیار گرد کردن جدول ۲ حداکثر بارگذاری پست در نظر گرفته می شود.

از این نقطه نظر اگر ظرفیت پست پس از نصب ترانسفورماتور یدکی از حداکثر میزان بارگذاری پست کمتر نباشد، این ظرفیت تفاوتی با ظرفیت اولیه پست ندارد. بنابراین اگر درصد بارگذاری پست را q بنامیم، بسته به این که ظرفیت $(b+c)$ کوچک تر از ظرفیت $q(a+b)$ یا بزرگ تر مساوی با ظرفیت $q(a+b)$ باشد، دو حالت مختلف برای گرد کردن و تبدیل جدول سه سطر به جدول دوسطر پیش می آید. برای حالتی که ظرفیت $(b+c)$ کوچک تر از ظرفیت $q(a+b)$ باشد، COPT حاصل در جدول ۳ و حالتی که ظرفیت $(b+c)$ بزرگ تر از یا مساوی با ظرفیت $q(a+b)$ باشد، COPT حاصل در جدول ۴ ارائه شده است.

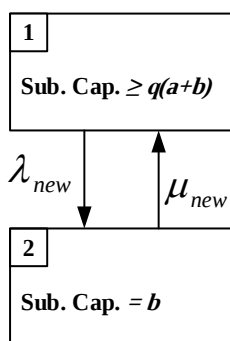
جدول ۳: جدول COPT سیستم شکل ۳ برای حالت $(b+c) < q(a+b)$

ظرفیت پست	احتمال
$\geq q(a+b)$	$P_1 + \frac{c}{q \times (a+b) - b} \times (p_3 + p_4)$ $= \frac{\mu\gamma + \frac{c}{q \times (a+b) - b} \lambda(\mu + \gamma)}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma}$
b	$P_2 + (1 - \frac{c}{q \times (a+b) - b}) \times (p_3 + p_4)$ $= \frac{\lambda\mu + (1 - \frac{c}{q \times (a+b) - b}) \lambda(\mu + \gamma)}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma}$

جدول ۴: جدول COPT سیستم شکل ۳ برای حالت $(b+c) \geq q(a+b)$

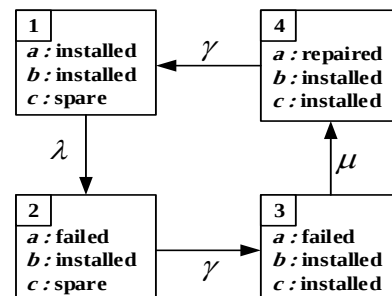
ظرفیت پست	احتمال
$\geq q(a+b)$	$P_1 + P_3 + P_4 = \frac{\lambda(\gamma + \mu) + \mu\gamma}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma}$
b	$P_2 = \frac{\lambda\mu}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma}$

مدل سیستم دوحالت معادل با سیستم شکل ۳ در شکل ۴ ارائه شده است.



شکل ۴: مدل مارکوف سیستم دوحالت معادل سیستم شکل ۳
 برای حالتی که ظرفیت $(b+c)$ کوچک تر از ظرفیت $q(a+b)$ باشد، با توجه به جدول ۳ و با مساوی قرار دادن احتمال های این سیستم

می رود. در حالت (۲) ترانسفورماتور یدکی c باید جایگزین ترانسفورماتور آسیب دیده شود. بنابراین سیستم با نرخ نصب γ از حالت (۲) به حالت (۳) می رود. در حالت (۳) ترانسفورماتور یدکی نصب شده است و ترانسفورماتور آسیب دیده باید تعمیر گردد. بدین ترتیب سیستم از حالت (۳) با نرخ تعمیر μ به حالت (۴) می رود. در حالت (۴) ترانسفورماتور معیوب، تعمیر شده است و باید جایگزین واحد یدکی شود. پس سیستم از حالت (۴) با نرخ نصب γ مجدداً به حالت (۱) برمی گردد.



شکل ۳: مدل مارکوف حالات ممکن یک پست با دو ترانسفورماتور

نصب شده و یک ترانسفورماتور یدکی

از آنجایی که در این مقاله وقوع پیشامد یگانه (single contingency) مدنظر است، در مدل ارائه شده در شکل ۳ خرابی ترانسفورماتور b مدل سازی نشده است. درواقع نام اولین ترانسفورماتوری که دچار خطا می شود a انتخاب شده است و وقوع یک خطا در یک ترانسفورماتور، جدای از ظرفیت آن مدنظر است.
 احتمال هر یک از حالت های سیستم شکل ۳ در مجموعه روابط (۱) ارائه شده اند.

$$\begin{cases} P_1 = \frac{\mu\gamma}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma} \\ P_2 = \frac{\lambda\mu}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma} \\ P_3 = \frac{\lambda\gamma}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma} \\ P_4 = \frac{\lambda\mu}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma} \end{cases} \quad (1)$$

در رابطه (۱)، P_1 تا P_4 به ترتیب احتمال وقوع حالات اول تا چهارم هستند. برای تعیین نرخ تعمیر معادل در صورت وجود ترانسفورماتور یدکی ابتدا جدول احتمال ظرفیت از دست رفته (COPT) برای سیستم شکل ۳ نوشته می شود و سپس سیستم چهارحالت فوق تبدیل به سیستم دوحالت می گردد. جدول COPT مربوط به سیستم شکل ۳، در جدول ۲ ارائه شده است.

جدول ۲: جدول COPT سیستم شکل ۳

ظرفیت پست	احتمال
$a+b$	$P_1 = \frac{\mu\gamma}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma}$
$b+c$	$P_3 + P_4 = \frac{\lambda(\mu + \gamma)}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma}$
b	$P_2 = \frac{\lambda\mu}{\mu\gamma + 2\lambda\mu + \lambda\gamma}$

هزینه سالانه ترانسفورماتور یدکی با توجه به قیمت خرید اولیه، نرخ سالانه سود بانکی و عمر متوسط آن از رابطه (۶) محاسبه می شود [۱۹].

$$STAC = \frac{A \times (1+r)^n \times r}{(1+r)^n - 1} \quad (6)$$

که در آن $STAC$ هزینه سالانه ترانسفورماتور یدکی، A مقدار هزینه اولیه خرید ترانسفورماتور یدکی، r نرخ سود سالانه و n تعداد سال های متوسط عمر ترانسفورماتور است.

۳-۳-۲- هزینه ناشی از قطع بار

جهت محاسبه هزینه قطع بار در ابتدا باید مقدار انرژی تأمین نشده (ENS) در صورت وقوع خرابی در ترانسفورماتورها در هر حالت را محاسبه و با ضرب احتمال آن حالت در مقدار انرژی تأمین نشده، مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده ($EENS$) را محاسبه نمود.

مقدار انرژی تأمین نشده در هر زمان به مقدار بار شبکه در آن لحظه وابسته است. برای مدل سازی بار معمولاً از منحنی های تداوم بار (LDC) چندسطحی استفاده می شود [۱۸]. اگر از منحنی تداوم بار k سطحی استفاده گردد، مقدار انرژی تأمین نشده پستی که ترانسفورماتور معیوب در آن قرار دارد از رابطه (۷) محاسبه می شود.

$$ENS = \sum_{j=1}^k (S_j - RSC) \times t_j \times u(S_j - RSC) \quad (7)$$

در رابطه (۷)، S_j مقدار بار پست در سطح بار j ام، t_j زمان تداوم سطح بار j ام پست، RSC ظرفیت باقی مانده پست و u نشان دهنده تابع پله واحد است که اگر مقدار آرگومان آن بزرگتر از صفر باشد، مقدار تابع برابر یک و در غیر این صورت برابر صفر است.

مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده از رابطه (۸) قابل محاسبه است.

$$EENS = \sum_{i=2}^{10} (p_i \times ENS_i) \quad (8)$$

در رابطه (۸)، p_i و ENS_i به ترتیب احتمال حالت i ام و مقدار انرژی تأمین نشده در حالت i ام در شکل ۲ است. در نهایت مقدار هزینه انرژی تأمین نشده از رابطه (۹) محاسبه می گردد.

$$C_{EENS} = EENS \times VOLL \quad (9)$$

که در آن $VOLL$ ارزش بار ازدست رفته است.

۴- نتایج شبیه سازی و مطالعات عددی

برای انجام شبیه سازی از پست های شبکه فوق توزیع شرکت برق منطقه ای مازندران استفاده شده است.

۴-۱- اطلاعات شبکه مورد مطالعه

شبکه مورد مطالعه دارای ۸۴ پست فوق توزیع است که تعداد پست های آن به تفکیک ظرفیت ترانسفورماتورهای نصب شده در آن در جدول ۵ ارائه شده است.

با توجه به داده های شرکت برق منطقه ای مازندران، نرخ وقوع خرابی

دووضعیتی معادل با سیستم چهاروضعیتی اولیه مجموعه روابط (۲) حاصل می گردد.

$$\begin{cases} \lambda_{new} = \lambda \\ \mu_{new} = \frac{\mu\gamma + \frac{c}{q \times (a+b) - b} \lambda (\gamma + \mu)}{2\mu + \gamma - \frac{c}{q \times (a+b) - b} (\gamma + \mu)} \end{cases} \quad (2)$$

در حالتی که ظرفیت $(b+c)$ از ظرفیت $q(a+b)$ بیش تر باشد، با توجه به این که در ظرفیت $(b+c)$ انرژی تأمین نشده صفر است، پس از نقطه نظر انرژی قطع شده می توان حالت ظرفیت $(b+c)$ را معادل $(a+b)$ در نظر گرفت. بنابراین با مساوی قرار دادن احتمالات این سیستم دووضعیتی معادل با سیستم چهاروضعیتی اولیه روابط (۳) حاصل می شود.

$$\begin{cases} \lambda_{new} = \lambda \\ \mu_{new} = \gamma + \lambda \left(1 + \frac{\gamma}{\mu}\right) \end{cases} \quad (3)$$

بنابراین مدل ماکوف سیستم با در نظر گرفتن پیشامد یگانه و حضور یک ترانسفورماتور یدکی، همان مدل نشان داده شده در شکل ۲ است که تنها باید در آن مقدار نرخ تعمیرات (μ_{new}) با توجه به درصد بارگذاری پست و ظرفیت ترانسفورماتورهای معیوب و یدکی به روز گردد.

از نقطه نظر بار تأمین نشده بدترین حالت در یک پست زمانی اتفاق می افتد که در آن پست، ترانسفورماتور با ظرفیت بالاتر معیوب گردد. در این شرایط با فرض $a \geq b$ حداقل ظرفیت ترانسفورماتور یدکی برای اینکه سیستم پس از نصب ترانسفورماتور یدکی بار قطع شده نداشته باشد از رابطه (۴) قابل محاسبه است.

$$c_{min} = q(a+b) - b \quad (4)$$

برای تمامی ظرفیت های ترانسفورماتور یدکی که بیش تر از c_{min} باشد، مقدار انتظاری بار قطع شده شبکه در بررسی پیشامد یگانه یکسان است. هرچه اختلاف ظرفیت دو ترانسفورماتور یک پست بیش تر باشد حداقل ظرفیت ترانسفورماتور یدکی باید بزرگ تر گردد. بنابراین از منظر شبکه بدترین حالت، معیوب شدن ترانسفورماتور با ظرفیت بزرگ تر در پستی است که بزرگ ترین و کوچک ترین ترانسفورماتورهای شبکه در آن نصب هستند. بنابراین اگر در شکل ۲ ظرفیت Z بزرگ ترین ظرفیت و ظرفیت X کوچک ترین ظرفیت باشند، بدترین شرایط در این شبکه خروج ترانسفورماتور با ظرفیت Z در یک پست نوع E است و برای اینکه این شبکه پس از نصب ترانسفورماتور یدکی بار قطع شده نداشته باشد، ظرفیت ترانسفورماتور یدکی باید در رابطه (۵) صدق نماید.

$$c \geq q(Z+X) - X \quad (5)$$

۳-۳-۳- ارزیابی هزینه ها

هزینه هایی که شرکت های برق با آن ها روبرو هستند شامل هزینه سالانه ترانسفورماتور یدکی و همچنین خسارت بار ازدست رفته ($VOLL$) است.

۳-۳-۱- هزینه سالانه ترانسفورماتور یدکی

از جدول ۷ ملاحظه می شود، در صورت استفاده از ترانسفورماتور یدکی، مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده کاهش چشم گیری می یابد.

جدول ۷: مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده (MWh)

بارگذاری پست ها (%)	۷۵	۸۵	۹۵	۱۰۰
ظرفیت ترانسفورماتور یدکی (MVA)				
بدون یدکی	۱۲۸۱۶	۲۱۸۵۶	۳۱۶۰۸	۳۶۵۷۴
۲۰	۹۷۶	۳۵۴۹	۸۶۶۴	۱۱۶۷۲
۳۰	۷۰۴	۱۲۳۸	۳۵۸۱	۵۱۸۶
۴۰	۷۰۴	۱۲۰۰	۱۷۳۶	۲۰۰۹

همچنین ملاحظه می شود، در بارگذاری ۷۵ درصد پست ها، مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده در صورت استفاده از ترانسفورماتور یدکی ۳۰ یا ۴۰ مگاوات آمپری یکسان است. علت این امر این است که هر دو ظرفیت ۳۰ و ۴۰ مگاوات آمپری در این شرایط بارگذاری، در رابطه (۵) صدق می کنند. با افزودن هزینه خرید ترانسفورماتور یدکی به هزینه اقتصادی بار تأمین نشده هزینه کل سالانه به صورت جدول ۸ به دست می آید. با توجه به جدول ۸ در بارگذاری ۷۵ درصد، کم ترین هزینه با وجود ترانسفورماتور یدکی ۳۰ مگاوات آمپری و در بارگذاری ۸۵، ۹۵ و ۱۰۰ درصد کم ترین هزینه با ترانسفورماتور یدکی ۴۰ مگاوات آمپری به دست آمده است.

جدول ۸: هزینه کل سالانه (USD)

بارگذاری پست ها (%)	۷۵	۸۵	۹۵	۱۰۰
ظرفیت ترانسفورماتور یدکی (MVA)				
بدون یدکی	۱۲۸۱۶۰۹۰	۲۱۸۵۶۰۱۰	۳۱۶۰۸۴۲۸	۳۶۵۷۴۲۴۷
۲۰	۹۹۴۱۲۸	۳۵۶۷۷۵۰	۸۶۸۲۰۵۰	۱۱۶۸۹۹۱۶
۳۰	۷۲۷۱۵۳	۱۲۶۱۹۲۵	۳۶۰۳۹۶۷	۵۲۰۹۵۸۶
۴۰	۷۲۹۷۰۴	۱۲۲۶۴۱۳	۱۷۶۲۲۷۰	۲۰۳۵۱۲۳

مقدار انتظاری انرژی بازایی شده سالانه (AEENS) در صورت استفاده از هر یک از ترانسفورماتورهای یدکی در منحنی های شکل ۶ ارائه شده اند. این مقادیر اختلاف مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده سالانه در صورت عدم وجود ترانسفورماتور یدکی با حالت های وجود هر یک از ترانسفورماتورهای یدکی را نشان می دهند.

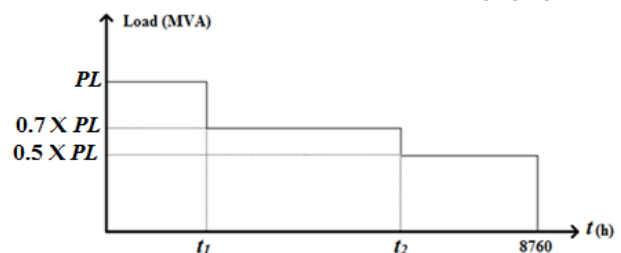
با توجه به شکل ۶ در بارگذاری ۷۵ درصد انرژی انتظاری بازایی شده ناشی از وجود هریک از سه نوع ترانسفورماتور یدکی بسیار نزدیک به هم است. علت این امر آن است که هر سه ظرفیت ترانسفورماتور یدکی یا بسیار نزدیک به حد تعیین شده در رابطه (۵) است یا بزرگ تر از آن است. هرچقدر درصد بارگذاری افزایش یابد، وجود ترانسفورماتور یدکی با ظرفیت بزرگ تر موجب افزایش مقدار انتظاری انرژی بازایی شده می شود.

(λ) همه ترانسفورماتورها برابر 0.055 f/year و نرخ تعمیر آن ها (μ) برابر 2 Rep./year و نرخ نصب ترانسفورماتورهای یدکی جایگزین ترانسفورماتورهای آسیب دیده (γ) برابر 52 Inst./year در نظر گرفته شده اند.

جدول ۵: تعداد و نوع پست های شبکه مورد مطالعه

نوع پست	تعداد پست	ظرفیت ترانسفورماتورهای موجود در پست (MVA)
A	۱۰	۲۰+۲۰
B	۳۰	۳۰+۳۰
C	۲۰	۴۰+۴۰
D	۷	۳۰+۲۰
E	۵	۴۰+۲۰
F	۱۲	۴۰+۳۰

جهت محاسبه مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده از منحنی تداوم بار سه سطحی استفاده می شود. این منحنی در شکل ۵ نمایش داده شده است. در شکل ۵ مقدار اوج بار برابر با $PL (MVA)$ با زمان تداوم t_1 ساعت در سال است. مقادیر میان باری و کم باری نیز به ترتیب معادل $0.7 \times PL$ و $0.5 \times PL$ مقدار اوج بار و زمان تداوم آن ها به ترتیب $(t_2 - t_1)$ و $(8760 - t_2)$ ساعت در نظر گرفته شده اند.



شکل ۵: منحنی تداوم بار سالانه پست های منطقه

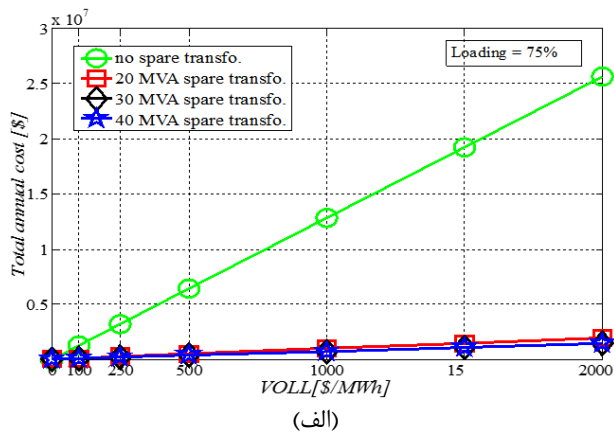
هزینه خرید ترانسفورماتور یدکی با ظرفیت های مختلف در جدول ۶ ارائه شده است. همچنین ارزش اقتصادی برق در محاسبات برابر با $1000 \text{ \$/MWh}$ و نرخ سود سالانه ۳ درصد در نظر گرفته شده اند.

جدول ۶: هزینه خرید ترانسفورماتور یدکی

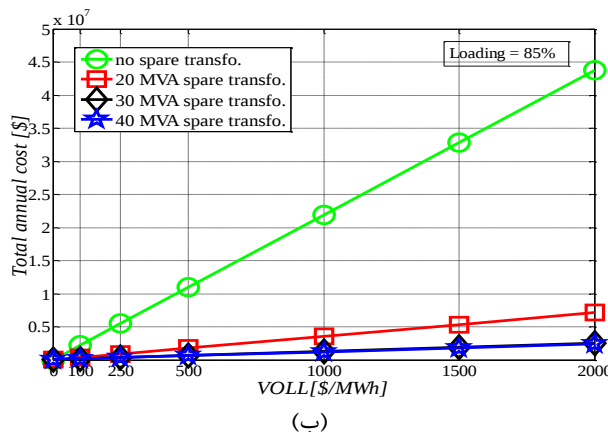
ظرفیت (MVA)	قیمت (USD)
۲۰	۳۵۰۰۰۰
۳۰	۴۵۰۰۰۰
۴۰	۵۰۰۰۰۰

۴-۲- نتایج شبیه سازی و بحث

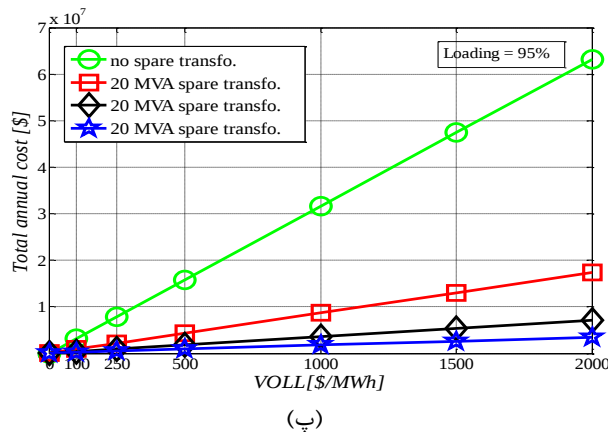
برای انجام محاسبات ابتدا باید مقدار بار تأمین نشده برای تک تک حالات در شکل ۲ محاسبه گردد. مقدار بار تأمین نشده به منحنی بار LDC و سیاست مقدار ظرفیت بارگذاری ترانسفورماتورها در زمان اوج بار توسط شرکت های توزیع انرژی وابسته است. با انجام محاسبات، مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده سالانه بر اساس بارگذاری های متفاوت مطابق جدول ۷ حاصل می شود. لازم به ذکر است در محاسبات مقادیر t_1 و t_2 به ترتیب برابر با ۲۰۰۰ و ۶۰۰۰ ساعت منظور شده اند.



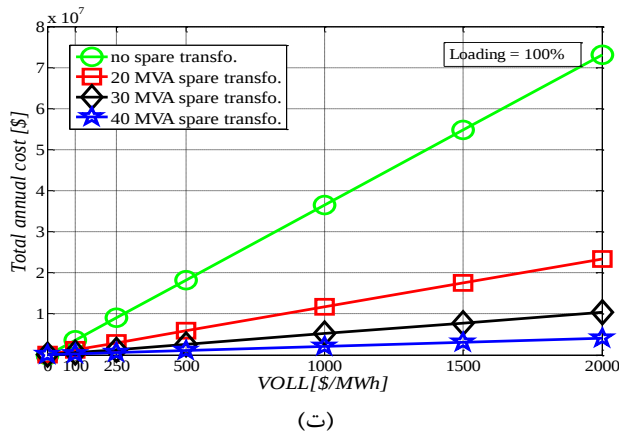
(الف)



(ب)

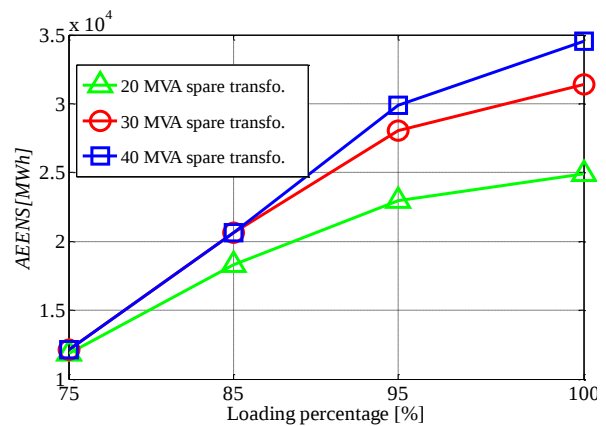


(پ)



(ت)

شکل ۷: نمودارهای هزینه کل سالانه بر حسب $VOLL$ پست با بارگذاری: (الف) ۷۵٪، (ب) ۸۵٪، (پ) ۹۵٪ و (ت) ۱۰۰٪



شکل ۸: مقدار انتظاری انرژی بازیابی شده با وجود ترانسفورماتور یدکی

۴-۳- تأثیر $VOLL$ بر انتخاب ظرفیت ترانسفورماتور یدکی

ارزش اقتصادی برق نقش مهمی در اقتصادی بودن استفاده از ترانسفورماتور یدکی دارد. هرچه ارزش اقتصادی برق بیش‌تر باشد، ضرر ناشی از بار ازدست‌رفته بیش‌تر خواهد بود. ارزش اقتصادی برق کاملاً وابسته به نوع مصرف در منطقه‌ای است که پست در آن واقع شده است. هرچه میزان بارهای صنعتی در منطقه بیش‌تر باشد ارزش اقتصادی برق بالاتر خواهد بود.

تغییرات هزینه کل سالانه به‌ازای تغییر در مقدار ارزش اقتصادی برق و برای چهار مقدار متفاوت بارگذاری ۷۵، ۸۵، ۹۵ و ۱۰۰ درصد به‌ترتیب در نمودارهای (الف) تا (ت) شکل ۷ نمایش داده شده‌اند. در این نمودارها مقدار هزینه کل سالانه بدون وجود ترانسفورماتور یدکی با نشان دایره، در صورت وجود ترانسفورماتور یدکی ۲۰ مگاوات‌آمپر با نشان مربع، در صورت وجود ترانسفورماتور یدکی ۳۰ مگاوات‌آمپر با نشان لوزی و در صورت وجود ترانسفورماتور یدکی ۴۰ مگاوات‌آمپر با نشان ستاره نمایش داده شده‌اند.

با توجه به نمودارهای شکل ۷ هرچه ارزش اقتصادی برق کم‌تر باشد، هزینه کل سالانه کم‌تری بر شرکت‌های برق منطقه‌ای وارد می‌شود. همچنین هرچه ارزش اقتصادی برق افزایش یابد، استفاده از ترانسفورماتور یدکی با ظرفیت بالاتر توجیه‌پذیرتر می‌گردد. زیرا باعث کاهش بیش‌تری در هزینه کل سالانه می‌گردد. در نمودار (الف) مقدار هزینه‌های کل با وجود ترانسفورماتور یدکی ۳۰ و ۴۰ مگاوات‌آمپری کاملاً منطبق بر هم و در نمودار (ب) بسیار نزدیک به هم است. همان‌گونه که از نمودارهای شکل ۷ ملاحظه می‌شود، هرچه ارزش اقتصادی برق و درصد بارگذاری پست‌ها افزایش می‌یابند تفاوت هزینه کل سالانه با وجود انواع مختلف ترانسفورماتور یدکی نیز افزایش می‌یابد.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله مدل جدیدی برای مطالعه تأثیر حضور یک ترانسفورماتور یدکی با ظرفیت دلخواه بر قابلیت‌اطمینان شبکه‌ای مرکب از تعدادی پست دارای دو ترانسفورماتور با ظرفیت دلخواه ارائه شده است.

- “Assessment of high voltage auto-transformer spare requirements in bulk transmission systems,” in *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-6, June 6-10, 2004.
- [9] W. Li, E. Vaahedi, and Y. Mansour, “Determining number and timing of substation spare transformers using a probabilistic cost analysis approach,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 3, pp. 934-939, Jul. 1999.
- [10] J. M. Nahman and M. R. Tanaskovic, “Probability models for optimal sparing of distribution network transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 2, pp. 758-763, Apr. 2009.
- [11] A. A. Chowdhury and D. O. Koval, “Development of probabilistic models for computing optimal distribution substation spare trans-formers,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 6, pp. 1493-1498, Nov. 2005.
- [12] A. M. L. DaSilva, J. G. D. C. Costa and A. A. Chowdhury, “Probabilistic methodologies for determining the optimal number of substation spare transformers,” *IEEE Transactions on Power System*, vol. 25, no.1, pp. 68-77, Feb. 2010.
- [13] G. A. Hamoud, “Assessment of spare transformer requirements for distribution stations,” *IEEE Transactions on Power System*, vol. 26, no. 1, pp. 174-180, Feb. 2011.
- [14] G. A. Hamoud, “Use of markov models in assessing spare transformer requirements for distribution stations,” *IEEE Transactions on Power System*, vol.27, no.2, pp.1098-1105, May. 2012.
- [15] G. A. Hamoud and C. Yiu “One markov model for spare analysis of distribution power transformers,” *IEEE Transactions on Power System*, vol. 31, no. 2, pp. 174-180, Mar. 2016.
- [۱۶] سیدمهدی مظفری، حسن منصف و حمید فلقی، «رویگردی جدید بر توسعه پست‌های فوق توزیع مبتنی بر وزن دهی فازی ویژگی‌های الکتریکی و جغرافیایی شبکه توزیع مورد مطالعه»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۲، شماره ۱، صفحه ۶۱-۷۳، تابستان ۱۳۹۱.
- [۱۷] فرشید میثاقی، تقی بارفروشی و میثم جعفری، «برنامه ریزی توسعه تولیدات پراکنده در پست‌های فوق توزیع با در نظر گرفتن توسعه پست‌های انتقال با استفاده از مدل دوسطحی جدید»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۷، شماره ۱، صفحه ۲۷۵-۲۸۶، بهار ۱۳۹۶.
- [18] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Press, New York, 1996.
- [19] E. Naderi, H. Seifi, and M. S. Sepasian, “A dynamic approach for distribution system planning considering distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 3, pp. 1313-1322, Jul. 2012.

همچنین رابطه‌ای برای تعیین حداقل ظرفیت ترانسفورماتور یدکی که به‌ازای آن شبکه بعد از نصب ترانسفورماتور یدکی دچار قطعی بار نشود ارائه شده است. مدل سازی انجام شده نشان می‌دهد در انتخاب ظرفیت ترانسفورماتور یدکی درصد بارگذاری پست‌های منطقه و اختلاف ظرفیت بزرگ‌ترین و کوچک‌ترین ترانسفورماتورها در پست‌های منطقه پارامترهای مهمی هستند.

مطالعات انجام شده بر روی شبکه‌ای واقعی دارای ۸۴ پست با ترکیبی از ترانسفورماتورهای ۲۰، ۳۰ و ۴۰ مگاولت آمپری نشان می‌دهد، هرچه ارزش اقتصادی برق بیش‌تر باشد، صرفه‌جویی ناشی از وجود ترانسفورماتور یدکی بیش‌تر و هرچه درصد بارگذاری پست‌ها افزایش یابد، وجود ترانسفورماتور یدکی با ظرفیت بیش‌تر به صرفه‌تر است. به‌طور مثال در بارگذاری ۷۵ درصدی پست‌های منطقه، مقدار انتظاری انرژی تأمین نشده با وجود ترانسفورماتورهای یدکی ۳۰ و ۴۰ مگاولت آمپری برابر است. بنابراین با توجه به هزینه ترانسفورماتور یدکی انتخاب ترانسفورماتور ۳۰ مگاولت آمپری به‌عنوان یدکی به صرفه‌تر است. اما با افزایش درصد بارگذاری پست‌ها، انتخاب ترانسفورماتور یدکی با ظرفیت ۴۰ مگاولت آمپر به صرفه‌تر است.

مراجع

- [1] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, Marcel Dekker, New York, 2004.
- [2] M. Sefidgaran, M. Mirzaie and A. Ebrahimzadeh, “Reliability model of the power transformer with ONAF cooling,” *Electric Power Energy Systems*, vol. 35, pp. 97-104, February, 2012.
- [3] S. K. E. Awadallah, J. V. Milanovic and P. N. Jarman, “The influence of modeling transformer age related failures on system reliability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 3, pp. 970-979, 2015.
- [4] W. E. Featheringill, “Power transformer loading,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-19, pp. 21-27, 1983.
- [5] X. Ma and D. Xu, “Research on economical operation of transformer considering dependability,” in *Proc. Power and Energy Eng. Conf. (APPEEC) Asia-Pacific*, pp. 1-5, Wuhan, March 25-28, 2011.
- [6] A. A. Chowdhury, L. Bertling and D. E. Custer, “Determining distribution substation transformer optimal loading using a reliability cost-benefit approach,” in *Proc. 9th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1-9, Stockholm, June 11-15, 2006.
- [7] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering System*, Plenum, New York, 2nd edn, 1994.
- [8] G. A. Hamoud, F. Qureshy, A. Elen and L. Lee,