

بررسی اثر واحدهای فتولتاییک خانگی بر روی عمر ترانسفورماتورهای توزیع برق

سعید امینی‌زاده، جعفر عبادی

موجود برای تعیین AAF به کمک تعیین دمای نقطه داغ^۲ ترانسفورماتور می‌باشد. HST وابسته به دمای سیم‌پیچ می‌باشد، به طوری که هر چه میزان دمای سیم‌پیچ ترانسفورماتور بیشتر باشد، HST بالاتر بوده و پیری ترانسفورماتور سریع‌تر رخ می‌دهد [۶ و ۵].

در دهه گذشته واحدهای تولید پراکنده به طور گسترده‌ای در بخش خانگی افزایش یافته‌اند [۷]. تعیین مزایای فنی و اقتصادی این واحد بسیار مورد توجه شرکت بهره‌بردار بوده است و در بسیاری از مقالات به بررسی آن‌ها پرداخته شده است به طوری که در مراجع [۸-۱۰] برخی از آن‌ها مورد بررسی قرار گرفته است. این مقالات بیشتر به بررسی اثر این واحدها بر روی بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات و ... پرداخته‌اند و کمتر به بررسی اثر آن‌ها بر روی عمر ترانسفورماتور پرداخته شده است. با این حال در تعدادی محدودی از مقالات از جمله مراجع [۱۱-۱۳] به بررسی اثر واحدهای فتولتاییک (PV) بر روی عمر ترانسفورماتور پرداخته شده است. روش تعیین عمر ترانسفورماتور در این مراجع به کمک استاندارد IEC ۶۰۰۷۶-۷ و IEEE C57-۹۱ می‌باشد.

تعیین اثر واحدهای PV بر روی عمر ترانسفورماتور به کمک تعیین AAF صورت می‌پذیرد. برای تعیین AAF نیاز به تعیین HST می‌باشد، از این رو لازم است که به بررسی اثر واحدهای PV بر روی دمای نقطه داغ پرداخته شود. لذا در ادامه به بررسی روشی برای تعیین دمای نقطه داغ پرداخته شده است.

مطالعه در این مقاله بر روی سه ترانسفورماتور ۳۱۵KVA در شهر مشهد و در بخش خانگی صورت گرفته است. برای این منظور یک مدل برای تعیین دمای نقطه داغ ترانسفورماتور پیشنهاد گردیده است. همچنین اثر واحدهای PV بر روی عمر ترانسفورماتورها توزیع و میزان نفوذ آن‌ها در شبکه بر روی عمر آن‌ها مورد بررسی قرار خواهد گرفت. برای مقایسه عمر ترانسفورماتورها نیز در شرایط وجود و عدم وجود واحدهای PV از معیار AAF استفاده شده است. در ادامه در بخش دوم مدل‌سازی

چکیده - به کارگیری سیستم‌های فتولتاییک در مصارف خانگی با پیامدهایی برای شبکه توزیع همراه است. از آنجایی که بیشترین میزان توان تولیدی سیستم‌های فتولتاییک در ساعات میانی روز است و این ساعات منطبق بر ساعات پیک بار فصلی تابستانی می‌باشد، لذا این امر موجب می‌گردد که از فشار وارد بر ترانسفورماتورهای توزیع کاسته شود و در نتیجه عمر مفید آن‌ها افزایش یابد.

در این مقاله به بررسی عمر ترانسفورماتورهای توزیع در حضور واحدهای فتولتاییک پرداخته شده است. عمر ترانسفورماتورها در دو حالت حضور و عدم حضور واحدهای فتولتاییک مورد بررسی قرار گرفته است و همچنین به بررسی اثر نفوذ این واحدها بر روی میزان بهبود در عمر ترانسفورماتورها پرداخته شده است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در حضور واحدهای فتولتاییک، عمر ترانسفورماتور بهبود می‌یابد، اما با افزایش نفوذ آن‌ها میزان کاهش در ضریب شتاب پیری ترانسفورماتور افزایش چندانی پیدا نمی‌کند.

واژه‌های کلیدی- واحد فتولتاییک، دمای نقطه داغ، ضریب شتاب پیری، ترانسفورماتور توزیع

۱- مقدمه

ترانسفورماتور توزیع یکی از مهمترین قسمت‌های شبکه توزیع محسوب می‌گردد [۱]. هزینه نصب بالای ترانسفورماتور جدید سبب شده است که شرکت‌های توزیع تلاش کنند که برای افزایش سود خود، از آن در بیشترین زمان ممکن بهره‌برداری نمایند [۲]. از این رو تعیین عمر ترانسفورماتورها و بهبود عمر آن‌ها یکی از اولویت‌های این شرکت‌ها می‌باشد.

عمر ترانسفورماتور اساساً وابسته به شرایط عایق سیم‌پیچ آن می‌باشد و برای تعیین عمر ترانسفورماتور توجه به عمر عایقی آن می‌شود [۳ و ۴]. یکی از راه‌های تعیین عمر ترانسفورماتور استفاده از روشی موسوم به تعیین ضریب شتاب پیری^۱ (AAF) می‌باشد. روش

سعید امینی‌زاده، دانشجوی دانشگاه فردوسی مشهد
(email: aminizadeh92@gmail.com)
جعفر عبادی، استادیار دانشگاه فردوسی مشهد
(email: ebadi@um.ac.ir)

^۲ Hot Spot Temperature (HST)

^۱ Acceleration Aging Factor (AAF)

۳- مدل سازی حرارتی ترانسفورماتور

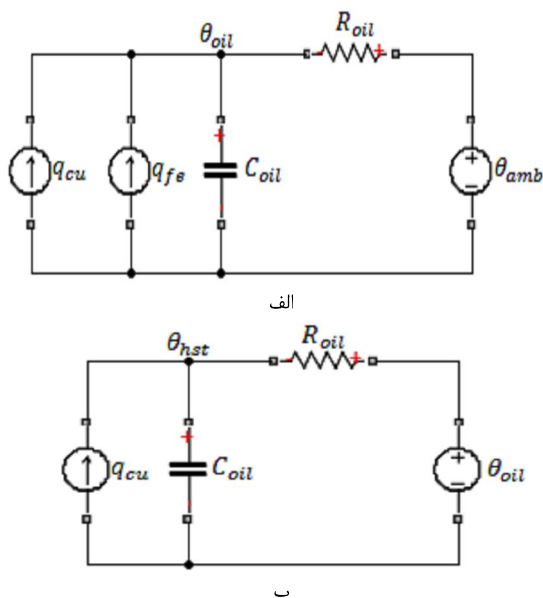
۳-۱ تعیین دمای نقطه داغ

دمای نقطه داغ بیشترین دمای سیم پیچ ترانسفورماتور می باشد. برای تعیین HST از روش مداری که در مرجع [۱۵] ارائه شده است، استفاده گردیده است. در این مدل θ با V ، q با I ، منبع گرما با منبع جریان و منبع ولتاژ نشان داده می شود. در شکل (۱) مدل مداری برای به دست آوردن HST آورده شده است. در این مدل ابتدا دمای بالای روغن^۳ به دست آورده می شود و به کمک آن دمای HST به دست آورده خواهد شد. پس از نوشتن معادلات مدارهای فوق و بازسازی آن ها، به روابط زیر برای به دست آوردن HST و TOT رسیده می شود که در آن ها به ترتیب رابطه (۱) و (۲) برای به دست آوردن TOT و HST مورد استفاده قرار می گیرد [۱۵].

$$\frac{1 + \beta \cdot I_{pu}^2}{1 + \beta} [\Delta\theta_{oil,R}]^n = \tau_{oil,R} \frac{d\theta_{oil}}{d\theta} + [\theta_{oil} - \theta_{amb}]^n \quad (۱)$$

$$I_{pu}^2 [\Delta\theta_{H,R}]^m = \tau_{H,R} \frac{d\theta_H}{d\theta} + [\theta_H - \theta_{oil}]^m \quad (۲)$$

در روابط فوق β نسبت تلفات باردار به بی باری، $\Delta\theta_{oil,R}$ اختلاف TOT و دمای محیط در بار نامی، $\tau_{oil,R}$ ثابت زمانی دمای بالای روغن، $\Delta\theta_{H,R}$ اختلاف HST و TOT در بار نامی، $\tau_{H,R}$ ثابت زمانی دمای نقطه داغ، θ_{amb} دمای محیط، θ_{oil} دمای بالای روغن، θ_H دمای نقطه داغ و m و n ثابت های تجربی هستند.



شکل ۱- الف. تعیین دمای بالای روغن ب. تعیین دمای نقطه داغ

آماری متغیرها برای شبیه سازی، در بخش سوم مدل حرارتی ترانسفورماتور برای تعیین دمای نقطه داغ و تعیین AAF، در بخش چهارم نتایج حاصل از شبیه سازی و در بخش پنجم نتیجه گیری ارائه خواهد گردید.

۲- مدل سازی آماری

برای بررسی HST و AAF داده های یک ساله بارگیری ترانسفورماتورها توسط ثبات آن ها جمع آوری گردیده است. داده های دما و شدت تابش خورشید نیز در این مدت از مرکز هواشناسی مشهد جمع آوری گردیده شده است. داده ها در هر ۱۵ دقیقه، یک بار ثبت شده است، از این رو در هر روز ۹۶ داده وجود دارد. برای اینکه شبیه سازی دقیق تر صورت پذیرد، داده ها به چهار قسمت تقسیم بندی گردیده است و داده های هر فصل به طور جداگانه مورد بررسی قرار گرفته است. برای مدل سازی آماری متغیرها نیز از توزیع نرمال استفاده شده است، به طوری که برای داده های هر ۱۵ دقیقه ی بار، دما و شدت تابش خورشید یک توزیع در نظر گرفته شده است.

برای مدل سازی واحدهای PV از مدل ارائه شده در مرجع [۱۴] استفاده شده است. برای شبیه سازی نیز از پنل KC۲۰۰GT استفاده شده است. مشخصات این پنل در جدول ۱ آورده شده است. میزان توان تولیدی واحدهای PV در هر ۱۵ دقیقه و با توجه به شدت تابش خورشید و دمای محیط محاسبه گردیده است. شبیه سازی به کمک روش مونت کارلو صورت گرفته است. برای این منظور ۱۰۰۰ مرحله مونت کارلو در هر ۱۵ دقیقه و در طی ۹۶ مرحله انجام شده است تا به دقت کافی در محاسبات رسیده شود. این کار برای داده های فصول مختلف انجام پذیرفته است تا مقدار AAF در فصول مختلف و در طول یک سال به دست آورده شود.

جدول ۱- مشخصات پنل خورشیدی KC۲۰۰GT

| | |
|-------------|-----------|
| Imp | ۷/۶۱A |
| Vmp | ۲۶/۳۷ |
| $P_{max,e}$ | ۲۰۰/۱۴۳W |
| Isc | ۸/۲۱A |
| Voc | ۳۲/۹۷ |
| K_v | -۰/۱۲۳V/K |
| K_i | ۰/۰۰۳۲A/K |
| Ns | ۵۴ |

^۳ Top Oil Temperature (TOT)

توزیع، ترانسفورماتورها باری نامتقارن دارند. این نامتقارنی بار سبب می‌شود که فازهای مختلف، دمای نقطه داغ متفاوتی داشته باشند. برای به دست آوردن دمای داغ در فازهای مختلف، رابطه (۲) به صورت روابط (۶) تا (۸) برای فازهای مختلف بازنویسی می‌شود.

$$I_{pu}^A [\Delta\theta_{H,R}]^{1/m} = \tau_{H,R} \frac{d\theta_H^A}{d\theta} + [\theta_H^A - \theta_{oil}]^{1/m} \quad (۶)$$

$$I_{pu}^B [\Delta\theta_{H,R}]^{1/m} = \tau_{H,R} \frac{d\theta_H^B}{d\theta} + [\theta_H^B - \theta_{oil}]^{1/m} \quad (۷)$$

$$I_{pu}^C [\Delta\theta_{H,R}]^{1/m} = \tau_{H,R} \frac{d\theta_H^C}{d\theta} + [\theta_H^C - \theta_{oil}]^{1/m} \quad (۸)$$

مقدار دمای بالای روغن به کمک مجموع RMS فازها به دست می‌آید [۱۱] و از روابط (۹) تا (۱۱) برای به دست آوردن آن استفاده می‌شود.

$$I_{cl} = \sqrt{I_{rms}^A + I_{rms}^B + I_{rms}^C} \quad (۹)$$

$$I_{pu} = \frac{I_{cl}}{I_{rated}} \quad (۱۰)$$

$$\left(\frac{q_{sun}}{q_{LL,R} + q_{fe,R}} + \frac{1 + \beta \cdot I_{cl}^2}{1 + \beta} \right) [\Delta\theta_{oil,R}]^{1/n} = \tau_{oil,R} \frac{d\theta_{oil}}{d\theta} \quad (۱۱)$$

+ [\theta_{oil} - \theta_{amb}]^{1/n}

مدل ارائه شده برای داده‌های پیوسته می‌باشد، این درحالی است که داده‌های موجود برای شبیه‌سازی گسسته است، از این رو لازم است که مدل را به مدل گسسته تبدیل نمود. برای تبدیل مدل به گسسته از روش اویلر استفاده می‌شود. روش اویلر به صورت رابطه (۱۲) می‌باشد.

$$\frac{dy}{dt} \rightarrow \frac{y_2 - y_1}{\Delta t} \quad (۱۲)$$

۲-۳ تعیین ضریب شتاب پیری

ضریب شتاب پیری بیان‌کننده میزان نرخ پیری یک ترانسفورماتور در یک مدت زمان معین می‌باشد، برای نمونه مقدار AAF برابر دو، به این معناست که ترانسفورماتور عمری نصف عمر نرمال دارد. AAF به طور مستقیم وابسته به HST ترانسفورماتور می‌باشد و هرچه HST بزرگتر باشد، این ضریب بزرگتر است و ترانسفورماتور سریع‌تر پیر خواهد شد.

با توجه به استاندارد IEEE C۵۷-۹۱ مقدار AAF در هر دمای نقطه داغ به صورت رابطه (۱۳) به دست می‌آید [۶].

$$V_t = \exp\left(\frac{15000}{110 + 273} - \frac{15000}{\theta_h + 273}\right) \quad (۱۳)$$

در رابطه (۱۳) مقدار AAF و θ_h مقدار HST می‌باشد. با توجه به این رابطه، در دمای نقطه داغ ۱۱۰ درجه مقدار AAF برابر واحد می‌باشد و ترانسفورماتور عمری نرمال خواهد داشت و با افزایش HST از مقدار ۱۱۰ درجه، ترانسفورماتور عمری کمتر از

در روابط (۱) و (۲) تنها میزان بارگیری و دمای محیط در مدل دمای نقطه داغ اثر داده شده است و شدت تابش در مدل در نظر گرفته نشده است. شدت تابش خورشید را می‌توان به صورت یک منبع گرما در نظر گرفت که مقدار توان آن برابر رابطه (۳) می‌باشد [۱۶].

$$P_{sun}(t) = C \cdot A \cdot IR(t) \quad (۳)$$

در این رابطه C ضریب انتشار نور توسط مواد است که بستگی به رنگ ترانسفورماتور دارد، A سطح مؤثری از ترانسفورماتور است که در معرض تابش خورشید قرار می‌گیرد و IR شدت تابش خورشید می‌باشد.

از آنجایی که شدت تابش خورشید یک منبع گرما محسوب می‌گردد، آن را به صورت یک منبع جریان با مقدار P_{sun} در مدل مداری فوق در نظر گرفته می‌شود که سبب افزایش TOT و به تبع آن HST خواهد شد. مدار معادل جدید برای تعیین TOT به صورت شکل ۲ می‌باشد و مقدار HST نیز از مدار معادل شکل ۱-ب به دست خواهد آمد. از تحلیل مدار معادل شکل ۲ به رابطه (۴) رسیده می‌شود. در این رابطه C_{oil} خازن حرارتی روغن و $R_{oil,R}$ مقاومت غیرخطی است که مشخص‌کننده مقاومت حرارتی روغن می‌باشد.

$$q_{sun} + q_{fe} + q_{cu} = C_{oil} \frac{d\theta_{oil}}{d\theta} + \frac{1}{R_{oil,R}} [\theta_{oil} - \theta_{amb}]^{1/n} \quad (۴)$$

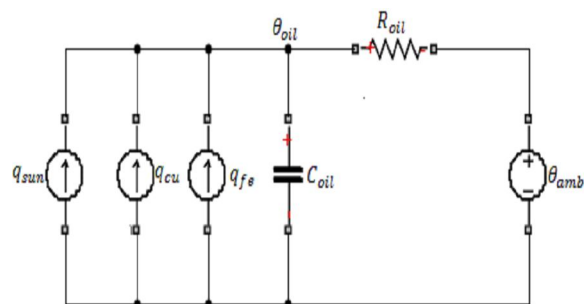
رابطه (۴) می‌تواند به صورت رابطه (۵) نیز بازنویسی گردد. در این رابطه $q_{cu,R}$ تلفات مسی در بار نامی و $q_{fe,R}$ تلفات بی‌باری می‌باشد.

$$\left(\frac{q_{sun}}{q_{cu,R} + q_{fe,R}} + \frac{1 + \beta \cdot I_{pu}^2}{1 + \beta} \right) [\Delta\theta_{oil,R}]^{1/n} = \tau_{oil,R} \frac{d\theta_{oil}}{d\theta} \quad (۵)$$

+ [\theta_{oil} - \theta_{amb}]^{1/n}

پس از به دست آوردن دمای بالای روغن، مقدار دمای نقطه داغ به کمک رابطه (۲) به دست می‌آید.

روابط (۲) و (۵) زمانی مورد استفاده قرار می‌گیرند که جریان ترانسفورماتور متقارن باشد، این در حالی است که غالباً در بخش



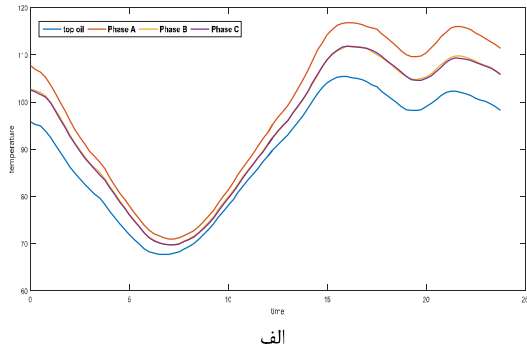
شکل ۲- تعیین دمای بالای روغن در حضور شدت تابش خورشید

نرمال خواهد داشت.

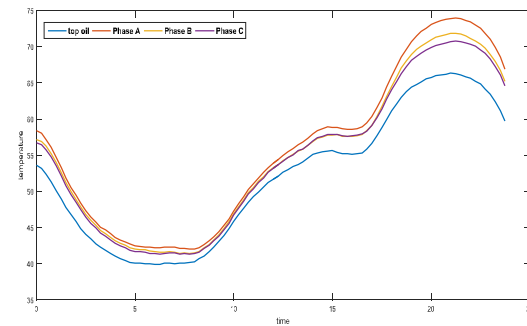
هنوز سالم می‌باشند.

برای به دست آوردن مقدار AAF در یک مدت زمان معین مانند یک روز یا یک سال از رابطه (۱۴) استفاده می‌گردد. در این رابطه مقدار V_{EQA} مقدار AAF معادل در یک مدت زمان معین، V_n مقدار AAF در بازه زمانی n ام و Δt_n اندازه طول فاصله زمانی n ام می‌باشد.

$$V_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N V_n \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (14)$$

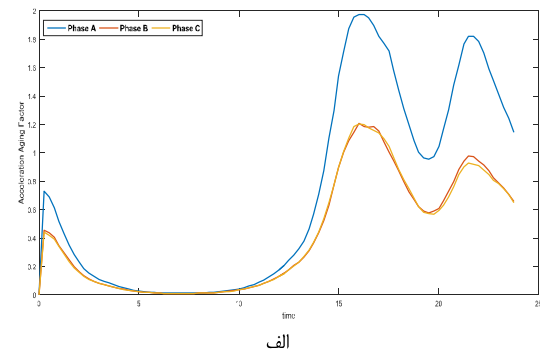


الف

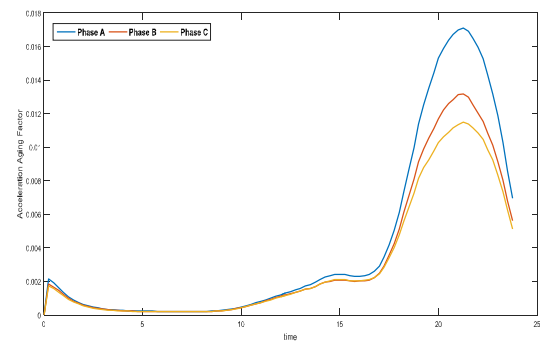


ب

شکل ۳- دمای بالای روغن و نقطه داغ ترانسفورماتور اول در طول روز الف- فصل تابستان ب- فصل زمستان



الف



ب

شکل ۴- ضریب شتاب پیری ترانسفورماتور اول در طول روز الف- فصل تابستان ب- فصل زمستان

۴- نتایج شبیه‌سازی

در این تحقیق، مطالعه بر روی سه ترانسفورماتور ۳۱۵ کیلوولت آمپر در شهر مشهد صورت گرفته است. ترانسفورماتورها در بخش خانگی نصب گردیده‌اند. مشخصات ترانسفورماتور در جدول (۲) آمده است. همچنین فرض شده است که واحدهای PV توسط مشترکین و در بخش خانگی نصب گردیده‌اند. برای شبیه‌سازی دو حالت حضور و عدم حضور واحدهای PV در نظر گرفته شده‌است.

۱-۴ عدم حضور واحدهای PV

در ابتدا در شبیه‌سازی فرض شده است که هیچ یک از خانه‌ها دارای واحد PV نمی‌باشند. شکل ۳ دمای نقطه داغ ترانسفورماتور اول و شکل ۴ ضریب شتاب پیری آن را در فصل تابستان و زمستان نشان می‌دهد. با توجه به شکل ۴-الف مشاهده می‌شود که در فصل تابستان ضریب شتاب پیری ترانسفورماتور از ساعت ۱۳ تا ۲۳ بیشتر از یک می‌باشد که نشان‌دهنده کمتر بودن عمر ترانسفورماتور از عمر نرمال آن می‌باشد. همچنین با توجه به شکل ۳ و ۴ مشاهده می‌شود که HST و AAF در سه فاز مختلف به دلیل نامتقارنی بار متفاوت می‌باشد به طوری که با توجه به شکل ۴ مشاهده می‌شود که نرخ پیری فاز A تقریباً دو برابر دو فاز دیگر می‌باشد. این تفاوت در نرخ پیری سبب می‌گردد فاز A در مقایسه با دو فاز دیگر سریع‌تر پیر گردد، از این رو با پایان عمر فاز A ترانسفورماتور از کار می‌افتد این درحالی است که دو فاز دیگر

جدول ۲- مشخصات حرارتی ترانسفورماتور نمونه

| | | | |
|------------------------|---------|----------------------|--------|
| C | ۰/۳۵ | n | ۰/۸ |
| Atrans | $2 m^2$ | $\tau_{oil,R}$ | ۱۹۰Min |
| $\Delta\theta_{oil,R}$ | ۵۵K | $\tau_{H,R}$ | ۶Min |
| $q_{LL,R}$ | ۵۴۰۰W | $\Delta\theta_{H,R}$ | ۲۵K |
| $q_{fe,R}$ | ۷۲۰W | m | ۱/۶ |
| β | ۷/۵ | | |

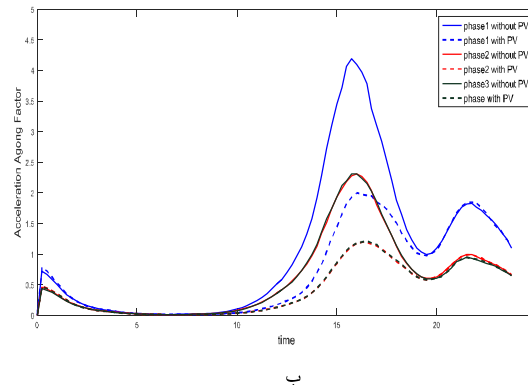
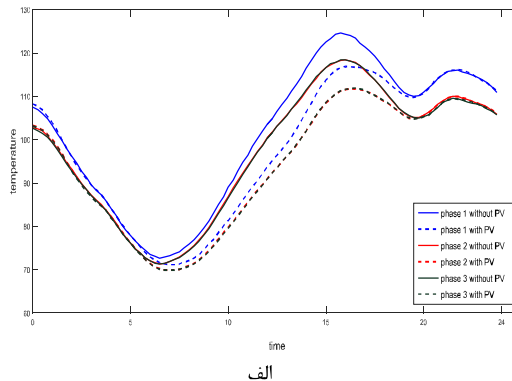
جدول ۳- بررسی ضریب شتاب پیری ترانسفورماتور در نفوذهای مختلف واحدهای PV

| ترانسفورماتور | نفوذ واحد (%) PV | بهار | | | تابستان | | | پاییز | | | زمستان | | | سالانه | | |
|-------------------|------------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|
| | | فاز A | فاز B | فاز C | فاز A | فاز B | فاز C | فاز A | فاز B | فاز C | فاز A | فاز B | فاز C | فاز A | فاز B | فاز C |
| ترانسفورماتور اول | پایه | ۰/۰۴۹ | ۰/۰۳۸ | ۰/۰۳۸ | ۱/۰۲۶۸ | ۰/۶۰۵ | ۰/۶۰۳ | ۰/۰۱۰ | ۰/۰۰۷ | ۰/۰۰۶ | ۰/۰۰۵ | ۰/۰۰۴ | ۰/۰۰۳ | ۰/۲۷ | ۰/۱۶ | ۰/۱۶ |
| | ۵ | ۰/۰۳۷ | ۰/۰۲۹ | ۰/۰۲۸ | ۰/۷۰۱ | ۰/۴۱۸ | ۰/۴۱۳ | ۰/۰۰۸ | ۰/۰۰۶ | ۰/۰۰۶ | ۰/۰۰۴ | ۰/۰۰۳ | ۰/۰۰۳ | ۰/۱۸ | ۰/۱۱ | ۰/۱۱ |
| | ۱۰ | ۰/۰۳۲ | ۰/۰۲۴ | ۰/۰۲۴ | ۰/۵۴ | ۰/۳۲ | ۰/۳۱ | ۰/۰۰۷ | ۰/۰۰۵ | ۰/۰۰۵ | ۰/۰۰۳ | ۰/۰۰۲ | ۰/۰۰۲ | ۰/۱۴ | ۰/۰۸ | ۰/۰۸ |
| | ۱۵ | ۰/۰۲۹ | ۰/۰۲۲ | ۰/۰۲۱ | ۰/۴۵ | ۰/۲۷ | ۰/۲۶ | ۰/۰۰۶ | ۰/۰۰۵ | ۰/۰۰۵ | ۰/۰۰۳ | ۰/۰۰۲ | ۰/۰۰۲ | ۰/۱۲ | ۰/۰۷ | ۰/۰۷ |
| ترانسفورماتور دوم | پایه | ۰/۰۵۸ | ۰/۰۶۴ | ۰/۰۵۸ | ۲/۰۳۷ | ۲/۶۰۹ | ۱/۶۸ | ۰/۰۱۰ | ۰/۰۱۲ | ۰/۰۱۱ | ۰/۰۰۳ | ۰/۰۰۳ | ۰/۰۰۳ | ۰/۵۷ | ۰/۶۷ | ۰/۴۳ |
| | ۵ | ۰/۰۳۸ | ۰/۰۴۳ | ۰/۰۳۸ | ۱/۲۷ | ۱/۶۴ | ۱/۰۵ | ۰/۰۰۸ | ۰/۰۱ | ۰/۰۰۹ | ۰/۰۰۲ | ۰/۰۰۲ | ۰/۰۰۲ | ۰/۳۳ | ۰/۴۲ | ۰/۲۷ |
| | ۱۰ | ۰/۰۲۹ | ۰/۰۳۳ | ۰/۰۳ | ۰/۹۲ | ۱/۲ | ۰/۷۶ | ۰/۰۰۷ | ۰/۰۰۸ | ۰/۰۰۷ | ۰/۰۰۱ | ۰/۰۰۱ | ۰/۰۰۱ | ۰/۲۴ | ۰/۳۱ | ۰/۲۰ |
| | ۱۵ | ۰/۰۲۴ | ۰/۰۲۸ | ۰/۰۲۵ | ۰/۷۵ | ۰/۹۸ | ۰/۶۲ | ۰/۰۰۶ | ۰/۰۰۷ | ۰/۰۰۷ | ۰/۰۰۱ | ۰/۰۰۱ | ۰/۰۰۱ | ۰/۱۹ | ۰/۲۵ | ۰/۱۶ |
| ترانسفورماتور سوم | پایه | ۰/۵۲ | ۰/۶۸ | ۰/۵۷ | ۴/۲۴ | ۴/۹۲ | ۴/۳۳ | ۰/۱۸ | ۰/۲۱ | ۰/۱۸ | ۰/۰۸۸ | ۰/۱۰۲ | ۰/۰۸۷ | ۱/۲۶ | ۱/۴۶ | ۱/۲۹ |
| | ۵ | ۰/۳۸ | ۰/۴۵ | ۰/۴۳ | ۲/۹۹ | ۲/۴۳ | ۲/۰۸ | ۰/۱۶ | ۰/۱۸ | ۰/۱۵ | ۰/۰۶ | ۰/۰۷ | ۰/۰۶ | ۰/۹۰ | ۱/۰۳ | ۰/۹۳ |
| | ۱۰ | ۰/۳۲ | ۰/۳۸ | ۰/۳۶ | ۲/۴۴ | ۲/۷۸ | ۲/۵۲ | ۰/۱۴ | ۰/۱۶ | ۰/۱۴ | ۰/۰۵۶ | ۰/۰۶۵ | ۰/۰۵۵ | ۰/۷۴ | ۰/۸۵ | ۰/۷۷ |
| | ۱۵ | ۰/۲۹ | ۰/۳۴ | ۰/۳۳ | ۲/۱۸ | ۲/۴۷ | ۲/۲۵ | ۰/۱۳ | ۰/۱۵ | ۰/۱۳ | ۰/۰۵۱ | ۰/۰۵۹ | ۰/۰۵۰ | ۰/۶۶ | ۰/۷۶ | ۰/۶۹ |

۲-۴ حضور واحدهای PV

در این قسمت فرض شده است که واحدهای PV توسط بخش خانگی نصب گردیده است و این واحدها به صورت متصل به شبکه در نظر گرفته شده‌اند. همچنین در طول شبیه سازی فرض شده است که واحدهای PV در پیشینه توان خود کار می‌کند و تعداد واحدهای PV در هر فاز یکسان می‌باشد. شبیه‌سازی ابتدا در نفوذ ۵ درصد انجام گرفته است. شکل ۵ دمای نقطه داغ ترانسفورماتور اول و ضریب شتاب پیری آن را در دو حالت حضور و عدم حضور واحدهای PV با هم مقایسه می‌کند. همچنین با توجه به این شکل مشاهده می‌شود که بیشترین کاهش در HST و AAF مربوط به ساعت ۱۲ ظهر می‌باشد، یعنی زمانی که این واحدها دارای بیشترین توان تولیدی خود می‌باشند. از طرفی در فصل تابستان پیک بار در مشهد در ساعت ۱۲ ظهر می‌باشد و لذا بیشترین افزایش در ضریب شتاب پیری نیز در این ساعت رخ می‌دهد از طرفی به دلیل پیشینه بودن توان تولیدی واحدهای PV در این ساعت مقدار زیادی از اندازه AAF کاسته می‌گردد که سبب بهبود عمر ترانسفورماتور توزیع خواهد گردید.

جدول (۳) به بررسی ضریب شتاب پیری سه ترانسفورماتور پرداخته است. در این جدول حالت پایه حالتی است که هیچ واحد PV وارد مدار نمی‌باشد. همچنین ستون‌های سوم تا ششم مربوط به اندازه AAF در فصل‌های بهار تا زمستان می‌باشد و ستون



شکل ۵- الف- دمای نقطه داغ سیم پیچ ترانسفورماتور در فصل تابستان در دو حالت حضور و عدم حضور واحدهای PV ب- ضریب شتاب پیری ترانسفورماتور در فصل تابستان در دو حالت حضور و عدم حضور واحدهای PV

- [۲] R. Jongen, P. Morshuis, J. Smit, A. Janssen, and E. Gulski, "A statistical approach to processing power transformer failure data," *Cired 19th Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. ۵۴۶, pp. ۲۱-۲۴, ۲۰۰۷.
- [۳] T. V. Oommcn, Thomas A. Prcvost, "Cellulose Insulation in Oil-Filled Power Transformers: Part II – Maintaining Insulation Integrity and Life", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. ۲۲, no. ۲, pp. ۵-۱۴, ۲۰۰۶.
- [۴] B. Gorgan, P. V. Notinger, J. M. Wetzer, H. F. a. Verhaart, P. a. a. F. Wouters, A. van Schijndel, and G. Tanasescu, "Calculation of the remaining lifetime of power transformers paper insulation," *۲۰۱۲ ۱۳th Int. Conf. Optim. Electr. Electron. Equip.*, pp. ۲۹۳-۳۰۰, May ۲۰۱۲.
- [۵] "IEC Loading Guide for Oil Immersed Power Transformers," IEC Stand., pp. ۶۰۰۷۶-۷, ۲۰۰۵.
- [۶] "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil- Immersed Transformers, IEEE Stand., IEEE C۵۷.۹۱, ۱۹۹۵
- [۷] H. A. Gil and G. Joos, "On the quantification of the network capacity deferral value of distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. ۲۱, no. ۴, pp. ۱۵۹۲-۱۵۹۹, Nov. ۲۰۰۶.
- [۸] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. ۱۹, no. ۴, pp. ۷۶۴-۷۷۳, Dec. ۲۰۰۴.
- [۹] M. Thomson and D. G. Infield, "Network power-flow analysis for a high penetration of distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. ۲۲, no. ۳, pp. ۱۱۵۷-۱۱۶۲, Aug. ۲۰۰۷.
- [۱۰] M. Thomson and D. G. Infield, "Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems," *Inst. Eng. Technol. Renew. Power Gen.*, vol. ۱, no. ۱, pp. ۳۳-۴۰, Mar. ۲۰۰۷.
- [۱۱] H. Pezeshki, P. J. Wolfs, and G. Ledwich, "Impact of High PV Penetration on Distribution Transformer Insulation Life," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. ۲۹, no. ۳, pp. ۱۲۱۲-۱۲۲۰, Jun. ۲۰۱۴.
- [۱۲] S. M. M. Agah, H. A. Abyaneh, and S. Member, "Distribution Transformer Loss-of-Life Reduction by Increasing Penetration of Distributed Generation," *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. ۲۶, no. ۲, pp. ۱۱۲۸-۱۱۳۶, ۲۰۱۱.
- [۱۳] S. M. M. Agah, H. A. Abyaneh, and S. Member, "Quantification of the Distribution Transformer Life Extension Value of Distributed Generation," *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. ۲۶, no. ۳, pp. ۱۸۲۰-۱۸۲۸, ۲۰۱۱.
- [۱۴] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", *IEEE Transaction on Power Electronics*, VOL. ۲۴, NO. ۵, MAY ۲۰۰۹.
- [۱۵] G. Swift, T. Molinski, and W. Lehn, "A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit," *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. ۱۶, no. ۲, pp. ۱۷۱-۱۷۵, ۲۰۰۱.
- [۱۶] B. Gorgan, P. V. Notinger, J. M. Wetzer, H. F. a. Verhaart, P. a. a. F. Wouters, and a. Van Schijndel, "Influence of solar irradiation on power transformer thermal balance," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. ۱۹, no. ۶, pp. ۱۸۴۳-۱۸۵۰, Dec. ۲۰۱۲.

انتهایی آن نیز مربوط به مقدار سالانه AAF است. با توجه به این جدول مشاهده می‌شود که بیشترین میزان AAF مربوط به فصل تابستان می‌باشد که به دلیل پیک بار منطقی می‌باشد. همچنین برای ترانسفورماتور سوم مقدار سالانه AAF برای فازهای مختلف آن بیشتر از یک می‌باشد که نشان دهنده آن است که عمر این ترانسفورماتور کمتر از عمر نرمال آن می‌باشد. برای مثال برای فاز A این ترانسفورماتور مقدار AAF برابر ۱/۲۶ می‌باشد که به این معنا است که اگر عمر نرمال آن برابر ۳۰ سال باشد، فاز A این ترانسفورماتور ۲۲/۸ سال عمر خواهد کرد.

در جدول (۳) مقدار AAF در سه نفوذ ۵، ۱۰ و ۱۵ درصدی واحدهای PV آورده شده است. منظور از نفوذ مقدار درصد باری است که واحدهای PV از بار نامی ترانسفورماتور تولید می‌کنند. با توجه به این جدول، در تمامی فصول کاهش در میزان AAF مشاهده می‌شود. بیشترین میزان کاهش در AAF مربوط فصل تابستان می‌باشد، دلیل آن این است که پیک بار مقارن با بیشترین میزان توان تولیدی واحدهای PV می‌باشد. کمترین میزان کاهش نیز مربوط به فصل زمستان می‌باشد، دلیل آن این است که در پیک بار زمستان میزان توان تولیدی واحدهای PV صفر می‌باشد. با توجه به جدول (۳) مشاهده می‌گردد که با افزایش نفوذ واحد PV در شبکه میزان بهبود در عمر ترانسفورماتور افزایش چندانی نمی‌یابد، به طوری که با توجه به این جدول، میزان کاهش در AAF سالانه به ازای ۱۰ درصد نفوذ در مقایسه با ۵ درصد نفوذ این واحدها چندان نمی‌باشد.

۵- نتیجه گیری

با توجه به نتایج این مقاله مشاهده می‌شود نفوذ واحدهای PV در شبکه در عمر ترانسفورماتورهای توزیع بهبود ایجاد می‌کند. با توجه به این که در فصل تابستان پیک بار شهر مشهود ظاهر می‌باشد و با توجه به این که بیشترین میزان توان تولیدی واحدهای PV در ظاهر است، لذا استفاده از واحدهای PV در بهبود و افزایش عمر ترانسفورماتورهای توزیع تأثیر زیادی خواهد داشت. این بهبود با افزایش نفوذ واحدها در شبکه افزایش می‌یابد اما کاهش در مقدار AAF با افزایش نفوذ واحدها تغییر زیادی نمی‌یابد. در واقع اثر نفوذ واحدهای PV در بهبود عمر ترانسفورماتورهای توزیع در مقادیر نفوذ زیاد چندان قابل ملاحظه نمی‌باشد.

6

- [۱] B. Lesieutre, "An improved transformer top oil temperature model for use in an on-line monitoring and diagnostic system," *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. ۱۲, no. ۱, ۱۹۹۷.