

**PROCENA STARENJA TRANSFORMATORA NA OSNOVU DIJAGRAMA OPTEREĆENJA,
SADRŽAJA VLAGE U IZOLACIONOM SISTEMU I TEMPERATURE AMBIJENTA****EVALUATION OF TRANSFORMER AGEING BASED ON LOADING DIAGRAMS, MOISTURE
CONTENT IN INSULATION SYSTEM AND AMBIENT TEMPERATURE**

Zoran RADAKOVIĆ*, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija
Marko NOVKOVIĆ, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija
Uroš RADOMAN, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija
Srđan MILOSAVLJEVIĆ, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Beograd, Srbija
Vladimir OSTRACANIN, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija
Radomir TODOROVIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Brzina starenja (brzina smanjenja životnog veka transformatora) po klasičnoj teoriji raste sa temperaturom najtoplije tačke izolacije – za normalan kraft papir, prema IEC standardu, udvostručava se za svaki porast temperature od 6°C. U aneksu izdanja IEC standarda iz 2018. godine, koji se odnose na ovu problematiku, po prvi put su dati izrazi kojima se uvažava i uticaj vlage i kiseonika na brzinu starenja.

U radu su prikazani rezultati primene ove metode na 20 distributivnih transformatora, širom Srbije. Svi transformatori su za transformaciju napona sa 110 kV na niže naponske nivoe. Inicijalni izbor transformatora koji su analizirani izvršen je na osnovu lošijih rezultata redovnih električnih ispitivanja i hemijskih ispitivanja ulja. Primena algoritma iz IEC standarda zahteva niz ulaznih podataka: termičke karakteristike transformatora, dijagrame opterećenja (merene vrednosti snage sa relativno malom periodom od 15 minuta) tokom čitavog perioda rada transformatora na mreži, dijagrame promene temperature ambijenta, dijagrame promene sadržaja vlage i kiseonika. Pokazalo se da kompletan skup podataka ni za jedan od 20 transformatora nije bio dostupan. U radu je objašnjeno kako se u realnim uslovima, odnosno sa realno dostupnim podacima, može primeniti metoda iz IEC standarda, odnosno sagledati mogućnost analize starenja baziranog na ovoj metodi.

Ključne reči: Energetski transformatori, Starenje izolacije, Opterećivanje transformatora, Termičke karakteristike

ABSTRACT

The ageing rate (rate of transformer insulation life reduction), according to the wide applied traditional rule, is a function of the insulation hot-spot temperature – for non-thermally upgraded paper, according to the IEC standard, the ageing rate is doubled on every 6°C of temperature rise. Annex A of IEC standard from year 2018 includes the ageing rate equation, that takes the influence of the moisture and water content into account.

The method from IEC standard was applied on 20 transformers operating in Serbian distribution grid and the results are presented in this paper. All transformers are transforming voltage from 110kV to lower voltage levels. Selection of the analyzed transformers was performed based on the results of regular electrical tests and chemical oil tests than for other grid transformers. Transformers with somewhat poor results were selected. Calculation method from the IEC standard requires a series of input data: transformer thermal characteristics, loading diagram (measured power at relatively small time resolution (15 min)) for period when transformer was operable on the power grid, ambient temperature diagram and moisture and oxygen content diagram for the same period. It turned out that required set of data was incomplete for each of 20 selected transformers. The paper presents the methods for overcoming the problem of the missing data, i.e. how to get (as good as possible) an estimation of the ageing starting from the available set of data. As one of the conclusions, it is explained how realistic in practice is to estimate the ageing based on this method.

Key words: Power transformers, Insulation aging, Transformer loading, Thermal characteristics

1 UVOD

Opšte je poznato da je temperatura najtoplije tačke namotaja (hot-spot θ_{hs}) po pravilu najvažniji i kritičan parametar za opterećivanje energetskih uljnih transformatora. Postoje granične vrednosti θ_{hsmax} čije bi prekoračenje dovelo do trenutnog oštećenja izolacije namotaja, a u oblasti u kojoj je vrednost θ_{hs} između nominalne vrednosti za primenjenu klasu izolacije (θ_{hsn}) i θ_{hsmax} pogoršanja svojstava izolacije se odigravaju većom brzinom od normalne, što smanjuje životni vek transformatora u odnosu na očekivani (nominalni).

Pored temperature θ_{hs} , intenzitet starenja izolacije zavisi i od sadržaja vlage, kiseonika i prisustva kiselina. U glavnom delu IEC standarda za opterećivanje transformatora [1] daje se funkcionalna zavisnost relativnog starenja od temperature najtoplije tačke, dok se u Aneksu A po prvi put u IEC standardima definišu izrazi po kojima se kvantitativno može uvažiti i uticaj sadržaja vlage i kiseonika na starenje izolacije. Kratak prikaz algoritma iz [1] dat je u sledećem poglavlju. Nakon toga je prikazano iskustvo primene postupka u praksi, sa krajnjim ciljem da se za transformator koji radi na mreži odredi njegova ukupna ostarelost, odnosno izgubljeni životni vek. Kao što će se pokazati, kompletiranje svih potrebnih podataka nije jednostavno i gotovo je izvesno da se moraju usvojiti određena pojednostavljenja i pretpostavke kako bi se došlo do konačnog kvantitativnog rezultata za starenje. Obradeni uzorak od 20 transformatora je reprezentativan, zbog čega se iz krajnjih rezultata mogu izvesti veoma dobri zaključci o intenzitetu starenja transformatora iz posmatrane ciljne grupe (transformatori “110 kV na niže naponske nivoe”).

2 ZAKONITOSTI STARENJA

Vrednost relativnog starenja (brzina smanjenja životnog veka u odnosu na normalni) $V(t)$ izračunava se u malim ekvidistantnim vremenskim trenucima (usvojeno na svakih minut, $\Delta t=1\text{min}$), polazeći od poznate vrednosti temperature najtoplije tačke namotaja. Srednja vrednost starenja na dužem vremenskom intervalu (na primer u toku dana ili u toku godine) predstavlja relativnu vrednost starenja u tom intervalu; na primeru godine:

$$V_{god} = \frac{\sum_{i=1}^{365 \cdot 24 \cdot 60} V_i}{365 \cdot 24 \cdot 60} \quad (1)$$

gde je V_i vrednost starenja u trenutku ($i \Delta t$). Na ovaj način može se dobiti i relativno starenje tokom čitavog vremena rada transformatora. Primera radi, ako je transformator radio **23 godine** i ako je izračunata (usrednjena) vrednost relativnog starenja $V_{23\text{ god}}$, transformator je ostario kao da je radio sa nominalnim opterećenjem, pri nominalnoj temperaturi ambijenta i nominalnoj vlazi (0,5%) (**23** $V_{23\text{ god}}$) godina.

Vrednost relativnog starenja u svakom trenutku (na svakih minut vremena) se određuje na osnovu trenutne vrednosti temperature najtoplije tačke namotaja (hot-spot θ_{hs}). Pored ove temperature, na vrednost relativnog starenja utiču i sadržaj vlage, kiseonika i prisustvo kiselina. U glavnom delu standarda [1] daje se funkcionalna zavisnost relativnog starenja od temperature najtoplije tačke za normalan kraft papir (relativno starenje ima jediničnu vrednost za $\theta_{hs} = 98^\circ\text{C}$) i za termički poboljšan papir (relativno starenje ima jediničnu vrednost za $\theta_{hs} = 110^\circ\text{C}$).

U Aneksu A standarda [1] je izložen i pristup preko Arenijusove (Arrhenius) zakonitosti, gde se stanje izolacije karakteriše preko indeksa depolimerizacije (DP) – DP tokom vremena opada i orijentaciono kraj životnog veka nastupa kada DP opadne ispod vrednosti 200. U osnovi, i po Arenijusovoj zakonitosti relativno starenje zavisi od temperature najtoplije tačke, sadržaja vlage i kiseonika, čiji se uticaj uvažava preko pre-eksponencijalnog faktora A (jedinica 1/h) i energije aktivacije E_A (jedinica kJ/mol), čije vrednosti zavise od vrste izolacije; u Aneksu A standarda [1] mogu se naći njihove zavisnosti od sadržaja vlage i kiseonika, koje su definisane na osnovu rezultata istraživanja koji su do sada objavljeni u literaturi.

U našim istraživanjima objavljenim u [2, 3] vršeni su eksperimenti na transformatorima i laboratorijskim uzorcima uljno-papirne izolacije (sa normalnim kraft papirom, sa sadržajem vlage 1% i 4%). Vrednost DP na početku eksperimenta je iznosila 1100, a na kraju 200. Temperatura najtoplije tačke θ_{hs} je održavana na vrednosti oko 105°C . U [2, 3] je dato vreme posle koga je DP opao na 200. Na osnovu rezultata eksperimenata izvedena je zavisnost pre-eksponencijalnog faktora od sadržaja vlage u izolaciji. Imajući u vidu verifikaciju rezultata istraživanja kroz objavljivanje u renomiranom svetskom časopisu, proračuni starenja su izvršeni prema parametrima iz standarda [1], ali i parametrima dobijenim kroz naša istraživanja.

3 POSTUPAK IZRAČUNAVANJA TEMPERATURE IZ STANDARDA

Temperatura najtoplije tačke (θ_{hs}) zavisi od opterećenja i temperature ambijenta i izračunava se kao zbir temperature gornjeg ulja (θ_{gu}) i porasta temperature najtoplije tačke u odnosu na gornje ulje ($\Delta\theta_{hs}$):

$$\theta_{hs}(t) = \theta_{gu}(t) + \Delta\theta_{hs}(t) \quad (2)$$

Za vrednost θ_{gu} se može koristiti merena (kad je ovaj podatak dostupan) ili izračunata vrednost. Izračunavanje temperature gornjeg ulja se vrši prema elementarnom izrazu da se promena u prelaznim toplotnim režimima vrši po eksponencijalnoj funkciji, pri čemu se tabelarno, u standardu [1], daju tipske vrednosti termičkih parametara koji se koriste u formulama.

Porast temperature najtoplije tačke u odnosu na gornje ulje ($\Delta\theta_{hs}$) sadrži dva člana, pri čemu je oblik izraza takav da postoji prebačaj tokom prelaznog procesa, odnosno vrednost porasta temperature tokom prelaznog procesa prevazilazi njegovu stacionarnu vrednost koja bi se postigla kada bi opterećenje trajalo beskonačno dugo.

4 PRIMENA POSTUPAKA NA PROCENU OSTARELOSTI TRANSFORMATORA

4.1 Opšte

Na osnovu teksta iz prethodna dva poglavlja zaključuje se da je za procenu ostarelosti transformatora tokom njegovog rada na mreži potrebno imati kontinualna merenja podataka za ceo period rada (istorijat) transformatora, od dana njegovog stavljanja u pogon. Za izračunavanje starenja potrebne su vrednosti temperature najtoplije tačke i sadržaja vlage, kao i informacija o prisustvu vazduha (tačnije kiseonika) u ulju. Imajući u vidu promenljivost opterećenja i temperature ambijenta, θ_{hs} se menja u toku vremena. Pošto je zavisnost relativnog starenja od θ_{hs} eksponencijalne prirode, temperaturu θ_{hs} je potrebno poznavati sa malom vremenskom rezolucijom (usvojen 1 min). Vлага se menja sporo i za elektrodistribucije na području Srbije postoje arhivirani rezultati periodičnih ispitivanja uzoraka ulja u transformatorima koji vrše transformaciju sa 110 kV na niže naponske nivoe.

Vrednosti temperature θ_{hs} bi se direktno mogle dobiti merenjem fiber-optičkim senzorima postavljenim u namotaje, na poziciji najtoplije tačke namotaja. Ovo, bar za sada, nije realna opcija za opseg snaga (20 – 63 MVA) i napona (110 kV na visokonaponskoj strani) i tip transformatora koji su predmet analize.

Zbog toga se do temperature θ_{hs} jedino može doći na osnovu merenja opterećenja i primenom proračuna, objašnjenog u poglavlju 3. Pri tome, moguće su dve opcije: 1. da se temperature gornjeg ulja mere, a izračunava samo porast temperature najtoplije tačke u odnosu na gornje ulje, 2. da se izračunava i temperatura gornjeg ulja, primenom kompletnog proračuna. U slučaju druge opcije, neophodno je da su, pored opterećenja transformatora, dostupni i podaci o temperaturi ambijenta. Imajući u vidu realnu brzinu promene opterećenja razmatranih transformatora, kao i veličinu vremenske konstante ulja, 15 min predstavlja dovoljno kratak period merenja i izračunavanja temperature gornjeg ulja. Pri određivanju temperature θ_{hs} i starenja, koji se vrše sa periodom 1 min, vrednosti temperatura ulja se mogu dobiti linearnom interpolacijom između njihove dve vrednosti na krajevima intervala dužine 15 min.

4.2 Termički parametri modela

U izrazima za izračunavanje temperature gornjeg ulja i najtoplije tačke figurišu termički parametri, čije se tipične vrednosti mogu naći u standardu [1]. Stvarni parametri transformatora mogu značajno da odstupaju od ovih tipičnih vrednosti, što dovodi do greške u proračunu temperature, a posledično i do greške u proceni starenja. Ovo posebno važi za nominalne poraste temperatura ulja ($\Delta\theta_{gu n}$, $\Delta\theta_{su n}$, $\Delta\theta_{du n}$), za razlike srednje temperature namotaja i srednje temperature ulja (g_n), kao i za faktor najtoplije tačke (H).

Za određivanje faktora H potrebno je postojanje fiber-optičkih temperaturnih senzora ugrađenih u namotaj. Druga opcija za određivanje H su proračuni primenom softvera zasnovanih na detaljnom termo-hidrauličkom modelu (donekle, opcija su i CFD proračuni, izvršeni primenom odgovarajućih programskih paketa). Da bi se ovi proračuni izveli, neophodno je poznavanje svih konstrukcionih detalja transformatora. U slučaju da je zadatak da se proceni starenje transformatora u toku njegovog prethodnog rada na mreži, nije realno da se dođe do takvih podataka. Imajući to u vidu, kao i činjenicu da u analizirane transformatore nisu ugrađeni fiber-optički temperaturni senzori, odlučeno je da se koriste tipične vrednosti faktora H – prema standardu, usvojena je vrednost 1,3.

Za razliku od faktora H , vrednosti nominalnog porasta temperatura ulja ($\Delta\theta_{gu n}$, $\Delta\theta_{su n}$, $\Delta\theta_{du n}$) i razlike temperature namotaja i ulja g_n određuju se u klasičnom tipskom ogledu zagrevanja, što je ispitivanje koje se danas po pravilu, kao tipsko, vrši za svaki tip transformatora.

Što se tiče ostalih termičkih parametara, neophodna merenja su kompleksnija i prevazilaze standardne procedure, što je bilo predmet razmatranja u nizu radova objavljenih tokom dugogodišnjeg istraživanja u ovoj oblasti (rani rezultati se mogu naći u [4], a nedavni u [5, 6]). Zbog toga se kao jedino racionalno nameće usvajanje parametara iz standarda [1]. U standardu [1] se daju i formule za izračunavanje vremenskih konstanti ulja i namotaja, polazeći od mase delova transformatora. Sa praktičnog stanovišta, imajući u vidu relativno sporu promenu opterećenja transformatora, kao i svrhu proračuna (cilj je procena starenja transformatora), vremenska konstanta namotaja nije od velikog značaja. Njena vrednost postaje važna ako se termički model iz standarda koristi u svrhu termičke zaštite ili procene mogućeg preopterećenja transformatora. Za procenu starenja veću važnost, od vremenske konstante namotaja, ima vremenska konstanta ulja. Ipak, ni ona nije računata pomoću formula iz standarda zasnovanih na masi pojedinih delova transformatora, jer je i ona približna, tj. nije obuhvaćen fenomen da je temperatura po delovima transformatora nehomogena. Mogući alternativni pristup se može naći u [6]. Opcija koja dovodi do najtačnijih rezultata je da se kod izračunavanja temperature najtoplije tačke, a zatim i relativnog starenja, koriste vrednosti temperatura gornjeg ulja dobijene merenjima na transformatoru u pogonu, naravno ako su ove vrednosti arhivirane. Konačna odluka je da se za temperaturu gornjeg ulja koriste rezultati merenja, a ako oni ne postoje da se temperatura gornjeg ulja izračunava na način objašnjen u poglavlju 3, korišćenjem vrednosti vremenske konstante ulja jednake tipskoj vrednosti $\tau_u = 150$ min za ONAF tip hlađenja ili $\tau_u = 210$ min za ONAN tip hlađenja. Bez obzira da li se temperatura gornjeg ulja meri ili izračunava, ova vrednost vremenske konstante je korišćena u izrazu koji se koristi za izračunavanja porasta temperature najtoplije tačke u odnosu na gornje ulje ($\Delta\theta_h$).

4.3 Dostupnost podataka

Inicijalno je odabrano 20 transformatora za koje je trebalo izvršiti procenu starenja. Analize koje su prikazane u ovom radu su samo deo studije starenja transformatora, koja je obuhvatala i električna ispitivanja, kao i hemijske analize. Ispostavilo se da na dva transformatora nije moguće izvršiti električna ispitivanja jer u transformatorskim stanicama u kojima se oni nalaze ne postoji ispravan rezervni transformator (što je neophodan preduslov za obavljanje eksperimenata koji zahtevaju isključenje transformatora sa mreže).

4.3.1 Termički parametri

Ni za jedan od preostalih 18 predmetnih transformatora nije bio dostupan tipski ogled zagrevanja. Za jednog od proizvođača bili su dostupni rezultati ogleđa zagrevanja za dva, a za drugog proizvođača za jedan transformator. Za transformatore ovih proizvođača za koje su bili dostupni rezultati atestnih ispitivanja (gubici u krakom spoju, preračunati na radnu temperaturu 75°C, i u praznom hodu), termičke karakteristike su određivane preračunavanjem vrednosti dobijenih iz tipskog ogleđa zagrevanja. Ovakav pristup je zasnovan na pretpostavci da je tehnologija izrade transformatora (pre svega namotaja) u jednoj fabrici, za relativno uzak naponski nivo i nivo nominalnih snaga razmatranih transformatora, slična. Za proizvođača za kog su bila dostupna dva tipska ogleđa zagrevanja, za preračunavanje su korišćene vrednosti ogleđa zagrevanja pri kome su izmerene veće (pesimističke) vrednosti porasta temperatura, što dovodi do većih (pesimističkih) procenjenih vrednosti starenja. Preračunavanje je vršeno korišćenjem formule iz standarda po kojoj se vrši korekcija ukoliko snaga gubitaka u tipskom ogleđu nije tačno jednaka nominalnoj snazi gubitaka. Pored ovih formula, bilo je potrebno primeniti i preračunavanje gubitaka, ukoliko se snaga analiziranog transformatora i referentnog transformatora, za koji je izvršen ogled zagrevanja, razlikuju. Preračunavanje je vršeno korišćenjem dimenzione analize [7], po kojoj prividna snaga (S_n/S_{n1}) raste sa k^4 , dok gubici, kako oni u namotajima, tako i oni u gvožđu (P_g/P_{g1}), rastu sa k^3 , gde je k odnos linearnih dimenzija transformatora snage S_n i linearnih dimenzija transformatora snage S_{n1} . Iz prethodnog se lako zaključuje da gubici (P_g/P_{g1}) rastu sa $(S_n/S_{n1})^{0.75}$.

TABELA 1 – PREGLED NAČINA ODREĐIVANJA TERMIČKIH PARAMETARA

Proizvođač	1	2	3	4	5
Broj transformatora	11	5	2	1	1
Broj dostupnih tipskih ogleđa zagrevanja	2	1	0	0	0
Broj dostupnih atestnih ispitivanja	11	3	0	0	0
Termičke karakteristike dobijene preskaliranjem	11	3	0	0	0
Korišćene tipske karakteristike iz standarda [1]	0	2	2	1	1

4.3.2 Temperature ambijenta

U većini slučajeva, kontinualno merenje temperature ambijenta u okolini transformatora nije postojalo, zbog čega je postupljeno na sledeći način. Na internet stranici NASA [8] postoje javno dostupni podaci meteoroloških merenja, među kojima su i maksimalna (\mathcal{G}_{max}) i minimalna (\mathcal{G}_{min}) dnevna temperatura ambijenta na lokaciji specificiranoj GPS koordinatama. Na osnovu ovih temperatura i vremena izlaska i zalaska sunca, određenih iz teorije astronomije, formirani su dnevni dijagrami promene temperature ambijenta.

4.3.3 Podaci o opterećenju sa rezolucijom od 15 min

Kao što je rečeno, pogodna perioda merenja opterećenja, kao i temperature gornjeg ulja, je 15 min. U tabeli 2 je prikazan skup pribavljenih podataka za svaki od 18 analiziranih transformatora. Samo za jedan od 18 transformatora ne postoje nikakvi podaci.

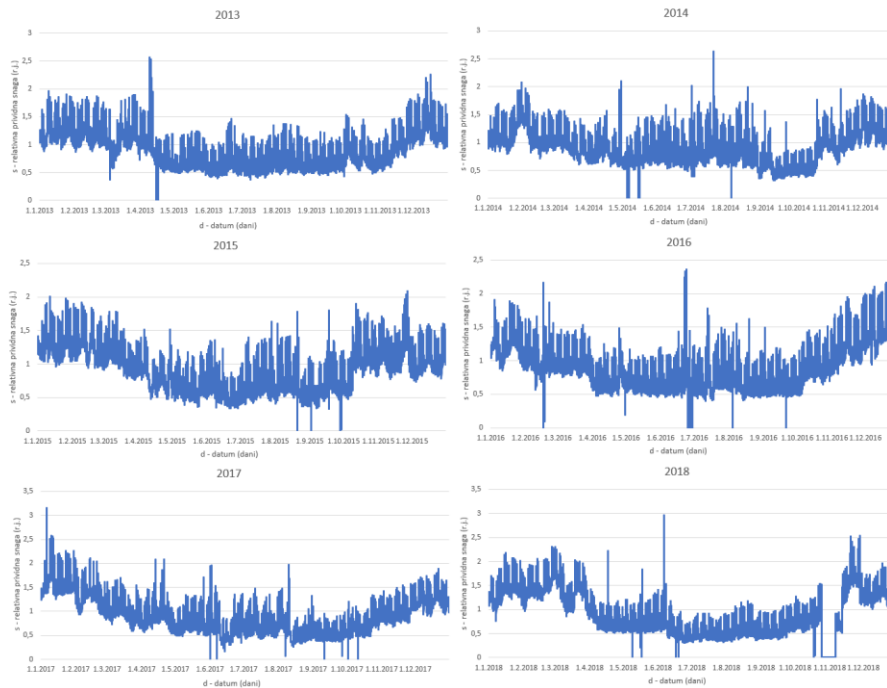
Za transformatore za koje postoje podaci u minimalnom trajanju od godinu dana, proračuni i analize su izvršeni na tom skupu podataka. Ukoliko postoje merenja temperature gornjeg ulja, korišćene su merene vrednosti, dok su u slučajevima da nema arhiviranih merenja temperature gornjeg ulja, temperature gornjeg ulja računane. Za taj proračun je neophodno poznavati stanje uključenosti ventilatora, što nije podatak dostupan u elektronskoj formi. Zbog toga je korišćen pristup da se termički parametri menjaju tako da se koriste parametri za ONAF (uključeni ventilatori, nominalna snaga) ili ONAN (isključeni ventilatori, snaga tipično iznosi 60% nominalne) režim rada. Pri tome se smatralo da su nominalni porasti temperatura u ONAF i ONAN režimu isti. Prelazak tokom proračuna sa ONAF na ONAN i obrnuto vršen je po histerezisnom regulatoru. Prema tehničkoj preporuci 4B [9], ventilatori se uključuju/isključuju u zavisnosti od temperature gornjeg ulja (sa kontaktnog termometra) – uključuju se kada pređe 70°C, a isključuju kada opadne ispod 60°C, kao i od temperature namotaja (najtoplije tačke; sa termo-slike, ukoliko ona postoji), uključuju se kada pređe 80°C, a isključuju kada opadne ispod 70°C. Ovo je pravilo koje je korišćeno u svim slučajevima u kojima nije dobijena informacija da je podešavanje uključivanja/isključivanja ventilatora na svakom od analiziranih transformatora vršeno na drugačiji način.

TABELA 2 – PREGLED DOSTUPNIH PODATAKA O OPTEREĆENJU I TEMPERATURI GORNJEG ULJA

R. br ET-a	1	2	3	4	5	6	7
Opterećenje	6 god.	5 god.	7 meseci (maks. snaga u toku dana)	3 mes.	7 meseci (rukom zapisanih 7 vrednosti tokom dana)	1 god.	1 god.
Gornje ulje	DA	DA	NE	NE	NE	NE	NE

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2 meseca (maks. i min. snaga tokom dana)	6 god.	1 god.	8 mes.	1 god.	5 god.	1 god.	4 mes.	3 god.	5 god. (maks. snaga u toku dana)
NE	DA	DA	NE	DA	NE	NE	NE	NE	NE

Za transformatore za koje ne postoji skup podataka sa periodom merenja 15 min i trajanja od minimum godinu dana, formirani su dijagrami opterećenja na sledeći način. Posmatrani su dijagrami opterećenja transformatora za koje postoje podaci za niz godina, i to kao relativne vrednosti opterećenja merenih na svakih 15 min u odnosu na srednju godišnju vrednost (primer za jedan od transformatora za koji postoje podaci u trajanju od 6 godina dat je na slici 1).



Slika 1 – Relativni godišnji dijagrami opterećenja za transformator 9

Posmatranjem ovih oblika, došlo se do zaključka da se može uspostaviti opšti izraz kojim se dosta dobro može opisati promena srednjeg opterećenja svakog dana u toku godine:

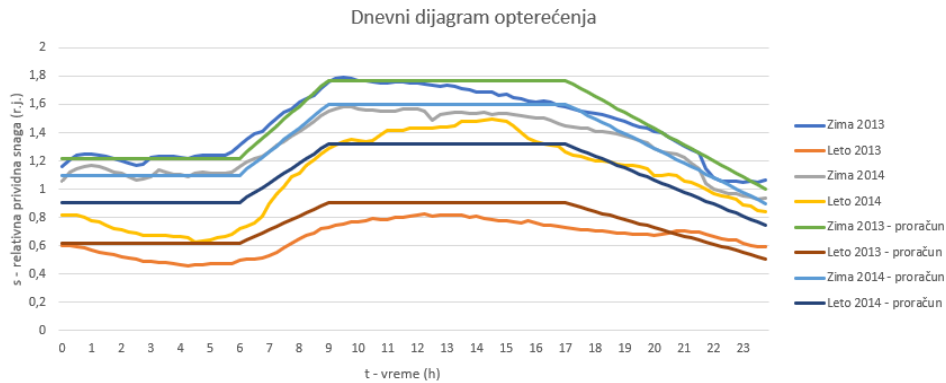
$$S_{AVG} = S_{AVG MAX} - (S_{AVG MAX} - S_{AVG MIN}) \sin(x) \quad (3)$$

gde $x \in [0, \pi]$ i svakom danu odgovara inkrement od $\pi/365 \text{ rad}$ (ili $\pi/366 \text{ rad}$ u slučaju prestupne godine). Posmatranjem vrednosti maksimalne (i leve i desne) snage $S_{AVG MAX}$ i minimalne $S_{AVG MIN}$ usvojene su vrednosti na stranu sigurnosti (čijom se primenom dobijaju malo veća srednja vrednost snage u svakom danu tokom godine) $S_{AVG MAX}=1,5$ i $S_{AVG MIN}=0,8$. Srednja godišnja prividna snaga S_{AVG}^{365} (MVA) određuje se na sledeći način: prvo se odredi srednja prividna snaga (u MVA) u vremenskom periodu za koji postoje stvarni podaci (S_{AVG}^N), zatim se po formuli (3) odredi srednja relativna prividna snaga (videti i sliku 1) za taj isti period ($S_{AVG EQ}^N$), a iz njih srednja godišnja prividna snaga:

$$S_{AVG}^{365} = \frac{S_{AVG}^N}{S_{AVG EQ}^N} \quad (4)$$

Množenjem vrednosti S_{AVG}^{365} sa relativnom prividnom snagom u danu kome odgovara vrednost x (izraz (3)) dolazi se do srednje snage u danu kome odgovara vrednost x .

Korak koji sledi je određivanje promene snage tokom svakog od dana. Pregledom dnevnih dijagrama opterećenja za različite dane u toku godine (neki od njih prikazani su na slici 2), dolazi se do zaključka da je oblik dijagrama veoma sličan, ali da se ceo dijagram skalira u zavisnosti od godišnjeg doba, odnosno tokom godine. Zbog toga je usvojena sledeća zavisnost između trenutne (na svakom petnaestominutnom intervalu) relativne prividne snage i srednje relativne prividne snage u toku dana: od ponoći do 6 h snaga je konstantna i jednaka $0,84 \cdot S_{AVG}$, u periodu od 6 h do 9 h snaga linearno raste do $1,22 \cdot S_{AVG}$, od 9 h do 17 h snaga je jednaka $1,22 \cdot S_{AVG}$ i na kraju, od 17 h do ponoći, snaga linearno opada do $0,69 \cdot S_{AVG}$. Na slici 2 prikazano je poređenje stvarnih dnevnih dijagrama opterećenja i usvojenog karakterističnog dijagrama.



Slika 2 – Poređenje stvarnih i proračunatih dnevnih dijagrama opterećenja za različite dane u godini (za isti transformator (broj 9 u tabeli 2) za koji su podaci dati na slici 1)

Kao što se vidi na slici 2, i ovde je usvojena pretpostavka na stranu sigurnosti - najvećim delom uprošćeni dnevni dijagrami su iznad stvarnih, a kod dijagrama kod kojih postoje periodi kada to nije slučaj postoje duži delovi dana kada je proračunata vrednost opterećenja dosta iznad stvarne vrednosti, tako da će ukupno starenje biti veće od stvarnog, odnosno izvršiće se pesimistička procena starenja.

Kompletna metodologija za dopunu godišnjih dijagrama opterećenja se ukratko može iskazati na sledeći način. Vrednosti sa relativnih dnevnih dijagrama (videti sliku 2 i propratni tekst) množe se sa relativnom snagom određenom prema izrazu (3) i srednjom godišnjom prividnom snagom, određenom prema izrazu (4).

Za dva transformatora bili su dostupni samo podaci o maksimalnoj aktivnoj i reaktivnoj snazi u toku dana. Na njih je primenjen princip objašnjen u tekstu iznad, pri čemu se vrednosti sa usvojenog dijagrama (videti sliku 2 i propratni tekst) iskazuju preko maksimalne, a ne srednje, vrednosti snage (dakle, stepeni dnevnog dijagrama iznose $\frac{0,84}{1,22} \cdot S_{MAX}$, $\frac{1,22}{1,22} \cdot S_{MAX}$ i $\frac{0,69}{1,22} \cdot S_{MAX}$). Ove vrednosti se množe sa relativnom snagom određenom prema izrazu (3) i srednjom prividnom snagom na godišnjem nivou, određenom prema izrazu (4), gde se izrazi (3) i (4) primenjuju na maksimalne, a ne na srednje vrednosti snage.

Za transformator 17, pošto za njega postoje podaci za više od godinu dana, formirani su dnevni dijagrami opterećenja koji imaju oblik opisan u tekstu iznad, ali se umesto na osnovu srednje vrednosti snage, formiraju pomoću maksimalne dnevne snage.

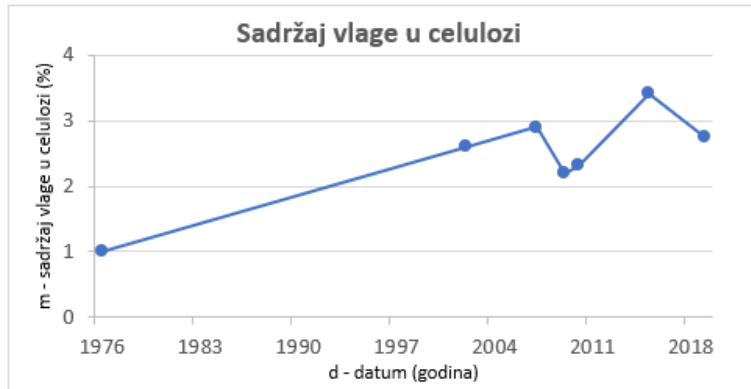
4.3.4 Podaci o opterećenju tokom čitavog perioda eksploatacije transformatora na mreži

Godišnji dijagrami opterećenja, diskutovani u odeljku 4.3.3, obrađeni su primenom metodologije iz standarda [1], uz odgovarajuću računarsku podršku. Iz tabele 2 se vidi da su periodi u kojima su dostupni podaci na 15 min kratki (najviše 6 godina), što je mnogo manje od više decenija rada transformatora na mreži. Osim za slučaj transformatora 2, nije prikupljeno mnogo podataka ni o srednjim snagama (prenetim energijama) tokom godina za koje ne postoje detaljni podaci. Čak i za pomenuti transformator 2, koji je u pogonu od 1977. godine, odnosno 43 godine, postoje podaci o prenetim energijama u toku 12 godina. Osim u slučaju transformatora 2, ni za jedan transformator nije bilo moguće uspostaviti bilo kakav trend, niti procenu promene opterećenja tokom istorije rada transformatora. Zbog toga je primenjen pristup da je vrednost starenja u toku svake godine konstantna, jednaka onoj za koju je dobijena maksimalna vrednost starenja za godine u kojima su bili dostupni detaljni podaci. U vezi sa tim, po pravilu, kako transformator stari, sadržaj vlage u njemu raste, što znači da je manji u ranijim nego u kasnijim periodima eksploatacije, na osnovu čega se zaključuje da primenjeni pristup u analizi dovodi do pesimističke procene starenja izolacionog sistema. Naravno, „potencijalna opasnost“ je da je u nekom periodu u prošlosti, iz nekih razloga, opterećenje transformatora bilo veće, pa samim tim i starenje veće, ali je to element koji nije bilo moguće sagledati.

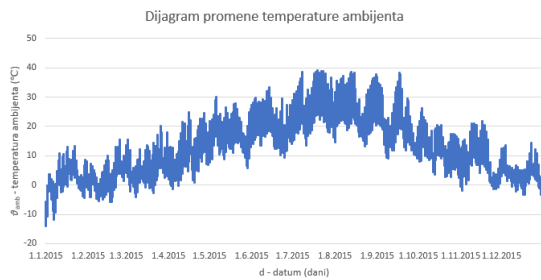
5 PRIKAZ DETALJNIJIH REZULTATA POSTUPAKA NA JEDNOM PRIMERU

5.1 Prikaz ulaznih podataka

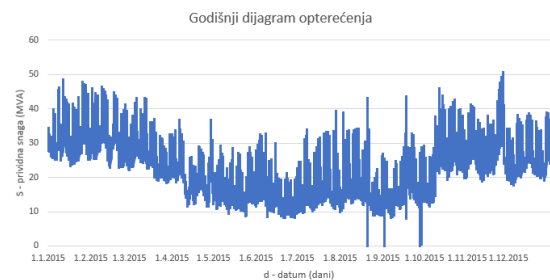
Na slikama 3 – 6 su prikazani ulazni podaci za transformator 9, za koji su date i slike 1 i 2. Na slici 3 je prikazana promena vlage tokom vremena, a na slikama 4 i 5 ostali ulazni podaci. Ilustracije radi, na slici 7 je prikazan godišnji dijagram promene opterećenja za transformator 11 korišćen za procenu starenja, za koji su bili dostupni podaci o opterećenju u trajanju od 8 meseci.



Slika 3 – Promena sadržaja vlage za transformator 9



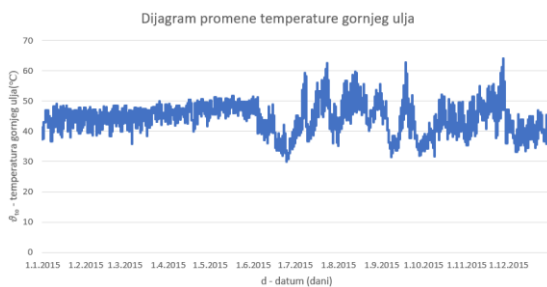
Slika 4 – Promena temperature ambijenta (na lokaciji transformatora 9)



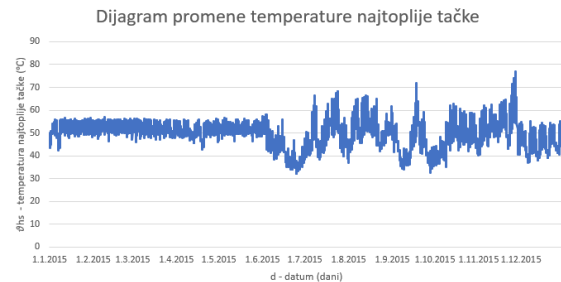
Slika 5 – Promena prividne snage transformatora 9 (nominalna snaga 63 MVA)

5.2 Prikaz rezultata

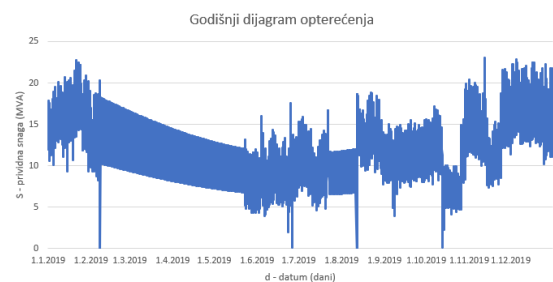
Na slikama 8 i 9 su prikazani grafici promene izračunate temperature najtoplije tačke namotaja i relativnog starenja tokom rada transformatora na mreži (za 2015. godinu), dobijenih primenom formula za uticaj vlage iz [2, 3]. U tabeli 3 su prikazane vrednosti godišnjih relativnih starenja u periodu u kome su dostupni detaljni podaci o snazi (merni sa periodom 15 min).



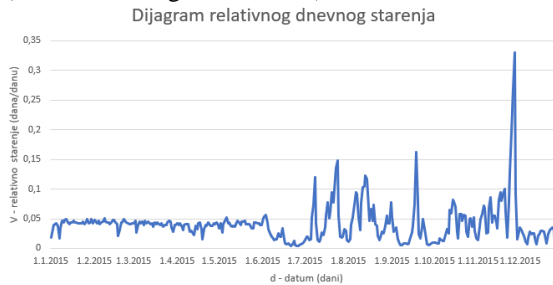
Slika 6 – Promena temperature gornjeg ulja transformatora 9 (merena vrednost)



Slika 8 – Promena temperature najtoplije tačke transformatora 9



Slika 7 – Promena prividne snage transformatora 11 (nominalna snaga 31,5 MVA)



Slika 9 – Promena relativne dnevne vrednosti starenjatransformatora 9

TABELA 3 – IZRAČUNATE GODIŠNJE VREDNOSTI STARENJA

Godina	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Relativno godišnje starenje	0,015008	0,022793	0,041026	0,036413	0,030496	0,040081
Godišnja prenet energija (MVAh)	196110	191320	212312	199244	185140	163497

I za usvajani stroži način uračunavanja uticaja vlage [2, 3], starenje ima malu vrednost: ako se uzme maksimalna vrednost (0,041026, u toku 2015. godine), dolazi se do rezultata da transformator u toku godine ostari samo $0,041026 \cdot 365 = 14,97$ dana, odnosno kao da je radio manje od pola meseca pri nominalnim uslovima (temperatura 98°C, vlaga 0,5%).

Prema dostavljenim podacima, transformator je u pogonu od 1976. godine. Ukupne prenete energije su poznate za period od 2013. godine, odnosno za isti vremenski period za koji su bili dostupni detaljni podaci na svakih 15 minuta. To znači da za procenu starenja u periodu od 37 godina (od 1976. do 2012.) ne postoje podaci o opterećenju. Posmatranjem vrednosti u periodu od 2013. do 2018. godine ne uočava se trend rasta ili trend smanjenja opterećenja (postoji blago opadanje opterećenja od 2015. do 2018. godine, relativno starenje je najveće baš 2015. godine (zbog velikog sadržaja vlage i velike prenete energije)), zbog čega nije moguće uspostaviti neku trend liniju i procenu ukupne prenete energije u periodu pre 2013. godine. Imajući u vidu malo starenje i logiku procene na stranu sigurnosti, ukupno starenje je određeno kao proizvod maksimalnog relativnog starenja (0,041026, u toku 2015. godine) sa ukupnim brojem godina rada – 44 godina (od početka 1976. do kraja 2019.): $0,041026 \cdot 44 = 1,81$ godina. Dakle, procena je da je transformator u toku dosadašnje eksploatacije u periodu od 44 godine ostario kao da je radio 1,81 godinu pri temperaturi najtoplije tačke 98°C i pri vlazi 0,5%.

6 PRIKAZ SUMARNIH REZULTATA

Tabela 4, prikazana na sledećoj strani, sadrži procene starenja za svaki od analiziranih transformatora.

7 ZAKLJUČAK

U radu je prikazan postupak primene algoritma iz standarda [1] na 20 transformatora rasprostranjenih po elektrodistributivnim područjima u Srbiji, čiji je inicijalni izbor izvršen na osnovu lošijih rezultata redovnih električnih ispitivanja i hemijskih ispitivanja ulja. Opisan je skup dostupnih podataka, a zatim i način kako je definisan skup podataka koji je neophodno formirati da bi se na osnovu algoritma iz IEC standarda [1] mogli izvršiti proračuni koji na kraju daju procenjen izgubljeni životni od početka rada transformatora na mreži. Postupak iz standarda se zasniva na podacima o opterećenju transformatora (snaga, odnosno struja), temperaturi ambijenta i sadržaju vlage.

Najveća vrednost je dobijena za transformator 3 (iznosi 8,88 godina). Pored njega, značajniji gubitak životnog veka (8,28 godina) je dobijen za transformator 14.

Niske proračunske vrednosti starenja su posledica relativno malih srednjih opterećenja transformatora (najveće se ima za transformator 3 – 58%), kao i činjenice da se maksimalna opterećenja (primeru radi, za transformator 3 – 100% i za transformator 9 – 106%) postižu u zimskim mesecima, kada je temperatura ambijenta niska.

TABELA 4 – SUMARNI PRIKAZ PROCENJENOG STARENJA

ET	Početak rada	Vršno opterećenje (r.j.)	Srednje opterećenje (r.j.)	Srednje relativno starenje	Sadržaj vlage (%) na kraju 2019. godine	Ukupno starenje (godina)
1	2005	0,85	0,35	0,033801	1,10	0,51
2	1977	0,77	0,42	0,026495	0,48	1,14
3*	1982	1,00	0,58	0,23359	2,21	8,88
4*	1992	0,64	0,29	0,0085680	1,03	0,24
5*	1986	0,58	0,36	0,030162	1,15	1,03
6*	1973	0,84	0,37	0,020614	1,00	0,97
7*	1985	0,44	0,21	0,013629	2,90	0,48
8*	1988	0,92	0,54	0,13771	1,41	4,41
9	1976	1,06	0,35	0,041026	2,67	1,81
10	1981	0,64	0,14	0,019909	3,50	0,78
11*	1978	0,73	0,39	0,096174	2,69	4,04
12	1962	0,71	0,26	0,080440	1,79	4,67
13*	1982	0,91	0,21	0,0073900	1,05	0,28
14*	1971	0,92	0,39	0,168932	3,50	8,28
15*	1969	0,99	0,29	0,011205	1,48	0,57
16*	1976	0,93	0,39	0,038342	2,27	1,69
17*	1986	0,90	0,23	0,044526	3,50	1,51

*Za ove transformatore merene vrednosti temperature gornjeg ulja nisu arhivirane

LITERATURA

1. IEC 60076-7, "Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers", Edition 2.0, 2018-01-12.
2. Vasovic V, Lukic J, Mihajlovic D, Pejovic B, Radakovic Z, Radoman U, Orlovic A, 2019, "Aging of transformer insulation — experimental transformers and laboratory models with different moisture contents: Part I — DP and furans aging profiles", "IEEE Trans. on Dielectrics and Electrical Insulation", "Vol. 26, No. 6", pp. 1840-1846.
3. Vasovic V, Lukic J, Mihajlovic D, Pejovic B, Milovanovic M, Radoman U, Radakovic Z, 2019, "Aging of transformer insulation of experimental transformers and laboratory models with different moisture contents: Part II — moisture distribution and aging kinetics", "IEEE Trans. on Dielectrics and Electrical Insulation", "Vol. 26, No. 6", pp. 1847-1852.
4. Radakovic Z, Kalic D, 1997, "Results of a novel algorithm for the calculation of the characteristic temperatures in power oil transformers", "Electrical Engineering (Archiv fur Elektrotechnik)", "Vol. 80, No. 3", 205-214.
5. Radaković Z, Tenbohlen S, 2016, "Thermal model of oil power transformers with tap changer", "Turk J Elec Eng & Comp Sci", "Vol. 24", pp. 3293 – 3308, DOI: 10.3906/elk-1408-208.
6. Radakovic Z, Radoman U, Vukotic D, Tenbohlen S, 2016, "Dynamic top oil thermal model of oil immersed power transformers with tap changer", "ETG-Fachtagung, VDE-Hochspannungstechnik", ISBN: 978-3-8007-4310-0
7. Kalić Đ, Radosavljević R, 2001, "Transformatori", "Zavod za udžbenike i nastavna sredstva", ISBN 86-17-09089-8
8. <https://power.larc.nasa.gov/> (Internet stranica NASE)
9. Tehnička preporuka broj 4b (TP 4b) – "Zaštita distributivnih energetskih transformatora u TS 35/10(20) kV i TS 110/X kV" (IV izdanje, maj 2001.)