

STARENJE TRANSFORMATORSKOG ULJA I OKSIDACIONI INDEKS: PREGLED STANJA ULJA TRANSFORMATORA U SRBIJI

Ksenija Drakić, Elektrotehnički Institut Nikola Tesla, Srbija
Marijana Pajić, Tehnološko-metalurški fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija
Valentina Mandić, Elektrotehnički Institut Nikola Tesla, Srbija
Jelena Lukić, Elektrotehnički Institut Nikola Tesla, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U radu su prikazani fenomeni starenja transformatorskog ulja analizom celokupne baze podataka fizičkih, hemijskih i električnih karakteristika mineralnih ulja energetskih transformatora u Srbiji u poslednjih 40 godina. Kao parametri analize uzeti su u obzir tip ulja (inhibirano/neinhibirano), mesto u sistemu/lokacija transformatora (proizvodnja, distribucija, prenos, industrija,..) kao i naponski nivo. Uvid u stanje i fenomeni degradacije mineralnih izolacionih ulja značajni su sa aspekta pravilnog održavanja električne opreme, dijagnostike, pravovremenih intervencija (obrade/zamene ulja) i predviđanja budućeg radnog veka ulja.

1 UVOD

Sposobnost transformatorskog ulja da odoli električnim, mehaničkim, hemijskim i termičkim stresovima kojima je izloženo tokom svog eksploatacionog veka praktično zavisi od njegovih fizičko-hemijskih karakteristika. Karakteristike ulja određuje kvalitet polazne sirovine - naftne baze i kvalitet rafinerijske obrade.

U odnosu na polaznu bazu, transformatorska ulja su generalno podeljena na naftenska i parafinska. Kvalitet naftenskih i parafinskih ulja zavisi od optimalnog sadržaja aromatskih jedinjenja, što se postiže rafinerijskom obradom (rafinacijom) i dodatkom aditiva u finalnom delu procesa, koji utiču na primenske osobine i dužinu eksploatacije ulja (visoka stabilnost, otpornost na oksidaciju, gas apsorpcione karakteristike, stepen rastvorljivosti vode u ulju....).[1] U osnovi transformatorska ulja predstavljaju smešu preko 3000 ugljovodonika podešenu da zadovoljavaju odgovarajuće kriterijume kvaliteta u pogledu fizičko-hemijskih karakteristika, odnosno izdržljivosti u odgovarajućem režimu rada tokom eksploatacije transformatora. Karakteristike ulja se tokom vremena menjaju i služe kao dijagnostički alat za ispitivanje procesa starenja, odnosno oksidacije ulja. Tokom eksploatacije ne menjaju se sve karakteristike ulja značajno istom dinamikom. Na primer viskoznost, boja, tačka paljenja i gustina ne menjaju se značajno u odnosu na tgđ, dielektirčnu čvrstoću, međupovršinski napon, sadržaj kiselina. [2]

Istraživanja su pokazala da postoji veza između neutralizacionog broja (eng. nneutralization number (NN)) i međupovršinskog napona (eng. interfacial tension (IFT)), tj sa porastom neutralizacionog broja vrednost površinskog napona bi trebalo da opada (Grafik 1). Odnos ova dva parametra daje predstavlja oksidacioni indeksa. U radu je prikazana zavisnost oksidacionog indeksa u funkciji vremena, kao i međusobna zavisnost pojedinih karakteristika ulja od istog.

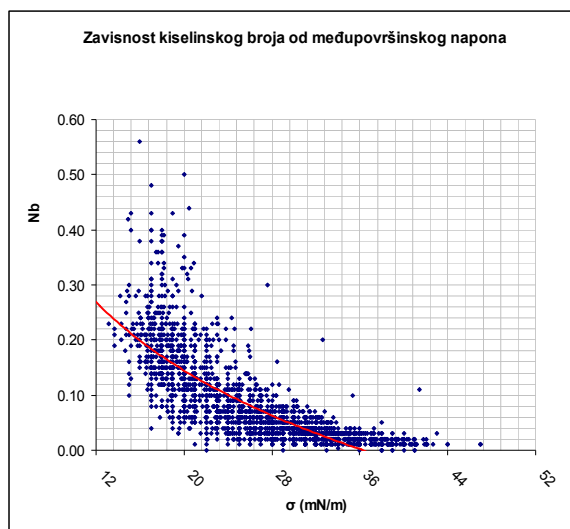
1.1 Međupovršinski napon . Međupovršinski napon (σ) je mera jačine međumolekulskih privlačnih sila na graničnoj površini dodira dve tečnosti, ulje – voda. Takođe predstavlja pokazatelj stepena rafinacije, eventualne kontaminacije ulja česticama i obzirom da zavisi od prisustva polarnih jedinjenja, daje mogućnost otkrivanja malih koncentracija rastvorljivih polarnih jedinjenja kod novih ulja i proizvoda oksidacije ulja iz pogona. Vrednost površinskog napona transformatorskog ulja menja se sa njegovim starenjem, odnosno sa promenom izolacionih karakteristika. Transformatorsko ulje u osnovi

je nepolarno zasićeno ugljovodonično jedinjenje. Međutim u ulju se, u toku oksidativne degradacije, formiraju jedinjenja koja su u osnovi hidrofilna – (karbonilna jedinjenja i karboksilne kiseline). Prisustvo hidrofilnih jedinjenja ugrožava hemijske (kiseline), električne (dielektrična čvrstoća) i fizičke (međupovršinski napon) osobine ulja. Što je veći sadržaj hidrofilnih jedinjenja, niža je vrednost međupovršinskog napona. Visina međupovršinskog napona je inverzno povezana sa koncentracijom hidrofilnih produkata degradacije ulja. Pošto su hidrofilna jedinjenja vrlo često visoko polarna i slabo rastvorna u ne polarnom ulju, moguće je izdvajanje taloga.[3]

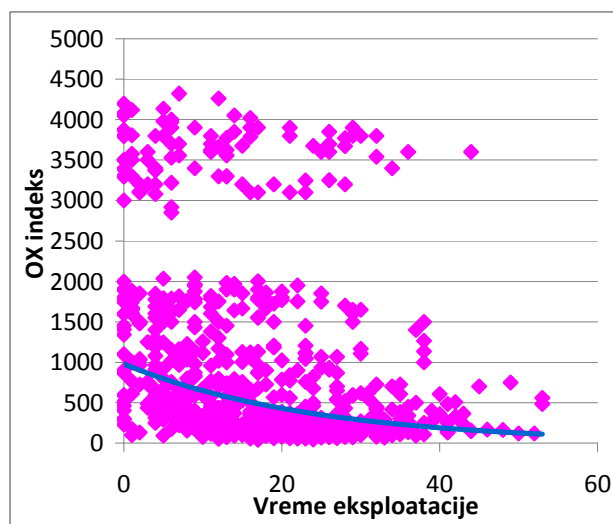
Dinamika promene vrednosti površinskog napona u pogonskim uslovima različita je na početku radnog veka i kasnije tokom eksploatacije. Naime u početnoj fazi starenja ulja karakteristične su nagle promene vrednosti međupovršinskog napona naročito kod neinhbiranih ulja, međutim kasnije kada ulje uđe u fazu umerenog starenja vrednost međupovršinskog napona opada značajno sporije. (Grafik 6.) Nagli pad vrednosti površinskog napona može biti i indikacija izdvajanja taloga iz ulja, ili slučajne kontaminacije tokom nalivanja ulja ili usled delimičnog rastvaranja prisutnih materijala u transformatoru (lakovi, zaptivači,) u kontaktu sa uljem. Vrednost međupovršinskog napona može da posluži kao jedan od dodatnih parametara za dijagnostikovanje stepena degradacije papirno/uljne izolacije. [4]

1.2. Neutralizacioni broj. Nekorišćena mineralna izolaciona ulja treba da su neutralna i bez kiselih produkata. Kiselinški, odnosno neutralizacioni broj (Nb, mgKOH/gulja) predstavlja sadržaj kiselih produkata u ulju i izražava se kao masa kalijum-hidroksida izražena u miligramima, potrebna za neutralizaciju kiselina u jednom gramu ulja.

Kiseline nastaju kao produkti oksidacije ulja tokom eksploatacije pod uticajem kiseonika i povišene temperature. Zajedno sa vodom i čvrstim česticama mogu da utiču na električne i druge karakteristike ulja, degradaciju celulozne izolacije i koroziju metalnih delova transformatora. Porast sadržaja kiselina, odnosno kiselinskog broja, u ulju iz pogona je pouzdan indikator ubrzanog starenja ulja. Određivanje kiselosti izolacionog ulja je veoma značajno jer se kondenzacijom organskih kiselina stvara organski mulj i talog u ulju, koji ima štetan uticaj na čvrstu izolaciju i utiče na otežano hlađenje transformatora. Sadržaj kiselina u ulju se koristi kao jedan od parametara za određivanje optimalnog perioda za zamenu ili regeneraciju ulja.



Grafik 1- Promena sadržaja kiselina u odnosu na vrednosti površinskog napona populacije transformatora 35 kV.



Grafik 2. Zavisnost indeksa oksidacije od vremena eksploatacije kod transformatora u distributivnoj mreži

Na grafiku 1, dat je prikaz odnosa sadržaja kiselina i površinskog napona. Na osnovu dobijenih vrednosti uočava se da sa vremenom eksploatacije vrednost površinskog napona opada, dok sadržaj kiselina raste. Takođe se uočava da su promene vrednosti površinskog napona nagle u prvim godinama eksploatacije, dok vrednost u sadržaju kiselina polako raste kako ulja stare.

2. OKSIDACIONI INDEKS

Odnos površinskog napona (IFT) i kiselinskog broja (NN) predstavlja oksidacioni indeks OQIN (eng. Oxidation Quality Index) i prema navodima iz literature može da posluži kao dobar parametar za procenu ostarelosti ulja i optimalnog trenutka kada treba vršiti hemijsku regeneraciju ulja. [5]

Na primer:

$$OQIN = \frac{IFT}{NN}, \frac{45}{0.01} = 4500 \quad (\text{primer 1})$$

Na primeru 1 su date vrednosti novog ulja sa visokom vrednošću površinskog napona i veoma niskom vrednošću sadržaja kiselina, zbog čega je vrednost oksidacionog indeksa visoka. Međutim kod ostarelih ulja dobijaju se znatno niže vrednosti:

$$OQIN = \frac{22}{0.15} = 147 \quad (\text{primer 2})$$

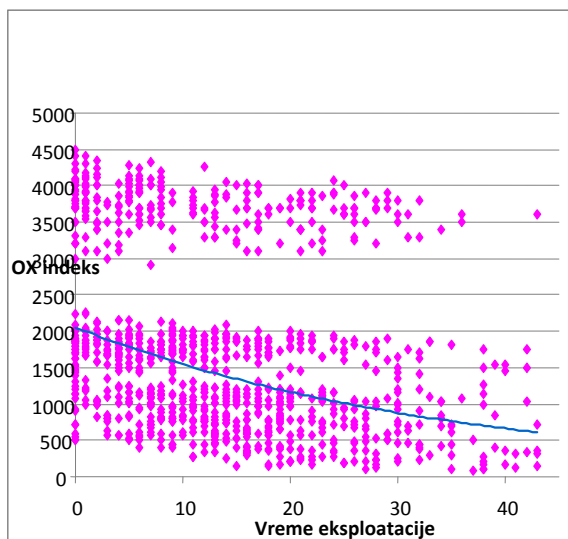
U skladu sa dobijenom vrednošću oksidacionog indeksa u određenom opsegu postoji i klasifikacija ulja na sedam kategorija, koja pored vrednosti oksidacionog indeksa opisuje i karakterističnu boju ulja, koja prati odgovarajuću vrednost OQIN. Boja ulja jedan je od indikatora promena osobina, odnosno ostarelosti ulja pod pogonskim uslovima.

Tabela 1. Vrednosti oksidacionog indeksa karakteristične za odgovarajuće stanje ulja

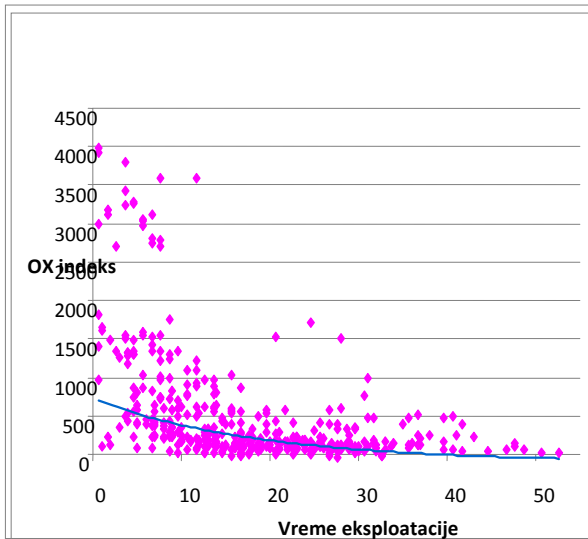
VREDNOST OKSIDACIONOG INDEKSA	STANJE ULJA	BOJA ULJA
300-1500	Dobro stanje (nova ulja)	Bledo žuta
271-600	Zadovoljavajuća ocena A	Žuta
160-318	Malo do umereno ostarelo ulje, ali još uvek zadovoljavajuće ocena B	Zlatno žuta
45-159	Ostarela ocena C	Ćilibar braon
22-44	Veoma ostarela ulja	Braon
6-21	Ekstremno ostarela ulja	Tamno braon
<21	Otpadna ulja	crna

3. ANALIZA BAZE PODATAKA KARAKTERISTIKA ULJA INT

Analizom baze podataka INT, zaključuje se da postoji, zavisno od populacije transformatora prema naponskom nivou, a nezavisno od lokacije, karakteristična raspodela vrednosti oksidacionog indeksa od vremena eksploatacije. Kod transformatora naponskog nivoa 35kV, 110kV i 220-400kV postoji, kao što je prikazano na grafiku 2, odsustvo vrednosti oksidacionog indeksa između 2000 i 3000. Razdvajanje vrednosti na dve kategorije je zbog toga što u većini slučajeva postoji mala promena i niske vrednosti kiselinskog broja (0.01 – 0.02 mgKOH/g ulja), (grafik 5), dok međupovršinski napon (grafik 6), naglo opada sa 40 na 30 mN/m u prvim godinama pogona, što je normalna pojava uočena u praksi. Inhibirana ulja sporo stare i imaju niske vrednosti kiselinskog broja, dok međupovršinski napon u prvim godinama pogona pada, zbog prisustva različitih materijala u aktivnom delu transformatora (drvo, izolacioni papir, konstrukcioni metali). IEC 60422 kriterijum za nova ulja u novim transformatorima je ≥ 35 mN/m, dok za nova ulja u cisternama je ≥ 40 mN/m. Ponekad izražen pad međupovršinskog napona može biti indikacija kontaminacije ulja suspendovanim česticama u ulju.



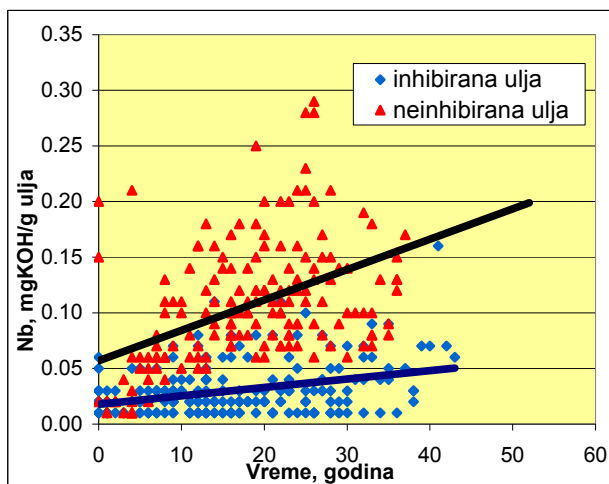
Grafik 3. Zavisnost oksidacionog indeksa od godina eksploatacije kod inhibiranih ulja



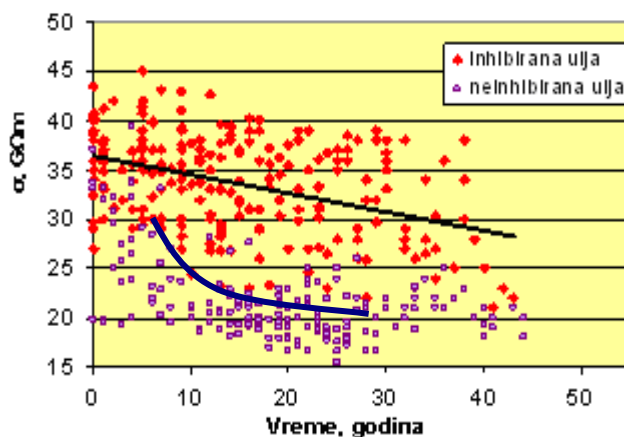
Grafik 4. Zavisnost oksidacionog indeksa od godina eksploatacije kod neinhbiranih ulja

Zastupljenost visokih vrednosti oksidacionog indeksa je značajno veća kod inhibiranih ulja (Grafici 3. i 4.). Kod neinhbiranih ulja vrednost oksidacionog indeksa relativno brzo pada, nakon 10 godina na vrednosti oko 1000, dok kod inhbiranih ulja značajan broj transformatora ima vrednosti oksidacionog indeksa iznad 1000, preko 20 godina.

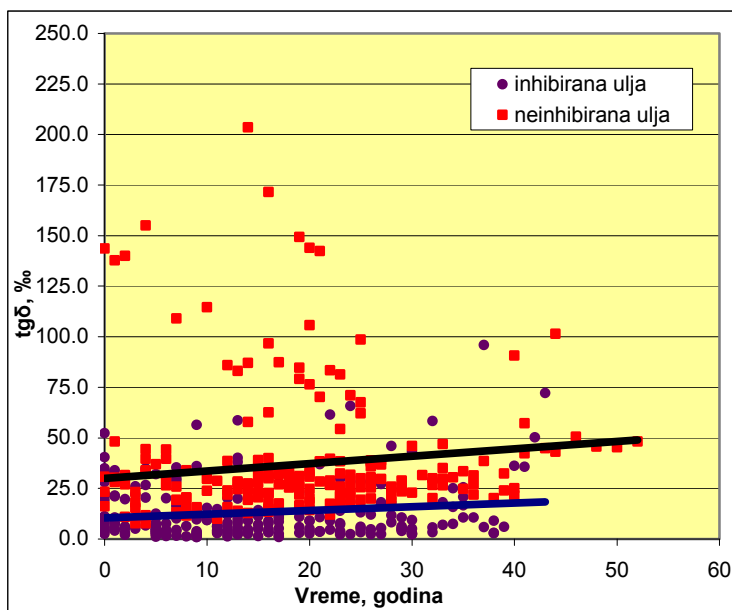
Kao što se vidi iz navedenog prisustvo inhibitora značajno utiče na usporavanje procesa starenja ulja. Proces starenja ulja počinje polako, pošto prisutni antioksidanti, kod inhibiranih ulja, neutrališu prisustvo formiranih štetnih peroksida i radikala. Ali kada se inhibitor utroši, starenje raste eksponencijalno. Zato je veoma važno pratiti utrošak inhibitora tokom eksploatacije transformatora, eventualno izvršiti do-inhibiranje ulja (ponovno dodavanje inhibitora uljima koja su originalno inhibirana) ukoliko se proceni umerena ostarelost ulja i ovaj postupak svrsishodan. U suprotnom može se primeniti hemijska regeneracija ulja adsorbentima. Ulja koja su originalno neinhbirana nije svrsishodno inhibirati, jer uglavnom nemaju dobru kompatibilnost sa inhibitorom u usporavanju procesa starenja, zbog drugačijeg sastava baznog ulja od baznog ulja koje se pravi za inhibirana ulja.



Grafik 5 Promena kiselinog broja sa vremenom eksploatacije kod inhibiranih i neinhbiranih transformatorskih ulja u distributivnoj mreži



Grafik 6 promena međupovršinskog napona sa godinama Eksploatacije kod inhibiranih i neinhbiranih ulja u distributivnoj mreži



Grafik 7. Promena faktora dielektričnih gubitaka sa vremenom eksploatacije kod inhibiranih i neinhibiranih transformatorskih ulja u distributivnoj mreži

Upoređivanjem rezultata merenja odgovarajućih karakteristika ulja transformatora distributivne mreže, u industriji, prenosnoj mreži i elektranama koja su pokazatelji starenja ulja (međupovršinski napon, kiselinski broj i faktor dielektričnih gubitaka) uočava se sledeće (Grafici 5, 6 i 7):

Trend porasta kiselinskog broja postoji kod svih lokacijskih grupa transformatora, osim što je kod inhibiranih ulja taj trend slabije izražen. Obzirom na opseg vrednosti kiselinskog broja u kom se nalaze prikazani rezultati, najbolje ponašanje, sa aspekta ove karakteristike, pokazuju izolaciona ulja u prenosnoj mreži. Ulja transformatora u termoelektranama su u boljem stanju, u odnosu na ulja transformatora hidroelektrana, moguće zbog manjeg ulaganja u održavanje, zamene ulja i većeg starosti populacije transformatora hidroelektrana. U distributivnoj mreži inhibirana ulja su u zadovoljavajućem stanju sa blagim trendom porasta tokom prikazanog vremenskog perioda, dok su neinhibirana ulja značajnije ostarela.

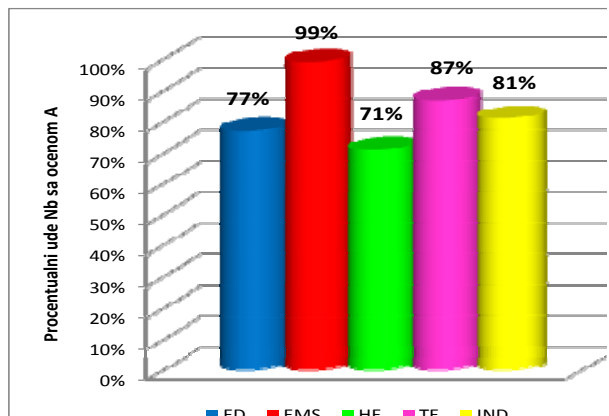
Za razliku od kiselinskog broja, porast faktora dielektričnih gubitaka je najizraženiji kod transformatorskih ulja u industriji. Industrijski transformatori imaju oštre režime rada (visoke temperature često sa visokim stepenom opterećenja, nekada nagle promene režima rada - varijacije u visini stepena opterećenja). Faktor dielektričnih gubitaka je često merilo temperaturnih naprezanja, tj. termičke degradacije ulja. Ovaj izražen trend rasta važi i za inhibirana i za neinhibirana ulja. Nasuprot industriji, distributivni transformatori imaju najmanji rast faktora dielektričnih gubitaka, što se može povezati sa značajno nižim stepenom opterećenja (blaži režim rada, niže radne temperature). Ulja transformatora prenosne mreže takođe pokazuju trend porasta ove osobine, sa godinama eksploatacije, ali je generalna slika transformatorskog ulja, sa aspekta dielektričnih gubitaka, dobra obzirom na blaži režim rada transformatora i dobro pogonsko održavanje. Upoređivanjem statističkih rezultata vrednosti faktora dielektričnih gubitaka prema korisnicima uočava se ujednačenost rezultata u distribuciji i prenosnoj mreži. Dobijeni rezultati bolji su, odnosno niži su u odnosu na hidro i termoelektrane. Kod termoelektrana, povećanje vrednosti faktora dielektričnih gubitaka je izraženiji nego kod hidroelektrana, što je u skladu sa njihovim konstantnim i većim stepenom opterećenja.

Za svih pet grupa transformatora važi da je porast faktora dielektričnih gubitaka neinhibiranih ulja izraženiji od inhibiranih i da neinhibirana ulja za isti vremenski period dostižu mnogo veće vrednosti što je u skladu sa većom brzinom starenja neinhibiranih ulja od inhibiranih. [6]

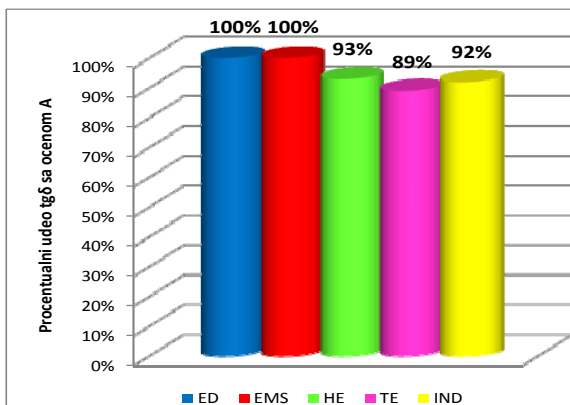
Trend opadanja vrednosti površinskog napona zastupljen je kod transformatora svih lokacijskih grupa i naponskih nivoa. Kod inhibiranih ulja, pad vrednosti ove karakteristike je postepen i vrlo sličan za sve populacije transformatora, dok kod neinhibiranih ulja vrednost međupovršinskog napona eksponencijalno opada, odnosno u početku je pad izraženiji, dok kasnije, posle određenog vremenskog perioda, vrednosti i dalje nastavljaju sa padom, ali značajno manje u odnosu na početak zbog čega kriva ima karakterističan izgled tj dostiže „plato“

4. OPSEG EKSPERIMENTALNIH MERENJA KARAKTERISTIKA ULJA KOD TRANSFORMATORA RAZLIČITIH PRIMENA

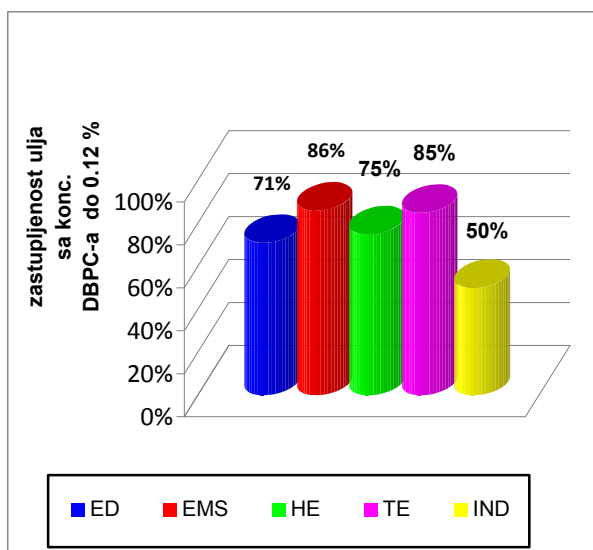
Naredno poglavlje daje pregled statističke analize rezultata merenja pojedinih karakteristika ulja prema lokaciji (nameni) ocenjenih ocenom A. Ulja sa ocenom A, prema IEC60422 kriterijumu su u osnovi ulja u dobrom pogonskom stanju, odnosno suva i malo do umereno ostarela. U statističku analizu su uzeta i obrađivana ulja, i fizički i hemijski, kao i inhibirana i neinhibirana ulja, kao i transformatori stari preko 50 godina.



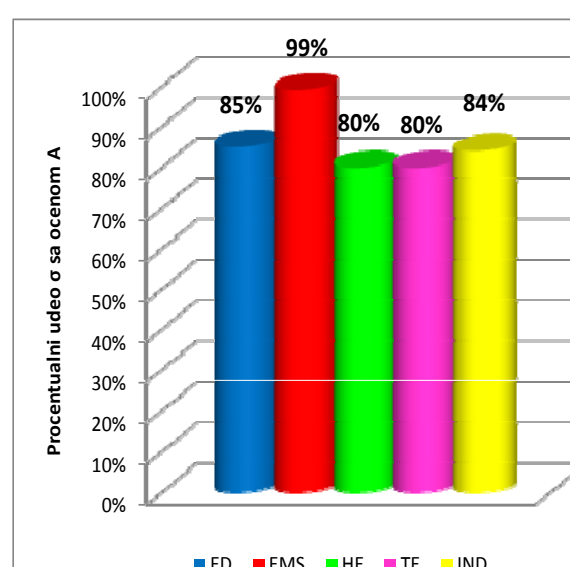
Grafik 8. Raspodela vrednosti kiselinskog broja sa ocenom A kod transformatora prema nameni



Grafik 9. Raspodela vrednosti faktora dielektričnih gubitaka sa ocenom A kod transformatora prema nameni



Grafik 10. Raspodela vrednosti sadržaja inhibitora oksidacije ulja sa ocenom A kod transformatora prema nameni



Grafik 11. Raspodela vrednosti međupovršinskog napona sa ocenom A kod transformatora prema nameni

Analizom rezultata statističke analize pojedinih osobina ulja prikazanih na garficima 8, 9, 10 i 11 uočava se da je stanje ulja u pogledu ostarelosti veoma dobro u svim primenama, proizvodnji, prenosu, distribuciji i industriji. Na dobro stanje ulja utiču kvalitet ulja, sadržaj inhibitora, održavanje, režim rada transformatora, efikasnost hlađenja, kvalitet konstrukcije i starost transformatora. Svi nabrojani faktori se prepliću, ali se u načelu mogu izvući sledeći zaključci: sve ispitne karakteristike su veoma dobre i ukazuju na malu ostarelost ulja. Faktor dielektričnih gubitaka praktično ne prelazi 10% u najvećem broju slučajeva ispitanih populacija transformatora (grafik 9), izuzev kod ulja transformatora u termoelektranama i u industriji gde su najoštriji režimi rada i termička naprezanja, a sistem hlađenja u načelu manje efikasan u odnosu na hidroelektrane (hlađenje vazduhom umesto vodom).

Kiselinski broj i međupovršinski napon u visokom procentu imaju vrednosti koje su karakteristične za malo do umereno ostarela ulja, u najvećoj meri u prenosnoj mreži. Kod hidroelektrana slika stanja je u određenoj meri atipična, jer je zastupljenost neinhibiranih ulja veća. Neinhibirana ulja brže stare, pa su

vrednosti navedenih karakteristika nešto lošije od ostalih grupacija gde su skoro u potpunosti zastupljena inhibirana ulja.

S obzirom da se na osnovu sadržaja inhibitora u ulju može proceniti brzina starenja izolacionog ulja i posmatrajući (grafik 10), uočava se da je najbrže starenje kod transformatorskih ulja u industriji, dok je najsporije u prenosnoj mreži. Za industriju, ovi rezultati su i bili očekivani, s obzirom na oštar režim rada transformatora. Veoma dobri rezultati se primećuju i kod ulja termoelektrana. To može biti posledica čestih zamena ulja i primene ulja visokog kvaliteta, tako da je brzina utroška inhibitora, tj. brzina starenja ulja mala. Starenje ulja u hidroelektranama je malo sporije od distributivne mreže, moguće zbog efikasnijeg sistema hlađenja (hlađenje vodom u odnosu na prirodnu cirkulaciju ulja ili prinudno vazduha) i eventualno boljeg kvaliteta ulja.

5. ZAKLJUČAK

Kvalitet ulja u transformatorima različitih naponskih nivoa je veoma dobar na osnovu procene u odnosu na granične vrednosti definisane IEC 60422 standardom. Procentualni udeo zadovoljavajućih vrednosti određenih fizičkih, hemijskih i električnih karakteristika je visok. Ulja kvaliteta C, nezadovoljavajuća za eksploataciju, ima veoma malo a sa aspekta nekih osobina uopšte nisu prisutna.[7] Ovaj rezultat ukazuje na generalno dobro stanje transformatorskih ulja u elektroenergetskom sistemu Srbije, uzimajući u obzir visoku prosečnu starost transformatora (30-40 godina). Proučavajući ponašanje ulja u transformatorima prema nameni (prenosna mreža, distributivna mreža, hidroelektrane, termoelektrane i industrija) i posmatrajući promene određenih karakteristika u toku eksploatacije ulja, zapaža se da nema velikih razlika u prikazanim rezultatima.

Nisu uočene značajne razlike u kvalitetu ulja koja su u pogonu u odnosu na različite namene, konstrukcije transformatora i režime eksploatacije.

Tokom starenja ulja, očekivani trend pogoršanja rast neutralizacionog broja i faktora dielektričnih gubitaka sa vremenom eksploatacije, kao i pad međupovršinskog napona. Relativno male razlike među različitim grupacijama transformatora prema nameni su verovatno posledica kombinacije faktora: stepena opterećenja transformatora, godišnjeg broj radnih sati, pogonskog održavanja, konstrukcije, tipa hlađenja i starosti transformatora. Uočava se značajna razlika u brzini starenja inhibiranih i neinhbiranih ulja. Pogoršanje karakteristika inhibiranih ulja je sporo, dok neinhbirana ulja imaju nagli pad vrednosti određenih karakteristika. Za isti vremenski period eksploatacije, neinhbirana ulja imaju lošije vrednosti ispitivanih karakteristika u odnosu na inhibirana. Inhibitor oksidacije ulja, 2,6 di-terc-butil-para-krezol (DBPC) značajno usporava procesa oksidacije ulja, te je kod ulja gde se u znatnoj meri utrošio postupak do-inhibiranja svrsishodan u cilju produžetka radnog veka ulja.

LITERATURA:

1. Transformer oil handbook“, Priručnik za transformatorsko ulje „NYNAS“ – Nynas Naphthenics, 2004.
2. Life Kaanabara, Hilary I. Inyang, H. Hilger, „Aromatic and aliphatic hydrocarbon balance in electric transformer oils“, Fuel 89, (2010), 3114-3118
3. I.A.R. GRAY Transformer Chemistry services, „Interfacial Tension“
4. Јелена Лукић, Слађана Теслић, Весна Радин, Бранка Бошковић, Ксенија Дракић, Interni standard (IS) „Mineralna ulja za primenu u visokonaponskoj opremi“ , prvo izdanje , jun 2011. godine
5. I.A.R. GRAY Transformer Chemistry services, „A Guide To Transformer Oil analysis“
6. Marijana Pajić, „Statistička analiza mineralnih izolacionih ulja u transformatorima elektroenergetskog sistema Srbije“, diplomski rad, Tehnološko-metalurški fakultet, Univerzitet u Beogradu, 2011.
7. IEC 60422 „Maintenance and supervision guide for insulating oils in service“, 2005.