

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultāte
Industriālās elektronikas un elektrotehnikas institūts

Gints Poišs

Doktora studiju programmas “Enerģētika un elektrotehnika” doktorants

**DIAGNOSTIKAS UN EKSPLUATĀCIJAS
ALGORITMU KOMPLEKSA IZSTRĀDE
LIELJAUDAS TRANSFORMATORU
SALĪDZINOŠAI NOVĒRTĒŠANAI
PIEĻAUJAMA RISKĀ APSTĀKĻOS**

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskie vadītāji:

profesors *Dr. sc. ing.*
ANDREJS PODGORNOVS

Dr. sc. ing.
SANDRA VĪTOLIŅA

RTU Izdevniecība
Rīga 2021

Poišs, G. Diagnostikas un ekspluatācijas algoritmu kompleksa izstrāde lieljaudas transformatoru salīdzinošai novērtēšanai pieļaujama riska apstākļos. Promocijas darba kopsavilkums. Rīga: RTU Izdevniecība, 2021. 38 lpp.

Iespiests saskaņā ar promocijas padomes “RTU P-14” 2021. gada 18. janvāra lēmumu, protokols Nr. 04030-9.12.1/2.

Vāka attēla autors – Reinis Hofmanis.

<https://doi.org/10.7250/9789934226168>

ISBN 978-9934-22-616-8 (pdf)

PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS ZINĀTNES DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ

Promocijas darbs zinātnes doktora (*Ph. D.*) grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2021. gada 30. aprīlī plkst. 15.00 tiešsaistē.

OFICIĀLIE RECENZENTI

Profesors *Dr. habil. sc. ing.* Jānis Dirba,
Rīgas Tehniskā universitāte, Latvija

Profesors *Ph. D. Toomas Vaimann*,
Tallinas Tehnoloģiju universitāte, Igaunija

Asoc. profesors *Ph. D. Tamus Zoltan Adam*,
Budapeštas Tehnoloģiju un ekonomikas universitāte, Ungārija

APSTIPRINĀJUMS

Apstiprinu, ka esmu izstrādājis šo promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē zinātnes doktora (*Ph. D.*) grāda iegūšanai. Promocijas darbs zinātniskā grāda iegūšanai nav iesniegts nevienā citā universitātē.

Gints Poišs (paraksts)

Datums:

Promocijas darbs ir uzrakstīts latviešu valodā, tajā ir ievads, sešas nodaļas, secinājumi, literatūras saraksts, 40 attēlu, 33 tabulas, kopā 94 lappuses. Literatūras sarakstā ir 90 nosaukumu.

SATURS

IEVADS	6
Promocijas darba tēmas aktualitāte	6
Promocijas darba mērķi un uzdevumi	6
Promocijas darba zinātniskā novitāte	7
Praktiskais lietojums.....	7
Promocijas darba pētījuma līdzekļi un metodes	8
Darba aprobācija.....	8
Autora publikācijas.....	8
1. RISKĀ NOVĒRTĒŠANAS METODES	10
1.1. Riska novērtējuma metodes elektropārvades sistēmā.....	10
1.2. Tehniskā stāvokļa indeksa metode un rezultāts riska matricā	11
2. TSI METODOLOĢIJA TRANSFORMATORU PARKAM LATVIJAS PĀRVADES SISTĒMĀ	13
2.1. Latvijas lieljaudas transformatoru parka apskats	13
2.2. Piedāvātais TSI metodoloģijas kopskats.....	13
3. GĀZU HROMATOGRĀFISKO ANALĪŽU INDIKATORS.....	16
3.1. Gāzu hromatogrāfiskās analīzes	16
3.2. GHA indikatora algoritms.....	16
3.3. GHA indikatora algoritma verifikācija	17
4. EĻĻAS ANALĪŽU INDIKATORS	19
4.1. Transformatoru eļļas analīzes	19
4.2. Eļļas analīžu indikatora algoritms.....	19
4.3. Eļļas analīžu algoritma verifikācija.....	20
5. ELEKTRISKO MĒRĪJUMU INDIKATORS	22
5.1. Elektrisko mērījumu indikatora struktūra	22
5.2. Indikatora algoritms aktīvajai daļai	22
5.3. Indikatora algoritms ievadiem	23
5.4. Indikatora algoritms SRI iekārtai	24
5.5. Elektrisko mērījumu algoritma verifikācija	24
5.6. Ievadu algoritma verifikācija	25
5.7. SRI algoritma verifikācija.....	26

6. METODOLOĢIJAS VERIFIKĀCIJA.....	28
6.1. Transformatora parametri un ietekmes faktora aprēķins	28
6.2. GHA indikatora aprēķins	28
6.3. Eļļas analīžu indikatora aprēķins	29
6.4. Elektrisko mērījumu indikatora aprēķins.....	29
6.5. Ievadu algoritma aprēķins.....	30
6.6. SRI indikatora algoritma aprēķins	30
6.7. Autotransformatora <i>ATDCTN</i> rezultāti riska matricā.....	31
6.8. Algoritma verifikācija ar transformatora izlasi.....	32
DARBA GALVENIE REZULTĀTI UN SECINĀJUMI	36
LITERATŪRAS SARAKSTS	37

IEVADS

Promocijas darba tēmas aktualitāte

Elektropārvades sistēmā uzstādīto lieljaudas transformatoru bojājumi var radīt lielus ekonomiskus zaudējumus, kas rodas no nepiegādātas elektroenerģijas, bojāta transformatora remonta vai papildus ieguldītā darba seku likvidēšanā un operatīvas elektroenerģijas pārvades atjaunošanā.

Transformatora ekspluatācijas laikā nepārtraukti tiek uzkrāti dati, kas veido bāzi jeb pamatu, lai spriestu par iekārtas statusu vai riskiem, pamatotu lēmumus par darbības turpināšanu vai remontiem, kā arī nomaiņas nepieciešamību. Katru transformatoru nepieciešams izskatīt individuāli, ņemot vērā tā kalpošanas laiku un ekspluatācijas vēsturi, kurā ietilpst gan diagnostikas rezultāti, gan veiktie tehniskās apkopes darbi, tādējādi veidojot strukturētu datu kopu. Vienlaikus nepieciešams apkopot datus arī par energosistēmu, kurā tas uzstādīts, piemēram, izmaiņām elektrotīklā un slodzē.

Iespēju apvienot uzkrātos datus piedāvā tehniskā stāvokļa indeksa metode (TSI), ar kuras palīdzību ir iespējams noteikt konkrētu skaitli, kas nosaka iekārtas kopējo stāvokli jeb riska pakāpi. Iegūtais rezultāts raksturo transformatora kopējo stāvokli un vairumā gadījumu ļauj piemērot iepriekš izstrādātu tipveida rīcības plānu, paātrināt lēmuma pieņemšanu operativitāti par remonta vai modernizācijas darbu veikšanu, kā arī plānot īpašu konkrētam transformatoram piemērotu ekspluatācijas stratēģiju. TSI var aprēķināt katram transformatoram individuāli, savukārt riska klases noteikšana visiem transformatoru parkā ietilpstošajiem agregātiem ļauj veikt salīdzinošo analīzi saskaņā ar iepriekš izvirzītiem kritērijiem, piemēram, līdzīga darbmūža transformatoriem, tādējādi pilnveidojot aktīvu pārvaldības sistēmu.

Kaut arī TSI metodes pamatprincipi ir vispārzināmi, tomēr šī metode nav zaudējusi aktualitāti dažādās elektropārvades sistēmās [30], [57], [52].

Taču jāņem vērā, ka lieljaudas transformatora tehniskā stāvokļa novērtēšanas metodes pārvades sistēmās ir balstītas uz tradicionālām diagnostikas metodēm. Galvenā atšķirība ir to dažādām ekspluatācijas stratēģijām, metožu izvēles un mērījumu datu pienākšanas periodiskumam. Ekspluatācijas stratēģijas bieži vien tiek veidotas uz individuāli vai vēsturiski izveidotām īpašībām, kas padara katru elektropārvades sistēmu unikālu.

Latvijas pārvades sistēmu raksturo: liels skaits novecojušu transformatoru, zema transformatoru noslodze, liels skaits rezerves transformatoru, izmantotās diagnostikas metodes un to lietošanas periodiskums. Esošā datu plūsma Latvijas pārvades sistēmā neļauj tieši izmantot jau izstrādātas novērtēšanas metodes.

Promocijas darba mērķi un uzdevumi

Mērķis: izmantojot pieejamo diagnostikas metožu rezultātu datu apjomu izstrādāt uz tehniskā stāvokļa indeksa balstītu algoritma kompleksu lieljaudas transformatoru riska pakāpes noteikšanai.

Uzdevumi

- Analizēt tehnisko literatūru par riska novērtēšanas metodēm un tehniskā stāvokļa indeksa lietošanu.
- Izvērtēt esošā transformatora parka īpatnības, diagnostikas rezultātu datu apjomu un periodiskumu.
- Izstrādāt riska matricas un TSI indikatoru – gāzu hromatogrāfiskās analīzes, eļļas analīzes un elektrisko mērījumu – matemātisko aprakstu, to sintēzi un svara koeficientu sadalījumu starp tiem.
- Verificēt izstrādāto algoritma kompleksu ar Latvijas elektropārvades sistēmas lieljaudas transformatoriem.

Promocijas darba zinātniskā novitāte

Efektīvi izmantojot esošo diagnostikas rezultātu datu plūsmu, izstrādāt uz tehniskā stāvokļa indeksa metodes balstītu metodoloģiju, kuras algoritmu komplekss izmantots lieljaudas transformatoru novērtēšanai pieļaujamos riska apstākļos Latvijas pārvades sistēmas transformatoru parkam.

Metodoloģijā ir iestrādātas uz ekspluatāciju vērstas īpatnības, kā GHA parametra – acetilēna koncentrācija, sprieguma regulēšanas iekārtas dinamiskās pretestības novērtēšana, kā arī slodzes, un transformatora ekspluatācijas ilguma ietekme. Metodoloģijā izmantotās diagnostikas metodes, robežvērtības un robežkoncentrācijas ir iespējams viegli modificēt vai mainīt, kā arī papildināt ar jaunām.

Praktiskais lietojums

Piedāvātais algoritmu komplekss ļauj:

- apvienot vienā sistēmā transformatoru ekspluatācijas laikā uzkrātos datus;
- aprēķināt riska pakāpi, ietverot informāciju par transformatora ekspluatācijas ilgumu, noslodzi, modernizāciju un monitoringa sistēmu, remontiem un atsevišķu konstruktīvo daļu – tinumu un magnētvida, ievadu, SRI iekārtas, kā ar eļļas parametru izvērtējumu, kas ir balstīts diagnostikas testu mērījumu rezultātos;
- vizualizēt aprēķināto riska pakāpi riska matricā un, izvēloties kādu no metodoloģijā izmantotajiem kritērijiem, veikt atlasī vai nu atsevišķiem transformatoriem, vai kādām no transformatoru grupām;
- iegūt atskaiti par riska pakāpes aprēķinā ietvertajiem lielumiem konkrētam transformatoram, tādējādi atklājot “vājos posmus”;
- modificēt aprēķina algoritmu, piedāvājot lietotājam ierobežotas rediģēšanas iespējas, piemēram, robežvērtību rediģēšanu, mainoties standartiem.

Šī informācija pārvades sistēmas operatoram sniedz iespēju analizēt situāciju, plānot transformatoru pārbaudes, remontus un nomaiņu. Šāda veida TSI algoritmu kompleksu var iekļaut esošajā datu apstrādē un uzkrāt sistēmā vai īstenot kā atsevišķu datorprogrammu.

Promocijas darba pētījuma līdzekļi un metodes

Algoritmu kompleksa izstrādes procesā tika izmantoti riska pārvaldīšanas un lieljaudas transformatoru ekspluatācijas stratēģiju principi, tehniskā stāvokļa indeksa metodes struktūra, kā arī faziloģikas teorijas pamatnostādnes. Atsevišķo piedāvāto algoritmu savstarpējai sasaistīšanai izmantots sintēzes paņēmiens. Aprēķiniem, rezultātu apstrādei un algoritmu verifikācijai izmantotas datorprogrammas *MS Excel* un *Matlab*.

Ir veikti atsevišķi eksperimentālie dinamiskās pretestības mērījumi transformatora SRI iekārtām. Transformatoru defektu klasifikācijai un diagnostikas testu rezultātu apstrādei izmantotas datu analīzes metodes, tostarp faktoru analīze un korelāciju analīze AS “Augstsprieguma tīkls” (AST) veikto mērījumu protokolu apstrādei. Fazifikācijas noteikumu pamatošanai, sadarbojoties ar AST akreditētas Ķīmijas laboratorijas inženieriem, izmantota ekspertu intervijas metode.

Darba aprobācija

1. Presentation of recent achievements of research in 7th International Doctoral School of Electrical Energy Conversion and Saving Technologies (IDS-ECST 2018), “Ronishi”, 25–26 May 2018.
2. “Development and Implementation of Risk Indicator for Power Transformers Based on Electrical Measurements”, 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Czech Republic, Kouty nad Desnou, 17–19 May 2017.
3. “Development of DGA Indicator for Estimating Risk Level of Power Transformers”, 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Czech Republic, Prague, 16–18 May 2016.
4. “Development of a Risk Matrix Considering Specific Features of the Power Transformer Park of Latvia”, 12th International Conference of Young Scientists on Energy Issues, Lithuania, Kaunas, 27–28 May 2015.
5. “Overview of the Power Transformer Park and Diagnostic Methods in Latvia”, IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), Riga, 11–13 May 2015.

Autora publikācijas

1. Poišs, G., Vītoliņa, S., Mārks, J. “Development of Indicators for Technical Condition Indexing of Power Transformers”, *Advances in Science, Technology and Engineering Systems Journal (ASTESJ)*, Volume 3, Issue 1, pp. 148–154, 2018. (Directory of Open Access Journals, Thomson Reuters Researcherid) DOI: 10.25046/aj030118, ISSN:2415-6698.
2. Poišs, G., Vītoliņa, S., “Development and Implementation of Risk Indicator for Power Transformers Based on Electrical Measurements”, 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Czech Republic, Kouty nad Desnou, 17–19 May 2017. (Scopus, IEEE Xplore) DOI: 10.1109/EPE.2017.7967289.

3. Poišs, G., Vītoliņa, S., Mārks, J. “Development of Indicator Based on Oil Analysis for Estimating Risk Level of Power Transformers”, RTUCon, Latvia, Riga, 13–14 October 2016, (Scopus, IEEE Xplore). DOI: 10.1109/RTUCon.2015.7343160.
4. Poišs, G. “Development of DGA Indicator for Estimating Risk Level of Power Transformers”, 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Czech Republic, Prague, 16–18 May 2016, (Scopus, IEEE Xplore). DOI: 10.1109/EPE.2016.7521813.
5. Poišs, G., Vītoliņa, S. “Overview of the Power Transformer Park and Diagnostic Methods in Latvia”, IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), Riga, 11–13 May 2015, (Scopus, IEEE Xplore). DOI: 10.1109/PowerEng.2015.7266301.
6. Žižins-Mališevs, S., Poišs, G. “Power Transformer Mechanical Condition Assessment with a Vibration-based Diagnostic Method”, 56th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCon), Riga, 2015. (Scopus, IEEE Xplore) DOI: 10.1109/RTUCon.2015.7343160.
7. Poišs, G. “Development of a Risk Matrix Considering Specific Features of the Power Transformer Park of Latvia”, 12th International Conference of Young Scientists on Energy Issues, Lithuania, Kaunas, 27–28 May 2015.

1. RISKĀ NOVĒRTĒŠANAS METODES

1.1. Riska novērtējuma metodes elektropārvades sistēmā

Risku vadības vadlīnijas un principi aprakstīti [12], tā izpratnē riska vadība ir strukturēts process, kas ietver risku identifikāciju, novērtēšanu, to analīzi un lēmumu pieņemšanu, kā arī riska uzraudzību.

Riska novērtējuma metodes ir vispārīgas un var tikt izmantotas dažādu risku novērtēšanai. Biežāk izmantotās riska novērtējuma metodes apkopotas 1.1. tabulā. Elektropārvades sistēmā ekspluatācijā esošo elektroiekārtu, tai skaitā transformatoru, riska novērtēšanai izmanto vairākas metodes, piemēram, *PATTERN*, *SEER*, *MTBF* vai tiešsaistes tipa transformatoru pastāvīgās uzraudzības sistēmu (TPU) *Serveron*.

Ar riska novērtēšanas metodi *PATTERN* (*Planning Assistance Through Technical Evaluation of Relevance Numbers*) var noteikt mērķa sasniegšanai nepieciešamo finanšu un materiālo resursu apjomu, savukārt ar metodi *SEER* (*System for Event Evaluation and Review*) ir iespējams noteikt varbūtību, ar kādu iestājas kāds konkrēts notikums (piemēram, transformatora mezgla atteice), kā arī novērtēt laika periodu, kurā šis notikums kļūst svarīgs, tādējādi nosakot riska pakāpi.

Ar *MTBF* (*Mean Time Between Failures*) metodi var atrast atbilstošu laika periodu, kurā jāveic iekārtas pārbaude, jo transformatora ekspluatācijas laikā atteices var notikt nejaušā secībā, tā padarot grūti paredzamu konkrētu defektu. Atteicu līmenis ir aprēķināms, un šāds aprēķins dod ieskatu, piemēram, attiecīgu tipu transformatoru atteicu biežumam.

Pastāvīgās uzraudzības sistēma (TPU) *Serveron* savukārt izstrādāta datu tiešai vākšanai un uzraudzībai. Sistēma paredzēta darbā esošam transformatoram, kur tās uzdevums ir noteikt gāzes koncentrāciju eļļā un nosūtīt iegūtos datus apstrādei uz vadības paneli [18].

Elektropārvades sistēmā riska novērtēšanas metodēs tiek izmantots arī Markova matemātiskais modelis [7], [8], kur varbūtības teorijā Markova modeli izmanto, lai modelētu nejauši mainīgas sistēmas, kur tiek pieņemts, ka nākamie stāvokļi ir atkarīgi tikai no pašreizējā stāvokļa, nevis no notikumiem, kas notika pirms. Izmantojot šādu datu kopu, iegūtais rezultāts var dot nepilnīgu vai maldinošu rezultātu, jo visi nepieciešamie dati ne vienmēr tiek fiksēti un uzglabāti.

1.1. tabula

Riska novērtējuma metodes

Atteicu veidu un seku analīze	<i>FMEA</i>
Atteicu veidu, seku un kritisko stāvokļu analīze	<i>FMECA</i>
Kļūdu zarotnes analīze	<i>FTA</i>
Bīstamības un operatīvās darbības analīze	<i>HAZOP</i>
Laika periods starp atteicēm	<i>MTBF</i>
Iepriekšēja bīstamības analīze	<i>PHA</i>
Riska matricas metode	<i>Risk matrix</i>

Minētās riska novērtēšanas metodes ekspertam nevar sniegt pilnīgi detalizētu informāciju par attiecīgo transformatoru. Šādu metožu izmantošana būtu lietderīga, piemēram, ja tās tiktu sintezētas kādā jau izveidotā tehniskā stāvokļa novērtēšanas vai ekspluatācijas laikā balstītā metodoloģijā kā papildu mainīgais vai kritērijs.

1.2. Tehniskā stāvokļa indeksa metode un rezultāts riska matricā

Tehniskā stāvokļa indekss ļauj ātri un pamatoti, izmantojot aprēķināto TSI rezultātu, pieņemt lēmumu par remonta nepieciešamību individuālam transformatoram vai transformatora grupai. TSI tiek veidots, izmantojot transformatora ekspluatācijas un diagnostikas datus. Algoritmi TSI metodei tiek izstrādāti tā, lai novērtētu atsevišķus transformatoru mezglus un papildierīces. Izmantojot svāra koeficientus un apvienojot algoritmus, tiek iegūts gala rezultāts, kas atspoguļo transformatora vispārējo stāvokli (1.1. att.) [16].



1.1. att. Tehniskā stāvokļa indeksa principa blokshēma.

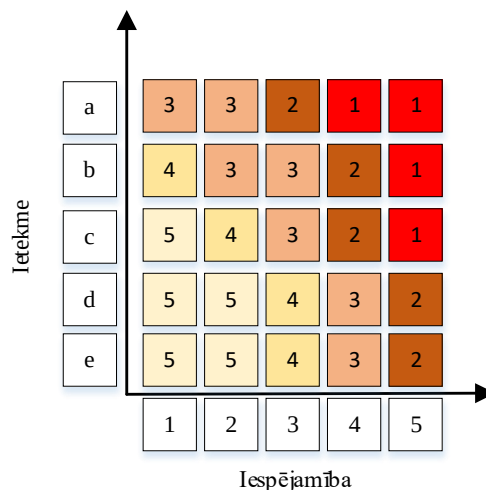
TSI uzsvārs tiek likts uz ilgtermiņa novērtējumu nevis tā īstermiņa funkcionēšanu [19]:

- indeksam vajadzētu norādīt, vai iekārta ir piemērota turpmākai ekspluatācijai, un parādīt tās kopējo tehnisko stāvokli;
- indeksā jābūt iekļautiem objektīviem un pārbaudāmiem tehniskā stāvokļa rādītājiem nevis subjektīviem novērojumiem;
- indeksam ir jābūt saprotamam un viegli interpretējamam.

Viens no TSI rezultātu izvērtēšanas paņēmieniem ir riska matricas izveide. Riska matricas uzbūve, sadalījums un izmantošana aprakstīta [10] standartā (1.2. att.), savukārt pamata paņēmieni TSI izstrādei apkopoti un riska matricas piemērs ar sešu zonu un krāsu iedalījumu, kur attiecīgi katra zona piemērojama bojājumu nopietnībai, aprakstīts *Cigre* tehniskajā brošūrā [3].

Tehniskā stāvokļa indekss pats par sevi nav precīzs tehniskā stāvokļa aprēķina veids, bet gan veids, kā viegli parādīt un salīdzināt transformatora tehnisko stāvokli lielā mērogā, piemēram, transformatora parka ietvaros.

Transformators sastāv no daļām – tinumiem, magnētvara, eļļas, papildierīcēm – ievadiem un SRI iekārtas, un katrai no šīm daļām var tikt izveidots tās degradācijas algoritms vai modulis. Tādēļ jāņem vērā gan transformatora ražošanas standarts un dizains, gan arī ekspluatācijas apstākļi. Pie šādiem apstākļiem varētu minēt transformatora slodzi un atrašanās vietu, kā arī ekspluatācijas ilgumu un veiktos modernizācijas vai remontdarbus. Veidojot TSI, ir būtiski apzināties transformatora daļu savstarpējo mijiedarbību, jo kāds no parametriem var ietekmēt citas daļas algoritma rezultātu [13].



1.2. att. Vispārīga riska matricas uzbūves princips pēc IEC 31010 standarta.

Pasaulē izstrādāts ievērojams skaits TSI metožu, kas galvenokārt ir paredzētas attiecīgo valstu vai individuālai pārvades sistēmai. Piemēram, ASV izstrādātā TSI metodika riska novērtēšanai HES jeb bloka transformatoriem [4]. Savukārt Taizemes elektrisko tīklu operatoru PEA [17], [20] piedāvātā lietojama tikai apakšstaciju transformatoriem. Dažām metodikām nepieciešami ļoti liels skaits (līdz 20) ievades datu, kas savukārt apgrūtina lietotāja darbu [2], [21]. Bieži metodikās ir iestrādāti kritēriji, kas tiešā veidā neatspoguļo transformatora tehnisko stāvokli un kuru periodiskums ir rets, līdz ar to rodas iespēja nepamanīt defektu. Dažādu metodiku lietošana ir saistīta arī ar piešķirto finansējumu, jo, piemēram, furānu analīze eļļai ir dārga diagnostikas metode, kas visās energosistēmās nemaz nav pieejama.

Neliels skaits pasaulē pazīstamu energokompāniju piedāvā transformatoru tehniskā stāvokļa novērtēšanas programmas, taču analīzei pieejamā informācija par šo programmu algoritmiem ir ļoti ierobežota.

Latvijā atsevišķu transformatoru un transformatora parka novērtēšanai pašlaik lieto uzņēmuma ietvaros izveidotu datubāzi, kurā tiek saglabāti dati par visiem veiktajiem mērījumiem. Latvijas pārvades sistēmā ir maz (<5%) transformatoru, kam uzstādītas nepārtrauktā monitoringa sistēmas, tādēļ eksperts veic novērtēšanu un analizēšanu pats, apsekojot datubāzē ievietotos mērījumus.

2. TSI METODOLOĢIJA TRANSFORMATORU PARKAM LATVIJAS PĀRVADES SISTĒMĀ

2.1. Latvijas lieljaudas transformatoru parka apskats

Latvijā pārvades sistēmas operators AS “Augstsprieguma tīkls” nodrošina nepārtrauktu elektroenerģijas pārvadi visā Latvijas teritorijā, kā arī starpsavienojumus ar kaimiņvalstīm.

AST pārvaldībā atrodas 110 kV un 330 kV elektropārvades līnijas, apakšstacijas un sadales punkti ar visām augstsprieguma iekārtām, tajā skaitā ar 110 kV un 330 kV sprieguma transformatoriem. Transformatora parkā ir 271 transformators. Analizējot 2019. gada datus, Latvijas pārvades sistēmā ir augsts transformatoru īpatsvars ar ekspluatācijas ilgumu >35 gadiem (44 %), savukārt transformatoru ar ekspluatācijas ilgumu <2 gadiem ir relatīvi maz (8 %) [5]. Tādēļ svarīga metodoloģijas sastāvdaļa ir transformatora ekspluatācijas ilgums un transformatoru noslodzes īpatnības.

Transformatora tehniskā stāvokļa pārbaudes sastāv no elektriskiem mērījumiem, eļļas fizikāli ķīmiskās analīzēm un gāzu hromatogrāfiskām analīzēm. Latvijā ar noteiktu periodiskumu izmanto vairākas transformatoru diagnostikas metodes [6], [26].

- A. Tinuma cietās izolācijas mērījums, absorbcijas koeficients.
- B. Tinumu un ievadu dielektrisko zudumu un kapacitātes mērījumi.
- C. Tukšgaitas zudumu mērījumi.
- D. Tinumu aktīvās pretestības mērījumi un SRI pārbaude.
- E. Pilnās īsslēguma pretestības mērījumi.
- F. Eļļas gāzu hromatogrāfiskās analīzes.
- G. Eļļas fizikāli ķīmiskās analīzes.

Mērījumu periodiskums Latvijas pārvades sistēmā apkopots 2.1. tabulā.

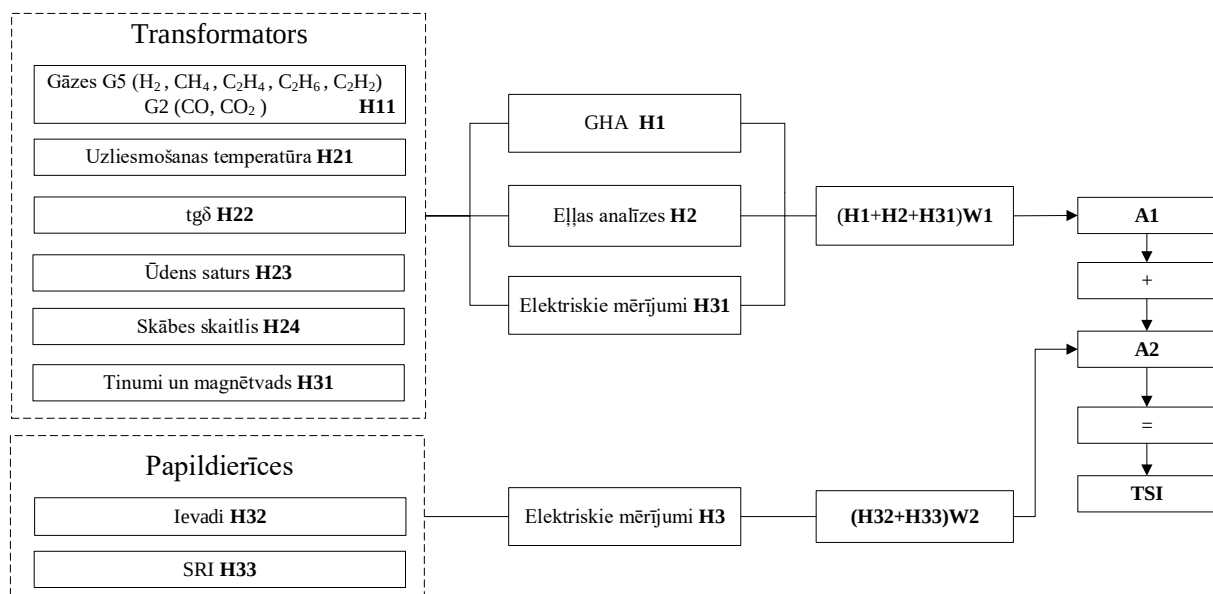
2.1. tabula

Transformatoru diagnostikas mērījumu periodiskums Latvijas pārvades sistēmā

Diagnostikas metode	Iekārta	Periodiskums
A, B, C, D, E	110 kV transformatori	8 gadi
	110 kV, 330 kV ievadi un 330 kV autotransformatori	4 gadi
F	110 kV transformatori un 330 kV autotransformatori	6 mēneši
G	110 kV transformatori	4 gadi
	330 kV autotransformatori	2 gadi

2.2. Piedāvātais TSI metodoloģijas kopskats

TSI metodoloģija Latvijas pārvades sistēmai izveidota, izmantojot pieejamo nepārtraukto datu plūsmu, tās struktūra redzama 2.1. attēlā. Katra bloka ietvaros ir izstrādāti algoritmi rezultāta iegūšanai, kas sīkāk apskatīti nākamajās darba nodaļās, A1 un A2 ir bloku rezultāti, kas attiecīgi arī veido kopējo TSI rezultātu un pozicionē attiecīgo transformatoru uz riska matricas abscisa ass.



2.1. att. Tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) metodoloģijas kopskats.

Transformatora pozicionēšana riska matricā, kas redzama 2.2. attēlā, vertikālā virzienā pa ordināta asi notiek pēc eksploataācijas nepārtraukti pieejamiem datiem (2.2. tab.). Datu plūsma ir stabila, un tiek izmantoti svarīgākie ietekmes faktori F1...F6.

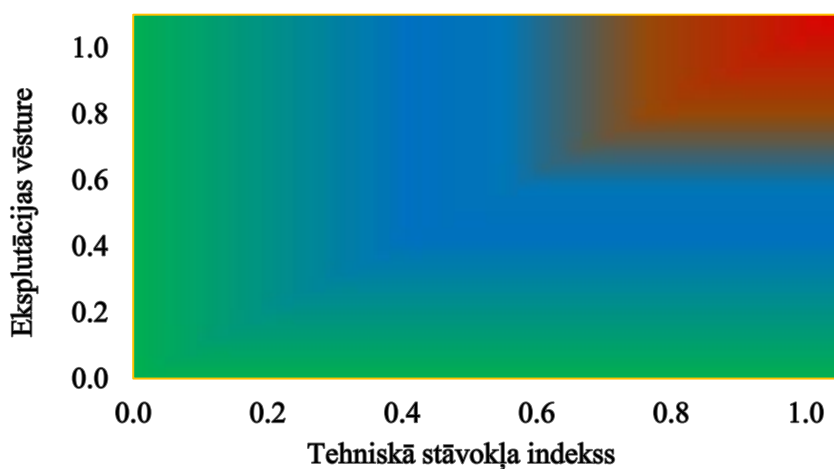
2.2. tabula

Ekspluatācijas vēstures dati

Faktors		Parametrs	Ietekmes faktors
F1	Ekspluatācijas ilgums, gadi	1...2	+0,25
		3...35	0
		>35	+0,5
F2	Slodze	Darbā	+0,5
		Karstā rezerve	+0,1
		Rezervē	-0,25
F3	Modernizācija, gadi	Jā, veikta (2 gadu laikā)	-0,1
		Nē, nav veikta	0
F4	Monitorings	Jā	-0,1
		Nē	0
		Brīdinājums no sistēmas	+0,1
F5	Uzturēšanas remonts	Piezīmju nav	-0,2
		Piezīmes novērstas	0
		Piezīmes nav novēršamas	+0,2
		Gāzes relejā konstatētas gāzes	5
F6	Svarīgums sistēmā (papildus opcija)	Augsta prioritāte	+0,3
		Vidēja prioritāte	+0,1
		Nav ievadīta prioritāte	0

Kopējais ietekmes faktors Y katram transformatoram iegūts kā absolūtā vērtība no atsevišķu ietekmes faktoru summas. Lai pievērstu pastiprinātu lietotāja uzmanību, aprēķinātā ietekmes faktoru summas vērtība var būt augsta, taču matricā tā tiek reducēta līdz vērtībai 1, kas šajā metodoloģijā atbilst augstākajai riska pakāpei.

Riska matrica var tikt veidota visdažādākajās riska attiecībās un sadalījumā. Izstrādātajā metodoloģijā riska matrica ir sadalīta nevis tā, kā redzams [10] dotajā piemērā, bet gan trīs riska zonās, kā piedāvāts autora rakstā [6]. Matrica redzama 2.2. attēlā, kur zaļā krāsa raksturo zema riska, zilā krāsa – vidēja riska zonu vai pieļaujamu transformatora ekspluatācijas stāvokli, savukārt sarkanā zona norāda uz augsta riska zonu, kur tūlītējas darbības – transformatora atslēgšana vai ieslēgšana – būtu nepieļaujamās.



2.2. att. Riska zonas sadalījums riska matricā.

3. GĀZU HROMATOGRĀFISKO ANALĪŽU INDIKATORS

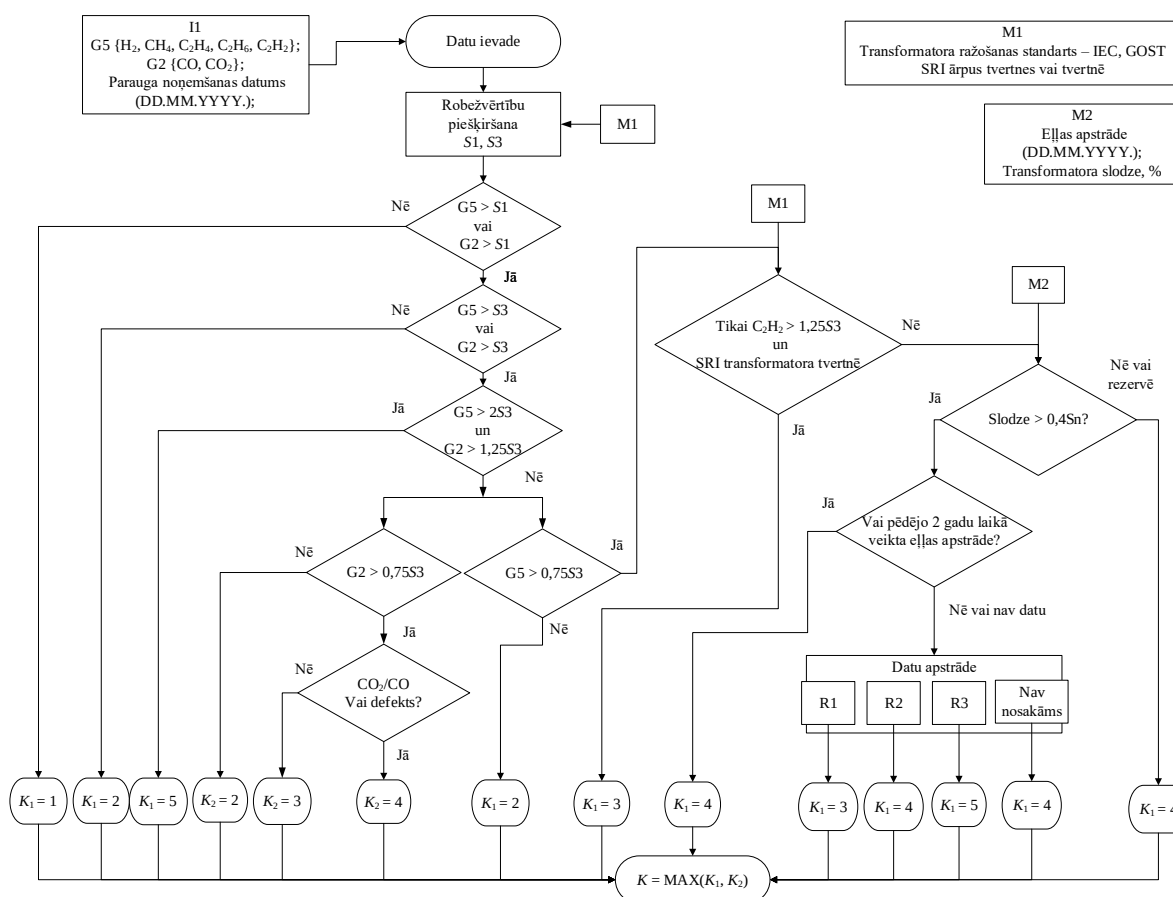
3.1. Gāzu hromatogrāfiskās analīzes

Eļļā izšķīdušās gāzes darbā esošam transformatoram kalpo kā pirmā indikācija par iespējamu bojājumu, kas attīstoties var izraisīt transformatora avāriju. Transformatora normāls darba režīms arī rada transformatora gāzes, bet to koncentrācija uz kopējo eļļas daudzumu transformatora tvertnē ir niecīga. Dzirksteļošana, daļējas izlādes, zemas enerģijas izlādes, transformatora pārslodze, dzesēšanas sūkņu vai ventilatoru atteice, radot izolācijas pārkaršanu, ir daži no iespējamajiem eļļā izšķīdušo gāžu rašanās iemesliem [9].

Visizplatītākās GHA interpretācijas metodes ir balstītas uz degošām gāzēm un var tikt iedalītas divās grupās. Pirmajā grupā – piecas gāzes (H_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2), kas liecina par iespējamu transformatora elektrisku vai termisku defektu, otrajā grupā – divas gāzes (CO , CO_2), kas liecina par transformatora cietās izolācijas degradēšanos [11].

3.2. GHA indikatora algoritms

GHA indikators (3.1. att.) ir svarīga metodoloģijas sastāvdaļa, kurā iekļautas raksturīgās Latvijas pārvades sistēmā ietilpstošo transformatora īpatnības, piemēram, noslodze, SRI atrašanās transformatora tvertnē, eļļas apstrāde.



3.1. att. GHA indikatora algoritma blokshēma.

Metodoloģijā GHA indikators nodrošina dinamiskas izmaiņas analīžu biežā periodiskuma dēļ. Algoritmā tiek izmantotas robežvērtības $S1$ (defekta neesamība) un $S3$ (paaugstināta bīstamība) vērtības, kas ir noteiktas standartā *LEK 118* [14].

GHA algoritms sastāv no ievades datiem, salīdzinošās daļas un gala rezultāta – viena skaitļa (riska pakāpes). Rezultāta iegūšanas ceļš var būt īss, kur gāzu koncentrācijas $<S1$, vai sarežģīts, gāzēm pārsniedzot $>S3$ robežvērtību, kur šis ceļš tiek virzīts uz rezultātu, interpretējot acetilēna koncentrāciju, kā arī ņemot vērā slodzi un eļļas apstrādi.

Īpatnība ir tāda, ka paaugstināta acetilēna koncentrācija var rasties no nehermētiskas SRI tvertnes, kas atrodas transformatora tvertnē. No literatūras apskata un praktiskās izpētes secināts, ka nav pieļaujams veikt vērtējumu tikai par palielināta acetilēna klātbūtni, tādēļ no Latvijas pārvades sistēmas 271 transformatora pēc nejaušības principa izvēlētiem 100 transformatoriem 32 gadījumos acetilēna koncentrācija pārsniedza 0,75 no $S3$ robežkoncentrācijas vērtības. Tādēļ GHA algoritmā ir iestrādāta korekcija paaugstinātā acetilēna īpatnībai, kas to pietuvina reālajai situācijai. Korekcija paredz, ka, ja tikai C_2H_2 ir lielāka par 1,25 no $S3$ robežkoncentrācijas vērtības un SRI iekārta ir transformatora tvertnē, tad tiek piešķirta riska pakāpe $K_1 = 3$. Savukārt eļļas apstrādes un noslodzes kritērijs nepieciešams *IEC* gāzu attiecību metodei [11], kur tiek identificēts defekta veids, no kura savukārt piešķirta riska pakāpe.

3.3. GHA indikatora algoritma verifikācija

GHA algoritma verifikācijai izmantoti deviņi reāli gadījumi (3.1. tab.), kas ļauj iegūt rezultātus atšķirīgos zaros un salīdzināt tos ar novērojumiem praksē.

3.1. tabula

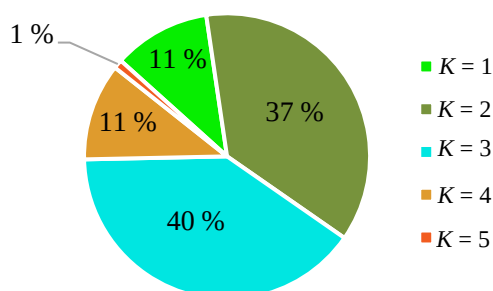
GHA indikatora algoritma verifikācijas gadījumi

Nr.	Datu bloks I1								Datu bloks M1		Datu bloks M2	
	G5 gāzes, ppm					G2 gāzes, ppm		Parauga noņem- šanas datums	Raž. standarts	SRI	Eļļas apstrā- de	Slodze
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂		IEC/ GOST	Jā/nē	Jā/nē	%
1	25,2	118	905	152	10,5	46,1	1406	10.08.2016.	GOST	Jā	Nē	>40
2	96	301,4	661,8	72,1	19,4	711,5	3748,8	20.11.2009.	GOST	Jā	Nē	–
3	4,1	4,2	29,6	1,33	59,5	51,8	1473	02.03.2015.	GOST	Jā	Nē	–
4	1638	253	0,41	58,6	0,4	192	466	16.10.2017.	IEC	Jā	Nē	>40
5	537	1041	1726	295	25	1047	6158	–	–	–	–	–
6	33,7	131	762	127	10,2	30,4	954,0	11.02.2018.	GOST	Jā	Jā	>40
7	6,4	10	29,2	11	4,2	254	1700	12.05.2016.	GOST	Jā	Jā	–
8	2,7	1,2	3,1	0,59	0,62	33,6	899	13.10.2016.	IEC	Jā	Nē	–
9	664,3	192,1	327,1	24,6	352,5	896,6	1302,2	10.06.2009.	GOST	Jā	Jā	–

1. verifikācijas gadījums, kur iegūta riska pakāpe $K = 4$, iegūts, algoritma beigās izmantojot *IEC* gāzu attiecību metodi. Praksē transformatoram veiktajos mērījumos konstatētas daļējās izlādes. 2. verifikācijas gadījumā CO_2/CO attiecība norāda par defektu cietajā izolācijā – riska pakāpe $K = 4$. 5. un 9. verifikācijā tika pārbaudīts visliktākais gadījums, kad riska pakāpe $K = 5$, šeit eļļas paraugi ņemti tieši pēc transformatora avārijas.

3. verifikācijas gadījumā izpildās acetilēna koncentrācijas īpatnība, attiecīgi tiek piešķirta riska pakāpe $K = 3$. 7. un 8. gadījums atbilst normālam ekspluatācijas stāvoklim dažāda ražošanas standartu transformatoriem. 6. gadījumā piešķirtā riska pakāpe $K = 4$, algoritmā izpilda eļļas apstrādes īpatnību, kad eļļa tikusi degazēta, bet pēc kāda laika atkal identificētas paaugstinātas G5 gāzes. 4. gadījumā IEC gāzu attiecību metodei rezultāts nav nosakāms, riska pakāpe $K = 4$. Praksē transformatoram no metinājuma šuvēm izdalījās H_2 gāze.

Iegūtās riska pakāpes atbilst sagaidāmajam un praksē novērotajai situācijai. Kopā GHA algoritms ir verificēts ar 138 transformatoriem ar spriegumu 110 kV, un lielākoties – 46 gadījumos – riska pakāpe $K = 3$ tika iegūta paaugstinātas vienas – C_2H_2 – gāzes dēļ. Algoritma zari strādā, kā bija sagaidāms, un sekmīgi tiek realizēti izveidotie nosacījumi.



3.2. att. GHA algoritma verifikācijas rezultātu apkopojums.

4. EĻĻAS ANALĪŽU INDIKATORS

4.1. Transformatoru eļļas analīzes

Veicot transformatora eļļas analīzes, tiek noteiktas eļļas dielektriskās un dzesēšanas īpašības, kā arī eļļas novecošanās pakāpe. Eļļas analīžu parametri apkopoti 4.1. attēla tabulā. Ja transformatoram ir defekts, eļļa nodrošina transformatora tūlītēju neaizdegšanos, tādējādi sekmējot vides nepiesārņošanu un apkalpojošā personāla drošību.

Elektriskā izolācija Caurisšanas spriegums Dielektriskie zudumi tgδ Ūdens saturs Īpatnējā pretestība Tīrības klase	Dzesēšana Viskozitāte Sastingšanas temperatūra	Darba mūžs Antioksidantu piedevas Skābes skaits
Eļļu saderība Sēra daudzums Policiklisko vielu koncentrācija	Drošība Uzliesmošanas temperatūra	Citi Viskozitāte Virsmas spraigums Nosēdumi un duļķes

4.1. att. Eļļas īpašības un parametri.

Latvijas enerģosistēmā esošiem transformatoriem primāri tiek noteikts caursites spriegums, uzliesmošanas temperatūra, skābes skaits, dielektriskie zudumi un ūdens saturs eļļā [14]. Pārējo parametru analīzes tiek veiktas, ja atbildīgais par iekārtu to uzskata par nepieciešamu.

4.2. Eļļas analīžu indikatora algoritms

Eļļas indikatora algoritma pamatā ir salīdzināšana ar robežvērtībām. Vispirms bināro loģiku lieto riska pakāpes $K_3 = 1$ un $K_3 = 5$, atlikušo riska pakāpju iegūšanai lieto faziloģikas principu (4.2. att.), kur ievades parametri ir četri savstarpēji nesaistīti, bet uz eļļas īpašību izmaiņām jutīgi parametri – H_{21} , H_{22} , H_{23} un H_{24} .

Lai algoritms būtu iespējami tuvāks reālajai Latvijas situācijai, balstoties uz 270 transformatoru eļļas analīžu rezultātiem, tika novērtētas tipiskās vērtības šiem eļļas parametriem, kam datu izlases relatīvā kumulatīvā frekvence ir $\geq 90\%$. Dati apstrādāti Latvijas pārvades sistēmā ietilpstošajiem transformatoriem 15 gadu laika periodā un apkopoti 4.1. tabulā. Tipiskās vērtības H_{21} , H_{22} , H_{24} aprēķinātas, izmantojot 2114 analīžu rezultātus, bet parametra H_{23} tipiskās vērtības balstītas uz 1568 analīžu rezultātiem.

4.1. tabula

Eļļas parametru tipiskās vērtības 270 transformatoru izlasei

H_{21} Uzliesmošanas temperatūra, °C	H_{22} Dielektriskie zudumu tgδ, %	H_{23} Ūdens saturs, ppm	H_{24} Skābes skaits, mg _{KOH} /g
148	1,8	14	0,05

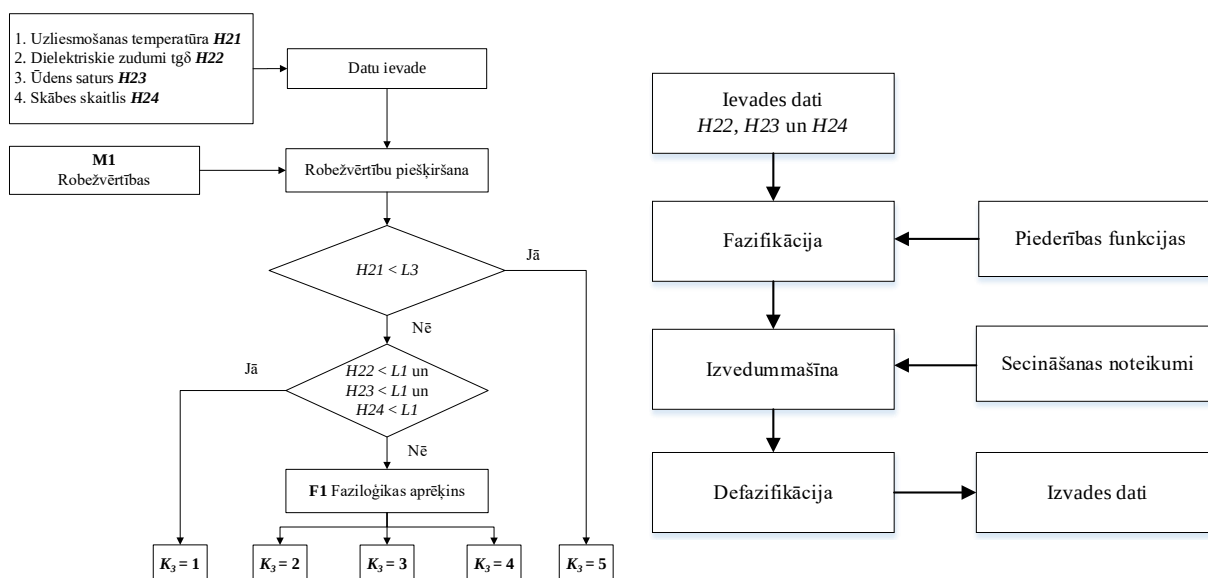
Balstoties uz veikto eļļas parametru tipisko vērtību apzināšanu Latvijas pārvades sistēmas transformatoru parkam, ir izveidots eļļas indikatora parametru robežvērtības (4.2. tab.). Robežvērtību sadalījumam izmantoti trīs līmeņi: *L1* liecina par labu eļļas stāvokli; *L2* – daļēji apmierinošu; *L3* – neapmierinošu.

4.2. tabula

Eļļas indikatora parametru robežvērtības

Līmenis	<i>H21</i> , °C	<i>H24</i> , mg _{KOH} /g	<i>H23</i> , ppm	<i>H22</i> , %
<i>L1</i>	–	0,01	6	0,3
<i>L2</i>	–	0,01–0,05	6–14	0,3–1,8
<i>L3</i>	135	0,05	14	1,8

Eļļas indikatora algoritma un F1 faziloģika aprēķina blokshēma redzama 4.2. attēlā, kur uzskatāmi parādīti šajā metodoloģijā izmantotie faziloģikas soļi.



4.2. att. Eļļas indikatora algoritma blokshēma un F1 bloka faziloģikas sistēma.

Šajā faziloģikas bloku sistēmas piederības funkcijas veidotas, izmantojot 10 dažādu transformatoru eļļas analīžu datus un ekspluatācijas vēsturi [29]. Secināšanas noteikumi balstīti lietotāja pieredzē, lai iegūtu atbilstošās fazivērtības [28]. Faziloģikas blokā izmantotajās ievades funkcijās kopumā piešķirtas 27 kombinācijas. Izmantojot secināšanas noteikumus no visām piederības funkcijām, to minimālās vērtības tālāk tiek izmantotas gravitācijas centra aprēķināšanai. Fazivērtību pārveidošana uz precīziem izvades datiem jeb defazifikācija ir pēdējais fazibloka solis, kura rezultāts ir indikatora riska pakāpe.

4.3. Eļļas analīžu algoritma verifikācija

Detalizēta algoritma verifikācija tika veikta ar septiņiem transformatoriem (4.3. tab.), kopumā verifikācija veikta ar 100 Latvijas pārvades sistēmas transformatoriem.

4.3. tabula

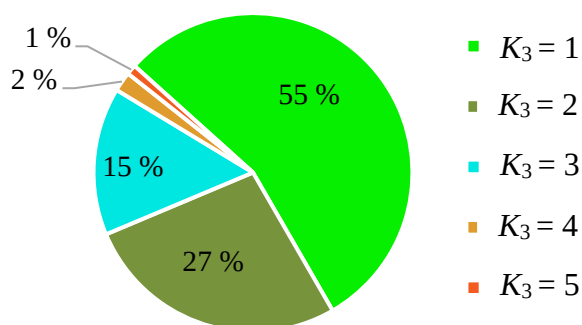
Eļļas indikatora algoritma verifikācijas gadījumi

Gadījums	Datums	Uzliesmošanas temperatūra, °C	tgδ, %	Skābes skaitlis, mg _{HOH} /g	Ūdens saturs, ppm	Darbi veikti	K ₃
1	29.11.2017.	143	0,10	0,010	4	Jauns transformators, 30 dienas pēc ieslēgšanas	1
2	27.03.2007.	143	0,50	0,029	10	Periodiska pārbaude	3
	09.07.2008.	143	0,29	0,015	19	Kontrolpārbaude	3
	11.03.2011.	143	0,40	0,028	9	Pārbaude pēc remonta	3
3	09.06.2004.	147	0,43	0,016	n/d	Periodiska pārbaude	3
4	21.09.2005.	147	3,14	0,100	12	Periodiska pārbaude	4
	28.07.2006.	147	3,61	0,084	17	Pēc Eļļas apstrādes	4
	25.06.2007.	151	3,55	0,055	13	kontrolparaugs	4
	08.08.2008.	153	0,19	0,010	11	Pēc eļļas maiņas	2
5	10.10.2016.	143	2,13	0,024	7	Rezerves transformators	3
6	01.04.2006.	137	2,62	0,130	13	Periodiska pārbaude	4
	07.05.2009.	139	0,82	0,040	11	Pēc degazācijām un silikageļa maiņas	3
7	30.04.2010.	133	0,09	0,005	54	Periodiska pārbaude	5

Pretēji jauna transformatora riska pakāpei $K_3 = 1$ (4.3. tab. 1. gadījums), 7. gadījumā eļļas parametru rezultāti liecina par augstu ūdens saturu eļļā, līdz ar to uzliesmošanās temperatūra ir <135 °C, piešķirtā riska pakāpe – $K_3 = 5$. 2. verifikācijas gadījums: ievērojams ekspluatācijas laiks – 45 gadi, kā arī palielināts eļļas skābes skaitlis pēc eļļas apstrādes liecina par papīra izolācijas novecošanos, piešķirtā riska pakāpe – $K_3 = 3$. 6. gadījumā paaugstinātie dielektriskie zudumi liecina par eļļas novecošanos, piešķirtā riska pakāpe – $K_3 = 4$, bet pēc degazācijas un silikageļa nomaiņas – $K_3 = 3$.

Situācijā, kad nav datu par kādu parametru (kā 3. verifikācijas gadījumā), sākotnēji tiek pieņemts, ka šī parametra vērtība atbilst L2 līmenim. Taču, ja datu nav arī nākamajā mērījumā, tālāk aproksimācija tiek veikta logaritmiskā skalā.

Lielākoties iegūtā riska pakāpe ir $K_3 = 1$ un $K_3 = 2$ (4.3. att.), jo transformatoriem periodiski tiek veikti apkopes remontu un vizuālās apskates, tādējādi nodrošinot transformatora hermētiskumu pret ārējās vides apstākļiem.



4.3. att. Eļļas analīžu algoritma verifikācijas rezultātu apkopojums.

5. ELEKTRISKO MĒRĪJUMU INDIKATORS

5.1. Elektrisko mērījumu indikatora struktūra

Elektriskos mērījumus veic no sprieguma atslēgtam transformatoram, tādēļ šo mērījumu periodiskums Latvijas pārvades sistēmas transformatoriem ir astoņi gadi un četri gadi autotransformatoriem un ievadiem [15].

Elektrisko mērījumu indikators ir iedalīts trīs daļās – transformatora aktīvajā daļā un papildierīcēs (5.1. tab.), katras daļas algoritms ir veidots atsevišķi, tādējādi attiecīgos algoritmus pietuvinot reālai situācijai, mainot tikai atsevišķa algoritma iznākumu, bet neizmainot visu algoritmu darbību kopumā.

Pēc nepieciešamo datu ievades algoritma datu apstrādes blokā, lai mērījumu rezultāti būtu salīdzināmi, visu (AS, VS un ZS) tinumu izolācijas pretestības un dielektrisko zudumu $\text{tg}\delta$ vērtības tiek pārreķinātas, par bāzi pieņemot 20 °C temperatūru:

Elektrisko mērījumu indikators kopējā metodoloģijā (2.1. att.) ietekmē gan transformatora, gan papildierīču bloku.

5.1. tabula

Elektrisko mērījumu indikatora parametri

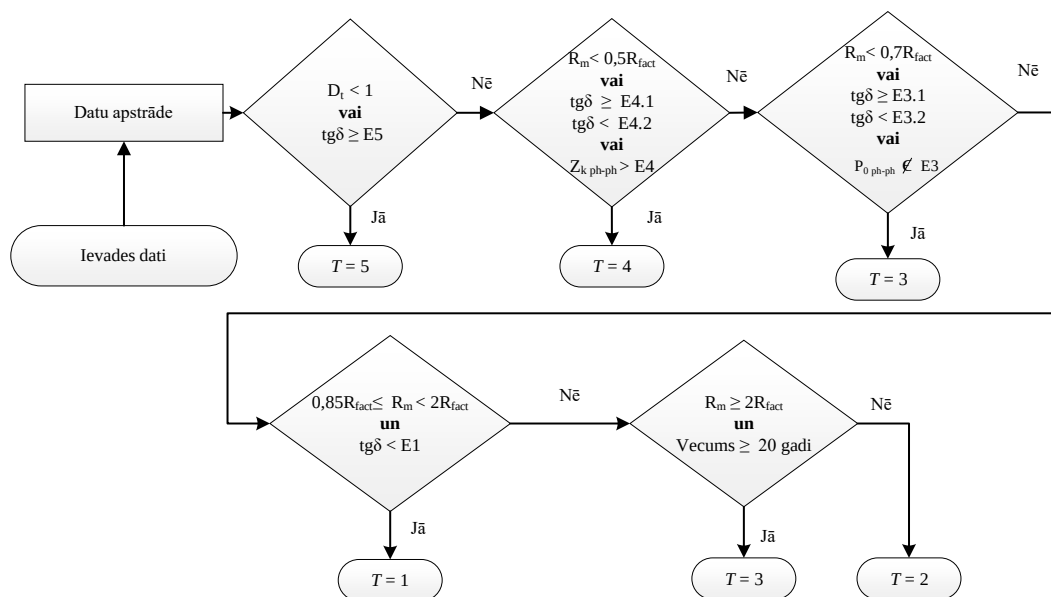
Elektriskie mērījumi		
Tinumi un magnētvars, H31	Ievadi, H32	SRI iekārta, H33
Dielektriskie zudumu $\text{tg}\delta$, %	Dielektriskie zudumu $\text{tg}\delta$, %	Tinumu pretestība $SR_{\text{ph-ph}}$, Ω
Izolācijas pretestība R_m , $M\Omega$	Izolācijas pretestība R_m , $M\Omega$	Pārslēgšanās laiks t_i , ms
Tukšgaitas zudumi $P_{0 \text{ ph-ph}}$, %	Kapacitāte $C1$, F	Strāvas izmaiņa (kritums) no dinamiskās pretestības mērījuma $I_{N1,2}$, %
Īsslēguma pretestība $Z_{k \text{ ph-ph}}$, %		

5.2. Indikatora algoritms aktīvajai daļai

Aktīvās daļas algoritma blokshēma redzama 5.1. attēlā, aktīvās daļas un palīgierīču parametru robežvērtības – 5.2. tabulā.

Koeficients D_t raksturo drošas elektroiekārtas ekspluatācijas minimālo nosacījumu, proti, 1 $M\Omega$ uz iekārtas darba 1000 V [1].

Promocijas darba ietvaros veiktajā pētījumā, analizējot 83 transformatoru izlasi Latvijas elektropārvades sistēmā, noteikta tukšgaitas zudumu tipiskā aina, kas tiek izmantota $P_{0 \text{ ph-ph}}$ robežvērtībām (5.2. tab.). Tipiskajai aintai atbilst 80 % transformatoru no analizētās transformatoru izlases. Aktīvās daļas algoritma (5.1. att.) ievades dati ir vērtības no elektrisko mērījumu rezultātu pārskatiem. Algoritms sākas ar bīstamākā gadījuma pārbaudi, elektroiekārtas minimālo ekspluatācijas nosacījumu 1 $M\Omega$ uz 1000 V [1]. Turpinājumā – salīdzinošās daļas, algoritma beigās – transformatora ekspluatācijas ilguma ietekme uz mērījumu, ja izolācijas pretestības vērtība ir palielinājusies divas reizes, salīdzinot ar rūpnīcas mērījumiem, tiek piešķirta riska pakāpe $T = 3$, kas liecina par vidēju riska līmeni.



5.1. att. Elektrisko mērījumu aktīvās daļas algoritma blokshēma.

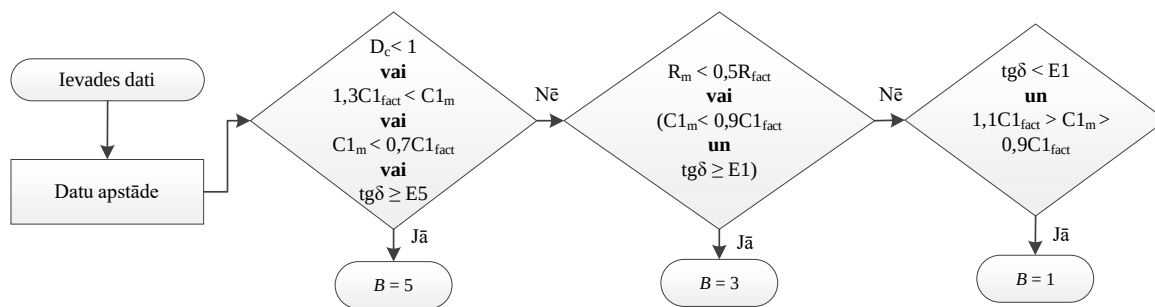
5.2. tabula

Elektriskā indikatora aktīvās daļas un palīgierīču parametru robežvērtības

Parametrs	Līmenis					
	E1	E3		E4		E5
		Aktīvā daļa				
		E3.1	E3.2	E4.1	E4.2	
tgδ (20 °C), %	0,5	0,5	1,0	1,0	1,5	1,5
D _t						1
P _{0 ph-ph} , %		40 ≥ P _{0a-b} ≥ 20 40 ≥ P _{0b-c} ≥ 20 10 ≥ P _{0a-c} ≥ 0				
Z _{k ph-ph} , %				3		
Ievadi						
tgδ (20 °C), %	0,5					1
D _c						1
SRI iekārta						
SR _{ph-ph} , %	2			2 (vismaz 3 pakāpēs)		5
t _b , ms	100					200
I _{NI,2} , %				60		

5.3. Indikatora algoritms ievadiem

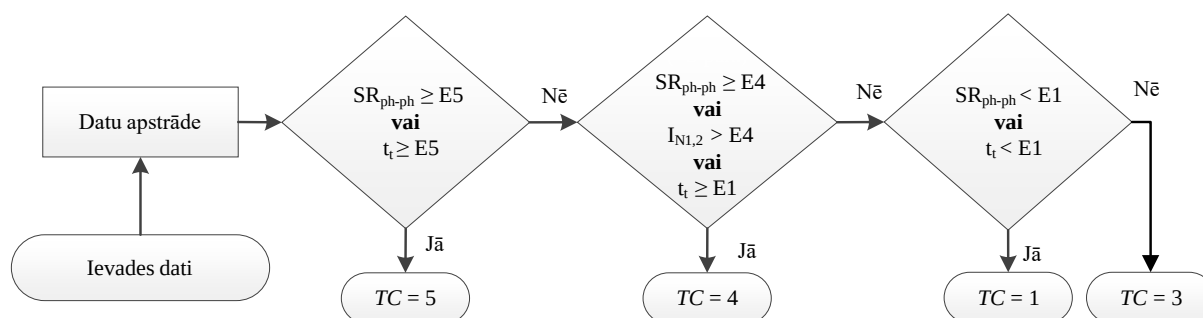
Ievadu algoritms tiek piemērots katram transformatora augstsprieguma ievadam atsevišķi. Izmantotie elektriskie mērījumu parametri R_m – nomērītā izolācijas pretestība; tgδ – dielektrisko zudumu vērtība un galvenās kapacitātes $C1_m$ vērtība, kā arī D_c aprēķins ievadu izolācijas pretestība atbilst minimālajam drošuma kritērijam. Lai mazinātu rezultātu sadrumstalotību, ir izmantotas tikai trīs riska pakāpes vērtības.



5.2. att. Elektrisko mērījumu indikatora ievadu algoritma blokshēma.

5.4. Indikatora algoritms SRI iekārtai

Transformatora SRI, nodrošinot sprieguma regulēšanu zem slodzes, transformatora ekspluatācijas laikā veic lielu skaitu pārslēgšanos. Pārliecināties par SRI iekārtas tehnisko stāvokli var, veicot statistiskās tinumu pretestības noteikšanu katrā pakāpē, no dinamiskās pretestības parametriem – pārslēgšanās laika t_t un strāvas izmaiņa pārslēgšanās laikā $I_{N1,2}$, ko iegūst, izmantojot strāvas svārstību vērtības I_r un I_{rA} . Elektrisko mērījumu indikatora SRI iekārtas algoritma blokshēma redzama 5.3. attēlā.



5.3. att. Elektrisko mērījumu indikatora SRI iekārtas algoritma blokshēma.

5.5. Elektrisko mērījumu algoritma verifikācija

Elektrisko mērījumu algoritma detalizēta verifikācija veikta 12 dažādiem piemēriem – pieciem transformatoriem, trīs ievadiem un trīs SRI iekārtām.

Transformatora aktīvās daļas algoritmam (5.3. tab.) doti pieci transformatoru mērījumu rezultāti un papildus algoritmam nepieciešamie dati, kā arī aprēķinātās riska pakāpes T vērtības.

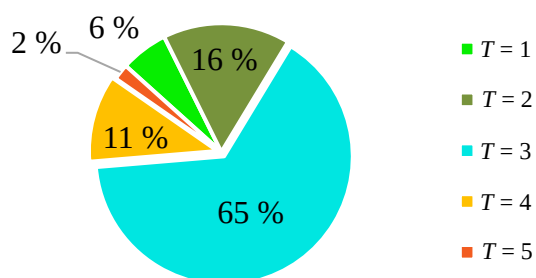
Verifikācija veikta visiem algoritma zariem. 1. gadījumā (5.3. tab.) piešķirta riska pakāpe $T = 3$, praksē transformators ir ekspluatācijā ilgu laiku, un izolācijas pretestība palielinājusies vairāk nekā divas reizes. Riska pakāpe $T = 1$ piešķirta 3. gadījumā, kas atbilst jauna transformatora stāvoklim. 4. gadījumā dielektrisko zudumu krasa paaugstināšanās liecina par samitrinātu tinumu iespējamību, šajā gadījumā riska pakāpe ir augstākā – $T = 5$. 5. gadījumā riska pakāpe ir $T = 4$, jo konstatēta Z_k atšķirība, kas varētu liecināt par iespējamo tinuma deformāciju.

5.3. tabula

Transformatora aktīvās daļas algoritma verificācijas rezultāti

Nr.	Raž. gads	R_f (20 °C), MΩ	Mērījuma gads	Tinumu temp., °C	Tinums	tgδ, %	R_m , MΩ	Fāze / Z_k , Ω		Fāze / P_0 , W		T
1	1974	1143	2016	14	AS	0,17	4700	A	n/d	a	9,82	3
		VS			0,20	3480	B	b		13,46		
		ZS			0,22	3580	C	c		9,81		
2	2005	14 108	2014	10	AS	0,19	79 500	A	n/d	a	5,30	2
		VS			0,18	43 600	B	b		7,00		
		ZS			0,17	40 800	C	c		5,10		
3	2015	5033	2018	16	AS	0,23	22 200	A	n/d	a	34,08	1
		VS			0,34	26 400	B	b		48,00		
		ZS			0,26	46 900	C	c		34,02		
4	1967	590	2013	20	AS	1,61	103	A	n/d	a	55,90	5
		VS			0,23	11 200	B	b		79,10		
		ZS			0,45	13 000	C	c		55,80		
5	1971	627	2003	25	AS	0,32	795	A	268,21	a	165	4
		—			VS	—	—	B	286,67	b	239	
		446			ZS	0,31	540	C	283.63	c	171	

Kopumā aktīvās daļas algoritms verificēts ar 50 transformatoru izlasi, rezultāti apkopoti 5.4. attēlā.



5.4. att. Aktīvās daļas algoritma verificācijas rezultāti 50 transformatoru izlasei.

5.6. Ievadu algoritma verificācija

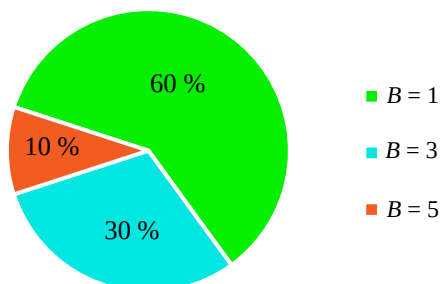
Detalizētai transformatoru ievadu algoritma verificācijai izmantoti trīs 110 kV transformatoru ievadi (5.4. tab.), kopumā ievadu algoritms verificēts ar 50 transformatoru ievadiem, rezultāti apkopoti 5.5. attēlā.

5.4. tabula

Transformatora ievadu algoritma verificācijas piemēri

Piemērs	Temperatūra, °C	Tinums	Fāze	tgδ, %	R_m , MΩ	R_m , C2, MΩ	C1, pF	Riska pakāpe B
1	19	AS	A	0,29	252 000	51 000	317,91	1
			B	0,28	252 000	51 000	315,43	1
			C	0,21	252 000	51 000	310,58	1
2	28	AS	A	0,58	132 000	3180	166,84	3
			B	0,42	59 500	4440	171,81	3
			C	1,58	61 000	2260	176,12	3
3	17	AS	A	3,54	252 000	42 700	382,70	5
			B	0,44	252 000	75 500	335,76	1
			C	0,44	252 000	122 000	340,00	1

5.4. tabulas 3. piemēram A fāzes ievadam izpildās pirmā zara (5.2. att.) nosacījums, līdz ar to tiek piešķirta riska pakāpe $B = 5$. Ievadi algoritmā tiek rēķināti atsevišķi, tāpēc dati par fāzi B un C tiek pārbaudīti analogiski, un šiem ievadiem tiek piešķirtas riska pakāpe $B = 1$.



5.5. att. Ievadu algoritma verificēšanas rezultātu apkopojums 33 ievadiem.

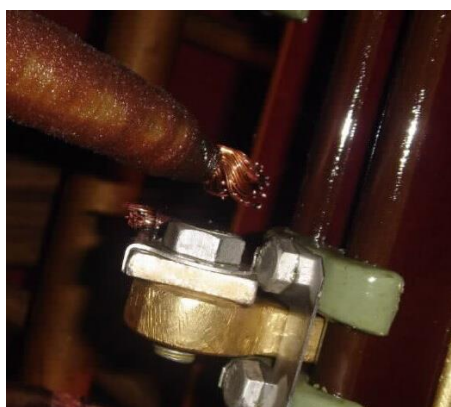
5.7. SRI algoritma verificācija

Sprieguma regulēšanas iekārtas algoritms detalizēti verificēts ar trīs piemēriem (5.5. tab.), kopumā verificācija veikta 33 transformatoru izlasei (5.6. att.).

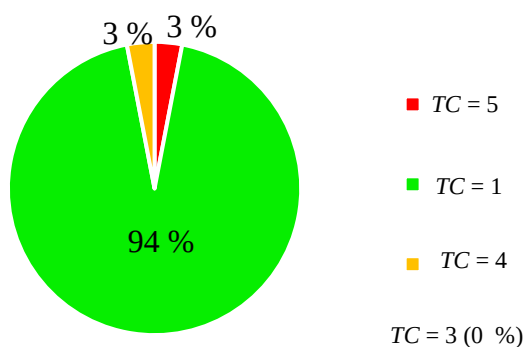
Algoritms ir izstrādāts gadījumam, ja dinamiskās pretestības mērījumi nav veikti (kā 5.5. tabulas 2. piemērā) un ievadītas tikai SR_{ph-N} vērtības. Tādējādi tiek pārbaudīti transformatora tinumi, kontaktu savienojumi un to nodiluma stāvoklis.

Pārbaudot algoritmu ar šo 1. piemēru, 2. piemērā algoritma darbība uzrāda rezultātus, kas atbilst praksē novērotajam.

3.–6. piemērā pakāpes statisko pretestības vērtību nav iespējams nomērīt. Neesot kādai no statiskās pretestības vērtībām kādā no fāzēm, algoritmam izpildās pirmā algoritma zara nosacījums, un šajā gadījumā dalījums ar nulli algoritmā iestrādāts kā $E5$ robežvērtības pārsniegšana, tiek piešķirta riska pakāpe $TC = 5$. Praksē šis gadījums tika uztverts ļoti nopietni, tika atklāts, ka transformatora tvertnē SRI iekārtai A fāzē nolūzis kontakts (5.6. att.)



a)



b)

5.6. att. a) SRI iekārtas defekts, nolūzis kontakts; b) SRI iekārtas algoritma verificēšanas rezultātu apkopojums 33 transformatoru izlasei.

Transformatora SRI algoritma verifikācijas piemēri

Piemērs	Fāze	Pakāpe	I, A	$SR_{nh-N}, m\Omega$	$I_r, \%$	I_{rA}, A	t_0, ms	TC
1	A	1	9,93	1462	—	—	—	1
		2	10,0	1444	31,3	3,13	41,6	1
		3	10,2	1426	30,9	3,15	41,1	1
		4	10,3	1408	32,4	3,33	42,0	1
		5	10,4	1390	32,4	3,36	41,3	1
		...	...	...	...	...	...	...
		23	12,4	1158	40,7	5,04	41,4	1
	B	1	9,67	1462	—	—	41,7	1
		2	9,78	1445	30,0	2,93	42,4	1
		3	9,89	1427	31,5	3,11	41,4	1
		4	10,0	1409	31,3	3,13	42,0	1
		5	10,3	1391	32,1	3,30	41,2	1
		...	...	...	...	...	...	...
		23	12	1158	40,5	4,86	42,1	1
	C	1	9,75	1465	—	—	42,3	1
		2	9,86	1447	31,4	3,09	42,1	1
		3	9,98	1429	31,5	3,14	42,2	1
		4	10,1	1412	32,2	3,25	42,4	1
		5	10,2	1393	32,6	3,25	42,3	1
		...	...	...	...	...	...	...
		23	12,1	1161	41,6	5,03	42,4	1
2	A	1	n/d	4.89	n/d	n/d	n/d	1
		2	n/d	4.77	n/d	n/d	n/d	1
		3	n/d	4.66	n/d	n/d	n/d	1
		...	...	...	...	...	...	...
		8	n/d	4.10	n/d	n/d	n/d	1
	B	1	n/d	4.96	n/d	n/d	n/d	1
		2	n/d	4.84	n/d	n/d	n/d	1
		3	n/d	4.73	n/d	n/d	n/d	1
		...	...	...	...	...	...	...
		8	n/d	4.17	n/d	n/d	n/d	1
	C	1	n/d	4.93	n/d	n/d	n/d	1
		2	n/d	4.81	n/d	n/d	n/d	1
		3	n/d	4.70	n/d	n/d	n/d	1
		...	...	...	...	...	...	...
		8	n/d	4.14	n/d	n/d	n/d	1
3	A	5	n/d	2.17	n/d	n/d	n/d	1
		6	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	5
		7	n/d	2.07	n/d	n/d	n/d	1
	B	5	n/d	2.17	n/d	n/d	n/d	1
		6	n/d	2.13	n/d	n/d	n/d	1
		7	n/d	2.07	n/d	n/d	n/d	1
	C	5	n/d	2.16	n/d	n/d	n/d	1
		6	n/d	2.11	n/d	n/d	n/d	1
		7	n/d	2.05	n/d	n/d	n/d	1

6. METODOLOĢIJAS VERIFIKĀCIJA

6.1. Transformatora parametri un ietekmes faktora aprēķins

TSI metodoloģijas verifikācija veikta, balstoties uz iepriekš aprakstītajiem indikatoru algoritmiem. Verifikācijai izmantoti 38 dažādu jaudu un ražošanas standartu 110 kV un 330 kV Latvijas pārvades sistēmā ietilpstošu transformatoru izlase, detalizēti aprakstīts pēc nejaušības principa izvēlēts viens pārvades sistēmā ekspluatācijā esošs transformators.

Aprēķina piemērā izmantots 1984. gadā pēc *GOST* standarta izgatavots trīstinumu, *ATDCTN* tipa autotransformators ar nominālo jaudu 125 MVA un 330 kV nominālo spriegumu.

Kopējais ietekmes faktors Y attiecīgajam transformatoram:

$$Y = F1 + F2 + F3 + F4 + F5 + F6; \quad (6.1.)$$

$$Y = 0,5 + 0,5 - 0,1 + 0 + 0 + 0 = 0,9.$$

Metodoloģijas verifikācijai izmantotā *ATDCTN* autotransformatora ekspluatācijas dati un ar 6.1. izteiksmi aprēķinātā ietekmes faktora Y vērtība uzskatāmi parādīti 6.1. tabulā.

6.1. tabula

Autotransformatora *ATDCTN* ekspluatācijas datu raksturojums

F1	F2	F3	F4	F5	F6	Ietekmes faktora rezultāts Y
36	Darbā	Jā	Nē	Novērstas	Nav	0,9

6.2. GHA indikatora aprēķins

Verifikācijas piemēra $G5$ gāzu vērtības: H_2 – 14,7 ppm, CH_4 – 22,79 ppm, C_2H_4 – 5,87 ppm, C_2H_6 – 6,07 ppm, C_2H_2 – 0,73 ppm. $G2$ gāzes: CO – 206 ppm un CO_2 – 2370 ppm. Transformatoram pēc *GOST* ražošanas standarta robežkoncentrācijas $S1$ un $S3$ skaitliskās robežvērtības:

$$S1_{G5} = \begin{pmatrix} 60 \\ 45 \\ 15 \\ 30 \\ 1 \end{pmatrix} \text{ un } S1_{G2} = \begin{pmatrix} 350 \\ 1500 \end{pmatrix}; \quad S3_{G5} = \begin{pmatrix} 100 \\ 100 \\ 100 \\ 50 \\ 10 \end{pmatrix} \text{ un } S3_{G2} = \begin{pmatrix} 600 \\ 8000 \end{pmatrix}.$$

Saskaņā ar algoritmu (3.2. att.) pirmajā solī izvērtē $G5$ un $G2$ gāzu vērtības pret $S1$ robežvērtībām, nevienādība izpildās CO_2 vērtībai. Izpildot nākamo soli, izvērtē izejas datus attiecībā pret $S3$ robežvērtībām. Nevienādība neizpildās, piešķirta riska pakāpe $K = 2$.

6.3. Eļļas analīžu indikatora aprēķins

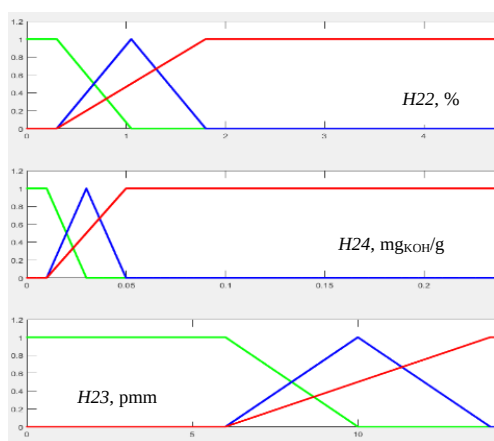
Eļļas analīžu indikatora algoritmam nepieciešamie dati apkopoti 6.2. tabulā.

6.2. tabula

Autotransformatora *ATDCTN* eļļas parametru vērtības no pārskata

<i>H21</i> , °C	<i>H22</i> , %	<i>H23</i> , ppm	<i>H24</i> , mg _{KOH} /g
143	0,04	10	0,01

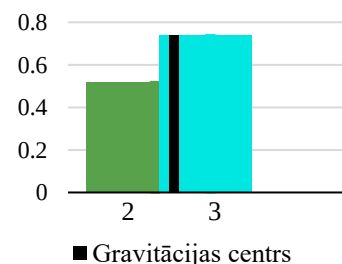
Saskaņā ar algoritmu (4.2. att.) vispirms tiek pārbaudīts, vai neiestājas bīstamākais gadījums. Nevienādība neizpildās, uzliesmošanas temperatūra nav mazāka par 135 °C. Nākamajā solī pārbauda otru – labākā stāvokļa – iespējamību, kur *H22*, *H23* un *H24* ≤ *L1* robežvērtību. Ūdens saturs eļļā pārsniedz *L1* robežvērtību, tiek veikts faziloģikas aprēķins.



a)

	Piederības funkcija	Piederības funkcija vērtība
<i>H22</i>	<i>L</i>	1
	<i>M</i>	0
	<i>H</i>	0
<i>H24</i>	<i>L</i>	1
	<i>M</i>	0
	<i>H</i>	0
<i>H23</i>	<i>L</i>	0
	<i>M</i>	0,52
	<i>H</i>	0,74

b)



c)

6.1. att. a) Parametru *H22*, *H24* un *H23* piederības funkcijas;
b) piederības funkcijas vērtības; c) gravitācijas centrs.

Izmantojot secināšanas noteikumus no visām piederības funkcijām, to minimālās vērtības izmanto gravitācijas centra aprēķināšanai. Eļļas indikatora riska pakāpe, kas atbilst gravitācijas centra novietojumam (6.1. att.), ir $K_3 = 3$.

6.4. Elektrisko mērījumu indikatora aprēķins

Elektrisko mērījumu indikatora aprēķins sākas ar aktīvās daļas algoritmu, nepieciešamie dati apkopoti 6.3. tabulā. Algoritms sākas ar bīstamākā gadījuma pārbaudi, kas neizpildās, turpinājumā salīdzinošajā daļā tiek pārbaudīta izolācijas pretestības vērtība pret rūpnīcas mērījumiem, īsslēguma pretestības atšķirības starp fāzēm un tukšgaitas zudumu tipiskās vērtības. Izmērītā izolācijas pretestība R_m ir vismaz divas reizes lielāka nekā rūpnīcā izmērītā, un transformators ekspluatācijā ir 36 gadus – izpildās 5.1. attēlā redzamās blokshēmas pēdējais zars, tiek piešķirta riska pakāpe $T = 3$.

6.3. tabula

Autotransformatora *ATDCTN* elektrisko mērījumu vērtības no pārskata

Tinums	$R_{\text{fact}}, \text{M}\Omega$ (34 °C)	$R_m, \text{M}\Omega$ (32 °C)	$\text{tg}\delta, \%$ (32 °C)	$Z_k, \%$		P_0, W	
AS	580	15 400	0,27	A-V	1,07		
				A-Z	2,83		
				V-Z	0,08		
ZS	600	22 000	0,22			P_{0a}	169,1
						P_{0b}	240,8
						P_{0c}	168,3

6.5. Ievadu algoritma aprēķins

Ievadu algoritma aprēķinam nepieciešamie dati un mērījumu rezultāti no pārskatiem apkopoti 6.4. tabulā. Katras fāzes ievadam tiek aprēķinātas R_m , R_{fact} un $\text{tg}\delta$ vērtības pie bāzes. Algoritms (5.3. att.) sākas ar bīstamākā gadījuma pārbaudi, kad ievadu izolācija, dielektriskie zudumi vai kapacitātes vērtības liecina par ievada defektu vai bīstamu stāvokli.

Transformatora ievadiem AS tinumā, kā arī VS tinuma A un C fāzes ievadiem piešķirta riska pakāpe $B = 1$, B fāzes ievadam ir lielāka riska pakāpes vērtība $B = 5$, kas piešķirta paaugstinātas dielektrisko zudumu vērtības (1,66 %) dēļ.

6.4. tabula

Autotransformatora *ATDCTN* elektrisko mērījumu (ievadu) vērtības no pārskata

$t, ^\circ\text{C}$	Tinums	Fāze	$\text{tg}\delta, \%$	$R_m, \text{M}\Omega$	$R_m, \text{C2}, \text{M}\Omega$	$C1_m, \text{pF}$	$R_{\text{fact}}, \text{M}\Omega$	$R_{\text{fact}}, \text{C2}, \text{M}\Omega$	$C1_{\text{fact}}, \text{pF}$	$t, ^\circ\text{C}$
17	AS	A	0,41	252 000	51 000	1114	252 000	51 000	1113	17
		B	0,41	252 000	51 000	1114	252 000	51 000	1114	
		C	0,41	252 000	51 000	1122	252 000	51 000	1123	
	VS	A	0,23	252 000	51 000	387	252 000	51 000	387	
		B	1,66	70 000	51 000	391	252 000	51 000	391	
		C	0,23	252 000	51 000	387	252 000	51 000	387	

6.6. SRI indikatora algoritma aprēķins

SRI indikatora algoritma aprēķinam nepieciešamie dati, aprēķinātas statistiskās pretestības vērtību atšķirības starp fāzēm 330 kV, 110 kV un 11 kV tinumos un rezultāts – piešķirtā riska pakāpe TC – apkopots 6.5. tabulā.

Algoritms (5.4. att.) sākas ar statisko pretestību atšķirību aprēķinu un bīstamākā gadījuma pārbaudi. Nākamajā solī pārbaudīta statisko pretestību atšķirība ar $E4$ robežvērtību un nākamajā zarā – ar $E1$ robežvērtību. SRI indikatora rezultāts ir lielākā iegūtā riska pakāpe. Šajā gadījumā neviena no SRI vērtībām nepārsniedz $E1$ robežvērtību, un SRI indikatora riska pakāpe ir $TC = 1$

6.5. tabula

Autotransformatora *ATDCTN* elektrisko mērījumu SRI vērtības no pārskata
un riska pakāpes TC rezultāti

Fāze/ pakāpe	Spriegums 330 kV			Rezultāts SR_{ph-ph} , % Spriegums 330 kV			TC
	A fāze (A–N)	B fāze (B–N)	C fāze (C–N)	A–B, %	B–C, %	A–C, %	
	1,0960	1,0950	1,0930	0,09	0,18	0,27	
	Spriegums 110 kV						
1	0,1669	0,1681	0,1675	0,72	0,40	0,40	1
2	0,1655	0,1663	0,1656	0,48	0,40	0,10	1
3	0,1641	0,1649	0,1642	0,49	0,40	0,10	1
4	0,1628	0,1636	0,1630	0,49	0,40	0,10	1
5	0,1615	0,1623	0,1616	0,49	0,40	0,10	1
6	0,1602	0,1610	0,1603	0,50	0,40	0,10	1
7	0,1586	0,1590	0,1588	0,25	0,10	0,10	1
8	0,1586	0,1590	0,1588	0,25	0,10	0,10	1
9	0,1587	0,1591	0,1589	0,25	0,10	0,10	1
10	0,1602	0,1609	0,1604	0,44	0,30	0,10	1
11	0,1614	0,1622	0,1616	0,49	0,40	0,10	1
12	0,1628	0,1635	0,1630	0,43	0,30	0,10	1
13	1,0960	0,1647	0,1642	0,43	0,30	0,10	1
Spriegums 11 kV							
	A fāze (a–b)	B fāze (b–c)	C fāze (a–c)	a–b, %	b–c, %	a–c, %	
1	0,00413	0,00421	0,00420	1,92	0,20	1,70	1

6.7. Autotransformatora *ATDCTN* rezultāti riska matricā

Ņemot vērā iegūtos rezultātus, autotransformators *ATDCTN* automātiski tiek pozicionēts augsta riska zonā $TSI = 1$, jo rezultāts no ievadu algoritma ir $B = 5$, kas atbilst visbīstamākajam gadījumam.

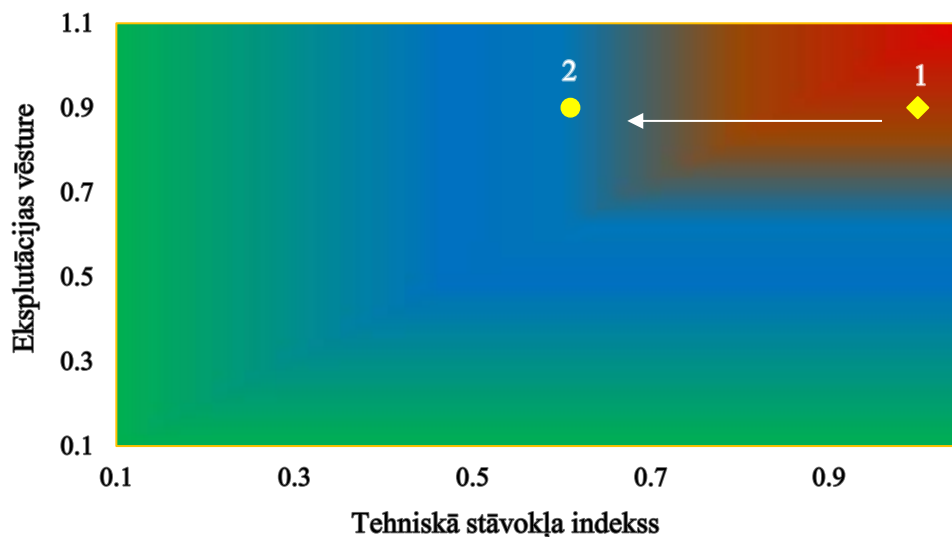
Iegūto situāciju eksperts novērtē kā bīstamu, un nekavējoties tiek veiktas darbības dielektrisko zudumu uzlabošanai. Tika veikti ievada skalošanas astoņi cikli ar vakuumu, devītajā ciklā nomainīta ievada eļļa. Pēc remontdarbiem veiktie kontrolmērījumi neuzrādīja uzlabojumus. Eksperta lēmums: pie tuvākā atslēguma veikt B fāzes ievada nomaiņu. Metodoloģijas verificēšanai izmantotā piemēra rezultāti – pirms ievada nomaiņas – 1. gadījums, pēc ievada nomaiņas – 2. gadījums – apkopoti 6.6. tabulā.

Verifikācijas gadījumi redzami 6.2. attēlā, kur 2. gadījumā autotransformatora TSI vērtība 1 pēc ievada nomaiņas samazinājās uz 0,62.

6.6. tabula

Autotransformatora *ATDCTN* metodoloģijas verificācijas piemēra rezultāti

Gadījums Nr.	Ietekmes faktora rezultāts Y	TSI rezultāts				
		GHA	Eļļas analīzes	Aktīvā daļa	Ievadi	SRI
1	0,9	$K = 2$	$K_3 = 3$	$T = 3$	$B = 5$	$TC = 1$
2	0,9	$K = 2$	$K_3 = 3$	$T = 3$	$B = 1$	$TC = 1$



6.2. att. Autotransformatora *ATDCTN* pozīcijas riska matricā pirms un pēc ievada nomaiņas.

6.8. Algoritma verifikācija ar transformatora izlasi

Metodoloģijas verifikācijai izmantoto 38 transformatoru izlases ekspluatācijas parametri, aprēķinātie kopējā ietekmes faktora *Y* un *TSI* vērtības apkopotas 6.7. tabulā un grafiski attēlotas 6.3. attēlā redzamajā riska matricā.

6.7. tabula

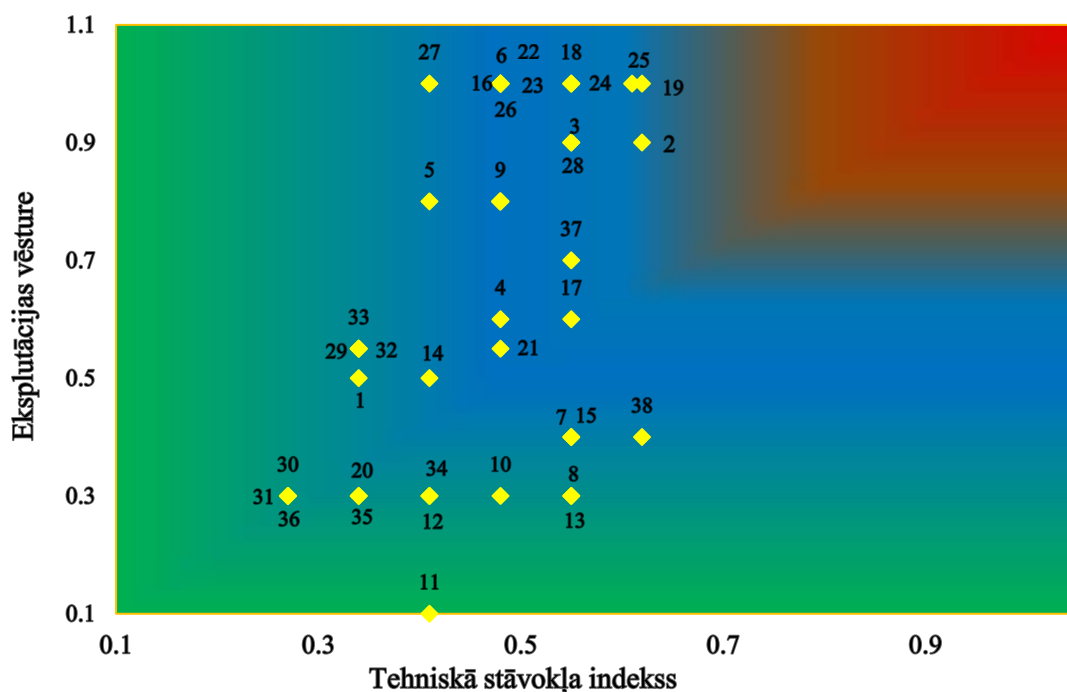
Metodoloģijas verifikācijā izmantotie transformatori

Nr.	F1	F2	F3	F4	F5	F6	Y	TSI
1	11	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	0,50	0,34
2	41	Darbā	Jā	Nē	Novērstas	Nav	0,90	0,62
3	41	Darbā	Jā	Nē	Novērstas	Nav	0,90	0,55
4	39	Karstā rezerve	Nē	Nē	Novērstas	Nav	0,60	0,48
5	36	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,80	0,41
6	43	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	0,55	0,48
7	45	Karstā rezerve	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,40	0,55
8	29	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,55
9	41	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	0,80	0,48
10	34	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,48
11	35	Karstā rezerve	Nē	Nē	Novērstas	Nav	0,10	0,41
12	4	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,41
13	4	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,55
14	35	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	0,50	0,41
15	44	Karstā rezerve	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,40	0,55
16	43	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	1,00	0,48
17	42	Karstā rezerve	Nē	Nē	Novērstas	Nav	0,60	0,55
18	41	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	1,00	0,55
19	36	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	1,00	0,62
20	8	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,34
21	2	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,55	0,48
22	37	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	1,00	0,48
23	36	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	1,00	0,48
24	51	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	1,00	0,55
25	57	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	1,00	0,61

6.7. tabulas turpinājums

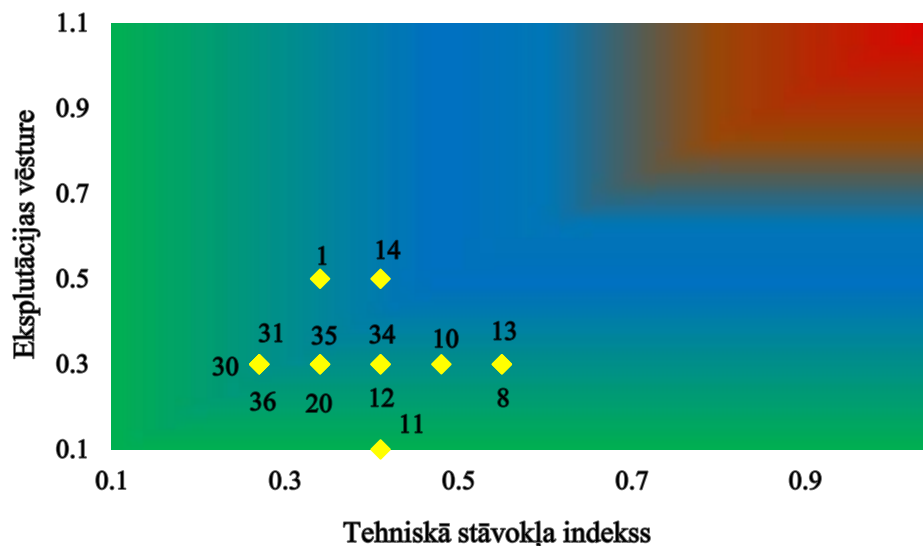
Nr.	F1	F2	F3	F4	F5	F6	Y	TSI
26	56	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	1,00	0,48
27	41	Darbā	Nē	Nē	Novērstas	Nav	1,00	0,41
28	36	Darbā	Jā	Nē	Novērstas	Nav	0,90	0,55
29	2	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,55	0,34
30	3	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,27
31	3	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,27
32	1	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,55	0,34
33	1	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,55	0,34
34	4	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,41
35	4	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,34
36	5	Darbā	Nē	Nē	Piezīmju nav	Nav	0,30	0,27

Transformatoru izlase sastāv no 13 transformatoriem ar ekspluatācijas ilgumu no 3 līdz 35 gadiem (6.4. att.), 21 transformators ekspluatācijā ir vairāk nekā 35 gadus (6.5. att.).



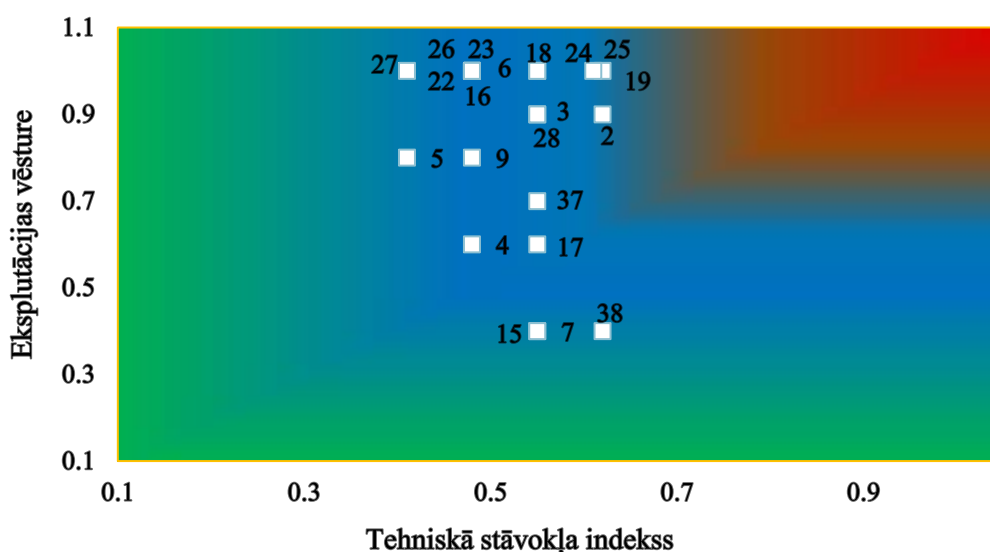
6.3. att. Metodoloģijas verificācijā izmantotie transformatori riska matricā.

Visu 38 transformatoru pozīcijas riska matricā (6.3. att.), ņemot vērā to novietojumu, sniedz priekšstatu par aktuālo situāciju un attiecīgā transformatora riska pakāpi. Piemēram, apskatot sīkāk 6.7. tabulā redzamo verificēto 2. gadījumu. Šī transformatora ekspluatācijas laiks – 41 gads, un tas tiek noslogots joprojām. Ir veikta modernizācija, lai transformatoru spētu turpināt droši ekspluatēt, bet uzturēšanas remonts nav veikts, jo nav konstatēti būtiski defekti un šī transformatora svarīgums sistēmā nav izteikts. Nav uzstādīta monitoringa sistēma. Ekspertam iedziļinoties individuālā transformatora TSI parametros, iespējams detalizēti konstatēt pamatotu šī transformatora novietojumu riska matricā.



6.4. att. Transformatori ekspluatācijā 3 līdz 35 gadiem.

Transformatorus pēc iepriekš izvēlētiem kritērijiem ir iespējams sagrupēt, kā tas izdarīts 6.4. un 6.5. attēlā. Apskatot šo transformatoru novietojumu, iespējams secināt aktuālo transformatoru tehnisko stāvokli atsevišķu ekspluatācijas gadu transformatoriem. Šī ir iespēja operatīvi izķert “vājos posmus”. Liela nozīme ir iepriekš izvēlētiem kritērijiem, ko lieto, lai atšķirtu saplūdušas transformatora riska pakāpes.



6.5. att. Transformatori ekspluatācijā virs 35 gadiem.

Metodoloģijas darbība ir verificēta, strādā atbilstoši izstrādātajiem algoritmiem un pilnībā atbilst, sniedzot izsekojamu, nepārprotamu un uzskatāmu rezultātu, tādējādi atvieglojot atbildīgā eksperta darbu ar visiem pārvades sistēmas transformatoriem.

Izvērtējot rezultātus, 6.8. tabulā salīdzinātas pašreizējās eksperta darbības un izstrādātās TSI metodoloģijas priekšrocības.

Eksperta darbs un izstrādātās TSI metodoloģijas darbības salīdzinājums

Darbība/process	Eksperts	TSI metodoloģija
Mērījumu rezultāti tiek sagatavoti un iesniegti izskatīšanai vismaz 7 pārskatos gan elektroniski, gan papīra veidā	Veic detalizētu pārskatu izskatīšanu un, manuāli vai ievadot MS programmatūrā, salīdzina tos ar rūpnīcas mērījumiem	Datus nepieciešams ievadīt MS Excel vidē, un izveidotie algoritmi veic aprēķinu Matlab vidē
Pārskatu novērtēšana ar robežkoncentrācijām/vērtībām	Izvērtē ekspluatācijas datus, lai lietotu attiecīgās robežvērtības	Metodoloģijā visas aktuālās robežvērtības ir pieejamas un ekspertam dod tiesības nepieciešamības gadījumā veikt to papildināšanu vai izmaiņu
Datu analīze	Rezultātu izvērtēšanu var veikt tikai vienam transformatoram reizē, un nav grafiska attēlojuma. Process laikietilpīgs	Pārskatu rezultātus var apstrādāt vienlaikus vairākiem transformatoriem, ir grafisks attēlojums un izsekojami rezultāti caur indikatoriem
Grupēšana	Grupēšanu veicama manuāli vai MS vidē	Grupēšana veicama, izvēloties nepieciešamos parametrus, transformatorus vai indikatorus
Datu aktualizēšana	Izskatot jaunus datus un veicot analīzi, pārskatu izskatīšanu un pievienošanu datu sistēmai	Dati tiek atjaunoti nekavējoties, līdz ar to iegūts aktuāls rezultāts

DARBA GALVENIE REZULTĀTI UN SECINĀJUMI

1. Literatūras analīzes rezultātā var secināt, ka pastāv dažādas transformatoru novērtēšanas metodoloģijas. Dažādu valstu elektropārvades sistēmās izveidotās tehniskā stāvokļa novērtēšanas metodes galvenokārt balstītas uz tradicionālām diagnostikas metodēm, galvenā atšķirība ir to dažādām ekspluatācijas stratēģijām, metožu izvēles un mērījumu datu pienākšanas periodiskumam.
2. Ekspluatācijas stratēģijas bieži vien tiek veidotas uz individuāli vai vēsturiski izveidotām īpašībām, kas padara katru elektropārvades sistēmu unikālu, tādēļ kopējā metodoloģija, TSI indikatori un to matemātiskais apraksts un riska matricas izveide ir jāpielāgo katrai sistēmai individuāli.
3. Izvērtējot esošā transformatora parka īpatnības, diagnostikas rezultātu datu apjomu un periodiskumu, izveidota TSI metodoloģija, kas ļauj apvienot vienā sistēmā transformatoru ekspluatācijas laikā uzkrātos datus un kurā iestrādātas Latvijas elektropārvades sistēmas transformatoru diagnostikas testu rezultātu tipiskās robežvērtības, sprieguma regulēšanas iekārtas dinamiskās pretestības novērtēšana, kā arī slodzes un darbmūža kritēriji.
4. Verificējot metodoloģiju un apstrādājot iegūtos rezultātus, ir skaidri redzams, ka universāls risinājums nav iespējams. TSI indikatori – gāzu hromatogrāfiskās analīzes, eļļas analīzes un elektriskie mērījumi – aptver visus transformatoru mezglus, tostarp, papildierīces, un atšķirīgais iekļauto diagnostikas testu periodiskums nodrošina, ka ir panākta efektīva diagnostikas rezultātu jeb esošās nepārtrauktās datu plūsmas apstrāde.
5. TSI indikatoru pārbaude, lietojot lielu skaitu mērījumu rezultātus kopumā vairāk nekā 140 transformatoru izlasei un veicot padziļinātu izpēti 27 gadījuma piemēriem, liecina, ka iegūtās TSI vērtības atbilst transformatora tehniskajam stāvoklim.
6. Riska matrica, kurā apvienoti tehniskā stāvokļa un ekspluatācijas vēstures dati, ļauj uzskatāmi gan izvērtēt atsevišķa transformatora darbības riska pakāpi, gan veikt salīdzinošo analīzi transformatoru grupām.
7. Metodoloģijā ir iestrādāts vispirms identificēt visbīstamākos gadījumus, kuriem nepieciešama tūlītēja rīcība, kas ļauj efektīvi plānot transformatoru padziļinātās pārbaudes, remontus un palīgierīču nomaiņu. Un to rezultāts nekavējoties nonāk augsta riska zonā – matricas augšējā labajā sarkanajā stūrī, kā tas pierādījās detalizēta piemēra verificācijā (6. nodaļa).

LITERATŪRAS SARAKSTS

1. A Stitch in Time: The Complete Guide to Electrical Insulation Testing, Dallas: Megger, 2006.
2. A. Naderian, S. Cress, R. Piercy and F. Wang, "An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers," in *Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Vancouver, 2008.
3. CIGRE 761, *Condition assessment of power transformers*, vol. WG A2.49, CIGRE, 2019.
4. Engineers, U. S. Army Corps of Engineers, "Hydro Plant Risk Assessment Guide. Appendix E5:Transformer Condition Assessment," 2006. [Online]. Available: <https://operations.erdc.dren.mil/hydro/pdfs/bmp-Transformers.pdf>.
5. G. Poiss and S. Vitolina, "Overview of the Power Transformer Park and Diagnostic Methods in Latvia," in *IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, Riga, 2015.
6. G. Poiss, "Development of a risk matrix considering specific features of the power transformer park of Latvia," in *12th International Conference of Young Scientists on Energy Issues, CYSENI-2015*, Kaunas, 2015.
7. H. Li, Y. Wang, X. Liang and Y. He, "Fault prediction of Power Transformer by Association Rules and Markov," in *2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, ATHENS, 2018.
8. H. Ma, H. Lai and M. Wang, "Forecasting of dissolved gas in transformer oil by optimized nonlinear Grey bernoulli Markov model," in *IEEE Control and Decision Conference*, pp. 4168–4173, 2016.
9. I. Taha, S. Ghoneim and H. Zaini, "Improvement of Rogers four ratios and IEC code methods for transformer fault diagnosis based on dissolved gas analysis," in *North American Power Symposium (NAPS)*, 2015.
10. IEC 31010:2019, *Risk management – Risk assessment techniques*, ISO/IEC, 2019.
11. IEC 60599:2015, *Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, ISO/IEC, 2015.
12. ISO 31000:2018, *Risk management – Guidelines*, ISO/IEC, 2018.
13. J. A. Lapworth and A. Wilson, "The Asset Health Review for Managing Reliability Risks Associated with Ongoing Use of Ageing System Power Transformers," in *2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, Beijing, China, April 21–24.
14. LEK 118, *Transformatoru eļļu pārbaudes normas*, Rīga: Latvijas Energostandarts, 2014.
15. LEK002, *Energoietaišu Tehniskā ekspluatācija*, Rīga: Latvijas Energostandarts, 2015.
16. M. Vermeer, J. Wetzter, P. v. d. Wielen, E. d. Haan and E. d. Meulemeester, "Asset-

management decision-support modeling, using a health and risk model,” in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, 2015.

17. P. Damrongkulkamjorn and K. Taengko, “Risk Assessment for Power Transformers in PEA Substations using Health Index,” in *10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, Krabi, 2013.
18. SERVERON TM8 on-line DGA, “SERVERON,” [Online]. Available: <https://www.qualitrolcorp.com/products/dissolved-gas-analyzers/multi-gas-analyzers/serveron-tm8-multi-gas-on-line-dissolved-gas-monitor/>.
19. T. Hjartarson and S. Ota, “Predicting Future Asset Condition Based on Current Health Index and Maintenance Level,” in *ESMO 2006 – 2006 IEEE 11th International Conference on Transmission & Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance*, Albuquerque, 2007.
20. T. Suwanasri, C. Suwanasri, R. Phadungthin, “Risk Assessment Based on Condition and Importance Criteria for Power Transformer in Thailand Transmission Network,” in *John & Wiley & Sons, Inc., IEEJ Trans.*, 2015.
21. W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech, “The new developed Health Index for transformer condition assessment,” in *2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Xi'an, 2016.