



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL  
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

# Aktiivenergia kaod Eesti elektrisüsteemis

**Energiasüsteemide õppetool**

**Elektroenergeetika õppesuund**

**Magistritöö**

Õppetooli juhataja    prof    H. Tammoja

Juhendaja                doktorant        K. M. Lehtmets

Lõpetaja                 M. Abel

**Tallinn 2015**

## Töö kaitsmine

Lõputöö on kaitsstud ..... 201.... a    hindele .....

Kaitsmiskomisjoni esimees (nimi ja allkiri)\_\_\_\_\_

## **Autori deklaratsioon**

Deklareerin, et käesolev lõputöö, mis on minu iseseisva töö tulemus, on esitatud Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudile haridusastme lõpudiplomi taotlemiseks elektroenergeetika erialal. Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneri-diplomit taotletud.

Lõpetaja (allkiri ja kuupäev) \_\_\_\_\_

# Lõputöö kokkuvõte

<p><i>Autor:</i> Martin Abel</p> <p><i>Töö pealkiri:</i> Aktiivenergia kaod Eesti elektrisüsteemis</p> <p><i>Kuupäev:</i> 27.05.2015</p>	<p><i>Lõputöö liik:</i> magistritöö</p> <p>...lk</p>
<p><i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnika Ülikool</p> <p><i>Teaduskond:</i> Energeetikateaduskond</p> <p><i>Instituut:</i> Elektroenergeetika instituut</p> <p><i>Õppetool:</i> Energiasüsteemide õppetool</p>	
<p><i>Töö juhendaja(d):</i> Karin Maria Lehtmets</p> <p><i>Töö konsultant (konsultandid):</i></p>	
<p><i>Sisu kirjeldus:</i> Antud ülevaade Eesti elektrivõrgust. Sai vaadeldud Eleringi ja Elektrilevi investeringuplaane. Hinnatud aktiivkadude arvestuslike, tehniliste ja kommertskadude suurusi mõlemas võrgus. Analüüsi Eleringi, kui ka Elektrilevi meetodikaid aktiivenergia kadude vähendamiseks. Selgitati välja, mis on omatarbe energia ning mis sellega teha.</p> <p>Magistritöö osad:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Elektrivõrgu aktiivkadu ja selle hindamismetoodikad</li> <li>2) Eesti elektrisüsteemi kirjeldus</li> <li>3) Põhivõrgu kaod</li> <li>4) Jaotusvõrgu kaod</li> <li>5) Kaoelektri arvutamise meetodika</li> <li>6) Omatarbe mõõtmine ja arvestamine</li> <li>7) Kaoenergia lokaliseerimise praktika</li> </ol>	
<p><i>Märksõnad:</i> Aktiivenergia kaod, elektrijaotusvõrk, kaopiirkond, jaotusvõrgu energiakadude analüüs</p>	

## Summary of the diploma work

<p><i>Author:</i> Martin Abel</p> <p><i>Title:</i> Active power losses in Estonian transmission and distribution network</p> <p><i>Date:</i> 27.05.2015</p>	<p><i>Kind of the work:</i> Master's thesis</p> <p style="text-align: right;"><i>pages</i></p>
<p><i>University:</i> Tallinn University of Technology</p> <p><i>Faculty:</i> Faculty of Power Engineering</p> <p><i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering</p> <p><i>Chair:</i> Chair of Power Systems</p>	
<p><i>Tutor(s) of the work:</i> Karin Maria Lehtmets</p> <p><i>Consultant(s):</i></p>	
<p><i>Abstract:</i> Given an overview of Estonian distribution and transmission electrical network. Briefly looked in to distribution companies Elering and Elektrilevi investment plans . Given an overview of calculated-, technical- and commercial losses in both distribution networks. Given an analysis of methodics worked out in Elering and Elektrilevi to active power losses reduction.</p> <p>Parts of Master's Thesis:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Active power losses in transmission and distribution networks</li> <li>2) A brief overview of Estonian grid</li> <li>3) Distribution company Elering active power losses</li> <li>4) Distribution company Elektrilevi active power losses</li> <li>5) Loss energy calculation methods</li> <li>6) Self-consumption of substations</li> <li>7) Elektrilevi practise of localising loss energy</li> </ol>	
<p><i>Key words:</i> Active power losses, distribution and transmission network, lossdistricts, distribution networks energy losses analysis</p>	

# Sisukord

Töö kaitsmine.....	2
Autori deklaratsioon.....	3
Lõputöö kokkuvõte .....	4
Summmary of the diploma work.....	5
Sisukord.....	6
Lõputöö ülesanne .....	8
Sissejuhatus .....	9
1. Elektrivõrgu aktiivkadu ja selle hindamismetoodikad.....	10
1.1 FÜÜSIKALISED KAAD .....	12
1.2 KOORONAKAOD .....	14
1.3 RIKKEKAOD .....	15
1.4 KOMMERTSKAOD .....	16
1.5 KADUDE ANALÜÜS.....	18
1.6 KAOPIIRKONNA VALIK.....	19
1.7 TEHNILISTE KADUDE HINDAMINE .....	20
1.8 KOORMUSKADUDE HINDAMINE.....	21
1.9 EKVIVALENTSE TAKISTUSE MEETOD .....	23
1.10 TRAFODE TÜHIJOOKSUKAOD.....	25
1.11 MADALPINGEVÕRKUDE KADUDE HINDAMINE .....	26
1.12 KADUDE HINDAMISTULEMUSTE ANALÜÜSIMINE.....	28
1.13 KADUDE VÄHENDAMISE MEETMED - KORRALDUSLIKUD .....	29
1.14 KADUDE VÄHENDAMISE MEETMED - TEHNILISED.....	32
1.15 KADUDE VÄHENDAMISE MEETMED - KOMMERTSMEETMED.....	33
2. Eesti elektrisüsteemi kirjeldus .....	35
3. Põhivõrgu kaod .....	38
3.1 ELERINGI MEETMED ELEKTRIVÕRGU OPTIMAALSEKS PLANEERIMISEKS.....	42
3.2 PÕHIVÕRGU KADUDE JAOTUS .....	44
4. Põhivõrgu kadude analüüs PSS/E abil.....	45
5. Jaotusvõrgu kaod .....	47
5.1 ELEKTRILEVI INVESTEERIMISE PRIORITEEDID .....	49
5.2 TARBIMISJÄRELVALVE OSAKONNA TEGEVUSED KAO VÄHENDAMISEKS.....	51
6. Jaotusvõrgus kaoelektri arvutamise meetodika .....	58
7. Jaotusvõrgu omatarbe mõõtmine ja arvestamine .....	61

8. Jaotusvõrgus kaelektri lokaliseerimise praktika .....	62
Kokkuvõte .....	65
Kirjanduse loetelu .....	67
Lisad .....	69

# Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema: **Kaod Eesti elektrisüsteemis**  
Üliõpilane: **Martin Abel, 111724AAVMM**  
Lõputöö juhendaja: **Karin Maria Lehtmets**  
Õppetool: **Energiasüsteemide õppetool**  
Õppetooli juhataja: **Heiki Tammoja**  
Lõputöö esitamise tähtaeg: **15.05.2015**

---

Üliõpilane (allkiri)

---

Juhendaja (allkiri)

---

Õppetooli juhataja (allkiri)

## Lähteandmed:

Põhivõrgu ja Jaotusvõrgu tehnilised- ja mõõteandmed. Riigi Ilmateenistuse andmik.

## Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

Põhivõrgu kadude analüüs.

Põhivõrgu kadude analüüs PSS/E rakenduse abil.

Jaotusvõrgu kadude analüüs.

Jaotusvõrgu kaoenergia lokaliseerimise praktika.

## Graafiline osa:

Elektrisüsteem Eestis st. Põhivõrgu ja Jaotusvõrgu elektriskeemid koos erinevate ülekandeseadmete loeteluga

## Lõputöö konsultandid (vajadusel):

Puuduvad



## Sissejuhatus

Elektrivõrgu efektiivsus on näitaja, mis mõjutab riigi kodanike suurel määral. Eriti tähtis on ta aina kasvava elektrienergia tarbimise juures. Maailma praktika näitab, et elektrivõrkude energiakadude vähendamiseks tehtavate jõupinguste majanduslik tasuvus on suur. Eesti elektrisüsteemide efektiivistamise on 25. aastaga palju panustatud. Et vähendada kadusid elektrivõrgus, tuleb need välja selgitada lähemalt. Tuleb fikseerida nende suurused ja lokaliseerida kaoallikas võimalikult kiiresti. Põhivõrgu operaator Elering ja jaotusvõrgu operaator Elektrilevi on panustanud palju elektrivõrgu efektiivistamise.

Analüüsiti lähemalt **aktiivkadude** tekke põhjuseid ja võimalike meetmeid nende likvideerimiseks. Samuti põhi- ja jaotusvõrgu kadude hetkeseisu.

Esimeses peatükis kirjeldati kadude tekke põhjuseid ja erinevaid võimalike meetmeid kadude lokaliseerimiseks. Teises peatükis hinnati Eesti elektrisüsteemide mahtu – liinid, trafod. Kolmandas peatükis vaadeldi põhivõrgu kadusid ning neljandas analüüsiti reaalseid kaoenergia koguseid, et teha üldistavaid järeldusi. Viendas peatükis vaadati jaotusvõrgu aktiivkadu ja tuleviku sihte. Kuuendas peatükis on kirjeldatud jaotusvõrgu kaoenergia tuvastamise hetke meetodikaid. Seitsmendas peatükis vaadati, et mis on omatarve ja miks seda mõõtma peab. Kaheksandas peatükis kirjeldati, kuidas jaotusvõrgu teooria ja meetodika päriselus toimib.

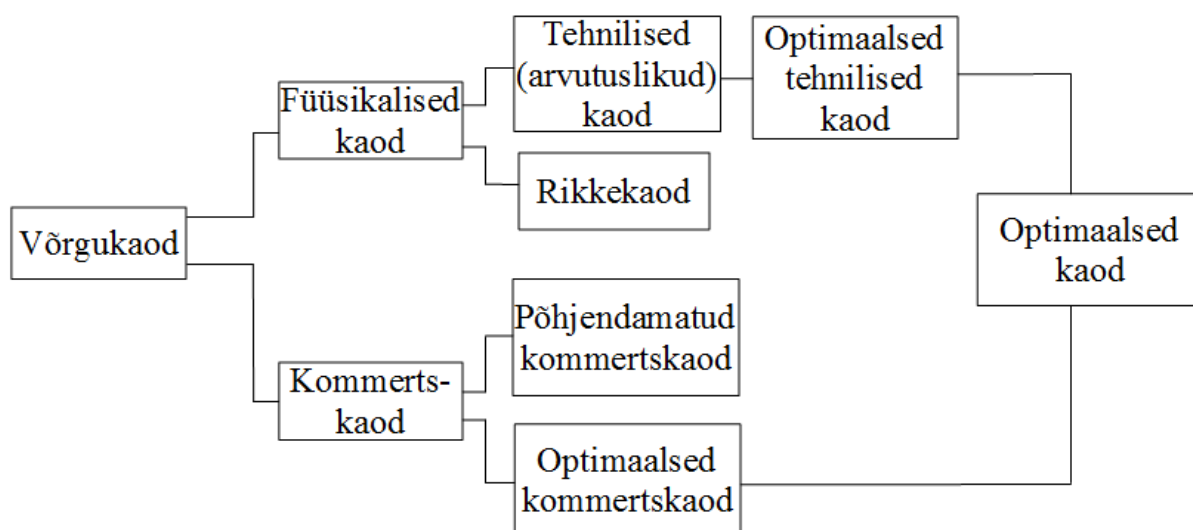
Magistritöö eesmärk on anda hetkepilt Eesti elektrivõrkudes esinevatest aktiivkadudest. Saada ettekujutus kasutatavast meetodikast, analüüsida kadude liike ja kasutatavaid meetmeid nende vähendamiseks.

Magistritöö valmimisel on abiks olnud suur hulk isikuid. Tänan siinkohal magistritöö juhendajat Karin Maria Lehtmets, kes juhendas PSS/E rakenduse juures ja abistas materjalidega. Samuti suur tänu Elektrilevi tarbimisjärelvalve osakonna töötajatele – Toomas Kask, Tõnu Polding ja Urmas Pöldver, kes andsid ligipääsu suurele hulgale andmetele ja juhendasid praktiliste näidete toomise juures.

# 1. Elektrivõrgu aktiivkadu ja selle hindamismetoodikad

Võrgukaod on energia kaod elektrivõrkudes, mis on üheks elektrivarustuse kvaliteedi näitajaks. Kaod jagunevad nii aktiiv- kui reaktiivenergia kadudeks, kuid antud töös käsitletakse edaspidi aktiivenergia kadusid. Elektrivõrgu kadude teooria on kokku võetud P. Raesaare konsekti, M. Meldorf ja J. Kilter Jaotusvõrgu püsitalitluse arvutamine (pt. 6.2.3), Elektrilevi tarbimisjärelvalve osakonna konsultatsiooni ja erinevate teadusartiklite abiga, mis on töös jooksvalt viidatud.

Elektrivõrgu kaod jagunevad peamiselt füüsilisteks kadudeks ja kommertskadudeks.



Joonis 1.1 Kadude jaotus elektrivõrgus [7]

**Füüsikalised energiakaod** on võrku siseneva ja võrgust väljuva energia vahe, mida saame leida valemiga  $\Delta W_F = W_{Steg} - W_{Vteg}$  (1.1)

kus:  $W_{Steg}$  - võrku sisenev energia, kWh;

$W_{Vteg}$  - võrgust väljuv energia, kWh.

Võrku sisenev ja väljuv energia leitakse mõõte-arvestussüsteemi kaudu, võttes aluseks arvestite näite, klientide elektriarveid või laekumisi jms.

Mõõtmise teel leitud võrku siseneva energia ja sealt väljuva energia vahet loetakse **arvestuslikeks kadudeks**, mida saame leida valemiga  $\Delta W_A = \Delta W_S - \Delta W_V$  (1.2)

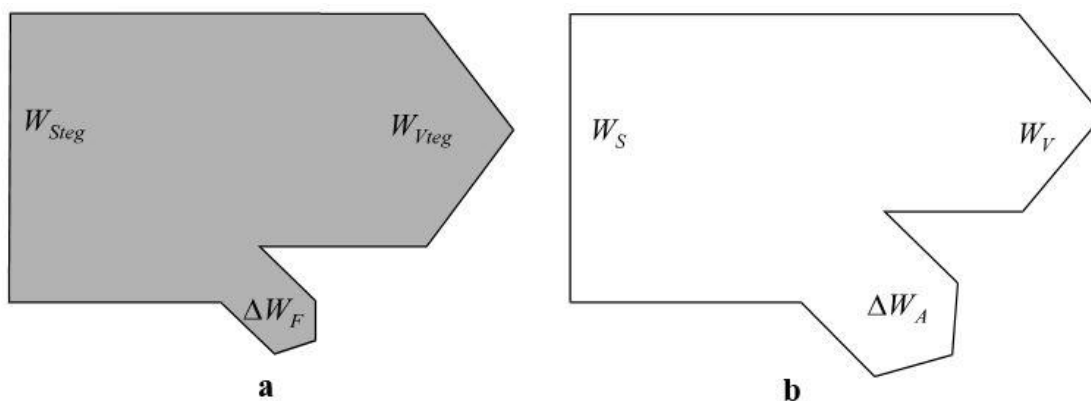
kus:  $W_A$  - arvutuslik kadu, kWh;

$W_S$  - võrku sisenevaid kadusid, kWh;

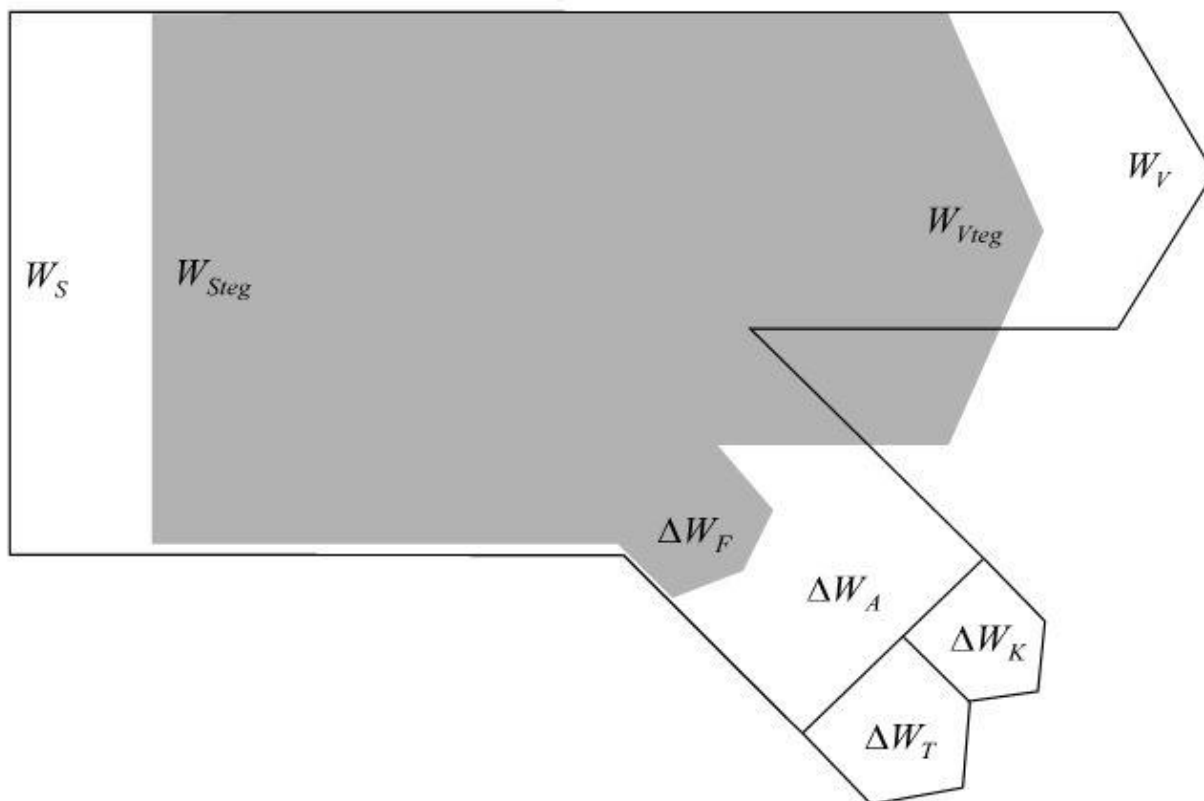
$W_V$  - võrgust väljuvaid kadusid, kWh.

Siiski ei ole arvestuslikud kaod ja tegelikud füüsikalised kaod võrdsed, sest mõõtearvestussüsteem ei ole täpne. Seetõttu on võimalik tegelikke füüsikalisi kaudusid ainult arvutuslikult hinnata. Seoses asjaoluga, et arvutused ei saa olla täpsed, siis ei saa arvutatud kaudusid nimetada füüsikalisteks kadudeks ning selleks, et neid omavahel eristada nimetame arvutatud kaudusid tehnilisteks kadudeks ning tähistame neid  $\Delta W_T$ .

Arvutuslike ja tehniliste kadude vahet nimetatatakse kommertskaududeks ( $\Delta W_K$ ), mis avaldatakse valemiga  $\Delta W_K = \Delta W_A - \Delta W_T$  (1.3) ehk arvestuslikud kaod koosnevad tehnilistest kadudest ja kommertskaududest.



Joonis 1.2 Elektrienergia kaod elektrivõrgus: a) tegelik b) mõõtmiste tulemusel [7]



Joonis 1.3 Kadude eabilanss [7]

Tehnilised kaod kujutavad elektri edastamisega kaasnevaid paratamatuid füüsikalisi kadusid, samas kommertskaod on tingitud arvutus- ja mõõtesüsteemi puudustest või ebatäpsusest. Arvutus- ja mõõtesüsteemi puudusteks saab lugeda energiavargusi, mõõteseadmete vigu ja rikkeid, klientide hilinemist elektriarvete tasumisel jne.

## 1.1 Füüsikalised kaod

Füüsikalised kaod jagunevad kaheks - normaalseteks ja ebanormaalseteks ehk rikkekadudeks. Normaalseid tehnilisi kaodusid saab arvutada elektrotehnika valemitel ning nad vastavad normaaltalitluse tingimustele. Rikkekadusid praktiliselt arvutada ei saa, sest nad on juhusliku iseloomuga. Need kaod on tingitud koormuste olulisest asümmeetriast või isolatsiooniriketest, mis võivad tekkida erinevatel põhjustel, nagu juhtmete kokkupuude puude või võsaga, lühised jms. Praktilises käsitluses jäävad rikkekadod kommertskadudele alla, sest korras võrgus on nende osatähtsus väike. Neid ei saa praktiliselt arvutada ning tehniliste kadude all peetakse silmas normaalseid tehnilisi kadusid.

**Tehnilised kaod** jagunevad järgmiselt:

- koormuskaod liinides,
- koormuskaod trafodes,
- tühijooksukaod trafodes,
- koroonakaod liinides,
- alajaamade omatarve,
- kaod kompenseerimisseadmetes,
- kaod reaktorites,
- kaod mõõtetrafodes, sekundaarahelates ja arvestites.

**Püsikadudeks** loetakse tühijooksukadusid ehk rauaskadusid trafode südamikes ning koormus- ehk **muutuvkadudeks** loetakse võrguelementide aktiivtakistustes esinevaid kadusid. Püsikaod on kaod pöikiahelates, millele on rakendatud talitluspinge ning neid loetakse ajas muutumatuteks. Koormuskadudeks loetakse kadusid pikiahelates, mida läbib talitlusvool ning need kaod on ajas muutuvad. Rauaskaod ei sõltu koormusest ning nad on võrdelised pingega ruuduga. Trafo rauaskadu loetakse tavaliselt võrdseks trafo tühijooksukaoga ja tühijooksukaod antakse trafo nimiaandmetes. Seevastu koormuskaod ehk vaseskaod (Joule'i kaod) on koormusest sõltuvad. Nad on tingitud elektrivoolust voolujuhtivates osades ning on võrdelised koormusvoolu või võimsusvoo ruuduga.

Aktiivvõimsuskadu leitakse valemiga  $\Delta P = I^2 \times R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \times R$  (1.4)

kus: I – trafot, liini läbiv vool, A;

R – trafo, liini takistus,  $\Omega$ ;

P – aktiivvõimsus, kW;

Q – reaktiivvõimsus, kvar;

U – pingetrafol või liinil, V.

Koormuskadusid on eriti keerukas leida, just vajaliku info suure mahu ja selle puudulikkuse tõttu. Võrgutalituse kohta käiv lähteinfo on seda suurem, mida madalam on võrgu pingeklass, sest sellises võrgus on suurem elementide hulk. Kolmefaasilise võrgu elemendis kasutatakse koormuskao leidmiseks klassikalist valemit:  $\Delta P = 3I^2R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2}R$  (1.5)

Kaod reaktorites on põhiliselt Joule'i kaod reaktorite mähistes. Joule'i kaod nii mähistes ja rauaskaod südamikes on kaod mõõtetrafodes, sekundaarahelates ja arvestites. Alajaamade omatave loetakse võrgukadude hulka.

## 1.2 Kooronakaod

Kooronakaod ülekandeliinides on kaod, mis muutuvad soojuseks. See on liinide võimsuskadu, mis tekib kui juhti läbib elektrivool ning ümbritsev õhk ioniseeritakse. Kooronakaod loetakse püsikadude hulka, kuigi nad on formaalsed kaod põikahelates. Koroona kaod esinevad igas õhuliinis, kuid arvestatavaks muutub koroona kadu kõrgetel pingetel – alates 330kV. Ilusa ilmaga on koroona nähtus olematu ja raskesti märgatav. Niiske või vihmase ilmaga, kui veepiisad kogunevad õhuliini peale ja kooronakaod suurenevad [14, 15].

Kooronakadu ülekandeliinides oleneb järgmistest teguritest: ülekande liini pinge, liini juhi diameeter, liini juhtide kaugus teine-teisest, ülekande liini kõrgus merepinnast, ülekande liini tehniline korrasolek ja ilmastiku tingimused. Kooronakadu ei ole sõltuvuses ülekande liini läbivast elektrienergiast [14, 15].

Peek'i seadus paneb paika elektripotentsiaali kahe juhi vahel, et koroona saaks tekkida [14, 15, 16].

Koroona saab tekkida, kui  $e_v = m_v \times g_v \times r \times \ln\left(\frac{S}{r}\right)$  (1.6)

kus:  $e_v$  – kriitiline pinge nähtava kooronalahenduse tekkeks kahe liini vahel,

$m_v$  – juhi pinna kvaliteedi konstant. Sile juht,  $m_v = 1$ . Mustad või kulunud juhid,  $m_v = 0,85 \dots 0,98$ .

$r$  – juhi raadius, cm;

$S$  – juhtide vaheline kaugus;

$g_v$  – kriitiline elektriväli, mis arvutatakse valemiga  $g_v = g_0 \times \delta \left(1 + \frac{c}{\sqrt{\delta \times r}}\right)$  (1.7)

kus:  $g_0$  – kooronat põhjustav kriitiline elektriväli, tavaliselt õhuliinidel 30...32 kV/cm;

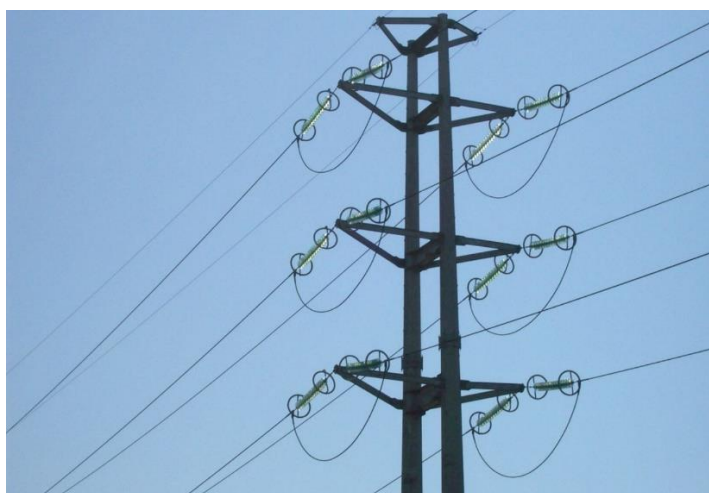
$c$  – empiiriline konstant 0,0301

$\delta$  – õhu/gaasi tiheduse konstant, mis leitakse  $\delta = \frac{3,92 \times p}{273 + T}$  (1.8)

Kus:  $p$  – õhurõhk, cm/Hg;

$T$  – temperatuur, C°.

Elektrivälja kradiend on suurem ülekande liini juhi pinnal. Suurema diameetriga juhil on väiksem elektrivälja juhi pinnal, seega koroonakadu on suurema diameetriga juhil väiksem (kui kõik teised muutujad jäävad samaks). Samuti mõjub ülekande liini juhi tehniline olukord. Juhi pinnal olevad kahjustused ja teravad ääred konsenteerivad elektrivälja tekkimise nendesse kohtadesse. Lisaks tõstavad elektrivälja tekkimise tõenäosust tolmu ja putukad ning erinevad ilmastiku tingimused nagu – veepiisad, lumi, jää ja udu, mis tekitavad juhi pinnale ebaregulaarse pinna ja on seega samuti elektrivälja suurenemise põhjuseks, mis lõppeb koroonakao suurenemisega [14, 15].



Pilt 1.4 Koroonarõngad 230kV liinil

Koroonakadu ülekande liinides saab vähendada ülekande liini juhtmaterjalide valiku, ühenduste ja kinnituste ehituse ning ülekande liini disaini õige valiku teel. Ülekande liini kinnituste juures tuleks eelistada ringjat disaini, vältida teravaid nurki ja teravate äärtega kinnituspolte. Samuti suurema ristlõikega ülekande liini juhi valikuga saab koroonakao tekkimist vähendada. Ülekande liini juhi lõhistamise teel saab juhi kogupindala suurendada, mis omakorda vähendab koroonakao tekkimise võimalust. Kindlasti peab jälgima, et liini paigaldamise käigus ei kahjustata juhi pinda. Võimalik on kasutada koroonarõngaid, mis oma ringja suure pinnaga on disainitud jaotama elektrivälja suurema pinna peale, vähendades seega elektrivälja tugevust allapoole koroonat tekitavat elektrivälja tugevust [14, 15].

### 1.3 Rikkekaod

Rikkekaod on füüsikalised kaod. Rikkekaod pole küll eriliselt suured, võrreldes tehniliste või

kommertskadudega, kuid omavad siiski kaalu füüsikalistes kadudes. Nad on põhjustatud võrkude halvast seisukorrast: kaod lekkevooludest pragunenud või mustunud isolaatorite kaudu, kaod liinidel esinevate kestavate lühiste tõttu, koormuse ebasümmetrilisusest tingitud täiendavad kaod ning kaod kokkupuutel puuokste jms. Rikkekadusid on võimalik hinnata ainult tehnilise seisundi uurimise ja mõõtmiste kaudu.

## 1.4 Kommertskaod

Lisaks füüsikalistele kadudele on võrgukadude osaks ka **kommertskaod**. Need on tingitud ebatäpsusest energia mõõte- ja arvestussüsteemis. Kommertskadude tekkel ning suurenemisel on erinevaid põhjuseid, mis on tingitud nii mõõtesüsteemide ebatäpsustest, inimlikus eksimusest kui ka tarbijate poolsest vargusest.

Kaoenergiat põhjustavad vananenud või pikka aega kontrollimata arvestid ning ebatäiuslikud mõõtesüsteemid. Sellisel juhul on tegemist olukorraga, kus ei ole piisavalt täpselt jälgitav elektrivõrku antud ja tarbijani jõudnud elektrienergia koguste üle, sest arvestid on madala täpsusklassiga või puuduvad üldse. Näiteks on leitud arvestita mõõtepunkte vanade tootmishoonete sisenditel ja vastav energiakulu satub seetõttu kadude hulka.

Arvestite oluliselt väiksemaid näite põhjustab ka ebasümmetriline koormus. Enam tarbitud energia, mida arvesti ei kuva, kuulub kadude alla.

Vähenenud trabimisega piirkondades on levinud ka aegunud, madala täpsusega või koormusele mittevastavad mõõtetrafod elektriapaigaldistes. Sellised mitte nõuetekohased seadmed põhjustavad suuri mõõtevigu.

Kadusid põhjustavad ka koheselt avastamata tehnilised rikked mõõtesüsteemides, näiteks mõõteahelate katkemine või pingetrafode sulavkaitsmete läbipõlemine jms.

Märgatav osa kommertskadudest on tingitud tarbijate käitumisest. Toimuvad elektrivargused, sooviga saada elektrienergiat tasuta. Sellist tegevust soodustab klientide ligipääs arvestitele ja mõõteahelatele, plommimata ning kontrollimata peakaitsmed ja arvestid ning ka vargusi soodustavate seadmete kättesaadavus. Tühjalt seisvatest hoonetest ja ruumidest lähevad kaduma nii arvestinäidud kui ka arvestid. Esineb ka olukordi, kus tarbijad tekivad ja kaovad kiiresti, sõlmimata lepingut elektrienergia kasutamiseks. Põhjustatakse ka sihilikult mõõtesüsteemide rikkeid – ühendatakse faasid arvestis valesti, ühendatakse voolu- ja pingetrafode otsad lahti või ümber, tekitatakse mõõteahelais varjatud katkestusi.



Tuleb ette ka arveldustega viivitamisi ning tarifiide muutuse eel tehtavaid ettemakseid. Sellised tegevused ei mõjuta arvestuslikke kadusid pikema perioodi vältel, kuid moonutavad kadudealast üldpilti kuude lõikes.

Kommertskadude tekkel on mitmeid majanduslikke ja organisatoorseid põhjuseid. Näiteks maarpiirkondades on suur arv vähese tarbimisega kliente, kes paiknevad hajutatult, mis muudab nende piirkondade elektriarvestuse kontrollimise ja korrastamise töömahukaks ja kulukaks. Samuti puuduvad tõhusad sanktsioonid maksupettuste ja elektrivarguste puhuks, mis teeb olukorra tõendamise ja lahenduseni jõudmise väga aeganõudvaks ning keeruliseks.

Taasiseseisvumise järel on ka tehniliste kadude osakaal võrku antud energiast suurenenud, sest enam ei anta kaoprotsenti Moskvast ette, vaid kasutatakse reaalseid mõõteandmeid. Taasiseseisvumisele eelnenud ajast jäi Eesti Energia hallata endiste suurmajapidamiste ja sõjaväeobjektide väga halvas tehnilises seisus olnud madalpingevõrk. Endisaegadel oli suurmajanditele elektri hind väga madal ning ei olnud motivatsiooni ja huvi kadude vähendamiseks – soodsam oli kaod kinni maksta. Seega madalpinge tehnilised kaod olid ka varasematel aegadel tunduvalt suuremad, kui statistika seda näitas. Selle halvas seisus olnud võrgu parendamise ja korrastamisega tegeletakse veel siiani, praeguseks võrgu haldajaks on Elektrilevi.

Suured pingekaod on tingitud ka sellest, et madalpingefiidrid on suhteliselt pikad, tihti 1-2km, mõnikord kuni 4km, ning sellist fiidrite kaitse ei ole tundlik lühistele.

Ühefaasiliste tarvitite kontrollimatu ja juhuslik kasutamine madalpingevõrkudes põhjustab koormuste asümmeetriat. Sealjuures on koormusjaotuste ühtlustamine suure töömahuga. Koormuste jaotumise ebahõlts faaside vahel on väga suur just linnavõrkudes.

Tarbimise ümberpaiknemine põhjustab olukorda, kus osa võrke töötavad eraldusvõime piiril, samas kui teatav hulk võrke töötavad suure alakoomusega. Ümberpaiknemine põhjustab ka trafode suhteliste kadude tõusu, sest märgatav osa trafosid töötavad kas suure alakoomusega või teises äärmuses - nimikoormuse lähedal või isegi ülekoormusel. Sealjuures tuleb arvesse võtta, et trafod töötavad vähimate suhteliste kadudega koormustel 40-60% nimivõimsusest [7]. Samas vasevarguse ohu tõttu ei ole võimalik tühijooksul või väga madalal koormusel töötavaid trafosid välja lülitada.

## 1.5 Kadude analüüs

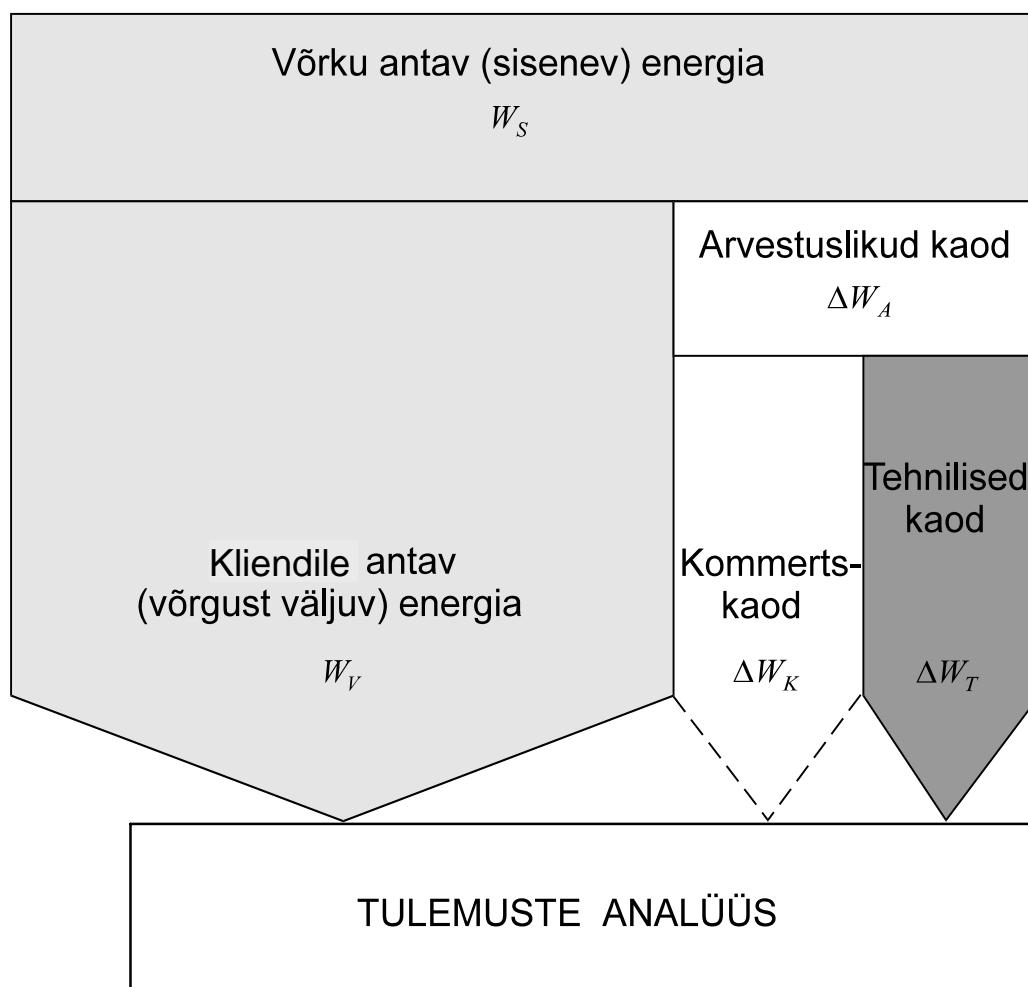
Kui võrgukaod on kõrged, siis on majanduslikult mõistlik ja kasumlik neid vähendada, et väheneksid ettevõtte käidukulu ning suureneks tulu.

Maailma mastaabis näitab praktika, et iga elektrivõrgu kadude vähendamiseks kulutatud dollar võimaldab säästa energiasüsteemile 10-15 dollarit [7]. Samuti rahvuslikus kontekstis aitab kadude vähendamine säästa kütuseressursse ning vähendada saastekoormust.

Selleks, et välja töödata abinõusid kadude vähendamiseks ning rakenduse prioriteete välja selgitada on vaja kadusid analüüsida. Tuleb leida kadude tekkepõhjused ja suurused ning kaokolded võimalikult täpselt lokaliseerida. Samuti on vajalik ka mõõte- ja arvutussüsteemide täiustamisvajaduse väljaselgitamine ning vastavate meetmete rakendamine. Selleks hinnatakse elektrivõrkude arvestuslikke, tehnilisi ja nende vahena leitavate kommertskadude väärtusi.

Võrgukadude analüüsi protsessi käigus tuleb tavapäraselt:

- valida analüüsitav võrgupiirkond ehk kaopiirkond
- tuleb mõõta vaadeldavasse võrgupiirkonda sisenev energia  $W_S$  ja sealt väljuv energia  $W_V$
- tuleb leida arvestuslik energiakadu  $\Delta W_A$  ning hinnata tulemuse täpsust
- tuleb leida tehnilised kaod  $\Delta W_T$  ning hinnata tulemuse täpsust
- tuleb määrata arvestuslike ja tehniliste kadude hindamistäpsused ning nende alusel leida põhjendatud kommertskaod



Joonis 1.6 Võrgukadude analüüsi skeem [7]

## 1.6 Kaopiirkonna valik

Kaopiirkondade valik sõltub väga suurel määral reaalsetest tingimustest, olemasolevast mõõte- ja andmehõivekompleksist ja selle täiustamise võimalustest ning valik nõuab loomingulist lähenemist. Oluline asjaolu on, et selleks, et arvestuslikku energiakadu kaopiirkonnas teada saada on vaja mõõta vaadeldavasse võrku sisenenud ja sellest väljunud ehk tarbitud energia kogus. Võrku sisenenud energiat mõõdab võrgu personal, kuid sageli mõõdab tarbitud energiat tarbija ise, seda reeglina just madalpingevõrgus. Sealjuures ei pruugi vaadeldavat kaopiirkonda piisavalt iseloomustada energia kadu kuu lõikes ning on vaja stabiilsemat aasta arvestuslikku kadu. Piirkonna valikut tehes tuleb tarbijad ja alajaamad kodeerida, et lihtsustada andmehõivesüsteemis tarbijate ühildamist kaopiirkondadega.

Kaopiirkondade valikuks on ranged nõuded. Kaopiirkonna piiril peab olema tagatud vähemalt siseneva ja väljuva ehk tarbitava energia mõõtmine. Samas kaopiirkonnas peab olema võimalik tehniliste kadude arvutamine, sest ainult siis on võimalik leida vaadeldava piirkonna kommertskadu koos võimalike rikkekadudega.

Lisaks konkreetsetele nõuetele on kaopiirkonna valikul ka soovitusi, mida peaks järgima. Detailsema analüüsi saamiseks, tuleks valida võimalikult väike piirkond. Selleks, et tõsta tehniliste kadude arvutamise täpsust, peaks olema kaopiirkonna tarbijad võimalikult ühetüübilised ning piirkonna võrk võiks olla võimalikult ühtlase iseloomuga. Oluliseks probleemiks on tihti kompromissi leidmine kaopiirkonna suuruse ning mõõtesüsteemi võimaluste vahel. Selleks, et saavutada võimalikult detailsed tulemused on ratsionaalsem kaopiirkonda vähendada, kui teha investeeringuid mõõtesüsteemi täiustamiseks.

Tingimata peaks tomima mõõtmine kesk- ja madalpingevõrkude piiril. Kui energia mõõtmine toimub ainult trafo sekundaarpoolel ja väljuvatel fiidritel see puudub, siis tuleb vajalikud arvestid paigaldada või aksepteerida asjaolu, et need fiidrid jäävad ühisesse suuremasse kaopiirkonda, milles puudub võimalus tehniliste ja kommertskadude lokaliseerimiseks. Samas kui energiat mõõdetakse sama alamajaama ülem- ja alampinge poolel, võimaldab see vaadelda alajaama ennast kaopiirkonnana ning analüüsida selle kadusid ja mõõtetrakstide korrasolekut.

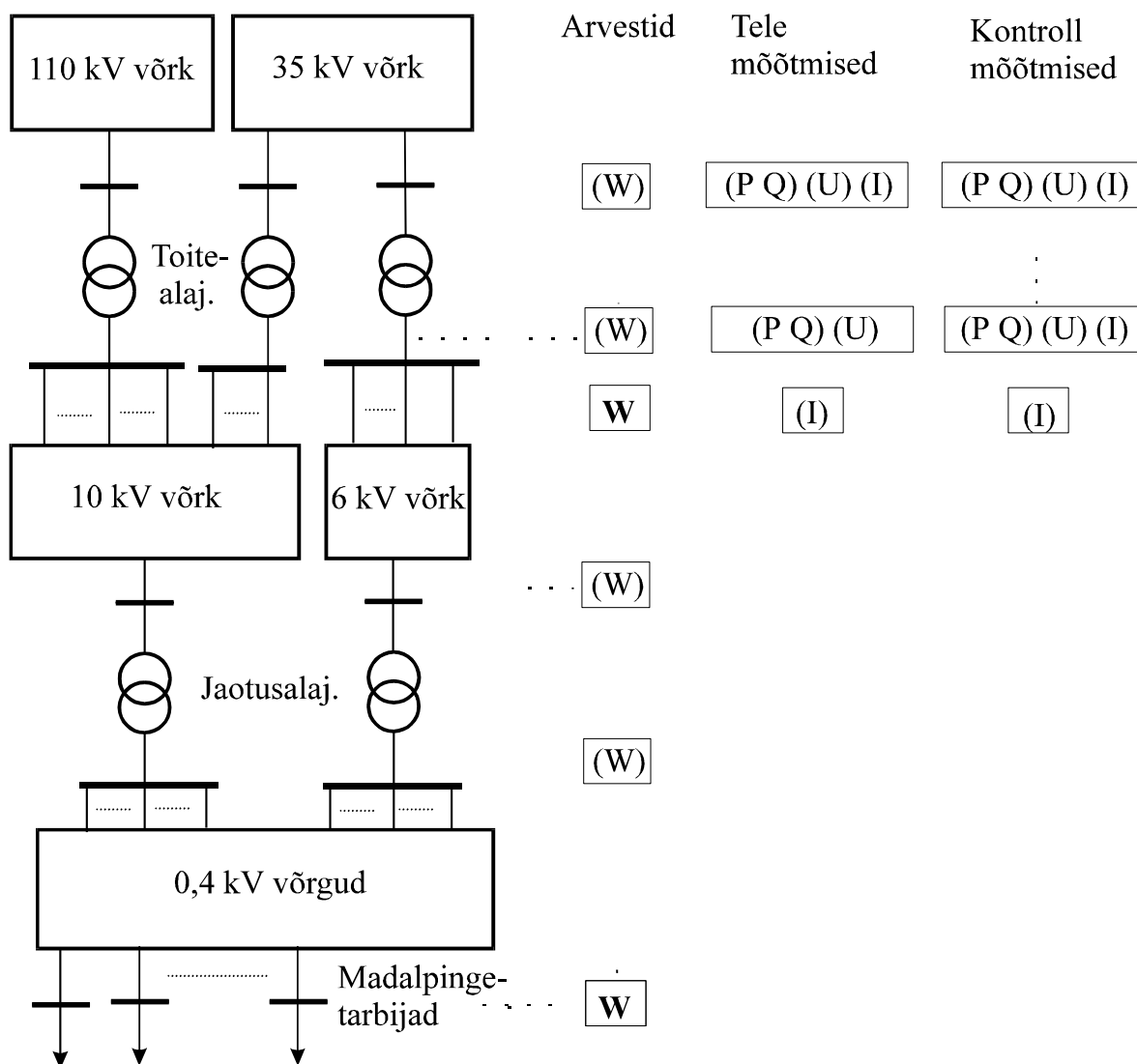
Kõige tüüpilistemateks kaopiirkondade variantideks on:

1. üks alajaama fiider oma toitepiirkonnaga
2. mitme alajaama mitu väljuvat fiidrit oma toitepiirkondadega
3. keskpinge fiider jaotusalajaamadega ning madalpingefiidritega. Arvestid tuleks paigaldada jaotusalajaamadesse ning see võimaldab vaadelda kesk- ja madalpingevõrke eraldi kaopiirkondadena
4. alajaama sisenevate ja väljuvate fiidrite energia mõõdetult alajaamast

## **1.7 Tehniliste kadude hindamine**

Infot kadude hindamiseks on siiski vaja rohkem, kui seda annab energiatega mõõtmine kaopiirkonna piiril. Sealt saame kadude analüüsiks vajalikust vaid minimaalse info. Selleks, et arvutada tehnilisi kadusid on vaja suurt hulka andmeid võrgu ja talitluse parameetritest.

Arvutusmeetodi valik ning ka arvutuse täpsus ning usaldatuvus sõltuvad andmete olemasolust. Võrgu skeemi ja elementide parameetrite kohta on üldiselt tehnilised andmed olemas või vähemasti on võimalik neid hankida. Samas talitusparameetrite kohta käiv info võib erinevates jaotusvõrkudes ja võimalikes kaopiirkondades olla vägagi erinev.



Joonis 1.7 Jaotusvõrgu mõõtmise lihtsustatud tinglik skeem [7]

## 1.8 Koormuskadude hindamine

Kõige keerukam on koormuskadude leidmine. Olenevalt võrgu iseloomust ning kasutada olevast infot on palju erinevaid arvutusmeetodeid. Lihtsam on leida võimsuskaod  $\Delta P_k$  teatud

hetkel. Võimsuskadude leidmiseks tuleb arvutada voolude või võimsuste jagunemine võrgus sellel teatud hetkel ning arvutada võimsuskadu igas elemendis, ehk liinis või trafos, elemendi voolu või võimsuse järgi. Elementide kadude liitmisel leitakse kogukaod.

Koormuskoad trafos koormusel  $S_k$  saab leida valemiga  $\Delta P_k = k_k^2 \Delta P_{kN} = \left(\frac{S_k}{S_N}\right)^2 \Delta P_{kN}$  (1.9)

kus:  $k_k = \frac{S_k}{S_N}$  – trafo koormatustegur;

$S_N$  – trafo nimivõimsus, MVA;

$S_k$  – trafo koormus, MVA;

$\Delta P_{kN}$  – trafo **koormuskaod** nimikoormusel ehk **lühiskaod**. Need andmed on antud trafo passiandmetes.

Võimsuskadusid uurides on praktikas olulised energiakaod teatud perioodil  $T$ , enamasti aasta jooksul olnud kaod. Võimsuskaod konkreetsel ajahetkel nii relevantsed ei ole. Energiakadusid

teatud perioodil leitakse valemiga:  $\Delta W_k = \int_0^T \Delta P_k(t) dt$  (1.10)

Seoses asjaoluga, et võimsuskadude sõltuvus ajast pole teada, siis kasutatakse perioodi energiakadude leidmiseks järgnevat lähenemist: võimsuskaod elementides arvutatakse lühikeste intervallide kaupa, mille jooksul võib lugeda võimsusvood konstantseks. Seejärel liidetakse üksikute intervallide võimsuskaod ning saadakse perioodi  $T$  energiakaod.

Sellel meetodil on omad takistused. Seoses asjaoluga, et jaotusvõrgu elementide arv on väga suur ning seetõttu on ka algandmete hulk suur, siis on võimsuste jagunemise arvutused ääretult töömahukad. Siiski suur töömaht ei ole võimsuskadude leidmisel takistuseks. Praktiliselt ületamatuks takistuseks on kogu selle protsessi juures hoopis info puudus jaotusvõrgu trafopunktide koormuste kohta igal tunnil. Seega arvutusi intervallide ja elementide kaupa jaotusvõrkudes ei ole võimalik kasutada. Seega on koormuskadude arvutamiseks välja töödatud mitmeid ligikaudseid meetodeid.

Üheks meetodiks on energiakao leidmine kasutades kaoaja mõistet:  $\Delta W_k = \Delta P_m \tau$  (1.11). Seda meetodit kasutatakse kui võrgu mõne elemendi jaoks on teada või eelnevalt arvutatud koormuskadu  $\Delta P_m$  tippkoormusel. Kaoaeg,  $\tau = \frac{\Delta W_k}{\Delta P_m}$  (1.12), on fiktiivne aeg, millele

tippkoormusega talitluses vastaks sama energiakadu kui talitluses tegeliku koormusgraafiku järgi kogu aasta vältel.

Kaoaeg  $\tau$  leitakse tippkoormuse kasutusaja alusel kas vastavatest graafikutest

$$\tau = f(T_m, \cos\varphi) \quad (1.13) \quad \text{või} \quad \tau = f(T_m) \quad (1.14) \quad \text{või} \quad \text{empiirilise valemiga}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,876k_t)^2 \cdot 8760 \quad (1.15).$$

Tippkoormuse kasutusaeg sõltub koormuse iseloomust:  $T_m = \frac{W}{P_m}$  (1.16)

kus:  $k_t$  – **koormustegur** ehk **koormusgraafiku täitetegur**:  $k_t = \frac{T_m}{T} = \frac{W}{P_m T} = \frac{P_{kesk}}{P_m}$  (1.17)

$W$  – perioodi  $T$  (tavaliselt 8760 h) jooksul tarbitud (üle kantud, väljastatud vms) energia,

$P_{kesk}$  – perioodi  $T$  keskmine võimsus.

Seoses asjaoluga, et info puuduse tõttu ei ole võimalik leida võimsuste jagunemist ning seetõttu ka võrgu elementide koormuskadu  $\Delta P_m$  tippkoormusel, siis ei ole selline elementide kaupa arvutus kasutatav kadude arvutamiseks mingis jaotusvõrgus või selle osas.

## 1.9 Ekvivalentse takistuse meetod

Keskpingevõrkudes on kõige sobivamaks energiakadude leidmise viisiks ekvivalentse takistuse meetodid. Seetõttu, et on info puudus võrgu elementide talitluse kohta, esitatakse vaadeldav võrk ühe nn ekvivalentse takistusena. See nn ekvivalentne takistus on koormatud võrku siseneva keskmise võimsusega ning seal esinevad võimsuskadod on võrdsed koormuskadudega tegelikus võrgus. Meetodi kasutamiseks on vajalik mõõta võrku sisenevat energiat. Mõnangatel juhtudel on need meetodeid kohandatavad ka madalpingevõrkudes.

Koormuskadude arvutamiseks on mitmeid erineva täpsusega arvutusvalemeid. Eesmärgiks on saada parim võimalik arvutustäpsus, seega arvutamiseks valitakse valem, mis kasutab võimalikult palju võrgus kasutada olevast infost. Alljärgnevad koormuskadude arvutamise võtted annavad ettekujutuse jaotusvõrgus koormuskadude arvutamise ülesande mahust ning keerukusest.

Koormuskadude leidmine kui on teada vaadeldva perioodi  $T$  jooksul kaopiirkonda sisenenud

aktiivenergia kogus  $W_P$ . Koormuskaod avalduvad valemist:  $\Delta W_k = \frac{1,63 W_P^2}{U_{NT}^2} R_{ekv}$  (1.18)

kus:  $U_N$  – nimipinge, V;

$R_{ekv}$  – kaopiirkonna ekvivalentne takistus,  $\Omega$ .

Koormuskadude leidmine kui on teada fiidri maksimaalne koormusvool  $I_M$  ning saame ka hinnata võrgu koormuse kaaoga  $\tau$ . Sellisel juhul avalduvad koormuskaod valemist:

$$\Delta W_k = 4,1 I_m^2 R_{ekv} \quad (1.19)$$

Juhul kui kaopiirkonda kuulub mitu keskpingefiidrit, siis on arvutuste tegmisel vaja valemities kasutada energiateg või vooludena kogu kaopiirkonda sisenenud energiateg või fiidrite voolude summat. Mida täpsemad on valemid, mida me kasutame, seda rohkem on vaja nende kasutamiseks erinevat infot, nagu näiteks koormusgraafiku kujutegurit, võrgu sisenenud reaktiivenergia kogust jne.

Peamiseks keerukuseks ning raskuseks arvutustes on ekvivalentse takistuse leidmine.

Ekvivalentse takistuse põhimõtteline valem:  $R_{ekv} = \frac{\Delta P}{3I_{fp}^2}$  (1.20)

kus:  $\Delta P$  – kaopiirkonna koormusest sõltuvad võimsuskaod;

$I_{fp}$  - fiidri vool või fiidrite summarne vool.

Selleks, et leida täpsem  $R_{ekv}$  on vaja püsiseisundi arvutust, mis eeldab infot võrgu kõigi sõlmede koormuste kohta. Tihtilugu seda infot kahjuks ei ole. Ratsionaalne on esitada ekvivalentne takistus jadamsi ühendatud liinide ja jaotustrafode ekvivalentsete takistuste  $R_{ekv}^L$

ja  $R_{ekv}^T$  summana:  $R_{ekv} = R_{ekv}^L + R_{ekv}^T$  (1.21)

Kui püsiseisundi andmed puuduvad, siis kasutatakse ligikaudseid seoseid, arvates võimsuste jagunemine võrdeliseks jaotustrafode võimsustega. Selle lihtsaim praktiline võimalus on

järgnevate valemite järgi:  $R_{ekv}^L = R_{fp} + \frac{a_1 l_m + a_2 l_h}{F_f}$  (1.22) ja  $R_{ekv}^T = \alpha_k \frac{U^2}{S_{\Sigma T}} - \beta_k \frac{U^2}{m}$  (1.23)

kus:  $R_{fp}$  – fiidri pealõigu (vt joonis x.x (all pool)) takistus,  $\Omega$ ;

$l_m$  – fiidri lõikude (va pealõik) kogupikkus, km;

$l_h$  – haruliinide kogupikkus, km;



$F_f$  – fiidri ristlõige, mm<sup>2</sup>. Kui fiidri lõikude ristlõige on erinev, siis  $F_f$  on pealõigule järgneva lõigu ristlõige;

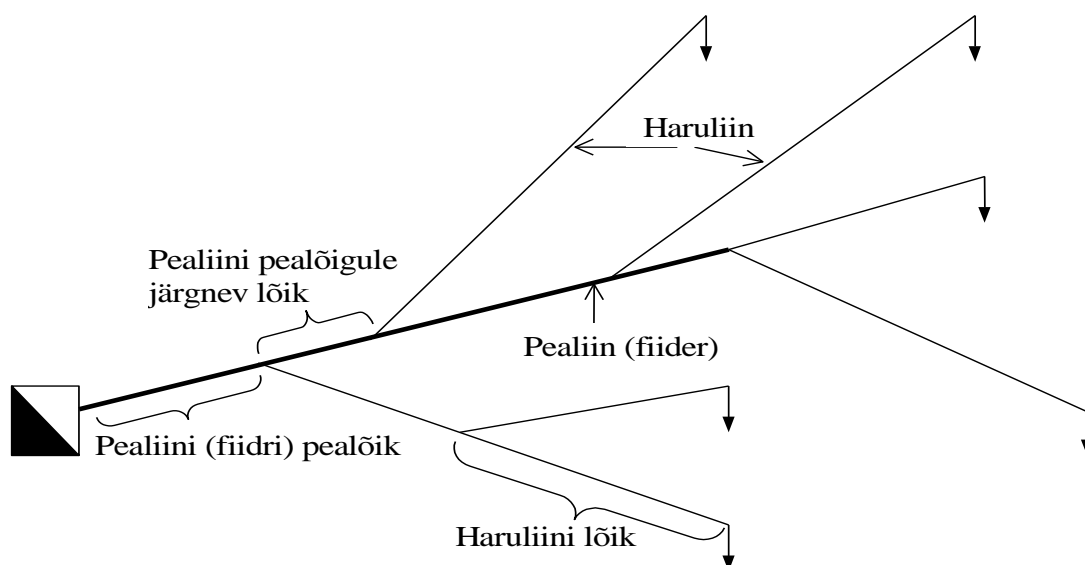
$m$  – jaotustrafode arv võrgu vaadeldavas piirkonnas, tk;

$a_1, a_2, \alpha_k, \beta_k$  – regressioonikordajad;

$S_{\Sigma T}$  – jaotustrafode summaarne võimsus, MVA;

$U$  – võrgu nimipinge, kV.

Kui kaopiirkonda kuulub mitu keskpingefiidrit, siis tuleb eelpool kirjeldatud valemitega leida iga fiidri ekvivalentne takistus ja kaopiirkonna ekvivalentne takistus leitakse nende rööplülituses takistuste kogutakistusena.



Joonis 1.8 Radiaalvõrgu arvutusmetoodika elemendid

## 1.10 Trafode tühijooksukaod

Trafode tühijooksukaod avalduvad valemiga:  $\Delta W_{ij} \approx \Delta P_0 T_t$  (1.24)

kus:  $\Delta P_0$  – trafo tühijooksukadu, kW. Vastavad andmed on antud trafo passis;

$T_t$  - trafo töötundide arv vaadeldaval ajaperioodil.

Kui jaotustrafode arv on väga suur, siis hinnatakse nende summarseid

tühijooksuvõimsuskadusid ka regerssioonvõrrandiga:  $\Delta P_{ij} = \alpha_t S_{\Sigma T} - \beta_t \frac{S_{\Sigma T}^2}{m}$  (1.25)

kus:  $S_{\Sigma T}$  – jaotustrafode summaarne võimsus, MVA;

$m$  - jaotustrafode arv võrgu vaadeldavad piirkonnas, tk;

$\alpha_t, \beta_t$  – regressioonikordajad.

Selleks, et leida energiakadusid, korrutatakse võimsuskaod trafode töösoleku ajaga  $T$ .

Tühijooksu reaktiivenergia kadusid saame leida valemiga:  $\Delta W_{Q_{ij}} = \frac{I_{0\%}}{100} S_N \cdot T_t$  (1.26)

Kus:  $I_{0\%}$  – trafo tühijooksuvool, %. Vastavad andmed on antud trafo passis.

Energiakadudes on lisaks ka muud kaokomponendid nagu kaod reaktorites, kaarekustutuspoolides, põikikondensaatorpatareides ja mõõtetrafodes. Tavapäraselt võetakse arvutustes need kaokomponendid võrdseks nulliga. Lisaks eelpool loetletutele on energiakadude osaks ka alajaamade omatarve, mille väärtus leitakse arvestite faktilise näidu alusel.

## 1.11 Madalpingevõrkude kadude hindamine

Madalpingevõrkudele on iseloomulik suur ulatus, palju hargnemisi, suur tarbijate arv ning puudulik info nende kohta. Seetõttu on on madalpingevõrgus tihti kadude hindamine praktiliselt võimatu. Kadusid saame hinnata kui on teada fiidri vool või fiidrit läbinud energiakogus või ainult jaotustrafot läbinud energiakogus. Energikaod madalpingevõrgus on praktiliselt võrdsed koormuskadudega. Kadude mõõtmiseks on lihtsaimad pingekao mõõtmisel põhinevad meetodid. Nende meetodite puhul hinnatakse kadude suhtelist väärtust fiidrisse sisenenud energia suhtes. Seda saab leida valemiga:  $\Delta W_{k\%} = k_{U/P} k_{es} k_{kadu} \Delta U_{m\%}$  (1.27)

Kus:  $k_{es}$  – tegur, mis arvestab koormuse ebaühtlast jagunemist faaside vahel,

$\Delta U_{m\%}$  - suhteline pingekadu jaotustrafo sekundaarlattidelt elektriliselt kaugeima tarbijani koormustipu ajal.

See suurus määratakse mõõtmise teel valemiga  $\Delta U_{m\%} = \frac{U_1 - U_2}{U_1}$  (1.28)

kus:  $U_1$  – faasipinge fiidri algul, V;

$U_1$  – faasipinge elektriliselt kaugeima tarbija latiidel.

Juhul kui fiidri voolude kohta andmed puuduvad, siis saab kasutada neutraali- ja faasijuhi takistuste suhet  $R_n/R_f = 1$  puhul  $k_{es} = 1,13$  ja  $R_n/R_f = 2$  puhul  $k_{es} = 1,2$ .

$k_{kadu} = \frac{\tau}{T}$  (1.29) – kaotegur.

$k_{U/P}$  - ping- ja võimsuskadusid siduv tegur:  $k_{U/P} = \Delta P\% / \Delta U\%$  (1.30).

Õhuliinidel võib lihtsustades kasutada keskmist väärtust  $k_{U/P} = 0,7$  ning kaabelliinide puhul  $k_{U/P} = 1 + \tan^2 \varphi$ .

Kui on teada energiakadude suhteline väärtus  $\Delta W_k\%$ , siis on vaadeldava liini toitepiirkonnas madalpingevõrgu tehnilised energiakaod leitavad valemiga:  $\Delta W_T = \Delta W_k = \frac{\Delta W_k\%}{100} W_S$  (1.31)

kus:  $W_S$  – fiidrisse ehk kaopiirkonda sisenenud energiavoog.

Kasutada võib ka ekvivalentsel takistusel põhinevaid valemeid, kuid siis tuleb arvestada koormuse ebaühtlast jaotust arvestavat tegurit  $k_{es}$ .

Antud valemid kehtivad võrgu kindla konfiguratsiooni jaoks ning nad ei arvesta võimalikke skeemi muutusi. Reaalselt esineb teatud ajal kõrvalekaldeid normaalskeemist ja normaalskeem võib sestoonselt olla erinev. Kahjuks arvutusvalemid selliseid muutusi arvesse võtta ei võimalda. Seetõttu tuleb leida võimalus, et arvestada kadusid ka skeemi muutuste korral. Lihtsam viis selleks on eeldada, et kõrvalekalded normaalskeemist on lühiajalised ning kadude suurenemised ja vähenemised kompenseeruvad vastastikku. Täpsemaks kadude hindamiseks skeemi muutuste korral registreeritakse arvestite näidud iga skeemi korral ja arvutatakse kaod iga aasta jooksul esinenud skeemi kohta eraldi. Selline kadude hindamise viis on küll täpsem, kuid märkimisväärselt keerukam, eriti sagedaste skeemi muutuste korral. Otstarbekas on kasutada mõlema lähenemise kombinatsiooni. Kui skeemi muudatused on lühiajalised, siis kasutatakse lihtsamat viisi, regulaarsete pikaajaliste skeemimuudatuste jaoks kasutatakse täpsemat lähenemist. Selleks, et arvutustulemusi korrigeerida kasutatakse eksperthinnanguid.

## 1.12 Kadude hindamistulemuste analüüsimine

Kadude analüüs sõltub väga suurel määral sellest, millised on valitud kaopiirkonnad ning milliseid kadusid oli võimalik hinnata.

Kui analüüsime kadusid arvestuslike ja tehniliste kadude alusel, siis on teada kaopiirkonna arvestuslikud energiakaod ning arvutatud tehnilised kaod. Analüüsiks võrreldakse omavahel arvestuslikke-, tehnilisi- ja kommertskaodusid. Selleks, et mõista kus kadude vähendamine annab suurema majandusliku efekti võrreldakse sarnaste kaopiirkondade suhtekadusid ning lokaliseeritakse suuremate kadude allikaid.

Kommertskaadude lubatavuse hindamiseks on vaja eelnevalt hinnata arvestuslike ja tehniliste kadude täpsus. Analüüsimiseks on mõistlik kaod ning nende määramatuse vahemikkus avaldada protsendides kaopiirkonda sisenevast energiast. Arvestuslike ja tehniliste kadude määramatuse vahemikud saab leida:  $\Delta W_{A \frac{\max}{\min} \%} = \Delta W_{A \%} \pm \delta_{AS}$  (1.32) ja

$$\Delta W_{T \frac{\max}{\min} \%} = \Delta W_{T \%} \pm \delta_{TS} \quad (1.33)$$

kus:  $\delta_{AS}$  – arvestuslike kadude viga, % sisenevast energiast;

$\delta_{TS}$  – tehniliste kadude viga, % sisenevast energiast.

Vaadeldava kaopiirkonna kommertskaad protsentides sisenevast energiast on leitavad:

$$\Delta W_{K \%} = \Delta W_{A \%} - \Delta W_{T \%} \quad (1.34)$$

Kui süsteem oleks ideaalne – võrkude seisukord laitmatu, arvutused täpsed, mõõtesüsteemid veatud, siis oleks kommertskaad protsentides sisenevast energiast 0:

$$\Delta W_{K \%} = \Delta W_{A \%} - \Delta W_{T \%} = 0 \quad (1.35)$$

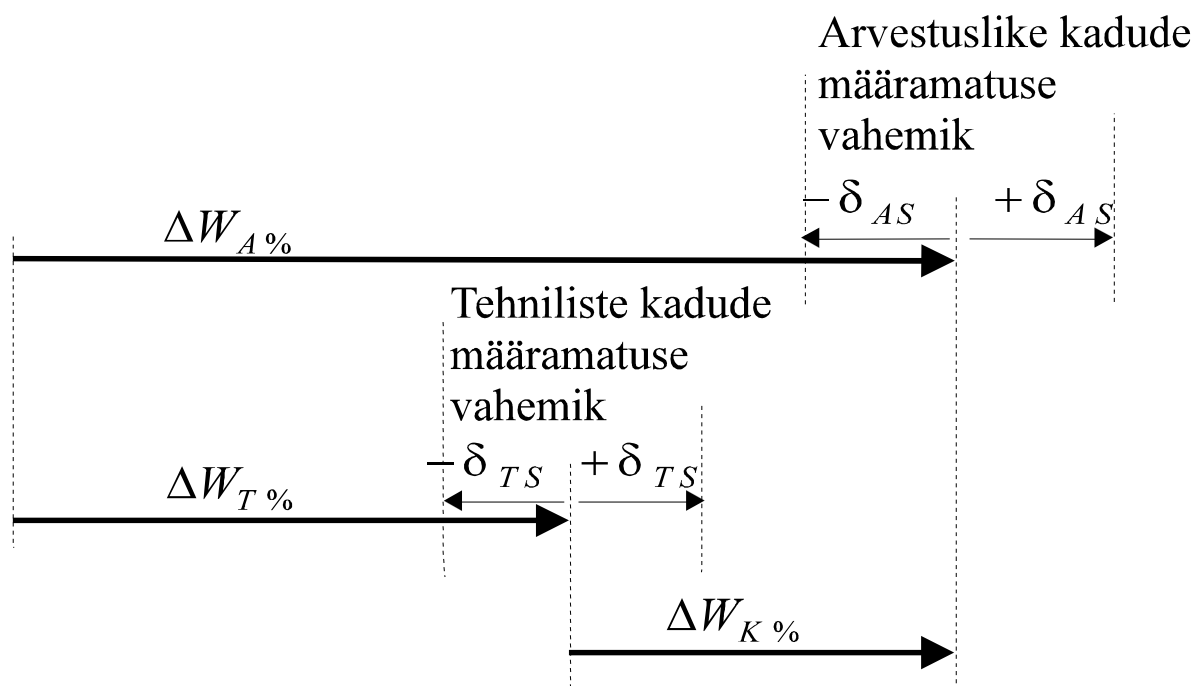
Reaalsuses on nii arvestuslikud kui ka arvutatud kaod ligikaudsed, mis tõttu on ka kommertskadu kahe ebatäpse suuruse vahe (vt. joonis 1.9). Kommertskadude põhjendatud

viga avaldub valemist:  $\delta_{KS} = \sqrt{\delta_{AS}^2 + \delta_{TS}^2}$  (1.36)

Kommertskaad loetakse põhjendatuks kui  $|\Delta W_{K \%}| \leq \delta_{KS}$ .

Kui kommertskaad ei vasta põhjendatuse tingimusele, siis on kaopiirkonnas tegemist ülemääraste kommertskadudega:  $\Delta W_{K \neq \%} = |\Delta W_{K \%}| - \delta_{KS}$ . Ülemääraste kommertskadude

põhjused on vaja välja selgitada ning vajaduse korral need elektrivõrgust kõrvaldada.



Joonis 1.9 Arvutusliku- ja tehnilise kao määramatuse vahemikud [7]

### 1.13 Kadude vähendamise meetmed - korralduslikud

Kadude vähendamise meetmeid liigitakse kolme suuremasse gruppi: korralduslikud, tehnilised ja kommertsmeetmed. Korralduslike meetmetega saavutatakse vähendamine võrgu skeemi ja talitluse optimeerimisega ning käidu parandamisega. See meede ei nõua peaaegu mingeid täiendavaid investeeringuid. Tehniliste meetmete puhul rajatakse uusi objekte või rekonstrueeritakse olemasolevaid, mis nõuab täiendavaid investeeringuid ning eelistatakse väiksema tasuvusajaga meetmeid. Kommertsmeetmed on seotud elektrienergia arveldussüsteemi täiustamise ning korrastamisega. Need abinõud on rakendatavad ainult jaotusvõrkudes.

- 1) Jaotusvõrkudes on üks efektiivsemaid abinõusid **lahutuskohtade optimeerimine**. Jaotusvõrgud töötavad reeglina avatuna, kuigi nad töökindluse suurendamiseks on rajatud silmusvõrkudena või kahepoolse toite võimalusega. Selle meetme efekt on suurem linnavõrkudes, sest seal on koormusgraafikute iseloom püsivam, mis muudab ka lahutuskohad püsivamaks. Maapiirkondades on koormused sempoonselt muutuvad

ning seal oleks vajalik lahutuskohti tihti muuta.

- 2) Teise abinõuna kasutatakse jaotusvõrgu **pingenivoo optimeerimist**. Koormuskadod ehk kadude põhiosa on pöördvõrdelised pingega ruuduga, avaldades valemiga:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad (1.37)$$

Seetõttu on vajalik kadude minimeerimiseks kasutada maksimaalsest lubatavat pingeniivõid ehk optimeerida koormatult reguleeritava toitetrafo pingereguleerimisseadused ning valida jaotustrafode sobivad astmed. Kui kasutusel on ka kondensaatorpatareid, siis lisandub ka nende väljavõtete ning reguleerimisseaduste optimeerimine. Samas tuleb lähtuda pingehälvete lubatavusest tarbijate juures nii minimaal- kui ka maksimaalkoormustel. Arvestada tuleb, et pingeniivoo 1% tõusule vastab umbkaudu 2% aktiivvõimsuskao vähenemine. Reaktiivvõimsuskadod vähenevad samal määral.

- 3) Kolmanda abinõuna kasutatakse **väikestel koormustel paralleltrafode väljalülitamist** mitme trafoga alajaamades. Kui suurema koormatuse tõttu tühijooksukadude vähenemine ületab töösse jäänud trafo koormuskadude kasvu, siis on väljalülitamine otstarbekas. Trafode kasutegur on suurim koormusel, kus tühijooksukaod on võrdsed koormuskadudega, mis väljendub valemitega:

$$\left(\frac{S_k}{S_N}\right)^2 \Delta P_{kN} = \Delta P_0 \quad (1.38) \text{ ehk kui } S_k = S_N \sqrt{\frac{\Delta P_0}{\Delta P_{kN}}} \quad (1.39)$$

Selleks, et teada millal on otstarbekas trafode välja- või sisselülitamine, koostatakse alajaamale võimsuste rida. Trafode väljalülitamine väiksemaks perioodiks kui kaks tundi ei ole otstarbekas. Praktikas aitab ühe MVA trafovõimsuse väljalülitamine ööpäevaste graafikute järgi 35 kV alajaamades säästa 1 kWh/h ning 6-10 kV alajaamades säästa 3 kWh/h. Energiasääst sestoossete väljalülitamiste puhul on 35 kV alajaamades 1,5 kWh/h ning 6-10 kV alajaamades 4 kWh/h.

- 4) Neljanda abinõuna kasutatakse **harmoonikute ehk voolusiinuste moonutuste mõju vähendamist**. Harmoonikuid põhjustavad mitmed spetsiifilised tabijad nagu keevitusseadmed, inverterid, alaldid jne. Voolusiinuste moonutused vähendavad võrgu töö ökonoomsust, sest nad põhjustavad täiendavaid kadusid, koormavad üle kondensaatorpatareisid, muutes tihti nende kasutamise võimatuks. Lisaks sellele raskendavad harmoonikud kondensaatorite paigutuste ja võimsuse optimeerimist. Kui

kondensaatorid on paigutatud ebasobivalt, siis võivad resonantsnähtuste tõttu kõrgemad harmoonilised võimenduda. Selleks, et summutada kõrgemaid harmoonikuid rakendatakse erinevaid meetmeid nagu kõrgeid harmoonilisi tekitavate tarbijate toitmist eraldi trafost, kasutatakse suure faaside arvuga alaldeid ja invertoreid ning rakendatakse filtreid.

- 5) Viienda abinõuna kasutatakse **hoolde ja remontide kestvusaja vähendamist**. Tänu mitteökonomsete talitluste kestvuse vähenemisele saavutatakse suurem energiasääst.
- 6) Kuuenda abinõuna kasutatakse **alajaamade omatarbe vähendamist**. Peamiselt kasutatakse sünkroonkompensaatorite kaoenergiat alajaama hoonete, personali eluruumide ning ka lähedal olevate hoonete kütmiseks. Lisaks sellele optimeeritakse ja automatiseeritakse ventilaatorite tööd ning automatiseeritakse alajaamade ja võimsuslülitite kütet ja valgustust.
- 7) Seitsmenda abinõuna kasutatakse **koormuste sümmeetrilist madalpingevõrgus**. Tavapäraselt toidavad madalpingevõrgud suurt hulka ühefaasilisi tarbijaid. Selleks, et hoida koormust sümmeetrilisena, jaotatakse nad võimalikult ühtlaselt faaside vahel. Siiski päris täpne jaotamine ei ole võimalik ning seetõttu osutuvad faaside voolud ebasümmeetrilisteks. Mõttevõrdes voolud põhjustavad võrgus täiendavaid kadusid.

Kaad suurenevad vastavalt  $k_{es}$  korda: 
$$k_{es} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left( 1 + 1,5 \frac{R_n}{R_f} \right) - 1,5 \frac{R_n}{R_f}$$

(1.40) kus:  $k_{es}$  - ebasümmeetria tegur;

$I_A, I_B, I_C$  – faasivoolud;

$\frac{R_n}{R_f}$  - neutraali- ja faasijuhi takistuste suhe.

Kui ebasümmeetria on süstemaatiline, siis selle vähendamiseks on vaja koormused faaside vahel ümber jaotada. Kui tegemist on sessoonse ebasümmeetriaga, siis on koormuste ümberjaotamine vajalik 1-2 korral aastas. Juhuslikke ebasümmeetriat saab kõrvaldada spetsiaalsete türistorümlülitusseadmete abil. Praktikas on võimalik koormuste sümmeetrilise teel madalpingevõrgus säästa elektrenergia keskmiselt 700 kWh/aastas ühe 0,4 kV fiidri kohta.

- 8) Kaheksanda abinõuna on kasutusel trafode astmeümlülitite viimine **automaatreguleerimisele**. Praktika on näidanud, et radiaalvõrgu toitetrafode puhul

võimaldab ühe koormatult reguleeritava astmelüliti automaatrežiimi viimine säästa aastas 10 MWh 6-10 kV võrgus ning kuni 30 MWh 35 kV võrgus.

- 9) Üheksanda abinõuna juhitakse tarbimist, peamiselt vastavate **tariifide rakendamise teel**. Selliselt saab ajas tarbimist nihutada, selleks et koormusgraafikut ühtlustada ning koormustippusid vähendada. See moodus aitab võrkudes koormuskadusid vähendada.

## 1.14 Kadude vähendamise meetmed - tehnilised

Tehnilised meetmed seisnevad võrkude laiendamises, uute seadmete ja aparatuuri paigaldamises ning võrgu elementide vahetamises. Nende abinõude rakendamise eesmärgiks ei ole otseselt kadude vähendamine, vaid võrgu läbilaskevõime suurendamine, süsteemi töökindluse tõstmine ning pingekvaliteedi parandamine. Kadude vähenemine on sellega kaasnev nähtus. Eesmärgiks ei ole saavutada kadude miinimumi vaid kadude optimaalne tase. Tehniliste meetmete rakendamisega kaasnevad alati täiendavad investeeringud.

Selleks, et võrkudes likvideerida rikkekadusid või neid vähendada parandatakse võrkude tehnilist seisundit, näiteks asendatakse riknenud isolaatoreid, puhastatakse liini trassid võsast jne. Otseselt kadude vähendamiseks seatakse üles **täiendavaid kompenseerimise seadmeid** ning reaktoreid. Edastatava reaktiivvõimsuse vähendamine põhjustab kadude vähenemist võrgus ehk toimub reaktiivvõimsuse kompenseerimine. Seda väljendatakse valemiga:

$$\Delta P_K = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} R \quad (1.41)$$

Kõige parema tulemuse annab kompenseerimine vahetult tarbijate juures.

Üheks tõhusaimaks meetmeks on **ülekoormatud liinide juhtmete vahetus**. See on lühikese tasuvusajaga säästmise meede. Kui voolutihedus olemasolevates juhtmetes ületab ökonoomse tiheduse enam kui kahekordselt, siis tuleb kindlasti kaaluda juhtme vahetust või täiendavate liinide ehitamist. Sageli soovitakse juhtmete vahetusega suurendada ülekoormatud liini edastusvõimet, asendada füüsiliselt kulunud juhtmeid jne ning energiakadude vähendamine on sealjuures täiendav tulu. Juhtmete vahetusega kaasnev sääst liini ühe km ja ühe faasi kohta aastas võib olla madalpingeliinides 2200 kWh ning 6-15 kV liinides 4600 kWh. Selleks, et hinnata kas juhtmete vahetus on otstarbekohane kasutatakse vähimkulude meetodit ehk arvestatakse tarbijate elektrivarustuse kvaliteeti ja töökindlust, koormuse kasvu ning vahetuse kulusid.



Juhtmete vahetuse ning reaktiivvõimsuse kompenseerimise järel on üheks esmajärjekorras kasutatavaks abinõuks on **üle- ja alakoormatud trafode vahetus**. Selleks, et hinnata, kas vahetus on ratsionaalne otsus, võetakse arvesse trafode koormusi ja kasvuperspektiivi, olemasolevate ja uute trafode parameetreid ning võetakse arvesse teisi meetmeid trafode koormatuse vähendamiseks. Selle meetme käigus ülekoormatud trafod kas asendatakse või seatakse üles täiendavad trafod. Seda tehakse tingimusel kui olemasolevate trafode koormatus ületab ökonoomse koormatuse ülemise piiri, mis on lähedane trafode ülekoormatavuse piirile või lausa ületab seda. Kui trafode koormus jääb alla ökonoomse koormatuse alumise piiri, siis on ratsionaalne trafod vahetada väiksemate vastu, et vähendada energiakadusid. Praktiliselt alati on mõistlik alakoormatud trafod välja vahetada, kui järgneva 4-5 aasta jooksul on prognoositud koormatus 0,3-0,25 või alla selle.

Suurt efekti kadude vähendamisel annab ka trafode varustamine **koormuse all reguleerimisie sedametega**. Nende seadmetega saab pinget reguleerida vastavalt ööpäevasele koormusgraafikule, mida mittereguleeritavad trafod ei võimalda. Kõige paremaid tulemusi annab astmete automaatne ümberlülitamine, eriti valvepersonalita alajaamades. Tänu reguleerimisvõimaluste avardumisele võimaldab koormuse all reguleeritavate trafode ülesseadmine 6-15 kV alajaamdes vähendada kadusid nii nendes võrkudes kui ka kõrgema pingega võrkudes. Koormuse all reguleeritavate trafode ülesseadmise primaarseks eesmärgiks on võrgus pinge kvaliteedi parandamine.

Kadude vähendamise seisukohalt on ka võrkude üleviimine **kõrgemale pingestmele** mõistlik otsus. Protsessi olemus on sama, mis pingeniivo optimeerimise puhul, kuid saadav tulemus on tunduvalt suurem.

### **1.15 Kadude vähendamise meetmed - kommertsmeetmed**

Kadude vähendamise kommertsmeetmed on peamiselt tingitud suurte kommertskadude põhjustest.

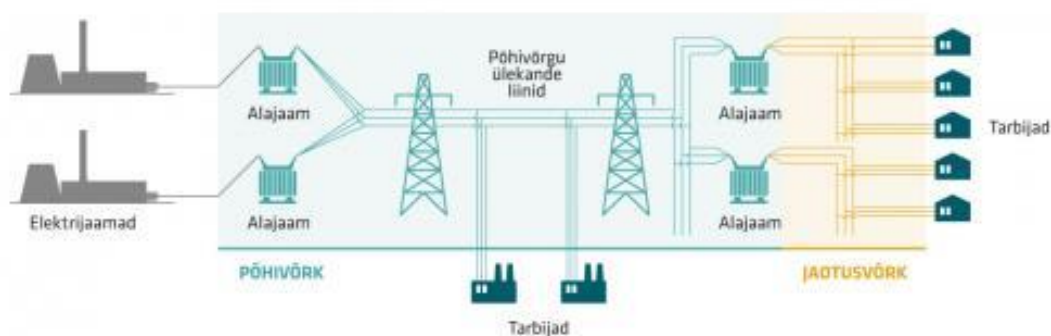
Üheks meetmeks on **mõõtesüsteemi täiustamine**. Paigaldatakse nõutava täpsusega mõõtetrafosid, täiendavaid arvesteid ning viiakse volutrafosid koormusega vastavusse. Toitealajaamade või nende lattide energiabilansside analüüsimine on lihtsaimaks esmaseks mooduseks mõõtesüsteemide täpsuse hindamisel.

Olulisteks meetmeteks on ka mõõteahelatest ülekoormuse kõrvaldamine, pingetrafo kaitsmete

läbipõlemise signalisatsioon, perioodiline arvestite kontroll ning vajadusel asendamine, arvestiteta tarbimiste väljaselgitamine ning arvestite ja pingetrafode lülitite plommimine, et kliendid ei pääseks neile ligi. Samuti on olulisel kohal ka kontrollid võlgnevuste ja elektrivarguste avastamiseks, elerktiavete analüüsimine ning hoiatuste ja sanktsioonide süsteemi rakendamine.

## 2. Eesti elektrisüsteemi kirjeldus

Eesti elektrisüsteem ühendab Eestis paiknevad elektrijaamad, võrguettevõtjad ja elektritarbijad ning on seotud suurde sünkroonselt töötavasse vahelduvvooluline pidi ühendatud ühendsüsteemi nimega BRELL (Valgevene (**B**elarus) – Venemaa (**R**ussia) -Eesti (**E**stonia) – Läti (**L**atvia) - Leedu (**L**ithuania)). [1]



Joonis 2.1 Jaotus- ja Põhivõrgu põhimõtteskeem [1]

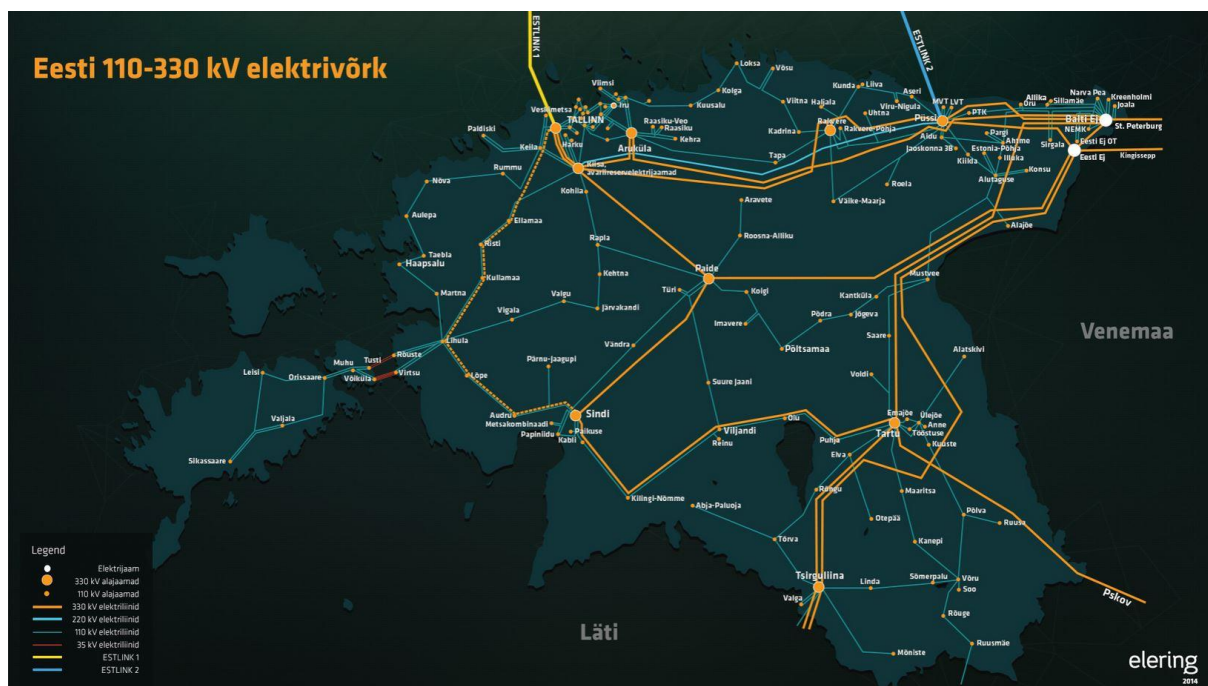
2006 aasta lõpus ühendati Eesti ja Soome vahel esimene alalisvooluühendus merekaabliga EstLink 1, mis ühendab Balti riigid Põhjamaade elektrisüsteemiga. 2011 alustati merekaabli EstLink 2 ehitusega (vastuvõtmine ehitajalt 2014. aasta lõpus), mis suurendas Eesti ja Soome vahelist läbilaskevõimet 1000MW-ni. Selle abil on tagatud piisav ülekandevõimsus, et elektriturg saaks efektiivselt toimida. [1]



EstLink 1		EstLink 2	
<b>350 MW</b>	Võimsus	<b>650 MW</b>	
<b>+ - 150 kV</b>	Pinge	<b>450 kV</b>	
<b>105 km</b>	Pikkus	<b>ca 170 km</b>	
74 km merekaablit		145 km merekaablit	
31 km maakaablit		ca 12 km maakaablit	
		ca 14 km alalisvoolu õhulini	

Joonis 2.2 Estlink 1 ja Estlink 2 [2]

Kolme 330 kV liiniga on Eesti ühendatud Venemaaga (kaks liini läheb Narvast St. Peterburgi ja Kingiseppa ning üks liin Tartust Pihkvasse), Läti elektrisüsteemiga ühendab meid kaks 330 kV liini (üks on Tartu ja Valmiera, teine Tsirguliina ning Valmiera vahel). [1]



Joonis 2.3 Eesti 110-330kV elektrivõrk [3]

Eesti elektrisüsteemi põhivõrgu osa Eestis koosneb [1]:

- 1702 kilomeetrist 330 kV liinidest
- 158 kilomeetrist 220 kV liinidest
- 3479 kilomeetrist 110 kV liinidest
- 61 kilomeetrist 35 kV liinidest
- 139 kilomeetrist alalisvooluliinidest
- 146 alajaamast

Põhivõrgu operaator Eestis on Elering. Eleringi ülesanneteks on planeerida võrgu talitlust ning juhtida süsteemi ohutult ja töökondlalt. Eleringi täiendavaks ülesandeks on bilansihaldus ehk Eesti elektrisüsteemi bilansi tagamine igal ajahetkel. Eleringis töötab kokku 146 spetsialisti. [1]

Pärast Eleringile kuuluvaid kõrgepingevõrgu seadmeid algab jaotusvõrk (0,4...35kV sh veel ajalooliselt jäänud 0,22kV IT-süsteemis olev Tallinna kesklinn osaliselt). Jaotusvõrku haldavad ligikaudu 35 võrguettevõtjat, neist suurim on Elektrilevi OÜ. Võrguettevõtjana on ettevõtte peamisteks kohustusteks elektrienergia toimetamine kõrgepingevõrgust tarbija

liitumispunktini. Kuna paralleelselt ei ole otstarbekas kahte või enamat võrku välja ehitada, siis igal võrguettevõtjal on oma teeninduspiirkond. Elektrilevi suurimana haldab ligikaudu 64 000 kilomeetrit liine ja enam kui 24 000 alajaama. Elektrilevi võrgupiirkonda ei kuulu Läänemaa, Viimsi ning Narva ja selle ümbrus. Osa piirkonnaalajaamu on Elektrilevil ühised Eleringiga. Antud töös vaatame Elektrilevile kuuluvat võrguosa koos Eleringi võrguga. Elektrilevil on ligi 475 000 klienti ja on tööandjaks ligikaudu 800-le spetsialistile üle Eesti.

[4]

Tabel 2.4 Elektrilevi halduses oleva seadmepargi ülevaade 2014 aasta lõpu seisuga [5]

<b>Alajaamad (tk)</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
<b>Piirkonnaalajaamade jaotusseadmed</b>	419	433
Elektrilevi AJ-des	220	235
Eleringiga ühistes AJ-des	199	198
<b>Jaotusalajaamad</b>	239	217
<b>KP/MP alajaamad</b>	23 096	23 386
<b>Kokku:</b>	<b>23 754</b>	<b>24 036</b>
<b>Trafod (tk)</b>		
35-110 kV ülepingega trafod	179	202
Vahetrafod	46	32
Keskpinge/madalpinge trafod	26 157	26 502
<b>Kokku:</b>	<b>26 382</b>	<b>26 736</b>
<b>Elektriliinid (km)</b>		
<b>Õhuliinid (paljasjuhe)</b>	32 038	30 992
35..110 kV	2 209	2 204
6..20 kV	17 320	17 387
0,4..1kV	12 509	11 401
<b>Isoleeritud õhuliinid</b>	14 148	14 903
6..20 kV	1 457	1 517
0,4..1 kV	12 691	13 386
<b>Maakaabelliinid</b>	17 477	18 203
35..110 kV	159	153
6..20 kV	7 749	8 122
0,4..1kV	9 569	9 928
<b>Kokku:</b>	<b>63 631</b>	<b>64 098</b>

### 3. Põhivõrgu kaod

Põhivõrgu operaator Eestis on Elering AS, kelle töökohustuste hulka kuulub lisaks 110-330 kV võrgu töös hoidmisele ja klientidele varustuskindluse tagamise ka elektribilansi jälgimine Eestis. Elektrienergia kaod moodustavad märkimisväärse osa põhivõrgu kuludest, seega on kadude hindamine ja kao vähendamiseks meetmete kasutusele võtmine väga oluline. Alates 2013. aasta alguses kui Eesti läks üle täies mahus avatud elektrituru mudelile ostab Elering põhivõrgu kaoenergia otse Nord Pool Spot'i elektriturult. Enne seda osteti kaoenergiat varem kokku lepitud ja fikseeritud hindadega. Elering ostab elektrit aktiivenergia kadude katteks üks päev ette Elspot turult, tuginedes päev-ette prognoosil. Päevasiseselt prognoosi täiustatakse ning vajadusel tehakse korrekture päevasisesel Elbas turul st. puudujäägid ostetakse ja ülejäägid müüakse maha [17, 18].

Põhiline tegur mis mõjutab elektrienergia kadude suurust ja kuju on elektrienergia tarbimise kõver. Eestis fikseeritud suurim tarbimismaksimum on pärit aastast jaanuar 2010, kui fikseeriti 1587 MW tarbimist vahemikus 17:40-17:45. Alates 1966 on Eesti tarbimismaksimum kasvanud kolm korda.



Graafik 3.1 Eestis fikseeritud tarbimismaksimumid aastatel 1966-2014 [17]

Peale klientidele tarbimise tagamise toimib Eleringi võrk ka transiitvõrguna Soome, Läti, Leedu ja Venemaa vahel. Eesti põhivõrk on naaberriikidega tugevalt ühendatud. Koostöös soomlastega on paigaldatud Eesti ja Soome vahele kaks alalisvooluliini – Estlink 1 ja Estlink

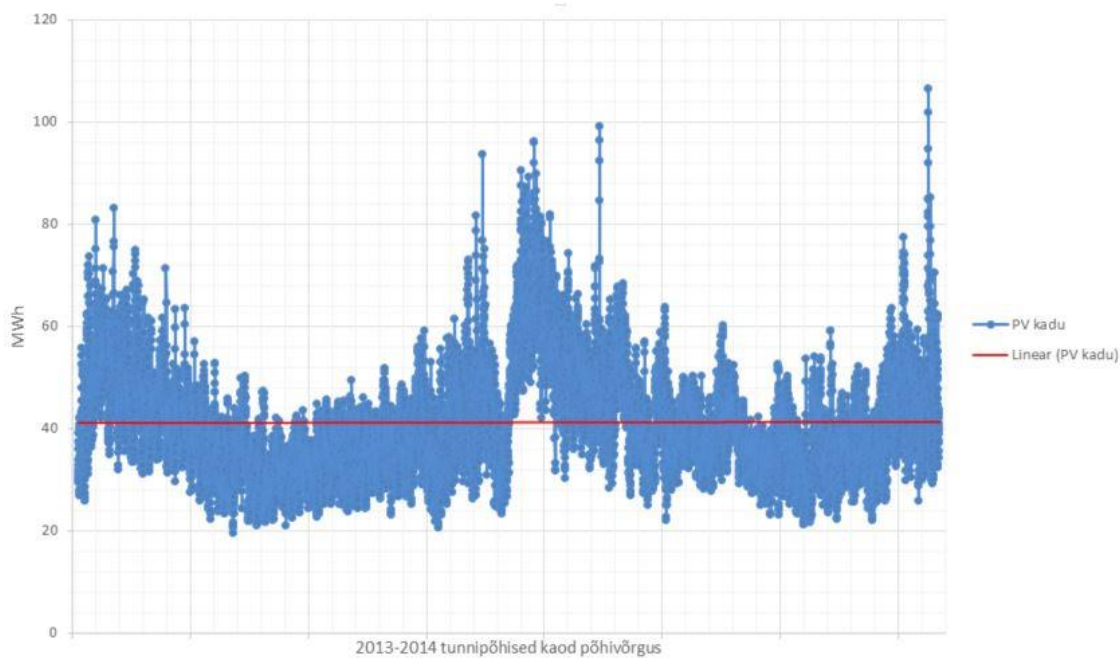
2, ülekandevõimsusega 1000MW. Täiendavalt plaaneeritakse Eesti-Läti vahele kolmandat 330kV ülekandeliini, Eesti-Tsireguliina-Valmiera ning Balti-Tartu-Valmiera liini rekonstrueerimist, millest esimene peaks toimuma 2015-2018. aastatel, teine liin on planeeritud 2020-2024. Eesti võrku läbivad küllaltki suured Läti-Leedu suunalised transiidivood, mis tulevad nii Venemaalt kui Soomest. Estlink 2 ühindus on transiiti veelgi suurendanud. Transiidikaod moodustavad ka märkimisväärse osa põhivõrgu kadudest [2, 17, 19].

Eestis on installeeritud 301 MW tuuleparke, neist 275,3 MW on liitunud otse põhivõrguga. Tuuleparkide tootlikuse tipp on fikseeritud 2014 aasta lõpu seisuga, kui 10. detsember mõõdeti 279MW. Tuuleparkide kaoenergia osakaalu siin töös ei vaadelda, kuid ta on olemas. Kindlasti Euroopa Liidu kliimapoliitika jätkamisel paigaldatakse Eestise tuuleparke juurde, sest tuulepotentsiaali on. Siis tekib ka suurem vajadus tuuleparkide tootlikuse ja kaoenergia osakaalu hindamiseks [17].

Eleringi 2013-2014 aktiivvõimsuskadu oli keskmiselt ligikaudu 41MWh, nagu näidatud graafikul x.x. 41MWh teeb keskmiselt 359 GWh kaoenergiat aastas. 2014 fikseeriti 381 GWh kaoenergiat, mis teeb **võrgukadude protsendiks 2,65**. Täpsemalt on põhivõrgu kadude suurused alates 2004-ndast aastast näidatud tabelis 3.2. Fingrid-i kaod umbes 1 TWh, mis on natukene üle 1% [17, 23].

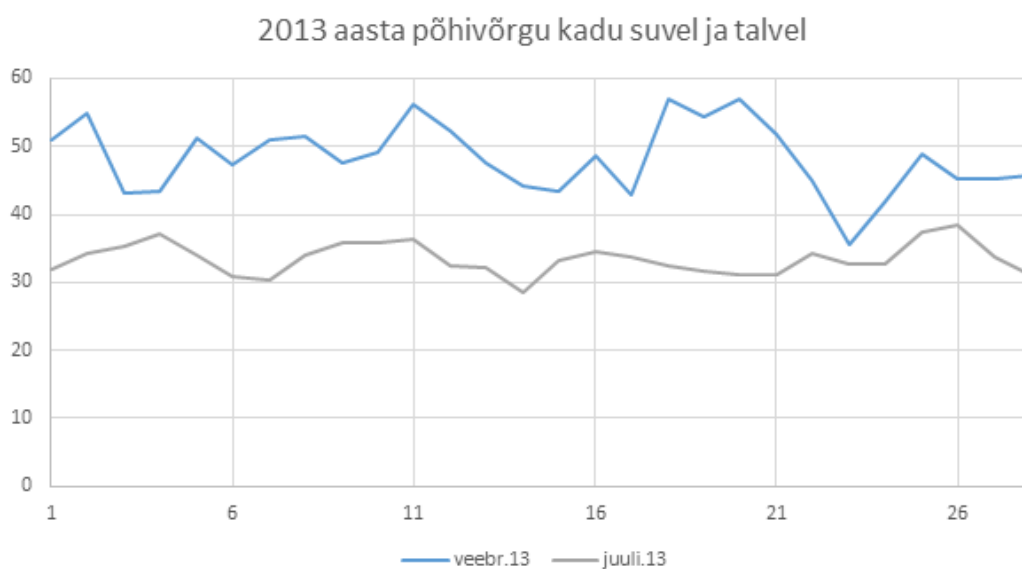
	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Eleringi põhivõrku antud elektrienergia, GWh	14402	13826	12802	12678	12856	10720	12158	11966	9645	9893	9962
Põhivõrgust sisemaiseks tarbimiseks üle kantud energia, GWh	7473	7466	7545	7261	7431	7170	7663	7611	7322	6966	6786
Võrgukaod, GWh	381	349	352	356	381	332	387	369	283	289	294
Võrgukadude protsent, %	2,65%	2,52%	2,75%	2,81%	2,96%	3,10%	3,19%	3,08%	2,93%	2,92%	2,95%

Tabel 3.2 2004-2014. aasta Eleringi peamised näitajad sh võrgukadude protsent [17]



Graafik 3.3 Põhivõrgu kaod 2013-2014. aastal [20]

Graafikutelt 3.3 on näha, et võrgukaod on suuremad oktoober-märts perioodil ja aprill-september jäävad pigem allapoole keskmist põhivõrgu kaoseid – 41MWh. Erinevus on tingitud talveperioodi suuremast tarbimisest. Põhivõrgu kaoseid on talvel tervelt 44,4% suuremad võrrelduna juuli 2013. aasta näitel (vaata graafik 3.4). Võrdlus tehtud Eleringi tunniandmete põhjal [20].



Graafik 3.4 Põhivõrgu keskmine tunnikaoseid päevas sessooniti [20]

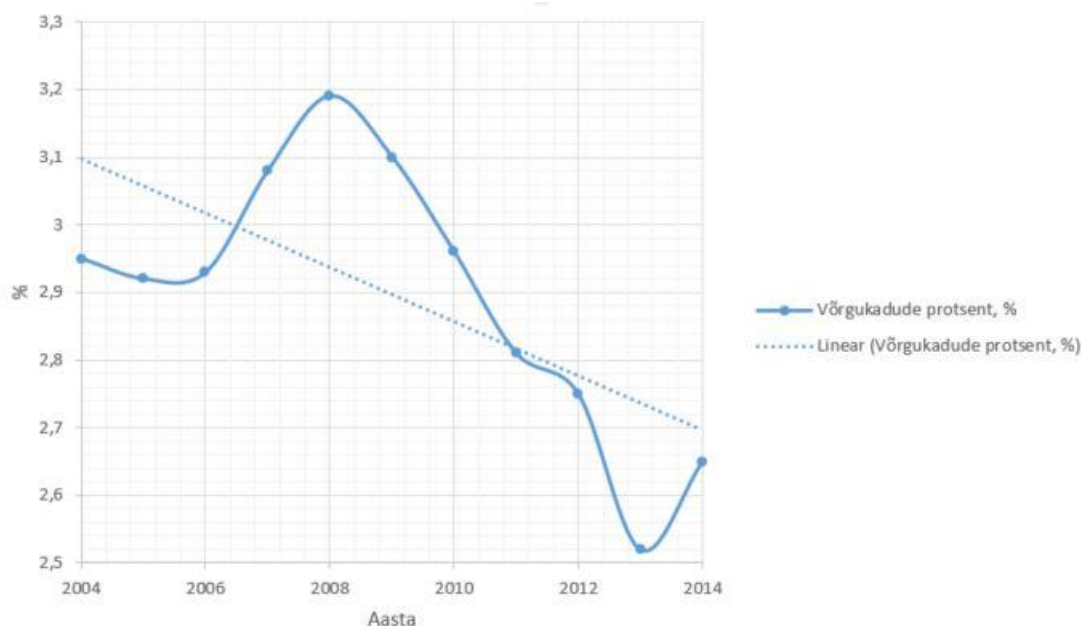


Võrgukadude protsent on püsivalt iga aasta langevas trendis olnud. Estlink 1 ja Estlink 2 on kaoenergia protsenti aastases võrgukadude jaotuses tõstnud – Estlink 1 tuli töösse 2006 aasta lõpul ning 2006. aasta võrgukadude protsent oli 2,93, 2007. aastal oli näitaja 3,08%. Estlink 2 tuli töösse 2013 aasta lõpul, kaoprotsent 2013 aasta oli 2,52 ning 2014 tõusis 2,65-le protsendile (vaata graafik 5.5). Eeldusel, et teised muutujad on jäänud samaks, saab alalisvoolukaabli Estlink 1 osakaaluks võrgukadude kõikide võrguelementide osast

$$\Delta P\%_{Estlink-1} = \frac{\Delta P\%_{2007} - \Delta P\%_{2006}}{\Delta P\%_{2006}} = 4,87\% \text{ ja Estlink 2 puhul } 4,9\%. \text{ Kuna Estlink 2}$$

ülekandevõimsus on 650 MW ja Estlink 1 on 350 MW, siis saab väita, et Estlink 2 kaod on kaks korda väiksemad, kuna ülekandevõimsused on ligi kaks korda suuremad. Estlink 1 ja Estlink 2 kogukadudest pool lisanduvad Eesti põhivõrgu kadudele ja teine pool Soome põhivõrgu Fingrid kanda [17].

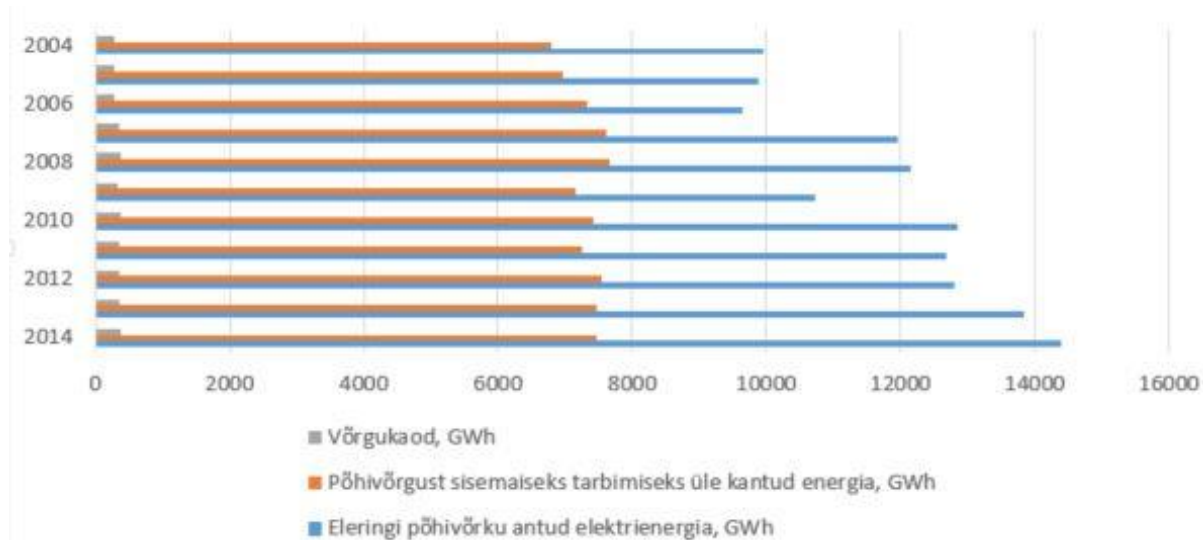
Vaatamata sellele, et elektrienergia kadude maht, peale Estlink 1 ja Estlink 2 ühendamist võrku, on oluliselt kasvanud vaadeldavas perioodis võib siiski näha, et kadude protsent kogu võrku läbivast elektrienergiast on langustrendis (vaata graafik 3.5). Seda eeskätt tänu viimaste aastate võrguinvesteeringutele 110 ja 330 kV võrgus.



Graafik 3.5 2004-2014. aasta kaoprotsendi muutus põhivõrgus [17]

Eesti sisemaine tarbimine jäänud suurusjärgus samaks 2004-2014 perioodil, siis Eleringi läbiv energia kogus on suurem viimase kahe aasta vaates ligikaudu 10,5%, võttes aluseks 2010-2012

keskmise põhivõrku antud elektrienergia ja võrrelda seda 2013-2014 aasta keskmiste näitajatega. Kümne aastaga on kokku põhivõrku antud elektrienergia suurenenud 33,5% (vaata graafik 3.6). Kuna põhivõrku läbivad kogused on tõusnud märkimisväärselt, siis seda tähtsam on kaoenergia osakaalu jälgimine ja vähendamine. [17]



Graafik 3.6 Põhivõrgu võimsusnäitajad 2004-2014. aastal

### 3.1 Eleringi meetmed elektrivõrgu optimaalseks planeerimiseks

Elering teostab talitluse seire- ja planeerimise tegevusi reaalajas eesmärgiga tagada kadude järgi optimaalne talitus. Samas talitluskindluse järgi võimalik suurim ülekandevõimsus ning operatiivselt identifitseerida kõik häiringud, mis ohustavad süsteemi talitluskindlust, lähtudes talitluslikest piirangutest. Pinged elektrivõrgus peavad normaalolukorras asetsema vahemikus lähtudes talitluslikest piiridest [22].

110 kV ja 330 kV kontrollisõlmede pinged määratakse normaaltalitlusele ning pinged ei tohi väljuda tehnilistest piiridest.

Nõuded pingetele normaaltalitluses (N olukorras) [22]:

330kV võrgus  $U_N=330...362\text{kV}$ ,

110kV võrgus  $U_N=105...123\text{kV}$ ,

35kV võrgus  $U_N=31,5...38,5\text{kV}$ ,

20kV võrgus  $U_N=18...20\text{kV}$ ,

15kV võrgus  $U_N=13,5...16,5\text{kV}$ ,

10kV võrgus  $U_N=9...11\text{kV}$ ,

6kV võrgus  $U_N=5,4...6,6\text{kV}$ .

Häiringujärgses olukorras võib pinge lühiajaliselt väljuda normaaltalitluse etteantud talitluslikest- ning kestvalt lubatud pingepiiridest. Jaotusvõrgus ja suurklentidel (liitumispunkt pingel 6 kuni 110kV) ei tohi planeerimisel pinge normaaltalitluses sattuda väljapoole eespool määratud piire.

Planeerimise faasis lähtutakse, et Eesti elektrijaam (EJ) pinge on 354kV, kui muid kitsendusi ei ole. Kompenseerimisseadmete kasutamisel lähtutakse, et 330kV võrgu igas punktis v.a. Tartu ja Tsirguliina alajaam, ei tohi 330kV pinged Eesti EJ pingest erineda tavaolukorras  $\pm 1\%$ . See tähendab, et minimaalne pinge on 351kV. Tartu ja Tsirguliina alajaamade pingete reguleerimisel tuleb lähtuda, et Eesti ja Läti vahel reaktivivahetus oleks väiksem kui 30 Mvar. Tavaolukorras tähendab see 352-358kV. Põhjendatud juhul võib hälve olla ka suurem, kuid mitte alla 345kV [22].

110kV võrgu planeerimisele on sarnased talitluslikud nõuded. Tavaolukorras planeeritakse talitluslikud pinged 116-121kV. Suurim lubatud talitluslik pinge on 123kV, kui hooldustega ei suudeta tagada pingearvu 15% pinestabiilsuse kriteeriumi alusel normaaltalitluses. Vähim lubatav planeeritav pinge tavatalitluses ei tohi olla väiksem kui 115kV [22].

Pingevahemike planeerimise eesmärk on hoida kadusid võimalikult madalal tasemel. 330kV ja 110kV võrk peab võimalusel olema planeeritud nii, et välditakse ülemäärast paralleeltööd eri pingetel. Paralleeltöö on lubatud ainult siis, kui ei ole muul viisil võimalik tagada piirkonna kahepoolne toide või kui puudub RLA automaatika.

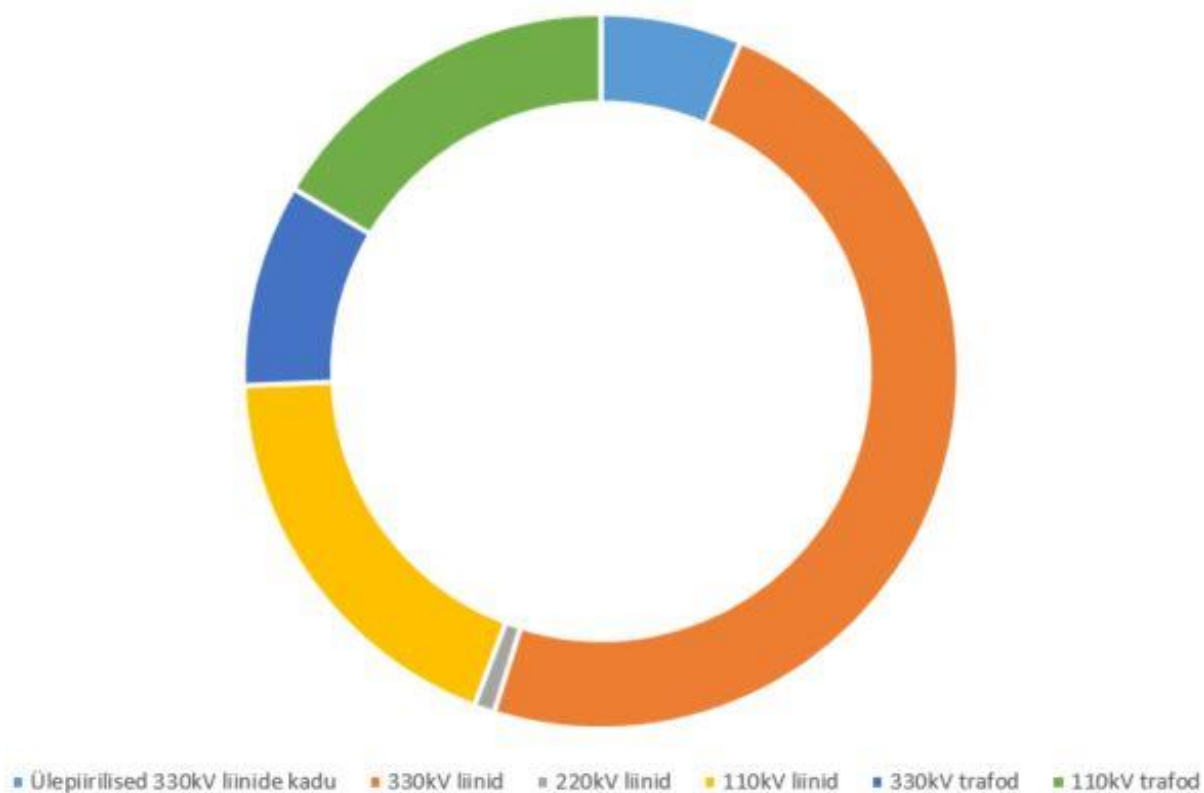
Planeerides jälgitakse ka trafode koormusvoolusid, et nad töotaksid normaaltalitluses vähemalt 20% varuga alla kestvalt lubatud koormust. Madala koormusega perioodidel, näiteks suvel, hoitakse mitmetes alajaamades, kus võrk võimaldab, trafosid reservis. Sellega vähendatakse kadude hulka.

Kadude ja pingete planeerimine teostatakse päev ette- ja korrigeeritakse päevasise planeerimise faasis ning teostatakse automaatselt PSS/E baasil üles ehitatud rakenduse abiga.

### 3.2 Põhivõrgu kadude jaotus

Eleringile kuuluva põhivõrgu peamised komponendid on erineval pingel toimivad ülekandeliinid, kaks alalisvoolulinki (Estlink-ide kadu töös ei vaadata) ja 146 alajaama, neist 11tk 330kV sisendpingega. Peamised kaenergia tekke põhjused on võimsuskaod liinides, trafokaod alajaamades ning liini või isolatsiooni lekke- ja koroonaokaod. Kaod on tingitud liinide tehnilisest olukorrast ning näitajatest ja materjalide valikust liinide ja trafode ehitusest.

Kadude jaotus põhivõrgu elementide järgi

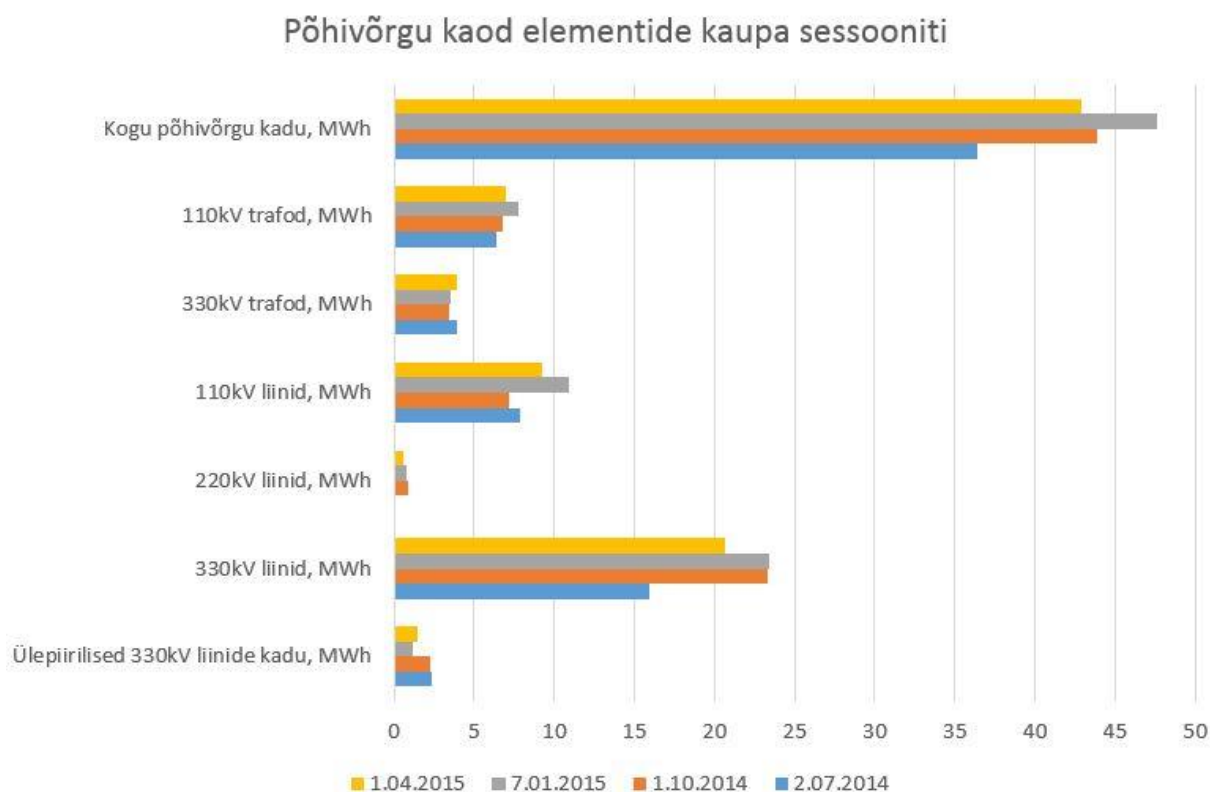


Graafik 3.7 Eleringi halduses oleva põhivõrgu aktiivenergia kadude jaotus [20]

## 4. Põhivõrgu kadude analüüs PSS/E abil

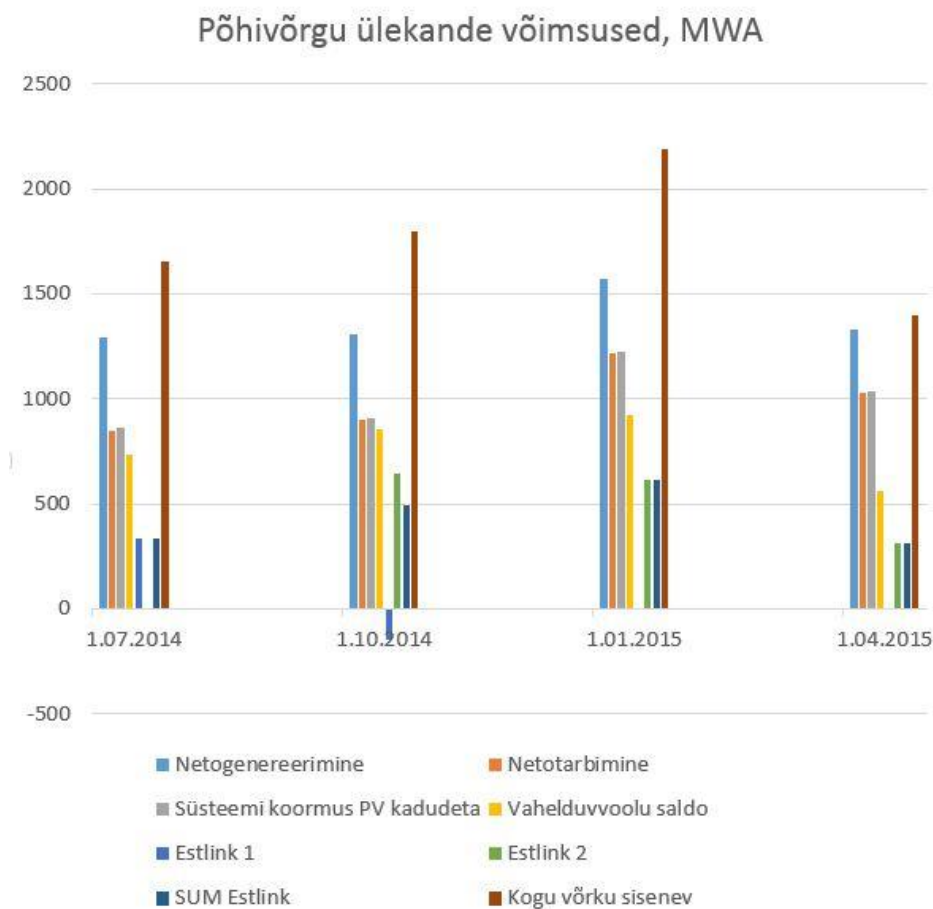
Analüüsi aluseks on Eleringist saadud algandmed. Vaatame siinkohal aktiivkadusid põhivõrgus sh väliühendused. Väliühenduste puhul jaguneb kadu vastavalt sellele, kui suur osa liinist on ühes või teises riigis. Siinkohal ei arvestata alalisvoolukaablite Estlink 1 ja Estlink 2 kadusid.

Siemensi välja töödatud elektrivõrkude plaanimise- ja simuleerimisprogrammi PSS/E snapshotide andmed tulevad otse SCADA-st. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) on arvutisüsteemide ja sidevõrkude abil toimuv tehniliste protsesside jälgimise ja juhtimise süsteem. Snapshotid tarbimisest sai tehtud iga kolme kuu tagant jooksva kuu esimesel kolmapäeval. Jälgime tarbimist kell 04:00 ja 10:00. Jälgime aktiivenergia tootmist, tarbimist, transiiti ja kadu erinevates elementides.



Graafik 4.1 Põhivõrgu kaod ülekande elementide kaupa sessooniti [20]

Sessoonses jaotusest on selgelt näha, et talvised kaod on suuremad suvistest. Samamoodi on näha, et transiit kui ka kohapealne tarbimine on talvel suurem (vaata graafik 4.2). Graafikul olev Estlink 1 negatiivne tähendab, et energiavoog oli Eestist Soome.



Graafik 4.2 Põhivõrgu ülekande võimsused sessooniti [20]

Analüüsi tarbeks sai palutud Riigi Ilmateenistuselt samadel kuupäevadel ja kellaegadel temperatuuri, õhurõhku, sademeid ja õhuniiskust (vaata tabel 4.3). Algandmetega ei olnud võimalik teha ühtseid järeldusi kadude seosest kliima näitajatega.

	2.07.2014	2.07.2014	1.10.2014	1.10.2014
temperatuur, C	-10	-8	2	8
õhurõhk, hPa	1030	1026	1030	1033
õhuniiskus, %	82	76	96	86
sadmemed, mm	0	0	0	0
	7.01.2015	7.01.2015	1.04.2015	1.04.2015
temperatuur, C	12	15	0	3
õhurõhk, hPa	1010	1010	990	990
õhuniiskus, %	99	63	96	85
sadmemed, mm	2,6	0	0	0

Tabel 4.3 PSS/E tarbeks saadud ilmastiku näitajad Eestis.

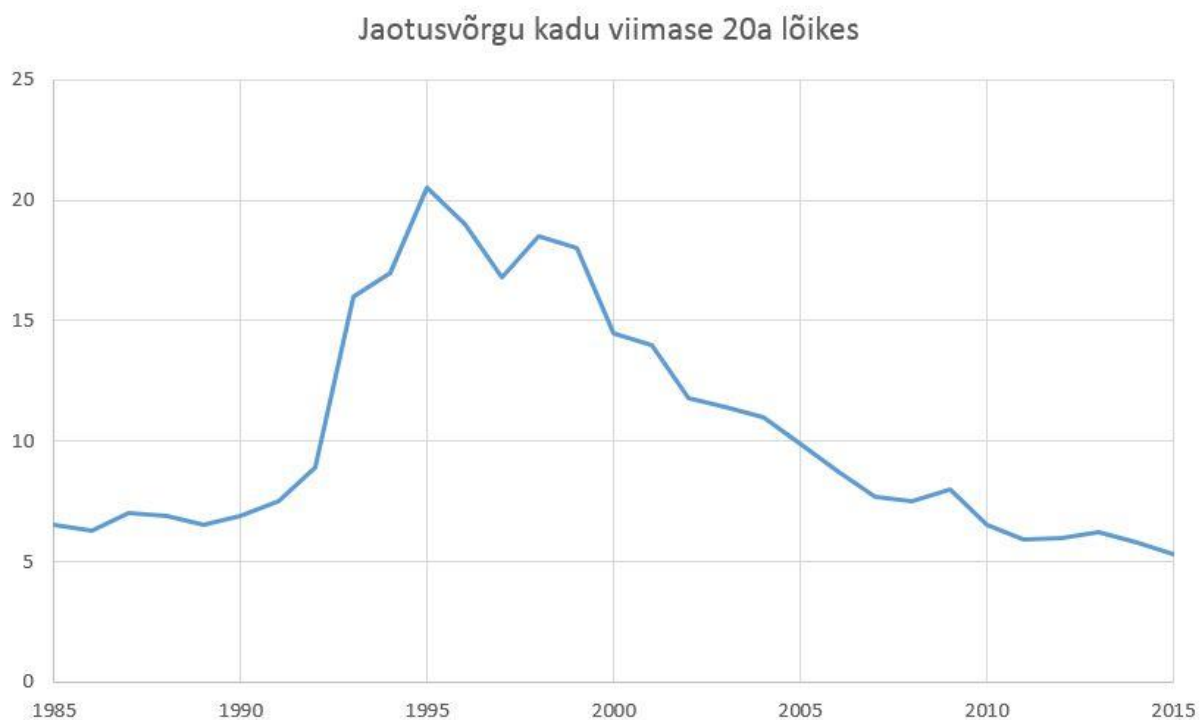
## 5. Jaotusvõrgu kaod

Täna on veel märkimisväärne osa Elektrilevi elektrivõrgust jõudnud oma kriitilise eluea ehk 40 aasta piirile. Pärineb suur osa meie tänapäeva võrgust kolhooside õitseajast, mil majandid võidu väikeseid jaotusvõrke rajasid. Nõukogude aja lõpus ühendati need pisikesed erineva kvaliteediga jaotusvõrgud Eesti Energia Jaotusvõrguga.

80ndatel ja 90ndatel jäid investeeringud võrgu uuendamisse rahapuuduse tõttu tegemata – siis teostati eelkõige hädavajalikke remonttöid. Kui toona oleks tehtud investeeringuid võrgu uuendamisse järjepidevalt, siis ei oleks Elektrilevi täna silmitsi üha sagenevate rikete ja suureneva hooldus- ning remonttööde mahuga. Sellest tingituna on Elektrilevi panustanud suure osa võrgutasudest võrgu töökindlamaks tegemisse, et vähendada hoolduse ja remondi osakaalu võrgutasudes. [6]

Elektrilevi hallata on rohkem kui 24 000 alajaama ja 64 000 km liine. Aastal 2014 ehitati täiendavalt juurde 282 alajaama ning 467 km elektriliine. Jaotusvõrgu kaod erinevad põhivõrgu kadudest peamiselt sellepolest, et kommertskadude osakaal on suurem. Et kommertskaos osakaal püsivalt langeks ja väike püsiks tuleb investeerida raha kao põhjuste otsimiseks ja likvideerimiseks. Tehnilise kao kõrval on kommertskaos osakaal ligikaudu 50% [8]. Kadude minimeerimisega tegeleb Elektrilevis mitu osakonda. Tehnilise kao minimeerimisega tegeleb peamiselt ehitusosakond, kes püsivalt võrku täiendab ja parendab. Rekonstrueeritakse vanu amortiseerunud võrgu osasid ja ehitatakse uus ja paremate tehniliste näitajatega võrk. Kommertskaoga tegeleb peamiselt tarbimisjärelvalve osakond.

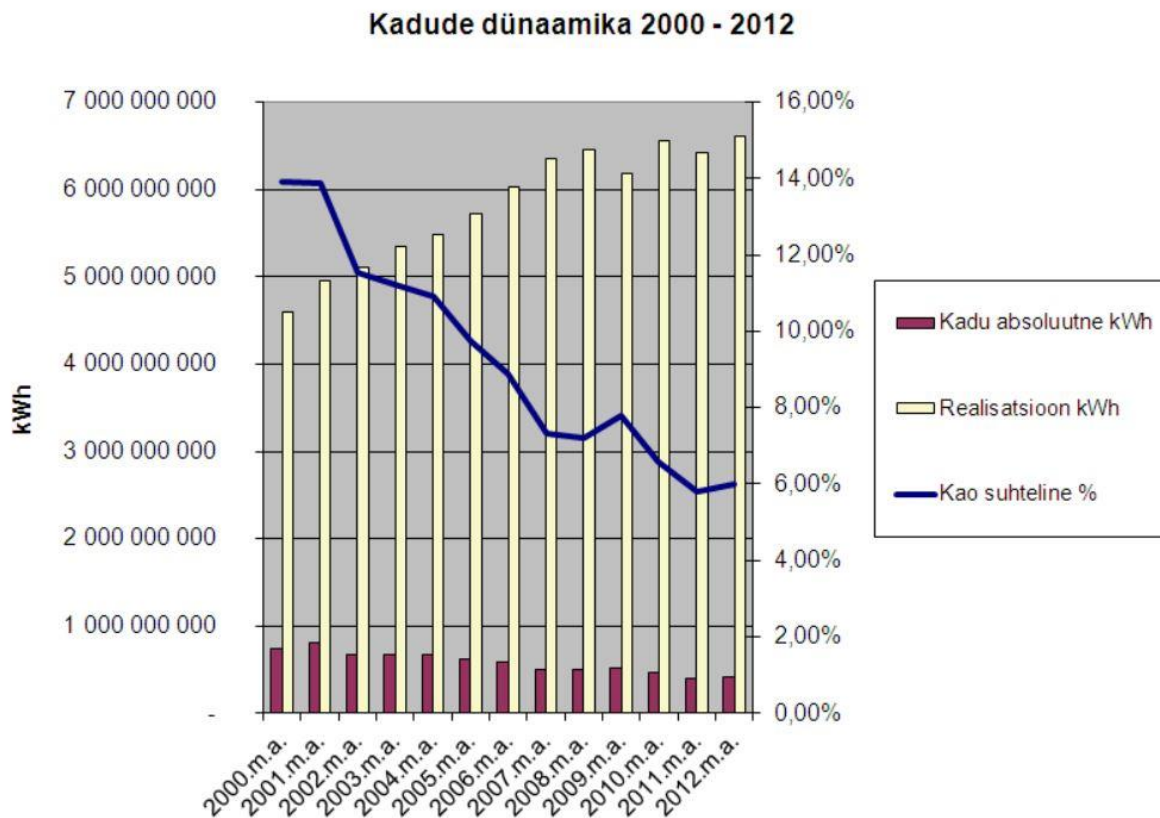
Kui enne 1991. aastat oli paberil kaoenergia osakaal elektrienergia ülekandes ~6% [7] , siis peale NSVL-i lagunemist ning väikeste kohalike jaotusvõrkude ühendamist Eesti Energia Jaotusvõrkidega hakkas kaoenergia osakaal hüppeliselt tõusma. Võib ainult ette kujutada, et kui suur oli enne 1991. aastat kaoenergia osakaal elektrienergiast. Toona aga ei olnud kaoenergia tuvastamine ja selle arvele võtmine probleemiks, sest kogu NSVL-is läks kõigil hästi – selline oli selle aja poliitika.



Graafik 5.1 Jaotusvõrgu kao protsendiline väärtus viimase 20 aasta lõikes [4, 8]

Peale 1991. aastat hakati väikseid võrke pidevalt üle võtma (mis kestab tänapäevani) ja elektrienergia tarbimist fikseerima mõõtmiste teel. Ilmnes tõsiasi, et tegelikult oli elektrienergia mõõtmine puudulik ja kaoenergia osakaal väga suur. Suur oli ta paljudes NSVL-i riikides või kolmanda maailma riikides. Näiteks Botswana, Gongo Vabariik ja Haitil on World Bank andmetel elektrienergia transpordi- ja jaotuskaod tänapäevalgi veel 50...60% vahemikus. Samas Saksamaa, Belgia kaod jäävad 5-6% vahemikku [9]. Soomes on põhi- ja jaotusvõrgu jaod ligikaudu 3%. [5]





Graafik 5.2 Kadude dünaamika Elektrilevi võrgus 2000-2012 aastatel

2014 aasta kadu Elektrilevi OÜ tarbimisjärelvalve juhi T.Kask sõnul oli alla 6% [10]. Kogukao jaotus ligikaudu 50/50 [8]. Selle saavutamiseks on tehtud palju tööd ja võttes eeskujuks Soome, siis palju on veel ka saavutada. Soome põhivõrgu kaod on 1...1,5% vahemikus ja kogu kadu ca 3%, mis teeb Soome jaotusvõrgu kaoks 1,5...2% [9, 11].

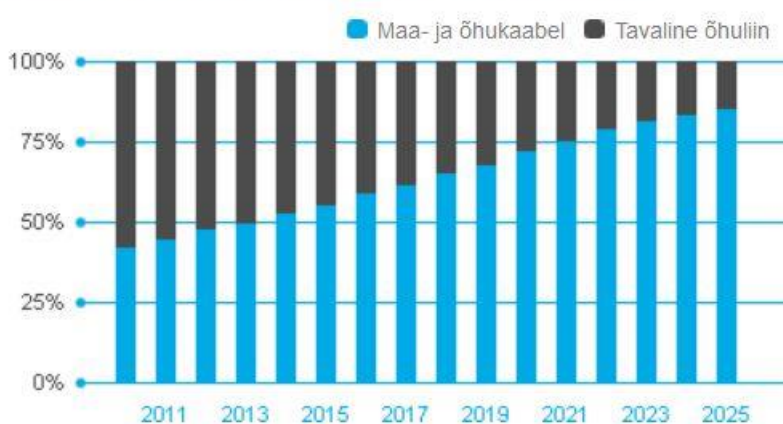
Tehnilise- ja kommertskaod suurust ei saa ma antud töö vaates detailselt kajastada, aga selle vähendamiseks tegeletakse igapäevaselt. Hinnangu saamiseks vaatame kooenergia arvele võtmist läbi Elektrilevi tegevuste ja eesmärkide, sest kui Elektrilevi kooenergia väheneks kuni 3%-ni, siis hoiaks kokku aastas rahaliselt 6,7 miljonit eurot praeguste tarbimiskoguste juures võttes elektri hinnaks 30 €/MWh.

## 5.1 Elektrilevi investeerimise prioriteedid

Elektrilevi prioriteetidest paistab välja, et hetkel tegeletakse kommertskadude vähendamiseks rohkem. Seda lihtsalt sellepärast, et veel aastal 2015 on Elektrilevi võrgus kliente ja tarbijaid, kes elektri eest ei maksa erinevatel põhjustel.

Peamine suund, kus Elektrilevi parendab tehnilist kadu on paljas õhuliinide asendamine ilmastikukindlate isoleeritud õhuliinidega või maakaabliga. Sellega väheneb võimalike rikkekadude osakaal kogukaost. 2011. aastal kinnitatud investeringuplaani 2011-2014 eesmärk on praegust elektrivõrku teha ilmastikukindlamaks. Plaani järgi ehitatakse ligikaudu 2100 uut alajaama ning 3000 km uusi liini, millest enamiku moodustab maakaabel. 2014 aastal vähenes paljasjuhe õhuliinide maht 1046 km. Isoleeritud õhuliine paigaldati juurde 60 km ja maakaabelliine paigaldati 726 km. 2011 aastal oli maa- ja õhukaabli osatähtsus üle 40%, siis aastaks 2025 on eesmärgiks osatähtsus tõsta 75%-ni [12].

#### Aastaks 2025 on elektrivõrgust 75% ilmastikukindel



Graafik 5.3 Elektrilevi OÜ eesmärk katkestuste vähendamiseks [12]

Elektrilevi investeerib pidevalt automaatikasse. Automaatika all oleva võrgu suurendamine annab Elektrilevile võimaluse jälgida ja ohu korral ümber suunata energivoogusid, et vähendada koormus- ja rikkekao osakaalu kogukaost. Tänu automaatsetele lülititele hoidis Elektrilevi 2011. aastal ära enam kui 250 000 elektrikatkestust [12].

Katkestuste vähendamisel on mitu eesmärki. Peamiselt varustuskindluse parendamine, rikkekao osakaalu vähendamine ja kliendipöördumiste vähendamine. Parem varustuskindlus tähendab Elektrilevile seda, et peamiselt sügis-talv-kevad perioodil ei pea kulutama ressursse loodusjõudude tekitatud rikete likvideerimiseks. Olenevalt rikke/katkestuse mastaabist võib klientide varustuskindlus olla häiritud loetud tundidest kuni mitme päevani, osadel isegi nädalateni. Iga tund tarbimata elektrienergiat tähendab teistpidi saamata jäänud tulu. Samuti väheneb kliendipöördumiste arv kaktestuste vähenemise läbi, mis Elektrilevile tähendab väiksemaid kulusid kliendihaldusesse. Iga kliendi pöördumise hinnaks loetakse orienteeruvalt 5 eurot [8].

Kui varasemalt oli paigaldatud ainult suurtarbijatele (>63A) kaugloetavad arvestid, siis aastal 2013 alustati kohtloetavate arvestite asendamist kaugloetavate elektriarvestite vastu. Võrgueeskirja [13] järgi peab 4 aasta jooksul st. 2016. aasta lõpuks paigaldama Elektrilevi ligi 630 000 kaugloetavat arvestit. Arvestite paigaldamist kordineerivad Elektrilevi OÜ koostöös Ericsson Eesti-ga. 2014. aasta lõpu seisuga oldi arvestite paigaldamise graafikust ees. Seda peamiselt sellepärast, et arvesteid vahetati massilisemalt kortermajades ja suuremates linnades ja alevites. Samuti koguneb iga kuu kümneid kliente, kes erinevatel põhjustel keelduvad arvesti paigaldusest. Kuid hetkel ollakse optimistlikud ja väidetakse veel, et 1. jaanuar 2017 on projekt edukalt lõpuni viidud. Kaugloetavate arvestite paigaldamisega saadakse juurde võimalus võrgukadusid veel operatiivsemalt jälgida ja võimalikud kao põhjused leida ning kõrvaldada. Samuti aitavad kaugloetavad arvestid anda parema ülevaate võrgu koormustest, mis omakord võimaldab investeeringuid paremini kavandada [12].

## **5.2 Tarbimisjärelvalve osakonna tegevused kao vähendamiseks**

Tarbimisjärelvalve osakonna eesmärgiks on kommertskaio fikseerimine ja kaoenergia tekkimise allika kõrvaldamine. Edasine info koos numbriliste faktidega on pärit tarbimisjärelvalve osakonnast.

Seoses meie geopoliitilise ajalooga on see väga aktuaalne ja õrn valdkond. Kaelektri tuvastamise on keeruline, ajamahukas ja teinekord kulukas protsess. Tarbimisjärelvalve osakond loodi kümnekond aastat tagasi ja on tänaseks vähendanud kadu koos parendatud võrguga 10-lt protsendilt alla 6 protsendi. Osakonna peamised tegevused on võrgulepinguta objektide monitooring ja kontroll, tarbimisanomaaliade monitooring ja rikete likvideerimine, keskpinge mõõtesüsteemide perioodiline kontroll ja rikete likvideerimine, bilansipiirkondades kao põhjuste tuvastamine ja likvideerimine, vabade objektide kontrolli teostamine, erinevate vihjete alusel objektide kontroll, omavolilise tarbimise kontroll, väljalülitamiste järelkontroll ning omatarbe arvele võtmine. 2014 aastal kontrolliti 17806 objekti ning koostati 1321 omavolilise tarbimise akte. Nagu graafik 5.4 on näha, siis omavolilisel tarbimisene sõltub ühiskonna majanduslikest teguritest. Kui 2005-2006 avastati keskmiselt 2000 juhtumit, siis 2008-2010 aastatel tuvastati vahemikus 2600-2900 juhtumit aastas – 2008-2010 oli terve Euroopa majanduskriisis.

aasta	Elektrilevi (JV) poolt omavoliliste tarbimiste (OVT) avastamine (tk)
2004	1340
2005	2181
2006	2027
2007	2031
2008	2596
2009	2934
2010	2852
2011	2235
2012	2079
<b>Kokku</b>	<b>20275</b>

Tabel 5.4 Elektrilevi võrgus fikseeritud omavoliliste tarbimiste hulk 2004-2012. aastal

Nendest tegevustest kõige edukamad on omavolilise tarbimise järelkontroll, kus 1081 kontrollitud objektist fikseeriti 336 olukorda, neist 6 olid arvesti rikked. See tähendab, et 1081. varem tuvastatud kao põhjusest 31% on uuesti aktuaalsed. Palju edu on toonud kodanike vihjed. 2014 aastal saadud 531 vihjest fikseeriti 154 olukorda, millest 3 olid arvesti ja/või kella rikked st. tabamus oli 29%. Kolmas tähtis tegevus on väljalülitamiste järelkontroll. Väljalülitamine teostatakse enamasti võla tõttu. Vahel harva on klientidel plaan leping lõpetada ja elektrienergiat tarbida edasi mõõtmata ahelast. Sellepärast võrgust lahti ühendatud objektidele teostatakse 1-2 kuu jooksul järelkontroll veendumaks, kas antud objektil tegelikult ka tarbimist enam ei toimu. Eelmisel aastal välja lülitatud 308. objektist 122 fikseeriti ebaseaduslik tarbimine. Selle tegevuse tabamus oli ligi 40%.

2013 aastal läks Eesti elektriturule. Seoses sellega ei saa tagasiulatuvalt sõlmida võrgulepinguid ja seoses sellega kasvas hüppeliselt lepinguta tarbimiste arv. 2014-ndaks aastaks oli lepinguta tarbimiste arv vähenenud ainult 0,1%, aga tarbitud elektrienergia kogused on vähenenud 47% tänu kauglugemise järjest suuremale kasutusvõtule. Elektrienergia kogused olid varem suured sellepärast, et kliendid soovisid ära kasutada Elektrituru ajas muutuvaid hindu. Selleks edastati Elektrilevile suured kogused odava elektri hinna perioodil ning näidati ligi null tarbimist kuudel, kus elektri hind oli suurem. 2014 aasta lõpus lisandus võimalus kaugloetavaid arvesteid eemalt välja lülitada, mis peaks raskendama lepinguta tarbimist mõõtesüsteemi rikkumise teel. Aasta jooksul fikseeriti 920 lepinguta tarbimise olukorda ja menetluse käigus koostati arveid 2 508 288 kWh (276 659 € + KM) eest.

Tabel 5.5 Lepinguta tarbimise juhtumid vahemikus 2011-2014 [8]

Akti koostamise aasta	Juhtumite arv	Juhtumite arv, kus arvet ei esitatud	Koostatud arveid (kWh)	Koostatud arveid (EUR)
2011	189	116	224 034	23 897
2012	202	138	638 939	66 544
2013	921	373	4 754 352	642 497
2014	920	376	2 508 288	276 659

Lepinguta tarbimise juhtumitega on palju tööd tehtud, nagu näha tabelist x.x. Elektrilevi investeerib andmebaaside täiustamisse, mis on ka suurendanud juhtumite arvu aasta kohta. Kui 2011 aastal suudeti tõestada ja siduda klientidega 73 juhtumit kogusummas 23 897 eurot, siis 2014 suudeti arveid esitada 544 kliendile summas 276 659 eurot. Nelja aastaga on töö tõhusust tõstetud 38,6%-lt 59,1%-le.

Probleemiks on elektrienergia koguste sissenõudmine neil juhtudel, kui lepinguta tarbimine tuvastatakse hilja. Näiteks juhtumid, kus lepingud lõpetatakse prognoos- või kliendinäiduga (tihtilugu võlgnevuse tõttu) ja paari aasta pärast, kas siis arvesti vahetamisel või vabade objektide kontrollimisel selgub tegelikult suurem tarbitud kogus. Selliseid koguseid on raske sisse nõuda. 2017. aastal toimiva hakkav kauglugemine koos monitooringuga peaks selle kitsaskoha lahendama.

Alates 2014. aastast ei teostata enam plaanilist kontrolli, vaid monitooringu põhiselt. Monitooringuobjektideks on ca 17 000 kauglugemisel suurtarbijat üle 63A. Jälgitakse tarbimise langust, eriti tarbimise langust pärast teostatud töid ja tootmise fikseerimist. Iga kuu vaadatakse eelmise kuu suuremad tarbimise langused üle. 2014. aastal fikseeriti 1743 tarbimise langust, neist 40 objekti oli omavoliliselt tarbinud elektrienergiat. Samuti jälgitakse, et tarbitav hetkvõimsus ei ületaks lepingulist peakaitset.

Kuna keskpinge mõõtesüsteemi kaudu tarbitavad kogused moodustavad ca 1/3 kogu tarbitavast kogusest võivad sealsed rikked mõjutada kadusid suurel määral. Sellepärast kontrollitakse keskpinge mõõtesüsteeme plaaniliselt üks kord aastas. Kokku on ca 1700 keskpinge liitumist. 2014. aastal teostati 1525 keskpinge mõõtesüsteemi kontrolli, mille tulemusel fikseeriti 13 omavolilist tarbimise juhtumit.

2014. aastal alustati ka bilansipiirkondade kao põhjuste tuvastamisega ja likvideerimisega. Selleks koostati päring alajaamade päeva kao koguste järgi. Koostati TOP 200. Igale töödejuhatajale anti edetabelist ca 5GWh kao koguse jagu alajaamasid, kus tuleb kao kogust vähendada ca 1GWh-ni. 2015. aastal koostati juba TOP 300. Kadude tuvastamise eelduseks on kindlasti õigel ajal toodud kohtloetava bilansiarvesti näit, milliseid oli 2014. aastal kokku 5352. Aga tööd kergendab oluliselt ja vähendab kohtloetavate arvu pidevalt lisanduvate kaugloetavate bilansiarvestite paigaldus.

2014. aastal lisandus palju kaugloetavaid HES tüüpi arvesteid tunnustatud mõõtesüsteemide tootjalt Landis+Gyr, millel on võimekus saata olulist mõõteinfot läbi Voyageri rakenduse päringu tegijale. Koostöös rakendusega saab korraga mõõta liinilt majja suunduvat ja arvestit läbivat koormust ning neid omavahel võrreldes tuvastada lepingu olulist rikkumist – tarbimist mõõtmata ahela kaudu.

Kui alajaama on paigaldatud kauglugemise võimekusega bilansiarvesti ja selle alajaama piirkonnas on kõik tarbijad viidud üle kauglugemisele, siis on põhjuste selgitamine palju operatiivsem. Kõigepealt võrreldakse bilansiarvesti tunniandmeid tarbijate tunniandmetega, et tuvastada kao tekkimise kellaeg. Edasi mõõdetakse liinilt majja suunduvaid koguseid. Kui alajaama piirkonnas on palju tarbijaid (200 ja rohkem), siis fikseeritakse eelnevalt võrguanalüsaator AR5-ga iga fiidri tunnikogused, et kitsendada otsitavat piirkonda.

Bilansipiirkondades põhjustavad kadusid erinevad asjaolud. Tahtmatud ja tehnilised põhjused on ebatäpne bilansiarvesti, voolutrafode vale suund, rike või ülekanne, valesti seotud objektid, näiduvahed või mõõteskeemi vead / rikked. Pahatahtlikud põhjused on arvesti füüsiline rikkumine, mõõtmata ahelast tarbimine ja lühislahutusklommidega manipuleerimine. 2014. aastal teostatud TOP 200 piirkonnas teostatud tööde tulemina koostati 823 olukorra fikseerimise akti. Hetkel puudub informatsioon, et paljud neist olid tahtmatud ja paljud tahtlikud põhjused.

Seoses andmekvaliteedi ja lepingute lõpetamise probleemidega on suur kogus mõõtepunkte, kus puudub kehtiv võrguleping. Paljud mõõtepunktid ei eksisteeri realselt enam või ei ole kasutuses, kuid kontrollitud informatsioon tarbimise kohta puudub. Nende mõõtepunktide süstemaatiline kontroll algas 2013. aasta juunis. Alustades oli selliseid mõõtepunkte 14 820, millest kontrolliti 2013. aastal 5686. Kokku fikseeriti 421 omavolilist tarbimist. 2014. aasta alustades oli mõõtepunkte päringu järgi 13680, millest kontrolliti 7154 ning fikseeriti 268 omavolilist tarbimist. See on jooksev probleem, mille tegelemine eeldab paremaid ja täiuslikumaid andmebaase ja vähem eksimusi.

Vihjete kontrollimine, mis paiknes tabavuse osas teistest tegevustest eesrinna toimib suuresti läbi klienditeeninduse. Vihjeid on peamiselt kahte tüüpi – probleem kahe kliendi vahel, kus üks klient väidab, et teine klient varastab temalt elektrienergiat või klienditeenindaja ja kliendi vahelisest suhtlusest fikseeritud olukord, kus siis klient tarbib omavoliliselt elektrienergiat. Teatav osa vihjeid tuleb Elektrilevi teistest osakondadest sh. peamiselt mõõteosakonnalt ja käiduosakonnalt. Olenevalt situatsioonist tarbimisjärelvalve aitab klienti, et kuidas antud probleem lahendada või pahatahtlikel juhtudel koostatakse olukorra fikseering ning ebaseaduslik tarbimiskoht likvideeritakse. Kõige rohkem vihjeid tehakse Tallinn-Harju ning Ida- ja Lääne-Virumaa piirkondades. Kõige suurem tabavus on Ida- ja Lääne-Virumaal.

Omavolilise tarbimise järelkontroll, mille tabavus ka on üllatavalt suur, toimib läbi Elektrilevi andmebaaside, kuhu sisestatakse tööülesanne kindla koodiga ja Elektrilevi komisjoni poolt määratud tähtajal toimub objektide järelkontroll ja kohapeal veendutakse, kas mõõtepunkti taga olev klient tarbib või mitte. Tulemused näitavad, et meie ühiskonnas ei saa Elektrilevi veel loobuda tarbimisjärelvalve osakonna rutiinsest tööst.

Samamoodi kontrollitakse peamiselt võla tõttu välja lülitatud objekte ette antud aja jooksul. Kui kohapeal selgub, et võrguühendus on taastatud, siis koostatakse olukorra fikseering ja võrguühendust katkestatakse. On olnud olukordi, kus lõpuks peab Elektrilevi mõõtepunkti tarbimiskohast kaugemale tooma, mis raskendab omavolilist tarbimist. Tavaliselt on selleks liitumiskilp liinil, kuhu on Elektrilevil igal ajahetkel vaba ligipääs.

Elektrilevi mõõdab ka omatarbe elektrienergiat. Omatarbe toimub peamiselt alajaamades – valgustus ja küte. Mõõdetud omatarbe elektrienergia ei ole enam kaoenergia osa ja vabastab Elektrilevi vajadusest tegeleda selle otsimisega „põllul“. Omatarbe mõõtepunkte on 2014. aasta lõpu seisuga 258, neist kauglugemise tunnusega 134 (2013 aastal 72). 2014. aastal mõõdetud Elektrilevi omatarbe elektrienergia kogus oli 8,04GWh. 2014. aastal võeti lisaks arvele ja sõlmiti leping 21 omatarbe mõõtepunktil.

Kümnekond aastaga on tehtud palju tööd kaoenergia lokaliseerimiseks ja vähendamiseks. Peamised toetavad tegevused on – bilansiarvestite paigaldus alajaamadesse ja liitumiskilpide paigaldus kliendi krundi piirile. 2014. aasta lõpuseisuga oli paigaldatud 8729 bilansiarvestit, neist 444 paigaldati viimase aasta jooksul. Bilansiarvesteid paigaldatakse kõikidesse uutesse ja renoveeritavatesse 6-20/0,4 kV alajaamadesse 0,4kV poolele, kui tarbijaid on 2 või enam, mastalajaamade puhul 4 või enam. Samuti jooksvalt töö käigus, kui on selgunud probleemsed kohad. Näiteks suurema kliendimahuga alajaama piirkonnas.

Kui veel paar aastat tagasi oli juhtkonna hoiak, et igale poole tuleb paigaldada liitumiskilp, siis tänaseks on see mõte maha maetud – liiga kulurohke tegevus. Praegu paigaldatakse liitumiskilpe enamasti uutele ja tarbimisjärelvalve tuvastatud objektidel (vaata pilt 5.6), kus kaelektrit võetakse arvele juba süstemaatiliselt. Väike osakaal kõikidest klientidest tellib ka omal soovil liitumiskilbi krundile, kuid see on kliendi jaoks tasuline teenus ja Elektrilevi praktikas pigem harva esinev nähtus. 0,4kV liitumiskilbi eesmärk on takistada kliendi poolset mõõteseadme varjatud mõjutamist ja võimalust tarbida mõõtmata ahelast.



Pilt 5.6 Pesunööri varjus tarbib kodanik elektrienergiat mõõtmata ahelast [8]

2015. aastal on plaan praeguseid tegevusi laiendada. Kõik eelpool loetletud põhi- ja lisategevused jäävad. Lisandub kortermajade massplommimine tarbimisjärelvalve elektrikute poolt, kus on 20 või enam korterit. Eesmärk on üle kontrollida kortermajade magistraaliinid ja võimalikud avatud ühendused ja need sulgeda Elektrilevi plommidega. Olgugi, et Elektrilevi ja kortermaja liitumispunkt üldjuhul paikneb kortermaja keldris või kortermaja läheduses liitumiskilbis, siis tahtliku või tahtmatut kaoenergia tekitajat on raske tuvastada ja tuleks muidu kaoenergia oma kuludesse kirjutada. Korterühistutel puuduvad võimalused ja teinekord ka soov antud probleemiga tegeleda. Teine uus põhitegevus on üle 12 kuu prognoositud



mõõtepunktidest tegelike näitude kogumine. Aasta plaan on 2000 objekti. Tegevuse eesmärgiks on fikseerida näidud ning kontrollida arvesti ja mõõteskeemi vastavust.

Pikemas perspektiivis oodatakse 2017. aasta algust, kui hakkab toimima üleriigiline kauglugemine. Kindlasti on üksikuid erandlike objekte, kus kauglugemine antud aasta alguses ei toimi, kuid need on pigem erandlikud ja nende objektide tarbimist saab jälgida planeeritud intervalli alusel. Varem või hiljem peavad kliendid siiski laskma paigaldada kaugloetavad arvestid või leiab Elektrilevi võimalused liitumispunkti liigutamiseks ehk liitumiskilbi paigalduseks ja arvesti teisaldamiseks kilpi. Siis peaks olema üpriski täpne ettekujutus, et kuhu ja kui palju energiat liigub ning kaoenergia tuvastamine ja arvele võtmine palju efektiivsem.

## 6. Jaotusvõrgus kaelektri arvutamise meetoodika

Jaotusvõrgu kaelektri arvutamise meetoodika on Elektrilevi praktika ja Tallinna Tehnikaülikooli teooria koostöös juurutatud meetoodika.

Elektrienergia kaod Elektrilevi teeninduspiirkonnas arvutatakse võrku sisenenud elektrienergia koguste ja tarbimiskohtades tarbimisena mõõdetud sh. prognoositud elektrienergia koguste vahena. Tarbimisena mõõdetud kogusteks loetakse õigeaks ajaks andmevahetusplatvormi saadetud mõõteandmed. Andmevahetusplatvorm on põhivõrguettevõtja Elering juures asuv digitaalne keskkond, mille kaudu toimub andmevahetus elektriturul avatud tarnija ja võrguettevõtja vahel. Kaod Elektrilevi piirkonnas arvutatakse igal kuul pärast mõõteandmete andmevahetusplatvormi saatmise perioodi lõppu. Andmed peavad olema tunnipõhiselt mõõtvate kaugloetavate arvestite korral hiljemalt 5. kuupäevaks ja kohtloetavate arvestite korral hiljemalt 9. kuupäevaks. Kui kliendid ei teavita näite õigeaegselt, siis need prognoositakse neile. Tehnoloogiline ja muu omatarve mõõdetakse omatarbe mõõtepunktidesse paigaldatud mõõtesüsteemidega. Kui Elektrilevi ei ole paigaldanud mõõtesüsteemi omatarbe mõõtmiseks, siis jäävad mõõtmata omatarbe kogused vastavalt arvutamise valemile kaelektri kogusse.

Elektrilevi piirkonda sisenevad elektrienergia allikad on: Eleringi võrgust sisenevad võrguühendused, võrguga ühendatud elektrienergia tootjatelt (väike- ja mikrotootjad), üksikute võrguühenduste kaudu, mis ei ole määratletud elektrienergia tootja võrguühendusega sh transiit ja Eleringiga ühendatud elektrienergia tootjatelt (Narva EJ, Iru EJ, Ahtme EJ), millega on ühendatud Elektrilevi muu võrguga mitte ühenduses olev võrguosa koos kindlaksmääratud tarbijatega [8].

Kaelektri koguste arvutamise tegeleb turusuhete osakond, kes kõik vajalikud andmed koondab. Kalendrikuu kaelektri koguste arvutamine toimub tabel 6.1 kohaselt.

Tabel 6.1 Elektrilevi koelektri koguse arvutamine [8]

Nimetus (kWh)	Tähis	Valem
Elingilt sisenenud energia	A	
Elingi omatarve Elingi ja Elektrilevi ühistes alajaamades, mis on toidetud peale Eling-> Elektrilevi mõõtmist ja tarbitakse Elingi poolt	B	
Elingi omatarve Elingi ja Elektrilevi ühistes alajaamades, mis on toidetud peale Eling-> Elektrilevi mõõtmist ja tarbitakse Elektrilevi poolt	C	
Elektrileviga ühendatud elektrienergia tootjatelt sh. Mittetootjate poolt Elektrilevi võrku antud kogused	D	
Võrku antud kogus eraldatud võrgus	E	
<b>Võrku sisse kokku</b>	<b>F</b>	<b><math>F=A+B+C+D+E</math></b>
Mõõdetud tarbimine	G	
Tarbimine eraldatud võrgus	H	
Mõõdetud ja müüdüd elektrienergia koguste vahe sh eelmiste kuude korrigeerimine	I	
Omatarve Elektrilevi alajaamades (mõõdetud omatarve arvestatakse võrku läbinud võrguteenuse koguse sisse)	J	
Võrgust välja Elingi võrku	K	
Ebaseaduslik tarbimine	L	
<b>Elektrilevi läbinud energia kokku</b>	<b>M</b>	<b><math>M=G+H+I+J+K+L</math></b>
Kadu	N	$N=F-M$
Kao %		$N/F*100\%$

Iga kalendrikuu koelektri arvestused säilitatakse. Üldjuhul pärast aruandlusperioodi sulgemist koelektri kogust ei korrigeerita va. kui koelektri kogus on märkimisväärne ja mõjutab otseselt kao protsenti.

Eabilanss koostatakse vajamineva elektrienergia ostmiseks. Eabilansi koostamisel lähtutakse analoogiliselt arvutusmetoodikast, mis on toodud tabelis X, välja arvatud:

- võrku andmine ja tarbimine eraldatud võrgus – tunnipõhine bilanss eraldatud võrgus koostatakse eraldi,
- eelmiste kuude korrigeerimine – andmevahetusplatvormi saadetud mõõteandmete korrigeerimisel korrigeeritakse eelmiste kuude elektribilansid ning tehakse nende alusel koelektri korrigeerivad arved ja korrigeerivad koelektri kogused ning maksumus arvestatakse üldjuhul viimasesse raamatupidamislikult mittesuletud perioodi,
- Ebaseaduslik tarbimine – ebaseadusliku tarbimise korral mõõteandmeid tunnipõhiselt ei määrata (elektrienergia müüb ebaseaduslikult tarbimise juhtumite korral võrguettevõtja ise).

Eelmiste kuude korrigeerivad elektribilansid koostatakse üldjuhul kord kvartalis, kvartali lõpu seisuga 10 päeva jooksul pärast kvartali lõppu. Kaoelektri korrektsioonarvestuse alusandmed koostatakse turusuhete osakonna poolt ja esitatakse avatud tarnijale.

Elektrilevi ostab vajamineva elektrienergia ühtselt kaoelektri, tehnoloogilise ja muu omatarbe vajaduse katteks kas elektribörsilt Nord Pool Spot või avatud tarnena avatud tarne lepingu sõlminud elektrimüüjalt. Kaoelektri eest tasumine toimub tunnipõhiste kaoelektri koguste alusel. Ostetav avatud tarne kogus selgitatakse välja Elektrilevi võrku sisenenud, võrku läbinud ja määratud tarnetena ostetud koguste vahena. Seda kordineerib ja kinnitab arvestuse korrektsust turusuhete osakonna võrguäri analüütik.

Õigusaktide kohaselt on mõõtmiskohustus võrguettevõtjal. Võrgueeskirja §42 lg 4 alusel on mõõtmiskohustus sellel võrguettevõtjal, kelle ettevõtte on elektrisüsteemis tehniliste parameetrite poolest kõrgemal tasemel. Selles tulenevalt on Eleringi ja Elektrilevi vaheliste mõõtepunktides mõõtmiskohustus Eleringil, Elektrilevi ja teiste võrguettevõtjate vahelistes mõõtepunktides Elektrilevil ja Elektrilevi võrguühendusel olevates tarbija mõtepunktides on mõõtmiskohustus Elektrilevil [8, 13].

## 7. Jaotusvõrgu omatarbe mõõtmine ja arvestamine

Alajaamade ja muude tehnoloogiliste seadmete omatarbe arvele võtmise eest vastutab tarbimisjärelvalve osakond. Omatarbe mõõtekompleksi projekteerimise, välja ehitamise ja vajadusel demonteerimise eest vastutab ehitusosakond. Et omatarvet arvele võtta, peab olema ka lepinguline partner. Antud olukorras on tarbijaks Elektrilevi. Et kõik omatarbe mõõtepunktid oleksid juriidiliselt korrektsed, siis vormistatakse lepingud. Kui nüüd arvestada, et Elektrilevil on üle 22 000 alajaama, siis kõikide nende omatarve kokku on arvestatav kogus kaoenergiat, mis on võimalik arvele võtta. Ainsana ei võeta arvele komplekt-, kiosk-, mast- ja hoonesisestes alajaamades tarbitud elektrienergiat. Tähtis on ka see, et mõõdetud omatarbe ahelates ei tohi asuda kommertsmõõtepunkte. Elektrilevi võrguühendustel, kus Elektrilevi on kui tavaline tarbija (bürood, kontorid, abiruumid, jms) sõlmitakse tavatingimustega võrguleping.

Kuna mõõdetud omatarve ei ole kaoenergia osa, siis on võimalik see kogus fikseerida ja arvele võtta. Nad võetakse arvele tegevuskuludena piirkonna- ja jaotusalajaamades, jaotus- ja lahutuspunktides ning kõrgepinge/madalpinge alajaamades. Eleringi ja Elektrilevi ühistes alajaamades mõõdetakse ühine omatarve Eleringi poolt ja Elektrilevi käsitleb oma osa ühises omatarbes kaoenergiana.

Eleringi ja Elektrilevi ühise omatarbe korral toimub omatarbe elektrienergia koguste jagamine Eleringi ja Elektrilevi vahel mõõtesüsteemide puudumise korral vastavalt omatarbe tabelis määratud osakaaludele. Tarbitud kaoenergia osakaalud põhinevad alajaamas kasutatavatele elektriseadmetele ja selles tuleneval hinnangulisel tarbimisel. Selline osakaaluline jaotus on kooskõlastatud Eleringiga.

## 8. Jaotusvõrgus kaelektri lokaliseerimise praktika

Kadude hindamist teostab tarbimisjärelvalve. Osakonnal on iga aasta alguses paika pandud eesmärgid. Nende järgi hinnatakse töö kvaliteeti. 2015. aasta eesmäärke kokku on 20, neist vaatame lähemalt TOP 300 kommertskaio vähendamine bilansipiirkonnas ehk hetkel kõige aktuaalsemat eesmärki.

Aastal 2014 oli TOP 200 valim kõigist bilansipiirkondadest. See aasta võeti 50% suurem kogus alajaamasid ette. Ilmselt kogemustest ja töötajate tagasisidest osati oma töö eesmärgi latti tõsta kõrgemale. TOP 300 valim on tehtud 2014. aastal kaugugemise teel või kohtloetava arvesti näitude fikseerimise ja reaalsete klientidele esitatud arvete võrdlusest. TOP 300 jaotati kaoenergia järgi 7 töödejuhataja vahel enam-vähem võrdselt – 4,5...5 GWh/töödejuhataja. Ettevõtte eesmärk töödejuhatajale on, et ette antud kaopiirkondade kadu väheneks alla 1GWh/töödejuhataja kohta [8].

Kõigepealt peab töödejuhataja tegema eeltööd, kui saab elektriku saata kaopiirkonda kao põhjuseid otsima ning likvideerima. Selleks otsib ta välja alajaama ja alajaama piirkonna skeemid, koostab alajaamaga seotud objektide loetelu koos tarbimisandmetega ning koostab tööülesanded kõikide eabilansipiirkonnas asuvate objektide mõõtesüsteemide kontrolliks. Tööülesanne on elektriku peamine dokument tööülesannete täitmiseks. Sellele kannab ta mõõtepunkti info, peakaitsme suuruse, arvesti näidud, kontrollib vanade plommide vastavust tegelikkusega ning vajadusel koostab olukorra fikseerimise akti, mis seotakse tööülesandega. Elektrilevi rakendus WebMap annab võimaluse maa-ameti kaardile kuvada kõik vajaliku info – liinid, alajaamad, hargnemised ja liitumispunktid õigete kordinaatidega. Kõik mis on liitumispunktist edasi jääb Elektrilevi vaateväljast välja. Sellisteks probleemseteks objektideks on näiteks kortermajad. Osadel kortermaja ühistutel puudub ülevaade hoone elektriskeemidest. Enamus kortermajade elektrisüsteeme on ehitatud vahemikus 1960 kuni 1980 ja pärast seda korrastatud või täiendatud, kuid elektriskeemide vastavuse nõuet keegi ei jälginud. Sellest ka põhjus, miks Elektrilevi 2015 võttis ette uue eesmärgi – kontrollida ja plommida kõik 20 ja enam tarbijaga kortermajad. Juba on tuvastatud ka mõõtmata ahelaid. *Näiteks üks Tallinna 7-kordne kortermaja Lasnamäel, kus 7-nda korruse sauna tarbeks võeti toidet 6-nda korruse magistraalliinist. Vahele oli ka paigutatud jaotuskeskus koos arvestiga, kuid mõõtepunktil puudus leping ja arvestit ei olnud Elektrilevi andmebaasides. Praeguseks on kortermaja ühistu esindaja sõlminud lepingu ja Elektrilevi loonud mõõtepunkti ja paigaldanud kaasaegse*

*kaugloetava arvesti, kuid aastakümneid kasutatud sauna kaoenergia jäigi kaoenergiaks ja seda ei ole majanduslikult mõistlik hakata kohtus tõendama.*

Kui kõik vajalikud dokumendid on kokku kogutud ja elektrikule üle antud, siis läheb elektrik kõigepealt alajaama ja kontrollib alajaamas seksioonide ja fiidrite vastavust alajaama skeemile. Kui skeem ei vasta, siis annab ta sellest teada töödejuhatajale, kes koostöös primaarkäidukorraldajaga viib alajaama skeemi vastavusse. Kui skeem vastab, siis mõõdetakse väljuvate fiidrite koormused ning kantakse mõõtetulemused alajaama skeemile. Kuna varasemalt on kontorist kaasa antud objektide loetelu tarbimisandmetega, siis elektrik võrdleb ja analüüsib mõõtetulemusi. Kui mõõtmistest ei ole kasu, siis paigaldatakse täiendavad ajutised fiidri mõõtmised. Kui kaoenergiat põhjustav fiider/fiidrid on tuvastatud, siis edasine tegevus toimub juba jaotusfiidril.

Jaotusfiidril tööd on monotoonsed. Tuleb klient kliendi järgi otsida võimalike hargnemisi. Selleks teostatakse liitumispunktis – tihti hoone sisestusel, sisestuskaabli ühenduse visuaalne kontroll. Vaadatakse üle hoone siseselt kulgev toitekaabel sisestusest kuni mõõtekilbis oleva peakaitseülilini. Kui ühtegi harundit ei paista, tuleb teostada koormuse mõõtmised jaotuskilbis/mastil asuvas vahekilbis/sisestusvisangul ja tarbija elektripaigaldises asuvas mõõtekilbis. Mõõtekilbis tuleb teostada järgmised tegevused: teostada visuaalne kontroll, kontrollida arvesti tehase- ja taatlusplommide olemasolu, kontrollida arvesti korpsuse kinnitusi, kontrollida numeraatori tööd, kontrollida peakaitseme ja arvesti vahelist juhtmestiku, arvestisse ehitatud võimalike herkonlülititega skeemide tuvastamiseks kasutada püsिमagnetit (arvesti peal ringe tehes või edasi-tagasi liigutades on kuulda iseloomulikku kontaktide plõksumist, elektroonse tablooga arvestitel võib displei kustuda). Objektidel, kus ei ole mingil põhjusel võimalik voolu välja lülitada, tuleb kontrollida otseühenduses arvesti tööd lisakoormuse ja võrguanalüsaatori AR5-ga. Mõõteskeemis võimalike haruühenduste tuvastamiseks lahti ühendada arvesti alt väljuvad faasijuhtmed ja lülitada peakaitse sisse. Edasi kontrollida pingeindikaatori abil tarbija grupikaitsmeid ja juhtmeid.

Kõik kontrollitavas elektrisüsteemis nõuetele mittevastavused tuleb fikseerida koheselt digikaameraga ja kontrolli lõpus vormistada olukorra fikseerimise akt, täita tööülesanne ning kliendile jätta kohapeal täidetud teatis. Tööülesanne koos olukorra fikseerimise aktiga tuleb tagastada töödejuhatajale.

Kui on fikseeritud harund, siis võimalusel see läbi lõigata. Kui ei ole kohe kohapeal võimalik, siis edastada informatsioon töödejuhatajale, kes tellib kõik vajalikud tööd. Kui on fikseeritud

arvesti rikkumine, siis välja vahetada nõuetele mittevastav mõõtesüsteem. Kui on tuvastatud skeemis viga, siis skeemiparanduse koostamiseks info edastada töödejuhatajale.



## Kokkuvõte

Magistritöös analüüsiti põhi- kui ka jaotusvõrgu kadude olemasolu, likvideerimise meetmeid, ning investeerimisplaane tulevikuks. Jälgiti tarbimise ning kaoenergia muutusi ajas. Fikseeriti tänane olukord ning millisest olukorrast on Elering ja Elektrilevi jõudnud tänasesse olukorda.

Vaadati kaoenergia tuvastamise teooria üle. Selgitati välja erinevad füüsilised ja kommertskaos liigid sh alamliigid ja anti kadude vähendamise analüüsimiseks ja vähendamiseks erinevat liiki meetmeid. Võimalusel kaoenergia edukamaks lokaliseerimisel tuleb bilansipiirkonda vähendada.

Põhi- ja jaotusvõrgul on pikad investeerimisplaanid, kuna ehituskulud on neil suured. Elering plaanib ehitada kolmanda Eesti-Läti 330kV liini, et suurendada läbilaskevõimet Läti ja Leetu ning hooldada olemas olevaid liine. Elektrilevi peamine siht on varustuskindluse tõstmine. See tähendab, et olemas olevad õhuliinid asendatakse maa- ja õhukaablitega, mille järgi aastaks 2025 on paljas õhuliinide osakaal elektrivõrgus alla 20%. 2013. aastast alates paigaldab Elektrilevi kaugloetavaid arvesteid klientidele, mis annab võimaluse kaoenergiat lokaliseerida ja arvele võtta kiiremini.

Eleringi kelle töökohustuste hulka kuulub lisaks 110-330 kV võrgu töös hoidmisele ja klientidele varustuskindluse tagamise ka elektribilansi jälgimine Eestis. Elektrienergia kaod moodustavad märkimisväärse osa põhivõrgu kuludest, seega on kadude hindamine ja kao vähendamiseks meetmete kasutusele võtmine väga oluline. Põhivõrgu peamised kaod on ülekandeliinides ja trafodes vastavalt ~75% ja ~25%. Põhivõrgu kaod on alla 3%.

Jaotusvõrgu kaod on viimaste andmete järgi alla 6%, neist 50% on kommertskadu. Kuna kommertskadu on soodsam lokaliseerida ja arvele võtta, siis panustab Elektrilevi kommertskaos vähendamisse. Viimase 10 aastaga on kaoenergia osakaal langenud 16-lt 6-le protsendile. 2014. aastal alustati bilansipiirkondade TOP-projektiga, kus 2014. aastal valiti andmete järgi välja 200 suurima kaoenergia osakaaluga piirkonda. Projekt oli edukas ja 2015 võeti ette juba TOP300.

Elektrilevil on välja töötatud meetodika kaoenergia arvutamiseks. Arvutamise eelduseks on näitude õigeaegne jõudmine Elektrilevi andmebaasidesse. Täna on see veel raskendatud, sest kõik kliendid ei ole kauglugemisele üle läinud, kuid 2017 aasta alguseks on Elektrilevi kohustatud tagama tunnipõhise mõõtmise kõikidele klientidele.

Jaotusvõrgus on 22 000 alajaama, millest suurel osal on ka reaalne omatarve. Elektrilevi töötab selle nimel, et võimalikult suur kogus omatarvet saaks mõõdetud. Kõik uued alajaamad tulevad juba projekteerimise faasis omatarbe mõõtmise paigaldamise kohustusega.

Jälgisime TOP300 tööde põhitegevusi ja meetodikaid kadude vähendamiseks. Üldiselt suudetakse ühes kaopiirkonnas kadu vähendada 80% keskelt läbi ühe kuu vältel.

Eesti on liikunud suurte sammudega teistele Euroopa liikmesriikidele järgi, kuid palju on veel teha. Iga edasine säästetud kaoenergia protsent on eelmistest kindlasti kallim, sest hetkel panustatakse kõige suuremate aukude lappimiseks. Sellegi poolest võib hetkel Eesti elektrivõrkude aktiivkao osakaalu lugeda eduka töö tulemiks.

## Kirjanduse loetelu

1. Elering AS. Eesti elektrisüsteem [WWW] <http://elering.ee/elektrisusteem/> (20.05.2015)
2. Elering AS. Estlink 1 vs Estlink 2 [WWW] <http://estlink2.elering.ee/estlink-1-vs-estlink-2/> (10.05.2015)
3. Elering AS. Eesti elektrisüsteemi kaart [WWW] <http://elering.ee/vorgu-kaart/> (10.05.2015)
4. Elektrilevi AS. Eesti Elektrisüsteem [WWW] <https://www.elektrilevi.ee/et/elektrisysteem> (23.04.2015)
5. Varade mahud 2014. majandusaasta lõpus, ver.1 : J3147/1. Tallinn : Elektrilevi AS, 2015.
6. Elektrilevi AS. Investeeringud [WWW] <https://www.elektrilevi.ee/et/investeeringud> (18.05.2015)
7. Raesaar.P. Elektrivõrgukadudest ja nende hindamisest. Teadusaruanne, Tallinna Tehnikaülikool, 2002.
8. Elektrilevi AS. Tarbimise järelvalve osakond
9. The World Bank. Electric power transmission and distribution losses (% of output) [andmebaas] <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS> (05.05.2015)
10. „22 elektrikratti virutas 70 000 euro eest“ [artikkel] <http://www.saartehaal.ee/2015/01/09/22-elektrikratti-virutas-70-000-euro-eest/>
11. Loss energy [www] <http://www.fingrid.fi/en/powersystem/loss%20energy/Pages/default.aspx>
12. Elektrilevi AS. Investeeringud [WWW] <https://www.elektrilevi.ee/et/investeeringud> (23.05.2015)
13. Võrgueeskiri [WWW] <https://www.riigiteataja.ee/akt/12831412> (15.05.2015)
14. Peek, F.W. Dielectric Phenomena in High Voltage. McGraw-Hill, 1929
15. Kuffel, E., Zaengl, W.S., Kuffel, J. High Voltage Engineering. Great Britain : Butterworth-Heinemann, 2000.
16. Tirumala, R. Corona Discharges in Asymmetric Electric Fields and its impact on ionic wind generation. Teadusaruanne, Notre Dame ülikool, 2013.
17. Elering AS. Elektrienergia tarbimine ja tootmine Eestis [WWW] <http://elering.ee/elektrienergia-tarbimine-ja-tootmine-eestis/> (24.05.2015)

18. Ainsaar, K.M., Ülavere, E., Tammoja, H., Valtin, J. Active Power Losses in Estonian Power Transmission Network. Teadusaruanne, Tallinna Tehnikaülikool, 2015.
19. Elering AS. Investeeringute eelarve [WWW] <http://elering.ee/investeeringute-eelarve/> (20.05.2015)
20. Elering AS. 2013-2014 tunniandmed Eleringi andmebaasidest.
21. Riigi Ilmateenistus [Online andmebaas] <http://www.ilmateenistus.ee/kliima/kuukokkuvotted/> (20.05.2015)
22. Talitluse planeerimise juhend. Tallinn : Elering AS, 2015.
23. Fingrid OY. Loss Energy [www] <http://www.fingrid.fi/en/powersystem/loss%20energy/Pages/default.aspx> (14.05.2015)

## Lisad

Analüüsi tarbeks sai PSS/E rakenduse abil fikseeritud 02.07.2014, 01.10.2014, 07.01.2015 ja 01.04.2015 kell 04:00 ja 10:00 kõik aktiivkaos hindamiseks vajalikud parameetrid. Toon nad siinkohal välja tabeli vormis.

<b>Snapshot 02.07.14 04:00</b>					
Süsteemi andmed:					
		FI->EE			
Estlink 1	131,9			SUM	
Estlink 2	0			Estlink	131,9
Netogenererimine	1274,9				
Netotarbimine	501,9				
Süsteemi koormus					
PV kadudeta	511,3				
Vahelduvvoolu (VV) saldo	867,5				
Liin	EE	RU / LV	kadu	liini koefitsient	EE kadu
L374	40,8	41,5	-0,7	0,0232541	0,016278
L373	229,9	228,7	1,2	0,4181037	0,501724
L358	56,5	56	0,5	0,7154191	0,35771
L354	326,4	324,3	2,1	0,1910483	0,401201
L301	295,5	291,8	3,7	0,6346831	2,348328
			Ülepiiriliste 330 liinide kadu:		3,625241
Kogu võrku sisenev	1447,6				
<b>Kogu PV kadu</b>	<b>36,72524</b>				
*110 kV liinid	5,6				
*330 kV trafod	3,6				
*110 kV trafod	5,5				
*330 kV liinid	22,02524				
*220 kV liinid	0				

### Snapshot 02.07.14 10:00

Süsteemi andmed:

	FI->EE	
		SUM
Estlink 1	334,5	Estlink 334,5
Estlink 2	0	

Netogenererimine	1290,1
------------------	--------

Netotarbimine	850,6
---------------	-------

Süsteemi koormus PV kadudeta	860
------------------------------	-----

Vahelduvvoolu (VV) saldo	735,6
--------------------------	-------

Liin	EE	RU / LV	kadu	koefitsient	EE kadu
L374	30,2	30,8	-0,6	0,023254144	0,013952
L373	225,1	223,9	1,2	0,418103728	0,501724
L358	51,4	51	0,4	0,715419118	0,286168
L354	273,2	271,7	1,5	0,191048253	0,286572
L301	216,1	214,1	2	0,634683125	1,269366
Ülepiiriliste 330 liinide kadu:					2,357783

Kogu võrku sisenev	1654,8
--------------------	--------

<b>Kogu PV kadu</b>	<b>36,45778</b>
---------------------	-----------------

*110 kV liinid	7,9
----------------	-----

*330 kV trafod	3,9
----------------	-----

*110 kV trafod	6,4
----------------	-----

*330 kV liinid	18,25778
----------------	----------

*220 kV liinid	0
----------------	---

**Snapshot 01.10.14 04:00**

Süsteemi andmed:

FI-&gt;EE

		SUM	
Estlink 1	91,3	Estlink	185,2
Estlink 2	93,9		

Netogenerereerimine	1258,2
---------------------	--------

Netotarbimine	569,9
---------------	-------

Süsteemi koormus

PV kadudeta	578,5
-------------	-------

Vahelduvvoolu (VV)

saldo	839,5
-------	-------

Liin	EE	RU / LV	kadu	koefitsient	EE kadu
L374	54,9	54,3	0,6	0,0232541	0,013952
L373	216,2	215,1	1,1	0,4181037	0,459914
L358	18,1	17,9	0,2	0,7154191	0,143084
L354	278,9	277,4	1,5	0,1910483	0,286572
L301	271,4	268,3	3,1	0,6346831	1,967518
Ülepiiriliste 330 liinide kadu:					2,87104

Kogu võrku sisenev	1443,4
--------------------	--------

<b>Kogu PV kadu</b>	<b>31,07104</b>
---------------------	-----------------

*110 kV liinid	4,5
----------------	-----

*330 kV trafod	3,6
----------------	-----

*110 kV trafod	5,6
----------------	-----

*330 kV liinid	17,27104
----------------	----------

*220 kV liinid	0,1
----------------	-----

**Snapshot 01.10.14 10:00**

Süsteemi andmed:

	FI->EE		
		SUM	
Estlink 1	-151,6	Estlink	495,2
Estlink 2	646,8		

Netogenererimine	1304,4
------------------	--------

Netotarbimine	899,3
---------------	-------

Süsteemi koormus PV kadudeta	907,5
------------------------------	-------

Vahelduvvoolu (VV) saldo	851,9
--------------------------	-------

Liin	EE	RU / LV	kadu	koefitsient	EE kadu
L374	96,3	95,6	0,7	0,023254144	0,016278
L373	274,6	272,9	1,7	0,418103728	0,710776
L358	30,1	29,8	0,3	0,715419118	0,214626
L354	251	249,7	1,3	0,191048253	0,248363
L301	199,9	198,2	1,7	0,634683125	1,078961
				Ülepiiriliste 330 liinide kadu:	2,269004

Kogu võrku sisenev	1799,6
--------------------	--------

<b>Kogu PV kadu</b>	<b>43,869</b>
---------------------	---------------

*110 kV liinid	7,2
----------------	-----

*330 kV trafod	3,4
----------------	-----

*110 kV trafod	6,8
----------------	-----

*330 kV liinid	25,569
----------------	--------

*220 kV liinid	0,9
----------------	-----



**Snapshot 07.01.15 04:00**

Süsteemi andmed:

FI-&gt;EE

		SUM
Estlink 1	0	Estlink 516,2
Estlink 2	516,2	

Netogenererimine	1231,7
------------------	--------

Netotarbimine	818,1
---------------	-------

Süsteemi koormus

PV kadudeta	826,8
-------------	-------

Vahelduvvoolu (VV)

saldo	894,7
-------	-------

Liin	EE	RU / LV	kadu	koefitsient	EE kadu
L374	216,9	214,9	2	0,0232541	0,046508
L373	280,1	278,3	1,8	0,4181037	0,752587
L358	31,7	31,5	0,2	0,7154191	0,143084
L354	207,1	206,3	0,8	0,1910483	0,152839
L301	158,9	157,8	1,1	0,6346831	0,698151
Ülepiiriliste 330 liinide kadu:					1,793169

Kogu võrku sisenev	1747,9
--------------------	--------

<b>Kogu PV kadu</b>	<b>30,49317</b>
---------------------	-----------------

*110 kV liinid	5,7
----------------	-----

*330 kV trafod	3,5
----------------	-----

*110 kV trafod	6,4
----------------	-----

*330 kV liinid	14,49317
----------------	----------

*220 kV liinid	0,4
----------------	-----

**Snapshot 07.01.15 10:00**

Süsteemi andmed:

FI-&gt;EE

		SUM
Estlink 1	0	Estlink 612,1
Estlink 2	612,1	

Netogenererimine	1574,4
------------------	--------

Netotarbimine	1215,2
---------------	--------

Süsteemi koormus PV kadudeta	1226,5
------------------------------	--------

Vahelduvvoolu (VV) saldo	919
--------------------------	-----

Liin	EE	RU / LV	kadu	koefitsient	EE kadu
L374	188,5	187	1,5	0,023254144	0,034881
L373	314,4	312,1	2,3	0,418103728	0,961639
L358	13,8	13,7	0,1	0,715419118	0,071542
L354	164,8	163,6	1,2	0,191048253	0,229258
L301	237,5	236,4	1,1	0,634683125	0,698151
Ülepiiriliste 330 liinide kadu:					1,995471

Kogu võrku sisenev	2186,5
--------------------	--------

<b>Kogu PV kadu</b>	<b>47,59547</b>
---------------------	-----------------

*110 kV liinid	10,9
----------------	------

*330 kV trafod	3,5
----------------	-----

*110 kV trafod	7,8
----------------	-----

*330 kV liinid	24,59547
----------------	----------

*220 kV liinid	0,8
----------------	-----

**Snapshot 01.04.15 04:00**

Süsteemi andmed:

FI-&gt;EE

		SUM	
Estlink 1	223,7	Estlink	845,8
Estlink 2	622,1		

Netogenererimine	758
------------------	-----

Netotarbimine	663,6
---------------	-------

Süsteemi koormus

PV kadudeta	670,5
-------------	-------

Vahelduvvoolu (VV)

saldo	896
-------	-----

Liin	EE	RU / LV	kadu	koefitsient	EE kadu
L374	29,9	30,4	-0,5	0,0232541	0,011627
L373	193,5	192,7	0,8	0,4181037	0,334483
L358	40,4	40	0,4	0,7154191	0,286168
L354	350,5	348,1	2,4	0,1910483	0,458516
L301	341,5	336,4	5,1	0,6346831	3,236884
Ülepiiriliste 330 liinide kadu:					4,327677

Kogu võrku sisenev	1633,7
--------------------	--------

<b>Kogu PV kadu</b>	<b>43,82768</b>
---------------------	-----------------

*110 kV liinid	7,2
----------------	-----

*330 kV trafod	3,3
----------------	-----

*110 kV trafod	6
----------------	---

*330 kV liinid	27,22768
----------------	----------

*220 kV liinid	0,1
----------------	-----

**Snapshot 01.04.15 10:00**

Süsteemi andmed:

FI-&gt;EE

		SUM	
Estlink 1	0	Estlink	309,4
Estlink 2	309,4		

Netogenererimine	1327,1
------------------	--------

Netotarbimine	1030,6
---------------	--------

Süsteemi koormus PV kadudeta	1039,3
------------------------------	--------

Vahelduvvoolu (VV) saldo	557,7
--------------------------	-------

Liin	EE	RU / LV	kadu	koefitsient	EE kadu
L374	73,4	74,2	-0,8	0,023254144	0,018603
L373	183,2	182,4	0,8	0,418103728	0,334483
L358	37,9	37,7	0,2	0,715419118	0,143084
L354	240	238,9	1,1	0,191048253	0,210153
L301	170	168,8	1,2	0,634683125	0,76162
Ülepiiriliste 330 liinide kadu:					1,467943

Kogu võrku sisenev	1400,5
--------------------	--------

<b>Kogu PV kadu</b>	<b>42,86794</b>
---------------------	-----------------

*110 kV liinid	9,2
----------------	-----

*330 kV trafod	3,9
----------------	-----

*110 kV trafod	7
----------------	---

*330 kV liinid	22,16794
----------------	----------

*220 kV liinid	0,6
----------------	-----