

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

Peeter Raesaar

ELEKTRIVÕRKUDE ERIKURSUS

AES0060

Elektrivõrkude töökindlus



TALLINN

2010

SISUKORD

1. SISSEJUHATUS	6
1.1 KURSUSE SISU JA EESMÄRK.....	6
1.2 ELEKTRIVÕRKUDE TÖÖKINDLUSE MÕISTE	10
1.3 PÕHIMÕISTEID	13
1.4 ELEKTRIVÕRGU TÖÖKINDLUSE ANALÜÜSI EESMÄRGID JA ALUSED	17
2. TÖÖ- JA ELEKTRIVARUSTUSKINDLUSE NÄITAJAD	22
2.1 SEISAKUNÄITAJAD	23
2.2 KLIENDIKESKSED ELEKTRIVARUSTUSKINDLUSE INDEKSID	24
2.4 KOORMUS- JA ENERGIAGESKSED NÄITAJAD JA INDEKSID.....	30
2.5 ELEKTRIVARUSTUSKINDLUSE INDEKSITE NORMVÄÄRTUSED	31
2.6 KATKESTUSKAHJU ERINÄITAJAD	33
3. RIKETE JA ELEKTRIKATKESTUSTE PÕHJUSED.....	35
3.1 SEADMETE TÕRKED.....	35
3.2 TRAFOD.....	36
3.3 MAAKAABLID	39
3.4 ÕHULIINID.....	42
3.5 VÕIMSUSLÜLITID.....	44
3.6 PINGEPIIRIKUD	45
3.7 ISOLAATORID JA LÄBIVIIGUD.....	45
3.8 LINNUD JA LOOMAD	46
3.9 ILMASTIK	47
3.10 PUUD.....	49
3.11 INIMTEGEVUS.....	50
4. TÖÖKINDLUSE HINDAMINE.....	52
4.2 VÕRGU ELEMENTIDE MODELLEERIMINE.....	53
4.2.1 Võrgu elementide tõrkekarakteristikud	53
4.2.2 Modelleeritavad elemendid.....	54
4.2.3 Toitekatkestuste määratlemine	56
4.2.4 Analüüsitava võrguosa piiritlemine ja skeemi redutseerimine..	56

4.3	TÖÖKINDLUSNÄITAJATE ARVUTUSE PÕHIVALEMID.....	58
4.3.1	Primaarsete töökindlusnäitajate arvutus.....	58
4.3.2	Sekundaarsete töökindlusnäitajate arvutus.....	61
4.4	TÖÖKINDLUSE ANALÜÜS SEISAKUTE LOENDI MEETODIL	62
4.4.1	Meetodi olemus.....	62
4.4.2	TÖÖKINDLUSE HINDAMINE LIHTSA RADIAALVÕRGU JUHTUMIL	64
4.4.3	Haruliinide kaitse mõju.....	66
4.4.4	Seksioneerimise mõju.....	68
4.4.5	Kaitse tõrgete mõju.....	70
4.4.6	Üleviimine reservtoitele piirangute puudumisel.....	70
4.4.7	Üleviimine reservtoitele piirangute olemasolul.....	73
4.5	MINIMAALVÄLJALÕIGETE MEETOD	75
5.	TÖÖKINDLUSE ARVESTAMINE ELEKTRIVÕRGU	
	ARENGUPLAANIDE JA PROJEKTIDE MAJANDUSLIKUL	
	PÕHJENDAMISEL.....	77
5.1	ELEKTRIVÕRGU ARENGU PLANEERIMISE KRITEERIUMID	77
5.1.1	Arengu planeerimine kui paljukriteeriaalne ülesanne.....	77
5.1.2	Elektrienergia kvaliteedi kriteeriumid.....	78
5.1.3	Keskkonna kriteeriumid.....	78
5.1.4	Töökindluse kriteeriumid.....	78
5.1.5	Majanduslikud kriteeriumid.....	79
5.2	TÖÖKINDLUSE KULU JA TULU.....	81
5.3	TÖÖKINDLUSE VÄÄRTUS	84
5.4	MAJANDUSLIKU HINDAMISE MEETODID.....	86
5.4.1	Ülevaade.....	86
5.4.2	Kapitali ajaline väärtus	87
5.4.3	Dünaamilised hindamismeetodid.....	89
5.5	KAPITALI- JA JOOKSEVKULUDE HINDAMISE PÕHIMÕTTED	92
5.5.1	Arenguvariantidega seotud kulud.....	92
5.5.2	Investeeringuskulude hindamine	93
5.5.3	Käidu- ja hooldekulude hindamine.....	95
5.5.4	Võrgukadude maksumuse hindamine.....	96

5.5.5	Varustuskindlusega seotud kulud seotud kulude hindamine.....	98
6.	KATKESTUSKAHJU ERINÄITAJAD	99
6.1	KATKESTUSKAHJUDE HINDAMISEST	99
6.2	KATKESTUSKULU MUDELID	100
6.2.1	Kliendi erikahjufunktsiooni mudel	100
6.2.2	Andmata energial põhinevad mudelid	104
6.2.3	Kombineeritud mudel	106
6.3	ANDMATA ENERGIAÜHIKU HINNA <i>IEAR</i> MÄÄRAMINE	107
6.3.1	<i>IEAR</i> määramine genereerimise tasandil	107
6.3.2	<i>IEAR</i> määramine ülekandevõrgu tasandil.....	108
6.3.3	<i>IEAR</i> määramine jaotusvõrgu tasandil.....	109
6.4	KATKESTUSKAHJU ERINÄITAJATE HINDAMINE KLIENDIUURINGUTEGA	110
6.4.1	Kliendiuuringu eesmärk.....	110
6.4.2	Kliendiuuringu meetodid	111
6.5	KATKESTUSKAHJU HINDAMINE ANALÜÜTILISTEL MEETODITEL JA KATKESTUSJUHTUMITE ANALÜÜSIDE PÕHJAL	114
6.5.1	Analüütilised meetodid	114
6.5.2	Katkestusjuhtumite analüüsid	116
6.5.3	Teiste maade töökindluse väärtuse võrdlev analüüs.....	116
6.6	EESTI TARBIJATE KATKESTUSKAHJU ERINÄITAJATE HINDAMISEST	119
7.	EELDATAVA KATKESTUSKULU HINDAMINE JAOTUSVÕRKUDES	120
7.1	HINDAMINE KLIENDI ERIKAHJUFUNKTSIOONI ALUSEL	121
7.2	HINDAMINE ANDMATA ENERGIAÜHIKU HINNA ALUSEL	122
7.3	HINDAMINE KOMBINEERITUD MUDELI ALUSEL	122
8.	TÖÖKINDLUSE TÕSTMISE ABINÕUD	123
8.1	KAITSESEADMED.....	123
8.2	TAASLÜLITUSSEADMED.....	123
8.3	SEKTSIONEERIMINE	123
8.4	MITMEPOOLSE TOITE KINDLUSTAMINE.....	124
8.5	REKONFIGUREERIMINE	124
8.6	RESERVAGREGAADID	124

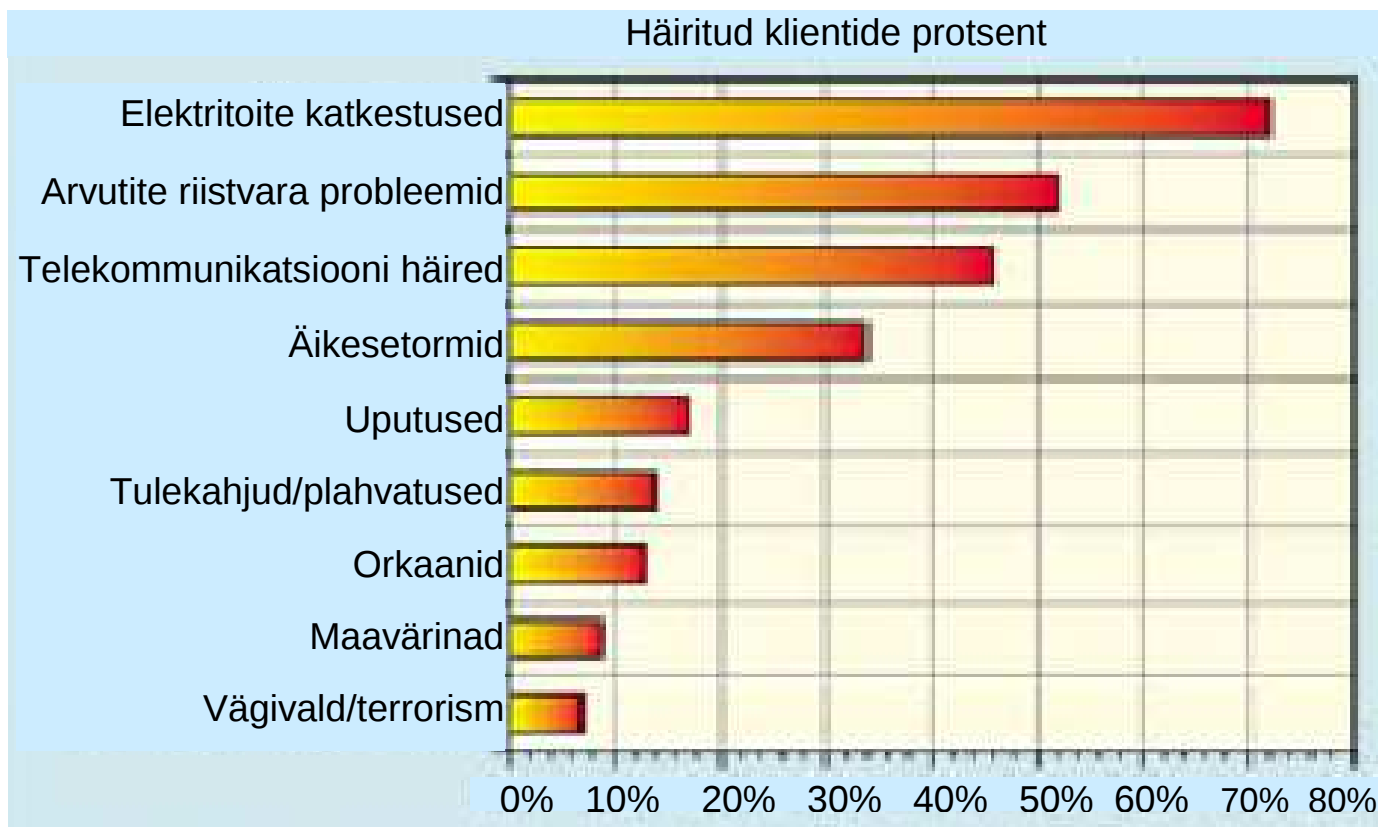
8.7	AUTOMATISEERIMINE	124
8.8	KÄIDUPERSONALI REAGEERIMISKIIRUSE TÕSTMINE	124
8.9	SEADMETE TÖÖKINDLUSE TÕSTMINE	133
8.10	KATKESTUSTE STATISTIKA	135
9.	TÄIENDAVAD KÜSIMUSI.....	136
9.1	PINGELOHKUDE ARVESTAMISEST KATKESTUSKULU HINDAMISEL	136
9.2	VÕIMALIKUD SUURED SÜSTEEMIAVARIID JA KUSTUMISED	138
9.2.1	Võimalikud elektrijaamade kustumiste ja suurte süsteemiavariide juhtumid Eesti energiasüsteemis.....	138
	Elektrijaamade kustumine	138
	Süsteemiavariid	140
9.2.2	Ülevaade kustumistest mujal maailmas.....	142
10.	 Töökindlusalaste terminite lühike selgitav sõnastik	147

1. SISSEJUHATUS

1.1 Kursuse sisu ja eesmärk

Elektrivõrguettevõtete põhikohustuseks on kindlustada tarbijate **töökindel elektrivarustus** kvaliteetse elektrienergiaga minimaalsete võimalike tariifide juures. Tarbijateks võib lugeda nii lõpptarbijaid kui ka tarbijate kogumeid, näiteks jaotusvõrke põhivõrgu suhtes.

Maaailma praktika näitab, et elektritoite katkestused häirivad klientide tegevust rohkem kui mis tahes muu tegur (joonis 1.1).

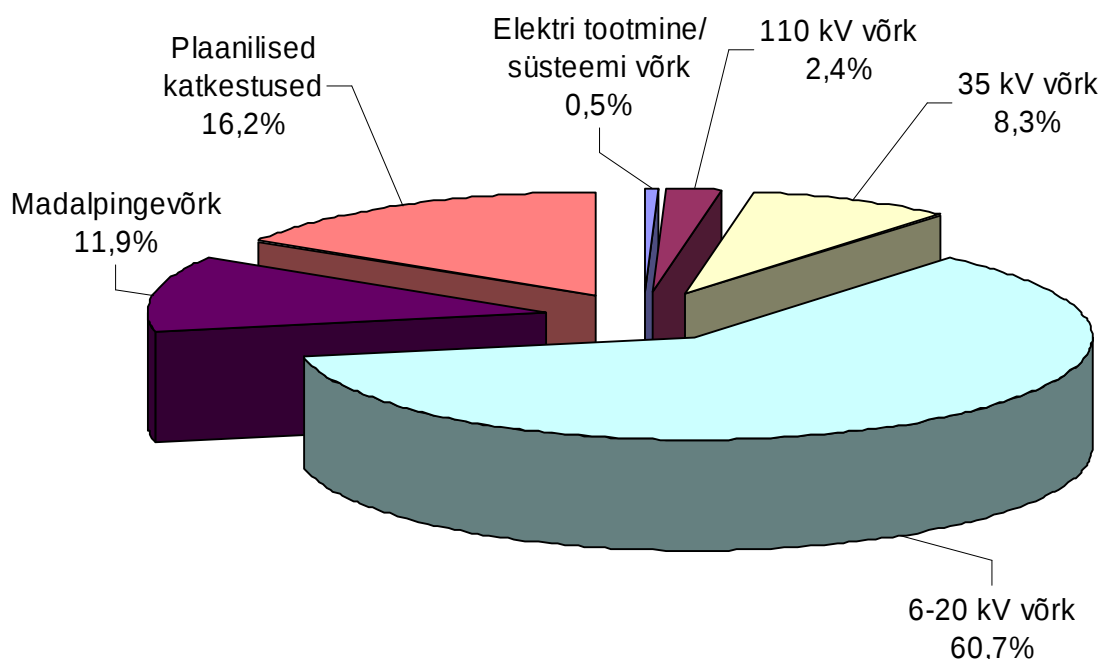


Joonis 1.1. Ettevõtete tegevust häirivate tegurite osakaal

Seega on töökindlus üheks olulisemaks kriteeriumiks nii võrgu arengu planeerimisel, projekteerimisel kui jooksva käidul ja talitluse juhtimisel.

Elektrivõrgu töökindluse all mõistetakse eelkõige võrguettevõtte klientide katkematu elektrivarustust. Just elektritoite katkestused kutsuvad esile suurima hulga klientide kaebusi, sest klientide ootused ja nõudmised elektritoite katkematuses on väga kõrged.

Enamiku elektriettevõtete klientide katkestuste statistika näitab, et klientide elektritoite katkemistes on väga suur osakaal kesk- ja madalpinge jaotusvõrkudel (joonis 1.2, tabel 1.1). Seega võimaldab just jaotusvõrkude töökindluse tõstmine märgatavalt parandada klientide elektrivarustuse kvaliteeti. Muidugi tuleb seejuures säilitada mõistlik tasakaal kogu elektrisüsteemi erinevate osade töökindluses. Senine praktika näitab, et jaotusvõrkude töökindlusele on pikka aega pööratud märksa vähem tähelepanu, kui elektrijaamade ja põhivõrgu töökindlusele. Seda on põhjendatud asjaoluga, et kui elektrijaamade ja põhivõrgu arendamine on väga kapitalimahukas ja nende madal töökindlus võib põhjustada väga tõsisid tagajärgi nii ühiskonnale kui keskkonnale, siis jaotusvõrgu objektid on suhteliselt odavamad ning jaotusvõrgu avariid on lokaalse iseloomuga.



Joonis 1.2. Tüüpiline erineva pingega elektrivõrkude rikete osakaal klientide elektritoite katkestustes

Tabel 1.1 Katkestuste statistika EE AS Jaotusvõrgus ja Põhivõrgus 2003. a

Katkestused	Jaotusvõrgus	Põhivõrgus
Ühekordsete katkestuste koguarv	33 876	128
sh ühekordsete rikkekatekestuste koguarv	19 018	128
sh vääramatust jõust põhjustatud katkestuste arv	392	0
Katkestuste kogukestus, minutit	88 337	2 422
sh rikkeliste lühikatkestuste kogukestus, minutit	336	6
sh rikkeliste püsikatkestuste kogukestus, minutit	86 048	2416
sh vääramatu jõu põhjustatud katkestuste kogukestus, min	1 953	0

Kliendi nõuded elektriettevõtete töökindlusele ja elektrivarustuse pidevusele on viimasel ajal tõusnud peaaegu kõigil tööstus-, kommerts-, kommunaal- ja kodutarbimise aladel tänu keerulisemate elektriseadmete kasutuselevõtule. Efektiivsusele orienteeritud ühiskond sõltub üha enam ja enam elektrivarustuse kvaliteedist. Elektritoite olemasolu tõenäosus 99,9% näib olevat üsna muljet avaldav, kuid tähendab toite katkemist 8¼ tunniks igal aastal – sellist töökindluse taset peab enamik Lääne-Euroopa ja USA elektrifirmasid mittevastuvõetavaks. Viimastel aastatel on elektrivõrgu töökindluse tähendus muutumas seoses üha uute elektrivarustuse kvaliteedi suhtes tundlikumate tarvitite ilmumisega võrku. Näiteks lühikatkestusi, mis on seotud taaslülitusautomaatika tööga, peeti veel 5-10 aastat tühisteks. Tänapäeval võivad nad aga oluliselt kahjustada arvutite ja tööstusprotsesside talitlust.

Üha rohkem elektrivõrguettevõtteid üle maailma rakendavad mitmesuguseid töökindluse näitajaid (indikaatoreid), et jälgida elektrivõrgu, selle piirkonna või ahela (fiidri) toimimist. Reguleerivad institutsioonid (milleks Eestis on Energiamajanduse Inspektsioon) nõuavad enamikult elektriettevõtetest töökindluse näitajate aruandlust. Regulaatorid on võtnud suunda toimimispõhistele tariifimääradele, mille puhul elektriettevõtteid trahvitakse või hüvitatakse lähtuvalt töökindluse näitajatest. Mõned elektriettevõtted maksavad preemiaid töötajatele, kes on osalenud töökindluse näitajate paranemises. Üha rohkem tööstus- ja äriklieente uurivad elektriettevõtete töökindluse näitajaid enne liitumisasukoha üle otsustamist.

Elektrivõrgu töökindlus – see on võrgu, kui terviku, tema teatud osa või elementide grupi toimimise mõõt. Tänapäevaks on välja töötatud mitmesugused näitajad ja meetodid elektrivõrkude töökindluse hindamiseks. Need võimaldavad hinnata võrgu erinevate objektide ja elementide tehnilist seisundit või võrgu konfiguratsiooni efektiivsust, välja selgitada süsteemi nõrgad lülid ning parandada nende tööd elementide asendamise või käidu- ja hooldekvaliteedi tõstmise teel, samuti majanduslikult põhjendada töökindluse tõstmiseks tehtavaid investeeringuid.

Arenguplaanide väljatöötamisel ja variantide võrdlemisel tuleb hinnata nende **elektrivarustuskindluse** vastavust tarbijatega sõlmitud lepingute tingimustele. Majanduslikul analüüsil tuleks hinnata elektrivarustuse töökindluse tõusu tõenäolist tulu erinevate arenguvariantide puhul, s.t hinnata tõenäoliselt andmata jäänud elektrienergiakoguseid ja vastavaid katkestuskulusid. Kõik see nõuab elektrivõrgu, tema osade ja elementide **töökindluse näitajate** hinnanguid. Saja protsendilist töökindlust pole seadmete juhuslike tõrgete ja vigastuste, personali väärtoimimise jms tõttu võimalik saavutada. Siiski võib seadmete hea hoolduse puhul töökindlus piisavalt läheneda 100%-le, tehes investeeringuid vastavatesse seadmetesse ja süsteemidesse. Kuna töökindluse tõstmine on kulukas, siis eksisteerib teatud tasakaal võrgu töökindluse ja ökonoomsuse vahel.

Elektritarbijad on alati huvitatud töökindlamast toitest. Keerulisemas olukorras on võrguettevõtted. Klientide varustuskindluse tõstmine on seotud suurte kulu-
tustega ja üldjuhul pole võrguettevõtte vaatevinklist puhtmajanduslikult tasuv. Siiski on ka võrguettevõtted töökindluse tõstmisest huvitatud, vähendamaks klientide kaebuste hulka ja säilitamaks oma head reputatsiooni, samuti täitmaks seadusandlusega kehtestatud võrguteenuste kvaliteedi nõudeid ning klientidega sõlmitud lepingute tingimusi. Viimasel ajal on huvi elektrivarustuse kvaliteedi vastu üles näidanud ka valitsused, eriti tööstustarbimise osas. Seega võib töö-
kindluse probleem sattuda poliitikaareenile ning muutuda emotsionaalsete hin-
nangute, mitte aga statistilise tõenäosusanalüüsi objektiks. Seetõttu peavad elektriette-
võtted olema valmis kaitsma oma töökindluse norme ja selgelt määrat-
lema erinevate töökindluse nivooade majanduslikud tulu-kulu aspektid. Vastasel
korral võivad vastavad normid olla välja töötatud valitsusbürokraatia poolt,
minnes mööda elektriette-
võtetest.

Ülalöeldut arvesse võttes on käesoleva kursuse eesmärgiks anda ülevaade elekt-
rivõrkude töökindluse probleemidest.

Käesolevas sissejuhatavas peatükis käsitletakse elektrivõrgu töökindluse ole-
must ja põhimõisteid ning antakse lühiülevaade teoreetilistest alustest.

Teises peatükis vaadeldakse maailma elektrivõrguettevõtetes kasutatavaid töö-
kindluse ja elektrivarustuskindluse näitajaid ja nende sihtväärtusi.

Kursuse järgmistes peatükkides käsitletakse järgmisi küsimusi:

- **Elektrikatkestuste põhjused.**
- **Jaotusvõrgu töökindluse analüüsi alused:** esitatakse jaotusvõrgu ja tema
elementide töökindluse näitajate arvutamise protseduurid sageduse ja kestuse
meetodil.
- **Töökindluse arvestamise põhimõtteid elektrivõrkude arengu planeerimi-
sel ning arenguplaanide ja projektide majanduslikul põhjendamisel:**
elektrivõrgu arengu planeerimise majanduslikud, kvaliteedi, töökindluse jm
kriteeriumid; töökindluse normatiivne ja väärtusel põhinev arvestamine.
- **Katkestuskulud.** Katkestuskahju erinäitajad: hindamise alused, teiste maade
kogemused, hinnangud Eesti elektrisüsteemi jaoks. Katkestuskulu arvutamise
metoodika.
- **Elektrivarustuskindluse näitajate kasutamine jaotusvõrgu töökindluse
analüüsil ja kulude planeerimisel.**
- **Töökindluse tõstmise võimalused.** Ülevaade elektriette-
võtetes rakendatava-
test abinõudest.

1.2 Elektrivõrkude töökindluse mõiste

Elektrivõrgu töökindluse range analüütiline käsitlemine vajab hästi määratletud termineid ja näitajaid. Kahjuks puudub täna järjekindel töökindlusealane terminoloogia ja standardite määratlusi alles hakatakse rakendada.

Töökindlus /*reliability*/ laias mõttes on defineeritud, kui tõenäosus, et objekt (seade, süsteem, võrk vms) täidab adekvaatselt oma ettenähtud funktsioone käidu tingimustega määratletud ajaperioodi vältel. Seega võib öelda, et põhimõtteliselt on objekti töökindlus tema toimimise mõõduks.

Sageli kasutatakse terminit **talitluskindlus** – objekti võime talitleda normaaltalitlustel teatud aja jooksul katkematult. Objekti töökindlus ja talitluskindlus on üldjuhul sünonüümid.

Elektrivõrgu kui terviku töökindlus on määratud

- võrgu **üksikobjektide** (elektriliinid, alajaamad) ja nende **elementide** (lülitusseadmed, releekaitseseadmed jms) töökindlusega
- võrgu konfiguratsiooniga, reserveerimise võimalustega ja talitlustingimustega (nt võrgu objekti või mingi osa edastusvõime ja koormatuse vahekorraga)
- elektrivõrgu objektide tehnilise jääkressursiga, st keskmise eeldatava jääkasutuseaga, mille möödumisel on hädavajalik objekti ulatuslik renoveerimine või asendamine uuega.

Seega on elektrivõrgu kui terviku töökindlust raske iseloomustada mingi ühtse universaalse näitajaga ja praktilisel töökindluse analüüsil kasutatakse mitmesuguseid erinevaid näitajaid ja kriteeriume sõltuvalt analüüsi eesmärkidest.

Suletud elektrivõrgu (silmusvõrgu /*meshed network*/) töökindluse iseloomustamiseks kasutatakse laialdaselt tema **häiringukindluse** /*security*/ mõistet.

IEC standardiprojekt määratleb elektrivõrgu häiringukindluse kui tema võime talitleda nii, et häiringud ei põhjustaks

- 1) (täiendavat) koormusekaotust;
- 2) süsteemi elementide talitluse, sõlme pingete ja süsteemi sageduse väljumist lubatud piiridest;
- 3) süsteemi stabiilsuskaotust, pingekollapsit või kaskaadväljalülitust.

Seejuures **häiringu** /*contingency*/ all mõistetakse üldiselt elektrisüsteemi mõne põhielemendi – elektriliini, trafo või generaatori – väljalülitumist.

Seega on elektrivõrgu häiringukindlus võrgu võime peale häiringut ja sellele järgnevaid siirdeprotsesse ning automaatikaseadmete tööd kujundada välja normaaltalitlus (s.o talitus, kus võrgu **kõik** talitusparameetrid on lubatud piirides). Normaaltalitluse tingimused võivad olla rikutud ainult lühiajaliselt – automaatikaseadmete korrigeeriva tegevuse ajaks.

Eesti Põhivõrk rakendab võrgu talitluskindluse iseloomustamiseks $N-1$ ja osaliselt $N-2$ kriteeriumit. Eesti võrgueeskiri sätestab häiringukindluse järgnevalt:

Ühe elemendi väljalülitumine ($N-1$) on lubatud

- 1) kui see ei põhjusta kogu piirkonna tarbijate elektrivarustuse katkestust ega avariaautomaatika talitlemist.
- 2) kui süsteemihaldur kõrvaldab süsteemihäire sellest teadasaamisest alates 30 minuti jooksul (kui see on tehniliselt võimalik).
- 3) Süsteemi tavatalitluse ja hooldustalitluse korral ei ole kogu piirkonda hõlmav elektrikatkestus lubatud.

Kahe elemendi väljalülitumine ($N-2$) on lubatud, kui see ei põhjusta süsteemi täielikku kustumist või kogu piirkonna elektrivarustuse katkestust. Lubatud on ühe või mitme piirkonna või kuni 80% kogu süsteemi tarbimise väljalülitumine.

Keskpingevõrgud ehitatakse töökindluse huvides reeglina välja silmusvõrguna, kuid lähtuvalt tehnoloogilistest põhjustest (kadude miinimumi nõue ja rikkekaitse- ning automaatikaseadmete lihtsustamise vajadus) talitlevad nad radiaalfiidritena. Madalpingevõrgud on reeglina radiaalvõrgud. Neil põhjustel pole jaotusvõrkudele häiringukindluse kriteeriumid kasutatavad, sest igasugune häiring ülalvaadeldud mõistes kutsub paratamatult esile lühemaks või pikemaks ajaks normaaltalitluse rikkumise ja teatud hulga tarbijate toitekatkestuse.

Jaotusvõrkude töökindlus on määratud eeskätt tema elementide töökindlusega, kuid ka tema konfiguratsiooniga ning reserveerimisvõimalustega.

Väga laialt on levinud lähenemine, kus jaotusvõrgu töökindlust iseloomustatakse eelkõige **klientide elektrivarustuse töökindlusega** /*service reliability*/ ehk **(elektri)varustuskindlusega**, s.t jaotusvõrguettevõtte klientide elektrivarustuse katkematus e pidevusega. On ju jaotusvõrgu ülesandeks elektrijaamadest ja põhivõrgust ostetava elektrienergia klientidele edastamise, jaotamise ning müümisega seotud teenuste osutamine. Just elektritoite katkestused kutsuvad esile suurima hulga klientide kaebusi, sest klientide ootused ja nõudmised elektritoite katkematus osas on väga kõrged.

Eesti terministandard EVS-IEC 60050 defineerib **elektrivarustuskindluse** kui elektrisüsteemi võime tagada klientide elektrivarustus määratletud tingimustel teatud ajavahemiku jooksul.

Elektrivarustuskindluse mõistele väga lähedane on mõiste **elektrivarustuspidevus** ehk **toitepidevus** /*continuity of supply*/, mis terministandardiga on defineeritud, kui elektrivarustuse kvaliteet, mida hinnatakse normaalse toitekatkestuseta talitluse kestuse järgi antud ajaperioodi vältel.

Elektrivõrgu töökindluse üldiseks mõõduks on pakutud teatud perioodi (tavaliselt aasta) jooksul **andmata jäänud energia kogust**. Kliendi seisukohalt on just see näitaja oluline, mitte aga põhjus, miks see andmata jäi.

Jaotusvõrgu töökindlus hõlmab üldises mõttes ka klientide varustuskindlust, sest võrk talitleb normaalselt siis, kui on tagatud kõigi klientide varustamine kvaliteetse elektrienergiaga. Määratleda võib jaotusvõrgu tarbijate keskmise varustuskindluse, samuti liini (fiidri), jaotuspunkti või tarbija alajaama varustuskindluse. Kuid arvestades iga kliendi varustuskindluse tähtsust, tuleb sageli käsitleda ka üksikute klientide varustuskindlust.

Eesti jaotusvõrkude töökindluse nõuded on sätestatud Eesti standardiga EVS-EN...2000, mis normeerib normaaltingimustel aastas lubatava toitekatkestuste arvu nii madal- kui keskpingejaotusvõrgus.

Standard normeerib (seda küll üsnagi ligikaudu määratud piirsuurustena) normaaltingimustel aastas lubatava toitekatkestuste arvu nii madal- kui keskpingejaotusvõrgus. Kummaski jaotusvõrgu osas on lubatud aastas ühepalju:

- lühiajalisi (kestusega kuni 3 min) toitekatkestusi – mõnikümmed kuni mõnisada aastas. Enamus lühiajalisi katkestusi on ootamatud katkestused peamiselt lühiste tõttu elektriliinidel. Automaatkaitse (releekaitse) lülitab sel puhul liini välja, millele järgneb automaattaaslülitus, mis on enamasti edukas. Seejuures esinev toitekatkestus on enamasti lühem kui 1 s.
- pikaajalisi (kestusega üle 3 min) toitekatkestusi – 10 kuni 50 aastas.

Toitekatkestuste arv aastas pole kaugeltki piisav elektrivarustuskindluse näitaja. Näiteks 15. detsembril 2001 esinenud tormi tagajärjel katkes kümnete tuhandete Eesti ja Soome tarbijate elektrivarustus kuni 6 ööpäevaks. Standardi järgi registreeritaks see kui nende tarbijate üks üle 3 minuti kestnud toitekatkestus.

Palju adekvaatsemalt on elektrivarustuskindluse nõuded määratletud Majandus- ja kommunikatsiooniministri määrusega “Võrguteenuste kvaliteedinõuded ja võrgutasude vähendamise tingimused kvaliteedinõuete rikkumise korral” (<https://www.riigiteataja.ee/ert/act.jsp?id=882449&replstring=33>).

Põhimõtteliselt võivad elektrivõrgud kasutada ka muid töökindluse nõudeid – nt

- võrgu iga alajaam või nende grupp peab omama vähemalt kahepoolset toidet;
- mistahes toitealajaama rike ei tohi põhjustada teatud perioodist pikemat katkestust ühegi kliendi elektrivarustuses;
- kehtestatakse lubatud katkestussagedus või katkestusaeg kõige kriitilisematele tarbijatele vms.

1.3 Põhimõisteid

Elektrivõrgu, eriti jaotusvõrgu, töökindlus on eelkõige seotud seadmete **seisakute** ja klientide **toitekatkestustega** – oluline on teha vahet nende mõistete vahel.

- **Seisak** /*outage*/ – objekti või elemendi seisund, milles ta pole võimeline täitma oma funktsioone tänu mõnele temaga otseselt seotud sündmusele (nt rikkele, remondile).

Seisak võib sõltuvalt võrgu konfiguratsioonist põhjustada või mitte kliendi toitekatkestuse. Radiaaltalitluse tõttu tingib jaotusvõrgus objekti või elemendi seisak reeglina ühe või mitme kliendi toitekatkestuse, mille kestus ja ulatus sõltub reserveerimise võimalustest.

Seisak võib olla:

- **mitteplaaniline** /*unplanned outage*/ ehk **sundseisak** /*forced outage*/ – põhjustatud objekti või elemendi enda või temaga seotud seadme ootamatust rikkest;
- **plaaniline** /*planned outage, scheduled outage*/ – objekti või elemendi seisak hoolduseks või remontimiseks.

Sundseisakuga praktiliselt kattuvaks mõisteks on **tõrge** /*failure*/ – võrgu elemendi kasutatavuse mitteplaaniline osaline või täielik kaotus.

Sundseisakute põhjuseks võib olla mingi objekti või elemendi rike, seadme väärtoimimine, inimlik eksitus või muu häiring. Terminoloogia lihtsustamiseks ja ühildamiseks käibel olevate mõistetega kasutame seisaku põhjustajana terminit “**riike**”, mida käesoleva kursuse kontekstis mõistame mõnevõrra laiemalt ja mis hõlmab ingliskeelseid mõisteid *fault*, *contingency* ja *disturbance*:

- **Riike** – võrgu talitlust häiriv tegur, mis muudab oluliselt võrgu talitusparameetreid või talitlustingimusi (nt lühis, ahela katkemine, elemendi rike, defekt või väärtoimimine, inimlik eksitus vms).

Riike võib (kuid ei pruugi) põhjustada elemendi enese või sellega ühendatud teiste elementide ühe või mitu seisakut.

Töökindluse analüüsil vaadeldakse just riketest põhjustatud seisakuid ja klientide toitekatkestusi. Pikaajalist pidevat elemendi seisundi halvenemist töökindluse analüüsimisel tavaliselt ei arvestata. Elemendi ealisi muutusi on võimalik arvestada eraldi.

Rakendades p 1.2 toodud määratlust elektrivõrgu töökindlusele, on probleemiks, et ta ei võta arvesse seisakute kestust. Nt võib kujutleda jaotusvõrku, kus puuduvad lülitid, kaitsmed jms – sellise võrgu töökindlus on väga kõrge (vähemalt toodud määratluse kohaselt), kuid võimaliku rikke likvideerimise aeg on muidugi mittevastuvõetav.

Seetõttu rakendatakse elektrivõrkude, eelkõige jaotusvõrkude, töökindluse arvutustes nn **sageduse ja kestuse meetodit** /*frequency and duration method*/, mille puhul elektrivõrgu töökindlust iseloomustatakse võrgu elementide või nende grupi **seisakusagedusega** λ ja keskmise **seisakukestusega** r .

Töökindluse analüüsil hinnatakse need näitajad iga koormuspunkti jaoks ja nad võimaldavad arvutada **oodatava seisakuaja** U , mis on iga koormuspunkti talitluskõlbmatuse mõõduks ja mis väljendatakse, nagu keskmine remondiaegki, ajaühikutes teatud ajaperioodi – tavaliselt aasta – kohta.

Koormuspunkti /*load point*/ all mõistame kliendi liitumispunkti, toitealajaama, trafopunkti, fiidri ühenduspunkti jms.

Seejuures:

- **seisakusagedus** /*outage rate*/ λ – seisakute arv talitlusaja ühiku (tavaliselt aasta) kohta
- **seisakukestus** /*outage duration*/ r – ajavahemik, mil element pole võimeline täitma oma funktsioone

Seisakute sagedus ja kestus on olulisteks teguriteks töökindluse analüüsil ja võrguelementide projekteerimisel. Kolmandaks samaväärse tähtsusega näitajaks on **seisaku mõjuulatus** /*extent of an outage*/, mis iseloomustab, kui paljude klientide elektrivarustus katkeb konkreetse võrguelemendi või seadme seisaku tagajärjel. Ühe või teise võrguelemendi seisaku mõjuulatus on suuresti määratletav võrgu arengu planeerimise ja projekteerimise etappidel.

- **Katkestus** /*interruption*/ – kliendi või klientide elektritoite kadumine või koormuse vähendamine nii elektrisüsteemi ühe või mitme elemendi seisaku korral kui koormuse piiramise käigus.

Seega on katkestus reeglina seisaku tagajärg.

Katkestused liigitatakse sõltuvalt kestusest:

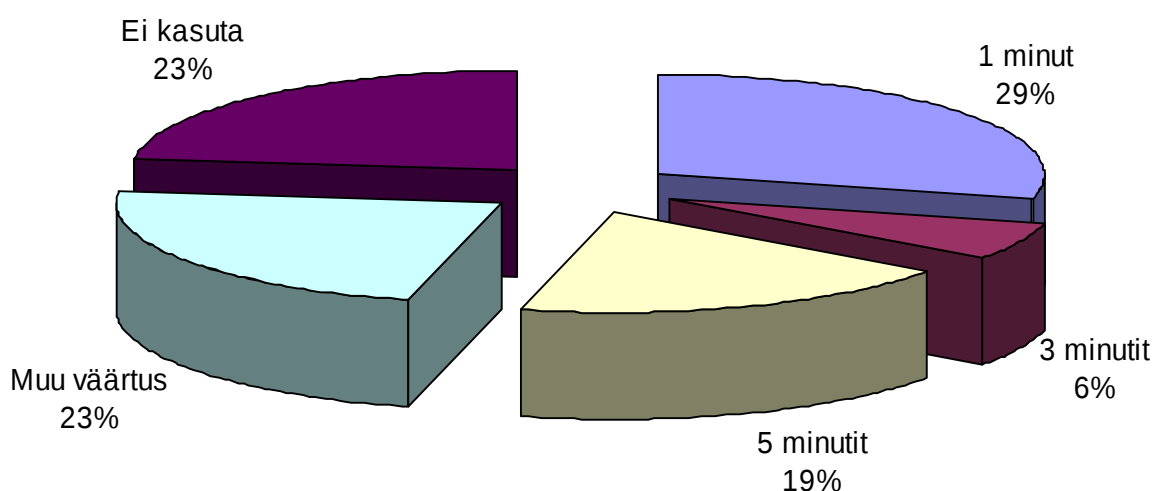
- **lühikatkestus** (lühiajaline katkestus) /*momentary interruption*/ – katkestus määratletud kestusega (nt 3 või 5 min), mis on vajalik toite automaatseks või käsitsi taastamiseks;
- **püsiakatkestus** (pikaajaline katkestus) /*sustained interruption*/ – katkestus, mille kestus on pikem kui lühikatkestuse kestuseks määratletud aeg. Tavaliselt on püsiakatkestus seotud lühiste või ahela katkestustega.

Peale nimetatute eristatakse sageli veel:

- **siirdekatkestus** /*transient interruption, instantaneous interruption*/ – automaatse taaslülituse süsteemidega seotud väga lühikese (mõne sekundilise) kestusega katkestus;
- **ajutine katkestus** /*temporary interruption*/ – katkestus, mis likvideeritakse võrgu töötaja poolt sooritatud ümberlülitamiste teel – tüüpiliseks kestuseks loetakse 30 minutit.

Lühi- ja püsikatkestuste ajaline piir on erinevates elektriettevetes määratletud erinevalt – tavaliselt 1-5 minutit – vt joonis 1.3.

Kuigi kõige rohkem rakendatakse piiri 1 minut, on IEEE valinud piiriks 5 minutit. See on seletatav järgneva. Kliendi seisukohalt on erinevus ühe- või viieminutilise katkestuse vahel ebaoluline. Elektrivõrguettevõtte seisukohalt on aga erinevus oluline: automaatsed lülitusoperatsioonid on alati lõpule viidavad viie minuti jooksul, küllalt harva aga ühe minuti jooksul. Euroopas on piiriks valdavalt 3 minutit.



Joonis 1. 3. USA erinevate elektriettevetete jaotus sõltuvalt sätestatud lühija püsikatkestuste ajalise piiri väärtusest

Põhimõtteliselt puudutavad elektritoite katkestused pinge kvaliteeti – nad viivad tarbija pingele nulliks. Kuna elektrivõrgu töökindlus on seotud eelkõige toitekatkestustega, siis on töökindluse näitajad sisuliselt elektrivarustuse kvaliteedinäitajate alamhulgaks. Kuigi eksisteerib põhimõtteline kokkulepe, et elektrienergia kvaliteedi mõiste hõlmab ka töökindlust, pole kvaliteedi ja töökindluse piirid selgelt määratletud. Püsikatkestusi (kestusega üle mõne minuti) on alati peetud töökindluse probleemiks, kuid lühikatkestusi (kestusega alla mõne minuti) peavad paljud elektriettevõtted pinge kvaliteedi probleemideks. Selle põhjusteks on:

- enamik lühikatkestusi on käidu praktikas kavatsuslikud;
- nad ei põhjusta palju klientide kaebusi;
- neid on raske registreerida ja mõõta.

Tänapäeval siiski on lühikatkestused kliendile tõsiseks probleemiks ja üha enam jaotusvõrguettevõtteid käsitleb neid töökindluse probleemina.

Võib öelda, et kui (toite)katkestus on kliendikeskne mõiste, siis seisak on põhiliselt objekti- või elemendikeskne mõiste.

Töökindluse (varustuskindluse) analüüsil on oluliseks mõisteteks ingliskeelsed terminid **availability** ja **unavailability**, millede sobivateks eestikeelseteks vasteteks võivad olla sõltuvalt kontekstist **kasutatavus** ja **mittekasutatavus**, (talitus)kõlblikkus ja (talitus)kõlbmatus, töökorras olek ja mittetöökorras olek, toite olemasolu ja toite puudumine jms. Käesolevas kursuses kasutame üheselt mõistetavuse huvides vastet **kasutatavus**.

Kasutatavus /*availability*/ on tõenäosus, et seade või süsteem on määratletud talitlustingimustel antud ajamomendil kasutuskõlblik, s.t võimeline täitma oma funktsioone. See on üks töökindluse põhiaspekte ja tavaliselt väljendatakse ta protsentides, tema täiendmõisteks on mittekasutatavus /*unavailability*/.

Varustuskindluse kontekstis mõistame kasutatavuse all elektritoite olemasolu.

Kasutatavus on otseselt arvatav katkestuskestuste andmestiku põhjal:

$$Kasutatavus = \frac{\text{perioodi pikkus} - \text{katkestuste kogukestus}}{\text{perioodi pikkus}} \times 100 \quad \% \quad (1.1)$$

Näiteks kui kliendi elektritoite katkestuste kogukestus aasta jooksul oli 9 tundi, siis toite kasutatavus = $(8760-9) \times 100 / 8760 = 99,9 \%$

Seega eristatakse töökindluse analüüsil objekti kahte seisundit: 1) kasutatav, 2) mittekasutatav.

Kasutatav objekt – objekt, mis töötab rikevaba või on kasutatav teatud aja jooksul. Kasutatavuse aja hulka arvestatakse ka objekti hoolduse ja plaaniliste remontide teostamise aeg.

Mittekasutatav objekt – objekt, mis tõrgub töötamast mingi rikke tõttu või mida remonditakse või taastatakse, et viia objekt töökorda, s.t kasutatavaks.

Süsteem on töökindel, kui ei esine tema mitteplaanilisi seisakuid. Süsteem on kasutatav, kui ta on valmis talitluseks või tagab kliendi elektrivarustuse.

Seoses katkestuste suhtes ülitundlike koormuste osakaalu jätkuva suurenemisega on Lääne elektriettevõtetes tekkinud tava väljendada kõrget töökindluse nivood üheksate arvuga kasutatavuse väärtuses. Nii oleks ülaltoodud näites elektrivarustuse töökindluseks “kolm üheksat”. Paljud tootmisettevõtted nõuavad töökindlust “kuus üheksat”, s.t toite kasutatavust 99,9999 %. Interneti andmekeskused nõuavad oma serverite varustuskindluseks isegi “üheksa üheksat” – katkestuste kogukestus vähem kui kaks vahelduvvoolu perioodi aastas.

Alljärgnevas tabelis on esitatud erinevatele kasutatavuse määradele vastavad aastased katkestuskestused.

Tabel 1.2. Erinevatele kasutatavuse määradele vastavad aastased katkestuskestused

Kasutatavus (%)	“Üheksate arv”	Aastane toitekatkestuse kestus
90	1	36,5 ööpäeva
99	2	3,7 ööpäeva
99,9	3	8,8 tundi
99,99	4	52,6 minutit
99,999	5	5,3 minutit
99,9999	6	31,5 sekundit
99,99999	7	3,2 sekundit
99,999999	8	0,3 sekundit
99,9999999	9	1,6 perioodi (50 Hz)

Oluliseks mõisteks on **klient** /customer/, mille all mõistame sõltuvalt kontekstist kas **tarbijat** /consumer/ või energia mõõtmisega liitumispunkti, mille jaoks on avatud arvelduskonto.

Töökindlusega on tihedalt seotud ka termin **adekvaatsus** /adequacy/ – elektrivõrgu võime pidevalt rahuldada klientide võimsuse ja energia vajadusi, võttes arvesse võrguelementide plaanilisi ja mitteplaanilisi seisakuid.

Muid vajalikke mõisteid selgitame vastavalt vajadusele ülejäänud tekstis.

1.4 Elektrivõrgu töökindluse analüüsi eesmärgid ja alused

Tarbijate ja klientide elektrivarustuskindlus on määratud kogu elektrisüsteemi töökindlusega. Väga olulise osa sellest määrab just jaotusvõrgu töökindlus. Seega on viimane üheks olulisemaks kriteeriumiks nii elektrivõrgu arengu planeerimisel, projekteerimisel kui ka käidus ja talitluse jooksval juhtimisel.

Elektrivõrgu töökindluse analüüsiks on vaja infot tema objektide ja elementide toimimise kohta (nagu rikete sagedus, rikete likvideerimise kestus jm).

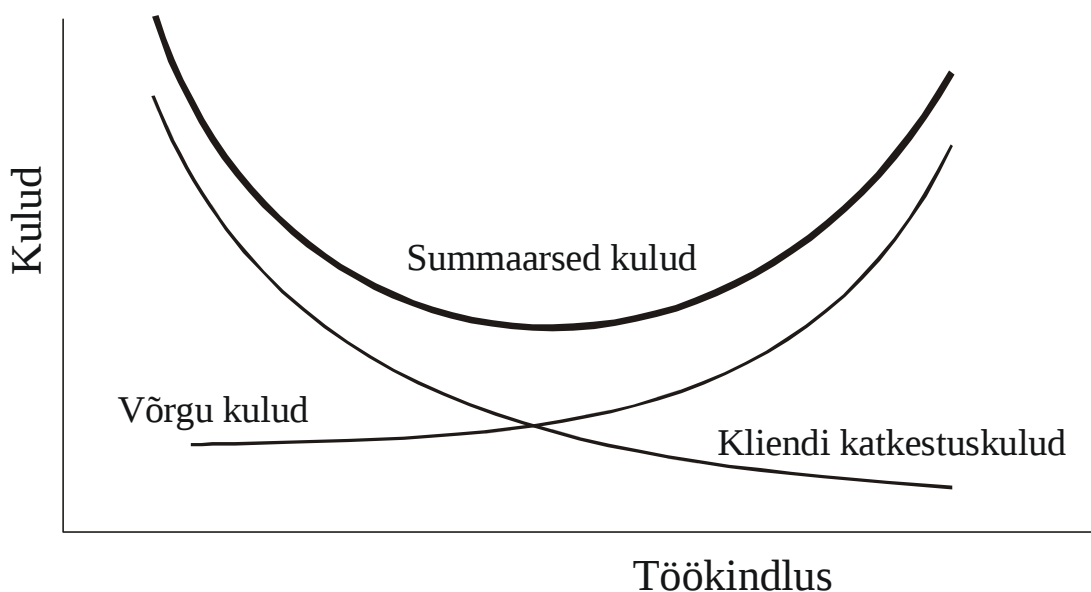
Elektrivõrgu arengu planeerimine, käidu korraldamine ja talitluse juhtimine on mitme kriteeriumiga optimeerimise ülesanded. Majanduslikkuse ja keskkonnasäästlikkuse kõrval on olulisteks kriteeriumiteks elektrienergia kvaliteet ja tarbijate elektrivarustuse kindlus. Seega tuleks võrgu arengu või käidu majandusliku planeerimise ülesannetes arvestada töökindlusega seotud kulusid ja tulusid. Praktikast rakendatakse mitme kriteeriumiga ülesande lahendamisel tavaliselt lähenemist, kus mitme kriteeriumiga ülesanne teisendatakse optimeerimiseks ühe (majandusliku) kriteeriumi järgi.

Kuna elektrivõrguettevõtte on oma teeninduspiirkonnas monopoolses seisundis, ei saa võrgu laiendusotsustuste tegemisel ja optimeerimisel lähtuda puhtalt oma kasumi teenimise majanduslikust kriteeriumist. Elektrivõrgu arengu või ka käidu optimeerimisel ei või seega vaadelda elektrivõrku isoleerituna vaid tuleb hinnata optimeerimisest tulenevat kasu kogu elektrivarustussüsteemile ja kogu ühiskonnale, s.h elektritarbijaile, tervikuna ning võrrelda neid arendamisega kaasnevate kuludega. Vajalikud kulud kaetakse seejuures vastavate elektritariifide kaudu. Selline lähenemine on laialdaselt tunnustatud kogu maailmas.

Kuna töökindluse tõstmine on üldjuhul vajalik kuid kulukas, siis peaks eksisteerima teatud tasakaal süsteemi töökindluse ja ökonoomsuse vahel.

Optimaalse töökindluse tagamine, sõltumata sellest, kas vaadeldakse võrgu arengu planeerimise või käidu ülesannet, põhineb töökindluse tulu-kulu analüüsil. Kui pole ette antud mingit nõutavat töökindluse nivood, saaks töökindluse nivoo leida kulude minimeerimise alusel, kusjuures töökindluse kogukulud peavad sisaldama lisaks võrgu investeeringutele ja käidukuludele ka klientide elektrikatkestustest põhjustatud kulusid.

Nagu kujutatud joonisel 1.4, on töökindluse tõstmine seotud elektrivõrgu kulu- tuste kasvuga ja samal ajal klientide elektrikatkestustest põhjustatud kulude vähenemisega. Töökindluse tõstmiseks tuleb teha investeeringuid elektrijaamadesse, ülekande- ja jaotusvõrkudesse, samuti suurenevad jooksvad kulud seoses suurema reservi hoidmisega. Seega töökindluse tõstmine suurendab elektrienergia hinda. Samal ajal vähenevad aga klientide kulud seoses toitekatkestuste vähenemisega. Seega põhimõtteliselt eksisteerib majanduslikult optimaalne töökindluse tase.



Joonis 1.4. Kulude sõltuvus töökindlusest

Elektrivõrgu töökindluse analüüsi üheks olulisemaks eesmärgiks on saavutada optimaalne tasakaal võrgu kulude ja kliendi katkestuskulude vahel, mis kindlustaks summaarsete kulude miinimumi ja seda keskmiselt nii pikaajalises plaanis (elektrivõrgu arengu planeerimisel) kui ka käidus.

Töökindluse analüüsi ja arvestamise teoreetilised alused on üsna keerukad. Siinkohal vaatleme lühidalt ainult kõige üldisemaid seisukohti.

Selleks, et arvestada majanduslikkuse kriteeriumis elektrivõrgu töökindlust, tuleb hinnata kõiki töökindlusest sõltuvaid kulukomponente kvantitatiivselt.

Et hinnata antud võrgu või tema mingi arenguvariandi puhul töö- ja varustuskindluse näitajatele vastavat majanduslikku kulu, on vaja teada vastavaid katkestuskulu karakteristikuid, millede hindamist vaatleme edaspidi.

Elektrivõrgus kogutav retrospektiivne rikke- ja katkestuste statistika võimaldab põhimõtteliselt määrata töö- ja varustuskindlusega seotud majanduslikku kulu möödunud aja ja olemasoleva võrgu kohta.

Arenguvariantide ja töö- ning varustuskindlust tõstvate käidumeetmete hindamisel ja võrdlemisel on aga vaja hinnata nendele variantidele või meetmetele vastavaid kulusid. Selleks on vaja osata hinnata töö- ja varustuskindluse näitajaid või nende muutusi perspektiivsete seni mitteeksisteerivate skeemide ja käiduolukordade jaoks. Neid näitajate väärtusi ei saa enam otseselt määrata võrgu olemasolevast rikkestatistikast.

Reaalseks lahenduseks võib olla eelpool mainitud töökindluse arvutus **sageduse ja kestuse** meetodil, mille puhul elektrivõrgu töökindlust iseloomustatakse võrgu elementide või nende grupi keskmise seisakusagedusega λ ja keskmise seisakukestusega r .

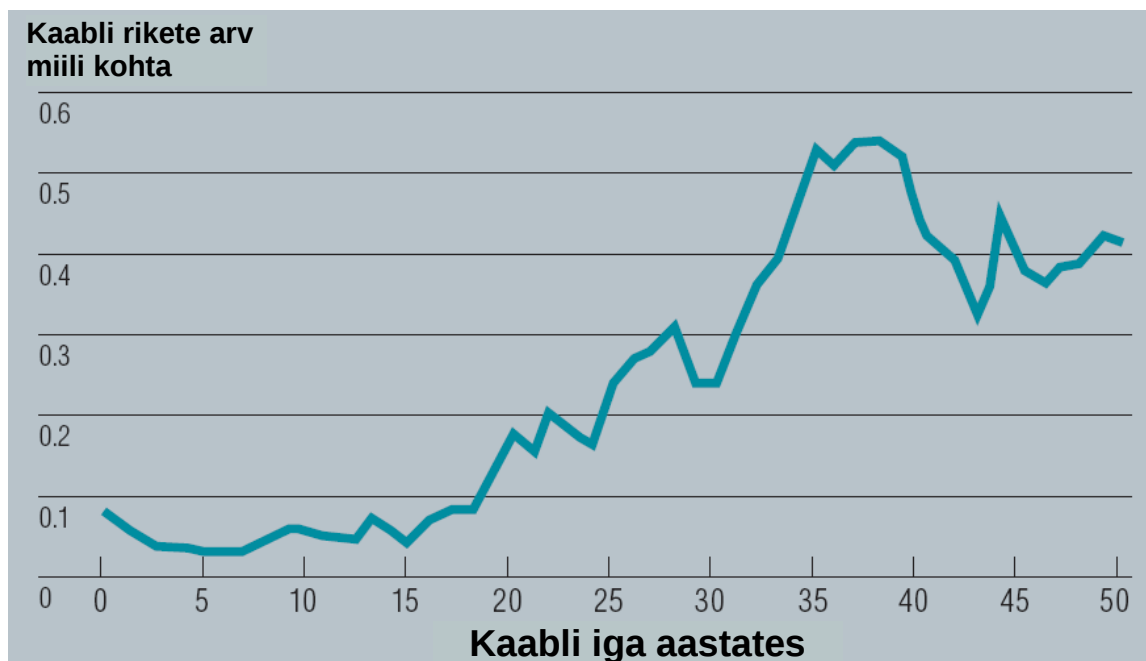
Olgugi, et jaotusvõrgud on võrreldes ülekandevõrkudega suhteliselt lihtsama konfiguratsiooniga, kujunevad nende töökindlusarvutused üsna keerukaks ja tavaliselt tuleb selleks kasutada spetsiaalseid arvutusprogramme. Võimalikud on siin kaks erinevat lähenemist:

- analüütilised meetodid
- stohhastilise modelleerimise (imateerimismeetodid).

Sageduse ja kestuse meetodil tehtavad arvutused nõuavad võrgu elementide keskmiste seisakusageduste ja -kestuste määramist vastava pikaajalisel statistika alusel. Probleemiks võib olla viimase puudulikkus.

Üheks praktiliseks töökindlusega korreleeritud näitajaks on võrgu objektide vanus. Elektrivõrgu objektide töökindlust iseloomustab olulisel määral nende tehniline jääkressurss, st keskmine eeldatav jääkkasutusiga, mille möödumisel on hädavajalik objekti ulatuslik renoveerimine või asendamine uuega.

Teatavasti suurenevad võrgu objekti (ülekanделиin, alajaam) või tema elemendi (mast(id), juhtmed, trafo, jaotla, lülitusseade jne) käidukulud tema tehnilise seisukorra halvenemisel. Sagenevad rikked, talitlustõrked, väärtõimimised, sagenevad toitekatkestused ning kasvab sellega kaasnev katkestuskahju klientidele. Näitena on joonisel 1.5 toodud kaabli rikete sõltuvus kaabli east.



Joonis 1.5. Kaabli rikete arvu sõltuvus kaabli east

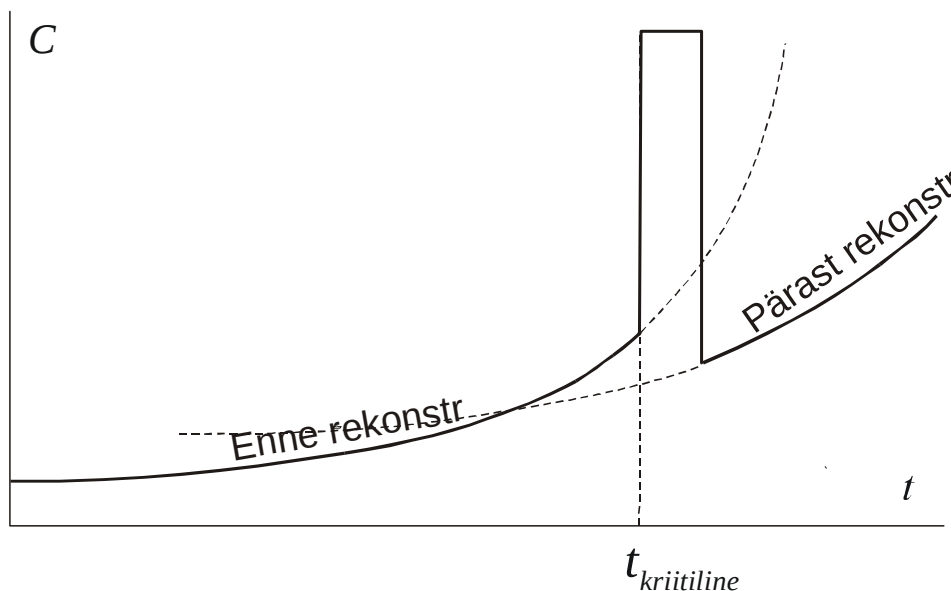
Elektriliinide ja alajaamade tehnilise jääkressursi hindamine on aga raskendatud, kuna puuduvad objektiivsed tehnilist seisukorda iseloomustavad näitajad. Raamatupidamislikud jääkmaksumused sageli antud nn kogumite kaupa, mis ei võimalda eraldi välja tuua andmeid võrgu üksikobjektide ja elementide kohta.

Kindlasti on üheks oluliseks näitajaks objekti (elektriliini või alajaama) ehitusaasta. Siiski ei anna rajamise aasta sageli õiget pilti, kuna liini elemente (maste, juhtmeid, isolaatoreid ja kaablimuhve) ja alajaamade seadmeid on jooksvalt vahetatud või remonditud.

Seetõttu tuleb tehnilise jääkressursi hindamisel suurel määral tugineda ekspert hinnangutele. Esmaste ekspertidena tuleks arvesse vastavate seadmete käiduspetsialistid, eelkõige võrgu meistrid, kellel on piisav töökogemus vaadeldava võrguosa käitamisega ja hooldamisega. Otstarbekaks võib osutuda pädevate projektorganisatsioonide spetsialistide kaasamine. Ehitusliku osa (hooned, vundamendid, mastid, kandekonstruktsioonid) seisukorra ja tehnilise ressursi täpsuseks hindamiseks võib kasutada ehitusala eksperte väljastpoolt.

Olulist lisainfot tehnilisest seisundist annab rikete statistika, kuna seadme oluliselt suurem rikkesagedus sama tüüpi seadmete keskmisega võrreldes vihjab tema ressursi tõenäolisele peatsele ammendumisele.

Teatud kriitiliseks ajaks muutuvad elemendiga seotud keskmised kulud sedavõrd suureks, et on otstarbekam võtta ette ulatuslikum **rekonstrueerimine**, näiteks uue liini rajamine, seadme(te) asendamine vms. See aeg $t_{kriitiline}$ määrabki võrgu objekti või tema elemendi jääkressursi (joonis 1.6, kus C tähistab objekti või elemendiga seotud kulusid, t tema iga).



Joonis 1.6. Võrgu elemendi kulud sõltuvalt east

Raskuste tõttu jaotusvõrkude töökindluse hindamisel, tingituna arvutamise keerukusest, on seni praktikas väga sageli kasutatud traditsiooniliselt lihtsamat lähenemist – arvestatakse töökindluse nõudeid **normatiivsel teel**, s.t kehtestatakse kogemuslikult töökindluse näitajate teatud normväärtused või tehnilised nõuded. Aga isegi ka sel juhul on vajalik oskuslikult korraldatud pikaajaline rikke- ja toimetatkestuste statistika ning seda haldava süsteemi loomine.

2. TÖÖ- JA ELEKTRIVARUSTUSKINDLUSE NÄITAJAD

Nagu nägime, on elektrivõrgu töökindlus määratud väga paljude teguritega, nagu võrgu üksikobjektide (elektriliinid, alajaamad) ja nende elementide (lülitusseadmed, releekaitse- ja automaatikasüsteemid jms) töökindlus, võrgu skeem ja reserveerimise võimalused, talitlustingimused ja hulk mitmesuguseid juhuslikke faktoreid.

Töökindluse hinnang sõltub ka hindavast osapooldest: seadmete tootjad ja projekterijad on huvitatud infost iga seadme mistahes osade funktsioneerimise, tõrgete ja rikete kohta, elektriettevoõtted soovivad tavaliselt infot rikete ja katkestuste põhjuste kohta, riigi ja reguleerivate institutsioonide seisukohalt on oluline kõigi tarbijate võimalikult kõrge varustuskindlus, konkreetset klienti huvitab eelkõige elektrivarustuse kvaliteet kohalikus võrgupiirkonnas. Hinnang sõltub ka sellest, kas on tegemist töökindluse retrospektiivse või perspektiivse analüüsiga.

Seetõttu puudub universaalne näitaja, mis iseloomustaks töö- või varustuskindluse kõiki aspekte. Praktikast kasutatakse mitmeid erinevaid näitajaid (indikaatoreid) sõltuvalt konkreetsetest eesmärkidest. Kasutusel on hulk näitajaid elektrisüsteemide, tema osade, elementide või elementide gruppide töökindluse ja klientide varustuskindluse iseloomustamiseks.

Lähteinfoiks enamiku näitajate hindamisel on omavahel tihedalt seotud rikke-, seisaku- ja katkestuskarakteristikud. Eraldusjoon nende näitajate ja karakteristikute vahel on üsna hägune.

Rikkekarakteristikute /*fault characteristics*/ all mõistetakse mitmesuguseid näitajaid ja erinäitajaid, mis iseloomustavad mingit riket (rikke aeg ja kestus, rikke põhjus jms) või rikete kogumit (rikete sagedus, rikete arv jms), aga ka rikete tagajärgi (seisakud, toitekatkestused, katkestuskahju jms). Viimaseid iseloomustavad sellised osaliselt rikkekarakteristikute alaliigid, nagu seisakukarakteristikud, katkestuskarakteristikud, katkestuskahju karakteristikud.

Seisakukarakteristikute /*outage characteristics*/ all mõistame analoogiliselt rikkekarakteristikutega mitmesuguseid näitajaid ja erinäitajaid, mis iseloomustavad mingit seisakut /*outage*/ (seisaku aeg ja kestus, põhjus jms) või seisakute kogumit (seisakute sagedus, arv jms), aga ka seisakute tagajärgi (toitekatkestused, katkestuskahju jms).

Katkestuskarakteristikuteks /*interruption characteristics*/ nimetame vastavalt näitajaid ja erinäitajaid, mis iseloomustavad toitekatkestust /*interruption*/ (katkestuse aeg ja kestus, põhjus jms) või katkestuste kogumit (katkestuste sagedus, arv, kogukestus aastas jms), aga ka katkestuste tagajärgi (katkestuse ulatus, katkestuskahju jms).

Viimased kaks karakteristikute gruppi on rikkekarakteristikuteks ainult osaliselt, kuna hõlmavad ka plaanilisi seisakuid ja nende tagajärgi.

Rikke-, seisaku- ja katkestuskarakteristikud on vajalikud võrgu või tema osade ja elementide funktsioneerimise analüüsil ja hindamisel, investeeringuvajaduste planeerimisel, tarbijate katkestuskulude hindamisel, arengukavade ja projektide majanduslikul põhjendamisel jne.

Karakteristikud hinnatakse rikete ja plaaniliste seisakute kohta kogutud pikaajalise statistilise andmestiku alusel. Kui piisava mahuga usaldusväärne statistika puudub, tuleb kasutada seadmete tootjate või teiste maade kogemustel põhinevaid hinnanguid.

Teatud tinglikkusega võib töö- ja varustuskindlust iseloomustavad näitajad liigitada järgnevalt:

- seisakunäitajad;
- varustuskindluse indeksid
 - kliendikesksed indeksid
 - koormuskesksed indeksid
- katkestuskahju näitajad.

2.1 Seisakunäitajad

Võrkude töökindluse analüüsi levinud praktiliseks meetodiks on nn **sageduse ja kestuse meetod** /*frequency and duration method*/.

Meetodi puhul iseloomustatakse elektrivõrgu töökindlust eelkõige võrgu elementide **keskmise seisakusagedusega** /*average outage rate*/ (ehk **tõrkesagedusega** /*failure rate*/) λ (seisakut aastas) ja **keskmise seisakukestusega** /*average outage time*/ r (h), mille alusel arvutatakse elemendi **keskmine aastane seisakukestus** /*average annual outage time*/ U (h):

$$U = \lambda r \quad (2.1)$$

Elementide seisakusagedused ja keskmised seisakukestused hinnatakse pidevalt kogutava pikaajalise riketestatistika põhjal. Elektriliinide puhul kasutatakse erinäitajaid antud tüüpi liini pikkusühiku (tavaliselt 100 km) kohta. Usaldusväärse statistika puudumisel kasutatakse teiste võrgupiirkondade, seadmete tootjate, teiste maade jms hinnanguid.

Elementide seisakusageduste ja seisakukestuste alusel arvutatakse iga koormuspunkti **keskmine seisakusagedus** λ , **keskmine seisakukestus** r ja **keskmine aastane seisakukestus** U (arvutust käsitletakse töö järgnevas etapis). Vajadusel leitakse toodud näitajad eraldi nii sund- kui plaaniliste seisakute jaoks.

Koormuspunkti keskmine aastane seisakuaeg U on koormuspunkti mittekasutatavuse mõõduks ja üheks olulisemaks töö- ja varustuskindluse näitajaks.

Näitajate λ , r ja U alusel on arvutatavad:

- **mittekasutatavus** /unavailability/ q :

$$q = U/8760 = \lambda r / 8760 \quad (2.2)$$

- **kasutatavus** /availability/ p :

$$p = 1 - q \quad (2.3)$$

- **keskmine seisakute vaheline aeg MTBF** /medium time between failures/:

$$MTBF = 1 / \lambda \quad (\text{aastat}) \quad (2.4)$$

Planeerimisel ja projekteerimisel tuleb kasutada vaadeldud suuruste oodatavaid väärtusi. Ka need hinnatakse mineviku statistika põhjal, kuid olemasolevate elementide osas tuleb arvestada näitajate halvenemist vananemise arvel või paranemist hoolduste ja remontide tulemusel.

2.2 Kliendikesksed elektrivarustuskindluse indeksid

Ülalvaadeldud näitajad λ , r ja U on küll primaarse tähtsusega jaotusvõrgu töökindluse analüüsil, kuid nad ei iseloomusta sageli võrgu toimimist töökindluse aspektist piisavalt. Näiteks ei arvesta nad koormuspunkti toitepiirkonna klientide hulka või koormusvõimsust, s.t katkestuste mõjuulatust jne.

Seetõttu on välja töötatud suur hulk mitmesuguseid nn elektrivarustuskindluse indekseid /service reliability indices/, mis peegeldavad varustuskindluse erinevaid tahke. Nad võivad olla hinnatud kogu võrgu, võrgu piirkonna, alajaama või fiidri toitepiirkonna jaoks.

Elektrivarustuskindluse indeksid võimaldavad

- kvantitatiivselt hinnata klientide elektrivarustuse kvaliteeti, selle dünaamikat aastate lõikes ning püstitatud eesmärkide saavutamise määra
- hinnata ja võrrelda erinevate elektriettevõtete ja toitepiirkondade elektrivarustuse kvaliteeti, eelkõige katkestuste keskmist sagedust ja kestust
- välja selgitada ebakindlalt toimivaid toitepiirkondi, alajaamu, liine või fiidreid ning võrgu tugevdamise vajadusi
- hinnata oodatavaid katkestuskulusid tulevikus
- hinnata jaotusvõrgu käidupoliitika mõju töökindlusele

Võrdlemine on võimalik ainult juhul, kui näitajad ja nende hindamine põhinevad samadel määratlustel ja meetoditel.

Näiteks on mõiste “katkestus” ise erinevalt määratletud. Reeglina võetakse arvesse ainult nn **püsikatkestusi** /sustained interruptions/ ehk pikaajalisi katkestu-

si */long interruptions/*, mille kestuseks kehtestavad erinevad standardid üle ühe (Belgia, Portugal, Suurbritannia, Austraalia), kolme (Itaalia, Holland, Norra, Hispaania), viie (USA, India) või isegi viieteistkümne minuti.

Euroopa tehniline standard EN 50160 määratleb püsikatkestusteks katkestused kestusega üle 3 minuti. Ülejäänuid käsitletakse **lühikatkestustena** */short interruptions, momentary interruptions/*. Väga lühiajalisi katkestusi kestusega alla mõne sekundi nimetatakse ka **siirdekatkestusteks** */transient interruptions/*.

Paljudes maades (Belgia, Holland, Norra, Portugal, Hispaania, Suurbritannia) registreeritakse ainult püsikatkestusi, teistes (Itaalia) nii püsi- kui lühikatkestusi.

Täpselt pole määratletud katkestuse algushetk – ühel juhul toimub see automaatselt, teisel aga fikseeritakse see kliendi telefonikõnega elektriettevõttesse.

Reas riikides (Belgia, Norra, Hispaania, Portugal) ei registreerita katkestusi madalpingevõrkudes.

Varustuskindluse näitajad muutuvad aasta-aastalt mitte üksi katkestuste arvu ja kestuste erinevuse tõttu, vaid ka klientide arvu või liitunud koormusvõimsuse muutumise tõttu. Näitajate võrdlemisel tuleb nimetatud asjaolusid arvestada.

Varustuskindluse näitajad arvutatakse igal aastal selle aasta katkestuste statistika põhjal. Mitmeaastase statistika alusel ennustatakse planeerimisarvutuste tarbeks varustuskindluse näitajad ka tulevikuks.

Osas maades (Itaalia, Norra, Portugal, Hispaania, Suurbritannia) peetakse arvestust nii mitteplaaniliste kui plaaniliste katkestuste lõikes, teistes (nt Belgia, Holland) arvestatakse ainult mitteplaanilisi katkestusi.

Reeglina ei võeta näitajate hindamisel arvesse erakordsetest sündmustest (suured tormid, maavärinad jms) põhjustatud katkestusi. Samas on aga erakordse sündmuse mõiste täpselt määratlemata.

Erinevates riikides ja elektriettevõtetes on kasutusel lai valik mitmesuguseid elektrivarustuskindluse indekseid, mis iseloomustavad toitekindlust teatud perioodi, tavaliselt aasta jooksul.

Varustuskindluse indeksid võib liigitada kliendikeskseteks */customer-based/* ja koormus- ning energiakeskseteks */load- and energy-based/*.

Kliendikesksed indeksid iseloomustavad võrgu või tema osa toimimist kliendi seisukohalt. Tavaliselt määratakse nad erinevatele tarbijaklassidele.

Kõige laiemat tunnustust on leidnud IEEE /Institute of Electrical and Electronics Engineers/ standardiga määratletud näitajad, mida soovitab ka CIGRE:

- **Süsteemi katkestussageduse indeks SAIFI** /System Average Interruption Frequency Index/ – näitab vaadeldava toitepiirkonna kliendi (võimalik) keskmine katkestuste arv aastas:

$$SAIFI = \frac{\text{kliendikatkestuste koguarv}}{\text{teenindatavate klientide arv}} = \frac{\sum_i N_i}{N} = \frac{\sum_j \lambda_j N_j}{\sum_j N_j} \quad (2.5)$$

(katkestust teenindatava kliendi kohta aastas)

kus N_i – aasta i -ndal katkestusel katkestatud klientide arv

(seega - $\sum_i N_i$ – klientide toitekatkestuste koguarv aastas)

N_j – klientide arv j -nda koormuspunkti toitepiirkonnas

λ_j – j -nda koormuspunkti seisakusagedus

$N = \sum_j N_j$ – vaadeldaval aastal teenindatavate klientide keskmine arv

SAIFI arvestab reeglina ainult püsi katkestusi. Kui seda soovitakse alla kriipsutada, kasutatakse vahel ka tähist SAIF-SI /System Average Interruption Frequency Index - Sustained Interruption/.

Tüüpiliselt on SAIFI piires 1...2. Sisuliselt on SAIFI samaväärne vaadeldava piirkonna elektritoite keskmise seisakusagedusega λ . SAIFI vähenemine tähendab üldiselt töökindluse tõusu.

- **Süsteemi katkestuskestuse indeks SAIDI** /System Average Interruption Duration Index/ – teenindatava kliendi keskmine katkestuste kogukestus aasta jooksul:

$$SAIDI = \frac{\text{klientide katkestuste kogukestus}}{\text{teenindatavate klientide arv}} = \frac{\sum_i r_i N_i}{N} = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j} = SAIFI \times CAIDI$$

(minutit teenindatava kliendi kohta)

(2.6)

kus r_i – i -nda katkestuse kestus

U_j – j -nda koormuspunkti keskmine aastane seisakukestus

SAIDI on agregeeritud näitaja, mis iseloomustab suhteliselt kõige paremini kogu vaadeldava võrgu või selle osa toimimist. Reeglina väljendatakse SAIDI minutites kuid vahel ka tundides teenindatava kliendi kohta. Tema vähenemine viitab otseselt töökindluse tõusule. SAIDI tüüpiline väärtus on umbes 100 minutit

- **Kliendi katkestussageduse indeks CAIFI** /*Customer Average Interruption Frequency Index*/ – peegeldab keskmise katkestuste all kannatanud kliendi katkestuste arvu aastas.

$$CAIFI = \frac{\text{kliendikatkestuste koguarv}}{\text{katkestatud klientide arv}} = \frac{\sum_i N_i}{C_N} = \frac{\sum_j \lambda_j N_j}{\sum_j N_{kj}} \quad (2.7)$$

(toitekatkestust katkestatud kliendi kohta)

kus C_N – katkestatud klientide koguarv aastas

N_{kj} – katkestatud klientide arv j -nda koormuspunkti toitepiirkonnas

Kui SAIFI minimaalseks võimalikuks väärtuseks on 0, siis CAIFI miinimumväärtuseks on 1.

- **Kliendi katkestuskestuse indeks CAIDI** /*Customer Average Interruption Duration Index*/ – ühe katkestuse keskmine kestus, iseloomustab keskmist aega kliendi elektritoite taastamiseks:

$$CAIDI = \frac{\text{klientide katkestuste kogukestus}}{\text{kliendikatkestuste koguarv}} = \frac{\sum_i r_i N_i}{\sum_i N_i} = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j \lambda_j N_j} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

(minutit katkestatud kliendi kohta) (2.8)

CAIDI tüüpiline väärtus on umbes 80 minutit.

CAIFI ja CAIDI vähenemine pole otseselt seotud töökindluse tõusuga.

- **Kliendi kogukatkestuskestuse indeks CTAIDI** /*Customer Total Average Interruption Duration Index*/ – peegeldab keskmise katkestuste all kannatanud kliendi katkestuste kogukestust aastas:

$$CTAIDI = \frac{\text{klientide katkestuste kogukestus}}{\text{katkestatud klientide arv}} = \frac{\sum_i r_i N_i}{C_N} = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j N_{kj}} \quad (2.9)$$

- **Kasutatavuse indeks ASAI** /*Average Service Availability Index*/ – keskmine toite olemasolu kestus aastas väljendatuna protsentides. Kui väljendada SAIDI tundides, siis:

$$\begin{aligned} ASAI &= \frac{\text{klientide toite kasutatavuse koguaeg}}{\text{toite kasutatavuse vajalik koguaeg}} \times 100 = \\ &= \frac{\sum_j N_j \times 8760 - \sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j \times 8760} \times 100 = \frac{8760 - SAIDI}{8760} \times 100 \% \end{aligned} \quad (2.10)$$

- **Mittekasutatavuse indeks ASUI** /Average Service Unavailability Index/ – keskmine toite puudumise kestus aastas väljendatuna protsentides:

$$ASUI = \frac{\text{klientide toite mittekasutatavuse koguaeg}}{\text{toite kasutatavuse vajalik koguaeg}} \times 100 =$$

$$= 1 - ASAI = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j \times 8760} \times 100 \quad \% \quad (2.11)$$

ASAI (ja ASUI) annab sama infot kui SAIDI.

Klientide koormuste kasvav tundlikkus lühikatkestuste suhtes on tinginud lühikatkestusi iseloomustavate indeksite vajaduse:

- **Süsteemi lühikatkestuste sageduse indeks MAIFI** /Momentary Average Interruption Frequency Index/ – arvutatakse valemiga (2.5), kusjuures arvesse võetakse ainult lühikatkestused. Kasutatakse ka tähist SAIFI-MI /System Average Interruption Frequency Index - Momentary Interruption/
- **Süsteemi lühikatkestuste jada sageduse indeks MAIFI_E** /Momentary Event Average Interruption Frequency Index/ – arvutatakse valemiga (2.5), kusjuures arvesse võetakse ainult lühikatkestuste jada.

Võrguettevõttel on mugavam kasutada indeksit MAIFI, kuna teda on suhteliselt mugav määrata lülitamisloendurite alusel. Indeks MAIFI_E on sobivamaks klientidele, kuna mitme lühikatkestuse jada lühikese aja jooksul avaldab kliendi koormusele märksa vähem mõju, kui sama arv lühikatkestusi pikkade ajavahe-
mike järel.

- **Süsteemi pingelohkude sageduse indeks SARFI_{%V}** /System Average RMS (Variation) Frequency Index/ – klientide arv, kellel on vaadeldaval perioodil esinenud sügavamaid pingelohke, kui V % nimipingest, jagatud klientide koguarvuga. See indeks on pigem pingelohke kvaliteedi kui töökindluse näitaja.

Harvemini on erinevate maade elektriettevõtetes kasutusel ka muud indeksid:

- **Toiteennistusindeks SARI** /System Average Restoration Index/:

$$SARI = \frac{\text{Kõigi katkestuste kogukestus}}{\text{Püsikatkestuste arv}} \quad (2.12)$$

- **Üksikkliendi maksimaalne katkestussagedus MICIF** /Maximum Individual Customer Interruption Frequency/. Et siluda ekstreemseid või ebaharilikke sündmusi, leitakse MICIF mõnel juhul n suurima katkestussagedusega kliendi keskmisena (n on tüüpiliselt piires 12...50)
- **Üksikkliendi maksimaalne katkestuskestus MICID** /Maximum Individual Customer Interruption Duration/. Ka see näitaja leitakse sageli n suurima katkestuskestusega kliendi keskmisena.

- **Korduvkatkestuste indeks** $CEMI_n$ / *Customers Experiencing Multiple Interruptions* – vaadeldaval perioodil rohkem, kui n korda katkestatud klientide suhe teenindatavate klientide koguarvu:

$$CEMI_n = \frac{\text{katkestatud klientide arv}}{\text{teenindatavate klientide arv}} \quad (2.13)$$

Täiendavalt võib rea mitmesuguste muude, harvemini kasutatavate näitajate määratlusi leida allikatest [Power Quality Indices and Objectives. Final WG Report. Joint Working Group Cigré C4.07 / Cired, 2004. 96 p.

<http://www.cired->

[s2.org/JWG%20C4104/documents/C4.1.04%20Final%20Report.pdf](http://www.cired-s2.org/JWG%20C4104/documents/C4.1.04%20Final%20Report.pdf)] ja

[Reliability Glossary pabenchmarking.com/Downloads/Reli_Glossary.doc].

Mitte kõik ülekandevõrgu rikked ei põhjusta klientide elektrivarustuse katkemist tänu võrgu suletud konfiguratsioonile ja kriteeriumi $N-1$ täidetusele. Seetõttu ei too paljud vertikaalselt integreeritud võrguettevõtted välja näitajaid eraldi ülekande- ja jaotusvõrgu jaoks.

Erinevate maade ja erinevate toitepiirkondade varustuskindluse näitajates võib täheldada üsna suuri erinevusi. Kõrgem varustuskindluse nivoo on iseloomulik suurema koormustihedusega ja kaabelvõrkude ulatusega võrkudele või toitepiirkondadele. Näitajad on seda paremad, mida lühem on võrgu (fiidri) ulatus. Arusaadavalt on suletud võrkude näitajad tunduvalt paremad radiaalvõrkude omadest. Arenenud maade võrkudes on *SAIFI* piires 0,5-5.

Varustuskindluse näitajad leitakse rikete ja toitekatkestuste statistika põhjal ja hinnatakse sageli erinevate tarbijakategooriate (tarbimissektorite) lõikes, aga ka erinevate rikke põhjuste lõikes.

Tabel 2.1. Mõnede elektrivarustuskindluse näitajate keskmised väärtused erineva konfiguratsiooniga võrkudele

Võrgu iseloom	<i>SAIFI</i>	<i>CAIDI</i>	<i>MAIFI</i>
Lihtne radiaalvõrk	0,3...1,3	90	5...10
Elamurajoonide kaabelvõrk	0,4...0,7	60	4...8
Avatuna töötav suletud võrk	0,1...0,5	180	4...8
Sama, RLA	0,1...0,5	180	2...4
Ülekandevõrk	0,005...0,02	135	0

2.4 Koormus- ja energiakesksed näitajad ja indeksid

Kliendikesksete indeksite teatud puuduseks on asjaolu, et nad ei võimalda arvestada klientide koormuse suurust – kodutarbijat ja suurt tootmisettevõtet käsitleda nad samaväärselt. Seetõttu on praktikas kasutamist leidnud ka **koormus- ja energiakesksed indeksid** /load- and energy-based indices/:

- **Koormuse katkestussageduse indeks ASIFI** /Average System Interruption Index/ – vaadeldaval perioodil kogu katkestatud trafovõimsuse suhe trafode ühendatud koguvõimsusesse:

$$ASIFI = \frac{\text{katkestatud koguvõimsus}}{\text{ühendatud koguvõimsus}} \quad (\text{katkestust/a}) \quad (2.14)$$

- **Koormuse katkestuskestuse indeks ASIDI** /Average System Interruption Duration Index/ – katkestatud trafovõimsuse ja katkestuskestuse korrutiste summa (kVA·min) suhe trafode ühendatud koguvõimsusesse:

$$ASIDI = \frac{\sum \text{katkestatud võimsus} \times \text{katkestuse kestus}}{\text{ühendatud koguvõimsus}} \quad (\text{min/a}) \quad (2.15)$$

Elektriettevõtte seisukohalt võivad indeksid *ASIFI* ja *ASIDI* olla paremad kui *SAIFI* ja *SAIDI* – suuremad tarbijad on töökindlusalaste otsustuste tegemisel prioriteetsemad, kui väikesed. Ajalooliselt rakendati neid näitajad varem – kui puudusid piisavad kliendiarveldussüsteemid ja ühendatud võimsuse määramine oli tunduvalt lihtsam kui klientide arvu määramine.

Mõnede maade (Hispaania, Portugali, Austria) elektriettevõtted rakendavad indekseid, mis on väljendatud mitte toidetava võimsuse ühiku vaid installeeritud võimsuse ühiku kohta. Selliseid indekseid määrata on tunduvalt kergem, kuid samas on nad võrdlemisi ebatäpsed näitajad.

Katkestuskulude hindamisel on väga olulisteks näitajateks:

- **Andmata energia ENS** /Energy Not Served/ – vaadeldava perioodi (tavaliselt aasta) jooksul antud koormuspunkti (toitealajaamast, fiidrist) tarbijatele andmata jäänud energiakogus:

$$ENS = \sum_j L_{a(j)} U_j \quad (\text{kWh/a}) \quad (2.16)$$

kus $L_{a(j)}$ – j -nda koormuspunkti keskmine koormus

ENS määramisel on lähteinformatsiooniks rikete ja/või katkestusstatistikas sisalduvad andmed andmata energia kohta.

Planeerimisarvutustes tuleb *ENS* asemel kasutada näitajat **oodatav andmata energia EENS** /Expected Energy Not Served/, mis statistilise info kõrval arvestab ka koormusprognoose ja võrgu arengut – näitab teatud perioodi (tavaliselt aasta) jooksul tarbijatele tõenäoliselt andmata jäävat energiakogust.

- **Keskmine andmata energia teenindatud kliendi kohta** *AENS* /Average Energy Not Supplied/ ehk **keskmine koormuspiirangu indeks** /average system curtailment index/:

$$AENS = \frac{\text{andmata jäänud energiakogus}}{\text{teenindavate klientide arv}} = \frac{\sum_j L_{a(j)} U_j}{\sum_j N_j} \text{ (kWh/a)} \quad (2.17)$$

- **Katkestatud koormusvõimsus** (ka **katkestusvõimsus**) /interrupted load demand/ – toitekatkestuse tulemusel katkestatud koormusvõimsus.
- **Katkestatud kliendi keskmine koormuspiirangu indeks** *ACCI* /Average Customer Curtailment Index/ – keskmine katkestatud kliendile andmata jäänud energia:

$$ACCI = \frac{\text{andmata jäänud energiakogus}}{\text{katkestatud klientide arv}} \quad (2.18)$$

- **Tarnepunkti** (liitumispunkti) **usaldamatuse indeks** *DPUI* /Delivery Point Unreliability Index/ – summaarse tarnepunktist andmata energiakoguse suhe tarnepunkti koormustippu.

Koormuskesksete indeksite hindamisel on oluliseks suuruseks **koormuspunkti keskmine koormus**:

$$L_{a(j)} = L_{p(j)} k_j = \frac{E_{d(j)}}{T} \quad (2.19)$$

kus $L_{p(j)}$ – j -nda koormuspunkti tippkoormus

$E_{d(j)}$ – j -ndast koormuspunktist perioodi T jooksul tarbitud energia

k_j – j -nda koormuspunkti koormustegur

2.5 Elektrivarustuskindluse indeksite normväärtused

Paljud maad ja elektrivõrguettevõtted on kehtestanud varustuskindluse indeksite normväärtused /standards (benchmarks) on reliability of electric service/. Tihti kehtestatakse nende kaks nivood – miinimum- ja sihtnivoo /objective level/. Võrguettevõtte peab kindlustama, et varustuskindluse tegelikud näitajad ületaks miinimumnivood ning püüdma saavutada sihtnivoo.

Euroopa Energiaregulaatorite Nõukogu /Council of European Energy Regulators/ soovib kehtestada normväärtused mitteplaaniilistele püsikatkestustele.

Normväärtused vaadatakse läbi ning uuendatakse perioodiliselt, tuginedes näitajate tegelikele väärtustele. Viimaste hindamisel ei võeta arvesse erakordsetest sündmustest (tormid, maavärinad jms) põhjustatud katkestusi.

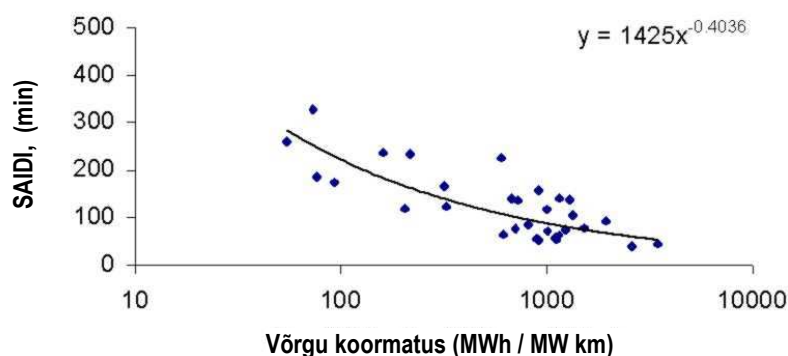
Üldjuhul kehtestatakse normväärtused erinevatena igale toitepiirkonnale sõltuvalt piirkonna iseärasustest (demograafilised ja geograafilised tegurid, võrkude konfiguratsioon ja tehniline seisukord jms). CEER rõhutab vajadust arvestada ka selliseid näitajaid, nagu võrkude koormatus ja piirkonna koormustihedus. Joonised 2.1 ja 2.2 illustreerivad SAIDI sõltuvust koormustihedusest ja võrgu koormatusest, mis on koostatud mõnede OECD maade (Austraalia, Jaapan, Hispaania, Suurbritannia, USA) andmete alusel.

Paljude USA osariikide regulaatorid on kehtestanud näitajate SAIFI ja CAIDI normväärtused erinevatele toitepiirkondadele, lähtuvalt järgnevast:

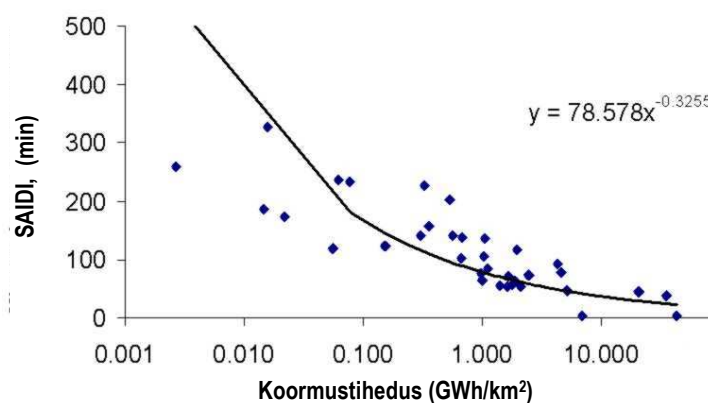
- Viimase viie aasta kolme parima aasta keskmised loetakse sihtnivoo väärtusteks, kuhu tuleks püüelda. Kui tegelikud näitajad on sihtväärtustest paremad, on olukord igati rahuldav.
- Viimase viie aasta kolme halvima aasta keskmised loetakse miimumnivoo väärtusteks, millest halvemad ei tohiks tegelikud näitajad mingil juhul olla.

arvesse võetakse ka toitepiirkonna demograafilisi ja geograafilisi tegureid, koormuse karakteristikuid ning piirkonna võrkude tehnilist seisukorda.

Elektriettevõtted peavad esitama Komisjonile loetelu 5% jaotusfiidritest halvimate kuuekuulise SAIDI, SAIFI ja CAIDI väärtustega. Ka näidatakse iga fiidri kohta, mitu korda on nad esinenud taolises nimekirjas viimasel kahel aastal.



Joonis 2.1. SAIDI sõltuvus koormustihedusest



Joonis 2.2. SAIDI sõltuvus võrgu koormatusest

Paljudes osariikides on kehtestatud ka mitmesugused ergutusmehhanismid elektrivarustuse pidevuse tagamiseks, mis on võimaldanud tõsta teeninduse kvaliteeti. Seejuures on need mehhanismid vähendanud märgatavalt katkestuste kestust, katkestuste sagedust aga mitte märkimisväärselt. Varustuskindluse tõstmine on seotud täiendavate käidukuludega.

Portugalis ja Hispaanias on kehtestatud *SAIDI* ja *SAIFI* normväärtused, Itaalias ja Hollandis *SAIDI*, Austraalias *SAIDI*, *SAIFI*, *CAIDI* ja *MAIFI* normväärtused.

Mõnede maade normväärtusi illustreerib tabel 2.3.

Tabel 2.3. Mõnede maade varustuskindluse näitajate normväärtusi

Riik/Elektriettevõtte	Püsikatkestuse kestus, min	Näitaja	Miimumnivoo	Sihtnivoo
USA New-Yorgi osariik	5	<i>SAIFI</i>	0,006...3,00	0,003...1,75
		<i>CAIDI</i>	67...225	53...165
San Diego Gas & Electric	5	<i>SAIDI</i>		52
		<i>SAIFI</i>		0.9
Edmond Electric (Oklahoma)	1	<i>SAIDI</i>		95
		<i>SAIFI</i>		1,2
		<i>CAIDI</i>		320
Austraalia (5 elektriettevõtet)	1	<i>SAIFI</i>		0,72...2,79
		<i>SAIDI</i>		32...173
		<i>CAIDI</i>		44...76
		<i>MAIFI</i>		0,26...12,5
Holland		<i>SAIDI</i>		20
Itaalia		<i>SAIDI</i>		30...60
Hispaania		<i>TIEPI</i>		2...12
Portugal		<i>TIEPI</i>		3...24

2.6 Katkestuskahju erinäitajad

Katkestuskahju karakteristikute /*interruption cost characteristics*/ all mõistame katkestuse või katkestuste kogumiga seotud majanduslikku kahju iseloomustavaid näitajaid.

Arenenud andmehõivega ja statistikaga elektriettevõtetes hinnatakse toodud näitajad erinevate rikke- või seisakuliikide ja ilmastikutingimuste jaoks (nt sundseisakute sagedus normaalilmastiku oludes, püsisundseisaku aeg jne), samuti erinevate tarbimissektorite lõikes.

Katkestuskahju erinäitajate */interruption cost indices/* eesmärgiks on **katkestuskulude** nii retrospektiivne kui perspektiivne analüüs ja hindamine.

Põhilisteks katkestuskahju erinäitajateks on:

- **Kliendi keskmine erikahjufunktsioon** *ACDF /average customer damage function/* – keskmise kliendi aastane katkestuskahju tarbitud kWh või aasta koormustipu kW kohta sõltuvalt katkestuse kestusest. Hinnatakse kas koormuspunkti, tarbimissektori või kogu riigi kohta
- **Katkestatud võimsuse hind** *CD /cost of interrupted demand/* – keskmine tarbijatele toitekatkestuse tulemusel tekitatud kahju katkestatud (või eeldatavalt katkestatava) koormusvõimsuse ühe kW kohta (kr/kW)
- **Andmata energia hind** *CENS /cost of energy not supplied/* – andmata energiaühiku hind leituna tavalise keskmisena üle võimalike katkestuste vahemiku – kasutatakse, kui puudub informatsioon katkestuskestuste tõenäosuste kohta ja eeldatakse nende ühtlast jaotust üle vaadeldava kestuste vahemiku. Täpsema tulemuse annab katkestuskestuste tõenäosusjaotuse arvestamine, rakendades andmata energia hinna näitajaid *VOLL* või *IEAR*.
- **Andmata energia hind** *VOLL /value of lost load/* – andmata energiaühiku hind, mis leitakse, arvestades erineva kestusega katkestuste esinemise tõenäosusi
- **Andmata energia hind** *IEAR /interrupted energy assessment rate/* – andmata energiaühiku hind leituna klientide oodatava aastase katkestuskulu ja oodatava klientidele andmata aastane energiakoguse suhtena. Viimased hinnatakse erikahjufunktsiooni *ACDF* ja süsteemi töökindluse näitajate abil

Neid näitajaid ja nende hindamist käsitleme põhjalikumalt allpool.

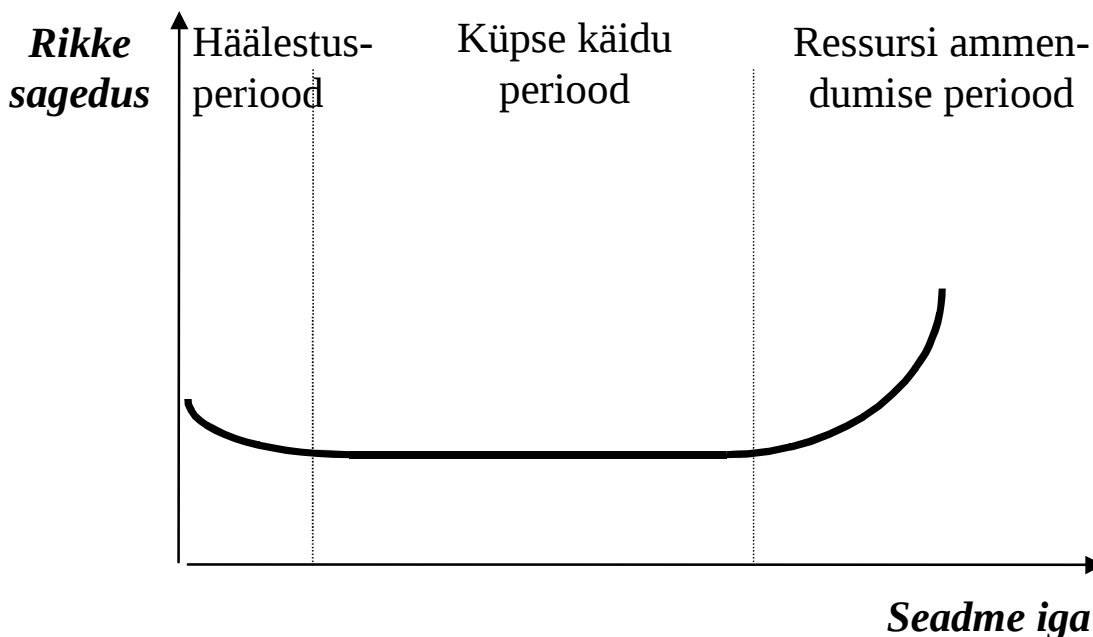
3. RIKETE JA ELEKTRIKATKESTUSTE PÕHJUSED

Klientide elektritoite katkestusi võivad põhjustada väga mitmesugused tegurid, nagu seadmete rikked või tõrked, loomad ja linnud, karmid ilmaolud, inimlikud eksitused ja muu inimtegevus.

Nende põhjuste mõistmine on oluline töökindluse analüüsil ja efektiivsete praktiliste lahenduste leidmisel.

3.1 Seadmete tõrked

Igal elektrivõrgu seade või element võib teatud tõenäosusega tõrkuda või rikneda. Seejuures see tõenäosus muutub aja jooksul. Seadmete töökindluse tüüpilist muutumist ajas illustreerib joonis 3.1.



Joonis 3.1. Tüüpiline töökindluse sõltuvus ajast

Peale seadme paigaldamist (häälestusperioodil) võib seade rikneda tootmisvigade, transpordil saadud vigastuste või paigaldusvigade tõttu. Kõpse käidu perioodil võivad tõrke põhjusteks olla ülekoormus või liigpinged, aga ka loomad, ilmaolud ja rida muid asjaolusid. Ressursi ammendumise perioodil võib seade rikneda kronoloogilise vanuse, termilise eluea ammendumise, materjalide keemilise lagunemise, saastatuse või mehaanilise kulumise tõttu.

Vaatleme alljärgnevalt põhiliste elementide tõrkeid, mis omavad olulisemat mõju elektrivarustussüsteemi töökindlusele.

3.2 Trafod

Trafod mõjutavad elektrivõrgu töökindlust kahel viisil: tõrked (seisakud) ja ülekoormused.

Trafo avarii võib põhjustada tuhandete klientide elektrikatkestuse. Sel juhul püütakse sageli katkestatud tarbijad ümber lülitada teiste trafode toitele. Kui reservtrafode võimsus on ebapiisav, tuleb otsustada, kas lubada trafode ülekoormust või mitte. Ülekoormuse tulemuseks on trafo eluea vähenemine.

Seega trafo ülekoormuse lubamine suurendab töökindlust antud hetkel, kuid suurendab ülekoormatud trafo tõrke tõenäosust tulevikus.

Olukorra mõistmiseks vaatleme lühidalt trafo koormatuse ja tööea vahekorda.

Trafode nimiaandmed põhinevad mähiste isolatsiooni eeldataval elueal määratletud temperatuuril. Nimiaandmed eeldavad tavaliselt:

- ümbrustemperatuuriks 30°C (või 20 °C)
- mähiste keskmiseks ülekuumendustemperatuuriks */temperature rise/* 55°C (vanemad tüübid) või 65 °C
- ülekuumendustemperatuuriks kõige kuumemas punktis 10°C või 15°C

Neile eeldustele vastavad arvutuslikud temperatuurid on toodud tabelis 3.1.

Tabel 3.1. Trafode arvutuslikud temperatuurid

Temperatuur	Vanemad tüübid	Uuemad tüübid
Ümbrustemperatuur	30°C	30°C
Mähiste keskmine ülekuumendustemperatuur	<u>55°C</u>	<u>65°C</u>
Mähiste keskmine temperatuur	85°C	95°C
Täiendav ülekuumendustemperatuur kõige kuumemas punktis	<u>10°C</u>	<u>15°C</u>
Kõige kuumema punkti temperatuur	95°C	110°C

Trafo nominaalne eluiga defineeritakse sageli kui aeg, mille jooksul isolatsioon kaotab 50% oma mehaanilisest tugevusest – nn **50% eluiga** */half-life/* (on ka palju muid määratlusi, nt aeg, mis kulub trafo kasutuselevõttust läbilöögini jms).

Nimelt temperatuuri tõusul nt üle 80 °C trafo A-klassi isolatsioonis intensiivistuvad mitmed keemilised protsessid. Neist olulisemad on õli hapendumine selles lahustunud hapniku juuresolekul ning tselluloosi lagunemine hapendumisproduktide, õlis oleva niiskuse ja kõrge temperatuuri mõjul. Kuna osa õli hapendumisprodukte moodustavad tahke isolatsiooni pinnal sültja sademe, siis halveneb isolatsiooni soojusjuhtivus ning tõuseb mähiste temperatuur, mis omakorda kiirendab keemilisi protsesse. Lõpptulemusena muutub tahke isolatsioon rabe-

daks, s.t kaotab oma mehaanilise tugevuse. Selle tulemusel võib isolatsioon voolutõugete tagajärjel mureneda – tekib isolatsiooni läbilöök. Isolatsiooni läbilöök võib olla tingitud ka dielektrikuskadude tunduvalt kasvust. Keemiliste protsesside mõjul tekkivaid muutusi isolatsioonis nimetatakse vananemiseks - trafol on olemas teatav **isolatsiooniressurss**.

Vananemise intensiivsus kasvab eksponentsiaalselt temperatuuri tõusuga. Isolatsiooni eeldatav eluiga on määratav nn Arrheniuse seadusega:

$$T_{iga} = 10^{\frac{K_1}{273+\Theta} + K_2} \text{ tundi} \quad (3.1)$$

kus Θ – isolatsiooni temperatuur

K_1, K_2 – empiirilised konstandid, mis määratakse vananemiskatsetega ja mille väärtused standardsetele trafodele on leitavad kirjandusest – vt tabel 3.2, kus on näidatud ka kõige kuumema punkti temperatuur, mille puhul vananemise kiirus suureneb kaks korda.

Tabel 3.2. Konstantide K_1 ja K_2 väärtused

Trafo tüüp	K_1	K_2	Kuumema punkti temp., mille puhul vananemise kiirus kahekordistub
Toitetrafo, $\Theta_{\text{ülekuumendus}} = 55^\circ\text{C}$	6972,15	-14,133	$95^\circ\text{C} + 5.9^\circ\text{C}$
Toitetrafo, $\Theta_{\text{ülekuumendus}} = 65^\circ\text{C}$	6972,15	-13,391	$110^\circ\text{C} + 6.4^\circ\text{C}$
Jaotustrafo, $\Theta_{\text{ülekuumendus}} = 55^\circ\text{C}$	6328,80	-11,968	$95^\circ\text{C} + 6.6^\circ\text{C}$
Jaotustrafo, $\Theta_{\text{ülekuumendus}} = 65^\circ\text{C}$	6328,80	-11,269	$110^\circ\text{C} + 7.1^\circ\text{C}$

Sageli kasutatakse trafo suhtelise eluea $T = \frac{T_{iga}}{T_{N\ iga}}$ vähenemise hindamiseks sõltuvalt kõige kuumema punkti temperatuurist lihtsustatud valemit

$$T = 2^{-(\Theta - \Theta_N)/\Delta} \quad (3.2)$$

kus T_{iga} – trafo tegelik eluiga

$T_{N\ iga}$ – trafo nominaalne eluiga

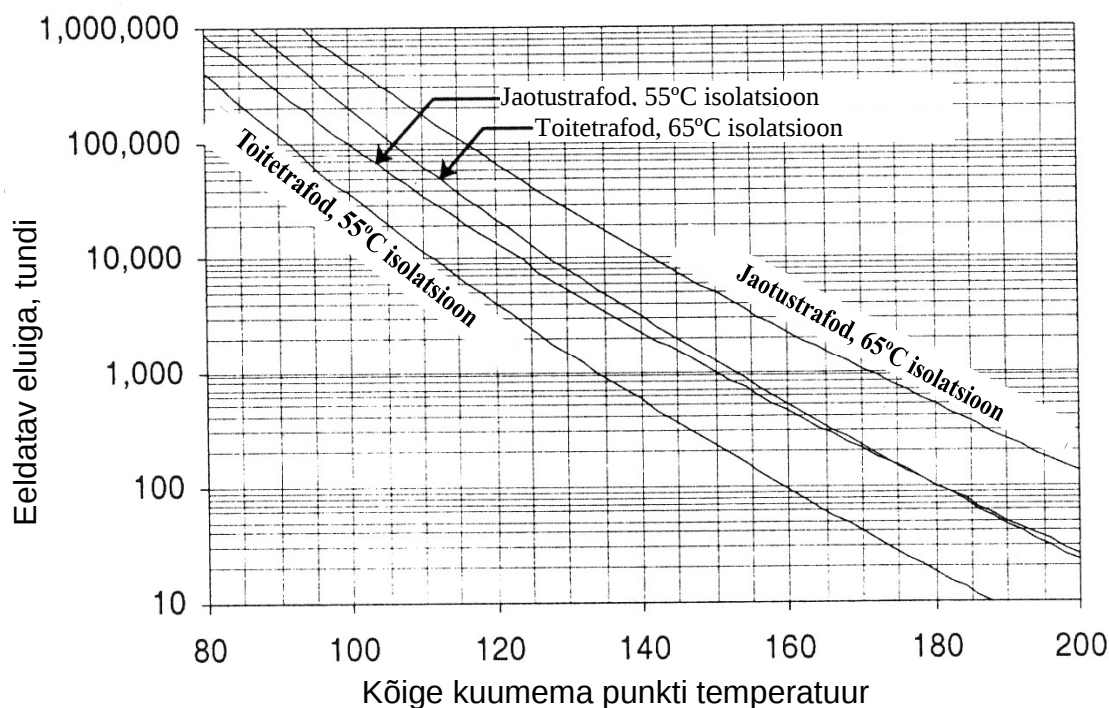
Θ_N – nominaalne kõige kuumema punkti temperatuur

Θ – kõige kuumema punkti tegelik temperatuur

Δ – konstant, mille väärtuseks võetakse 6°C

Valemit (3.2) nimetatakse ka **kuue kraadi reegliks** – temperatuuri muutus 6°C võrra muudab isolatsiooni suhtelist kulumist (trafo tööiga) kaks korda.

Joonisel 3.2 on toodud 50% eluea sõltuvused kõige kuumema punkti temperatuurist.



Joonis 3.2. 50% eluea sõltuvused kõige kuumema punkti temperatuurist

Majanduslikult otstarbekas isolatsiooniresurss valitakse nii, et trafo niimitingimustel oleks tema eluiga 20 - 30 aastat.

Trafode temperatuur ei tõuse hetkeliselt ülekoormuse tekkimisel. Tänu trafo korpuse, mähiste, südramiku ja õli küllalt suurele soojusmahtuvusele võivad kuumenemise ajakonstandid ulatuda mitme tunnini. See võimaldab lubada trafode lühiajalist ülekoormust ilma, et eluiga väheneks, kui esialgne temperatuur (koormatus) on alla nominaalse. Küll väheneb eluiga, kui temperatuurid tõusevad üle nominaalse.

Enamik elektriülevõtteid aktsepteerib trafode eluea mõningat vähenemist nende ülekoormuse tõttu hädaolukordades.

Suured ülekoormused võivad põhjustada trafode tõsiseid avariisid. Õli ülakihtide temperatuur ei tohiks kunagi ületada 100°C 55°C isolatsiooniga trafodel ja 110°C 65°C isolatsiooniga trafodel. Vastasel korral tekib trafoõli väljavoolamine, tõuseb rõhk paagis ja võib esineda paagi purunemine. Mähiste temperatuuri tõus üle 140°C võib õli niiskumise korral tekitada aurumulle ja põhjustada siseisi lühiseid. Nende asjaolude tõttu ei tohi trafode ülekoormus kunagi ületada 200%.

Kuigi ülekoormused mõjutavad oluliselt trafo eluiga ja nende töökindlust, on märksa ohtlikumaks lühised trafo toidetavas võrgus. Sel juhul läbivad trafot suu-

red lühisvoolud, mis põhjustavad suuri mehaanilisi jõude mähistele – need on võrdelised läbiva lühisvoolu ruuduga. Kui soojuslik vananemine on muutnud trafo isolatsiooni küllalt rabedaks, võib see jõudude toimel praguneda ning põhjustada sisemise lühise.

Sisemiste lühiste oht on suurem madala reaktantsiga trafodel. Kuna autotrafode reaktants on väga väike, on nendel avariide sagedus suurem kui tavatrafodel.

Töökindluse kindlustamisel on oluline jälgida trafode olukorda, et õigeaegselt avastada tekkinud probleeme, enne kui need jõuavad areneda tõsisteks avariideks. Lihtsaimaks mooduseks on audiovisuaalne jälgimine. Kompleksemad meetodid hõlmavad koormuskatseid, võimsusteguri mõõtmisi, kõrgepingekatseid, lahustunud gaaside analüüse jms. Osa neist katsetest ja analüüsides toimub pidevalt – nn seisundi monitooring, mille käigus informeeritakse operaatorit jooksvalt, kui mõni jälgitav näitaja ületab vastava läviväärtuse.

Trafodel on rida abiseadmeid, mis samuti võivad rikneda. Pumpade ja ventilatorite rikked ei põhjusta otseselt trafode seisakuid, kuid halvendavad jahutustingimusi ning seega trafo koormatavust.

Isolatsiooni mõranemine või tihendite purunemine võivad põhjustada seisakuid, kuid nad on avastatavad suhteliselt kiiresti ja parandatavad suhteliselt odavalt.

Oluliseks rikete allikaks on ajalooliselt olnud õlitäitega koormatult toimivad astmelülitid, mis vähendavad tunduvalt trafode töökindlust. Uuemates seadmetes rakendatakse vaakuumtehnoloogiat, mis on vähendanud märgatavalt astmelülitite rikete sagedust.

3.3 Maakaablid

Maakaablite töökindlus on eelkõige seotud elektrokeemilise lahenduskanali või vesipuu tekkega */electrochemical and water treeing/*. Nähtused ilmnevad, kui niiskus imbub elektrivälja olemasolul kaablisse ja vähendab kaabliisolatsiooni elektrilist tugevust. Kui niiskus tungib ekstrudeeritud dielektrikusse, nagu põiksidestuses polüetüleen (XLPE) või etüleen-propüleenkumm (EPR), tekivad seal puutaolised lahenduskanalid, mis vähendavad kaabli taluvpinget.

Kui isolatsiooni elektriline tugevus on oluliselt vähenenud, võivad transientliigpinged (kommutatsiooni- või välguliigpinged) põhjustada isolatsiooni läbilöögi.

Elektrokeemiline lahenduskanali või vesipuu teke on tugevasti korreleeritud kaabli termilise vananemisega, kuna niiskuse absorbeerumine toimub kiiremini kõrgematel temperatuuridel.

Vesipuu teke on laialt levinud ja kulukas probleem elektriettevõtetele, kel on palju vanu XLPE kaableid (EPR kaablitel pole see probleem üldiselt oluline).

Kaablitootjad on välja töötanud kaitsekestaga ja vesipuu tekke aeglustusega /tree retardant/ kaablid (TR-XLPE). Kaitsekest väldib kaabli niiskumist eest ning kaitseb kontsentrilist neutraaljuhti korrodeerumise eest. Vesipuu tekke aeglustusega isolatsioon aeglustab vesipuu teket niiskuse imbumisel kaablisse.

Elektriettevõtted võivad ka paigaldada liigpingepiirikuid kaablite tõusupostidele.

Elektrokeemiline lahenduskanali või vesipuu teke on tihedalt seotud tootmiskvaliteediga. Lisandid ja tühikud isolatsioonis kiirendavad niiskuse imendumist ja vähendavad märgatavalt kaabli eluiga.

Et vähendada halva kvaliteediga kaablite kasutamise tõenäosust, soovitatakse hoolikalt kontrollida kõiki kaablitrumleid ja aeg-ajalt ka olemasolevaid kaabelliine. Laialdasemalt kasutatavad katsetused:

- **Püsipinge taluvuskatse** – purustav katse, mille puhul rakendatakse konstantne vahelduv- või alalispinge (umbes kolmekordne nimipinge) jälgimaks, kas ilmneb isolatsiooni läbilöök.
- **Impulsstaluvuskatse** – purustav katse, mille puhul rakendatakse kaabli nimitaluvusele lähedane transientpinge jälgimaks, kas ilmneb isolatsiooni läbilöök.
- **Osalahenduskatse** – kaabli ühest sisestatakse nõrk kõrgsageduslik signaal. Sensorite (tajurite) abil tuvastatavad peegeldused näitavad osalahenduspiirkondade arvu ja asukohta.
- **Võimsusteguri katse** – mõõdetakse kaabli võimsustegur ja võrreldakse kaabli omaga, mille vananemise määr on teada.
- **Dielektriku spektroskoopia** – mõõdetakse kaabli võimsustegur teatud sageduste vahemikus (nt 0,1 Hz ...20 kHz). Koostatakse võimsusteguri sagedusest sõltuvuse graafikud, mille võrdlemine võimaldab hinnata kaablinäidiste seisukorda.
- **Polümerisatsiooni astme määramine** – sooritatakse laboris. Analüüs on sobiv paberisolatsioonile, mitte eriti aga ekstrudeeritud dielektrikule.
- **Sälkkatse** – spetsiaalsete kaabli salkija (indentori) abil katsetatakse isolatsiooni mehaanilist tugevust.

Olemasolevate kaablilõikude katsetamine nõuab nende pinge alt vabastamist, mis võib põhjustada ebamugavusi klientidele. Seetõttu tehakse jõupingutusi pinge all katsetuste tehnoloogiate väljatöötamiseks.

Katsetustel ilmnenuv mittesobivad kaablilõigud tuleb asendada.

Kaablite asendamise alternatiiviks on nende nn noorendamine: kaablilõigu otsesse paigaldatakse spetsiaalsed otsikud. Lõigu ühest otsast surutakse mitme nädala vältel kaablisse spetsiaalset vedelikku. See täidab tühikud kaabli isolatsioonis ja taastab tema elektrilise tugevuse. Noorendamine võib suurendada kaabli eluiga aastakümnete võrra ja võib osutada parimaks lahenduseks piirkondades, kus kaabli asendamine on kallis.

Enamik kaablivõrkude rikkeid esineb jätku-, hargnemis- ja lõpumuhvides. Lisaks vesipuu tekkimisele võivad kaabli tarvikute rikked olla põhjustatud mehaanilisest rõhust, mis tekib vee ja alumiiniumi reageerimisel vabaneva vesiniku toimel.

Vee tungimine muhvidesse on suuresti sõltuv töötajate meisterlikkusest. Niiskumist aitab vähendada töötajate vastav koolitus ning veekindlate termokahanevate katete kasutamine.

Tõsiseid kaablite rikkeid võivad põhjustada lühisvoolud, mille toimel võib sulada või keemiliselt läbi lüüa kaabli isolatsioon. Järgnev valem võimaldab hinnata aega t_{max} , hiljemalt mille jooksul tuleb lühisvool katkestada, et vältida isolatsiooni riknemist:

$$t_{max} = C_1 \times \left(\frac{A_{kcmil}}{I_{sc}} \right)^2 \times \log \left(\frac{T_m + C_2}{T_0 + C_2} \right) \text{ sekundit} \quad (3.3)$$

kus T_0 – esialgne käidutemperatuur (tüüpiliselt 90°C plastisolatsioonile)

T_m – suurim lubatav temperatuur lühisel (tüüpiliselt 250°C plastisolatsioonile)

C_1 – juhtmematerjali konstant (Cu – 29700, Al – 12500)

C_2 – juhtmematerjali konstant (Cu – 234, Al – 228)

A_{kcmil} – kaabli soone ristlõige kiloring-millides

I_{sc} – kaablit läbiv lühisvool, A

Ring-mill /circular mill, cmil/ – USA juhtme ristlõikepinna ühik – ringi pindala, mille läbimõõt on 10^{-3} tolli.

$$\text{cmil} \approx 5,066 \times 10^{-4} \text{ mm}^2; \quad \text{kcmil} = 1000 \text{ cmil} \approx 0,5067 \text{ mm}^2$$

Kirjandusest, nt, võib leida t_{max} graafikud sõltuvalt lühisvoolu suuruselt erinevatele juhtmemarkidele.

3.4 Õhuliinid

Enamik õhuliinide tõrkeid on tingitud välistest põhjustest – puud ja põõsad, loomad, ilmastik. Vigastused suurte voolude tõttu tunduvad harvemad kuna paljasjuhtmed taluvad märksa kõrgemaid temperatuure, kui isoleerjuhtmed.

Siiski vähendavad suured voolud ka paljasjuhtmetega liinide töökindlust.

Suurte voolude korral suureneb tänu soojuspaisumisele juhtme riipe ning vähenavad õhkvahekiud. Seetõttu suureneb faasijuhtmete kokkupuute ja seega läbilööride oht. Õhkvahekiud võivad muutuda väiksemaks lubatutest. Tänu soojuslikule inertsile (ajakonstandid piires 5...20 minutit) on siiski lubatav lühiajaline ülekoormus ilma rippe suurenemise ohuta.

Siiski tuleb liinide käidu jooksul arvestada ripete suurenemist koormuste kasvu ja juhtmete roome nähtuse toimet. Seda tuleb arvesse võtta liinide projekteerimisel ja juhtmete paigaldamisel.

Suured voolud võivad põhjustada juhtmematerjali karastumist. See vähendab nende tõmbetugevust ning suurendab katkemise ohtu.

Suurte lühisvoolude toimet võivad juhtmed sulada ja katkeda. Maksimaalne juhtmele lubatav lühisvool sõltub voolu kestusest ja juhtmete takistusest, soojusmahtuvusest, algtemperatuurist ja sulamistemperatuurist.

Järgnev valem võimaldab hinnata juhtmetele lubatavat maksimaalset lühisvoolu I_{SC} (nn Sverak'i valem):

$$I_{SC} = 5,0671 A_{kcmil} \sqrt{\frac{TCAP}{\lambda_m \rho_{20} \alpha_{20} t} \ln \left| \frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_0} \right|} \quad \text{A} \quad (3.4)$$

kus A_{kcmil} – juhtme ristlõige kiloring-millides

$TCAP$ – juhtmematerjali soojusmahtuvus ($\text{J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$)

λ_m – magnetiline efekt (≈ 1)

ρ_{20} – juhtme eritakistus temperatuuril 20°C ($\mu\Omega/\text{cm}$)

α_{20} – juhtmematerjali eritakistuse temperatuuritegur temperatuuril 20°C ($1/^\circ\text{C}$)

K_0 – juhtmematerjali juhtivuse temperatuuritegur temperatuuril 0°C ($^\circ\text{C}$)

t – lühisvoolu suurim kestus, enne kui juhe hakkab sulama (sek)

T_0 – juhtme algtemperatuur ($^\circ\text{C}$)

T_m – juhtme suurim temperatuur enne kui juhe hakkab sulama ($^\circ\text{C}$)

Toodud tegurid on leitavad teatmikest.

Kirjandusest võib leida juhtmete sulamise algustemperatuuri t_{max} graafikud sõltuvalt lühisvoolu suurusest erinevatele juhtmemarkidele.

Paljud õhuliinide töökindluse probleemid on seotud liini muude elementidega, nagu klemmid, lülitid, sulavkaitsmed, pingepiirikud, pingeregulaatorid jms, aga ka mastid ja tõmmitsad. Paljud nende elementidega seotud probleemid on avastatavad mitmesuguste ülevaatustega, nagu:

Visuaalne vaatlus – kas jalgsi, jalgrattal või autoga. Võimaldab jälgida mastide, tarvikute ja isolaatorite seisundit ning avastada nende vigastusi.

Raadiohäirete jälgimine – pragnenud isolaatorid, sädelus klemmides või katkenud juhtme kiududes võivad tekitada raadiomüra, mida avastavate vastatakse raadiovastuvõtjate abil. Müra analüüs võimaldab selgitada tema allika.

Infrapunane vaatlus – võimaldab avastada ülekuumenenud ja seega mittekorras tarvikuid.

Aerovaatlus – visuaalne ja infrapunane vaatlus on efektiivselt tehtav õhust – kas helikopterilt või väikelennukilt. Võimaldab vaatlusi kiiresti suures ulatuses, raskesti ligipääsetavates piirkondades ning sageli avastada rikkeid, mis jäävad avastamata vaatlustel maa pealt.

Lülitite ja katkestite kontroll – lülitid ja katkestid, mida pole hiljaaegu kasutatud, võivad põhjustada mitmesuguseid töökindluse probleeme. Nad võivad olla kinni roostetanud, külmunud või sulanud või nende osad võivad olla kooldunud või purunenud. Sellised asjaolud ei põhjusta otseselt liini tõrkeid (seisakuid), kuid võivad takistada liini lülitamist hädaolukorras. Kontroll on üsna kulukas ja võib põhjustada klientide toitekatkestusi.

Sulavkaitsmete kontroll – jaotusvõrkude sulavkaitsmed on koordineeritud omavahel ja releekaitsesüsteemidega. Peale sulavriba läbipõlemist võib montöör selle asendada vale suurusega ribaga ja põhjustada selektiivsusprobleeme. eriti tõsised tagajärjed võivad olla sulavriba asendamisel traadijupiga (sulavriba pole käepärast või põleb paigaldamisel uuesti läbi). Sulavkaitsmete kontrollil tuleb vältida toitekatkestusi – sillata eelnevalt kaitse.

Puitmastide kontroll – puitmastide tugevus vananemisega väheneb. Enamik probleeme tekib maapinna lähedal, kus niiskus põhjustab mädanemist. Täiendavaid vigastusi võivad tekitada nt autoavariid, tulekahjud jms. Lihtsaimaks masti seisukorra hindamise mooduseks on temale koputamine haamriga – kogenud kõrv avastab mädanikukoldeid. Keerulisemad meetodid – proovide võtmine, sonogrammid, sälkimiskatsed ja elektrilise takistuse mõõtmine.

Alla kukkunud juhtmed tuleb kiiresti kõrvaldada.

3.5 Võimsuslülitid

Võimsuslülitid on komplitseeritud seadmed, mis võivad tõrkuda mitmel viisil: rikneda sisemise lühise tagajärjel, spontaanselt välja lülituda, kui nad seda ei peaks, tõrkuda sisse lülitumast jne – vt tabel 3.3.

Tabel 3.3. Võimsuslülite tüüpilised tõrked ja nende osakaal

Tõrke iseloom	% tõrgete koguhulgast
Väärväljalülitumine	42
Sisemised lühised	32
Tõrge väljalülitumisel	9
Vigastunud edukal väljalülitumisel	7
Tõrge sisselülitumisel	5
Vigastunud sisselülitumisel	2
Vigastunud hoolduse või katsetuste käigus	1
Viga on avastatud hoolduse või katsetuste käigus	1
Muud	1
Kokku	100

Väärväljalülitumine on tüüpiliselt tingitud kaitseseadmete koordineerimatusest või releede ja abijuhistiku rikega, aga ka inimliku eksituse tulemusena. Väärväljalülitumiste hulga vähendamiseks tuleb kontrollida kaitseseadmete selektiivsust, releede sätteid, mõõtetrafode ülekandesuhteid ja abijuhistiku seisundit.

Tõrked välja- või sisselülitumistel võivad olla põhjustatud abijuhistiku riketest, laadimata täiturmehhanismist, ajami riketest või lihtsalt lüliti kinni jäämisest. Seda laadi vigu püütakse avastada perioodiliste hoolduste ja katsetuste käigus.

Sisemised lühised võimsuslülites võivad olla põhjustatud isolatsiooni riknemisest, nagu trafode puhulgi. Isolatsiooni elektrilise tugevuse katsete iseloom sõltub isoleerivast keskkonnast (õhk, õli, elegaas SF₆ või vaakuum).

Võimsuslülite rikete põhjustajaks võib olla veel kontaktide erosioon. Igal võimsuslüliti operatsioonil aurustub väike kogus kontaktide materjali. Viimane on arvutatav valemiga:

$$C = (u \cdot I \cdot t) / H \quad \text{g} \quad (3.5)$$

kus u – pingekadu kontaktidel (V)

I – kontakte läbiv vool (A)

t – voolu kestus (sek)

H – kontaktimaterjali aurustussoojus (J/g)

Rakendada tuleks võimsuslülite seisundi, k.a kontaktimaterjali kumulatiivse kao, pidevmonitooringut. Jälgida tuleks voolu, lülitamise aega, kontaktide kiirust, kontaktide vetruvust ja täituri laadimisaega.

3.6 Pingepiirikud

Sagedasemad on vanemat tüüpi, s.t ränikarbiidpiirikute tõrked tänu neis sisalduvale õhupilule. Viimasesse võib tungida niiskus, mis vähendab õhupilu elektrilist tugevust ning põhjustab roostetamist. Kuumenemisel tekkiva veeauru rõhk võib tekitada mehaanilisi vigastusi nii normaaltalitusel kui liigpingete puhul. Muudeks tõrgete põhjusteks on piiriku vananenud plokid ja välgulöögid.

Metalloksiidpiirikutega seonduvad neli peamist tõrke põhjust: läbilöök, soojuslik lõhkemine, pragunemine tõmbe või surve tagajärjel.

Pragunemine ja läbilöök on põhjustatud voolu lokaliseerumisega – see põhjustab lokaalset kuumenemist ning mehaanilisi pingeid ebaühtlase paisumise tõttu.

Läbilöök esineb suurema tõenäosusega väiksema saledusega piiriku ketastes, kus voolutihedus pole väga suur. Pragunemine on tõenäolisem saledate ketaste puhul, kus voolutihedused on suured. Pragunemist ja läbilööki ei esine väikeste voolude korral, kuna kuumenemine on piisavalt aeglane et temperatuur jõuaks ühtlustuda.

Väga suurte voolutiheduste puhul on kõige sagedasemaks soojuslik lõhkemine, kuna piirik ei tule toime läbiva energiahulgaga.

3.7 Isolaatorid ja läbiviigud

Isolaatorite ja läbiviikude põhimaterjalideks on klaas ja portselan (vanem tehnoloogia) ja polümeerid. Viimaste populaarsus kasvab tänu nende suuremale tugevusele ja väiksemale haprusele.

Isolaatorite ja läbiviikude tõrked on seotud dielektriku üle- või ka läbilöögiga. Ülelöögiga kaasnev vool võib olla väike või isesumbuv. Vahel võib aga tekkida madala takistusega kaar, s.t lühis, mis võib viia isolaatori purunemisele.

Isolaatorite ja läbiviikude elektriline tugevus väheneb saastumise tulemusel (sool mere ääres, väetised, tuhk, tööstussaaste, sõidukite heitgaasid, soolane udu jne). Pikka aega saastunud isolaator võib märgades tingimustes üle lüüa.

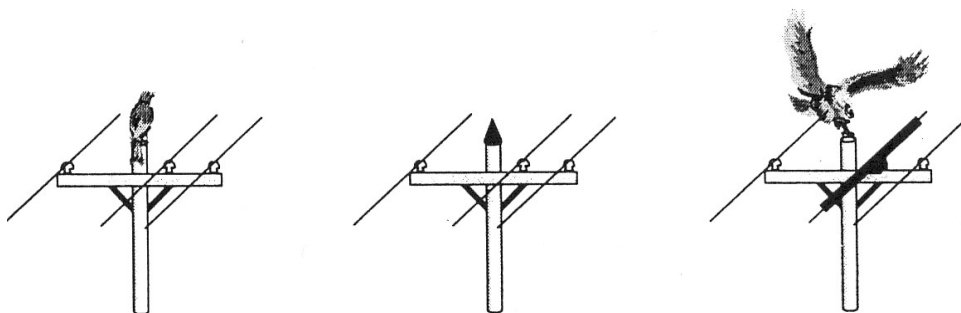
Ülelöövide tõenäosust saastumise toime aitab vähendada isolaatorite ja läbiviikude regulaarne pesemine. Pesemise sagedus sõltub saaste määrast ja iseloomust, isolaatori konfiguratsioonist, maksumusest ja mõjust toitepidevusele.

Üheks võimaluseks on ka täiendavate isoleerseelikute paigaldamine.

3.8 Linnud ja loomad

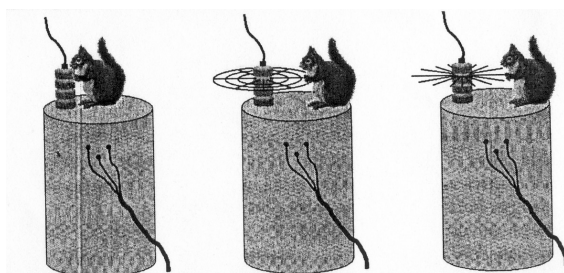
Linnud – on üsna sagedaseks õhuliinide ja õhkisolatsiooniga alajaamade rikete põhjustajaks. Põhjustatavate probleemide järgi liigitatakse linnud üldiselt:

- **Pesitsevad linnud** – rajavad pesad mastidele ja alajaamadesse. Pesa materjal võib esile kutsuda lühiseid, linnusõnnik saastab isolaatoreid. Pesade eemaldamine on raskendatud, kuna linnud püüavad säilitada samad pesitsuskohad. Pesitsevad linnud meelitavad ligi ka kiskjaid (kassid, maod, pesukarud, röövlinnud), kes vahel põhjustavad suuremaidki probleeme, kui linnud ise.
- **Puhkavad linnud** – tekitavad lühiseid ja isolaatorite mustumist. Osa suuremaid linde tühjendavad oma soolestiku lendu tõusul. Ohtlikumad on linnuparved. Rakendatakse puhkamist ja lühiseid takistavaid vahendeid (joonis), linnuparvede hirmutamist (pürotehnilised vahendid, pistrikud) jms.



Joonis 3.3. Lindude puhkamise takistamine ja lühiste vältimine

- **Röövlinnud** (kotkad, kullid, haigrud, öökullid) – tekitavad samu probleeme kui eelmised. Lisaks on tänu tiibade suuremale siruulatusele (1-2 m) nad sagedasemaks lühiste põhjustajaks. Täiendavaks probleemiks on asjaolu, et suurem osa röövlinde on looduskaitse all ning nende hukkumine võib tekitada looduskaitseprobleeme.
- **Rähnid** võivad tekitada tõsist kahju puitmastidele. Rakendatakse rähnitõrje vahendeid. Arvestada tuleb võimalust, et rähnid on kohaliku looduskaitse all.
- **Oravad** on probleemide põhjustajaks metsaste piirkondades. Nad küll ei roni mastidele, võivad aga neile hüpata, kui mastid jäävad nende liikumisteedele ning põhjustada lühiseid. Probleemide vältimiseks paigaldatakse plastiktõkkeid isolaatoritele ja läbiviikudele.



Joonis 3.4. Oravatõkke näiteid

- **Hiired ja rotid** (ka vesirotid, suslikud) on elektrivõrkudele tekitatava kahju poolest loomadest esikohal. Tekitavad kahju maakaablitele ja alajaamade kaablitele, purudes läbi nende isolatsiooni ja tekitades lühiseid. Et takistada näriliste kahjulikku tegevust, tuleb hoolikalt tihendada pääsud kaablijuhtidesse ja –tunnelitesse ning alajaamade ruumidesse. Mõned elektriette võtted rakendavad näriliste peletamiseks ultraheli seadmeid.
- **Suured loomad** (kariloomad, põdrad, hirved, karud) võivad kahjustada eelkõige mastide tõmmitsaid. Selle vältimiseks tuleb viimased muuta paremini nähtavaks või tõkestada.
- **Muud loomad**. Paljudes maades tekitavad tõsiseid probleeme maod, olles loomade poolt põhjustatud lühiste osas koguni näriliste järel teisel kohal. Tõsiseks probleemiks on ka sipelgad ja termiidid, kes kahjustavad isolatsiooni ja kelle pesade materjal võib tekitada lühiseid.

3.9 Ilmastik

Rasked ilmaolud on suurimaks rikete ja toitekatkestuste põhjustajaks. Normaalses ilmaoludes on elektrivõrgu rikked üksteisest sõltumatud sündmused ning mitme üheaegse rikke või avarii esinemine on vähe tõenäoline. Rasketes ilmaoludes esineb hulgaliselt samaaegseid seisakuid ja katkestusi. Elektriette võtete piiratud ressursside tõttu võib nende kõrvaldamine nõuda küllalt pikka aega. Seega võivad klientide toitekatkestused olla ulatuslikud ja kauakestvad.

Tuul. Tormituuled, eriti trombid ja orkaanid, põhjustavad väga suuri kahjustusi, nagu mastide murdumine, puude langemine liinidele, alajaamade kahjustused. Tormituulte sagedus ja tugevus on viimasel ajal kasvanud.

Lisaks põhjustavad tuuled järgmisi nähtusi.

- **Juhtmete kiikumine** /*swinging*/ – võib põhjustada juhtmete kokkupuuteid ja sellega kaasnevaid lühiseid.
- **Juhtmete hüplemine** (tants) /*galloping*/ – tekib tavaliselt jäite kogunemisel juhtmeile. See loob juhtmeil aerodünaamilise pinna, mis võib tekitada suuri vertikaalseid tuule jõude juhtmetele ja mastidele. Hüplemise amplituud on tavaliselt võrdne visangu pikkusega. Tulemuseks võivad olla juhtmete kokkupuuted ja lühised ning juhtmete katkemine läbisulamise tõttu. Hüplemise vältimiseks paigaldatakse visangutesse summutid.
- **Juhtmete vibratsioon** /*aeolian vibration*/. Tuul tekitab juhtmete ümber pööriseid. Kui nende sagedus ühtib juhtmete omavõnkesagedusega, tekib juhtmete väikese amplituudiga (alla juhtme läbimõõdu) võnkumine – vibratsioon. Vibratsioon ei põhjusta kohest riket, kuid tekitab juhtmematerjali väsimist kinnitusklemmide juures ning kiirendab seega juhtmete vananemist ja katkemisvõimalust.

Juhtmete omavõnkesagedus on võrdeline tõmbega juhtmeis ning pöördvõrdeline juhtmete kaalu ja visangu pikkusega ning on tüüpiliste visangute puhul piires 0,1...1 Hz. Tuulepööriste sagedus on võrdeline tuule kiirusega ja pöördvõrdeline juhtme läbimõõduga.

Tuulevibratsiooniga võitlemiseks kasutatakse vibratsiooni summuteid.

Äike. Äike toimib elektrivõrkudele

- **Otseste välgulöökidena:** välgu otselöök elektriliini või alajaama põhjustab ülelöögi ja lühise. Reeglina on tegemist mööduva lühisega, mis kaob lühisunud elemendi välja lülitamisel kaitseseadmete poolt. Kaitseks välgu otse-löökide vastu kasutatakse piksekaitsetrosse ja pingepiirikuid.

Välgulöökide oodatav arv jaotusvõrgu liini km kohta aastas:

$$N = \frac{(28h^{0,6} + w)k^{1,25}}{40225} \quad (3.6)$$

kus h – masti kõrgus

w – traaversi laius

k – äikesepäevade arv aastas

- **Kaudselt** löökidega lähedal asuvatesse objektidesse – puudesse, hoonetes-se jms. Tekkiva vooluimpulsiga kaasnev magnetväli indutseerib lähedal paiknevates juhtmetes pinge, mis on aga märksa väiksem kui otseste välgu-löökide puhul ning läbilöögi ja lühise tekkimine on kaitsetrosside ja pingepiirikute kasutamisel reeglina välistatud.

Jäide. Paks jäite või märja lume kiht võib põhjustada juhtmete katkemist või mastide murdumist. Jäite purunemine ja järsk maha kukkumine võib põhjustada juhtme üleshüppe ning kokkupuute ülal paiknevate juhtmetega. Jäite ja tuule koostoimel võib tekkida juhtmete hüplemine (vt eelpool). Paksu jää või märja lume toimel võivad liinile langeda puud või oksad ning tekitada lühiseid, põhjustada juhtmete katkemist või mastide vigastusi.

Temperatuur. Kõrge temperatuur võib põhjustada õhuliini juhtmete rippe ohtlikku suurenemist koos sellega kaasnevate ohtudega. Paljudes maades kaasneb kuuma ilmaga koormuse kasv (õhu konditsioneerid), mis põhjustab juhtmete täiendava kuumenemise. Koormuse kasv on eriti suur päikesepaiste ja suure õhu niiskuse korral. Väga tõsised tagajärjed on metsatulekahjudel.

Väga madalal temperatuuril võivad katkeda juhtmed ja vigastuda mastid.

3.10 Puud

Puud on äikese ja loomade kõrval üheks suuremaks rikete ja katkestuste põhjustajaks. Põhilised puudest tingitud rikked:

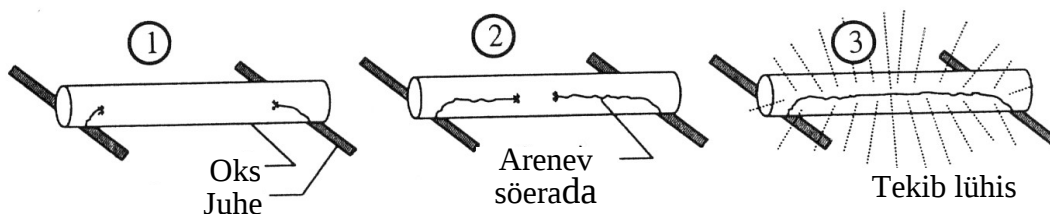
- Õhuliinide mehaanilised vigastused liinile langenud puude või okste toimel
- Juhtmete kokkupuude liinile langenud puude või okste toimel
- Juhtmete kokkupuude kasvavate okste toimel
- Juhtmete lühistamine neile langenud okste poolt
- Puudelt mastidele hüpanud loomade põhjustatud lühised

Puuokste sattumisel liini faasijuhtmetele ei põhjusta alati lühist. Toore puu okste takistus on tavaliselt piisav voolu piiramiseks mõne amprini. Kuivanud oksa takistus on veelgi suurem.

Oksa langemisel faasijuhtmetele algab kaks protsessi:

- 1) tekib väike vool, mis hakkab kuivatama puidu kiude
- 2) algab tselluloosi söestumine elektrivälja toimel mõlema juhtme lähedal

Kuivamisel suureneb oksa takistus ja väheneb vool. Samal ajal jätkub söestumine kummastki otsast. Kui oksa takistus suureneb piisavalt enne söeradade kohtumist, siis lühist ei teki. Vastasel korral tänu söeraja madalale takistusele tekib faaside vaheline lühis (vt joonis 3.5).



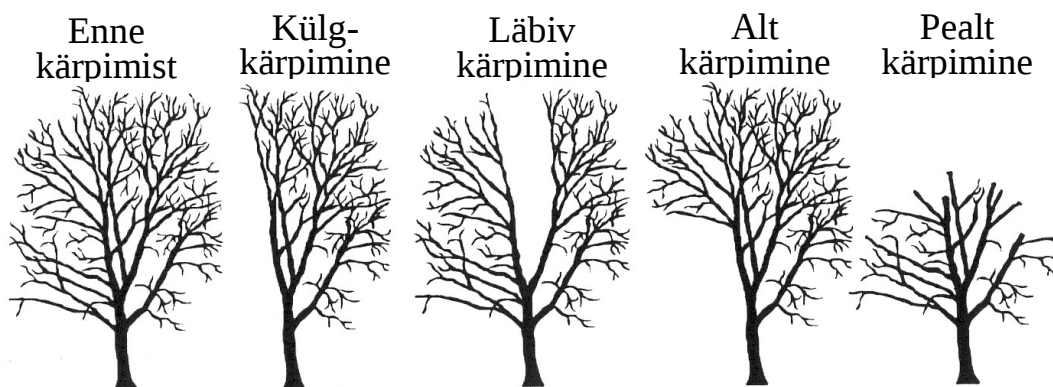
Joonis 3.5. Lühis oksa sattumisel faasijuhtmetele

Kas lühis tekib või mitte, sõltub suuresti pinge gradiendist. Pingel 35 kV ja rohkem tekib peaaegu 100% juhtudest lühis. Keskpingel 10-20 kV tekib lühis 50-80% juhtudest. Madalpingeliinide puhul ei teki lühist praktiliselt kunagi.

Lühise oht on seda suurem, mida jämedam on oks – takistus on väiksem. Toore puu oksad on ohtlikumad kui kuivanud oksad (suurem niiskusesisaldus).

Okste kokkupuude ühe juhtmega reeglina lühist ei põhjusta.

Lühiste vältimiseks okste puute tagajärjel kasutatakse spetsiaalset mastide konstruktsiooni (suurem faaside vahekaugus, juhtmete vertikaalpaigutus), õhukaableid ja puu okste kärpimist (joonis 3.6). Viimane on liini üks kulukamaid hooldetöid ja leiab vahel vastuseisu loodusesõprade poolt.



Joonis 3.6. Okste kärpimine

3.11 Inimtegevus

Paljud seisakud ja toitekatkestused on inimtegevuse otsese tegevuse tagajärjeks. Inimtegevused võivad olla tahtlikud (plaanilised katkestused, vandalism, terrorism) või mittetahtlikud (eksitused, liiklusõnnetused jms).

Plaanilised katkestused. Plaanilised katkestused on seotud plaaniliste hoolde- ja remonttöödega aga ka sundremontidega avastatud rikete ja vigastuste kiireks kõrvaldamiseks. Plaanilised katkestused on seotud ka võrgu laiendamisega (uute klientide liitumine, uute võrguobjektide käikulaskmine).

Plaanilistest katkestustest hoiatatakse kliente ette, mistõttu viimaste majanduslik kahju on tunduvalt väiksem, kui ootamatute katkestuste korral. Ka on katkestuste kestused reeglina lühemad, kuna võimalust mööda püütakse aegsasti kliendid ümber lülitada reservtoitele.

Eksitused. Inimlikud eksitused võivad olla väga erineva iseloomuga, kuid nad võib liigitada lülitamisvigadeks ning töötajate otsesteks ja kaudseteks vigadeks.

Ekslikud lülitamised võivad esineda võrgu skeemi rekonfigureerimisel (nt enne plaanilisi remonte, võrgukadude vähendamiseks, pingekvaliteedi parandamiseks jms). Võimsuslülitite väärväljalülitumised võivad tekkida ka nt abiahelate (releekaitse ja automaatikasüsteemide) kontrollimistel ja katsetustel.

Töötajate otsesed vead võivad tekkida töötamisel pingestatud seadmete vahetus läheduses (nt liini trasside puudest ja võsast puhastamisel võivad liinile kukkuda puud või oksad, alajaama seadmete remondil võib esineda juhuslikke pingestatud osade puuteid või kaablite vigastamisi).

Kaudsed vead võivad ilmnedu pingestamata seadmete remontide või hoolde järgsel taaspingestamisel – nt unustati eemaldamata maandused, seadmete sisse- musse unustati tööriistu, tehti faaside valed ühendused jms.

Sõidukitega seotud õnnetused – siia kategooriasse kuuluvad õhuliini mastide vigastused liiklusõnnetuste tagajärjel. Suhteliselt sagedasemad on õhuliinide vigastused ja avariid kraanatöödel. Väga harva esinevad väikelennukite ja helikopterite lennud õhuliini juhtmetesse.

Kaevetööd. Kaablivõrkude rikete üsna sagedaseks põhjuseks on kaabli vigastused kaevamistel, eriti kui neid tehakse teiste organisatsioonide poolt piisavalt koordineerimata võrguettevõttega.

Vaba aja veetmine. Mittetahtlike rikete teatud põhjustajaks võivad olla mudel-lennukid, tuulelohed, õhupallid.

Kuritahtlik tegevus. Sellesse kategooriasse kuuluvad:

- **Vandalism** – liini isolaatorite purustamine, liinijuhtmete lühistamine jms ulakusest.
- **Juhtmete ja elektriseadmete vargused.**
- **Terrorism** – edukad terroriaktisioonid põhjustavad reeglina väga ulatuslikke toitekatkestusi.

4. TÖÖKINDLUSE HINDAMINE

Töökindluse analüüsil võib eristada

- retrospektiivset analüüsi mineviku statistika põhjal eesmärgiga
 - määrata mitmesugused pt 2 vaadeldud töökindluse näitajad
 - analüüsida nende dünaamikat ja hinnata püstitatud eesmärkide saavutamise määra
 - võrrelda erinevate koormuspunktide, fiidrite, toitepiirkondade, elektriettevõtete ja riikide näitajaid
 - välja selgitada ebakindlalt toimivaid toitepiirkondi, alajaamu, liine või fiidreid ning võrgu tugevdamise vajadusi
 - kehtestada töökindluse näitajate normväärtused
- perspektiivset töökindluse hindamist planeerimise ja projekteerimise vajadusteks, et:
 - määratleda olemasoleva elektrivarustussüsteemi kitsaskohti
 - täiustada elektrivarustussüsteemi, et kindlustada töökindluslaste normväärtuste või lepingutega sätestatud nõuete täitmine
 - hinnata töökindluse tõstmise projektide efektiivsust
 - määrata võrgu laiendamise mõju töökindlusele
 - süstematiseeritult hinnata võimalikke alternatiive elektrivarustussüsteemi projekteerimisel

Käesolevas peatükis keskendume eelkõige töökindluse hindamisele planeerimise ja projekteerimise vajadusteks.

Perspektiivseks hindamiseks on vajalik järgmine lähteinformatsioon:

- **Analüüsitava võrgu(osa) skeem ja koormusandmed** – koormuspunktidesse ühendatud koormused ja klientide arvud, soovitavalt tarbimiskategooriate lõikes.
- **Üksikelementide töökindluse näitajad** – rikete ja seisakute statistika põhjal saadud keskmised seisakusagedused λ ning katketuste keskmised kestused r erinevat tüüpi seadmetele ja elektriliinidele. Viimastele antakse näitajad pikkusühiku, tavaliselt 100 km, kohta. Soovitav on kasutada kohalikul statistikal põhinevaid näitajaid, kuid nende puudumisel on laialt levinud praktikaks kasutada kirjanduses leiduvaid erinevate maade statistikate üldistamisel saadud näitajaid. Lülitusseadmete (lahk-, koormus- ja võimsuslülid, sulavkaitsmed) jaoks on vaja teada ka lülitustõrgete keskmisi määrasid.
- **Lülitusajad** – seksioneerivate lülitite ja sulavkaitsmete kohta peab olema teada keskmised lülitusajad, mis hõlmavad rikke lokaliseerimise, lähima lüliti

määramise ja lülitusoperatsiooni teostamise aega. Lülitusajad peavad põhinema analüüsitava võrgu(osa) lokaalsetel hinnangutel.

- **Keskmised ajad rikete kõrvaldamiseks** – hõlmavad rikke lokaliseerimise ja kõrvaldamise aega ning peaksid samuti põhinema analüüsitava võrgu(osa) lokaalsetel hinnangutel.

Tänaseks on välja töötatud terve rida mitmesuguseid töökindluse hindamise mudeleid ja meetodeid, mis erinevad tulemuste täpsuse, keerukuse ja vajaliku lähteinfo ning arvutuste mahu poolest. Suures plaanis võib perspektiivse hindamise meetodid jagada kahte gruppi:

- **Analüütilised meetodid**, mille puhul analüüsitava võrgu(osa) töökindlusnäitajate hinnangud arvutatakse võrgu elementide töökindlusnäitajate alusel vastavate valemite abil. Radiaalvõrkude analüüsiks on need meetodid kõige sobivamad tänu suhteliselt lihtsale mõistetavusele ja kasutatavusele.
- **Imitatsiooni e tõenäosuslikud meetodid**, mille puhul töökindlusnäitajate hinnangud saadakse, imiteerides võrgus esineda võivaid seisakuid vastavalt nende esinemiste tõenäosustele. Meetodite eeliseks võrreldes analüütiliste meetoditega on, et nad võimaldavad leida ka hinnatud näitajate tõenäosuslike karakteristikuid. Samuti võimaldavad nad imiteerida keerukaid silmusvõrke ja harva esinevaid juhtumeid, mille käsitlemine analüütiliste meetoditega on raskendatud. Samas on nad äärmiselt töömahukad ja pole rakendatavad ilma vastavate arvutiprogrammideta.

Siiski ei oma töökindluse analüüsi meetodid iseseisvat väärtust. Nad on kõlblikud kasutamiseks, kui nad peegeldavad piisavalt täpselt reaalse süsteemi toimimist minevikus, on piisavalt lihtsad, et võimaldada vastuvõetava töömahuga analüüsida mitmeid alternatiive ning kui nad võimaldavad piisavalt selgelt määratleda töökindluse kitsaskohti.

4.2 Võrgu elementide modelleerimine

4.2.1 Võrgu elementide tõrkekarakteristikud

Võrgu või tema osa perspektiivne töökindluse analüüs põhineb võrgu elementide tõrkekarakteristikutele, millest põhilised on järgmised.

Püsiseisakute sagedus λ /*permanent failure rate*/ – oodatav püsiseisakute arv ajaühikus, tavaliselt aastas. Seisakutena mõeldakse üldjuhul sundseisakuid. Püsiseisak tekib kaitselüliti väljalülitamise tulemusel püsirikke korral. Kaitselülitist allavoolu paiknevatel klientidel tekib toitekatkestus kuni rikke kõrvaldamiseni.

Lühiseisakute sagedus λ_t /*momentary failure rate*/ – oodatav lühiseisakute arv aastas. Lühiseisakud on põhjustatud nt okste puutest, mööduvatest lühistest jne. Lühiseisaku põhjustanud rike on mööduv ja peale taaslülitamist seisak likvideerub. Sageli jäetakse töökindluse analüüsil lühiseisakud arvestamata.

Keskmine seisakukestus r /average outage time/ ehk **keskmine remondiaeg** /mean time to repair/ – aasta jooksul esinevate seisakute keskmine kestus, mis on samaväärne oodatava keskmise ajavahemikuga rikkeseisakus elemendi töökorda viimiseks. Seisakukestus hõlmab aega rikke identifitseerimiseks, lokaliseerimiseks, rikkekohale sõiduks ja rikke kõrvaldamiseks.

Tõrke tõenäosus /probability of failure/ – tõenäosus, et seade tõrgub täitmast temalt oodatavat operatsiooni. Seda näitajat kasutatakse kaitse- ja lülitusseadmete, nagu taaslülitusseadmete, võimsuslülitite, sektsioneerivate lülitite ja sulavakaitsmete töökindluse iseloomustamiseks. Tõrke tõenäosus p % näitab, et seade tõrgub töötamast keskmiselt p korda 100-st korrast.

Kaitse töökindlus /protection reliability/ – tõenäosus, et releekaitse toimib rikke korral õieti. Releekaitse tõrked võivad tekkida mehaanilistest rikestest või sätete ebaõigest koordineerimisest. Kui kaitseadme ainsaks tõrke mooduseks on väljalülitamise tõrge, siis on kaitse töökindlus tõrke tõenäosuse täiendsuuruseks.

Taaslülituse töökindlus /reclose reliability/ – tõenäosus, et taaslülitusautomaat taaslülitab edukalt eeldusel, et ta on eelnevalt rikke välja lülitanud.

Lülitamise töökindlus /switching reliability/ – eduka lülitamise tõenäosus. Iseloomustab lülitusseadmeid ja sulavkaitsmeid.

Keskmine lülitusaeg /mean time to switch/ – lülitusseadme keskmine aeg rikke isoleerimiseks – hõlmab rikke lokaliseerimise, lähima lüliti määramise ja lülitusoperatsiooni teostamise aega. Käsitsi lülitatavate lülitite puhul hõlmab lülitusaeg ka lülitusseadmeni jõudmise aega.

4.2.2 Modelleeritavad elemendid

Vaatleme siin põhilisi elemente, mida tuleks jaotusvõrgu töökindluse analüüsil arvesse võtta.

Õhuliinid. Õhuliinide seisakud on põhjustatud mitmesugustest rikestest, nagu puude või okste langemine liinile, okste puuted, lindude või loomade põhjustatud rikked, ilmastikust (tuul, jääde, äike) tingitud rikked ja mastide, juhtmete, tõmmitsate, isolaatorite ning tarvikute vigastused. Õhuliinid esitatakse fiidri kaht sõlme ühendavate lõikudena. Õhuliinide töökindlust iseloomustatakse seisakute sagedusega λ ja keskmise seisakukestusega (keskmise remondiajaga) r .

Maakaabelliinid. Maakaabelliinide rikked on suhteliselt harva esinevad ja on põhjustatud isolatsiooni riknemisest ning jätku- ja lõpumuhvide vigastustest. Ka kaabelliinid esitatakse fiidri kaht sõlme ühendavate lõikudena ning nende töökindlust iseloomustatakse, nagu õhuliinide puhul, seisakute sagedusega λ ja keskmise seisakukestusega (keskmise remondiajaga) r .

Taaslülitusautomaadid. Taaslülitusautomaadi /recloser/ all mõistame siin kaitselülitit koos vastava automaatikasüsteemiga. Taaslülitusautomaatide töökindlust iseloomustatakse tõrke töökindlusega või siis kaitse töökindlusega ja taaslü-

lituse töökindlusega. Tavalisteks näitajateks on ka tõrgete sagedus, s.t oodatav tõrgete arv aastas, ja keskmine remondiaeg. Tõrgeteks võivad olla:

- väljalülitumise tõrge;
- taaslülitamise tõrge;
- väärväljalülitumine (rikke puudumisel võrgus).

Sulavkaitsmed. Sulavkaitsmete töökindlust iseloomustatakse tõrke töökindlusega, tõrgete sagedusega ja keskmise seisakukestusega. Tõrgeteks võivad olla:

- sulavriba sulamise tõrge;
- sulavriba väärsulamamine (rikke puudumisel võrgus).

Keskmine seisakukestus hõlmab toimunud sulavkaitsme identifitseerimise, kohale sõidu ja sulavriba vahetamise aega.

Võimsuslülitid (kaitselülitid) (ilma taaslülituseta). Ilma taaslülituseta kaitselüliti töökindlust iseloomustatakse tõrke töökindlusega, kaitselüliti tõrgete sagedusega ja keskmise seisakukestusega. Lüliti tõrgeteks võivad olla:

- väljalülitumise tõrge;
- väärväljalülitumine.

Lahk- ja koormuslülitid. Nende lülite eesmärgiks pole rikke väljalülitamine vaid süsteemi rekonfigureerimine pingevabas olukorras, et vähendada katkestatud klientide arvu ja lühendada katkestuskestust. Lahk- ja koormuslülite töökindlust iseloomustatakse lülitamise töökindlusega ja keskmise lülitusajaga.

Sektsioneerivad lülitid. Sektsioneerivaid lüliteid kasutatakse reeglina koostöös taaslülitusautomaatidega süsteemi rekonfigureerimiseks rikke korral. Töökindlust iseloomustatakse kaitselüliti töökindlusega, tõrke sagedusega ja keskmise remondiajaga.

Muud elemendid. Ülaloetletud elemendid on jaotusvõrgu töökindluse analüüsil kõige olulisemateks. Jaotusvõrk sisaldab ka muid elemente, mille töökindlus mõjutab võrgu töökindlust, nagu pingepiirikud, mõõtetrafod, jaotustrafod, kondensaatorpatareid jne. Nende elementide töökindlust iseloomustatakse seisakusagedusega ja keskmise seisakukestusega. Siiski, lihtsustamise huvides enamik analüüsi meetodeid ja arvutiprogramme ei vaatle neid elemente eraldi vaid nende tõrked arvatakse õhu- või kaabelliini tõrgete koosseisu (vt p 1.2.3).

Toite kadumine. Ühe elemendina võib vaadelda toite kadumist põhivõrgust – see peaks hõlmama kõiki põhivõrgu katkestusi, mis põhjustavad toitealajaama toitekatkestuse: plaanilised seisakud, põhivõrgu elementide tõrked, põhivõrgu käiduvead; põhivõrgu kaitsete tõrked ja väärtööimine, muud põhivõrgu tõrked.

Siiski võib lihtsustatud analüüsil jätta põhivõrgu toite töökindluse arvestamata (s.t lugeda see absoluutselt töökindlaks), kuna

1. tänu mitmepoolsele toitele on põhivõrgupoolse toite katkemine väga väikese tõenäosusega;
2. kirjanduse andmetel mõjutab põhivõrgupoolse toite katkemise arvestamine vähe jaotusvõrgu töökindluse näitajaid;
3. põhivõrgupoolse toite töökindlus mõjutab analüüsitava jaotusvõrgu kõiki fiidreid ja arenguvariante ühesuguselt;
4. jaotusvõrgu toitealajaama varustuskindlus on pigem põhivõrgu töökindluse probleem ega kuulu jaotusvõrgu kompetentsi;

4.2.3 Toitekatkestuste määratlemine

Igasuguse elektrivarustussüsteemi töökindluse uuringu esimeseks sammuks on vaadeldava toitepiirkonna koormuste nõutava varustuskindluse ja toitepidevuse hoolikas määramine. Selle tulemusel antakse **toitekatkestuse määratlus** /*service interruption definition*/, mida kasutatakse töökindluse hindamisprotseduuri järgnevatel sammudel. Katkestuse määratlus kirjeldab üldiselt pinge lohu ulatuse ja minimaalse kestuse, mille tulemuseks on koormuse või protsessi funktsioneerimise oluline halvenemine või täielik katkemine. Töökindluse analüüs põhineb tavaliselt toite pidevuse nõudele ja toitekatkestuste määratlus taandub **keskmise katkestuskestuse** määratlemiseks.

Olgu märgitud, et kui toitekatkestus on tavaliselt lokaalse põhjuse tagajärg, siis pingelohud võivad olla põhjustatud rikestest mistahes elektrisüsteemi punktis.

Vajaduse korral võetakse arvesse ka plaanilised katkestused.

Mõned toitekatkestuse määratluste näited:

- a) Täielik toitekatkestus kauemaks kui üks vahelduvvoolu periood
- b) Täielik toitekatkestus kauemaks kui kümme vahelduvvoolu perioodi
- c) Täielik toitekatkestus kauemaks kui 5 s
- d) Täielik toitekatkestus kauemaks kui 3 min

Projekteerimisel määrab toitekatkestuse määratlus toite taastamise (reservtoitele ümberlülitamise) vajaliku kiiruse.

Teatud juhtudel tuleb täiendavalt defineerida, mida tähendab “täielik toitekatkestus” – nt “pinge alanemine rohkem kui 70%”.

4.2.4 Analüüsitava võrguosa piiritlemine ja skeemi redutseerimine

Jaotusvõrkude töökindluse analüüsil pakub põhihuvi just radiaalvõrkude töökindlusnäitajate hindamine. Üldjuhul on radiaalvõrgu kolm põhinäitajat – λ , r ja U – leitavad allpool toodud valemite (1.3)-(1.5) abil.

Igasugusel töökindluse analüüsil on oluline **piiritleda analüüsitav piirkond**

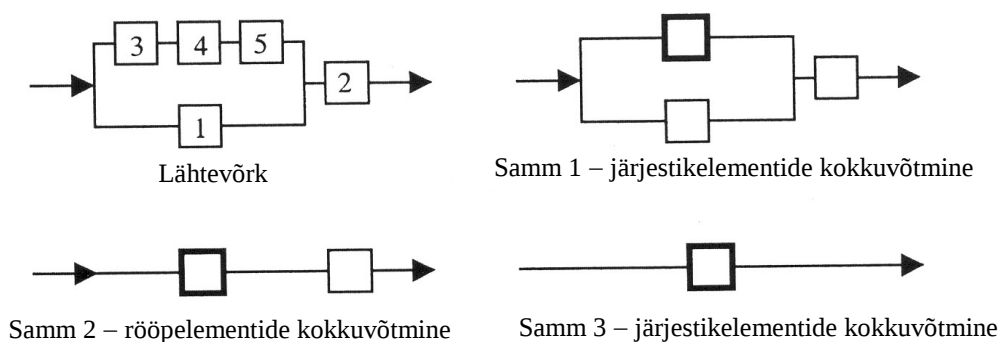
- ühelt poolt võimalikult suurena, et kindlustada analüüsi maksimaalne täpsus;

- teiselt poolt võimalikult väikesena, et tagada vastuvõetav analüüsi maht ja arvutusaeg.

Vastavate arvutiprogrammide olemasolul on otstarbekas korraga analüüsida ühe toitealajaama toitepiirkonda, arvestades ka (normaalselt avatud) sidemeid naabertoitepiirkondadega, kuhu on hädaolukordades võimalik toide ümber lülitada.

Käsitlari arvutustes on kõige otstarbekam ja arvutuste mahu seisukohalt tavaliselt ka paratamatu piirduda analüüsiga fiidrite (või harufiidrite) kaupa. Tulemused toitealajaama kogu toitepiirkonna kohta saadakse siis üksikfiidrite analüüsi tulemuste põhjal, võttes ühe elemendina arvesse ka toitealajaama enda.

Väga oluline on maksimaalselt vähendada analüüsitava võrgu või võrguosa elementide arvu. Selleks tuleks analüüsitavat süsteemi maksimaalselt lihtsustada (redutseerida, ekvivalenteerida), võttes võimalust mööda kokku jada-, rööp- või segalülituses elemendid – vt joonis 4.1. Eelkõige võetakse õhu- või kaabelliinid kokku vastavate nende ahelatesse lülitatud pingepiirikutega, mõõtetrafodega,



jaotustrafodega, kondensaatorpatareidega jms.

Joonis 4.1. Võrgu lihtsustamine

Toitealajaamade vahelised normaalselt avatud sidemed on otstarbekas maksimaalselt lihtsustada (redutseerida). Seejuures tuleb arvesse võtta naaberpiirkonda (s.t analüüsitava piirkonda) edastatava koormuse piirangut.

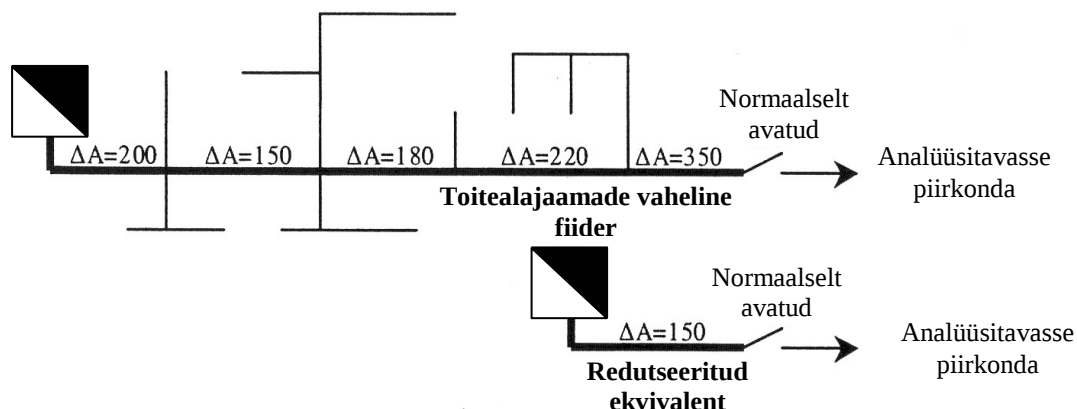
Toitealajaamade vahelise fiidri üksiku lõigu koormuspiirang ΔA_i (s.t koormus, mida antud lõigu kaudu on võimalik edastada analüüsitava piirkonda) on määratud kui selle lõigu maksimaalselt lubatava koormuse A_{lub} ja normaaltalitusel esineva maksimaalse koormuse A_{max} vahe:

$$\Delta A_i = A_{lub} - A_{max} \quad (4.1)$$

Kogu toitealajaamade vahelise fiidri redutseeritud ekvivalendi koormuspiirang (s.t koormus, mida rikke korral analüüsitavas piirkonnas on võimalik üle kanda naaberalajaama toitele) on võrdne vähimaga üksiklõikude piirangutest:

$$\Delta A = \min_i (\Delta A_i) \quad (4.2)$$

Redutseerimist illustreerib joonis 4.2.



Joonis 4.2. Toitealajaamade vahelise fiidri redutseerimine

4.3 Töökindlusnäitajate arvutuse põhivalemid

4.3.1 Primaarsete töökindlusnäitajate arvutus

Elektrivõrk või tema osa koosneb paljudest jada- või rööpühenduses objektidest ja nende elementidest, millest igaühe töökindlust iseloomustatakse **keskmise seisakusagedusega** /average outage rate/ (ehk **tõrkesagedusega** /failure rate/) λ_i ja **keskmise seisakukestusega** /average outage time/ r_i .

Elementide (elektriliinid, trafod, võimsuslülid, releekaitseseadmed jms) seisakusagedused ja keskmised seisakukestused hinnatakse pidevalt kogutava pikaajalise riketestatistika põhjal. Näitajad hinnatakse erinevate pingestmete elementide erinevatele tüüpidele (nt tava- ja autotrafod, õli-, õhk-, vaakuum- ja elegaaslülid, paljasjuhtmetega ja õhukaablitega õhuliinid jne). Elektriliinide puhul kasutatakse erinäitajaid antud tüüpi liini pikkusühiku (tavaliselt 100 km) kohta. Näitajate hindamiseks kasutatakse nii elektriettevõtte enda poolt kogutud pikaajalise statistika andmeid kui ka teiste võrguettevõtete, seadmete tootjate, teiste maade jms hinnanguid.

Elementide seisakusagedused ja seisakukestused võimaldavad arvutada elementide mitmesuguste gruppide (alajaam, fiider, toitepiirkond jne) ja koormuspunktide nn primaarsed töökindlusnäitajad – keskmised seisakusagedused (katkestusagedused) λ , keskmised seisakukestused (katkestuskestused) r ja keskmised aastased seisakute (katkestuste) kogukestused U . Vajadusel leitakse toodud näitajad eraldi nii sund- kui plaaniliste seisakute jaoks.

Mis tahes gruppides on elemendid omavahel jada-, rööp- või segaühenduses.

Toome primaarsete töökindlusnäitajate – seisakute (katkestuste) sageduse λ , seisaku (katkestuse) keskmise kestuse r ja keskmise seisakute (katkestuste) aastase kogukestuse U – arvutamise põhivalemid mõnedel lihtsustavatel eeldustel, mis üldjuhul ei mõjuta oluliselt arvutuste täpsust:

- elemendi tõrge (sundseisak) ja remont (plaaniline seisak) on sõltumatud sündmused
- elemendi remondisagedus on palju kõrgem tõrkesagedusest
- normaalse ja ebasoodsa ilmastiku ajaline jaotus, samuti elementide keskmised seisaku- ja talitlusajad on teada
- ennetavat hoolet alustatakse normaalilmaga ja ei tehta, kui vaadeldavas võrgu osas juba esineb mõne elemendi seisak või kui elemendi tööst väljaviimine põhjustab toitekatkestuse või mõne teise elemendi ülekoormuse
- kahe elemendi tõrke (sundseisaku) üheaegsuse tõenäosus on tühine.

Jadaühenduses elementide grupi näitajad (jadalülituses elementide grupi toimimiseks on vajalik selle kõigi elementide i normaalne toimimine; mistahes elemendi seisak põhjustab kogu grupi seisaku)

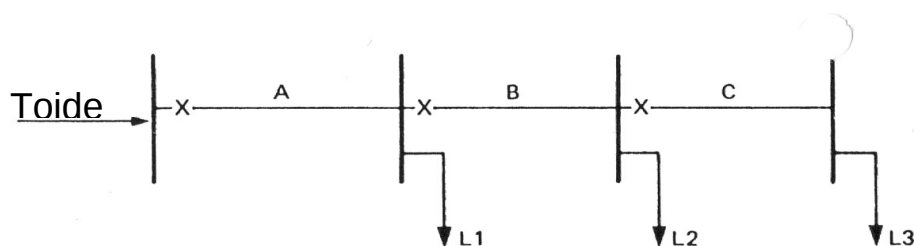
$$\lambda = \sum_i \lambda_i \quad (\text{seisak/a}) \quad (4.3)$$

$$r = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (\text{h/seisak}) \quad (4.4)$$

$$U = \lambda r \quad (\text{h/a}) \quad (4.5)$$

kus indeksiga i on tähistatud i -nda elemendi vastavad suurused.

Näitena on joonisel 4.3 kujutatud lihtsat kolmest jadaühenduses elemendist koosnev süsteem (fiider), mille liinilõikude andmed on toodud tabelis 4.1:



Joonis 4.3. Lihtne jadaühenduses süsteem

Tabel 4.1. Liinilõikude töökindlusnäitajad

Liinilõik	λ (seisak/a)	r (h/seisak)
A	0,20	6,0
B	0,10	5,0
C	0,15	8,0

Koormuspunktide töökindlusnäitajad nendel tingimustel on toodud tabelis 4.2:

Tabel 4.2. Joonisel 4.3 toodud võrgu koormuspunktide töökindlusnäitajad

Koormuspunkt	λ_L (katkestus/a)	r_L (h/katkestus)	U_L (h/a)
L1	0,20	6,00	1,20
L2	0,30	5,67	1,70
L3	0,45	6,44	2,90

Näide illustreerib radiaalvõrkude tüüpilist omadust – toitepunktist kaugeimate klientide katkestussagedus ja katkestuskestus on suurimad. See ei pruugi siiski olla alati nii, nagu näeme edaspidi.

Kahest rööpelemendist koosneva grupi näitajad (grupi toimimiseks on vajalik vähemalt ühe elemendi normaalne toimimine)

$$\lambda = \lambda_1 \lambda_2 \frac{(r_1 + r_2)}{8760} \quad (\text{seisak/a}) \quad (4.6)$$

$$r = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (\text{h/seisak}) \quad (4.7)$$

$$U = \lambda r \quad (\text{h/a}) \quad (4.8)$$

Nagu nähtub, elementide **jadaühendus vähendab töökindlust, rööpühendus aga suurendab seda.**

Ühe rööpelemendi seisakusagedus teise hoolde või remondi ajal:

$$\lambda_{th} = \frac{\lambda_1 U_{h2} + \lambda_2 U_{h1}}{8760} = \frac{\lambda_1 \lambda_{h2} r_{h2} + \lambda_2 \lambda_{h1} r_{h1}}{8760} \quad (\text{seisak/a}) \quad (4.9)$$

kus indeks h tähistab hoolde- ja remondiseisakute sagedust ja kestust.

Oodatav aastane hoolde- ja remontideaegne seisakukestus:

$$U_{th} = \frac{\lambda_1 \lambda_{h2} r_{h2} r_{a2} r_{v1}}{(r_{a2} + r_{v1}) \times 8760} + \frac{\lambda_2 \lambda_{h1} r_{h1} r_{a1} r_{v2}}{(r_{a1} + r_{v2}) \times 8760} \quad (\text{h/a}) \quad (4.10)$$

Kui elemendi tõrge leiab aset rööpelemendi hoolde ajal, püütakse viimane viia töösse tagasi võimalikult kiiresti. Siin indeks v tähistab hoolde hädavajalikkude aega, indeks a aga perioodi, mil võrgu käidu seisukohalt on võimalik element viia hooldeks tööst välja. Eeldatakse, et rööpelemente üheaegselt ei hooldata.

Olgu siinkohal märgitud, et kirjandusallikates sageli puudub rööpühendust puudutavates valemities (4.6), (4.9) ja (4.10) (ning ka nendega analoogilistes valemities) nimetajas aasta tundide arv 8760, s.t eeldatakse vaikimisi, et seisaku (või

katkestuse) keskmise kestuse r_i ühikuks neis valemites on aasta, mitte aga tund, nagu on eeldatud teistes valemites. Üldisemalt on seal eeldatud, et aega väljendatakse λ ja r avaldistes samades ajaühikutes ning seisakukestus U tuleb siis suhtühikutes, mis näitab, millise osa kogu ajast moodustavad seisakud (katkestused). Pealiskaudsel lugemisel võib selline eeldus jääda märkamatuks ning tekitada segadust. Seetõttu on siin peetud otstarbekaks esitada valemid toodud kujul, eeldades valemites (4.3) – (4.5) näidatud ühikute kasutamist.

Seni eeldati, et elementide keskmised seisakusagedused on aasta jooksul konstantsed. Tegelikult võivad need märgatavalt muutuda oluliselt olenevalt ilmastikutingimustest – nad võivad olla väga kõrged ebasoodsa ilmaga ja üsna madalad normaalilmaga. Elemendi üldine seisakusagedus on:

$$\lambda = \frac{N}{N+E} \lambda_N + \frac{E}{N+E} \lambda_E \quad (\text{seisak/a}) \quad (4.11)$$

kus N, E – normaalilma ja ebasoodsa ilma eeldatavad kestused

λ_N, λ_E – seisakusagedused normaal- ja ebasoodsa ilmaga

Eeldatakse, et remonti ja hoolet ebasoodsa ilmaga ei tehta.

4.3.2 Sekundaarsete töökindlusnäitajate arvutus

Koormuspunktide katkestussageduste λ_j ja katkestuskestuste U_j alusel saab hinnata töö I etapi aruandes vaadeldud elektrivarustuskindluse indekseid:

- Süsteemi katkestussageduse indeks

$$SAIFI = \frac{\sum_j \lambda_j N_j}{\sum_j N_j} \quad (\text{katkestus/a} \times \text{teenindatav klient}) \quad (4.12)$$

kus N_j – j -ndast koormuspunktist toidetavate klientide eeldatav arv

- Süsteemi katkestuskestuse indeks

$$SAIDI = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j} \quad (\text{h/a} \times \text{teenindatav klient}) \quad (4.13)$$

- Kliendi katkestuskestuse indeks

$$CAIDI = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j \lambda_j N_j} \quad (\text{h/katkestus}) \quad (4.14)$$

- Kasutatavuse indeks

$$ASAI = \frac{\sum_j N_j \times 8760 - \sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j \times 8760} \times 100 \% = \frac{8760 - SAIDI}{8760} \times 100\% \quad (4.15)$$

- Mittekasutatavuse indeks

$$ASUI = 100 - ASAI = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j \times 8760} \times 100 \% \quad (4.16)$$

- Oodatav aasta jooksul andmata energia

$$EENS = \sum_j L_{a(j)} U_j \quad (\text{kWh}) \quad (4.17)$$

kus $L_{a(j)}$ – j -nda koormuspunkti keskmise koormuse prognoos:

$$L_{a(j)} = L_{p(j)} k_j = \frac{E_{d(j)}}{8760} \quad (\text{kW}) \quad (4.18)$$

$L_{p(j)}$ – j -nda koormuspunkti tippkoormuse prognoos

$E_{d(j)}$ – j -st koormuspunktist aastas tarbitud energia prognoos

k_j – j -nda koormuspunkti koormustegur (koormusgraafiku täitetegur)

- Keskmise aastane andmata energia teenindatud kliendi kohta

$$AENS = \frac{EENS}{\sum_j N_j} = \frac{\sum_j L_{a(j)} U_j}{\sum_j N_j} \quad (\text{kWh/a} \times \text{teenindatud klient}) \quad (4.19)$$

4.4 Töökindluse analüüs seisakute loendi meetodil

4.4.1 Meetodi olemus

Arvestades tänast situatsiooni Eestis, on otstarbekas piirduda lihtsamate, kuid samas laialt kasutatavate analüütiliste meetodite vaatlemisega, mis on rakendatavad ka spetsiaalprogrammide puudumisel ja mis võimaldavad hinnata klientide toitekatkestuste sagedust λ ning keskmist katkestuste kestust aastas U .

Üheks selliseks laialt levinud meetodiks radiaalvõrkude ja radiaalselt töötavate silmusvõrkude töökindluse hindamisel on nn **seisakute loendi** /*state enumeration method*/ ehk **seisakute tüübi ja mõju analüüsi meetod** /*failure modes and effect analysis*/.

Meetod on üks lihtsamaid ja läbinähtavamaid töökindluse analüüsi meetodeid ja rakendatav nii käsitsi kui arvutiprogrammide abil.

Võrgu(osa) töökindluse hindamiseks vaadeldakse elementide kõikvõimalikke seisaku olukordi, s.t koostatakse seisakute loend. Eeldatakse, et seisakuid põhjustanud rikked esinevad üksteisest sõltumatult ja kõrvaldatakse enne järgmise tekkimist. Iga seisakujuhtumi puhul analüüsitakse, millised koormuspunktid jäävad toیتeta ja keskmiselt kui kauaks, s.t iga seisakujuhtumi i puhul hinnatakse iga koormuspunkti jaoks seisakust põhjustatud toitekatkestuse sagedus λ_i , katkestuse keskmine kestus r_i ja katkestuste keskmine aastane kogukestus

$$U_i = \lambda_i \times r_i. \quad (4.20)$$

Seejärel leitakse iga koormuspunkti j jaoks

$$\text{– summaarne toitekatkestuste sagedus } \lambda = \sum_i \lambda_i \quad (4.21)$$

$$\text{– summaarne aastane katkestuste kogukestus } U_j = \sum_i U_i \quad (4.22)$$

$$\text{– katkestuse keskmine kestus } r_j = U_j / \lambda_j \quad (4.23)$$

Teades klientide arvu ja keskmist koormust igas koormuspunktis, leitakse analüüsitava võrgu(osa) jaoks oodatavad elektrivarustuskindluse indeksid ja oodatav aasta jooksul andmata energia.

Oluline on, et meetod võimaldab määratleda nii numbriliselt kui mittenumbriliselt elektrivarustusüsteemi nõrgad kohad või komponendid, mis kõige enam mõjutavad varustuskindlust ja millele tuleks edaspidi pöörata enim tähelepanu.

Olgu märgitud, et ka uute elektrivarustusüsteemide projekteerimisel ja planeerimisel põhineb töökindluse analüüs suurel määral elementide töökindlusnäitajate mineviku statistika andmetel.

Meetodi algoritmi võib esitada järgnevalt:

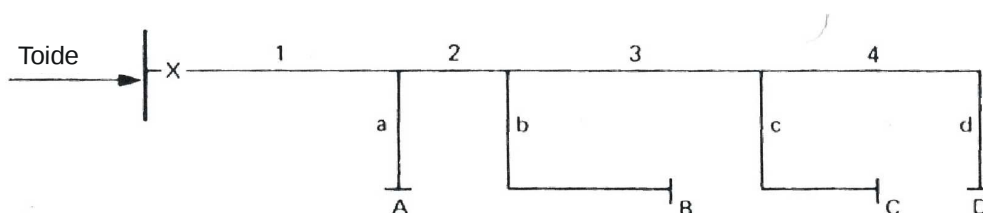
1. Konkreetse fiidri jaoks leitakse kaitseseadmete ja lülitite paigutus, koormuspunktide klientide arvud ja keskmised koormused
2. Valitakse seisakujuhtum i
3. Hinnatakse seisaku mõju fiidrile, määrates:
 - a. Lülitusseadme, mis eraldab rikke
 - b. Lülitusoperatsioonid, mis rekonfigureerivad fiidri ja taastavad osa koormuspunktide toite
4. Eelmist punkti arvestades leitakse iga koormuspunkti jaoks seisakust põhjustatud toitekatkestuse aastane kogukestus U_i , lähtudes vaadeldava seisaku esinemissagedusest λ_i ja seisaku keskmisest kestusest r_i (valem (4.20))
5. Korratakse punkte 2, 3 ja 4 kuni kõik seisakujuhtumid on käsitletud
6. Leitakse iga koormuspunkti j jaoks summaarne toitekatkestuste sagedus λ_j (valem (4.21)), summaarne aastane katkestuste kogukestus U_j (valem (4.22)) ja toitekatkestuse keskmine kestus r_j (valem (4.23)).
7. Punktis 4.3.2 toodud valemitega leitakse vaadeldava fiidri jaoks elektrivarustuskindluse indeksid ja oodatav aasta jooksul andmata energia.

Seisakute analüüsi oluliseks mittekvantitatiivseks kasuks on analüüsitava toitepiirkonna põhjalik süstematiseeritud uuring. Sageli võimaldavad selle tulemused määratleda olemasoleva või projekteeritava süsteemi nõrgad kohad juba enne kvantitatiivsete töökindlusnäitajate arvutust. Seega on seisakute analüüs kasulik isegi kvantitatiivseks analüüsiks vajalike andmete puudumisel.

Vaatame järgnevas punktis meetodi rakendamist lihtsa fiidri analüüsi näitel.

4.4.2 Töökindluse hindamine lihtsa radiaalvõrgu juhtumil

Radialvõrgu töökindluse analüüsi põhimõtteid seisakute loendi meetodil on otstarbekas käsitleda lihtsa radiaalvõrgu (fiidri) näidete baasil. Alustame joonisel 4.4 toodud lihtsaimast juhtumist, kus fiidri ainsaks kaitselülitiks on võimsuslüliti fiidri alguses. Seega rikke korral fiidri mistahes punktis lülitub välja kogu fiider ja enne taassisselülitamist tuleb rike kõrvaldada. See tähendab, et tekib kõigi koormuspunktide toitekatkestus kuni rikke kõrvaldamiseni.



Joonis 4.4. Tüüpiline radiaalne jaotusvõrk

Olgu keskmine seisakusagedus λ võrgu pealiini lõikudel 0,1 seisakut/km ja haruliinidel 0,2 seisakut/km ning katkestuse keskmine kestus r vastavalt 4 ja 2 tundi. Nende andmete põhjal leitud liinilõikude λ ja r on toodud järgnevas tabelis, kus on antud ka liinilõikude pikkused.

Tabel 4.3. Liinilõikude töökindlusnäitajad

Liin	Pikkus (km)	λ_L (katkestust/a)	r_L (tundi)
Pealiini lõik			
1	2	0,2	4
2	1	0,1	4
3	3	0,3	4
4	2	0,2	4
Haruliin			
a	1	0,2	2
b	3	0,6	2
c	2	0,4	2
d	1	0,2	2

Kui iga seisaku tinginud rikkeks on lühis, siis põhjustab see võimsuslüliti väljalülitumise fiidri algul. Kui võrgus puuduvad sektioneerivad lülitid, siis tuleb enne võimsuslüliti taassisselülitamist rike kõrvaldada.

Sellistele tingimustel arvutatud töökindlusnäitajad iga koormuspunkti A, B, C ja D jaoks on toodud tabelis 4.4.

Tabel 4.4. Joonisel 4.2 kujutatud võrgu koormuspunktide töökindlusnäitajad

Tõrkunud element	Koormuspunkt A			Koormuspunkt B			Koormuspunkt C			Koormuspunkt D		
	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)
Pealiini lõik												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
Haruliin												
a	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4
b	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2
c	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8
d	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4
KOKKU	2,2	2,73	6,0	2,2	2,73	6,0	2,2	2,73	6,0	2,2	2,73	6,0

(siin $\lambda_{KOKKU} = \Sigma \lambda$; $U_{KOKKU} = \Sigma U$ ja $r_{KOKKU} = \Sigma U / \Sigma \lambda$)

Toodud näites on iga koormuspunkti töökindlus ühesugune. Selline olukord pole eriti iseloomulik reaalsetele võrkudele – arvestada tuleb ka sektsioneerimist, täiendavaid kaitseid ja lülitamist reservtoitele. Vaatleme neid aspekte järgnevatel punktides.

Olgu koormuspunktide toitepiirkondade klientide arvud ja keskmised koormused toodud tabelis 4.5.

Tabel 4.5. Koormuspunktide toitepiirkondade klientide arvud ja keskmised koormused

Koormuspunkt	Klientide arv	Keskmine koormus (kW)
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000

Nüüd saab hinnata ka varustuskindluse indekseid:

$SAIFI = 2,2$ katkestust kliendi kohta aastas

$SAIDI = 6,0$ tundi kliendi kohta aastas

$CAIDI = 2,73$ tundi katkestuse kohta

$ASUI = 0,0685 \%$

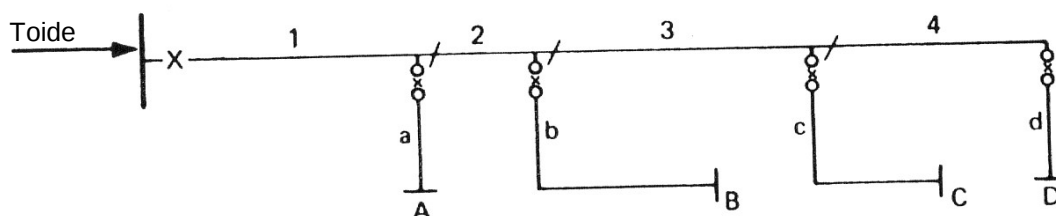
$ASAI = 99,9315 \%$

$EENS = 84$ MWh/a

$AENS = 28$ kWh kliendi kohta aastas

4.4.3 Haruliinide kaitse mõju

Reaalsetes võrkudes paigaldatakse sageli haruliinidele täiendavalt sulavkaitsmed vt joonis 4.3.



Joonis 4.3. Haruliinide kaitsetega täiendatud võrk

Sellisel juhul rike haruliinil ei põhjusta teiste koormuspunktide toitekatkestusi. Vastavad töökindlusnäitajad koormuspunktide jaoks on toodud tabelis 4.6.

Tabel 4.6. Joonisel 4.2 kujutatud võrgu koormuspunktide töökindlusnäitajad haruliinide kaitsete olemasolul

Tõrkunud element	Koormuspunkt A			Koormuspunkt B			Koormuspunkt C			Koormuspunkt D		
	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)
Pealiini lõik												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
Haruliin												
a	0,2	2	0,4									
b				0,6	2	1,2						
c							0,4	2	0,8			
d										0,2	2	0,4
KOKKU	1,0	3,60	3,6	1,4	3,14	4,4	1,2	3,33	4,0	1,0	3,60	3,6

Nagu näeme, on töökindlusnäitajad paranenud kõigis koormuspunktides. Paranemise määr on erinevates koormuspunktides erinev. Kõige madalama töökindlusega on koormuspunkt B tänu pikemale haruliinile.

Varustuskindluse indeksid:

$SAIFI = 1,15$ katkestust kliendi kohta aastas

$SAIDI = 3,91$ tundi kliendi kohta aastas

$CAIDI = 3,39$ tundi katkestuse kohta

$ASUI = 0,0446 \%$

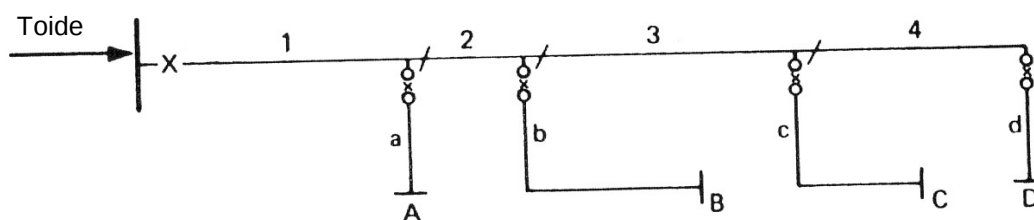
$ASAI = 99,9554 \%$

$EENS = 54,8$ MWh/a

$AENS = 18,3$ kWh kliendi kohta aastas

4.4.4 Sektsioneerimise mõju

Teiseks tõhusaks töökindluse parandamise teeks on võrgu sektsioneerimine lahklülititega mõistlikes punktides – vt joonis 4.4.



Joonis 4.3. Sektsioneeritud võrk

Olgu kõigi sektsioneerivate lülitite väljalülitamise aeg 0,5 tundi. Sellistele eeldustele vastavad töökindlusnäitajad koormuspunktide jaoks on toodud tabelis 4.7.

Nagu näha, on töökindlus veelgi paranenud, kusjuures paranemise määr on suurem toitealajaamale lähedasemates koormuspunktides. Koormuspunkti D töökindlust sektsioneerimine ei mõjuta.

Varustuskindluse indeksid:

$SAIFI = 1,15$ katkestust kliendi kohta aastas

$SAIDI = 2,58$ tundi kliendi kohta aastas

$CAIDI = 2,23$ tundi katkestuse kohta

$ASUI = 0,0294 \%$

$ASAI = 99,9706 \%$

$EENS = 35,2$ MWh/a

$AENS = 11,7$ kWh kliendi kohta aastas

Tabel 4.7. Sektsioneeritud võrgu koormuspunktide töökindlusnäitajad (haruliinide kaitsete olemasolul)

Tõrkunud element	Koormuspunkt A			Koormuspunkt B			Koormuspunkt C			Koormuspunkt D		
	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)
Pealiini lõik												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Haruliin												
a	0,2	2	0,4									
b				0,6	2	1,2						
c							0,4	2	0,8			
d										0,2	2	0,4
KOKKU	1,0	1,5	1,5	1,4	1,89	2,65	1,2	2,75	3,3	1,0	3,6	3,6

4.4.5 Kaitse tõrgete mõju

Punktides 4.2.3 ja 4.2.4 hindasime töökindlusnäitajaid eeldusel, et haruliinide kaitsed toimivad alati rikke tekkimisel. Tegelikuses esineb siiski kaitse tõrkeid, mille puhul toimib reservkaitse.

Illustreerime kaitse tõrgete mõju võrgule skeemi joonisel 4.3, eeldades sulavkaitsete toimimise tõenäosuseks 0,9. Sel juhul tuleb tabelis 4.6 toodud näitajaid muuta, arvestades et nüüd annavad ka haruliinide seisakud teatud panuse kõigi koormuspunktide seisakusagedustesse. See panus λ' on leitav valemiga

$$\lambda' = (\lambda \mid \text{kaitse toimib}) \times P(\text{kaitse toimib}) + (\lambda \mid \text{kaitse tõrgub}) \times P(\text{kaitse tõrgub})$$

Siin P tähistab tõenäosust.

Teisendatud töökindlusnäitajad eeldusel, et haruliini rike isoleeritakse 0,5 tunni-
ga, on toodud tabelis 4.8. Nagu oodata, on töökindlusnäitajad halvenenud.

Varustuskindluse indeksid:

$SAIFI = 1,26$ katkestust kliendi kohta aastas

$SAIDI = 2,63$ tundi kliendi kohta aastas

$CAIDI = 2,09$ tundi katkestuse kohta

$ASUI = 0,0300 \%$

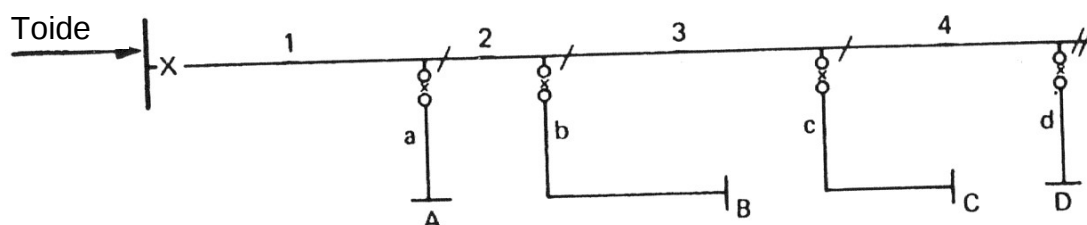
$ASAI = 99,9700 \%$

$EENS = 35,9$ MWh/a

$AENS = 12,0$ kWh kliendi kohta aastas

4.4.6 Üleviimine reservtoitele piirangute puudumisel

Suletult välja ehitatud võrkudes võimaldab toitekindlust märgatavalt tõsta toite üleviimine lahutuspunktis vastava seksioneeriva lahküliti väljalülitamise järel. .



Joonis 4.4. Seksioneeritud võrk lahutuspunktiga pealiinil

Töökindlusnäitajad eeldusel, et puuduvad piirangud koormuse üleviimisele, on toodud tabelis 4.9. Ümberlülitamise ajana on eeldatud 0,5 tundi – s.o seksioneerivate lahkülütite väljalülitamise aeg.

Tabel 4.8. Sektsioneeritud võrgu koormuspunktide töökindlusnäitajad haruliinide kaitsete tõrgete korral tõenäosusega 0,9

Tõrkunud element	Koormuspunkt A			Koormuspunkt B			Koormuspunkt C			Koormuspunkt D		
	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)
Pealiini lõik												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Haruliin												
a	0,2	2	0,4	0,02	0,5	0,01	0,02	0,5	0,01	0,02	0,5	0,01
b	0,06	0,5	0,03	0,6	2	1,2	0,06	0,5	0,03	0,06	0,5	0,03
c	0,04	0,5	0,02	0,04	0,5	0,02	0,4	2	0,8	0,04	0,5	0,02
d	0,02	0,5	0,01	0,02	0,5	0,01	0,02	0,5	0,01	0,2	2	0,4
KOKKU	1,12	1,39	1,56	1,48	1,82	2,69	1,3	2,58	3,35	1,12	3,27	3,66

Tabel 4.9. Koormuspunktide töökindlusnäitajad piiranguteta üleviimise võimaluse korral

Tõrkunud element	Koormuspunkt A			Koormuspunkt B			Koormuspunkt C			Koormuspunkt D		
	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)
Pealiini lõik												
1	0,2	4	0,8	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	0,5	0,05	0,1	0,5	0,05
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	0,5	0,15
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Haruliin												
a	0,2	2	0,4									
b				0,6	2	1,2						
c							0,4	2	0,8			
d										0,2	2	0,4
KOKKU	1,0	1,5	1,5	1,4	1,39	1,95	1,2	1,88	2,25	1,0	1,5	1,5

Varustuskindluse indeksid:

$SAIFI = 1,15$ katkestust kliendi kohta aastas

$SAIDI = 1,80$ tundi kliendi kohta aastas

$CAIDI = 1,56$ tundi katkestuse kohta

$ASUI = 0,0205$ %

$ASAI = 99,9795$ %

$EENS = 25,0$ MWh/a

$AENS = 8,4$ kWh kliendi kohta aastas

4.4.7 Üleviimine reservtoitele piirangute olemasolul

Alati pole koormuse üleviimine läbi normaalselt avatud lahutuspunkti võimalik – kui fiider on piiratud läbilaskevõimega (või teisepoolne toitepunkt on piiratud võimsusega) ja/või rike esineb koormusmaksimumi perioodil. Sellisel juhul on rikkejuhtumiga seonduv seisakukestus r võrdne sektsioneeriva lüliti lülitamise-ajaga, kui koormus on üleviidav või rikke kõrvaldamise ajaga, kui koormus pole üleviidav. Keskmiselt:

$$r = (r|koormus\ üleviidav) \times P(koormus\ üleviidav) + \\ + (r|koormus\ pole\ üleviidav) \times P(koormus\ pole\ üleviidav)$$

Näiteks vaatame koormuspunkti B seisakut pealiini lõigu 1 seisaku tõttu, kui koormuse üleviimise tõenäosus on 0,6:

$$r = 0,5 \times 0,6 + 4,0 \times 0,4 = 1,9 \text{ tundi}$$

Töökindlusnäitajad eeldusel, et koormuse üleviimise tõenäosus on 0,6, on toodud tabelis 4.10. Näitajad on tabelis 4.6 (koormuse üleviimine puudub) ja tabelis 4.9 (koormuse üleviimine võimalik piiranguteta) toodud näitajate vahepealsed.

Varustuskindluse indeksid:

$SAIFI = 1,15$ katkestust kliendi kohta aastas

$SAIDI = 2,11$ tundi kliendi kohta aastas

$CAIDI = 1,83$ tundi katkestuse kohta

$ASUI = 0,0241$ %

$ASAI = 99,9759$ %

$EENS = 29,1$ MWh/a

$AENS = 9,7$ kWh kliendi kohta aastas

Tabel 4.10. Koormuspunktide töökindlusnäitajad üleviimise piirangute korral

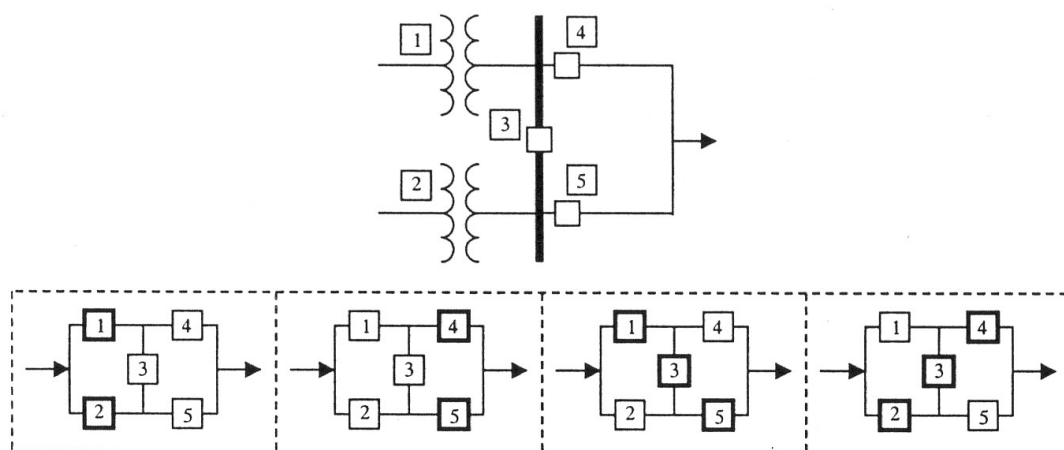
Tõrkunud element	Koormuspunkt A			Koormuspunkt B			Koormuspunkt C			Koormuspunkt D		
	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)	λ (katk/a)	r (tundi)	U (tundi/a)
Pealiini lõik												
1	0,2	4	0,8	0,2	1,9	0,38	0,2	1,9	0,38	0,2	1,9	0,38
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	1,9	0,19	0,1	1,9	0,19
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	1,9	0,57
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Haruliin												
a	0,2	2	0,4									
b				0,6	2	1,2						
c							0,4	2	0,8			
d										0,2	2	0,4
KOKKU	1,0	1,5	1,5	1,4	1,59	2,23	1,2	2,23	2,67	1,0	2,34	2,34

4.5 Minimaalväljalõigete meetod

Alternatiivseks laialt levinud meetodiks radiaalvõrkude ja radiaalselt töötavate silmusvõrkude, aga ka suletud silmusvõrkude töökindluse hindamisel on nn minimaalväljalõigete meetod */minimal-cut-set method/*.

Väljalõikeks */cut-set/* nimetatakse võrgu elementide kogumit, mille mittekasutatavus põhjustab elektrivarustussüsteemi mittekasutatavuse. **Minimaalväljalõige** */minimal cut-set/on* selline, mis põhjustab süsteemi mittekasutatavuse ainult juhul, kui väljalõike kõik elemendid on mittekasutatavad. Teisiti öeldes on minimaalväljalõige elementide kogum, mille eemaldamine (seisak, “välja lõikamine”) süsteemist põhjustab analüüsitava koormuspunkti toitekatkestuse ja mis ei sisalda mingit elementide alamhulka, mis ise on minimaalväljalõige. Seega on minimaalväljalõike komponentideks just need, mille üheaegne seisak põhjustab toitekatkestuse (punkti 4.2.3 kohaselt defineeritud mõttes).

Järgneval joonisel on näitena toodud lihtsa viieelemendilise süsteemi minimaalväljalõiked (jäämedama joonega elemendid):



Joonis 4.8. Lihtsa viieelemendilise süsteemi minimaalväljalõiked

Töökindluse analüüsil meetodil koostatakse iga koormuspunkti jaoks loetelu nendest minimaalväljalõigetest, mis põhjustavad analüüsitava koormuspunkti toitekatkestusi punktis 4.2.3 määratletud mõttes. Analüüsil tuleb arvestada elementide erinevaid võimalikke seisakuid ja kaitsesüsteemide võimalikke reaktsioone neile.

Minimaalväljalõigete loendi koostamisel on mõistlik esmajoones kindlaks teha üksikelementide seisakute mõju, seejärel kahe, kolme jne elemendi üheaegsete seisakute mõju.

Ühest elemendist koosnevaid väljalõikeid nimetatakse **esimest järku väljalõigeteks** */first-order cut-sets/*, kahest elemendist koosnevaid lõikeid **teist järku väljalõigeteks** */second-order cut-sets/* jne.

Põhimõtteliselt tuleks seisakute analüüsi jätkata, kuni kõik minimaalväljalõiked on leitud. Praktikas võib analüüsi siiski lõpetada tunduvalt varem, kuna kõrgemat järku väljalõigete seisakud on vähe tõenäolised. Heaks praktiliseks reegliks on leida kõik $n + 1$ järku väljalõiked, kus n on süsteemi madalaimat järku minimaalväljalõige.

Seega võib jaotusvõrkude seisakute analüüsil piirduda kuni teist järku minimaalväljalõigetega.

Meetod on küllalt sarnane seisakute loendi meetodiga. Põhiliseks erinevuseks on, et kui seisakute loendi meetodil leiti iga elemendi seisakujuhtumi jaoks toitekatkestusega koormuspunktid, siis minimaalväljalõigete meetodil leitakse iga koormuspunkti jaoks elemendid, mis põhjustavad tema toitekatkestuse. Minimaalväljalõigete meetodil leitakse ükshaaval koormuspunktide katkestuskarakteristikud, seisakute loendi meetodil aga leitakse kõigi koormuspunktide katkestuskarakteristikud peale kõigi seisakujuhtumite analüüsi. Seega on teatud eeliseks võimalus soovi korral analüüsida ainult üksikuid koormuspunkte, mitte aga kogu võrguosa tervikuna.

Ka minimaalväljalõigete meetod on suhteliselt lihtne ja rakendatav nii käsitsi kui arvutite abil. Ka see meetod võimaldab määratleda elektrivarustussüsteemi nõrgad kohad või komponendid, mis kõige enam mõjutavad varustuskindlust ja millele tuleks edaspidi pöörata enim tähelepanu.

Teisi meetodeid, nagu nn **rikete puu analüüs** /*fault tree analysis*/, **tsoneerimismeetod** /*zone branch reduction*/, Markovi protsessi mudelitel põhinevad meetodid jt, kasutatakse harvemini, kuna on üldiselt keerukamad ja tömahukamad.

5. TÖÖKINDLUSE ARVESTAMINE ELEKTRIVÕRGU ARENGUPLAANIDE JA PROJEKTIDE MAJANDUSLIKUL PÕHJENDAMISEL

5.1 Elektrivõrgu arengu planeerimise kriteeriumid

5.1.1 Arengu planeerimine kui paljukriteeriaalne ülesanne

Elektrivõrgu arengu planeerijal (ja ka projekteerijal) peavad olema kriteeriumid, mille abil otsustada, mida ja millal on vaja laiendada või rekonstrueerida ja milline tehniliselt võimalike variantide hulgast on **parim**.

Põhimõtteliselt on elektrivõrgu arengu planeerimine **paljukriteeriaalne** ülesanne. See ilmneb selgesti elektrivõrgu põhiülesande määratlusest: **optimaalse töökindlusega** üle kanda või/ja jaotada **kvaliteetset** elektrienergiat kõigile tarbijaile **minimaalsete kulutustega** ja **minimaalsete keskkonnakahjustustega**.

Nagu näha, sisaldub selles määratluses neli teatud määral vastuolulist kriteeriumi: töökindluse, kvaliteedi, majanduslik ja loodushoiu kriteerium. Siia võib lisanduda veel teisigi, nagu näiteks sotsiaalsed kriteeriumid, rahavoogude defitsiidi minimeerimine, ohutuse nõuded jms.

Paljukriteeriaalsete ülesannete lahendamiseks on välja töötatud mitmeid lähenemisi, nagu:

- optimeerimine ühe kriteeriumi järgi, arvestades teisi kriteeriume vastavate kitsenduste (normide) näol
- optimeerimine ühe sihifunktsiooni järgi, mis on koostatud erinevate kriteeriumide lineaarse (või ka mittelineaarse) kombinatsioonina
- tundlikkuse analüüs – analüüsitakse ühe kriteeriumi järgi optimaalse plaani tundlikkust ülejäänud kriteeriumide suhtes plaani muutmisel erinevates suundades. Kui muutus mõnes suunas muudab vähe sihifunktsiooni, parandades teda aga oluliselt ülejäänud kriteeriumide suhtes, tuleb sellist plaani eelistada
- kompromissanalüüs – leitakse erinevate arenguvariantide Pareto-optimaalsete plaanide hulk ning lõplik valik tehakse sellel hulgal (nt eksperthinnangutega)
- eelistuste meetod – kõik kriteeriumid reastatakse eelistuste järjekorras ning optimaalse plaani otsing toimub järjestikuste sammudena tõenäoliselt optimaalsete plaanide hulgal, mis saadud optimeerimisel eelneva kriteeriumi järgi (optimeerimine esimese kriteeriumi järgi toimub kõigi võimalike plaanide hulgal).

Võrkude arengu planeerimisel rakendatakse põhiliselt kaht esimest lähenemist.

5.1.2 Elektrienergia kvaliteedi kriteeriumid

Jaotusvõrkude planeerimisel on töökindluse kõrval oluliseks elektrivarustuse kvaliteedi näitajaks **pinge kvaliteet**. Põhimõtteliselt tuleks optimaalse arenguplaani otsingul optimeerida ka pinge kvaliteet, arvestades viimast näiteks ebakvaliteetsest pingest tingitud kahjumina. Kirjandusest võib leida jaotusvõrgu pinge aeglastest muutustest ja pinge värelysest tuleneva kahjumi määramise meetodite teoreetilisi aluseid. Need meetodid eeldavad informatsiooni pinge kõrvalekalletest ja värelysest tingitud erikahjumite kohta erinevatele tarbijaklassidele. Selline informatsioon aga praegu enamikus elektrisüsteemides, s.h ka Eesti jaotusvõrkudes, praktiliselt puudub. Seega on elektrienergia kvaliteedi paranemise väärtust kogu võrgu ulatuses põhimõtteliselt äärmiselt keerukas või praktiliselt võimatu hinnata.

Seetõttu arvestatakse praktikas pinge kvaliteedi kriteeriumi **normatiivsel teel**, s.t arenguplaanid peavad rahuldama pinge kvaliteedi ja elektromagnetilise ühilduvuse kehtivaid standardeid. See tähendab, et kvaliteedi kriteerium on asendatud rea kitsendustega, mida tuleb arvestada nii elektrivõrkude igapäeva töös kui ka arenguplaanide koostamisel.

5.1.3 Keskkonna kriteeriumid

Elektrivõrkude mõju ümbritsevale keskkonnale on seotud eelkõige liinitrasside ja alajaamade alla jääva maa kaotsimine kuga ja esteetilise mõjuga ümbruskonnale. Uute liinide ja alajaamade rajamisel tuleb kulude hindamisel põhimõtteliselt arvesse võtta eraldatava maa maksumus. 35 kV võrgu rekonstrueerimise vaatlemisel võib siiski enamasti maaeraldusega seotud kulud vaatlusest välja jätta, kuna 35 kV liine asendavate 110 või 10-20 kV liinid kulgevad reeglina endistel trassidel, samuti jäävad alajaamade asukohad enamikus muutmata.

Liinide ja alajaamade esteetilist mõju mingi matemaatiliselt avalduva kriteeriumi kaudu arvestada on praktiliselt võimatu. Seetõttu rakendatakse selles osas samuti normatiivset lähenemist, s.t keskkonnakaitse organite või kohalike omavalitsuste poolt võidakse kehtestada nõuded ja piirangud rajatiste paiknemise ja võib-olla ka väljanägemise osas, mida tuleb liinitrasside ja alajaama asukohtade valikul arvesse võtta.

5.1.4 Töökindluse kriteeriumid

Nagu öeldud, on elektriettevõtte põhikohustuseks kindlustada tarbijate **töökindel elektrivarustus** kvaliteetse elektrienergiaga minimaalsete võimalike tariifide juures. Seega on töökindlus üheks olulisemaks kriteeriumiks nii planeerimisel, projekteerimisel kui igapäeva töös.

Töökindlust võib planeerimisel arvesse võtta mitmeti.

Moodsal lähenemisel käsitletakse töökindluse muutust ühe kulu liigina, mida arvestatakse planeerimise üldises majanduslikus vähimkulu kriteeriumis. Seega rakendatakse mitme kriteeriumiga ülesande lahendamisel ülal mainitud esimest

lähenemist – mitme kriteeriumiga ülesanne teisendatakse optimeerimiseks ühe (majandusliku) kriteeriumi järgi. Sellise lähenemise oluliseks eeliseks on võimalus optimeerida töökindlust. Samas nõuab selline lähenemine üsna keerukaid töökindluse arvutusi andmata jäänud energia tõenäolise koguse määramiseks ning eeldab katkestuse erikahjumite teadmist erinevatele tarbijaklassidele. See oma korda nõuab ulatuslikku informatsiooni võrgu elementide töökindlusnäitajate ning koormuste iseloomu kohta. Täna on tingimustes on selline lähenemine reaalsem üksikute radiaalsete võrguosade rekonstrueerimisvariantide või konkreetsete projektlahenduste võrdlemisel.

Mainitud raskuste tõttu kasutatakse elektrivõrkude, eriti ülekande- ja süsteemivõrgu arengu planeerimise praktikas väga sageli traditsioonilist lähenemist – arvestatakse töökindluse nõudeid **normatiivsel teel**, s.t kehtestatakse (reguleerivate institutsioonide poolt, liitumislepingutega vms) töökindluse näitajate teatud normväärtused või tehnilised nõuded.

Eesti jaotusvõrkude töökindlusele esitatavad nõuded on sätestatud standardiga EVS-EN 50160:1999 ning Majandus- ja kommunikatsiooniministri määrusega nr 42 6. aprillist 2005. Elektrivõrgud võivad kasutada ka teisi (vahel lokaalseid) töökindluse nõudeid, nagu nt:

- iga alajaam või nende grupp peab omama vähemalt kahepoolset toidet
- mistahes alajaama rike ei tohi põhjustada teatud perioodist pikemat katkestust ühegi kliendi elektrivarustuses
- kehtestatakse lubatud katkestussagedus või katkestusaeg kõige kriitilisematele tarbijatele vms

5.1.5 Majanduslikud kriteeriumid

Tänapäeva praktikas on laiendamise- või rekonstrueerimisprojektide valikul ja põhjendamisel üldtunnustatud optimaalsuse kriteeriumiks **majanduslik** kriteerium, mis vastavate lisaliikmete kaudu võib arvesse võtta ka muid ülalvaadeldud kriteeriume, eelkõige töökindluse tingimusi.

Arenguvariantide võrdlemisel ei või vaadelda elektrivõrku isoleerituna vaid tuleb hinnata arendamisest tulenevaid kasusid kogu elektrivarustussüsteemile ja **kogu ühiskonnale** tervikuna ning võrrelda neid arenduskuludega.

Elektrivõrgu laiendamise või rekonstrueerimise esmaseks kasudeks on kogu võrgu ja tema elementide töökindluse suurenemine ja võrgukadude vähenemine, s.t väheneb toitekatkestuste või energiavarustuse piirangute oht ja vähenevad võrgu käidukulud. Samas kaasnevad arendamisega investeerimiskulud (kapitalkulud), vahel ka teatud osa käidukulude suurenemine (töötasud, hoolduskulud jne). Käidukulude vähenemise ja suurenemise vahet nimetatakse **tegevustuluks**.

Seega võib süsteemi arengu optimeerimise kriteeriumi esitada kujul

$$B = B_T + B_V - C_K \rightarrow \max \quad (5.1)$$

- kus B – arendamisest saadav summaarne **ühiskondlik** tulu
 B_T – tegevustulu (arendusest tulenev tootmiskulude vähenemine)
 B_V – süsteemi töökindluse suurenemise väärtus
 C_K – kapitalikulud (investeeringuskulud) laiendamiseks

Üle minnes marginaalväärtustele, võib avaldisest (5.1) tuletada optimumi tingimuse

$$\Delta B_T + \Delta B_V = \Delta C_K \quad (5.2)$$

- kus $\Delta B_T, \Delta B_V, \Delta C_K$ – suuruste B_T, B_V ja C_K marginaalväärtused, kr/kW

See tähendab, et investeeringud on õigustatud seni, kuni tehtud kulutused kaetakse saadava kasuga.

Põhimõtteliselt võib avaldisse (5.1) lisada täiendavaid liikmeid, arvestamaks nt keskkonna tingimuste ja/või elektri kvaliteedi paranemise väärtusi, ressursside integreeritud planeerimisel tarbimise juhtimiseks tehtavat kulu ja sellest saadavat tulu jne. Kuna viimaseid on äärmiselt raske kvantitatiivselt hinnata, siis, nagu ülal märgitud, arvestatakse keskkonna ja kvaliteedi nõudeid reeglina normatiivsel teel, s.t vastavate normide ja standardite kehtestamisega.

Tavaliselt on laiendamisest tingitud tegevuskulude vähenemist ja elektrivarustuse kvaliteedi paranemise väärtust raske hinnata. Ühtlasi tuleb arvestada, et kuna elektrivõrguettevõtte on oma teeninduspiirkonnas **monopoolses** seisundis, ei saa võrgu laiendusotsustuste tegemisel lähtuda puhtalt majanduslikust kriteeriumist. Kui laiendamine on vajalik tarbija(te) töökindlaks varustamiseks kvaliteetse elektrienergiaga, tuleb seda igal juhul teha sõltumata selle otsesest rentaablustest ja majanduslikult saab vähimkulu printsiibil võrrelda ainult erinevaid laiendusvariante. Vajalikud kulud kaetakse seejuures vastavate elektritariifide kehtestamisega. Seetõttu on elektrivõrguettevõtete arengu planeerimise praktikas üldlevinud lihtsam **vähimkulu kriteerium**:

$$C = C_K + C_T + C_V \rightarrow \min \quad (5.3)$$

- kus C – summaarsed kulud laiendamiseks või rekonstrueerimiseks
 C_K – summaarsed **kapitalikulud** (investeeringuskulud) laiendamiseks või rekonstrueerimiseks vaadeldaval planeerimisperioodil
 C_T – laiendamisest või rekonstrueerimisest tulenevad summaarsed **tegevuskulud** (elektrivõrkude puhul käidu- ja hooldekulud ning võrgukadude maksumus) üle hindamisperioodi
 C_V – **varustuskindlusega seotud kulud** laiendamise või rekonstrueerimise tulemusel

Toodud kriteeriumid on põhimõtteliselt kõikehõlmavad – nende järgi toimub süsteemi kompleksne majanduslik optimeerimine nii kapitali- ja tegevuskulude kui ka töökindluse järgi.

Kui varustuskindlust arvestatakse normatiivsel teel, lihtsustub kriteerium laialt kasutatavaks kapitali- ja tegevuskulude minimeerimiseks etteantud töökindluse ja kvaliteedi nivoo juures:

$$C = C_K + C_T \rightarrow \min \quad (5.4)$$

Vahel võib projekteerimisülesannete puhul, mõnel juhul ka jaotusvõrkude planeerimisel, erinevate variantide käidu- ja hooldekulud ning võrgukaod (s.t summaarsed tegevuskulud C_T) lugeda enam-vähem võrdseiks ja lähtuda lihtsast **kapitalikulude miinimumi** kriteeriumist

$$C = C_K \rightarrow \min \quad (5.5)$$

Tuleb silmas pidada, et tingimustes (5.1)-(5.4) tuleb hinnata kõigi võrreldavate arenguvariantidega seotud tulude ja kulude **nüüdisväärtusi** üle nn **hindamisperioodi**, s.t kõik hindamisperioodil esinevad tulud ja kulud tuleb **ajaldada** planeerimisperioodi lähteaastale. Kuna tegevuskulud on jaotatud üle seadmete eluea, peaks põhimõtteliselt hindamisperioodi pikkuseks olema planeerimisperiood pluss viimasena käiku antud objekti eluiga. Siiski pole otstarbekas võtta hindamisperioodi pikkuseks üle 25-30 aasta. Ühest küljest muutuvad kaugemate aastate tulude-kulude nüüdisväärtused tühisteks võrreldes kogutulude-kuludega, teisest küljest on pikemaks perioodiks prognoositud näitajad äärmiselt vähe usaldusväärsed. Kui planeerimisperioodi pikkuseks on 20 a, võetakse hindamisperiood sageli võrdseks planeerimisperioodiga.

Kriipsutame veel kord alla, et elektrivõrkude arengu planeerimisel tuleb ülaltoodud kriteeriumide alusel minimeerida mitte elektrivõrguettevõtte vaid **summaarseid ühiskondlikke kulusid**. Kuna **elektrivõrguettevõtte** on oma teeninduspiirkonnas monopoolses seisundis, ei saa tema esmaeesmärgiks olla pelgalt kasumi teenimine, vaid ta peab kehtestama **madalaimad võimalikud tariifid** nõutava teeninduse kvaliteedi (töökindluse) juures.

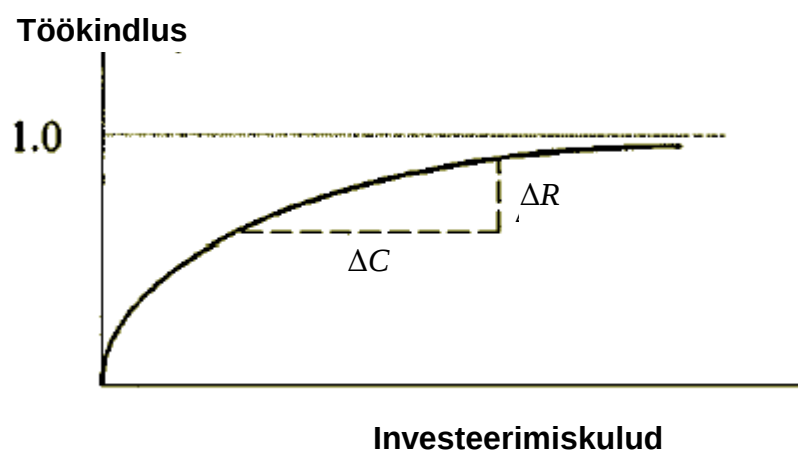
Samas peab elektrisüsteemi tegevus olema reguleeritud nii, et tagada talle aus ja mõistlik tulu investeeringutelt. Seega tuleb seostes (5.3)-(5.5) kulusid C käsitada sisuliselt kui elektrivõrguettevõtte **vajalikku tulemit**, mis kataks tema investeerimis- ja käidukulud ja reguleeritud kasumi.

5.2 Töökindluse kulu ja tulu

Moodsa elektrisüsteemi põhifunktsiooniks on rahuldada tarbijate võimsuse ja energia vajadus madalaimate võimalike kulude juures, säilitades seejuures elekt-

rivarustuse nõutava töökindluse ja kvaliteedi. Elektriettevõtted seisavad silmitsi kasvavate määramatustega majanduslike, poliitiliste, sotsiaalsete ja keskkonnalaaste piirangute näol. See tingib vajaduse rangemalt põhjendada elektrivarustussüsteemi rekonstrueerimise, laiendamise ja uute seadmete vajadust. Seejuures on väga oluline investeeringute majanduslikul põhjendamisel arvestada seadmete maksumuse ja käidukulude kõrval ka **töökindluse väärtust**.

On äärmiselt tähtis mõista, et töökindlus on tihedalt seotud ökonoomikaga, sest töökindluse nivoo tõstmine või isegi tema hoidmine olemasoleval tasemel nõuab suurenevaid investeeringuid. Seda asjaolu illustreerib joonis 5.1, kus ΔR tähistab töökindluse juurdekasvu ja ΔC selle saavutamiseks vajalikke täiendavaid investeeringuid.

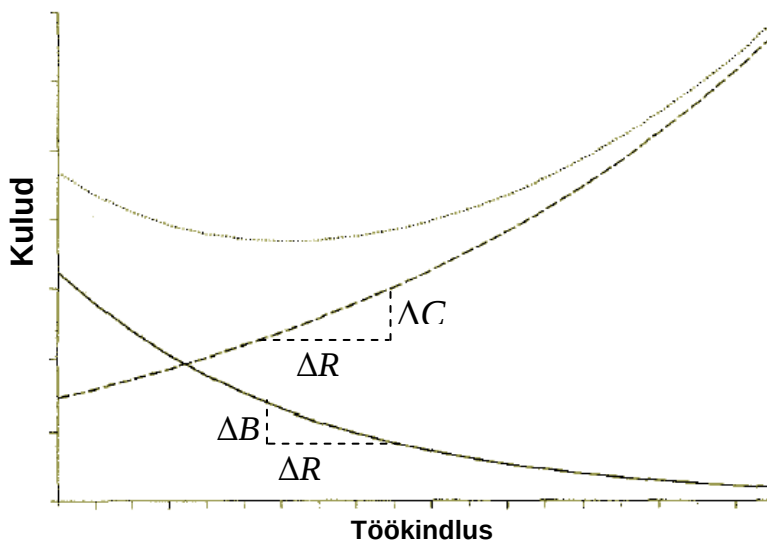


Joonis 5.1. Töökindluse seos investeeringutega

Lisaks investeeringuskuludele tuleb arvestada ka töökindluse teatud nivoooga seotud katkestuskuludega. Seega hõlmab töökindluse ökonoomika kaht aspekti – “**töökindluse kulu**” ja “**töökindluse väärtus**”.

Töökindluse kulu /*reliability cost*/ all mõistetakse teatud töökindluse nivoo saavutamiseks või hoidmiseks vajalikke investeeringuid, püsikulusid, süsteemi tegevuskulusid, hädaabi tegevustega seotud kulusid /*emergency actions*/ (et pehmedada süsteemiavariide tagajärgi kliendile) jms, **töökindluse väärtuse** /*reliability worth*/ all aga nendest investeeringutest elektrivarustajale ja kliendile tulenevat rahalist kasu.

Kui elektriettevõtte investeerib töökindluse tõstmiseks, teeb ta seda tarbija kasu-
de huvides ja tehtud kulud kantakse üle tarbijale elektriarvete kaudu. Seega on
elektriettevõtte eesmärgiks sobitada täiendavad töökindluse tõstmise kulud nen-
dest tuleneva tarbijate marginaalse kasuga. Lihtsustatult on optimaalne selline
töökindluse tase, mille puhul töökindluse tõstmise marginaalkulu on võrdne tar-
bijate kasu suurenemise marginaaliga. Seda peegeldab joonis 5.2.



Joonis 5.2. Marginaalkulu ja marginaaltulu kontseptsioon

(----- – elektriettevõtte kulud, ——— – töökindlusega seotud tarbijate kulud,
..... – kogukulud)

Töökindluse optimaalne tase on määratud marginaalkulu ja marginaaltulu võrd-
suse tingimusega

$$\frac{\Delta C}{\Delta R} = \frac{\Delta B}{\Delta R} \quad (5.6)$$

Seega tingib elektriettevõtete töökindluse tulu-kulu analüüsi eesmärk vajaduse
hinnata töökindluse tagamisega seotud kulusid ja töökindla elektrivarustuse
väärtust.

Kui töökindluse tõstmiseks vajalike investeeringukulude hindamine on suhteli-
selt lihtne, siis vastupidine on olukord sellest saadavate kasude hindamisega,
kuna mõned neist on küll kvantifitseeritavad tegelike tuludena, kuid samas on
paljud neist subjektiivsed, sõltudes mitmesugustest kvalitatiivsetest teguritest,
nagu ebamugavus, ärritus jms.

Laialt soovitatakse, et majanduslikud kulud ja tulud tuleks hinnata lähtuvalt “tu-
rust” ja “turu jõududest”. Töökindluse kasude sõltuvuse mõistmise üldiseks alu-
seks oleks nõudluskõvera olemasolu, mis kirjeldab tarbija tarbimise ja elektriva-
rustuse kasvava “turuhinna” vahelist sõltuvust. Kuigi see kontseptsioon on üldi-
selt põhjendatud ja võib pakkuda abi, on diskuteeritav, mil määral elektrivarus-

tus allub normaalsele turumajanduslikule käitumisele, s.t pole täpselt selge, kuidas turg mõjutab töökindlust ja tema väärtust.

Elektrivarustuse olemuslikeks iseloomujoonteks on toite monopoolsus ning praktiliselt kõiki eluvaldkondi ja suuri piirkondi hõlmav alaline klientuur. Need tegurid on oluliseks takistusteks töökindluse väärtuse hindamisel. Klientidel on piiratud valikuvõimalused tariifide ja töökindluse vahel või puuduvad need üldse. Ka juhul, kui valikuvõimalusi pakutakse, puudub klientidel kogemus õigeks valikuteks. Üldiselt kalduvad kliendid eeldama, et elektrivarustus on katkematu ja vastab alati nende vajadustele, kuigi paljud neist mõistavad, et see pole 100% realiseeritav paratamatute rikete ja kahjustuste tõttu. Sageli peavad kliendid elektrivarustust peaaegu et sotsiaalseks õiguseks. Sellistele klientidele on väga raske esitada küsimus “Milline on elektrivarustuskindluse väärtus?”

5.3 Töökindluse väärtus

Nagu öeldud, tingib elektriettevõtete töökindluse tulu-kulu analüüsi kontseptuaalne eesmärk vajaduse hinnata sõltumatult töökindluse tagamisega seotud kulusid ja töökindla elektrivarustuse väärtust.

Elektrivarustuskindluse väärtust on raske defineerida ja tema hindamine on keerukas ning subjektiivne ülesanne, kuigi selle vajadus elektrisüsteemi käitamisel ja planeerimisel aina kasvab. Klassikaline pakkumise ja nõudluse kõveratel põhinev lähenemine pole elektrihaubanduses üldiselt rakendatav elektrivarustuse eelpool vaadeldud iseärasuste tõttu.

Üldine on seisukoht, et töökindluse väärtuse otsene hindamine on väga raske, kui mitte võimatu, ja tunnustatud lähenemiseks on hinnata toitekatkestustest tulenevat rahalist kahju */monetary loss/*, mis sisuliselt ongi töökindlusetuse sotsiaalseks hinnaks */cost/*. Katkestuskahju */interruption cost/* pole küll täpselt võrdne töökindluse väärtusega, kuid on selle piisavaks asendajaks.

Mõistame **katkestuskulu** */outage cost/* all antud võrgu või tema osa toitepiirkonda ühendatud klientide toitekatkestusest tingitud eeldatavat **aastast kogukulu**. Ulatusliku elektrienergia kasutusega majanduse puhul on elektrivarustuse katkestustest tulenev kahju väga suur.

Katkestuskulud jagunevad elektriettevõtte ja klientide vahel:

- Elektriettevõttele on katkestuskuludeks */utility costs/* saamata jääv müügitulem, samuti kulud toite taastamiseks.
- **Klientide katkestuskuluks COC** */customer outage cost/* on katkestuskahjude aastane koguhulk rahalises väljenduses – andmata jäänud toodangu, riknenud materjalide ja seadmete jms maksumus. Elektrivarustuse katkestused põhjustavad tarbijaile märksa suuremat kulu, kui kulud elektriarvetele.

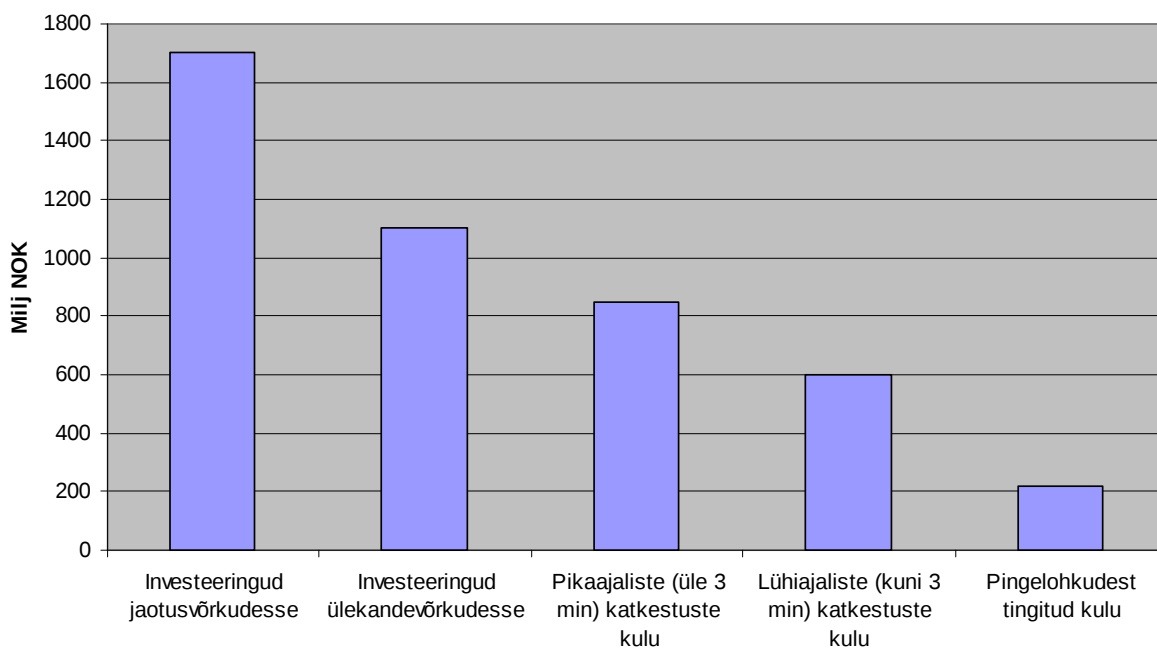
Tavaliselt on elektriettevõtte kulud märgatavalt väiksemad klientide kulust. Samuti tuleb arvestada, et toide tuleb elektriettevõtte poolt taastada igal juhul. Seetõttu arvestatakse praktilistes arvutustes tavaliselt ainult klientidega seotud katkestuskulud. Vajaduse korral arvatakse elektriettevõtte katkestuskulud eelpool vaadeldud töökindluse kulude (täpsemalt käidukulude) hulka.

Käesolevas kursuses, nagu ka enamuses katkestuskuludele pühendatud kirjandusallikates, mõistetakse katkestuskulude COC all just toitekatkestustest **klientidele (tarbijatele)** põhjustatud kulud.

Katkestuskulud leitakse katkestustest klientidele põhjustatud **kahjude** hinnangu-
te alusel.

Töökindluse väärtuseks /*reliability worth*/ on investeeringutest tulenev **klientide marginaalne kasu** /*customers' marginal benefit*/, s.t toitepidevuse nivoo muutusele vastav **katkestuskulu muutus ΔCOC** .

Omamaks ettekujutust investeeringute ja katkestuskulude vahekorrast, on järgneval joonisel toodud illustratsiooniks vastavate kulude vahekord Norra elektrivõrkudes aastal 2001.



Joonis 5.3. Investeeringu- ja katkestuskulud Norra elektrivõrkudes 2001 a

Allikas: Sand K. The use of payment for electricity not delivered in Norway: is it enough to give incentives for investments? SINTEF Energy Research, Norway, 2003, 4p.

Võib arvata, et klientide katkestuskulude ja töökindluse väärtuse kasutamine tulevikus kasvab tänu elektrivarustussüsteemide erastamisest tuleneva üha suureneva kommertssurvega elektriettevõtetele, regulaatoritele ja teistele elektriturul osalejatele.

5.4 Majandusliku hindamise meetodid

5.4.1 Ülevaade

Kuna võrgu või võrguosa võrreldavate arenguvariantide hulgast parima valik toimub üldjuhul majandusliku kriteeriumi alusel, on siin kohane tuua ülevaade elektriettevõtetes enimkasutatavatest majandusliku hindamise meetoditest.

Kasutusel on kolme tüüpi majandusliku hindamise meetodeid:

1. Staatilised meetodid
2. Dünaamilised meetodid
3. Stohhastilised meetodid

Staatilisteks on meetodid, mis ei arvesta kapitali väärtuse muutumist ajas. Meetodid on lihtsad, piltlikud ja hästi mõistetavad ning ei nõua mõnevõrra keerukaid (eriti kui investeeringuid tehakse mitte ainult hindamisperioodi alguses, vaid ka selle vältel) ajaldusarvutusi. Siiski ei võimalda nad arvestada tulude ja kulude muutumist insenerliku projekti eluea vältel ning eriti kapitali väärtuse ajalist muutust. Elektrivõrgu arengu ulatuslike projektide hindamiseks pole staatilised meetodid üldiselt sobivad. Kasutatakse neid tavaliselt kas väikeste, lühikese elueaga projektide tasuvuse hindamiseks või siis suuremate projektide puhul võrreldavate variantide esialgseks lihtsustatud hindamiseks eesmärgiga vähendada detailsemalt analüüsitavaid alternatiivide arvu.

Staatilistest meetoditest enimkasutatavaks on **tasuvusaja** meetod. **Tasuvusajaks** nimetatakse ajavahemikku, mille jooksul variandi realiseerimisel saadav tulu katab tehtud investeeringud.

Variantide võrdlemisel vähimkulu kriteeriumi järgi määratakse üksikute variantide tasuvusaeg teatud baasvariandi b suhtes. Selleks tuleb leida võrreldava variandi v täiendavad kapitalikulud ΔC_{Kv} võrreldes baasvariandi kuludega C_{Kb} :

$$\Delta C_{Kv} = C_{Kv} - C_{Kb} \quad (5.7)$$

ja variandi v keskmiste aastaste jooksevkulude C_{Jav} sääst baasvariandiga võrreldes:

$$\Delta C_{Jav} = C_{Jab} - C_{Jav} \quad (5.8)$$

kus C_{Kv} ja C_{Kb} – vastavalt variandi v ja baasvariandi kapitalikulud

C_{Jav} ja C_{Jab} – vastavalt variandi v ja baasvariandi aastased jooksevkulud

Sel juhul on variandi v tasuvusaeg baasvariandi suhtes

$$T_v = \Delta C_{Kv} / \Delta C_{Jav} \quad (5.9)$$

Rõhutamaks meetodi staatilisust, nimetatakse meetodit vahel ka **lihttasuvusaja meetodiks** (eristamaks teda tasuvusaja meetodi võimalikust dünaamilisest variandist, mille puhul toodud seostes kasutatakse ajaldatud väärtusi).

Parimaks loetakse lühima tasuvusajaga variant tingimusel, et see on lühem ettevõttes aktsepteeritud piirsuurusest.

Dünaamilisteks nimetatakse meetodeid, mis võtavad arvesse kapitali väärtuse muutumist ajas. Elektrisüsteemide ja elektrivõrkude arenguplaanide hindamisel kasutatakse rõhuvas enamuses just dünaamilisi meetodeid kui märksa täpsemaid võrreldes staatilistega.

Dünaamilistest meetoditest on kõige laiemat kasutamist leidnud järgmised neli:

1. Puhta nüüdisväärtuse meetod
2. Sisemise tasuvusläve meetod
3. Kulude nüüdisväärtuse meetod
4. Võrdsete aastakulude (annuiteetide) meetod

Stohhastiline hindamine kujutab endast majanduslikku analüüsi, mis arvestab lähteinfo määramatust ja ebatäpsust. Stohhastilised meetodid võib liigitada järgnevasse kolme tüüpi:

1. **Kulu-tulu bilansi analüüs.** Kasutatakse, kui mõni parameeter või lähtesuurus on täielikult määramatu. Leitakse, millises selle parameetri väärtuste vahemikus on variant aktsepteeritav ja millistes pole ta ökonoomne.
2. **Tundlikkuse analüüs.** Kasutatakse, kui on teada mõne parameetri võimalikud väärtused, mitte aga nende tõenäosused. Analüüsitakse variandi majanduslikkust parameetri erinevate väärtuste puhul.
3. **Tõenäosuslik analüüs (ka riski analüüs).** Kasutatakse, kui on teada tõenäosuslik info (jaotusseadus või tõenäosuslikud näitajad) parameetri(te) kohta. Leitakse selle info alusel majandusliku hinnangu tõenäosuslik jaotus ja hinnatakse variandiga seotud riski.

Stohhastilised hindamismeetodid on väga töömahukad ja pole kasutatavad ilma vastava arvutitarkvarata. Võtmeprobleemiks on määramatute tegurite jaotusseaduste määramine. Nende saamiseks on vajalik ulatuslik info, küllaldane kogemus ja andmete detailne analüüs. Seetõttu jaotusvõrgu arenguvariantide võrdlemisel stohhastilisi meetodeid üldiselt ei kasutata ja seetõttu käesolevas neid rohkem ei käsitleta.

5.4.2 Kapitali ajaline väärtus

Kapitali väärtus on tihedalt seotud ajaga. Mingi rahasumma täna on ka inflatsiooni mitte arvestades väärtuslikum kui sama summa tulevikus, sest tänane summa võib teenida kasumit. Selle tulemusel pole investeeritud kapitali väärtus ja projekti eluea erinevatel aegadel saadud kasumid või tehtud kulutused otseselt võrreldavad. Et saada õigeid majanduslikke hinnanguid, tuleb erinevate aegade rahasummad (maksed) muuta võrreldavateks, teisendades (ajaldades) nad samale ajahetkele.

Insenerlike projektide majanduslikul analüüsil võib kapitali ajalist väärtust väljendada järgneval kolmel põhilisel viisil:

1. **Nüüdisväärtus P .** Erinevate aegade maksed teisendatakse e diskonteeritakse ekvivalentseteks tänasteks makseteks – nüüdisväärtusteks e diskonteeritud väärtusteks.
2. **Tuleviku väärtus F .** Erinevate aegade maksed teisendatakse ekvivalentseteks makseteks tulevikus. Tavaliselt teisendatakse vaadeldava perioodi lõpp-aastale, mistõttu nimetatakse tuleviku väärtust vahel lõppväärtuseks.
3. **Aastamakse e annuiteet A .** Makse teisendatakse võrdseteks aastasteks osamakseteks e annuiteetideks.

Toodud kolm väärtust on vastastikku teisendatavad laialt tuntud intresside teisendamise valemitega.

Tuleviku väärtuse arvutamine nüüdisväärtuse järgi. Praeguse makse P tuleviku väärtus n aasta pärast intressimäära (diskontomäära) i puhul:

$$F = P(1+i)^n \quad (5.10)$$

Majandusalases kirjanduses on kombeks ülaltoodud seost väljendada kujul

$$F = P(F / P, i, n) \quad (5.11)$$

$$\text{Tegur } (1+i)^n = (F / P, i, n) \quad (5.12)$$

on nn **liitintressitegur** või lihtsalt **liittegur**.

Nüüdisväärtuse arvutamine tuleviku väärtuse järgi. Aasta n makse F nüüdisväärtus P intressimäära (diskontomäära) i puhul:

$$P = F \frac{1}{(1+i)^n} = F(P / F, i, n) \quad (5.13)$$

$$\text{kus tegurit } \frac{1}{(1+i)^n} = (P / F, i, n) \quad (5.14)$$

nimetatakse **nüüdisväärtusteguriks** e **diskontoteguriks**.

Tuleviku väärtuse arvutamine aastamaksete järgi. Üle n aastase perioodi sooritatud ühtlaste aastamaksete (annuiteetide) tuleviku väärtus F aastal n intressimäära i puhul:

$$F = A \frac{(1+i)^n - 1}{i} = A(F / A, i, n) \quad (5.15)$$

kus **liitmaksetegur**

$$\frac{(1+i)^n - 1}{i} = (F / A, i, n) \quad (5.16)$$

Aastamaksete arvutamine tuleviku väärtuse järgi. Aasta n makse F järgi arvutatud ühtlased aastamaksed (annuiteedid) A intressimäära i puhul:

$$A = F \frac{i}{(1+i)^n - 1} = F(A/F, i, n) \quad (5.17)$$

$$\text{Tegurit } \frac{i}{(1+i)^n - 1} = (A/F, i, n) \quad (5.18)$$

nimetatakse **fondimakse- e ositimakseteguriks**.

Nüüdisväärtuse arvutamine aastamakse järgi. n aasta vältel tehtud ühtlaste aastamaksete A summaarne nüüdisväärtus P intressimäära i puhul:

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = A(P/A, i, n) \quad (5.19)$$

$$\text{Siin tegurit } \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = (P/A, i, n) \quad (5.20)$$

nimetatakse **ühtlase makseteseeria ajaldusteguriks**.

Aastamakse arvutamine nüüdisväärtuse järgi. Nüüdisväärtuse P jaotamine ühtlasteks aastamakseteks (annuiteetideks) üle n aastase perioodi intressimäära i puhul:

$$A = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = P(A/P, i, n) \quad (5.21)$$

$$\text{kus tegur } \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = (A/P, i, n) \quad (5.22)$$

on nn **aastamaksetegur e kapitali taastumistegur**.

Kapitali ajalise väärtuse teisendustegurid on tabuleeritud ja toodud vastavates majanduskäsiraamatutes.

5.4.3 Dünaamilised hindamismeetodid

Puhta nüüdisväärtuse (net present value e NPV) meetod.

Meetodi (ka praeguse puhasväärtuse, ajaldatud puhasmaksumuse või ajaldatud tulu meetod) olemuseks on vaadeldava projekti eluea kõigi tulude-kulude ajaldamine (taandamine, diskonteerimine) nüüdishetkele (praegusele hetkele):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n (B_t - C_t)(P/F, i, t) \quad (5.23)$$

kus B_t ja C_t – vastavalt kogutulud ja kogukulud aastal t
 n – projekti eluiga või hindamisperiood
 i – intressimäär või diskontomäär

Taandada võib ka eraldi kõik tulud ja kõik kulud nüüdishetkele ning saadud kogutulude ja kogukulude nüüdisväärtused algebraliselt liita:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n B_t(P/F, i, t) - \sum_{t=0}^n C_t(P/F, i, t) \quad (5.24)$$

Projekt on majanduslikult tasuv, kui $NPV > 0$. Variantide võrdlemisel loetakse parimaks **suurima puhta nüüdisväärtusega** variant.

Sisemise tasuvusläve meetod

Meetodit nimetatakse ka sisemise kasuminormi meetodiks. Nagu näha valemitest (5.23) ja (5.24), sõltub samade rahavoogude nüüdisväärtus kasutatud diskontomäärast i . Nüüdisväärtus väheneb diskontomäär suurenedes. Sisemise tasuvusläve meetod seisneb sellise diskontomäär – nn sisemise tasuvusläve – i^* leidmises, mille puhul nüüdisväärtus NPV osutub nulliks. Sisemine tasuvuslävi i^* on põhimõtteliselt leitav võrrandist

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i^*)^t} = \sum_{t=0}^n (B_t - C_t)(P/F, i^*, t) = 0 \quad (5.25)$$

Võrrand lahendatakse tavaliselt iteratiivsel teel või ka graafiliselt.

Projekt on majanduslikult tasuv, kui

$$i^* > i_0 \quad (5.26)$$

kus i_0 – normatiivne diskontomäär

Normatiivse diskontomäär väärtus sõltub ettevõtte finantspoliitikast ja teistest alternatiivsetest investeerimisprojektidest. Tavaliselt määrab selle suuruse ettevõtte juhtkond (raamatupidamine).

Vastastikku välistavate variantide võrdlemisel tuleb parimaks lugeda suurima sisemise tasuvuslävega i^* variant.

Meetodi eeliseks on, et variantide võrdlemisel pole vaja eelnevalt teada normatiivset diskontomäär. Meetodi puuduseks on arvutuste suurem maht.

Kulude nüüdisväärtuse meetod

Paljudel insenerlikel aladel, s.h ka elektrivõrgu projektide majanduslikul analüüsil on ettevõtte tulude hindamine olnud väga keerukaks probleemiks ning tänaseni puuduvad rahuldavad meetodid arenguvariantidega seotud finantstulude hindamiseks. Seetõttu on ülalvaadeldud puhta nüüdisväärtuse või sisemise tasuvusläve meetodi kasutamine raskendatud ja elektri-ettevõtete arengu planeerimisel rakendatakse reeglina ainult variantide kulude võrdlemist, s.t **vähimkulu meetodit**. Meetod taandub kulude nüüdisväärtuse PVC (*present value of cost*) määramisele:

$$PVC = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n C_t(P/F, i, t) \quad (5.27)$$

Optimaalseks loetakse **vähima kulude nüüdisväärtusega** variant.

Kui investeeringud C_K (või enamik neist) tehakse ainult hindamisperioodi algul ($t = 0$), võib kasutada valemit (5.27) kujul

$$PVC = C_K + \sum_{t=1}^n \frac{C_{Jt}}{(1+i)^t} = C_K + \sum_{t=1}^n C_{Jt} (P/F, i, t) \quad (5.28)$$

Siin C_{Jt} – jooksevkulud aastal t .

Kogukulude puhta nüüdisväärtuse leidmisel tuleb nendest maha arvata investee-ringute ajaldatud jääkväärtused hindamisperioodi lõpus. Investeeringute jääkväärtused võib leida amortisatsiooninormi alusel.

Nüüdisväärtuse meetodit soovitatakse kasutada, sest ta

- vaatleb kogu hindamisperioodi
- arvestab kulude suhtelise väärtuse muutumist ajas
- on üldtuntud ja seetõttu arusaadav ning aktsepteeritav

Vahel on otstarbekas erinevaid arenguvariante võrrelda ühe nn **baasvariandi** suhtes. Sellisel lähenemisel leitakse kõigi ülejäänud variantide v kulude nüüdisväärtused baasvariandi b suhtes:

$$\Delta C_v = C_v - C_b \quad (5.29)$$

Üleminek uuele rekonstrueerimise variandile on tasuv, kui

$$\Delta C_v < 0 \quad (5.30)$$

Võrdsete aastakulude (annuiteetide) meetod

Meetod on tuntud ka kui **ühtlustatud** või **keskmiste aastakulude (annuiteetide) meetod**, mille puhul leitakse variantide ühtlustatud (üle hindamisperioodi keskendatud) aastased kulud C_a , korrutades kogukulude nüüdisväärtuse C aastamaketeguriga (kapitali taastumisteguriga). Viimane jaotab summaarsed kulud ühtlaselt üle planeerimisperioodi:

$$C_a = C \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = C(A/P, i, n) \quad (5.31)$$

Variantide võrdlemisel tuleb parimaks lugeda vähimate aastakuludega variant.

Kui investeeringud C_K tehakse ainult hindamisperioodi algul ($t = 0$) ja aastased jooksevkulud C_J ei muutu hindamisperioodi vältel, võib kasutada mõnevõrra lihtsamat valemit

$$C_a = C_K \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + C_J = C_K(A/P, i, n) + C_J \quad (5.32)$$

Meetod on eriti sobiv erineva elueaga projektide võrdlemisel.

Arenguvariantide võrdlemisel vähimkulu kriteeriumi järgi on üldiselt sobivaimaks kulude nüüdisväärtuse meetod, kuigi vahel võib sobivamaks osutuda an-

nuiteetide meetod. Üldiselt eeldatakse ühtlast diskontomäära (intressimäära) üle planeerimisperioodi. Kui soovitakse erinevatel ajalõikudel rakendada erinevaid diskontomäärasid, tuleb ülaltoodud valemeid kasutada eraldi igale ajalõigule.

5.5 Kapitali- ja jooksevkulude hindamise põhimõtted

5.5.1 Arenguvariantidega seotud kulud

Elektrivõrgu arengu- või rekonstrueerimisvariantide optimeerimisel vähimkulu kriteeriumi järgi tuleb võrrelda variantidega seotud kogukulusid C :

$$C = C_K + C_T + C_V \quad (5.33)$$

kus C – laiendamise või rekonstrueerimise projektivariandi kogukulud

C_K – projekti summaarsed **kapitalikulud** (investeeringuskulud) vaadeldaval planeerimisperioodil

C_T – laiendamisest või rekonstrueerimisest tulenevad summaarsed **tegevuskulud** (elektrivõrkude puhul käidu- ja hooldekulud ning võrgukadude maksumus) üle hindamisperioodi

C_V – **varustuskindlusega seotud kulud** laiendamise või rekonstrueerimise tulemusel

Kapitali e investeeringuskulud C_K kujutavad endast vaadeldaval planeerimisperioodil rajada kavandatavate objektide maksumuste summat.

Tegevuskuludena C_T mõistame **käidu- ja hooldekulusid** C_H ning **võrgukadude** ΔW maksumust C_W

$$C_T = C_H + C_W \quad (5.34)$$

Käidu- ja hooldekulud C_H võtavad kaudselt arvesse ka objektide töökindlusega seotud kulusid, kuna seadmete töökindluse tõstmine muudab reeglina käidu- ja hooldekulusid.

Kui konkreetse objektiga seotud kapitalikulud leiavad aset ühekordselt enne objekti käikulaskmist, siis tegevuskulud esinevad igal aastal peale objekti käikulaskmist, olles seega “laiali määratud” üle objekti eluea.

Moodsal lähenemisel seotakse töökindlusega teatavad kulud C_V ning neid käsitletakse ühe kulu liigina majanduslikus kriteeriumis. Sellisel lähenemisel leitakse iga tarbija oodatav katkestuskestus ja temale andmata jäänud energiahulk ning hinnatakse **katkestuskulusid** nii kliendi kui ka elektriettevõtte aspektist.

Seega **varustuskindlusega seotud kulud** jagunevad elektriettevõtte ja klientide vahel

$$C_V = C_E + C_{KK} \quad (5.35)$$

kus C_E – elektriettevõtte katkestuskulud – saamata jääv müügitulem ja kulud toite taastamiseks

C_{KK} – kliendi kulud e **katkestuskahjum**

Ka varustuskindlusega seotud kulud on “laiali määratud” üle objekti eluea.

5.5.2 Investeeringiskulude hindamine

Konkreetsete andmete puudumisel kasutatakse investeeringis- e kapitalikulude hindamiseks sageli võrgu elementide nn üldistatud erimaksumusi (elektriliinide maksumused liini ühe km kohta, alajaamade lahtrite või jaotlate maksumused, trafode maksumused jne). Need hõlmavad põhimõtteliselt kõiki kulutusi objekti rajamiseks (seadmete ja materjalide maksumus, ehitus- ja paigalduskulud, projekteerimine jms). Üldistatud erimaksumused saadakse varasematest ehituskogemustest teada oleva hinnaandmestiku keskendamisel (varasemate projektide eelarved ja hinnakalkulatsioonid, pakkumiskonkursside materjalid, realselt ehitatud objektide põhivara väärtuste raamatupidamise dokumentidest jms). Erimaksumuste detailiseerituse määr sõltub kasutada olevate andmete mahust.

Õhuliinide erimaksumused liini ühe km kohta tuleb anda eelkõige vastavalt liini nimipinge, ahelate arvule ja masti materjalile (puu, raudbetoon, metall). Soovitav oleks arvestada ka orienteerivat juhtmemarki, kuna viimane mõjutab liini maksumust 20 ja 35 kV liinide puhul paarikümne protsendi ulatuses. Isoleerjuhtmete kasutamisel on erimaksumus keskmiselt 25 % kõrgem kui paljasjuhtmete puhul. Metsastel trassidel on kulud 5-10 %, soistel trassidel kuni 50 % kõrgemad. Liinide rajamisel uutel trassidel tuleb eraldi kulukomponendina arvestada kompensatsiooni maa eest. Kui uute liinide rajamisel vabanevad vana- de liinide trassid, võib teatud juhtudel maa hinda mitte arvestada, eeldades uue maaeralduse ja vabaneva maa hindade vastastikust kompenseerimist. Liinide rajamisel olemasolevatele mastidele tuleb muidugi vähendada vastavaid kapitali- kulusid.

Olgu mainitud, et vahel kasutatakse elektriliinide maksumuse C_K hindamiseks **üldistatud valemeid** kujul

$$C_K = C_{K0} + C_{K1}U_N + C_{K2}F \quad (5.36)$$

kus U_N – liini nimipinge, V
 F – juhtme ristlõige, mm²

või antud nimipinge puhul kujul

$$C_K = C'_{K0} + C'_{K2}F \quad (5.37)$$

Näiteks Prantsusmaal

$$C_K = 6000 + 0,16U + 60F \text{ fr/km}$$

Rootsis

$$C_K = 15000 + 0,17U + 60F \text{ kr/km}$$

Soomes

$$22 \text{ kV liinid: } 36000 + 200F \text{ mk/km}$$

$$33 \text{ kV liinid: } 42000 + 200F \text{ mk/km}$$

Sedalaadi sõltuvused on üsna ligikaudsed ega arvesta liini trassi iseärasusi. Nende koostamine on väga töömahukas, nõudes ulatuslikku hinnainfot ja selle põhjalikku analüüsi. Valemite kordajad muutuvad erinevate kulukomponentide hinnavahekordade muutumisel, mistõttu tuleb valemide aeg-ajalt korrigeerida.

Kaabelliinide erimaksumused sõltuvad liini nimipingest, vähemal määral kaablimargist ja ristlõikest, väga suurel määral aga liini trassist (maa või linna piirkond, mulla- või asfaldialune paigaldus jms) ja kaabli paigaldusviisist (kaablikraavis, -tunnelis jne). Kaabelliinidele pole üldiselt valemite (5.36) või (5.37) laadi sõltuvused kasutatavad.

Alajaamade kapitalikulused on üldjuhul sobiv vaadelda koosnevana trafo(de) maksumusest, ülem- ja alampinge jaotlate maksumusest ning üldkuludest.

Trafode üldistatud maksumused hõlmavad lisaks trafo maksumusele kulused latistusele, liigpingekaitsele, maandusele, portaalile, sekundaarahelatele ja ehitus- ning paigaldustöödele. Neid kuluseid oleks sobiv arvestada teatud protsendina trafo maksumusest. Vahel kasutatakse trafode üldistatud erikulu näitajana kapitali erikulused trafo nimivõimsuse ühiku (kVA) kohta. Selline näitaja sõltub eelkõige trafo ülempingest, aga ka trafo tüübist (tava- või autotrafo, kahe- või kolmemähiseline, lõhestatud või lõhestamata mähistega jne).

Jaotlate üldistatud erimaksumustena kasutatakse sageli jaotla lahtri keskmisi maksumusi. Viimased hõlmavad primaar- ja sekundaaraparatuuri ning juhistiku, vundamentide ja ehitus-montaažtööde maksumust. Lahtri maksumus sõltub nimipingest ja võimsuslüli olemasolust. Jaotlate maksumuse hindamisel kasutatakse ka kogu jaotla erimaksumusi. Viimased sõltuvad eelkõige jaotla nimipingest, skeemist ja jaotla tüübist (kas sise- või välisjaotla, õhk- või gaasisolatsiooniga jaotla) ning ühenduste arvust. Arvestada tuleb mittestandardsete seadmete märgatavalt kõrgemate hindadega.

Üldkulud arvestavad alajaama krundi ettevalmistuse ja heakorrastuse kulused, omatarbeseadmete maksumust, kulutusi veevarustusele ja kanalisatsioonile, teedele, piiretele, sidele, piksekaitsele jms.

Tüüpskeemidega alajaamade puhul on sobiv kasutada ka terve alajaama üldistatud maksumusi. Viimased sõltuvad eelkõige trafode arvust, ülempingest, ülempingejaotla skeemist ja alajaama tüübist (sise- või välisalajaam, õhk- või gaasisolatsiooniga alajaam jne).

35 kV võrkude revideerimisel pakuvad 110 kV alajaamade osas eelkõige huvi kahe trafo ja sildskeemiga ning ühe trafoga plokskeemiga välisalajaamad; 20 kV osas aga kiosk- ja mastalajaamad.

Uute alajaamade rajamisel tuleb eraldi kulukomponendina arvestada kompensatsiooni maa eest. Kui uute alajaamade rajamisel vabanevad vanade alajaamade krundid, võib teatud juhtudel maa hinda mitte arvestada, eeldades uue maaeralduse ja vabaneva maa hindade vastastikust kompenseerimist.

Demontaažikulud võib üldjuhul jätta arvestamata, eeldades, et need kompenseeritakse demonteeritavate seadmete ja materjalide realiseerimistuludega. Kui demonteeritavate seadmete tehniline jääkressurss on veel piisavalt suur, võib olla vajalik nende jääkmaksumus kapitalikuludest maha arvata. Eriti käib öeldu trafode kohta, mida oleks võimalik kasutada mujal või realiseerida turuhinnaga.

Pingeastmele 20 kV üleminekuvariantide hindamisel tuleb kindlasti arvestada 20 ja 10 kV võrke ajutiselt ühendavate seadmete (20/10 kV trafod või alajaamad, 20/10 kV liikuralajaamad) jääkmaksumust, hinnates ligikaudselt ajaperioodi, mil need seadmed on seotud vaadeldava konkreetse arenguvariandiga.

5.5.3 Käidu- ja hooldekulude hindamine

Käidu- ja hooldekulud hõlmavad elektriseadmete hoolduse ja remondikulud, kulud rikete ja avariide likvideerimiseks, kulud mitmesugusteks mitte-elektrilisteks hooldustöödeks (värvimine, hoonete remont, trasside puhastamine, muru niitmine jms) ning materjalide maksumust. Hindamisel on sobiv lähtuda aastastest kuludest C_{Ht} .

EE Jaotusvõrgu poolt on keskmised alajaamade ja õhuliinide käidu- ja hoolduskulud hinnatud järgmiselt:

- 35 kV alajaamad 45 000 kr/a
- 35 kV õhuliinid 1 400 kr/a
- 6-15 kV alajaamad 1 800 kr/alajaam
- 6-15 kV õhuliinid 1 000 kr/km

Näitajad alajaamadele on saadud Jaotusvõrgu alajaamade hoolde- ja remonditööde juhendis toodud hoolde- ja remonditööde ning teimimiste-mõõtmiste ajanormide põhjal. Õhuliinide hoolde- ja remondikulud on saadud elektrivõrgu piirkondade poolt saadetud liinidel vajalike tööde (näiteks: mastide vahetamine, õigumine, maandustakistuse mõõtmine, liinide ülevaatused, jne.) mahu jagamisel vastava piirkonna õhuliinide üldpikkusega. Konkreetse töö ajanorm on korrutatud tunni hinnaga (300 kr). 6-15 kV alajaamade osas oleks nähtavasti otstarbekas anda käidu- ja hooldekulude maksumus **eraldi kiosk- ja mastalajaamadele**. Erinäitajad tuleks koostada ka **kaabelliinidele**.

Uute alajaamade käidu- ja hooldekulud tuleks võtta 20 % madalamad samalaadsete olemasolevate objektide kuludest tänu paremale kvaliteedile ja tehnoloogilistele täiustustele. **Gaasisolatsiooniga** alajaamade käidu- ja hooldekulud tuleks võtta 1,5-2 korda madalamad kui samalaadsetel õhkisolatsiooniga alajaamadel. **Kompaktlülitusmoodulitega** alajaamade käidu- ja hooldekulud võib võtta 30-40 % väiksematena samalaadsete tavalahendusega alajaamade käidukuludest tänu suuremale töökindlusele ja aparatuuri väiksemale mahule.

Uute elektriliinide käidu- ja hooldekuludeks tuleks võtta 40-50 % olemasolevate sama tüüpi liinide kuludest. **Isoleerjuhtmetega** õhuliinide käidu- ja hooldekulud tuleks võtta omakorda keskmiselt kaks kuni kolm korda väiksemateks sama

tüüpi paljasjuhtmetega liinide kuludest (arvestades nende liinide keskmiselt viis korda väiksemat rikkesagedust ja märksa väiksemat trassi laiust).

20 kV liinide ja alajaamade käidu- ja hooldekulud võib võrdsustada 6-15 kV omadega.

Maailmapraktikas on levinud käidu- ja hooldekulude arvestamine **teatud protsendina kapitalikuludest**. Paljasjuhtmetega õhuliinide käidu- ja hooldekulud võib võtta võrdseks 0,5-1 %-ga, isoleerjuhtmetega õhuliinidel 0,2-0,4 %-ga vastavatest kapitalikuludest. Õhkiisolatsiooniga tavaseadmetega alajaamadel võetakse vaadeldav protsent võrdseks 2-4-ga. Gaasisolatsioonialajaamadel tuleks võtta 0,5-1 %, kompaktsete lülitusmoodulitega alajaamadel 1- 1,5 %.

Arendusvariantide võrdlemisel tuleb arvesse võtta objekti (liini või alajaama) käidu- ja hooldekulud kogu tema eluea jooksul. Selleks on sobiv aastased kulud C_{Ht} teisendada ekvivalentseks investeeringuks C_H objekti käikulaskmise aastal:

$$C_H = C_{Ht} \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = C_{Ht} (P/A, i, n) \quad (5.38)$$

kus n – objekti eluiga – võiks võtta kõigile objektidele võrdseks – nt 30 a
 i – diskontomäär

Edasistes arvutustes leitakse C_H nüüdisväärtus analoogiliselt kapitalikulude ajaldamisele.

5.5.4 Võrgukadude maksumuse hindamine

Aastaste energiakadude maksumus C_{Wt} määratakse tavaliselt lihtsustatult vaadeldava aastase energiakao ΔW ja kaoenergia keskmise hinna b_w korrutisena

$$C_{Wt} = \Delta W \cdot b_w \quad (5.39)$$

Elektrivõrgu tehniliste kadude arvutamiseks on välja töötatud erinevaid meetodeid, lähtudes kao koostisosast, võrgu iseloomust ja kasutada olevast infost. Eesti keskpinge jaotusvõrkudes on tänases infoga varustatuse olukorras sobivaim rakendada meetodeid, mis põhinevad radiaalvõrgu (fiidri) esitamisel ekvivalentse takistusena. Meetodid lähtuvad kadude arvutamisest fiidri keskmise koormuse ja kaoaja järgi vaadeldaval perioodil.

Tehniliste kadude kiireks ligikaudseks hindamiseks 6-15 kV võrkudes võib soovitada töös toodud ekspressarvutust.

Arendusvariantide võrdlemisel tuleb analoogiliselt käidu- ja hooldekuludega ka energiakadude maksumus arvesse võtta kogu hindamisperioodi (tööea) jooksul. Selleks on sobiv aastased kaoenergia maksumused C_{Wt} teisendada ekvivalentseks investeeringuks C_W objekti käikulaskmise aastal. Põhimõtteliselt võiks seda teha arvutades energiakaod igaks aastaks prognoositud tippkoormuste alusel, määrates nende maksumused, ajaldades ja summeerides tulemused. Ülesannet

saab oluliselt lihtsustada, kui eeldada tippkoormuse kasutusaja T_{max} , kaoaja τ , energiakao hinna b_w ja koormuste keskmise kasvutempo a väärtused ning võrguosa skeemi vaadeldava hindamisperioodi vältel muutumatuks. Sel juhul saab summaarset perioodi alguseks ajaldatud energiakao maksumust siis hinnata valemiga

$$C_w = C'_w + C''_w = (\Delta P'_{L \Sigma m 1} + \Delta P'_{Tr \Sigma m 1}) \tau \cdot b_w \frac{\gamma (\gamma^n - 1)}{\gamma - 1} + \Delta P_0 \cdot T \cdot b_w \frac{(1+i)^n - 1}{i (1+i)^n} \quad (5.40)$$

kus C'_w , C''_w – vastavalt hindamisperioodi koormus- ja püsikadude kogumaksumus

b_w kaoenergia keskmine hind hindamisperioodil

$\Delta P'_{L \Sigma m 1}$, $\Delta P'_{Tr \Sigma m 1}$ – summaarsed võimsuskaod liinide ja trafode takistustes tippkoormusel hindamisperioodi alguses (1. aastal)

τ – kaoaeg

ΔP_0 – summaarne tühijooksukao võimsus hindamisperioodi alguses

T – aasta tundide arv

$$\gamma = \frac{(1+a)^2}{1+i}$$

a – koormuste keskmine kasvutempo hindamisperioodil

n – hindamisperiood (eluiga)

i – keskmine intressimäär hindamisperioodil

Kui on oodata näitajate olulisi muutusi, võib hindamisperioodi jagada vastavate muutumatute näitajatega alaetappideks.

Vahel võib arenguvariantide valikul ja energiakao maksumuse väga ligikaudsel hindamisel olla abi ka järgmistest lihtsatest teadmistest.

- Võimsuse koormuskaod elemendis takistusega R on võrdelised seda läbiiva näivvõimsuse ruuduga ja pöördvõrdelised pingele ruuduga. Viies näiteks liini (juheta muutmata) pingelt U_{N1} üle pingele U_{N2} , muutuvad koormuskaod ja koormuskadude uueks maksumuseks saab sama koormuse puhul

$$C'_{w N2} = C'_{w N1} \left(\frac{U_{N1}}{U_{N2}} \right)^2 \quad (5.41)$$

Nii näiteks üleminekul pingelt 10 kV pingele 20 kV vähenevad liini koormuskaod ja vastavalt sellele ka nende maksumus 4 korda.

- Samas proportsioonis (ruutsõltuvuses) muutuvad ka suhtelised pingekaod (protsentides nimipingest).

- Trafode koormuskaod, järelikult ka nende maksumus, on analoogilise teostuse ja sama nimivõimsusega trafodel sõltumata nimipingest praktiliselt sama.
- Trafode tühijooksukaod, järelikult ka nende maksumus, on analoogilise teostuse ja sama nimivõimsusega trafodel sõltumata nimipingest praktiliselt sama.
- Uute trafode tühijooksukaod, järelikult ka püsikadude maksumus, on endiste NL- aegsetega võrreldes keskmiselt ca 1,5 korda väiksemad.

5.5.5 Varustuskindlusega seotud kulud seotud kulude hindamine

Varustuskindlusega seotud kulude hindamiseks leitakse iga koormuspunkti oodatav aastane katkestuskestus ja punktile andmata jäänud energiahulk ning hinnatakse **katkestuskulud** nii kliendi kui ka elektriettevõtte aspektist.

Seega on põhiprintsiibiks, et arvestada tuleb **nii klientide kui elektriettevõtte kulusid**. Varustuskindluse tagamisega seotud kulud kannab tavaliselt elektriettevõtte, kuna tema esmaseks ülesandeks on tagada klientide elektrivarustus mõistliku töökindluse ja kvaliteediga. Siiski soovivad vahel töökindluse täiendavas tõstmises osaleda ka tootmisettevõtted, kuna nad ise saavad sellest tulu.

Elektriettevõtteile on katkestuskuludeks saamata jääv müügitulem, samuti kulud toite taastamiseks.

Kliendi kuluks on andmata jäänud toodang, riknenud materjalid ja seadmed jms. Enamik selliseid kulusid võib väljendada rahas kliendi **katkestuskuluna**.

Katkestuskulude hindamist vaatleme detailsemalt peatükkides 3 ja 4.

Kogu arendusvariandi eluea jooksul esinevate varustuskindlusega seotud kulude leidmiseks on sobiv aastased kulud C_{Vt} teisendada ekvivalentseks investeeringuks C_V objekti käikulaskmise aastal:

$$C_V = C_{Vt} \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = C_{Vt}(P/A, i, n) \quad (5.42)$$

Edasistes arvutustes leitakse C_V nüüdisväärtus analoogiliselt kapitalikulude ajaldamisele.

6. KATKESTUSKAHJU ERINÄITAJAD

6.1 Katkestuskahjude hindamisest

Töökindlusega seotud kulud ehk katkestuskulud leitakse klientidele põhjustatud **katkestuskahju** /*customer interruption cost, CIC* / hinnangute alusel.

Igasuguse katkestuskahju hindamisprotseduuri loomulikuks osaks on kliendi toitekatkestuste tagajärgede olemuse ja mitmekesisuse mõistmine. Katkestuste tagajärgi võib liigitada mitmeti: otsesed ja kaudsed, majanduslikud ja sotsiaalsed, lühi- ja pikaajalised ning samuti, kas katkestus on lokaalse iseloomuga või laialt ulatuslik (nt süsteemi või tema osa kustumine /*blackout*/). Otsesed majanduslikud tagajärjed hõlmavad andmata toodangut, taaskäivitamise kulusid, riknenud toormaterjale, koheseid toimeid tervisele ja ohutusele jms. Otsesteks sotsiaalseteks tagajärgedeks on transpordihäiretest tingitud ebamugavused, vaba aja kaotamine, ruumide madal temperatuur jms. Väga raske on liigitada majanduslikeks või sotsiaalseteks ning kvantifitseerida kaudseid e sekundaarseid tagajärgi, nagu kodanike allumatus, kuritegevus süsteemi kustumise ajal, evakueerimise vajadus jne. Pikaajalisi tagajärgi, nagu kaitse- või reservseadmete paigaldamine või äritegevuse ümberpaigutamine, võib vaadelda adaptiivse reaktsioonina, et toime tulla katkestustega tulevikus. Tagajärgede lühi- või pikaajaline ulatus võivad olla seotud varustussüsteemi konfiguratsiooniga. Kõigi taoliste aspektide hindamine aitab mõista katkestuste tagajärgi.

Katkestuste tagajärjed tuleb identifitseerida ja väärtustada rahas. Paljud otsesed mõjud on suhteliselt lihtsalt identifitseeritavad ja väärtustatavad, samas kui osa mõjusid on küll lihtsalt identifitseeritavad kuid raskesti väärtustatavad, nt inimeste vigastused või elu kaotus. Paljud mõjud raskesti nii identifitseeritavad kui väärtustatavad, nagu nt kaubandusettevõtte saamata jäänud müügitulud, kui konkurendid jätkavad tööd jne.

Katkestuskahju on tihedalt seotud kliendi tegevuse elektrist sõltuvuse määraga. See sõltub nii tarbija karakteristikutest (tarbija tüüp, katkestatud tegevus, käidu iseloom, võimsuse- ja energiavajaduse ulatus ning sõltuvus päeva- ja aastaajast jms) kui katkestuse karakteristikutest (kestus, sagedus, toimumisaeg, osaline või täielik, ettehoiatuse olemasolu ja selle iseloom jne). Katkestuste tagajärjed sõltuvad ka kliendi suhtumisest ja tema valmisolekust katkestusteks. Valmisolek ise on omakorda varustuskindluse funktsioon.

Välja on töötatud mitmeid meetodeid elektrikatkestuste tagajärgede, s.t katkestuskahjude hindamiseks. Katkestuskahjude hindamise põhieesmärgiks on leida teatavad üldistatud kahju näitajad – mitmesugused **erikahjud erinevatele tarbijakategooriatele**.

Katkestuskulu hindamiseks vajalikud erikahju näitajad sõltuvad analüüsil rakendatavast katkestuskulu mudelist. Praktikas kõige enam levinud mudeliteks on:

- kliendi erikahjufunktsiooni mudelid;
- andmata energial põhinevad mudelid;
- kombineeritud mudelid.

Olgu lisatud, et rakendatavuse ulatuselt võib erikahju näitajad liigitada globaal- ja lokaalnäitajateks.

Globaalnäitajad koostatakse kogu riigi (või regiooni) tarbimissektorite kohta või ka kogu riigi kohta tervikuna ja nad on aluseks konkreetsetes uuringutes kasutatavate lokaalnäitajate leidmisel. Eesti riigi väiksust arvestades näib eraldi regioonide käsitlemine ebaotstarbekana.

Lokaalnäitajad leitakse konkreetse võrgu või tema osa (kohalik võrk, alajaama toitepiirkond, koormuspunkt, fiider vms) kohta ja neid kasutatakse vastava võrgu või tema osa aastase katkestuskulu hindamiseks konkreetsete laiendusprojektide või -plaanide majanduslikul põhjendamisel. Lokaalnäitajad hinnatakse globaalmodeli näitajate baasil.

Üldiste katkestuskahju uuringute eesmärgiks on just katkestuse erikahju globaalnäitajate hindamine.

Järgnevalt vaatleme lühidalt ülal mainitud kolme mudelit ja nendes kasutatavate erikahju näitajate tuletamist uuringu tulemustest.

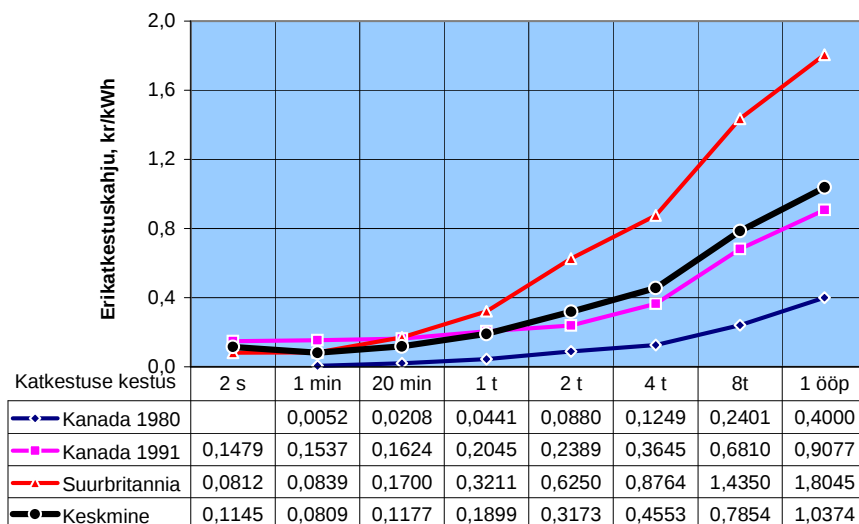
6.2 Katkestuskulu mudelid

Katkestuskulu mudelites kasutatavate katkestuskahju näitajate hindamise lähteandmeteks on reeglina üksikklientide katkestuskahjude andmed, mis saadakse vastavate katkestuskahju hindamise meetodite, eelistatult kliendiuuringute, abil. Hindamise tulemuseks on erikahjude (kroonides katkestuse kohta) *CIC* /customer interruption cost/ diskreetne jada erineva iseloomuga (eelkõige kestusega) katkestuste jaoks. Nende toorandmete kasutamiseks tuleb nad teisendada sobivateks erikahju näitajateks sõltuvalt edaspidi rakendatavast kulu mudeliks. Järgnevalt kirjeldatakse kolme kõige enam levinud mudelit.

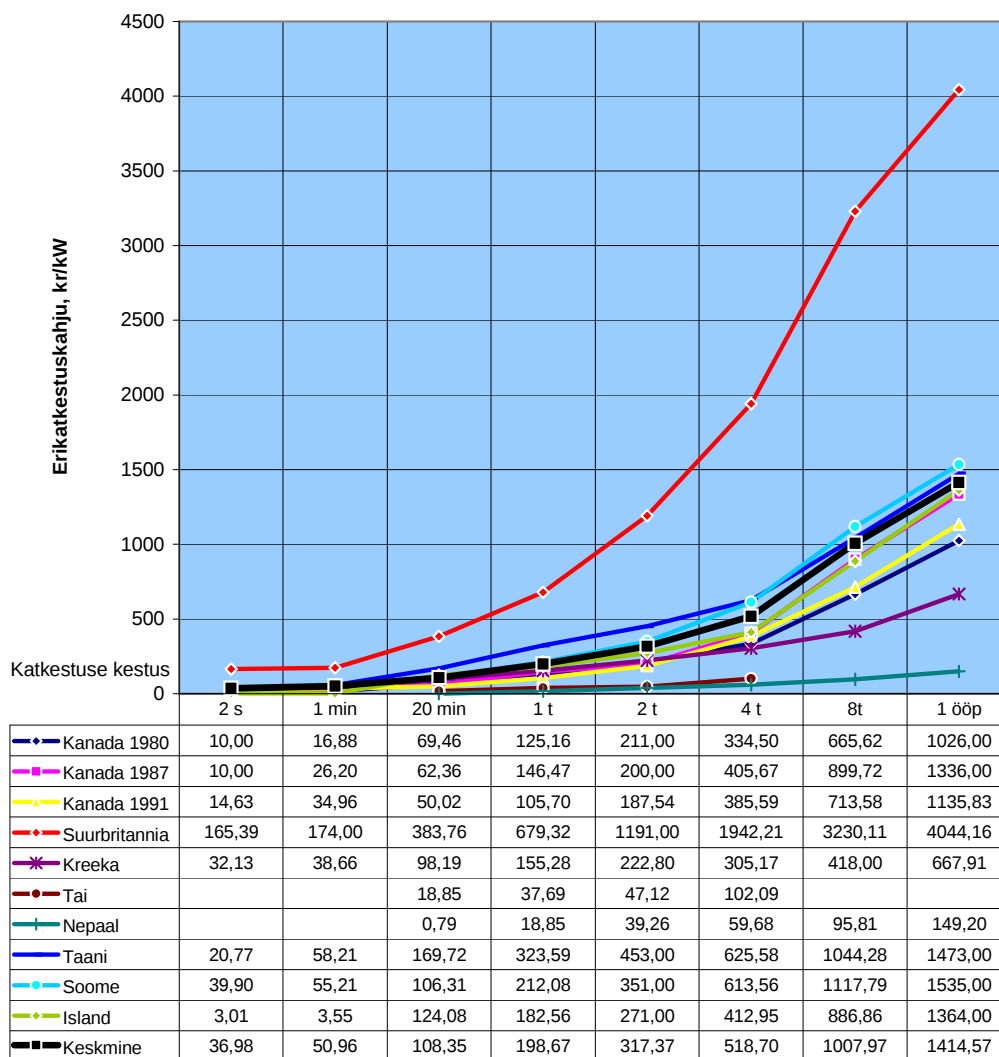
6.2.1 Kliendi erikahjufunktsiooni mudel

Kliendi **erikahjufunktsiooni** *CDF* /customer damage function/ põhiideeks on esitada katkestuskahju funktsioonina katkestuse kestusest. Levinud on erikahju funktsioon katkestuse kestustel 1 min, 20 min, 1 tund, 4 tundi ja 8 tundi, vahel ka 24 tundi.

Näitena on mõnede riikide keskmised erikahjufunktsioonid toodud joonistel 6.1 ja 6.2.



Joonis 6.1. Tööstustarbijate erikahjukarakteristikuid normaliseerituna aastase tarbimise suhtes (kr/kWh)



Joonis 6.2. Tööstustarbijate erikahjukarakteristikuid normaliseerituna aastase koormustipu suhtes (kr/kW)

Kliendi erikahjufunktsiooni mudel tarbimissektoritele ja/või tarbimisklassidele koostatakse üldiselt järgmiste sammudega.

Samm A. Leitakse iga uuritava üksikliendi x arvatavad katkestuskahjud $CIC_x(r_i)$ (kr) katkestuste erinevate kestuste r_i jaoks. Oluline on, et andmed CIC kohta on kogutud iga tarbimissektori kohta.

Samm B. Et muuta erinevate klientide katkestuskahjude hinnangud omavahel võrreldavaks, minnakse üle **klientide erikatkestuskahjudele**, normaliseerides hinnangud tavaliselt

- kas kliendi **aastase energiatarbimise** E_x suhtes:

$$C_{E,x}(r_i) = \frac{CIC_x(r_i)}{E_x} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.1)$$

- või kliendi **aastase koormustipu** L_x suhtes:

$$C_{L,x}(r_i) = \frac{CIC_x(r_i)}{L_x} \quad (\text{kr/kW}) \quad (6.2)$$

Samm C. Leitakse **tarbimissektori** y kliendi katkestuse keskmised normaliseeritud erikahjud $C_{E,y}(r_i)$ ja $C_{L,y}(r_i)$

$$C_{E,y}(r_i) = \frac{\sum_{x=1}^n C_{E,x}(r_i)}{n} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.3)$$

$$C_{L,y}(r_i) = \frac{\sum_{x=1}^n C_{L,x}(r_i)}{n} \quad (\text{kr/kW}) \quad (6.4)$$

kus n – uuritud klientide arv y -ndas tarbimissektoris.

Tarbimissektori y väärtuste $C_{E,y}(r_i)$ või $C_{L,y}(r_i)$ jada nimetatakse **tarbimissektori y keskmiseks erikahjufunktsiooniks** /sector customer damage function – SCDF/. Sisuliselt on see sektori kliendi **keskmine** katkestuskahju tarbitud kWh või aastase koormustipu kW kohta sõltuvalt katkestuse kestusest.

Olgu märgitud, et iga sektori erikahjufunktsioonide suhe, s.t $C_{E,y}(r_i)$ ja $C_{L,y}(r_i)$ suhe enam-vähem konstantne.

See võimaldab omavahel siduda $C_{E,y}(r_i)$ ja $C_{L,y}(r_i)$ väärtused:

$$C_{E,y} = \frac{C_{L,y}}{LF_y \times 8760} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.5)$$

$$C_{L,y} = C_{E,y} \times LF_y \times 8760 \quad (\text{kr/kW}) \quad (6.6)$$

kus LF_y on tarbimissektori y koormustegur /load factor/.

Otstarbekas on leida ka keskmine **erikahjufunktsioon ACDF kogu riigi kohta** üksikute tarbimissektorite funktsioonide kaalutud keskmisena:

$$C_E(r_i) = \frac{\sum_{y=1}^{ns} C_{E,y}(r_i) \times E_y}{\sum_{y=1}^{ns} E_y} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.7)$$

$$C_L(r_i) = \frac{\sum_{y=1}^{ns} C_{L,y}(r_i) \times L_y}{\sum_{y=1}^{ns} L_y} \quad (\text{kr/kW}) \quad (6.8)$$

kus E_y ja L_y – tarbimissektori y vastavalt aastane kogutarbimine ja aastane koormustipp

ns – tarbimissektorite arv

Konkreetses tarbimispiirkonnas (koormuspunkti) j katkestuskulude (s.t konkreetse lokaalmudeli) hindamiseks koostatakse piirkonna keskmise tarbija erikahjufunktsioon tarbimissektorite erikahjufunktsioonide kaalutud keskmisena:

$$\begin{aligned} C_{Ej}(r_i) &= \sum_{y=1}^{ny} C_{E,y}(r_i) \frac{E_{yj}}{E_j} = \sum_{y=1}^{ny} \frac{C_{L,y}}{LF_y \times 8760} \times \frac{E_{yj}}{E_j} = \\ &= \sum_{y=1}^{ny} C_{E,y}(r_i) w_{yj} = \sum_{y=1}^{ny} \frac{C_{L,y}}{LF_y \times 8760} \times w_{yj} \quad (\text{kr/kWh}) \end{aligned} \quad (6.9)$$

või

$$\begin{aligned} C_{Lj}(r_i) &= \sum_{y=1}^{ny} C_{L,y}(r_i) \frac{L_{yj}}{L_j} = \sum_{y=1}^{ny} (C_{E,y} \times LF_y \times 8760) \frac{L_{yj}}{L_j} \\ &= \sum_{y=1}^{ny} C_{L,y}(r_i) w_{yj} = \sum_{y=1}^{ny} (C_{E,y} \times LF_y \times 8760) w_{yj} \quad (\text{kr/kW}) \end{aligned} \quad (6.10)$$

kus E_{yj} – sektori y tarbijate keskmine aastane tarbimine j -ndas toitepiirkonnas (koormuspunktis)

E_j – keskmine aastane kogutarbimine j -ndas toitepiirkonnas (koormuspunktis)

L_{yj} – sektori y tarbijate koguvõimsus j -nda toitepiirkonnas (koormuspunkti) koormustipu ajal

L_j – j -nda toitepiirkonnas (koormuspunkti) keskmine aastane koormustipp

ny – tarbimissektorite arv

w_{yj} – kaalutegur – vastavalt sektori y tarbimise osakaal j -nda toitepiirkonna (koormuspunkti) kogutarbimises $w_{yj} = \frac{E_{yj}}{E_j}$ (valemis 6.9) või sektori y tarbijate koguvõimsuse osakaal j -nda toitepiirkonna (koormuspunkti) koormustipus $w_{yj} = \frac{L_{yj}}{L_j}$ (valemis 6.10).

Kui on raskusi sektorite koormustegurite LF_y hindamisega, võib nende asemel kasutada vaadeldava toitepiirkonna kogukoormuse koormustegurit LF .

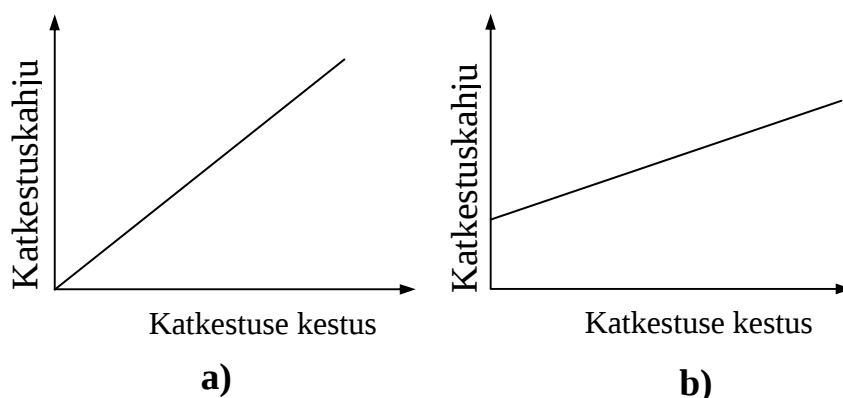
Saadud väärtuste $C_E(r_i)$ või $C_L(r_i)$ jada kujutabki endast **vaadeldava toitepiirkonna (koormuspunkti) kliendi keskmist erikahjufunktsiooni CCDF** /composite customer damage function/ e **lokaalkahjumudelit** piirkonna katkestuskulu COC hindamiseks.

Kui puudub informatsioon vaadeldava toitepiirkonna (koormuspunkti) tarbimisstruktuuri hindamiseks, tuleb erikahjufunktsioonina kasutada kogu riigi keskmist **erikahjufunktsiooni ACDF**. Selline lähenemine on kõige lihtsam, kuid ka kõige ligikaudsem moodus katkestuskulu hindamisel.

Kliendi erikahjufunktsiooni mudeli kasutamisel on kliendiuuringute eesmärgiks just nimelt tarbimis sektorite ja kogu riigi keskmiste erikahjufunktsioonide leidmine. Viimased on ka aluseks teiste allpool vaadeldavate katkestuskahju mudelite koostamisel.

6.2.2 Andmata energial põhinevad mudelid

Nende mudelite põhiideeks on väljendada katkestuskulud funktsioonina katkestuste tulemusel tarbijatele **andmata energia ENS** /energy not supplied/ kogusest sõltumata katkestuste kestusest ja sagedusest. Mudelid eeldavad, et kahjufunkt-



sioon kujutab endast koordinaatide alguspunkti läbivat sirget – vt joonis 6.3, a.

Joonis 6.3. Eeldatud katkestuskahju funktsioon

a) – andmata energial põhinevad mudelid b) – kombineeritud mudelid

Erikatkestuskahjudeks on nende mudelite puhul katkestuste tulemusel klientidele **andmata energiaühiku väärtus** ehk **hind**. Viimane väljendab keskmist tarbijatele tekitatud kahju ühe saamata jäänud kWh kohta.

On mitu võimalust andmata jäänud energia hinna arvutamiseks. Kõik nad eeldavad eelmises punktis vaadeldud kliendi erikahjufunktsiooni *CDF* olemasolu.

Kui puudub informatsioon katkestuskestuste tõenäosuste kohta, võib need lugeda ühtlaselt jaotatuks üle vaadeldava kestuste vahemiku, sest muudeks eeldusteks puudub alus. Lähtudes koormustipu järgi normaliseeritud erikahjufunktsioonist, võib siis andmata energia hinna *CENS* /cost of energy not supplied/ leida **keskmisena üle võimalike katkestuste vahemiku**:

$$CENS = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{C_L(r_i)}{LF \times r_i} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.11)$$

kus r_i – erikahjufunktsiooni i -ndale punktile vastava katkestuse kestus, h
 $C_L(r_i)$ – erikahjufunktsiooni i -ndale punkti ordinaat (kr/kW)
 n – erikahjufunktsiooni punktide arv
 LF – vaadeldava kliendikogumi koormustegur

Realistlikuma tulemuse annab kaalutud keskmine, arvestades katkestuskestuste tõenäosusjaotust. Laialt tuntud on kaks sellist kaalutud keskmist, mida kirjanduses on tähistatud *VOLL* /Value of Lost Load/ ja *IEAR* /Interrupted Energy Assessment Rate/. Kirjanduse lugemise lihtsustamiseks on ka siin kasutatud samu tähiseid.

VOLL arvutamine toimub kahes etapis. Esimesel hinnatakse keskmise tarbija kahjumid kWh kohta $VOLL(r_i)$ katkestuste erinevate kestuste r_i jaoks, teisel arvutatakse eeldatav kahjum saamata energiaühiku kohta ehk saamata (andmata) energiaühiku hind *VOLL*, arvestades erineva kestusega katkestuste esinemise tõenäosusi.

Lähtudes koormustipu järgi normaliseeritud erikahjufunktsioonist, avaldub $VOLL(r_i)$

$$VOLL(r_i) = \frac{C_L(r_i)}{LF \times r_i} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.12)$$

ja

$$VOLL = \sum_{i=1}^n VOLL(r_i) \cdot p(r_i) \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.13)$$

kus $p(r_i)$ katkestuse kestusega r_i esinemise tõenäosus, ülejäänud suurused on samad, mis valemis (3.11).

Andmata energia hind $IEAR$ avaldub üldjuhul kui

$$IEAR = \frac{ECOC}{EENS} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.14)$$

kus $ECOC$ – eeldatav tarbijate aastane katkestuskulu /*expected customer outage cost*/ (kr)

$EENS$ – eeldatav tarbijatele andmata aastane energiakogus /*expected energy not served*/ (kWh)

Näitajad $ECOC$ ja $EENS$ hinnatakse erikahjufunktsiooni CDF ja süsteemi töökindluse näitajate abil.

Suurused $CENS$ või $VOLL$ määratakse globaalmudelite puhul kas mingile tarbimissektorile y või kogu riigile, lokaalmudelite puhul aga konkreetsele võrgule või tema osale (toitepiirkonnale, koormuspunktile). Sõltuvalt koostatavast mudelist kasutatakse valemite (6.11) ja (6.12) ka vastavat erikahjufunktsiooni CDF –kas väärtuste $C_{L,k}(r_i)$, $C_{L,y}(r_i)$ või $C_L(r_i)$ jada – ning vastavaid koormustegureid LF ja katkestuskestuse tõenäosusi $p(r_i)$.

Suurust $IEAR$ rakendatakse reeglina lokaalmudelites, s.t konkreetse võrgu või tema osa jaoks. Detailsemalt vaadeldakse $IEAR$ määramist punktis 6.3.

Toonitame et nii $CENS$, $VOLL$ kui $IEAR$ (kr/kWh) kujutavad endast katkestuste tulemusel klientidele **andmata jäänud energiaühiku väärtust** ehk **hinda**, mitte selle müügi- või ostuhinda. Samuti ei tohi neid segi ajada aastase energiatarbimise järgi normaliseeritud erikahjudega. Kirjandusest leiab arvukalt näiteid nende kahe suuruse ebaõige võrdseks tõlgendamise kohta.

$VOLL$ ja $IEAR$ on andmata jäänud energiaühiku hinna täpsemad väärtused, kui $CENS$, kuna nad arvestavad konkreetse süsteemi töökindlusnäitajaid.

6.2.3 Kombineeritud mudel

Kombineeritud mudeli põhiideeks on väljendada katkestuskulud kahe liikme summana. Üks neist on funktsioon katkestatud koormusvõimsusest /*interrupted load demand*/, teine aga katkestuste tulemusel tarbijatele **andmata jäänud energia** /*energy not supplied*/ kogusest. Mudeli esimene liige võtab arvesse olulist kulu, mida tekitab enamikule tarbijaile ka väga lühike toitekatkestus. Kombineeritud mudel eeldab, et kahjufunktsioon kujutab endast sirget, mis ei läbi koordinaatide alguspunkti – vt joonis 6.3, b.

Kombineeritud mudeli parameetriteks on kaks erikahju näitajat – **katkestatud võimsusühiku väärtus** ehk **hind** CD /*cost of interrupted demand*/ (kr/kW) ja katkestuste tulemusel klientidele **andmata jäänud energiaühiku väärtus** ehk **hind** $CENS$ (kr/kWh).

Lähtudes koormustipu järgi normaliseeritud erikahjufunktsioonist, avaldub CD :

$$CD = C_L(0) \quad \text{kr/kW} \quad (6.15)$$

kus $C_L(0)$ – erikahjufunktsiooni katkestuskestusele $r_i=0$ vastav ordinaat .

On oluline märkida, et valem (3.15) annab õige tulemuse, kui klientide uuringul saadud katkestuskahjud esinevad kliendi koormustipu ajal. Ainult sel juhul on katkestatud võimsus võrdne kliendi kahjude normaliseerimiseks kasutatud võimsusega. Vastasel juhul annab valem (3.15) õige väärtusega võrreldes vähendatud väärtuse. Seetõttu tuleks täpsema tulemuse saamiseks kliendi kahjud normaliseerida katkestatud võimsuse järgi.

Andmata jäänud energiaühiku väärtuse ehk **hinnana** $CENS$ tuleks kasutada eelpool vaadeldud suurusi $VOLL$ või $IEAR$, nende puudumisel aga valemiga (6.11) leitud suurust $CENS$.

Ka kombineeritud mudel võib olla koostatud kas globaal- või lokaalmudelina ($IEAR$ kasutamisel reeglina lokaalmudelina).

6.3 Andmata energiaühiku hinna $IEAR$ määramine

Andmata energia hind $IEAR$ avaldub üldjuhul valemiga (6.14) ja teda rakendatakse reeglina lokaalmudelites, s.t konkreetse võrgu või tema osa jaoks.

Andmata energiaühiku hinna $IEAR$ määramine sõltub energiasüsteemi vaadeldavast tasandist: genereerimise, ülekandevõrkude ja jaotusvõrgu tasand. Igale tasandile leitud töökindluse näitajad on oluliselt erinevad nii sisult kui rakendustelt. Genereerimise tasandil hinnatud näitajad iseloomustavad genereerivate allikate võimet katta süsteemi koormus. Ülekandevõrkude tasandi hinnangud laiendavad genereeriva süsteemi näitajaid, võttes arvesse võimalust edastada genereeritud energiat läbi ülekandevõrgu. Jaotusvõrgu tasandi näitajad iseloomustavad alajaamade toitepiirkondade, koormuspunktide ja fiidrite töökindlust.

6.3.1 $IEAR$ määramine genereerimise tasandil

Genereeriva süsteemi oodatava ööpäevas andmata energiakoguse $EENS$ (mida genereerimise ja ülekandevõrgu tasandil nimetatakse sageli eeldatavaks energia defitsiidiks /loss of energy expectation/ $LOEE$) võib avaldada kui

$$EENS = \sum_{i=1}^N L_i \lambda_i r_i \quad (\text{kWh/ööpäev}) \quad (6.16)$$

kus L_i – võimsusdefitsiidi väärtus i -ndal võimsusdefitsiidi juhtumil (kW)

λ_i – i -nda võimsusdefitsiidi juhtumi sagedus (1/ööpäev)

r_i – i -nda võimsusdefitsiidi juhtumi kestus (h)

N – erinevate võimsusdefitsiidi juhtumite arv

Kogukatkestuskulud tänu koormuste avariilisele piiramisele

$$ECOST = \sum_{i=1}^N L_i \lambda_i C_L(r_i) \quad (\text{kr/ööpäev}) \quad (6.17)$$

kus C_L – vaadeldava toitepiirkonna erikahjufunktsioon (normaliseerituna aastase koormustipu järgi)

$IEAR$ hinnang:

$$IEAR = \frac{ECOST}{EENS} = \frac{\sum_{i=1}^N L_i \lambda_i C_L(r_i)}{\sum_{i=1}^N L_i \lambda_i r_i} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.18)$$

6.3.2 $IEAR$ määramine ülekandevõrgu tasandil

Ülekandevõrgu tasandil tuleb $IEAR$ hindamiseks analüüsida vaadeldava toitepiirkonna kõigi sõlmede võimalikke võimsusdefitsiidi juhtumeid.

Andmata energiakogus sõlmes j :

$$EENS_j = \sum_{i=1}^{NC} L_{ji} \lambda_i r_i \quad (\text{kWh/a}) \quad (6.19)$$

ja katkestuskulud sõlmes j :

$$ECOST_j = \sum_{i=1}^{NC} L_{ji} \lambda_i C_{L,j}(r_i) \quad (\text{kr}) \quad (6.20)$$

kus $L_{j,i}$ – seisakujuhtumi i tõttu katkestatud koormus sõlmes j (kW)

λ_i – i -nda seisakujuhtumi sagedus (1/a)

r_i – i -nda seisakujuhtumi kestus (h)

NC – erinevate seisakujuhtumite arv, mis viib toitekatketustele sõlme j toitepiirkonnas

Andmata energia hind sõlmes j :

$$IEAR_j = \frac{ECOST_j}{EENS_j} = \frac{\sum_{i=1}^{NC} L_{j,i} \lambda_i C_{Lj}(r_i)}{\sum_{i=1}^{NC} L_{j,i} \lambda_i r_i} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.21)$$

Andmata energia hind kogu vaadeldavas võrgus:

$$IEAR = \sum_{j=1}^{NB} IEAR_j \times q_j \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.22)$$

kus q_j – sõlme j koormuse osakaal vaadeldava võrgu kogukoormuses

NB – koormuspunktide arv vaadeldavas võrgus

6.3.3 IEAR määramine jaotusvõrgu tasandil

Vaatleme siin kolme erinevat meetodit *IEAR* määramiseks jaotusvõrgu tasandil, s.t kas jaotusvõrgule tervikuna või tema osale (toitepiirkond, koormuspunkt, fiider vms):

- Toitekatkestuste loendi meetod
- Sageduse ja kestuse meetod
- Varustuskindluse näitajate meetod

Kõik kolm meetodit lähtuvad tarbimissektori erikahjufunktsioonist *CDF*.

Toitekatkestuste loendi meetod. Meetod eeldab vaadeldava võrgu või tema osa kõigi oluliste komponentide (liinid, haruliinid, trafod jne) asjakohaseid töökindluse näitajaid (olemasolevatele elementidele hinnatakse need rikete statistika alusel). Meetod seisneb järgnevas.

1. Iga koormuspunkti j jaoks hinnatakse võimaliku kestusega toitekatkestuste i tõttu oodatav andmata energiakogus $EENS_{i,j}$ ja sellega seotud eeldatavad katkestuskulud $ECOST_{i,j}$:

$$EENS_{i,j} = L_j r_{i,j} \lambda_{i,j} \quad (\text{kWh}) \quad (6.23)$$

$$ECOST_{i,j} = L_j C_{L,j}(r_{i,j}) \lambda_{i,j} \quad (\text{kr}) \quad (6.24)$$

kus L_j – aasta keskmine koormus koormuspunktis j (kW)

$r_{i,j}$ – j -nda koormuspunkti erikahjufunktsiooni i -ndale punktile vastava katkestuse kestus (h)

$C_{L,j}(r_{i,j})$ – j -nda koormuspunkti erikahjufunktsiooni väärtus punktis i , s.t katkestuse kestusel $r_{i,j}$ (normaliseerituna koormustipu järgi – vt valem (6.10)) (kr/kW)

$\lambda_{i,j}$ – toitekatkestuse kestusega $r_{i,j}$ sagedus koormuspunktis j (katkestus/a)

2. Hinnatakse koormuspunktile j suurused $EENS_j$ ja $ECOST_j$ ning andmata energia hind $IEAR_j$

$$EENS_j = \sum_{i=1}^N EENS_{i,j} \quad (\text{kWh}) \quad (6.25)$$

$$ECOST_j = \sum_{i=1}^N ECOST_{i,j} \quad (\text{kr}) \quad (6.26)$$

$$IEAR_j = \frac{ECOST_j}{EENS_j} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.27)$$

kus N – erikahjufunktsiooni punktide arv

Sageduse ja kestuse meetod. Siin kasutatakse erinevate katkestuste kestuste r_{ij} ja sageduste λ_{ij} asemel koormuspunkti j keskmisi näitajaid r_j ja λ_j

$$EENS_j = L_j r_j \lambda_j \quad (\text{kWh}) \quad (6.28)$$

$$ECOST_j = L_j C_{L,j}(r_j) \lambda_j \quad (\text{kr}) \quad (6.29)$$

$$IEAR_p = \frac{ECOST_j}{EENS_j} = \frac{C_{L,j}(r_j)}{r_j} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.30)$$

Varustuskindluse näitajate meetod. Meetod kasutab vaadeldava võrguosa (koormuspunkti) keskmisi varustuskindluse näitajaid $SAIFI_j$ ja $CAIDI_j$:

$$EENS_j = L_j \times SAIFI_j \times CAIDI_j \quad (\text{kWh}) \quad (6.31)$$

$$EECOST_j = L_j \times SAIFI_j \times C_{L,j}(CAIDI_j) \quad (\text{kr}) \quad (6.32)$$

$$IEAR_j = \frac{ECOST_j}{EENS_j} = \frac{C_{L,j}(CAIDI_j)}{CAIDI_j} \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.33)$$

Vaadeldud kolmest meetodist on viimased kaks samaväärsed ja küllalt lihtsad ning annavad andmata energia hinna küllaldase täpsusega. Täpsem, kuid ka töömahukam on esimene meetod.

Lokaalsed näitajad leitakse globaalnäitajate alusel teatud tarbimispiirkonna – võrgu, selle osa või koormuspunkti kohta konkreetse planeerimis- või käiduülesande lahendamise käigus.

6.4 Katkestuskahju erinäitajate hindamine kliendiuuringutega

6.4.1 Kliendiuuringu eesmärk

Nagu nähtub ülaltoodust, on katkestuskahju põhilised erinäitajad – andmata energiaühiku hind ja katkestatud võimsusühiku hind üldiselt leitavad tarbimis-sektorite **keskmiste erikahjufunktsioonide** $C_{E,y}(r_i)$ ja/või $C_{L,y}(r_i)$ põhjal (vt valemid (6.11) - (6.13), (6.15), (6.24), (6.26), (6.29), (6.32)).

Keskmised erikahjufunktsioonid on omakorda leitavad üksikklientide x arvata-vate katkestuskahjude $C_x(r_i)$ hinnangute alusel katkestuste erinevate kestuste r_i puhul (vt valemid (6.1) - (6.4))

Elektrikatkestuste tagajärgede, s.t katkestuskahjude hindamiseks kasutatavad meetodid võib jagada tinglikult kolme laia kategooriasse:

- kliendiuuringutel põhinevad meetodid – need on tänapäeval leidnud kõige laialdasema tunnustuse, kuna ollakse üldisel seisukohal, et just kliendikesksed

uuringud võimaldavad kõige paremini mõista ja hinnata tarbijate kahjusid, s.t võimalikult palju tuleks infot hankida klientidelt endilt.

- kaudsed analüütilised meetodid – katkestuskahjusid analüüsitakse lähtuvalt mitmesugustest teoreetilistest majanduslikest aspektidest
- tegelike katkestusjuhtumite analüüsid

Tänapäeval on leidnud kõige laialdasema tunnustuse kliendiuuringutel põhinevad meetodid, kuna ollakse üldisel seisukohal, et just võimalikult kliendikesksed uuringud võimaldavad kõige paremini mõista ja hinnata tarbijate kahjusid.

Kliendiuuringu meetodite puhul palutakse kliente hinnata oma kulusid või kahju erineva kestuse ja sagedusega elektrikatkestuste puhul, mis toimuvad erinevatel kella- ja aastaaegadel.

Meetodite eelis – klient on ilmselt kõige pädevam hindama oma kahju. Mõnede tarbijakategooriate puhul on otseseid kulusid hinnata suhteliselt lihtne, kuid klientide arvamused on eriti olulised selliste tarbijakategooriate (nt kodutarbijate) puhul, kus hinnata tuleb ebaselgemat kahju, nt ebamugavust. Meetodi teiseks eeliseks on, et uuringu saab koostada, silmas pidades elektriettevõtte spetsiifilisi vajadusi. Meetoditele on omased kõik küsitlusuuringutega seotud probleemid, nende maksumus ja töömahukus on märksa suuremad, kui teistel meetoditel. Siiski eelistavad elektriettevõtted planeerimise vajadusteks just neid.

Ülalvaadeldud keskmised erikahjufunktsioonid leitakse erinevate tarbijakategooriate kliendiuuringute tulemuste analüüsi teel.

6.4.2 Kliendiuuringu meetodid

Klientide katkestuskahjude alase info hankimiseks kasutatakse mitmesuguseid lähenemisi ja nende kombinatsioone. Kliendiuuringu meetodid võib jagada kolme gruppi:

- otsese kalkulatsiooni meetodid;
- tingliku hindamise meetodid;
- kaudse kalkulatsiooni meetodid.

Igal lähenemisel on omad eelised ja puudused ning uurijad peaksid tegema valiku sõltuvalt nende käsutuses olevatest ressurssidest ja uuritava kliendi iseloomust. Soovitav on rakendada üheaegselt erinevaid lähenemisi.

Otsese kalkulatsiooni meetodid /*direct costing methods*/ on kõige selgemaks lähenemiseks kliendi katkestuskahjude hindamisel katkestuse antud tingimustel. Küsitletavale antakse ankeet ja palutakse identifitseerida konkreetse katkestus-senaariumi tagajärjed ning hinnata nendega seotud kulusid. Tavaliselt lisatakse juhised selle kohta, mida kulude hinnang peaks hõlmama ja mida mitte, et tulemused oleksid ühemõttelised.

Selline lähenemine tagab usaldusväärse tulemuse juhtudel, kui enamik kahjusid kalduvad olema selged (materiaalsed) ja on otseselt identifitseeritavad ning kvantifitseeritavad. Seega on lähenemine kõige sobivam tööstussektoris ja elektri suurtarbijate puhul. See võib olla efektiivne ka kommertssektoris, kuid siin tuleb kasutada seda ettevaatusega.

Lähenemine on raskendatud valdkondades, kus tagajärjed on vähem selged (mittemateriaalsed) ja rahaline kahju pole otseselt hinnatav, nt kodutarbijatel.

Tingliku hindamise meetodid /*contingent valuation methods*/. Nende meetodite olemus seisneb majanduslikus lähenemises, mis tuleneb teadmisest, et tarbijad kasutavad elektrit teatud graafiku kohaselt. Graafik on iseloomustatud ööpäevaste ja aastaste näitajatega, mille on kujundanud tarbija, et saada võimalikult suuremat **hüve** /*benefit*/. Toitekatkestus rikub seda graafikut, elimineerides, vähendades või edasi lükates elektrist sõltuvad toimingud. Kaotatud hüve on nimetatud siin varustuskindlust silmas pidades kasulikkuseks /*utility*/ ja nähtuse analüüsi “kasulikkusfunktsiooniks” /*utility function*/.

Kõigil tarbijail on umbmäärane ettekujutus sellest, kuidas nad muudavad oma tarbimist elektri hinna muutumisel. Tarbija vähendab tarbimist hinna tõusu korral või suurendab seda hinna alanemisel. Siit saab järeldada, et ühed elektri kasutusviisid on rohkem väärt kui teised ja ka rohkem väärt kui hind, mis selle eest makstakse. Erinevust elektri eest makstud summa ja tema tarbimisväärtuse vahel nimetatakse “**tarbija hinnasäästuks**” (SMS) /*consumer’s surplus*/. See hinnasääst lähebki toitekatkestuse korral kaduma.

Kui seda tarbija hinnasäästu oleks võimalik hinnata, siis see olekski katkestuskahju mõõduks. Kõik tingliku hindamise meetodid põhinevadki selle hinnasäästu hindamisel. Kvantitatiivselt hinnatakse seda kas rahakogusega, mida tarbija on nõus maksma, vältimaks katkestust /**WTP** – *Willingness To Pay*/ või rahakogusega, mida tarbija nõustub aktsepteerima kompensatsioonina katkestuse korral /**WTA** – *Willingness To Accept*/. Teoreetiliselt on igasugune WTP või WTA juurdekasv otseselt seotud töökindluse marginaali juurdekasvuga. Ollakse seisukohal, et samal varustuskindluse tasemel peaks WTP ja WTA väärtused olema väga lähedased, kuna ainsaks erinevuseks nende vahel on, kas võrdluspunktiks on võetud kliendi alg- või lõppseisund.

Tinglikul hindamisel on rida eeliseid. Küsides nii WTP kui WTA hinnangut, peab klient hindama varustuskindluse rahalist väärtust. Seega klient otsustab lähtuvalt omaenda vajadustest ja tingimustest. Meetod annab infot varustuskind-

luse tasemete kohta tingimustes, kus potentsiaalsed turutingimused veel ei eksisteeri või toitekatkestuse stsenaariumid pole aset leidnud. Kliendi seisukohalt on tal võimalik arvestada alternatiivseid võimalusi, kogemata reaalseid varustuskindluse taseme muutusi – nii selle tõusu kui alanemist.

Tingliku hindamise meetodil on ka omad probleemid. Tegelikud klientide hinnangud näitavad, et *WTP* väärtused on tunduvalt väiksemad *WTA* väärtustest. See erinevus arvatakse toetavat argumenti, et elektriteenused ja nendega seotud varustuskindlus ei toimi vastavalt normaalse “turu” tingimustele. Tarbijatel pole tavaliselt võimalik valida varustajat ja seetõttu juhib nende valikuid suurel määral nende suhtumine võimalikesse hinnamuutustesse. Nad usuvad, et peavad maksma täiendavat raha teenuse eest, mis nende arvates on juba nende oma või koguni mis on nende “sotsiaalne õigus”. Siiski, kui mainitud ohtu silmas pidada, on *WTP* ja *WTA* hinnangud väga väärtuslikud ja neid võib käsitada katkestuskahju määramatuse vahemiku piiridena.

Kaudse kalkulatsiooni meetodid /*indirect costing methods*/ põhinevad majanduslikul asendusprintsübil, mille puhul lähtekauba väärtuse mõõduna kasutatakse asenduskauba väärtuse hinnangut. Selline lähenemine on äärmiselt kasulik juhul, kui kogu kahjumist moodustavad eeldatavasti suure osa sotsiaalsed tagajärjed, nt kodutarbimise sektoris. Lähenemine püüab anda vahendid vähendada maks probleeme, mis tulenevad hinnaga seotud antagonismist ja tarbija kogematuses hinnata varustuskindluse väärtust. Küsitletaval palutakse vastata küsimustele, mis seonduvad tema praktikaga. Näitena võib olla hüpoteetilise kindlustuspoliisi hind, et kompenseerida võimalikke katkestusest tingitud kahjusid; võimalikud ennetavad tegevused katkestuse kordumise puhuks; võimalike varustuskindluse/hinna alternatiivide reastamine. Need meetodid püüavad saada hinnanguid finantskoormuste kohta, mida klient oleks nõus kandma, et leevendada katkestuste tagajärgi. Neid tuletatud kulutusi võib käsitleda küsitletavate hinnangutena mõistlikest kulutustest katkestuse tagajärgede vältimiseks ehk seega varustuskindluse väärtuse kaudse hinnanguna.

Selle lähenemise kitsendavaks asjaoluks on võimalus, et see tuletatud väärtus pole väärtuse hinnang vaid pigem seotud mõne muu kaudse aspektiga. Täiendavat infot annaks küsimus, kui hästi sobituvad klientide varasemad tegevused nende poolt pakutud prioriteetidega ehk teisisõnu, kui õiged on klientide hinnangud? Siiski, kliendiuuringu esmaseks eesmärgiks on saada tema arvamused ja arusaamad. Kliendi käitumine on määratud tema arusaamisega väärtusest.

Kliendiuuringute kindlaks eeliseks on see, et klient on parimas positsioonis hindamiseks kulusid lähtuvalt tema tingimustest ja praktikast. Kuna just klient teeb elektritarbimist puudutavaid otsuseid, on see tähtis elektrietteville planeerijatele. Veelgi enam, kliendiuuringuga võib koguda elektrietteville spetsiifiliste vajadustega seotud infot. Kuigi kliendiuuringu meetodile on omased kõik küsitlusuuringutega seotud probleemid ja uuringute maksumus on tunduvalt kõrgem kui

mõne teise meetodi puhul, eelistavad elektriettevõtted just seda lähenemist, kui nad vajavad andmeid katkestuskahjust planeerimise otstarbeks.

Praktikas tuleb kliendiuuringul arvestada uuringu eesmärgi, mahtu ja ajaressursi, erinevate tarbimissektorite klientide eripära, nende eeldatavat küsitlusse suhtumise hoiakut ja esitatud küsimustele vastamise kompetentsust. Seetõttu võivad tulla kasutusele erinevate tarbimissektorite klientide puhul ka erinevatel hindamismeetoditel põhinevad ja erinevalt sõnastatud küsimustikud.

Teenindustarbijate küsitlusvorm sarnaneb suurel määral tööstustarbijate ankeediga, kuid on lihtsam, kuna ei sisalda katkestuskahju jaotamist alaosadeks. Sellesse sektorisse kuuluvad ka ühiskondlikud tarbijad, mille puhul on katkestuskahju hindamine praktikas raskem kui muude tarbimisgruppide puhul. Põhjusiks on see, et sageli tekitatakse kahju kolmandatele osapooltele (isikutele) või on seda kahju raske rahas väljendada. Headeks näideteks seda laadi tarbijatest on haiglad, kirikud, heitvee käitlus jms.

Kuna kliendiküsitlus võib olla seotud kliendile osaliselt konfidentsiaalsete andmetega ja eeldab küsitletavate koostöövalmidust, pole soovitatav vahetu küsitluse läbiviimine tellimustööna kolmandate isikute poolt. Vahetult saab seda teha klienditeenindusega seotud personal.

Küsitluseks on võimalik kasutada postiteenust, telefoni, isiklikku kontakti jne. Telefoniuuringul on rida eeliseid, kuid katkestuskahju detailiseerimiseks ja küsitletava reaktsiooniks vajalik aeg teevad selle ebasobivaks. Seetõttu on eelistatud küsitlus posti teel, mida võib täiendada telefoniküsitluse või isikliku kontaktiga eriolukordade või teatud tarbijakategooriate, nt suurtarbijate puhul.

Infotehnoloogia kiire areng on teinud võimalikuks suure osa klientidega sidepidamise ja andmeedastuse elektronposti teel. E-post on ilmselt parim lahendus kliendiuuringuks vajalike lähteandmete küllalt suure osa kättesaamiseks.

6.5 Katkestuskahju hindamine analüütilistel meetoditel ja katkestusjuhtumite analüüside põhjal

6.5.1 Analüütilised meetodid

Paljud katkestuskahju hindamise meetodid võib laias plaanis liigitada kaudseteks analüütilisteks meetoditeks, kus kahju hinnangud tuletatakse seonduvate näitajate või muutujate alusel.

Siia kuuluvad paljud varajasemad hindamismeetodid. Üldiselt analüüsivad need meetodid katkestuskahjusid teoreetilisest majanduslikust vaatevinklist.

Nt töös tuletatakse töökindluse väärtus elektri kasutuse ja SKP omavahelisest seosest. Sellel lähenemisel leitakse katkestuse tagajärjel andmata kWh hind kui

aastase SKP ja aastase elektritarbimise suhe. Seega y-ndas tarbimissektoris avaldub andmata kWh hind $CENS_y$

$$CENS_y = SKP_y / A_y \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.34)$$

kus SKP_y – aastane lisandväärtus y-ndas tarbimissektoris

A_y – aastane elektrienergia tarbimine y-ndas tarbimissektoris

Meetod on lihtne, kuid üsna ligikaudne ja võimaldab hinnata ainult suures mastaabis. Meetodit on näiteks rakendatud Koreas ja Hongkongis andmata jäänud energia väärtuse hindamiseks, seda ka erinevate tarbijakategooriate lõikes. Sel meetodil osutus andmata kWh väärtuseks keskmiselt elektri 30-35 kordne müügihind.

Välja on töötatud ka täpsemaid analüütilisi mudeleid, mis peale vastavat sobitamist on rakendatavad erinevatele tarbijakategooriatele ja mis kasutavad spetsiifilisi andmeid (müügi, lisandväärtuste, tööjõu andmeid) ja mitmeid eeldusi ning tuletusi keskmisest tarbimisest, hinnast ja hinna elastsusest.

Üks raskemaid valdkondi on katkestuskahju hindamine kodumajapidamistes, kuna siin on seotud kodused toimingud ja vaba aeg. Mõned kodusektori kahjude hinnangud baseeruvad kliendi sissetulekutel:

$$CENS = ST / A \quad (\text{kr/kWh}) \quad (6.35)$$

kus ST – leibkonna liikme keskmine netosissetulek aastas (kr)

A – leibkonna liikme keskmine elektritarbimine aastas (kWh)

Mõnel juhul tehakse rida lihtsustavaid eeldusi ja tuginetakse ainult vaba aja kaole. See lähenemine põhineb eeldusel, et töötamise ja vaba aja veetmise marginaalväärtused on võrdsed, kuna klient valib teatud tasakaalu töö- ja vaba aja vahel. Arvestatakse reaalseid kaotusi ja tegemata koduseid toiminguid, rakendatakse ka miniküsitlusi ja vestlusi tarbijatega. Selline lähenemine kaldub katkestuskahjusid üle hindama, kusjuures vaba aja väärtuse hindamine töötasuga võrdselt on raskesti põhjendatav.

On pakutud ka lähenemisi, kus katkestuskahju hinnangud tuletatakse elektritariffidest (kliendi maksmisvalmiduse alumine piir tuletatakse tariifstruktuurist, ülemine piir põhineb reservjaama maksumusel), katkestuse ajal mittekasutatavate elektritarvitite tunnistest amortisatsioonimääradest jms.

Analüütiliste meetodite eelisteks on nende suhteline lihtsus ja sirgjoonelisus, nad tuginevad kättesaadavatel andmetel ja on seega suhteliselt odavad. Nende puuduseks on, et nad põhinevad arvukatel piiravatel eeldustel. Enamik neist annavad pigem globaalseid kui konkreetseid tulemusi ega peegelda kahju sõltuvusi konkreetsetest näitajatest. See vähendab oluliselt nende kasulikkust elektriettevõtte planeerimisel. Seetõttu on nende kasutamine tänapäeval üsna piiratud.

6.5.2 Katkestusjuhtumite analüüsid

Sellisel lähenemisel püütakse katkestuskahju hinnata tegelike katkestusjuhtumite analüüsi põhjal.

Meetodid on piirdunud suuremastaabiliste avariide, nagu nt New Yorgi piirkonnas süsteemi kustumine */blackout/* 1977 aastal, analüüsiga. Püütakse hinnata nii otsest kahju (toidu riknemine, saamata töötasu, müügitulu, maksud jne.) kui lühiajalist kaudset kahju (hädaabi kulud, tsiviilkorratustega (vandalism, marodöörlus, süütamised) seotud kulud, valitsuse ja kindlustuskompaniide kulud. Selgus, et paljusid kahjusid on raske rahaliselt väärtustada. Tulemustest selgus, et kaudne kahju on tunduvalt suurem otsesest. Lähenemine annab kasulikku infot, kuid tulemused on raskesti üldistatavad, kuna analüüsitakse ikkagi teatud konkreetset juhtumit konkreetsetes sotsiaal-majanduslike tingimustega piirkonnas.

Suure ulatusega avariid on väga harva esinevad, sagedased jaotusvõrgu rikked on aga liiga väikese mastaabilised lokaalse iseloomuga, mille analüüsid ei võimalda olulisi üldistusi.

Eestitingimustes pole lähenemine rakendatav, kuna ühest küljest pole õnneks toimunud piisavalt suuremastaabilisi avariisid ja teisest küljest ka toimunud katkestuste kohta puudub küllaldane teave.

6.5.3 Teiste maade töökindluse väärtuse võrdlev analüüs

Tänaseks on katkestuskahju uuringuid korraldatud paljudes maades. Valdavaks meetodiks on seejuures kliendiuuring. Omaette huvi pakub nende uuringute tulemusel saadud erikahjufunktsioonide omavaheline võrdlemine.

Selline võrdlus võimaldab hinnata ja ka korrigeerida Eesti kliendiuuringute tulemusi. Ka oleks teatud ligikaudsusega võimalik teistes maades tehtud katkestuskahju uuringutulemuste võrdleva analüüsi põhjal tuletada erikahjukarakteristikud Eesti jaoks. Sellist lähenemist võiks käsitada, kui teatud analüütilist meetodit töökindluse väärtuse hindamiseks.

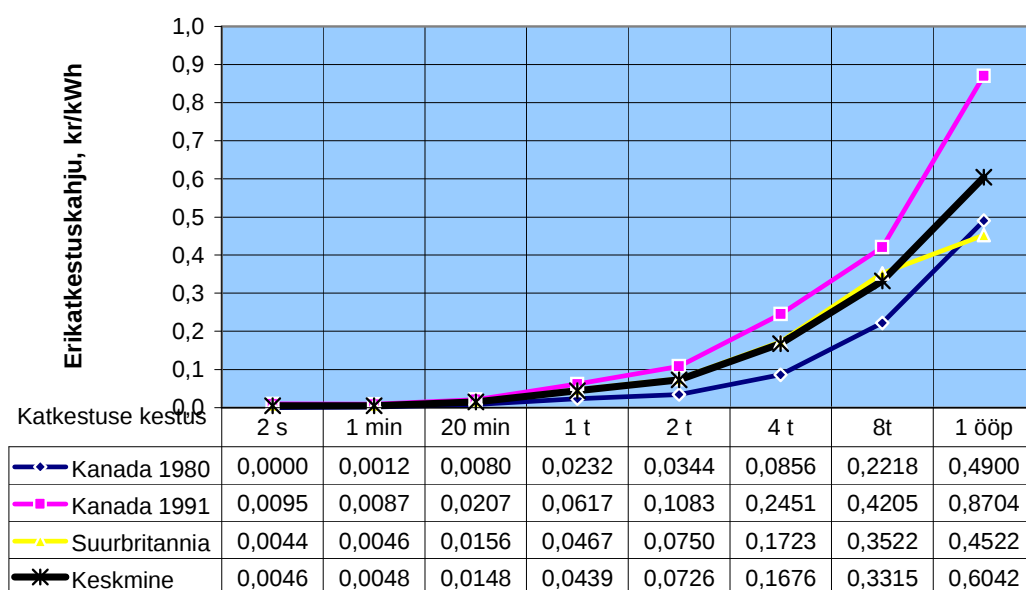
Lihtsaimaks mooduseks erinevate maade erikahjufunktsioonide võrdlemiseks on lähtuda kehtivatest valuutakurssidest, s.t erinevatel aastatel tehtud uuringute tulemused teisendatakse valuutakursside alusel nüüdisväärtusteks. Joonistel 6.4 ja 6.5 on toodud näitena rea riikide kommertssektori tarbijate keskmised erikahjufunktsioonid.

Tarbijate katkestuskahjude võrdlemine kehtivate valuutakursside alusel võib viia eksitavate tulemusteni, kuna valuutakursid ei peegelda adekvaatselt toodete, nagu elektrienergia, tegelikku väärtust vaadeldaval maal. Märgatavalt õigema pildi töökindluse reaalsest väärtusest erinevates maades annab vastava maa sotsiaal-majanduslike tingimuste arvestamine ostujõu pariteetide */purchasing power parity/* kaudu, arvutades erikahjufunktsioonid ümber tarbijahinna indeksite alusel.

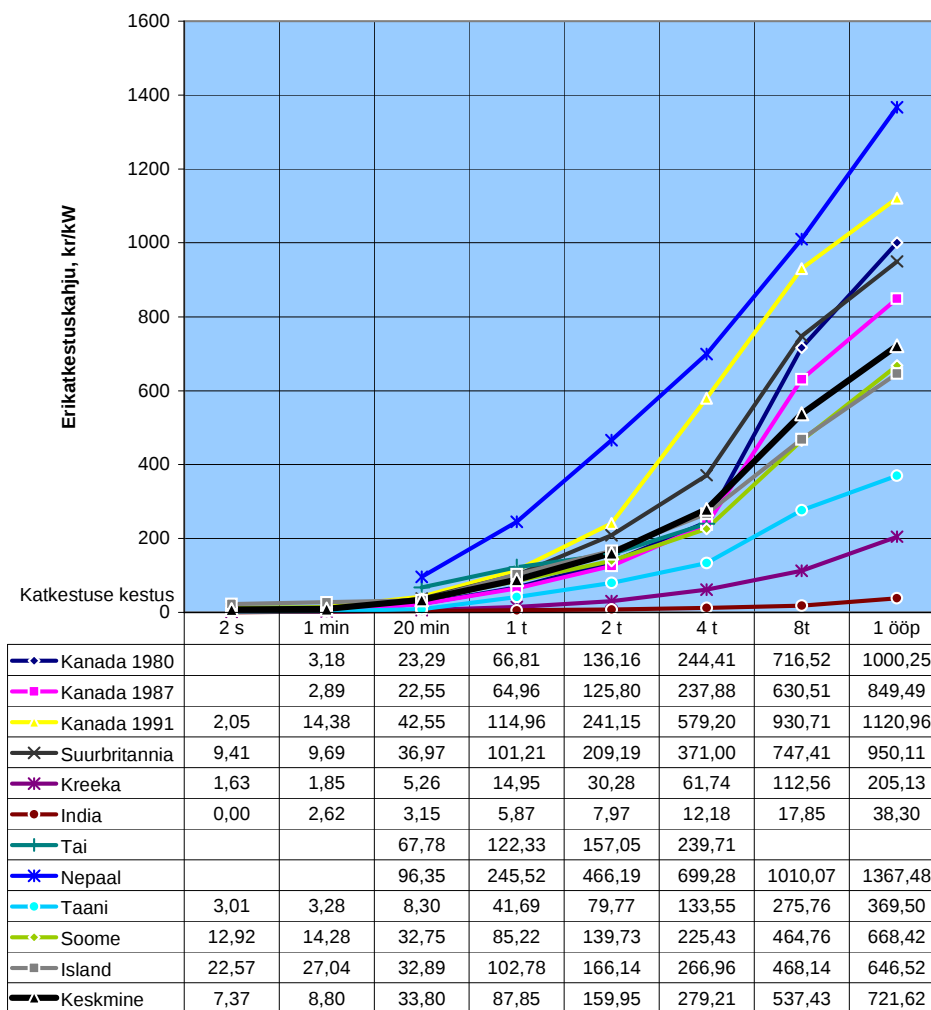
Hindamine ostujõu pariteedi alusel peegeldab antud maa elanike ostujõudu ja põhineb turuväärtusele. Seejuures on elimineeritud valuutakursside jooksvate, sageli kunstlike kõikumiste mõju. Ostujõu pariteetide rakendamisel lähtutakse kaupade ja teenuste rahvusvaheliselt tunnustatud hindadest, nii et standardse ostukorvi maksumus oleks sama kõigis maades.

Selgub, et ostujõu pariteetide alusel leitud erikahjufunktsioonide hajuvus on märksa väiksem võrdlemisel, nagu ka eeldada võis. Samuti tulevad erinevate maade erikahjufunktsioonide keskmised märksa madalamad.

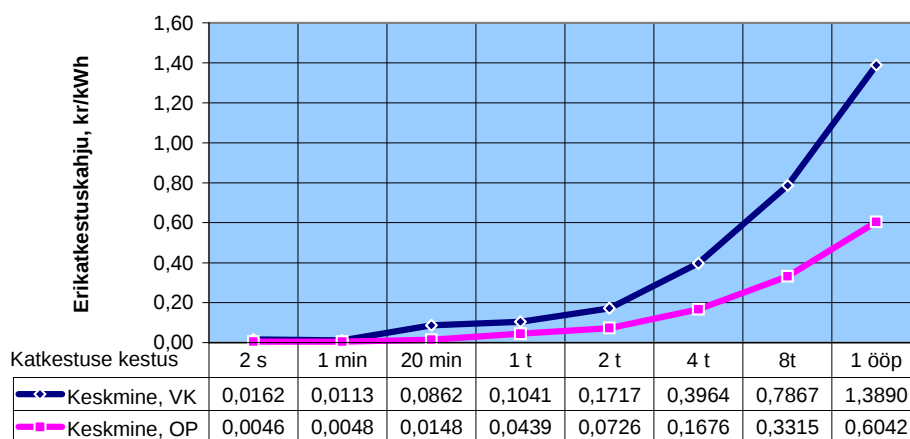
Viimast asjaolu illustreerivad joonised 6.6 ja 6.7, kus VK valuutakursside, OP ostujõu pariteetide alusel leitud keskmisi funktsioone.



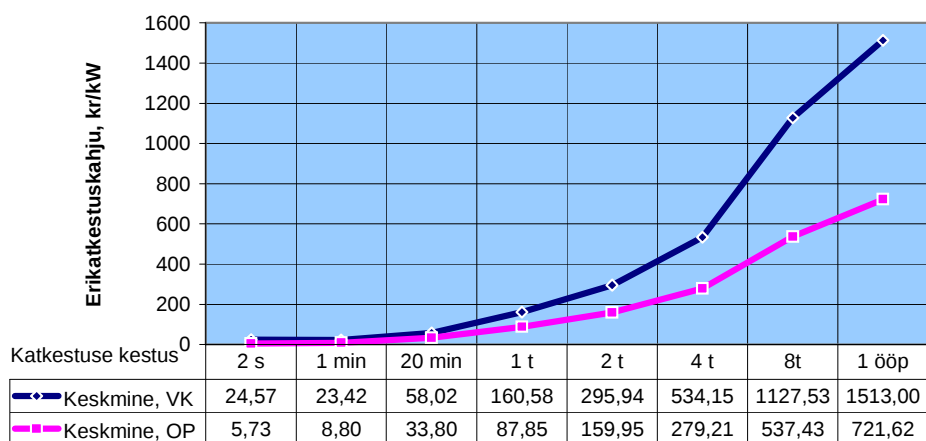
Joonis 6.4. Kommertstarbijate erikahjufunktsioonid normaliseerituna aastase tarbimise suhtes (kr/kWh)



Joonis 6.5. Kommertstarbijate erikahjufunktsioonid normaliseerituna aastase koormustipu suhtes (kr/kW)



Joonis 6.6. Erinevate riikide keskmised erikahjufunktsioonid kommertssektoris normaliseerituna aastase tarbimise suhtes (kr/kWh)



Joonis 6.7. Erinevate riikide keskmised erikahjufunktsioonid kommertssektoris normaliseerituna aastase koormustipu suhtes (kr/kW)

6.6 Eesti tarbijate katkestuskahju erinäitajate hindamisest

Esimene ulatuslikum ja seni teadaolevalt ainuke Eesti elektritarbijate katkestuskahju erinäitajate hindamine viidi läbi 2004. aastal TTÜ elektroenergeetika instituudis EE AS OÜ Põhivõrk tellimusel. Katkestuskahjumi erinäitajad tuletati järgmiste hindamismeetodite kombineerimise alusel:

- Eesti elektritarbijate küsitlusuuring
- hindamine sisemajanduse koguprodukti põhjal
- hindamine leibkonna liikme keskmise sissetuleku põhjal
- teiste maade katkestuskahjumi erinäitajate ostujõu pariteetidel põhinev võrdlev analüüs

Kuigi kogemuste puuduse ja töö piiratud tähtaegade tõtt kliendiuuring osaliselt ebaõnnestus, näitab tulemuste võrdlemine teiste riikide, eelkõige Skandinaavia- maade vastavate näitajatega nende piisavat realistlikkust ja kasutatavust katkestuskahjude hindamiseks Eesti oludes.

7.1 Hindamine kliendi erikahjufunktsiooni alusel

Katkestuskulu hindamine kliendi erikahjufunktsiooni alusel on levinuimaks mooduseks jaotusvõrkude planeerimisel. Sel juhul analüüsitava võrgu(osa) aastane oodatav katkestuskulu COC arvutatakse järgnevalt.

Kui vaadeldav võrk või tema osa koosneb b koormuspunktist j , siis kõigepealt leitakse **iga koormuspunkti** j ($j = 1, \dots, b$) klientide katkestuskulud:

$$COC_j = E_j \times C_{Ej}(r_j) \times \lambda_j \quad (\text{kr}) \quad (7.1)$$

või

$$COC_j = E_j \times \frac{C_{Lj}(r_j)}{LF_j \times 8760} \times \lambda_j \quad (\text{kr}) \quad (7.2)$$

või

$$COC_j = L_j \times C_{Lj}(r_j) \times \lambda_j \quad (\text{kr}) \quad (7.3)$$

kus E_j – j -nda koormuspunkti aastane kogutarbimine (kWh)

r_j – j -nda koormuspunkti ühe katkestuse keskmine kestus (h)

λ_j – j -nda koormuspunkti katkestussagedus (katkestus/a)

P_j – j -nda koormuspunkti aastane koormustipp (kW)

$C_{Ej}(r_j)$, $C_{Lj}(r_j)$ – j -nda koormuspunkti või ka vaadeldava tarbimispiirkonna vastavalt aastasele tarbimisele või aastase koormustipu ühikule taandatud erikahjufunktsiooni (vt valemid (6.9) ja (6.10)) väärtus (kr/kWh) koormuspunkti katkestuse keskmise kestuse r_j puhul

Vaadeldava võrgu või tema osa tarbijate aastased **kogukatkestuskulud** COC avalduvad koormuspunktide aastaste katkestuskulude COC_j summana:

$$COC = \sum_{j=1}^b COC_j \quad (7.4)$$

Sageli puudub informatsioon (prognoos) koormuspunktide või tarbimispiirkonna tarbimise kohta tarbimissektorite lõikes, mistõttu pole võimalik koostada koormuspunktide või tarbimispiirkonna erikahjufunktsiooni valemite (6.9) ja (6.10) abil. Sel juhul tuleb leppida lihtsustatud arvutusega ja kasutada valemities (7.1)-(7.3) kogu riigi keskmist kliendi erikahjufunktsiooni $C_{E,A}$ või $C_{L,A}$:

$$COC_j = E_j \times C_{E,A}(r_j) \times \lambda_j \quad (\text{kr}) \quad (7.5)$$

või

$$COC_j = E_j \times \frac{C_{L,A}(r_j)}{LF_j \times 8760} \times \lambda_j = P_j \times C_{L,A}(r_j) \times \lambda_j \quad (\text{kr}) \quad (7.6)$$

7.2 Hindamine andmata energiaühiku hinna alusel

Katkestuskulude avaldamine andmata energia hinna *CENS* kaudu on oma lihtsuse tõttu laialt levinud lähenemiseks nii retrospektiivsel analüüsil kui ülekandevõrkude planeerimisel. Võrgu või tema osa klientide katkestuskulud on avaldatavad seosega

$$COC = \sum_{y=1}^{ny} E_y \times CENS_y \approx E \times CENS \quad (\text{kr}) \quad (7.7)$$

kus ny – tarbimissektorite arv

E_y – vaadeldava võrgu (või võrgu osa) sektori y tarbijatele aasta jooksul oodatavalt andmata jääv energiakogus

$CENS_y$ – andmata energia hind sektori y tarbijatele

$CENS$ – keskmine andmata energia hind kogu riigi ulatuses

E – vaadeldava võrgu (või võrgu osa) tarbijatele katkestuste tulemusel aasta jooksul oodatavalt andmata jääv energia

7.3 Hindamine kombineeritud mudeli alusel

Teiseks samuti laialt levinud lihtsaks lähenemiseks on katkestuskulude avaldamine andmata energia hinna *CENS* ja katkestatud võimsushinna *CD* alusel.

Koormuspunkti j ($j = 1, \dots, b$) klientide katkestuskulud:

$$COC_j = \sum_{y=1}^{ny} (CD_y + CENS_y \times r_j) \lambda_j L_{A_{jy}} \approx (CD + CENS \times r_j) \lambda_j L_{A_j} \quad (\text{kr}) \quad (7.8)$$

kus $L_{A_{jy}}$ – tarbimissektori y tarbijate aasta keskmine võimsus koormuspunktis j

L_{A_j} – koormuspunkti j aasta keskmine koormusvõimsus

CD_y ja $CENS_y$ – vastavalt saamata võimsuse ja energia hind sektori y tarbijatele

CD ja $CENS$ – kogu riigi keskmine saamata võimsuse ja energia hind

ny – tarbimissektorite arv

r_j – j -nda koormuspunkti katkestuse **keskmine** kestus (h)

λ_j – j -nda koormuspunkti (keskmine) katkestussagedus (katkestus/a)

Vaadeldava võrgu või tema osa tarbijate aastased **kogukatkestuskulud** *COC* avalduvad katkestuskulude COC_j summana. Lihtsustatud lähenemisel:

$$COC \approx (CD + CENS \times r) \lambda L_A \quad (7.9)$$

kus λ , r – vaadeldava võrgu(osa) katkestussagedus ja katkestuse **keskmine** kestus

L_A – vaadeldava võrgu(osa) aasta keskmine koormusvõimsus

8. TÖÖKINDLUSE TÕSTMISE ABINÕUD

Nagu nähtub eelnevast (vt pt 4 “Töökindluse hindamine” ja ka pt 3 “Rikete ja elektrikatkestuste põhjused”), tõstavad töökindlust sellised meetmed, mis:

- vähendavad katkestuste hulka (sagedust λ) e katkestuste tõenäosust
- vähendavad katkestuste kestust (keskmine katkestuskestus r) – seotud lülituse ja rikete kõrvaldamise ajaga
- vähendavad katkestatud klientide arvu

Rikke statistika ja põhjuste analüüs, et efektiivselt suunata tegevust.

Vaatleme järgnevalt põhilisi töökindluse tõstmise abinõusid.

8.1 Kaitseseadmed

Täiendavate kaitseseadmete lisamine – üks selgem ja efektiivsem abinõu. Vähendab eelkõige katkestatud klientide arvu.

Kõige efektiivsem ja suhteliselt vähe kulukas abinõu – sulavkaitsmete paigaldamine haruliinidele.

Taaslülitusautomaatikaga võimsuslülitid magistraalliinil.

8.2 Taaslülitusseadmed

Õhuliinide riketest 70-80% on olemuslikult mööduva iseloomuga. Seega taaslülitusseadmete paigaldamine vähendab eelkõige püsikatkestuste arvu.

Paigaldamine magistraalliinile ja/või haruliinidele vähendab ka ülesvoolu jäävate klientide katkestuskestust.

Ei paigaldata tavaliselt kaabelliinidele – kaabelliinide rikked pole reeglina mööduva iseloomuga. Küll aga võib paigaldada kaabelliinilt jätkuvale õhuliinile või kaabelliinilt hargnevatele õhuliinidele.

Vt [Õpe\Elektrivõrkude projekteerimine\Distribution System Reliability.pdf](#)

8.3 Sektsioneerimine

Sektsioneerivate lülitite (lahklülitid) paigaldamine võimaldab vähendada lülitist ülesvoolu jäävate klientide katkestusaega, kuna toite saab taastada enne katkestuse põhjustanud rikke ja selle tagajärgede kõrvaldamist.

Sektsioneerivad lülitid paigaldatakse eelkõige piki magistraalliini. Võib paigaldada ka haruliinidele (eelkõige pikemate ja/või suurema katkestussagedusega lõikude ette).

Sektsioneeriva lüliti efektiivsus sõltub lülitusaja ja rikke kõrvaldamise aja suhtest (mida väiksem suhe, seda efektiivsem).

8.4 Mitmepoolse toite kindlustamine

Efektiivne, kuid üks kulukamaid abinõusid – eeldab uute liinide ja fiidrite rajamist või keerukamate alajaama skeemide kasutamist.

Väga oluline toitevõrkudes – võimaldab tunduvalt vähendada jaotusvõrgu toitekatkestuste sagedust.

Jaotusvõrkudes – vähendab suure osa klientide katkestuskestust.

8.5 Rekonfigureerimine

Siin tule mõista peamiselt normaalsete lahutuskohtade optimeerimist töökindluse seisukohalt (kaugus, ligipääsetavus totekeskustest).

Võimaldab vähendada osa klientide katkestuskestust.

Täiendavate toitepunktide rajamine, fiidrite lühendamine.

Koormuspiirkondade optimeerimine.

8.6 Reservagregaadid

Üks kulukamaid abinõusid – praktiliselt rakendatakse üksikklientide (suurtarbijad, strateegilise tähtsusega tarbijad, haiglad jms) toitekindluse tõstmiseks.

Sageli paigaldatakse kliendi initsiatiivil.

8.7 Automatiseerimine

Eelkõige kaugjuhitavad sektsioneerivad lülitid.

Lülitusseadmete varustamine taaslülitusautomaatikaga.

Reservilülitusautomaatika.

8.8 Käidupersonali reageerimiskiiruse tõstmine

Vähendab märgatavalt katkestuste kestust.

Võimalikud abinõud:

- Võimaliku rikkekoha kiirem identifitseerimine lülitusseadmete töötamise ja klientide reageeringute analüüsi teel.
- Riknenud ahela indikaatorid – märgistavad ahelaid, mida on läbinud lühisvool. Võimaldavad operatiivmeeskonnal kiiremini jõuda rikkekohale.
- Automaatsed rikke lokaliseerimise seadmed
- Juhtimiskeskuste ja operatiivbrigaadide arvu suurendamine
- Ligipääsuteede korrashoid

JV võrguhalduse põhimõtted keskpinge võrgu automatiseerimisel

- Mastivõimsuslülite paigaldamine. Kasutatakse keskpinge õhuliinivõrgus kliendikatkestuste vähendamiseks ja katkestusaja lühendamiseks.
- Kaugjuhitavate koormuslahklülite paigaldamine. Kasutatakse keskpinge õhuliinivõrgus normaallahutuskohtades, lahutuspunktides ja pikkade haruliinide ees rikete kiiremaks lokaliseerimiseks.
- Lühise korral automaatselt väljalülituvate lahklülite kasutamine keskpinge õhuliinivõrgus haruliinide ees.
- Rakendusinfo edastusega rikkeindikaatorite paigaldamine. Kasutatakse keskpinge õhuliinivõrgus lahutuspunktides ja pikemate liinilõikude korral transpordivahendiga kergesti ligipääsetavatesse kohtades.
- Õhuliinidega võrkudes kasutame kahekordset TLA-d ja rikkekoha kauguse määramist. [14]

**Mastivõimsuslüliti****Valkla LP Siemensi mastivõimsuslüliti**

MVL-i on võimalik juhtida kaugjuhtimise teel, kohapeal juhtimisterminali abil või mehaaniliselt

MVL-i kasutamise tulemusena hoiti ära 127 496 üle 3 min. kliendikatkestust ja kliendikatkestuste arv vähenes kokku 9%. MVL kasutamise tulemusena vähenes SAIFI 0,2 võrra, mis on oluline efekt sellise arvu MVL-ide korral.

Keskmine MVL-i paigaldamise hind koos lülitiga on ca 200 tuh. kr seega on investeeringu maksumus kokku olnud 42 milj. kr. Kui vaadata 2009/2010 ma MVL statistikat siis nende kasutamise tulemusena on vähenenud klientide katkestuskahju 3,8milj. kr ja JV katkestuskahju 1 milj. kr, mis on väga hea tulemus. Nagu selgub on mõned lülitid oma investeeringu juba ära tasunud ühe aastaga, näiteks Nõmmiku LP, Alo LP ja Jaska LP. Lisaks sellele pole toodud 2007/2008 ma tulemusi, kui töötasid samuti osad nendest lülititest.

Kaugjuhitavad koormuslahklülitid



Kaugjuhitava koormuslahklüliti ja mastivõimsuslülitiga Venevere LP



Kaugjuhitava koormuslahklülitiga lülituspunkt

Automaatselt väljalülituvad lahklülitid



Automaatselt väljalülituv lahklüliti (Joonis) kujutab endast kolmefaasilist automaatset lülitusseadet, mille igas faasis on kaitse. Kaitse elektrooniline ahel mõõdab rikkevoolu ja loeb toite poole oleva võimsuslüliti lülitamisi ning kui rike on püsiv lülitub lahklüliti voolupausi ajal automaatselt välja.

ABB automaatselt väljalülituv lahklüliti

Rikete lokaliseerimiseks elektrivõrgus on praktiliselt kaks võimalust: määrata vea asukoht lühisvoolu ja pinge väärtuste järgi või leida lühise asukoht lühis- ja maaühendusvoolu indikaatorite abil.

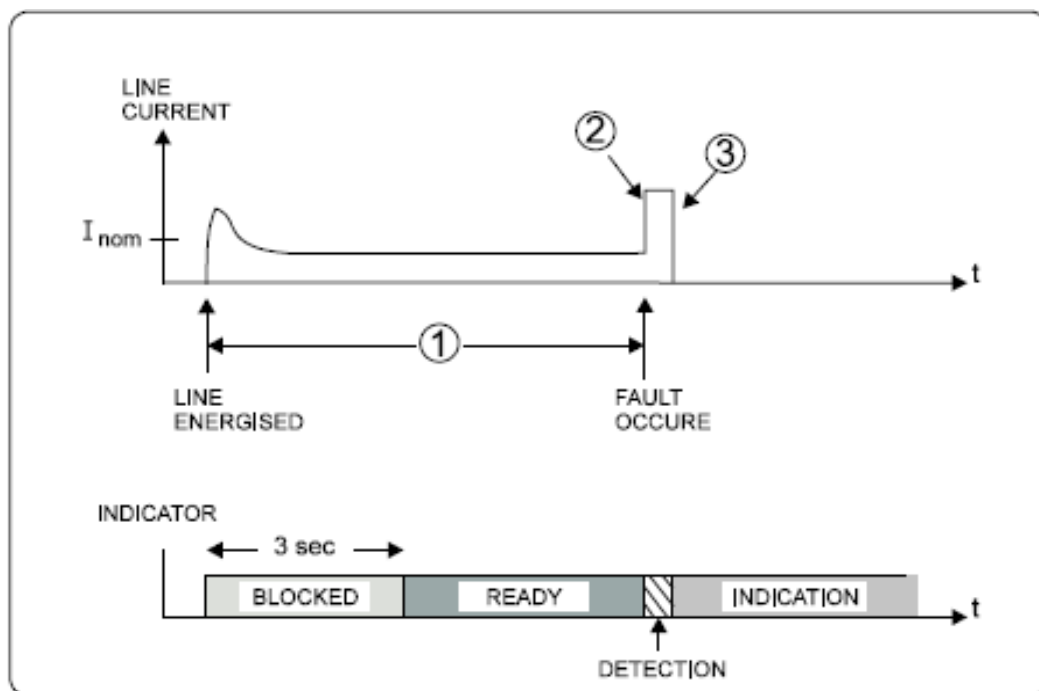
Esimene lahendus ei saa põhimõtteliselt olla täpne. Lühisekoha kaugus leitakse voolu ja pinge alusel, distantskaitse põhimõttel, lisaks peavad releesse olema sisestatud ka liini parameetrid. Lühisvoolu väärtust otseselt ei kasutata. Nii teatakse vaid lühise kaugust toitepunktist, kuid radiaalvõrgu puhul ei ole konkreetne haru teada.

Joonisel on toodud lülituspunktist eelnevasse masti paigaldatav rikkeindikaator (LineTroll 3100). Seda tüüpi rikkeindikaator paigaldatakse mastile 3-5 meetri kaugusele alumisest faasijuhtmest. Täpne kaugus sõltub faasijuhtmete asetusest (paralleelselt, kolmnurgas) ja koormusvoolust. Rikkeindikaator saadab signaali signaalkaabli abil lülituspunkti seadmekappi ja sealt on see nähtav SCADA kaudu ka juhtimiskeskusele.



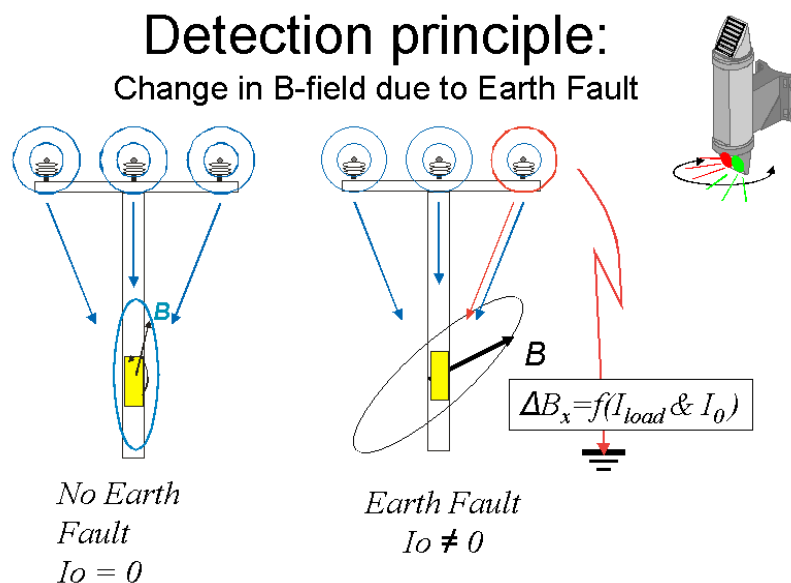
Rikkeindikaator LineTroll 3100

Järgmisel joonisel. on näidatud rikkeindikaatori tööpõhimõte.



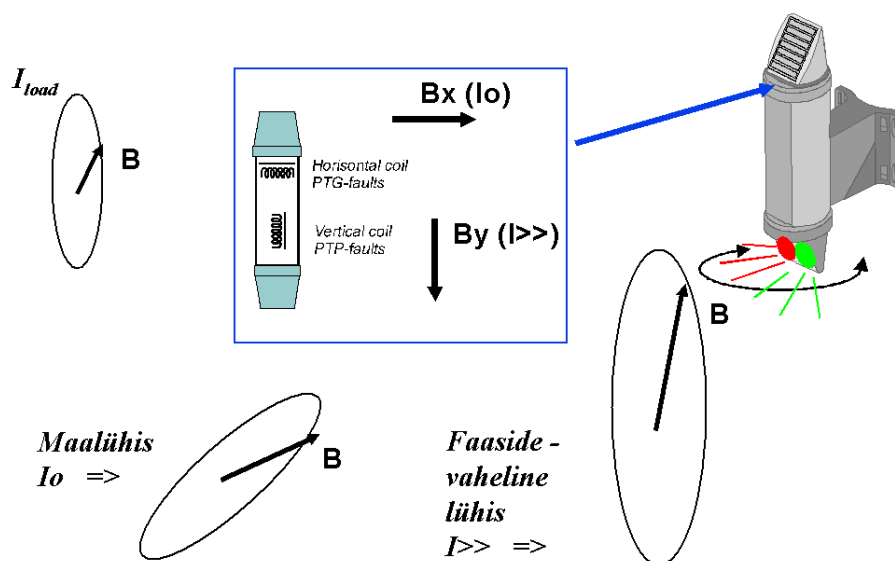
Rikkeindikaatori tööpõhimõte

Õhuliini korral kasutatakse magnet- ja elektriväljatundlikkusel põhinevaid voolu- ja pingeandureid, mis võivad asetseda 3-5 m kaugusel elektriliini juhtmetest või juhtmete küljes. Õhuliini rikkeindikaator on võimeline reageerima ka maaühendusvooludele, mõõtes nulljärgnevuskomponendi poolt tekitatud magnetvälja. Rikkeindikaatori efektiivsuse tagab sidekanal. Rikkeindikaatorite signaal on seotud SCADA-ga. Õhuliinide ristumispunktidesse kirjeldatud vooluandur ei sobi magnetväljade interferentsi tõttu



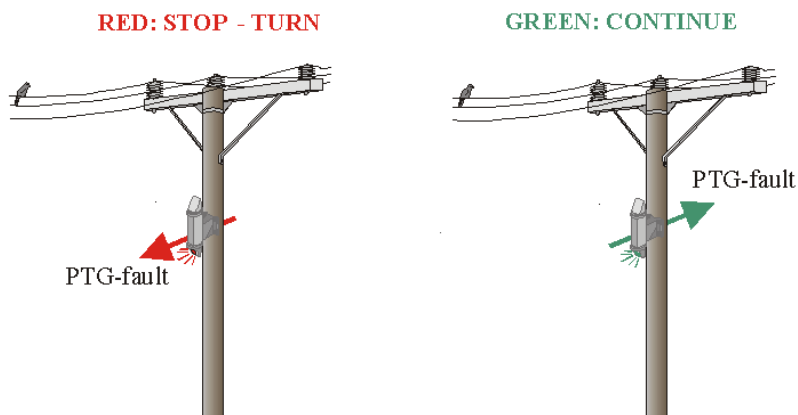
Maaühenduse tuvastamine magnetvälja kaudu

Joonisel on näidatud kuidas toimub maaühenduse määramine mastile paigaldatud rikkeindikaatoriga. Normaolukorras on maaühendusvool null, kui aga toimub maaühendus siis magnetvälja vektor nihkub ja indikaator rakendub.



Erinevate lühiseliikide määramine

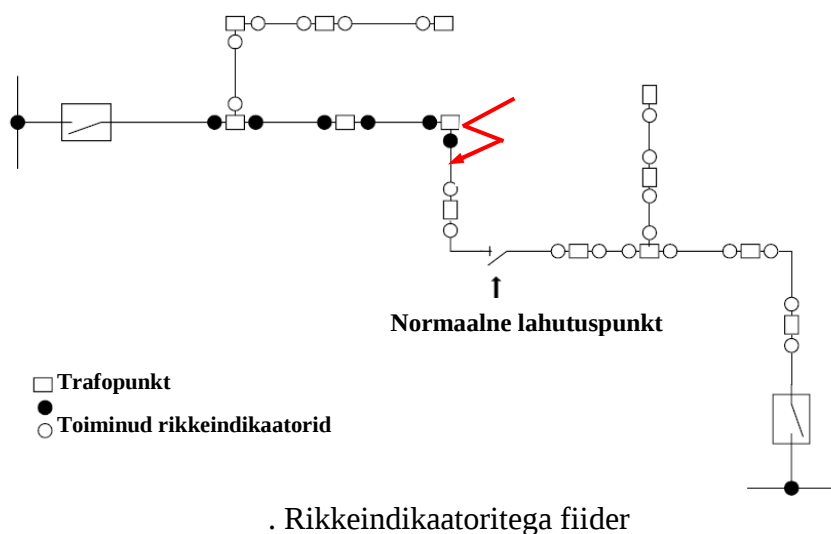
Rikkeindikaatorid paigaldatakse olulistele mastidele ja rikkekoha suunda näitab vilkuva valgusdiodi(LED) värv. Kui vilgub üks diod siis on tegemist maaühendusega (PTG), kui vilguvad mõlemad on tegemist faasidevahelise lühisega (PTP). Kui on tegemist faasidevahelise lühisega siis on rakendunud indikaatorid toitealajaamast kuni rikkekohani.



Rikkekoha suund

Kui on tegemist maaühendusega siis näitab rikkekoha suunda indikaatori tuli. Juhul kui rikkeindikaatoril põleb punane tuli tuleb minna mööda liini tagasi ja kui roheline siis edasi.[22]

Efektiivseks ja suhteliselt odavaks abinõuks on rikkeindikaatorite kasutamine. Need paigaldatakse lattidele, kaablitele või õhuliinidele. Kui juhet või kaablit läbiv vool ületab teatud sätteväärtuse siis voolu magnetväli kutsub esile indikaatori elektroonse või optilise signaali, mis kajastub indikaatori monitoril või paremal juhul edastatakse juhtimiskeskusse. Toiminud indikaatorite jada juhatab sel juhul kiiresti fiidri seksioonini, kus on lühis

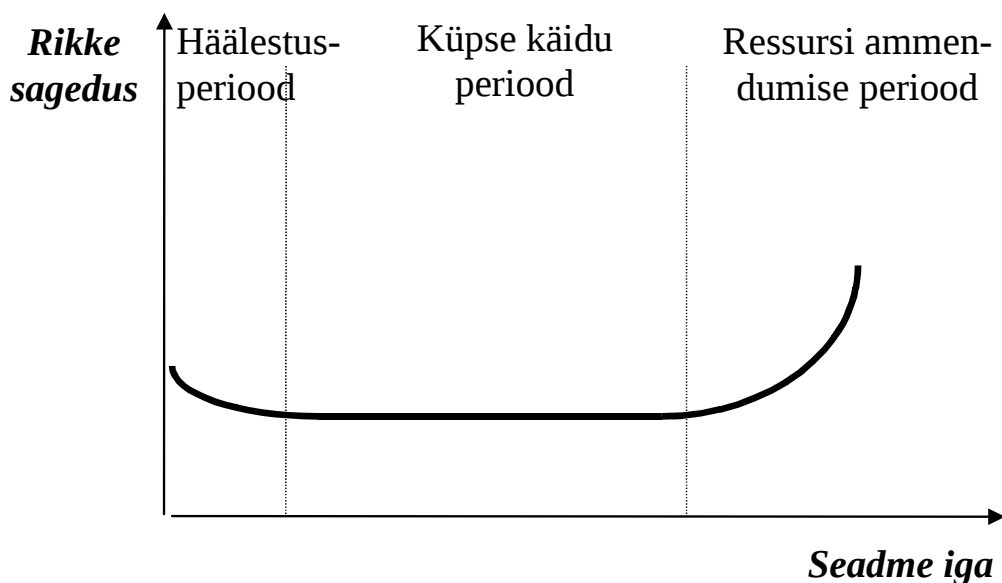


8.9 Seadmete töökindluse tõstmine

Üksikelementide töökindluse tõstmine vähendab toitekatkestuste tõenäosust, s.t katkestussagedust.

Tõstmise abinõud ilmnevad eelkõige katkestuste põhjuste analüüsist.

Üldine reegel – vananenud ja suure rikkesagedusega elementide asendamine:



Joonis 8.1. Tüüpiline töökindluse sõltuvus ajast

Võimalikud töökindluse tõstmise teed:

- Trafode ülekoormuste vältimine
- Trafode olukorra jälgimine, avastamiseks õigeaegselt tekkinud probleeme enne nende arenemist tõsisteks avariideks. Lihtsaimaks mooduseks audiovisuaalne jälgimine. Kompleksemad meetodid – koormuskatsed, võimsusteguri mõõtmised, kõrgepingekatsed, lahustunud gaaside analüüs jms. Seisundi monitooring – osa katsetest ja analüüsides toimub pidevalt ja operaatorit informeeritakse jooksvalt, kui mõni jälgitav näitaja ületab vastava lüviväärtuse.
- Trafode abiseadmete, s.h astmelülitite, seisukorra jälgimine ja rikete enneta-mine. Uute vaakuumtehnoogiaga astmelülitite rakendamine.
- Paigaldatavate kaablite trumlite ja regulaarne olemasolevate kaabelliinide katsetamine, et vähendada halva kvaliteediga kaablite kasutamise tõenäosust (püsipinge taluvuskatse, impulsstaluvuskatse, osalahenduskatse, võimsuste-guri katse, dielektriku spektroskoopia, polümerisatsiooni astme määramine, sälkkatse). Katsetustel ilmnenuv mittesobivad kaablilõigud tuleb asendada või noorendada (kaabli täitmine spetsiaalse vedelikuga, mis täidab tühikud

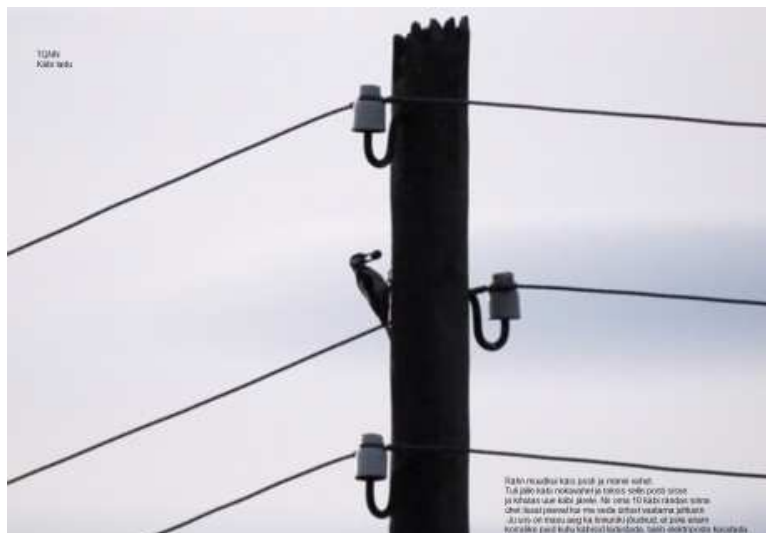
kaabli isolatsioonis ja taastab tema elektrilise tugevuse). Kaablite efektiivne kaitse läbivate lühisvoolude eest.

- Kaablimuhvide seisukorra jälgimine, veekindlate termokahanevate katete kasutamine.
- Õhuliinide regulaarne ülevaatus (visuaalne, infrapunane ja aerovaatlus, raadiohäirete jälgimine, lülitite ja katkestite kontroll, puitmastide kontroll). Riknenud elementide asendamine, allakukkunud juhtmete kiire kõrvaldamine.
- Paksu jää või märja lume toimel võivad liinile langeda puud või oksad ning tekitada lühiseid, põhjustada juhtmete katkemist või mastide vigastusi. Ohtlikult paksu lume ja jääte eemaldamist puudelt tuleks teha helikopteriga, mille külge on riputatud tavaline puitmast nagu näidatud joonisel.



Lume eemaldamine puudelt[11]

- Võimsuslülitite seisundi, k.a kontaktimaterjali kumulatiivse kao, pidevmonitoring (jälgida katkestatavat voolu, lülitamise aega, kontaktide kiirust, kontaktide vetruvust ja täituri laadimisaega).
- Pragunenud pingepiirikute avastamine ja asendamine.
- Pragunenud isolaatorite avastamine ja asendamine. Isolaatorite ja läbiviikude regulaarne pesemine, täiendavate isoleerseelikute paigaldamine.
- Oravate tõkked isolaatoritel ja läbiviikudel.
- Kaablijuhtidesse ja –tunnelitesse ning alajaamade ruumidesse pääsude hoolikas tihendamine, näriliste peletamine ultraheli seadmete abil.
- Lindude pesitsemist, puhkamist ja lühiseid takistavate vahendite, samuti rähnitõrje vahendite rakendamine, alternatiivsete pesapaikade loomine, linnuparvede hirmutamine (pürotehnilised vahendid) – eriti rändeperioodidel.



- Masti tõmmitsate efektiivne märgistamine ja/või tõkestamine.
- Hüplemise ja vibratsiooni summutite kasutamine õhuliinidel, juhtme rippe jälgimine. Piksekaitsetrosside ja pingepiirikute kasutamine õhuliinidel. Jäite sulatamine. Õhuliinide ülekoormuse vältimine.
- Spetsiaalsete mastikonstruktsioonide (suurem faaside vahekaugus, juhtmete vertikaalpaigutus) ja õhukaablite kasutamine lühiste vältimiseks okste puute tagajärjel; puu okste kärpimine. Liini trasside võsast puhastamine.
- Lülitusjuhendid, personali koolitus ja treeningud inimlike eksituste vältimiseks. Ohutusreeglite jälgimine töötamisel pingestatud seadmete vahetus läheduses.
- Remondi- ja hooldetööde kiirendamine. Kraanatööde hoolikas jälgimine.
- Kaevetööde kooskõlastused.
- Võitlus metallivarguste ja vandalismiga.
- Tormikahjustuste likvideerimine optimaalsete prioriteetidega.

8.10 Katkestuste statistika

Efektiivne statistika (katkestuste põhjused, kestused, toidetaja jäänud kliendid jne), selle analüüs.

9. TÄIENDAVAIK KÜSIMUSI

9.1 Pingelohkude arvestamisest katkestuskulu hindamisel

Väga paljud rikked ei põhjusta tarbijate toite märkimisväärselt katkestust ja rikete statistikas ei kajastu toitekatkestustena. Samas võivad nad põhjustada paljude alajaamade piirkondade tarbijail toitepinge kvaliteedi halvenemist lühiajaliste pingelanguste e pingelohkude /*voltage dip, voltage sag*/tõttu. Lisaks rikke puhul pingetuks jäävatele alajaamadele, mille katkestuskulu arvestatakse, võivad tekkida pingelohud teistes lähedalasuvates alajaamades. Sellised pingelohud sügavusega üle 10% nimipingest võivad märgatavalt häirida paljude tarbijate tööd ja põhjustada neile kahju. Pingelohkudest sügavusega üle 50% põhjustatud kahju on võrreldav sekundilistest katkestustest põhjustatud kahjuga või isegi seda ületada. Lühiajalised nn siirdekatekestused ning pingelohud võivad tekitada lisaks tarbijate talitluse häiringukahjule ka seadmete vigastusi. Seega tuleks arengu planeerimisel ja investeringute majanduslikul põhjendamisel põhimõtteliselt arvestada ka pingelohkudest tarbijaile põhjustatud täiendava katkestuskuluga.

Pingelohkudest põhjustatud kahju suurust tavalised katkeskahju karakteristikud ja eespool vaadeldud katkestuskulu määramise meetodika otseselt ei kajasta ja tavaliselt jäetaksegi see arvesse võtmata. Selle kahju arvestamiseks oleks vaja sügavamaid täiendavaid uurimusi.

Avaldatakse arvamust, et ehk võiks pingelohke arvestada võrdselt edukate kiiretoimeliste taaslülitustega kaasnevate toitekatkestustega (tavaliselt < 1 s). Soome analüüsi hinnangul oleks moodustanud selline võimsusühiku katkestuse erikahju CD_L tavalise võimsuskatkestusega võrreldes ca 40%. Kasutades sama suhet Eesti oludes, annaks see pingelohule vastavaks erikuluks koormusvõimsuse ühiku kohta $CD_L = 0,4 \cdot CD = 0,4 \cdot 7,22 = 2,9$ kr/kW.

Siiski vajab küsimus täiendavat uurimist ja esialgu on sellise hindamise kasutamine üsna küsitav.

Riketest põhjustatud pingelohkude koguarv kõikides alajaamades kokku on väga suur (mitmed tuhanded) ja nende ühekaupa analüüs, mis eeldab ka koormusgraafikutest igale juhule vastava koormuse määramist, oleks väga töömahukas. Seetõttu oleks esialgu otstarbekas piirduda väga ligikaudse summaarse pingelohkudest põhjustatud kulu hindamisega, tehes eelduse, et pingelohud jagunevad ühtlaselt ruumis ja ajas. See võimaldab hinnata pingelohkudest põhjustatud summaarset kulu COC_L kõigi alajaamade ja kogu vaadeldava aja keskmise koormuse P_K alusel valemiga

$$COC_L = n_L \cdot P_K \cdot CD_L \quad (9.1)$$

Alajaama keskmise koormusvõimsuse määramisel vaadeldud ajaperioodil on lähtutud koormusgraafikutest, arvestatud aastaaegu ning eeldatud töö- ja puhke-

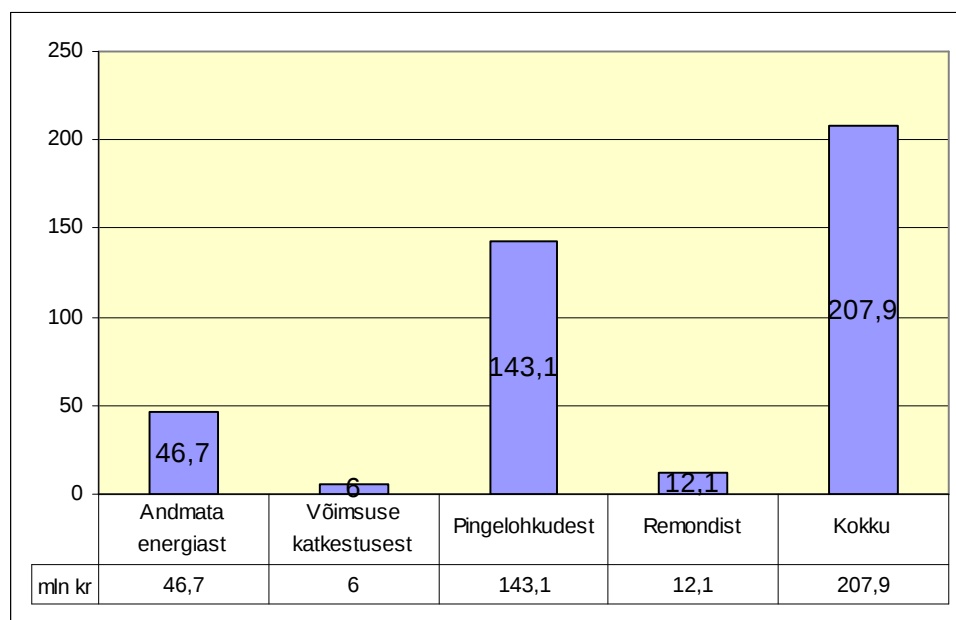
päevade suhteks 70/30%. tulemusena on leitud alajaama keskmiseks koormuseks $P_K = 5370$ kW.

Tulemust on kindluse mõttes võrreldud ka keskmise katkestusvõimsusega P_{KK} , mis leitakse kõigi katkestusvõimsuste summa (833077 kW) jagamisel katkestuste arvuga (159): $P_{KK} = 833077/159 = 5239$ kW. Tulemus on üsna lähedane P_K väärtusele, mis kinnitab ka katkestuste ühtlasele ligilähedast jagunemist.

Seega tuleb põhivõrgu ühe alajaama pingelohust põhjustatud keskmiseks kuluks $P_K \times CD_L = 5370 \times 2,9 = 15573$ kr ja summaarseks 9190 lohule vastavaks kuluks vastavalt valemile (9.1) 143,12 mln kr.

Saadud tulemuse võrdlus tarbijaile andmata energia ja katkestatud võimsusega seotud kuludega ning remondikuluga kogu vaadeldud perioodi kohta on näidatud joonisel 9.1.

Võrdlusest selgub, et pingelohkudest tingitud kulu on ootamatult väga suur võrreldes muude kuluosadega. Tõenäolisemateks põhjusteks võib olla pingelohuga kaasneva erikulu liiga kõrge väärtus või ekspertide ülepakkumine rikkega kaasnevate pingelohkude hulga osas. Näiteks Norra elektrivõrkudes moodustas pingelohkudest tingitud kulu ainult ca 15% katkestuskuludest. Seejuures aga viimaste all mõistetakse nii põhi- kui jaotusvõrgu rikestest põhjustatud katkestuskulusid. Ilmselt vajab pingelohkude arvu ja erikulu vahekord edaspidist uurimist, ja praegu tuleb ilmselt nõustuda aruandes toodud arvamusega, et kuigi küsimus on tähtis, vajab probleem täiendavat uurimist ja saadud esialgset hinnangut eriti usaldusväärseks pidada ei saa.



Joonis 9.1. Rikkekulude koostisosade võrdlus Põhivõrgus ajavahemikus (1.12.2000 – 31.08.2004), mln kr

Muu hulgas olgu märgitud, et CEER/WGQES (*Council of European Energy Regulators / Working Group on Quality of Electricity Supply* – Euroopa Energiaregulaatorite Nõukogu/Elektrivarustuse Kvaliteedi Töögrupp) viitab automaatse taaslülituse süsteemidega seotud väga lühikestele katkestustele, kui “siirdekatekestustele” /“*transient interruptions*”/. Pinge alanemiste /*sags*/ või lohudega /*dips*/ seotud kahjudele ei viidata kui katkestuskahjudele vaid pigem kui pinge kvaliteediga seotud kahjudele. Veelgi enam, UNIPED (Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d’Energie Electrique – Rahvusvaheline Elektrienergia Tootjate ja Jaotajate Liit) soovib ka katkestusi kestusega alla 3 minuti käsitleda, kui pinge kvaliteedi probleemi kategoorias “pinge lohud ja lühikatekestused” /“*voltage dips and short interruptions*”/. Siiski – katkestuskahjude käsitlemisel pole see soovitus aktsepteerimist leidnud.

Vigastatud seadmete remondiga seotud kahju on põhivõrgu poolne, seda on suhteliselt lihtsam hinnata ja nagu üldtuntud, on ta ka väiksem võrreldes tarbijate toitekatkestusest tingitud kuluga. Seetõttu on otstarbekas toitekatkestusest tingitud kulu edasisel analüüsimisel keskenduda peamiselt andmata jäänud energia ja võimsuse katkestusega seotud kuludele.

9.2 Võimalikud suured süsteemiavariid ja kustumised

Paratamatult esinevatest juhuslikest, suhteliselt piiratud ulatusega ja tagajärgedega rikestest tingitud katkestuskulude kõrval pakuvad olulist huvi eeldatavad (võimalikud) kahjud suurte süsteemiavariide ja kustumiste /*black out*/ puhul. Selliste sündmuste esinemise tõenäosused või sagedused on äärmiselt väikesed, kuid nendega kaasnevad inimtegevuse häired ja majanduslikud kulud on äärmiselt suured ja peegeldavad ilmekalt elektrivõrgu töökindlusega seotud majanduslikke riske. Inimlike eksituste ja ekstreemsete ilmaolude tõttu esineb kustumiste oht ka hästi toimivates elektrisüsteemides.

Järgnevalt on esitatud Eesti energiasüsteemis võimalikud elektrijaamade kustumiste ja suurte süsteemiavariide juhtumid, mis OÜ Põhivõrk Juhtimiskeskuse ja Arendusosakonna spetsialistide kaasabil läbiviidud analüüsi kohaselt oleks suuremate tarbimise piirangutega ja reaalselt võimalikeks (küll väikese tõenäosusega). Avariide sagedused ja kestused on kättesaadavale rikete ja avariide statistikale tuginevad eksperthinnangud.

9.2.1 Võimalikud elektrijaamade kustumiste ja suurte süsteemiavariide juhtumid Eesti energiasüsteemis

Elektrijaamade kustumine

Maailma elektrijaamade kustumiste (süsteemist välja langemiste) viimase kümne aasta statistika näitab, et elektrijaamade kustumine on tavaliselt tingitud kolmest peamisest põhjusest:

- süsteemi avariidest tingitud elektrijaama koormuse kaotus – väljalangemise põhjuseks on tavaliselt süsteemi lagunemine;
- kondensatsioonielektrijaama jahutussüsteemis esinevad olulised häired;
- loodusõnnetused (maavärin, üleujutus, maalihked jms).

Peale selle on põhjusteks olnud ka mitmesugused jaamasisesed põhjused, nagu

- jaama väljalangemine süsteemist avarijärgsel taaslülitusel süsteemi (tavaliselt põhjustatud tarbijate käivitusvooludest tingitud generaatorite ülekoormusest);
- rikked elektrijaama tehnoloogilise skeemi talitluses (auru leke, lühised jaama jaotlates või omatarbesüsteemis, koostootmisjaamade korral rikked kaugküttesüsteemis jms) ja põhiseadmete automaatjuhtimissüsteemi häired;
- ohtlik keskkonna saaste, mis põhjustab valvepersonali tervise häireid;
- jaama operatiivpersonali väär tegutsemine;
- jaama põhitrafode rikked (väikestes jaamades, kus võimsuse edastamine toimub ühe trafo kaudu).

Siiski on jaamasisestest häiretest tingitud elektrijaama kustumised suhteliselt harv nähtus ja tõsiste süsteemiavariideni viivad vaid väga kontsentreeritud elektrisüsteemide korral.

Risk Eesti elektrijaamade kustumiseks selliste loodusõnnetuste, nagu maavärin, üleujutus, maalihked, tagajärjel on praktiliselt nullilähedane.

Narva elektrijaamade kustumise reaalseks põhjuseks võivad olla alljärgnevad.

- 1. Narva veehoidla vee taseme langus alla kriitilise nivoo.** Narva jõe paisust osa asub Venemaa territooriumil ja osa Eesti poolel. Ohtlik vee taseme langus Narva veehoidlas (umbes 0,5 m) saab tekkida Narva jõe paisu avamise või õhkimise tulemusel, s.t vaid inimeste tahtliku tegevuse (terrorism, šantaaž jne) tulemusel. Seetõttu on sellise sündmuse tõenäosust ja võimalikku kestust võimatu hinnata.
- 2. Koormuse äralangemine Baltimaade süsteemi eraldumisel Venemaa energiasüsteemist** sageduse languse tõttu viimases (nt kütuse nappuse tõttu) **koos põhivõrgu 330 kV liinide avariiga.** Narva elektrijaamad ei ole suuteli- sed talitlema ainult omatarbe koormusel, sest üleminek omatarbe koormusele nõuab liigselt palju ümberlülitusi plokkide vahelistes omatarbesüsteemides. Normaalselt talitlevad kõikide energiablokkide omatarbesüsteemid üksteisest lahus. Omatarbe liiga pika pingevaba pausi ajal lülitab ploki tehnoloogiline kaitse katla ja turbiini välja. Jaama taaskäivitamine sõltub jaama omatarbe toi- te taastamisest. Jaamade täielikul kustumisel on jaama taaskäivitamine võima- lik omatarbe tootmisel Läti energiasüsteemist. Esialgsete katsetuste tulemused näitavad, et Eesti elektrijaama rekonstrueeritud 8. plokk on võimeline talitle- ma ka omatarbekoormusele.

Narva elektrijaamade kustumisel langeb talitlusest välja kuni 1400 MW gene- reerivat netovõimsust, mis tähendab praktiliselt kõigi tarbijate elektrikatkes-

tust. Süsteemi avarii korral taastatakse eksperthinnangul toide ca 700 MW ulatuses 8 tunni jooksul, ülejäänud tarbijate toide taastatakse 12 tunni jooksul.

Kõik muud avariid ja juhtimisvead viivad talitlusest välja maksimaalselt kaks energiaplokki ning märgatavaid koormuse piiramisi ei põhjusta.

Iru elektriijaama kustumine ja lahutumine elektrisüsteemist võib olla tingitud mitmesugustest põhjustest, nagu ühefaasilise lähilühise 110 kV võrgus väljalülituse viibimine kaitse esimese astme tõrke tagajärjel (pingete ebasümmeetria tõttu lülitab sagedusmuundurite tehnoloogiline kaitse välja põhilised omatarbe-seadmed – toitepumbad, võrgupumbad jne); soojuskoormuse äralangemine rikke tõttu kaugküttesüsteemis; rikked katla automaatika toitesüsteemis jms. Siiski ei põhjusta Iru elektriijaama kustumine piiramisi tarbijate elektrienergiaga varustamisel, mistõttu seda pikemalt ei käsitle.

Süsteemiavariid

Reaalselt võimalikud suuremate tarbimispiirangutega süsteemiavariid oleks alljärgnevad.

- 1. Balti EJ 330 kV jaotusseadme väljalülitumine koos Eesti-Püssi 330 kV liini avariiga.** Avarii tõenäosus on suurem suviste remontide perioodil, kuid täielikult välistada ei saa ka esinemist talvisel perioodil. Avarii põhjustab tarbimisvõimsuse piirangu 400 MW ulatuses eelkõige Põhja-, Kesk- ja Lääne-Eestis ca 4 tunni vältel.
- 2. Rasked jäite- või tuuleolud, mille tulemusel jääb Narva-Tallinna suunal töösse ainult üks 330 kV liin,** Iru EJ on töös. Avarii põhjustab tarbimisvõimsuse piirangu 500 MW ulatuses Narva-Tallinna suunal (Põhja-, Kesk- ja Lääne-Eestis) ca 8 tunni vältel.
- 3. Rasked jäite- või tuuleolud, versioon 2 – mitmed 330 kV liini mastid** on ümber kukkunud, töösse jäänud 330 kV liin (L356) lülitub välja ülekoormuse tõttu, Iru EJ kustub. Avarii põhjustab tarbimisvõimsuse piirangu 1200 MW ulatuses peamiselt Põhja-, Kesk- ja Lääne-Eestis ca 24 tunniks, Kagu-Eesti tarbijad jäävad Läti toitele. Peale 330 kV liinide L356 ja L300 kokkuühendamist saab Lääne-Eestisse suunata 400 MW ja taaskäivitada Iru elektriijaama. Jätkub koormuse piirang ca 600 MW ulatuses veel 48 tunniks kuni mastide ajutise taastamiseni.
- 4. Kütusenappuse tõttu Venemaal langeb sagedus ja Baltimaade energia-süsteemid eralduvad Venemaa (SRÜ) ühendsüsteemist.** Rakenduvad sagedusautomaatide II ja erijärjekord, mille tulemusel tekib tarbimisvõimsuse piirang 400 MW ulatuses umbes üheks tunniks.
- 5. Endise Nõukogude Liidu loodepiirkonna eraldumine koos Ignalina, Leningradskaja ja Koola aatomielektriijaamade seiskumisega.** Sagedusautomaatika rakendub täismahus, põhjustades koormuse piirangu 800 MW ulatuses 12-72 tunniks.

Staatilise stabiilsuse kaotus Eesti energiasüsteemis on vähetõenäoline, sest elektriliinide koormustel on piisavad stabiilsuse varud. Olukord võib muutuda tulevikus. Dünaamilise stabiilsuse kaotused on teatud suurte häiringute puhul võimalikud, kuid vähetõenäolised.

Koormuse piirangud 330 kV liinide avariide tulemusel Lõuna-Eesti suunal pole märkimisväärsed, kuna tarbijad toidetakse piisavas mahus 110 kV võrgu kaudu ja Läti energiasüsteemi toel.

Tabel 9.2. 110-500 kV õhuliinide rikkekarakteristikud

Liin	Seisakusagedus* λ_0 , 1/a		Keskmise seisakukestus r, tundi
	Sund- seisakud	Plaanilised	
330 kV, üheaheelaline	0,5...1,33	12	12...52
220 kV, üheaheelaline	0,6...1,2	13	7...50
220 kV, kaheaheelalise üks ahel	0,5...0,9		2
220 kV, kaheaheelalise kaks ahelat	0,1		35
110 kV, üheaheelaline	0,5...1,1	15	9...54
110 kV, kaheaheelalise üks ahel	0,5...0,9		3...4
110 kV, kaheaheelalise kaks ahelat	0,2		26

* 100 km kohta

Liini seisakusagedus avaldub:

$$\lambda = L \lambda_0 / 100 \quad (9.2)$$

kus L – liini pikkus, km

Arvestades toodud avariide esinemissagedusi, võib üks tõsisem süsteemiavariid esineda kord 8-9 a jooksul.

Lõpetuseks olgu siiski märgitud, et kustumiste ja suurte süsteemiavariide esinemise tõenäosusarvutustesse tuleb suhtuda teatava ettevaatusega. Maailma praktika kohaselt on üsna palju selliseid juhtumeid põhjustatud üksikute, harva esinevate väikeste sündmuste juhuslikust kokkulangemisest ja edasisest kaskaadsest arengust. Kuna selliste sündmuste kohta puudub usaldusväärne statistika, siis nende käsitlemine klassikalise töökindlusteooria abil pole adekvaatne ja nad alluvad pigem kaose matemaatikale. Siiski ei tähenda öeldu, et tõenäosusarvutustest tuleks loobuda. Vastupidi – suuravariide riski ennetavate meetmete valikul tuleb ikkagi prioriteet anda just suure riskiga avariide vältimisele.

Üheks võimaluseks võimalike suuravariide ennustamiseks on suure hulga võimalike avariistsenaariumide simuleerimine Monte-Carlo meetodil.

Suurte süsteemiavariidega võivad kaasneda väga suured katkestuskulud, mis ebasoodsatel tingimustel – avarii koormusmaksimumi perioodil – võivad ületada isegi miljardeid kroone.

Tinglikud “aastased kahjumid” võib hinnata lähtuvalt avariide esinemissagedusest.

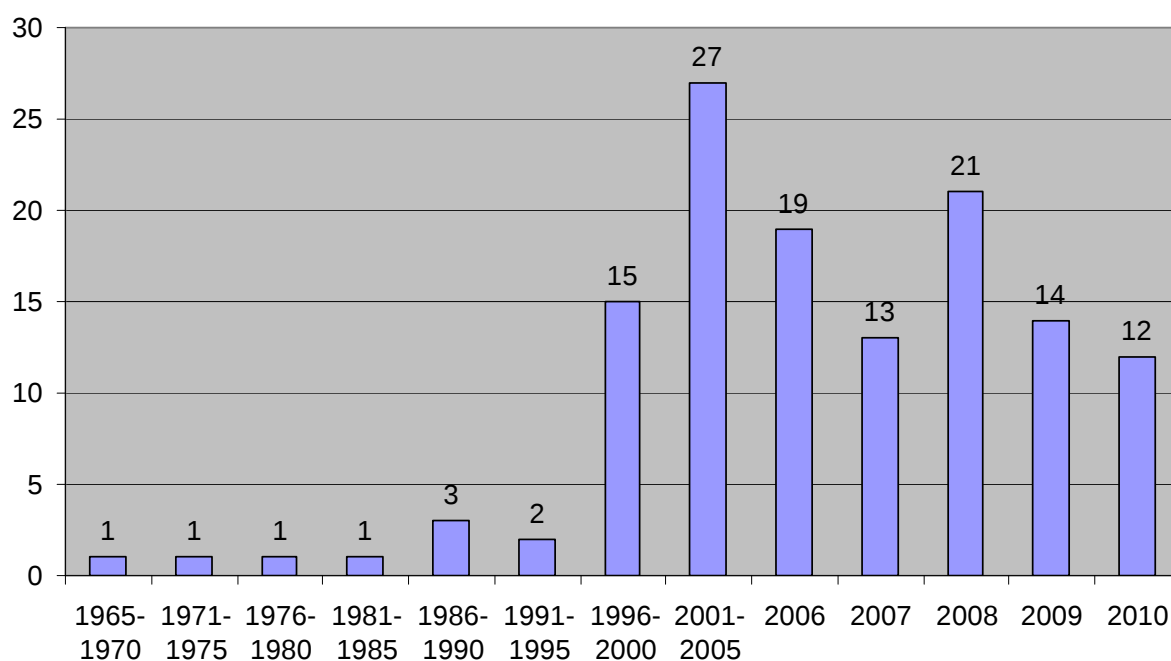
9.2.2 Ülevaade kustumistest mujal maailmas

Aeg-ajalt leiab energiasüsteemide kustumisi või suuri avariisid kõikjal üle maailma, s.h ka arenenud riikides. Seejuures võib isegi täheldada nende sagenemist viimastel aastatel. Olgu siin toodud lühike loetelu suurematest kustumistest

- 1965 USA Kirde osa ja Kanada kagu osa – nn sajandi avarii – üks kõigi aegade suurimaid kustumisi, mille tulemusel olid 30 milj inimest 13 tundi elektrita. Kustumise käivitas ühe liini ülekoormusrelee vale rakendumine
- 1977 New Yorgis – algpõhjuseks äikesetorm tugeva tuule ja vihmaga – katkes 3 miljoni elaniku elektrivarustus 22 tunniks
- 1978 Prantsusmaal
- 1982 Belgias
- 1983 Rootsis – lahküliti tõrke järgne kaskaadavarii põhjustas 4,5 milj kliendi toite katkemise 5,5 tunniks
- 1987 Prantsusmaal
- 1989, 1993 ja 1994 Itaalias
- 1995 Jaapanis maavärina tulemusel
- 1996 Kalifornias (kahjum ca 1 miljard US\$)
- 1997 Hollandis
- 1998 Uus-Meremaal – kaabli rikke tulemusel (0,3 milj klienti oli toiteta 39 päeva(!))
- 1998 ja 1999 Kuweidis operaatori vea tulemusel
- 2001 California
- 2001 Hispaania – 2 tunni jooksul jäi andmata 300 MWh elektrienergiat
- 2002 detsembris Taanis – relee tõrke tulemusel jäi toiteta 800 MW ulatuses kodutarbijaid ja eksportimata 1800 MW. 3 tunni jooksul jäi andmata 2200 MWh.
- **14. august 2003 USA-s, Kanadas** – ajaloo suurim *blackout* – toiteta jäi ca 50 milj klienti kogukoormusega 61800 MW. 48800 MW ulatuses taastati toide alles 16 tunni pärast, ülejäänud 16000 MW katkestus oli pikem. New York oli elektrita 29 tundi ja normaalne olukord taastus täielikult alles rohkem kui kahe päeva pärast. Andmata energiakogus oli ca 350,000 MWh. Kustus 263 elektrijaama 531 agregaadiga. Avarii algatas juhtme puude puuokstega.
- 27 august 2003 Austrias – normaalolukord taastati paati tunniga. Toitekatkestusi ei kaasnenud.

- 28 september 2003 Itaalias – algpõhjuseks juhtme puude okstega. 55 milj klienti jäi toideta 20 tunniks, andmata jäi ca 200,000 MWh.
- 28 August 2003 Suurbritannias – algpõhjuseks releekaitse tõrge. Pooleks tunniks katkes 410000 kliendi, s.h metroo, toide.
- 24 September 2003 Lõuna-Rootsis ja Ida-Taanis ühe relee vale sätte ja operaatori vea tulemusel. Andmata jäi 10,000 MWh Rootsis ja 8,000 MWh Taanis.

Nagu näha, toimus 2003 a teisel poolel viis tõsist avariid, mille detailsed kirjeldused ja analüüs on toodud aruandes. Euroopa Liidu Parlament hoiatab edasiste kustumiste ja suurte avariide ohu eest Euroopa ühend- ja rahvuslikes energiasüsteemides, mis võivad tõsiselt ohustada majandust ja isegi sotsiaalset stabiilsust nii üksikutes riikides kui Euroopa Liidus tervikuna.



Joonis 9.2 Kustumiste dünaamika

Suuravariide elektrivõrguga seotud peapõhjustena nimetatakse järgmisi:

- Kriteeriumi $N-1$ mittetäidetud – kuigi süsteemid on projekteeritud, arvestades selle täidetust, on talitluse käigus esinenud perioode (tõsi küll, lühiaegseid), mil kriteerium pole täidetud. Tuleb tõhustada kriteeriumi täidetuse jooksvat kontrolli ning lühendada tähtaega kriteeriumi täidetuse taastamiseks. Laiemalt soovitatakse kasutada ülekandeliinide seisukorra seireseadmeid /*transmission line monitors*/.
- Kriteeriumi $N-1$ mittepääsuvus, s.t üheaegselt on esinenud mitu häiringut. On alanud diskussioon vajadusest sätestada $N-k$ kriteerium, kus k peaks olema 2 või teatud juhtudel isegi 3. Muidugi on selliste nõuete täitmine väga kulukas.

Illustratsiooniks on järgnevas tabelis toodud uuringus saadud häiringute kordsused, mis on esinenud 20 a jooksul USA ja Kanada energiasüsteemides.

Tabel 9.1. USA ja Kanada energiasüsteemides 20 a jooksul esinenud häiringute kordsused

Kriteerium	N-1	N-2	N-3	N-4	N-5	N-6	N-7	N-8
Arv	10143	951	143	36	8	5	1	3

Näiteks rahuldavad Rootsi ja Taani süsteemivõrgud täies ulatuses N-2 ja osaliselt N-3 kriteeriumi.

- Ebapiisavad investeeringud, mille tulemusel võrkude läbilaskevõime areng jääb maha koormuste kasvust ning ebapiisavalt rajatakse reservliine kindlustamiseks võrgu häiringukindlust. Eriti puudutab see piiriüleseid süsteemidevahelisi ülekandeid.
- Aktiiv- või reaktiivvõimsuste ebaadekvaatne jaotus, mille tulemusel on ülekoormunud liinid ja/või pinge on langenud alla kriitilise piiri.
- Ebaadekvaatsed tegevusplaanid ja mahakoormamise programmid kriisisituatsioonides. Kindlasti tuleks läbi vaadata sagedusautomaatide sättesuurused (täna on enamikus maades sageduse läviväärtuseks 49 Hz). Perioodiliselt tuleb kontrollida kriisisituatsioonide likvideerimisega seotud seadmeid. Põhjalikult tuleks uurida süsteemi käitumist pinge kollapsi ohu korral.
- Hajutatud tootmise mõju. Hajutatud väiketootjate hulga suurenemine vähendab reaktiivenergia kogust võrgus, muutes viimase vastuvõtlikumaks pinge kollapsile. Väiketootjate mitteselektiivne väljalülitamine suurendab stabiilsuse kaotuse ohtu. Energiaturgu reguleerivad institutsioonid peavad kehtestama ranged tingimused hajustootjatele, mis vastavad riigi elektrivõrgu arengutasemele.
- Suuremahulise katkendliku tootmise (eelkõige tuulenergia) ilmumine võrku, mis nõuab võrkude tugevdamist ja juhtimissüsteemide täiustamist ja koordineerimist.
- Releekaitse väärtoimimine – nt valede sätete tõttu. On esinenud juhtumeid, kus distantsreleed on pinge alanemist käsitanud lühistena ja liine välja lülitanud.
- Puudused hooldes, eriti liini trasside võsast ja puudest puhastamises.
- Inimlikud eksitused, eriti avarii algpõhjusele järgnenud ebaadekvaatne tegevus. Osaliselt viitab see puudujääkidele koolituses ja avariitreeningutes.
- Ebaadekvaatsed mõõte- ja infotehnoloogia vahendid, mis on andnud puudulikku infot avarii arengust. Soovitatakse kasutada laivõrk mõõtesüsteeme /wide-area measurement systems/ ja intelligentseid SCADA süsteeme /smart SCADA systems/.

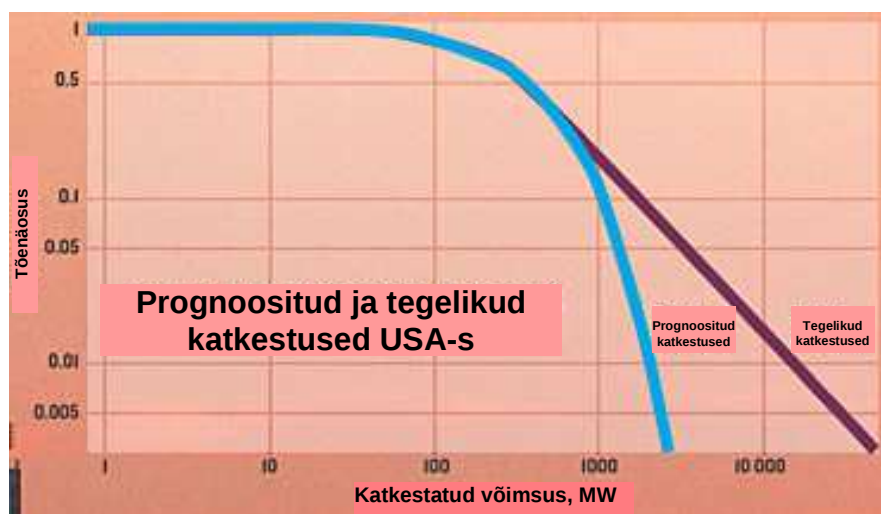
Ühe olulise põhjusena nähakse Euroopa elektrituru liberaliseerimist ning seniste riiklike vertikaalselt integreeritud süsteemide asendumist erafirmadega, kelle põhieesmärgiks on kasumi teenimine. See on viinud käidukulude ja eriti inves-

teeringu mahtude olulisele vähenemisele ja töökindluse langusele. Tegevuste lahtisidumine */unbundling/* on viinud töökindlusealase vastutuse hägustumisele elektritootjate, ülekande, jaotamise ja teeninduse vahel. Tururegulaatorid pole sageli nendele muutustele järele jõudnud rangemate töökindluse nõuete ja arengukohustuste kehtestamisel.

Energiasüsteemide käidupraktika näitab, et üldiselt ollakse töökindluse prognoosimisel optimistlikumad, kui see ilmneb tegelikkuses. Seda tõika illustreerib ilmekalt joonis 5.2.

Tuleviku arengutena pakutakse välja viite tehnoloogiat ülekandevõrkude töökindluse tõhustamiseks:

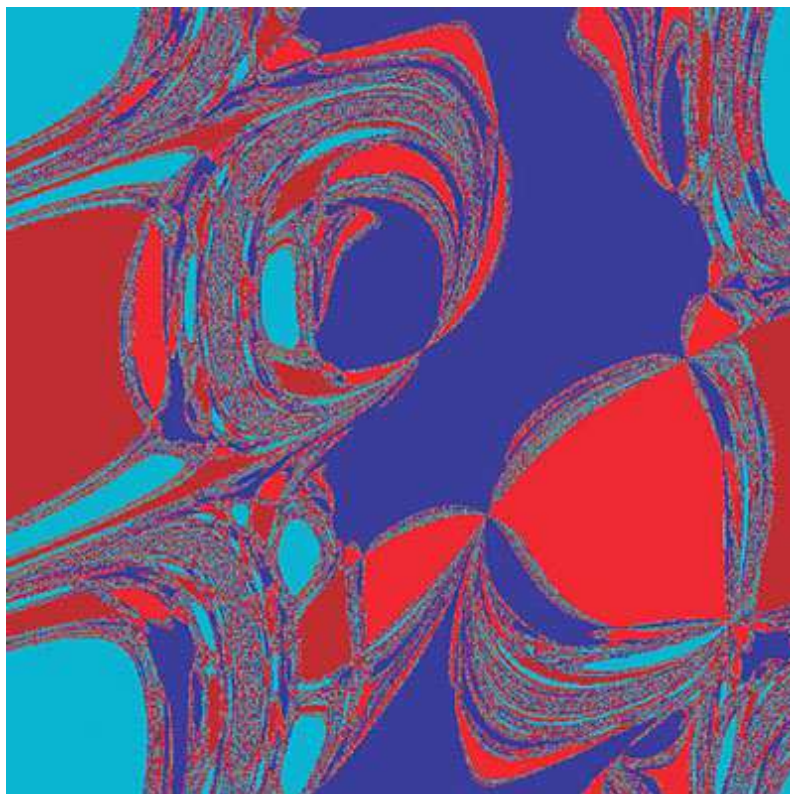
- **FCL** (*Fault-Current Limiter*) – lühisvoolupiirikud
- **HVDC** (*High-Voltage Direct Current*) – kõrgepinge alalisvoolu ülekanded
- **FACTS** (*Flexible AC Transmission Systems*) – paindlikud vahelduvvoolu ülekanded
- **HTS** (*High-Temperature Superconductor*) – kõrgtemperatuurilised ülijuhid
- **SMES** (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) – ülijuhtivad energiasalvestid



Joonis 5.2. Prognoositud ja tegelikult katkestatud võimsuste tõenäosused USA energiasüsteemides. Allikas: [Fairley 2005]

Kahjuks tuleb mainida, et kaosematemaatika spetsialistid on energiasüsteeme modelleerides jõudnud üsna pessimistlikule järeldusele: **kustumised ja ulatuslikud suuravariid on vältimatud**. Ehk parafraseerides Winston Churchilli: **“Liikudes avariilt avariile vaatame optimistlikult tulevikku”...**

Lõpetuseks olgu toodud kahe generaatoriga elektrisüsteemi fraktali kujutis:



Joonis 5.3. Kahe generaatoriga elektrisüsteemi fraktal

10. Töökindlusalaste terminite lühike selgitav sõnastik

1. *adequacy* – **adekvaatsus** – elektrisüsteemi võime pidevalt rahuldada klientide võimsuse ja energia vajadusi, võttes arvesse süsteemi elementide plaanilisi ja mitteplaanilisi seisakuid.
2. *availability* – **kasutatavus, talitluskõlblikkus, töövalmidus** – tõenäosus, et seade või süsteem on määratletud talitlustingimustel antud ajamomendil kasutuskõlblik, s.t võimeline täitma oma funktsioone.
3. *average annual outage time* – **keskmine aastane seisakukestus** – seisakusageduse ja keskmise seisakukestuse korrutis (tundi aastas või aastat aastas). On võrgu elemendi või koormuspunkti talitluskõlbmatuse mõõduks.
4. *average customer curtailment index /ACCI/* – **keskmine katkestatud kliendi koormuspiirangu indeks** – keskmine katkestatud kliendile andmata jäänud energia.
5. *average customer damage function /ACDF/* – **kliendi keskmine erikahju-funktsioon** – kliendi keskmine aastane katkestuskahju tarbitud kWh või aasta koormustipu kW kohta sõltuvalt katkestuse kestusest.
6. *average energy not supplied /AENS/* – **keskmine andmata energia teenindatud kliendi kohta** – vaadeldaval perioodil (tavaliselt aasta jooksul) ühe teenindatud kliendi kohta andmata jäänud energiakogus.
7. *average interruption time /AIT/* – **keskmine katkestuskestus** – kogu andmata energia ENS suhe keskmisse koormusvõimsusse. Näitajat kasutatakse eelkõige ülekandevõrkude varustuskindluse iseloomustamisel
8. *average outage rate* – **keskmine seisakusagedus** – antud ajaperioodil (tavaliselt aastas) esinenud seisakute keskmine arv.
9. *average outage time* – **keskmine seisakukestus (-aeg)** – antud ajaperioodil (tavaliselt aasta) esinenud seisakute keskmine kestus.
10. *average service availability index /ASAI/* – **kasutatavuse indeks** – vaadeldaval ajaperioodil (tavaliselt aasta) keskmine aeg protsentides või suhtühikutes, mil toide on olemas.
11. *average service unavailability index /ASUI/* – **mittekasutatavuse indeks** – vaadeldaval ajaperioodil (tavaliselt aasta jooksul) keskmine aeg protsentides või suhtühikutes, mil toide puudub.
12. *average system curtailment index* – **keskmine koormuspiirangu indeks** – vt *average energy not supplied*
13. *average system interruption duration index /ASIDI/* – **koormuse katkestuskestuse indeks** – katkestatud trafovõimsuse ja katkestuskestuse korrutiste summa (kVA·min) suhe trafode ühendatud koguvõimsusesse.
14. *average system interruption frequency index /ASIFI/* – **koormuse katkestussageduse indeks** – vaadeldaval perioodil kogu katkestatud trafovõimsuse suhe trafode ühendatud koguvõimsusesse.
15. *benefit* – **kasu, hüve**

16. *blackout* – **kustumine** – elektrilise võimsuse genereerimise lakkamine energiasüsteemi või selle osa elektrijaamades tavaliselt mitme häiringu kokkumisel tekkiva avariilaviini (kaskaadse avarii) tulemusel.
17. *cascading outages* – **kaskaadväljalülitumine (avariilaviin)** – mittejuhitav üksteisele järgnev süsteemi elementide väljalülitumine, mille vallandab mingi ettenägematu sündmus
18. *combined model* – **kombineeritud mudel** – **katkestuskahju** mudel, mis väljendab **katkestuskulud** kahe liikme summana. Üks neist on funktsioon **katkestatud koormusvõimsusest** /*interrupted load demand*/, teine aga katkestuste tulemusel tarbijatele **andmata jäänud energia** /*energy not supplied*/ kogusest. Mudeli parameetriteks on kaks erikahju näitajat – **katkestatud võimsusühiku väärtus** ehk **hind** *CD* /*cost of interrupted demand*/ (kr/kW) ja katkestuste tulemusel klientidele **andmata jäänud energiaühiku väärtus** ehk **hind** *CENS* (või *VOLL* või *IEAR*) (kr/kWh).
19. *composite customer damage function* – **toitepiirkonna või koormuspunkti keskmise kliendi erikahjufunktsioon** *CCDF* e **lokaalmudel** – piirkonna tarbimissektorite (või ka tarbijaklasside) **erikahjufunktsioonide** kaalutud keskmine, s.t väärtuste $C_E(r_i)$ või $C_L(r_i)$ jada piirkonna **katkestuskulu** *COC* hindamiseks.
20. *consumer class* – **tarbijaklass** – tarbimissektori alakategooria (nt tööstussektoris puidutööstus, metallitööstus, tekstiilitööstus jne).
21. *consumer's surplus* – **tarbija hinnasääst** – erinevus elektri eest makstud summa ja tema tarbimisväärtuse vahel.
22. *consumption sector* – **tarbimissektor** – tarbimist iseloomustav lai kategooria – kodu-, kommerts-, tööstus-, põllumajandus- ja avalik sektor ning suur-tarbijad.
23. *contingency* – **häiring** – süsteemi talitlust häiriv faktor, mis muudab oluliselt süsteemi talitluse muutujaid või talitlustingimusi. Vt ka *fault*.
24. *contingent valuation methods* – **tingliku hindamise meetodid** – meetodid katkestuse erikahjude hindamiseks.
25. *continuity of service* – **toitepidevus, (elektri)varustuspidevus** – elektrivarustuse kvaliteet, mida hinnatakse normaalse toitekatkestuseta talitluse kestuse järgi antud ajaperioodi vältel.
26. *cost of energy not supplied /CENS/* – **andmata energia hind** – andmata energia ühiku hind leituna tavalise keskmisena üle võimalike katkestuste vahemiku – kasutatakse, kui puudub informatsioon katkestuskestuste tõenäosuste kohta ja eeldatakse nende ühtlast jaotust üle vaadeldava kestuste vahemiku.
27. *cost of interrupted demand /CD/* – **katkestatud võimsuse hind** – keskmine tarbijatele toitekatkestuse tulemusel tekitatud kahju katkestatud (või eeldatavalt katkestatava) koormusvõimsuse ühe kW kohta (kr/kW).

28. *customer* – **klient, tarbija** – energia mõõtmisega toitepunkt, mille jaoks on avatud arvelduskonto.
29. *customer average interruption duration index /CAIDI/* – **kliendi katkestuskestuse indeks** – ühe katkestuse keskmise kestuse mõõt, iseloomustab keskmist aega kliendi elektritoite taastamiseks.
30. *customer damage function /CDF/* – **kliendi erikahjufunktsioon** – kliendi katkestuskahju funktsioonina katkestuse kestusest. Levinud on erikahju-funktsioon katkestuse kestustel 1 min, 20 min, 1 tund, 4 tundi ja 8 tundi.
31. *customer interruptions /CI/* – vt *system average interruption frequency index*
32. *customer interruption cost /CIC/* – **kliendi erikahju katkestuse kohta** – antud kestusega toitekatkestusest tingitud tarbija kahju normaliseerituna aastase tarbitud energia või aastase koormustipu järgi.
33. *customer minutes lost /CML/* – vt *system average interruption duration index*
34. *customer minutes of interruption /CMI/* vt *system average interruption duration index*
35. *customer minutes of outages /CMO/* – vt *system average interruption duration index*
36. *customer outages /CO/* vt *system average interruption frequency index*
37. *customer outage cost /COC/* – **kliendi katkestuskulu** – konkreetse võrgu või tema osa toitepiirkonda ühendatud klientide toitekatkestusest tingitud keskmine eeldatav aastane kogukulu, mis arvutatakse katkestuskahju mudelite alusel, võttes arvesse võrgu töökindluse (rikete statistika) näitajaid ja koormuste alast infot.
38. *customer total average interruption duration index /CTAIDI/* – **kliendi kogukatkestuskestuse indeks** – peegeldab keskmise katkestuste all kannatanud kliendi katkestuste kogukestus aastas.
39. *customers experiencing multiple interruptions /CEMI_n/* – **korduvkatkestuste indeks** – vaadeldaval perioodil rohkem, kui *n* korda katkestatud klientide suhe teenindatavate klientide koguarvu.
40. *customers' marginal benefit* – **klientide marginaalne kasu** – toitepidevuse nivoo muutusele vastav katkestuskulu muutus.
41. *cut-set* – **väljalõige** – võrgu elementide kogum, mille mittekasutatavus põhjustab elektrivarustussüsteemi mittekasutatavuse.
42. *damage* – **vigastus, defekt**
43. *damage function* – **erikahjufunktsioon /DF/** – erineva kestusega katkestuste erikatkestuskahjude (katkestuse kohta) *CIC* diskreetne jada.
44. *deflator* – **deflaator** – tegur, millega mingi perioodi hindades näitav teisen-datakse mingi teise perioodi hindadesse. Tuntumaid deflaatoreid on USA hinnadeflaator.
45. *direct costing method* – **otsese kalkulatsiooni meetod** – kliendiuuringu meetod kliendi **katkestuskahjude** hindamisel, kus küsitletaval palutakse

- vastava küsitlusankeedi alusel identifitseerida konkreetse katkestusstsenaariumi tagajärjed ning hinnata nendega seotud kulusid.
46. *disturbance* – vt *contingency*, *fault*
 47. *emergency actions* – **hädaabi tegevused**
 48. *energy not supplied model* – **andmata energial põhinev mudel** – katkestuskahju mudel, mis väljendab katkestuskulud funktsioonina katkestuste tulemusel tarbijatele andmata energia *ENS* /*energy not served*/ kogusest sõltumata katkestuste kestusest ja sagedusest. Mudel eeldab, et erikahjufunktsioon kujutab endast koordinaatide alguspunkti läbivat sirget. Erikatkestuskahjudeks on selle mudeli puhul katkestuste tulemusel klientidele andmata jäänud (või jääva) energiaühiku väärtus ehk hind.
 49. *energy not supplied (served) /ENS/* – **andmata energia** – vaadeldava perioodi (tavaliselt aasta) jooksul elektritoite katkestuse tulemusel kliendile andmata jäänud (või jääv) energiakogus.
 50. *equipment malfunctioning* – **seadmete väärtoimimine** - releede rakendumine siirdevoolude toimel, lülitumised naaberlülitusseadmete tegevusest tingitud voolutõugete mõjul, sulavpanuse väsimine jms.
 51. *expected customer outage cost /ECOC/* – **oodatav tarbijate katkestuskulu** – tarbijatele toitekatkestuste tulemusel tekitatava aastase katkestuskulu matemaatiline ootus – hinnatakse kliendi erikahjufunktsiooni *CDF* ja süsteemi töökindluse näitajate abil.
 52. *expected energy not served /EENS/* – **oodatav andmata energia** – tarbijatele toitekatkestuste tulemusel aastas andmata jääva energiakoguse matemaatiline ootus – hinnatakse erikahjufunktsiooni *CDF* ja süsteemi töökindluse näitajate abil.
 53. *expected time to failure* – **oodatav aeg seisakuni (tõrkeni)** – keskmine rikeseisakute tekkimise vaheline periood, sisuliselt keskmise seisakusageduse pöördväärtus $1/\lambda$
 54. *failure* – **tõrge, rike** – elemendi töövõime osaline või täielik kaotus.
 55. *failure modes and effect analysis* – **seisakute tüübi ja mõju analüüs** – vt *state enumeration method* (**seisakute loendi meetod**)
 56. *failure rate* – **tõrkesagedus** – tõrgete arv talitlusaja ühiku (tavaliselt aasta) kohta.
 57. *failure probability function* – **tõrke tekkimise tõenäosusfunktsioon** – tõenäosuse, et objekt langeb ajaintervalli kui juhusliku suuruse jooksul tööst välja, sõltuvus ajaintervalli pikkusest.
 58. *fault* – **rike** – elemendi eeldatavast erinev seisund või defekt. Käesoleva töö kontekstis mõistetakse terminit mõnevõrra laiemalt ja ta hõlmab ka ingliskeelseid mõisteid *contingency* ja *disturbance*:
rike – võrgu talitlust häiriv tegur, mis muudab oluliselt võrgu talitlusparameetreid või talitlustingimusi (nt lühis, ahela katkemine, elemendi rike, defekt või väärtoimimine, inimlik eksitus vms). Rike võib (kuid ei pruugi) põh-

- justada elemendi enese või sellega ühendatud teiste elementide ühe või mitu seisakut.
59. *fault characteristics* – **rikkekarakteristikud** – mingit riket (rikke aeg ja kestus, rikke põhjus jms) või nende kogumit (rikete sagedus, rikete arv jms), aga ka rikete tagajärgi (seisakud, toitekatkestused, katkestuskahjumid jms) iseloomustavad näitajad ja erinäitajad. Tagajärgi iseloomustavad sellised osaliselt rikkekarakteristikute alaliigid, nagu seisakukarakteristikud, katkestuskarakteristikud, katkestuskahju karakteristikud.
 60. *faulted outage* – **rikkeseisak** – mingi rikke põhjustatud seisak.
 61. *fault tree analysis* – **rikete puu analüüs** – radiaalvõrgu töökindluse analüüsi meetod.
 62. *forced interruption* – **sundkatkestus** – sundseisaku poolt põhjustatud katkestus.
 63. *forced outage* – **sundseisak** (ka **planeerimata seisak** /*unplanned outage*/) – elemendi seisak mingi selle elemendiga otseselt seotud varem mitteplaneeritud sündmuse (rike, vigastus vms) tõttu. Seejuures võib tööst välja viimine toimuda koheselt või hiljemalt jooksva nädala lõpul. Viivitus võib olla vajalik seadmete ülekoormuse või tarbijate toitekatkestuse vältimiseks.
 64. *fugitive fault* – **mööduv rike** – rike, mille põhjused mööduvad iseenesest (okste puuted tuule toimetel, lühiajalised maaühendused pikselöögi mõjul, juhtmete kokkupuuted nende hüplemisel jms).
 65. *global model* – **globaalmodel** – kogu riigi (või regiooni) **tarbimissektorite** ja/või **tarbimisklasside** kohta (või ka kogu riigi kohta tervikuna) koostatud **katkestuskahju mudel**. Globaalmodelid on aluseks konkreetsetes uuringutes kasutatavate **lokaalmodelite** koostamisel.
 66. *indices* – **näitajad, indikaatorid** – näitarvud, parameetrid.
 67. *indirect costing method* – **kaudse kalkultatsiooni meetod** – kliendiuuringu meetod kliendi katkestuskahjude hindamisel, mis põhineb majanduslikul asendusprintsibil, mille puhul lähtekauba väärtuse mõõduna kasutatakse asenduskauba väärtuse hinnangut. Meetod püüab saada hinnanguid finantskoormuste kohta, mida klient oleks nõus kandma, et leevendada katkestuste tagajärgi ja on sobiv, kui kahjumist moodustavad suure osa sotsiaalsed tagajärjed, nt kodutarbimise sektoris.
 68. *instantaneous interruption* – vt *transient interruption*
 69. *interrupted energy assessment rate /IEAR/* – **andmata energia ühiku hind** – andmata energia ühiku hind leituna eeldatava tarbijate aastase katkestuskulu ja eeldatav tarbijatele andmata aastane energiakoguse suhtena. Viimased hinnatakse erikahjufunktsiooni *CDF* ja süsteemi töökindluse näitajate abil.
 70. *interrupted load demand* – **katkestatud koormusvõimsus** (ka **katkestusvõimsus**) – klientide toitekatkestuse tulemusel katkestatud koormusvõimsus.

71. *interruption* – **katkestus** – tarbija(te) väljalülitamine või koormuse vähendamine nii elektrisüsteemi ühe või mitme elemendi seisaku korral kui koormuse piiramise käigus.
72. *interruption characteristics* – **katkestuskarakteristikud** – näitajad ja erinäitajad, mis iseloomustavad toitekatkestust (katkestuse aeg ja kestus, põhjus jms) või katkestuste kogumit (katkestuste sagedus, arv, kogukestus aastas jms), aga ka katkestuste tagajärgi (toitekatkestused, katkestuskahjumid jms).
73. *interruption cost* – **katkestuskahju** – toitekatkestuse tulemusel andmata jäänud toodangu, riknenud materjalide ja seadmete maksumus, saamata jäänud müügitulu, jms. Katkestuskahju pole küll täpselt võrdne töökindluse väärtusega, kuid on selle piisavaks asendajaks.
74. *interruption cost characteristics* – **katkestuskahju karakteristikud** – katkestuse või katkestuste kogumiga seotud majanduslikku kahju iseloomustavad näitajad, s.h **katkestuskahjude erinäitajad** – sektori (või kogu riigi) keskmise kliendi erikahjufunktsioonid *SCDF* (või *ACDF*) aasta jooksul tarbitud energia ühiku kohta, kr/kWh või aastase koormustipu võimsuse ühiku kohta, kr/kW; toitekatkestuse tulemusel andmata energia ühiku hind *CENS* (või *VOLL* või *IEAR*), kr/kWh; toitekatkestuse tulemusel katkestatud võimsusühiku hind *CD*, kr/kW.
75. *interruption cost model* – **katkestuskahju mudel** – toitekatkestuste tulemusel klientidele tekitatud kahju erinäitaja(d) – vaadeldava toitepiirkonna keskmise
76. *interruption duration* – **katkestuskestus** – aeg tarbija elektrivarustuse katkemise hetkest kuni selle taastamiseni.
77. *interruption rate, interruption frequency* – **katkestussagedus** – toitekatkestuste arv talitlusaja ühiku (tavaliselt aasta) kohta.
78. *load factor* – koormustegur – koormusgraafiku täitetegur.
79. *load model* – **koormusmudel** – kirjeldab toitepiirkonna sõlmedesse ühendatud keskmiste koormuste andmeid.
80. *load point* – **koormuspunkt, toitepunkt**
81. *local model* – **lokaalmudel** – konkreetse võrgu või tema osa (kohalik võrk, alajaama toitepiirkond, koormuspunkt, fiider vms) kohta koostatud **katkestuskahju** mudel, mis koostatakse **globaalmudeli** näitajate baasil – vt **toitepiirkonna (võrgu) keskmise kliendi erikahjufunktsioon** *CCDF*. Lokaalmudeleid kasutatakse vastava võrgu või tema osa aastase **katkestuskulu** hindamiseks konkreetsete laiendusprojektide või -plaanide majanduslikul põhjendamisel.
82. *loss of service* – **pingetuks jäämine** – pinge täielik kadumine ühe või mitme kliendi toitepunktis.
83. *maximum individual customer interruption duration /MICID/* – **üksikkliendi maksimaalne katkestuskestus**

84. *maximum individual customer interruption frequency /MICIF/* – **üksik-kliendi maksimaalne katkestussagedus**
85. *mean time between failures /MTBF/* – **keskmine aeg seisakuni** – elemendi või objekti keskmine või oodatav kasutatavuse kestus kahe seisaku vahel.
86. *mean time to repair /MTTR/* – **keskmine remondiaeg** – keskmine või oodatav ajavahemik rikkeseisakus elemendi või objekti töökorda viimiseks.
87. *mean time to switch* – **keskmine lülitusaeg** – lülitusseadme keskmine aeg rikke isoleerimiseks.
88. *minimal cut-set* – **minimaalväljalõige** – väljalõige, mis põhjustab süsteemi mittekasutatavuse ainult juhul, kui väljalõike kõik elemendid on mittekasutatavad.
89. *minimal-cut-set method* – **minimaalväljalõigete meetod** – laialt levinud meetod radiaalvõrkude ja radiaalselt töötavate silmusvõrkude, aga ka suletud silmusvõrkude töökindluse hindamiseks.
90. *momentary average interruption frequency index /MAIFI/* – **süsteemi lühikatkestuste sageduse indeks** (kasutatakse ka tähist *SAIFI-MI /System Average Interruption Frequency Index - Momentary Interruptions/*) – vaadeldava toitepiirkonna kliendi keskmine (võimalik) lühikatkestuste arv määratletud ajaperioodil, tavaliselt aastas.
91. *momentary event average interruption frequency index /MAIFI_E/* – **süsteemi lühikatkestuste jada sageduse indeks** – arvutatakse samuti kui *SAIFI*, kuid arvesse võetakse ainult lühikatkestuste jadad.
92. *momentary failure* – **lühitõrge, lühiseisak** – tõrge või seisak määratletud kestusega (nt 3 või 5 min), mis on vajalik tõrke või seisaku automaatseks või käsitsi kõrvaldamiseks.
93. *momentary failure rate* – **lühitõrgete (-seisakute) sagedus** – lühitõrgete (-seisakute) arv ajaühikus, tavaliselt aastas.
94. *momentary interruption* – **lühikatkestus** – katkestus määratletud kestusega (nt 3 või 5 min), mis on vajalik toite automaatseks või käsitsi taastamiseks.
95. *momentary interruption event* – **lühikatkestuste jada** – üks või mitu lühikatkestust mõneminutilise intervalli jooksul – seotud üldiselt mitmekordsete taaslülitustega.
96. *monetary loss* – **rahaline kahju**
97. *n-1 criterion* – **n–1 kriteerium** – nõue, et *n* elemendist koosnevas süsteemis oleks tagatud normaaltalitus ka pärast ühe mistahes elemendi väljalülitumist. Peale ühe elemendi avariilist väljalülitumist tuleb süsteemis nii kiiresti kui võimalik taastada olukord, mis taas vastaks *n–1* nõudele.
98. *n-order cut-set* – **n- järku väljalõige** – *n* elemendist koosnev väljalõige.
99. *normalised interruption cost* – **erikatkestuskahju** – aastase energiatarbimise või aastase koormustipu järgi normaliseeritud katkestuskahju.
100. *open circuit* – **ahela katkestus** – ahela punkt, mis katkestab koormusvoolu põhjustamata lühisvoolu (nt lüliti valesti toimimine).

101. *optimal reliability level* – **töökindluse optimaalne tase** – selline töökindluse nivoo, mille puhul töökindluse tõstmise marginaalkulu on võrdne tarbijate kasu suurenemise marginaaliga.
102. *outage* – **seisak** – elemendi seisund, milles ta pole võimeline täitma oma funktsioone tänu mõnele temaga otseselt seotud rikkele (nt defektile, vigastusele, väärtoimimisele, remondile jms). Seisak võib sõltuvalt võrgu konfiguratsioonist põhjustada või mitte kliendi toitekatkestuse ning olla plaaniline või mitteplaaniline (põhjustatud ootamatusest).
103. *outage characteristics* – **seisakukarakteristikud** – näitajad ja erinäitajad, mis iseloomustavad mingit seisakut (seisaku aeg ja kestus, põhjus jms) või seisakute kogumit (seisakute sagedus, arv jms), aga ka seisakute tagajärgi (toitekatkestused, katkestuskahjumid jms).
104. *outage cost* – **katkestuskulu** – antud võrgu või tema osa toitepiirkonda ühendatud klientide toitekatkestusest tingitud (eeldatav) aastane kogukulu. Enamasti (ka käesolevas töös) mõistetakse katkestuskulude all just toitekatkestustest klientidele (tarbijatele) põhjustatud kulusid.
105. *outage time (duration)* – **seisakukestus** – ajavahemik, mil element pole võimeline täitma oma funktsioone.
106. *outage rate* – **seisakusagedus** – seisakute arv talitlusaja ühiku (tavaliselt aasta) kohta.
107. *permanent failure* – **püsitõrge, püsiseisak**
108. *permanent failure rate* – püsitõrgete (püsiseisakute) sagedus – püsitõrgete (-seisakute) arv ajaühikus, tavaliselt aastas.
109. *permanent fault* – **püsirike** – rike, mille mõjul kahjustatud seadet saab kasutusele võtta pärast rikkekohas tehtud ennistustööd.
110. *permanent forced outage* – **püsisundseisak** – seisak, mille saab kõrvaldada, kõrvaldades ohu või remontides või asendades elemendi enne tema talitlusse viimist.
111. *planned interruption* – **plaaniline katkestus** – plaanilise seisaku poolt põhjustatud katkestus.
112. *planned outage* – **plaaniline seisak** - elemendi tööst välja viimine vastavalt varem koostatud plaanile – kas konstruktiivsetel põhjustel, hooldeks või remondiks. Seisak on plaaniline, kui teda on võimalik edasi lükata; vastasel korral on tegemist sundseisakuga.
113. *power supply security* – **toitekindlus** – vt *service reliability* (**elektrivarustuskindlus**)
114. *power system reliability* – **elektrisüsteemi töökindlus** – elektrisüsteemi võime kindlustada igal ajal süsteemi igas punktis adekvaatne ja häiringukindel /secure/ elektrivarustus. Toodud määratluses “adekvaatne” viitab süsteemi staatilistele tingimustele ja küllaldasele seadmete olemasolule, tagamaks süsteemi koormuse katmine, sel ajal kui “häiringukindel” on seotud eelkõige süsteemi talitlusega, tema dünaamilise reaktsiooniga võimalikele

- häiringutele süsteemis. Käesolevas töös käsitletakse töökindlust just esimesest, adekvaatsuse aspektist. Vt ka *service reliability*, *service security* (**varustuskindlus**).
115. *probability function* – **töökindlusfunktsioon** – talitluskõlblikkuse ajaintervalli kui juhusliku suuruse tõenäosuste sõltuvus ajaintervalli pikkusest
 116. *probability of failure* – tõrke (seisaku) tõenäosus – tõenäosus, et seade tõrgeb täitmast temalt oodatavat operatsiooni.
 117. *protection reliability* – tõenäosus, et releekaitse toimib rikke korral õieti.
 118. *purchasing power parity* – **ostujõu pariteet** – peegeldab antud maa elanike ostujõudu ja põhineb turuväärtusele, lähtudes kaupade ja teenuste rahvusvaheliselt tunnustatud hindadest, nii et standardse ostukorvi maksumus oleks sama kõigis maades. Sellega on elimineeritud valuutakursside jooksvate, sageli kunstlike kõikumiste mõju.
 119. *reclose reliability* – **taaslülituse töökindlus** – tõenäosus, et taaslülitusautomaat taaslülitab edukalt eeldusel, et ta on eelnevalt rikke välja lülitanud.
 120. *recloser* – taaslülitusautomaat – kaitselülitiit koos vastava automaatse taaslülitamise süsteemiga.
 121. *reliability* – **töökindlus** – tõenäosus, et objekt (seade, süsteem, võrk vms) täidab adekvaatselt oma ettenähtud funktsioone käidu tingimustega määratletud ajaperioodi vältel. On objekti toimimise mõõduks.
 122. *reliability cost* – **töökindluse kulu** – teatud töökindluse nivoo saavutamiseks või hoidmiseks vajalikud investeeringud, püsikulud, süsteemi tegevuskulud, hädaabi tegevustega */emergency actions/* (et pehmemdada süsteemi-avariide tagajärgi kliendile) seotud kulud jms.
 123. *reliability cost model* – **töökindluse kulu mudel** – süsteemi või tema osa rikkekarakteristikutega kirjeldatud töökindlusnäitajate kogum.
 124. *reliability worth* – **töökindluse väärtus** – teatud töökindluse nivoo saavutamiseks või hoidmiseks vajalikest investeeringutest elektrivarustajale ja kliendile tulenev rahaline kasu.
 125. *repair time* – **remondikestus** – ajavahemik seiskunud objekti täielikku töökorda viimiseks.
 126. *restoration* – **taastamine, ennistamine**
 127. *restoration time* – **taastusaeg, ennistusaeg** – ajavahemik kliendi toite taastamiseks või objekti, elemendi ajutise töövõime taastamiseks.
 128. *sector customer damage function /SCDF/* – **tarbimissektori keskmine erikahjufunktsioon** – konkreetse tarbimissektori kliendi keskmine katkestuskahju aasta jooksul tarbitud kWh või aastase koormustipu kW kohta sõltuvalt katkestuse kestusest.
 129. *security* – **häiringukindlus** – objekti võime säilitada normaaltalitus teatud suurte häiringute tingimustes teatud aja jooksul.

130. *service interruption definition* – **toitekatkestuse määratlus** – pinge lohu ulatus ja minimaalne kestus, mille tulemuseks on koormuse või protsessi funktsioneerimise oluline halvenemine või täielik katkemine.
131. *service reliability* – **elektrivarustuskindlus (toitekindlus)** – elektrivarustussüsteemi võime kindlustada igal ajal süsteemi igas punktis adekvaatne ja häiringukindel elektrivarustus. Vt ka *power system reliability* (**elektrisüsteemi töökindlus**).
132. *service reliability indices* – **elektrivarustuskindluse indeksid**
133. *service security* – vt *service reliability*
134. *state enumeration method* – **seisakute loendi meetod** (ka *failure modes and effect analysis* – **seisakute tüübi ja mõju analüüs**) – laialt levinud meetod radiaalvõrkude ja radiaalselt töötavate silmusvõrkude töökindluse hindamiseks.
135. *subsector* – **alasektor** – antud **tarbimissektori** sarnaste karakteristikutega **tarbijaklasside** grupp – nt tariifigrupid.
136. *supply interruption* – **toitekatkestus** – vt *interruption* (**katkestus**)
137. *sustained interruption* – **püsikatkestus** – katkestus, mis ei vasta siirde- ja lühikatkestuse definitsioonidele, s.t mille kestus on pikem, kui lühikatkestuse kestuseks määratletud aeg (nt 3 min). Tavaliselt on seotud lühiste või ahela katkestustega.
138. *switching reliability* – **lülitamise töökindlus** – eduka lülitamise tõenäosus, iseloomustab lülitusseadmeid ja sulavkaitsmeid.
139. *system average interruption duration index /SAIDI/* – **süsteemi katkestuskestuse indeks** (kasutusel ka tähised *CML /Customer Minutes Lost/*, *CMI /customer minutes of interruption /* ja *CMO /customer minutes of outages/* – keskmine katkestuskestus ühe teenindatava kliendi kohta.
140. *system average interruption frequency index /SAIFI/* – **süsteemi katkestusageduse indeks** (kasutusel on ka lühend *CI /Customer Interruptions/* või *CO /Customer Outages/*) – vaadeldava toitepiirkonna kliendi keskmine (võimalik) katkestuste arv määratletud ajaperioodil, tavaliselt aastas. *SAIFI* arvestab reeglina ainult püsikatkestusi. Kui seda soovitakse alla kriipsutada, kasutatakse vahel ka tähist *SAIF-SI /System Average Interruption Frequency Index - Sustained Interruption/*.
141. *system average interruption frequency index - momentary interruptions /SAIFI-MI/* – vt *momentary average interruption frequency index/*
142. *system average restoration index /SARI/* – **toiteennistusindeks** – vaadeldaval ajaperioodil kõigi katkestuste kogukestuse suhe püsikatkestuste arvuga.
143. *system average RMS (variation) frequency index /SARFI_{%V}/* – **süsteemi pingelohkude sageduse indeks** – klientide arv, kellel on vaadeldaval perioodil esinenud sügavamaid pingelohke, kui *V %* nimipingest, jagatud klientide koguarvuga.

144. *temporary interruption* – **ajutine katkestus** – katkestus, mis likvideeritakse võrgu töötaja poolt sooritatud ümberlülitumiste teel – tüüpiliseks kestuseks loetakse 30 minutit.
145. *transient interruption* – **siirdekatkestus** – automaatse taaslülituse süsteemidega seotud väga lühikese (mõne sekundilise) kestusega katkestus.
146. *transient outage* – **siirdeseisak** – sundseisak, mille põhjused mööduvad isenesest nii, et talitlusseisundi võib taastada koheselt kas ATL poolt või käsitsi taaslülituse teel või peale sulavkaitsme panuse vahetust.
147. *unavailability* – **mittekasutatavus, talitluskõlbmatus** – tõenäosus, et seade või süsteem on määratletud talitlustingimustel antud ajamomendil kasutuskõlbmatu, s.t mittevõimeline täitma oma funktsioone.
148. *unexpected interruption* – **ootamatu katkestus** – ootamatu seisaku poolt põhjustatud katkestus.
149. *unexpected outage* – **ootamatu seisak** – hädaolukorrast tulenev seisak, mis nõuab elemendi viivitamatut kas automaatselt või käsitsi tööst väljaviimist või mis on põhjustatud seadme ebaõigest toimimisest või inimlikust eksitusest. Ootamatu seisak on sundseisaku alaliigiks.
150. *unplanned interruption* – **planeerimata katkestus** – sundseisaku põhjustatud katkestus.
151. *unplanned outage* – **planeerimata seisak**
152. *utility* – (avalik) **elektriettevõtte**
153. *utility* – **kasulikkus**
154. *utility function* – **kasulikkusfunktsioon**
155. *utility costs* – **elektriettevõtte katkestuskulud** – toitekatkestuse tulemusel saamata jääv müügitulem, samuti elektriettevõtte kulud toite taastamiseks.
156. *value of lost load /VOLL/* – **andmata energia ühiku hind** – andmata energia ühiku väärtus e hind, mis leitakse, arvestades erineva kestusega katkestuste esinemise tõenäosusi.
157. *voltage dip* – **pingelohk** – pinge äkiline alanemine elektrivõrgu mingis punktis sellele järgneva kiire taastumisega mõne perioodi kuni mõne sekundi jooksul.
158. *voltage sag* – vt *voltage dip*
159. *willingness to accept /WTA/* – **nõusolek aktsepteerida** – rahakogus, mida tarbija nõustub aktsepteerima kompensatsioonina katkestuse korral.
160. *willingness to pay /WTP/* – **nõusolek maksta** – rahakogus, mida tarbija on nõus maksuma, vältimaks katkestust.
161. *worth of energy not supplied* – **andmata energia ühiku väärtus** – keskmine tarbijatele toitekatkestuse tulemusel tekitatud kahju ühe saamata jäänud (või eeldatavalt saamata jääva) kWh kohta.
162. *zone branch reduction* – **tsoneerimismeetod** – elektrivõrgu töökindluse analüüsi meetod