Elektrivõrgu tänane olukord.

Võimalikud arengustsenaariumid.

ARENGUFOND
ESTONIAN DEVELOPMENT FUND

2013.a.

Sisukord:

1. Taust
2. Elektrienergia kvaliteet täna
3. Hajatootmise mõju elektrivõrgule
   3.1 Elektri ja soojuse koostootmise võimalused mikrotootmisel ja hajatootmisel
   3.2 Elektrienergia otsetootmine fotogalvaanilistes süsteemides
   3.3 Tuuleenergia osa hajaenergeetikas
   3.4 Väiketootmisseadmetega hajaenergeetikalahenduste mõju elektrivõrgule
4. Elektrisüsteemi ja –võrgu tänanane olukord
   4.1 Elektrisüsteem ja ülekandevõrk
   4.2 Jaotusvõrk
5. Tootmisstsenaariumite mõju elektrisüsteemile ja –võrgule
6. Energiajulgeoleku ja elektrivarustuse töökindluse nõuete mõju elektrisüsteemile ja elektrivõrgule
7. Elektrivõrgu arengustsenaariumid

1. Taust.

ENMAK arengustsenaariumites ette nähtud meetmed mõjutavad otseselt elektrisüsteemi ja elektrivõrgu arengut ja selle arengu tagamise meetmeid. Elektrisüsteemi ja-võrgu arengut mõjutavad energiajulgeolekust ja elektrivarustuse töökindluse nõuetest tulenevad meetmed ja elektrienergia kvaliteedist tagamise nõudest tulenevad meetmed. Eeltoodud meetmed on erinevad sõltuvalt valitud elektrimajanduse arengustsenaariumist. Valitavate meetmete ja nende mahtude kirjeldamiseks on vajalik teostada elektrisüsteemi ja –võrgu hetkeolukorra ning elektrienergia kvaliteedi analüüs. Seejärel koostada elektrisüsteemi ja -võrgu arengustsenaariumid, mis oleksid vastavuses elektritootmise stsenaariumitega ning energiajulgeoleku ja elektrivarustuse töökindluse nõuetega. Elektrisüsteemi ja –võrgu arengustsenaariumite realiseerimiseks töötada välja meetmed nende stsenaariumite realiseerimiseks, arvutada välja otsesed kulud ja hinnata välismõjud.

2. Elektrienergia kvaliteet täna.

2.1. Toitepinge ja elektrivarustuse kvaliteet.

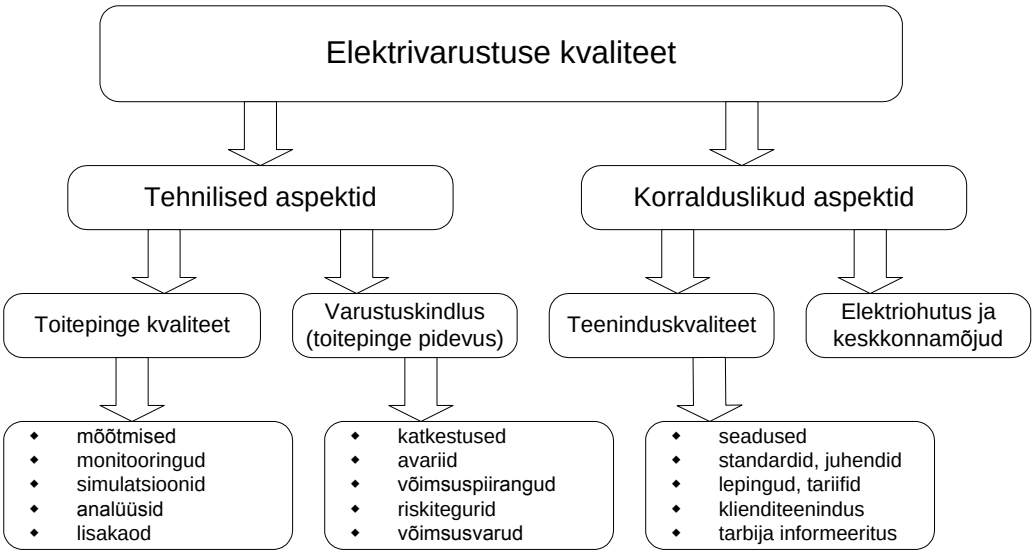
Toitepinge kvaliteet on üks osa laiemast mõistest - elektrivarustuse kvaliteet, mis hõlmab nii tehnilisi, majanduslikke kui ka lepingulisi valdkondi elektrienergia müüja ja ostja vahel. Tähelepanu toitepinge kvaliteedi probleemidele on viimastel aastatel märgatavalt kasvanud mitmel objektiivsel põhjusel (näiteks on tõusnud elektrienergia hind, seadmete tundlikkus pingekvaliteedi hälvetele on kasvanud jms.).

Kokkuvõtlikult hõlmab elektrivarustuse kvaliteet järgmisi valdkondi (joonis 2):

- elektrivarustuse töökindlus (toitepinge varustuskindlus),
- toitepinge kvaliteet,
- elektrivarustuse ohutus (käiduohutus),
- elektrivarustuse keskkonnamõjud,
- elektritarbija informeeritus,
- elektrienergia hind ja selle komponendid.

Osa neist küsimustest on Eestis reguleeritud Energiaseadusega, Elektrituruseadusega ning vastava standardiga, osa elektrienergia müüja ja ostja vaheliste lepingutega ning elektrienergia hinnakujundusega. Peale selle on elektrienergia müüja ja elektrienergia ostja (tarbija) suhetes ka küsimusi, mis on reguleerimata.

Elektrivarustuse töökindluse osas tuuakse elektrienergia ostu-müügilepingus tavaliselt välja katkestuste lubatud summaarne kestus aastas. Katkestuste koguarv ja esinemissagedus pole fikseeritud. Toitepinge kvaliteet tarbija liitumispunktis peab vastama standardile EVS-EN:50160, kuid seejuures ei tehta vahet pinge kvaliteedil ilma tarbija koormuseta ning koos tarbijapoolse mõjutusega pinge parameetritele.



Joonis 2. Elektrivarustuse kvaliteediga seotud valdkonnad

Tarbija seisukohalt on olulise tähtsusega elektri varustuskindlus (*reliability of power supply*) ehk toitepidevus (*supply reliability*). Toitekatkestus on standardi EVS-EN 50160 kohaselt seisund, kus pinge on tarnepunktis väiksem kui 1% lepingulisest pingest. Praktikas võiks toitekatkestuseks lugeda olukorda, kus pinge on väiksem kui 50% võrgu nimipingest. Ootamatuid katkestusi põhjustavad loodusnähtused, kaevetööd või seadmete (liinide, jaotusseadmete) rikked. Tarbija seisukohalt olulised parameetrid on katkestuste koguarv aastas ning nende summaarne ajaline kestus.

Elektrivarustuse teeninduskvaliteet hõlmab eelkõige suhteid elektrienergia müüja ja ostja vahel ning samuti tarbija informeeritust. Tarbija informeeritus on tänu veebikeskkonnale tunduvalt paranenud, kuid on ka arenguruumi. Tarbijal on kasulik teada, millised rekonstrueerimised ja investeeringud puudutavad tema võrgupiirkonda, missugune on toitepinge kvaliteet tema liitumispunktis jne. Kui tänase seisuga on tarbijal võimalik tellida tagasiulatuvalt aktiiv- ja reaktiivvõimsuse tunnipõhised koormusgraafikud, siis toitepinge kvaliteedi osas selline võimalus puudub. Elektriarvestite ja veebikeskkonna tarkvara arenedes tekib ilmselt lähitulevikus võimalus tarbijal jooksvalt andmeid saada nii tarbitava võimsuse kui ka pingekvaliteedi parameetrite kohta. Selleks sobivad elektriarvestid (multifunktsionaalsed kaugloetavad arvestid) on juba praegu olemas.

Toitepinge kvaliteeti mõjutavad tegurid, kvaliteeditasemed

Toitepinge kvaliteet on osa laiemast valdkonnast – elektrivarustuse kvaliteedist. Ühest küljest mõjutab toitepinge kvaliteet otseselt energiatarbimist, tõrgete ning häiringute ulatust elektriseadmete töös ning tarbija kulutusi toodangu- või teenuseühikule. Teisest küljest on ettevõtete seadmepark ja tootmistehnoloogiad muutunud järjest keerukamaks ning toitepinge kvaliteedihälvete suhtes tundlikumaks. Lisaks on ka elektrienergia hind aja jooksul pidevalt kasvanud.

Ideaalne toitepinge ja reaalne pinge.

Ideaalne toitepinge ehk ideaalse kvaliteediga toitepinge on pinge, mida iseloomustavad järgmised omadused:

- toitepinge sagedus on võrgu nimisagedus, Eestis 50 Hz;
- toitepinge suurus vastab antud võrgu nimipingele, Eesti madalpingevõrkudes enamasti 230/400 V;

- toitepinge võrgusagedusliku hälbed (pingelohud ja pingemuhud) puuduvad;
- toitepinge (etteteatamata) katkestused puuduvad;
- toitepinge harmoonilised moonutused on tühiselt väikesed, pingekõver on ideaalse siinuskujuga;
- faasipinged kolmefaasilises süsteemis on täiesti sümmeetrilised.

Tegelikkuses ideaalset toitepinget ei esine. Teatud mööndustega võiks ideaalseks lugeda pinge elektrijaama generaatori klemmidel. Mida kaugemale elektrijaamast ja lähemale tarbijale minna, seda enam on toitepinge kvaliteet ideaalsest hälbinud. Seda põhjustavad peamiselt just tarbijad ise ja on järelikult ka ise toitepinge kvaliteedi hälvetes "süüdi". Peale selle põhjustavad pingekvaliteedi hälbeid loodusnähtused ja nendest tingitud lülitused ning avariid ülekande- ja jaotusvõrgus.

Ideaalne ja reaalne tarbija.

Elektrienergia tootmist, ülekandmist ja jaotamist saab kõige ökonoomsemalt ja väiksemate kadudega korraldada juhul, kui tarbijad on elektritarbimise mõttes ideaalsete omadustega ja jaotatud üle jaotusvõrgu vastavalt võrgu läbilaskevõimele. Ilmselt talitleks kogu energiatootmise ja –jaotamise ahel minimaalsete kadudega sel juhul, kui generaatorid töötaksid oma parima kasuteguri piirkonnas, ülekande- ja jaotusvõrk oleks optimaalselt koormatud ning koormuseks oleksid ideaalsed tarbijad. Piltlikult öeldes on ideaalne selline tarbija, kes vajab just sellist elektrienergiat, mida toodavad generaatorid elektrijaamades, ja kes tarbib võimsust sellises mahus, mis on optimaalne ülekande ja jaotusvõrgule.

Reaalne tarbija erineb ideaalsest. Tarbitav võimsus võib olla ajas hüplev või pulseeriv, asümmeetriline või ühefaasiline, tarbija võimsustegur võib olla väga madal ($\cos\varphi = 0{,}5...0{,}7$), tarbija elektrisedamed võivad olla tugevasti ebalineaarsed, kusjuures tarbitava voolukõvera harmooniliste moonutustegur võib olla kuni 150%. Tarbija koormus võib olla jaotusvõrgu ja trafo optimaalse koormuse suhtes liiga madal (alla 20%) või ka liiga kõrge (üle 80%). Tarbitava voolu suured kõikumised põhjustavad pinge kõikumisi ja värelust. Madal võimsustegur põhjustab lisakadusid liinides ja trafodes ning pingetaseme hajumist. Asümmeetriline koormus põhjustab erinevaid pingeid kolmes faasis ja ka voolu neutraaljuhis. Moonutused tarbitava voolu kujus tekitavad moonutusi toitepinges, lisakadusid tarbija seadmetes ja jaotusvõrgus.

Kõik reaalse tarbija koormusvoolu hälbed ideaalsest põhjustavad hälbeid ka toitepinge kvaliteedis ning täiendavad võimsuskadusid tarbija elektrisüsteemis, jaotusvõrgus ning ka teiste tarbijate elektriseadmetes.

Toitepinge kvaliteet tarbija liitumispunktis sõltub järgmistest teguritest.

- Tarbija koormused (koormusparameetrid – aktiiv- ja reaktiivvõimsus, liinivoolud, voolukõikumised ja voolutõuked, tarbitava voolukõvera kuju harmoonilised moonutused, liinivoolude sümmeetria kolmes faasis).
- Jaotusvõrgu parameetrid (läbilaskevõimsus ehk lühisvõimsus, võrgu aktiiv- ja induktiivtakistus, pingenivoo keskpingevõrgus, pingete sümmeetria keskpingel).
- Juhuslikud tegurid (loodusnähtused, avariid tarbija elektrisüsteemis, keskpingevõrgus, ülekandevõrgus, lülitused kesk- ja ülekandevõrgus).
- Teiste tarbijate koormused ja avariid samas jaotusvõrgus või lähedases võrgupiirkonnas.

Pinge kvaliteedinäitajad võib jaotada kolme gruppi.

- Äärmised lubatavad kvaliteedihälbed, mis on määratud tarbija elektrisüsteemi osade, selle elektriseadmete ja tarvitite tehniliste tingimuste ja kasutusjuhenditega.

- Normeeritud kvaliteedihälbed, mis on sätestatud vastavate pingekvaliteedi standarditega, normidega ja lepingutega.
- Optimaalsed ehk majanduslikult soodsaimad kvaliteediparameetrid, mis arvestavad nii tarbija kui ka võrguettevõtte elektrisüsteemi investeeringute, käidu, häirete ja tõrgete, võimsuskadude ja seadmete tööeaga seotud kulusid.

Pinge kvaliteedi uurimise eesmärgid

Toitepinge kvaliteedi analüüsimise ja hindamise üheks eesmärgiks on määrata, kas pinge vastab standardi nõuetele ja kas pingekvaliteedi hälbed võivad põhjustada häireid ja tõrkeid ettevõtte elektriseadmete töös.

Teiseks uurimise eesmärgiks on välja selgitada, kas antud parameetritega toitepinge on sobiv (optimaalne) energiatarbimise ja võimsuskadude seisukohast, kas antud toitepinge tagab tõhusa säästliku energiakasutuse ning kas ja kuidas saab toitepinge parameetreid mõjutada/muuta niiviisi, et ettevõtte elektrisüsteemis väheneksid energiatarbimine, võimsuskaod ja võimalikud häired ning tõrked. Millised on võimalused tarbija elektrisüsteemi täiendada lisaseadmetega või muuta elektrisüsteemi ja toiteahelat ning kuidas hinnata, milliseid tulemusi need täiendused võiksid anda?

Toitepinge kvaliteedi uurimine annab meile infot selle kohta, millised on võimalused vähendada energiatarbimist ja -kadusid ning tõrkeid elektriseadmete töös, seega kokkuvõttes elektrikulusid. Reaalne pingekvaliteet madalpingevõrkudes on kompromiss tehniliste ning majanduslike võimaluste vahel, kuna ideaalse elektrikvaliteedi tagamine osutuks mõttetult kulukaks. Eesmärgiks peaks olema piisavalt hea pinge kvaliteet tarbijate liitumispunktides.

2.2. Järeldused pingenivoo mõõtetulemuste kohta

1. Ühe nädala keskmise pingenivoo miinimumväärtus oli 220 V ja maksimumväärtus 248 V. Jaotusfunktsiooni mood oli 235 V ja mediaan 234 V. Pinge kõrgtasemele vastavaks (vahemikku 225 kuni 235 V) osutus 60% mõõtetulemustest, 10% mõõtetulemustest oli alla 225 V ja 30% üle 235 V. Seega on keskmine pinge veidi kõrge, ületades soovitatavat pingetaset ca 5…6 V võrra, mis vastab toitetrafode astmelüliti ühele astmele 2,5%.
2. Pingenivoo madalaim väärtus oli 201 V ja kõrgeim 238 V, mood 223 V ja mediaan 224 V. Soovitavalt peaks miinimumpinge jääma vahemikku 207 V kuni 230 V. Seega on miinimumpingenivoo hajumine suurem kui soovitav, kusjuures nii allapoole kui ka ülespoole soovitavat vahemikku. See viitab trafode võimsuste ja koormuste mittevastavusele ja trafo astmelülitite ebasobivale astmele kõrgemate pingete osas.
3. Pingenivoo maksimumväärtused algavad 220 voldist ja ulatuvad 260 voldini. Mood ja mediaan on ca 240 V. Soovitatavalt peaksid pingete maksimumväärtused jääma vahemikku 230 V kuni 240 V. Seega on ka maksimumväärtuste hajumine liiga suur. Põhjuseks on koormuste mittevastavus trafo võimsusele, trafode ebasobiv aste ja reaktiivkoormuse suur osakaal võimsustarbes, üksikutel juhtudel ka neutraaliahela liiga suur takistus.
4. Toitepinge nivoo, selle keskmine väärtus ja eriti selle miinimumväärtused suuremate koormuste ajal sõltuvad oluliselt sellest, kas suuremates ettevõtetes kasutatakse reaktiivvõimsuse kompensatsiooni ja kas see on piisav ka suurte koormuste piirkonnas. Kui kompensatsioon puudub, siis on pingetaseme jaotuskõver enamasti kahemodaalne ja suurema hajuvusega. Jaotuskõvera kõrgema pingega (ülemine) tipp vastab väikestele koormustele ja jaotuskõvera alumine tipp madalama pinge piirkonnas vastab suurematele koormustele. Kompensatsiooni kasutamisel väheb pingenivoo hajuvus vähemalt 2…3 korda, ühtlasi tõuseb pinge miinimumväärtus.

5. Pingenivoo hajuvus sõltub oluliselt trafo võimsusest. Mida suurem on trafo võimsus, seda väiksem on pingenivoo hajuvus. Lähtuda võiks sellest, et heaks võib pidada pinge keskmist absoluuthälvet kuni 2,5 V – sellele vastab pingenivoo muutumise vahemik piirolukordades (tühijooks/täiskoormus) kuni 15 V ja ebasobivaks olukorda, kus keskmine absoluuthälve on 5 V või enam. Sel juhul on pingenivoo muutumise vahemik ca 30 V ja enam. Seega on pingenivoo hajuvust võimalik vähendada trafo võimsuse suurendamisega.
6. Registreeritud pingenivood ja pinge suurused vastavad peaaegu kõigil juhtudel standardile EVS-EN 50160. Seega ei võimalda võrdlemine standardi lubatud vahemikuga otsustada, kas pinge on antud elektrisüsteemile optimaalne või mitte.
7. Pingete suur hajumine on mõnel juhul (3 juhtumit) tingitud neutraaliahela suurest takistusest. Selline olukord esines 0,4 kV õhuliinidega toitevõrkudes. Sel juhul tuleb pingete tõenäosustiheduse jaotuskõverad arvutada kindlasti iga faasipinge kohta eraldi, kolme faasi keskmise pinge jaotus annab täiesti vale tulemuse.
8. Pingenivoo piisavalt väikese hajumise tagamisel on oluline keskpingevõrgu reguleerimissätete õige valik. Tavaliselt tõstetakse pinget hommikul koormuse suurenedes ja vähendatakse õhtul, kui koormus langeb. Reageerimine koormuse muutustele piisavalt väikese viitega on oluline. Pingete registreerimine 1-minutilistes intervallides võimaldab tuvastada ka keskpingevõrgu pingeastme lülitused.

2.3. Järeldused pingehälvete esinemissageduse ja nende ulatuse kohta

1. Registreeritud pingehälvetest on suures ülekaalus pingelohud sügavusega 0,85…0,9 nimipinget U_{nimi} ja kestusega kuni 500 ms. Väga lühikese kestusega pingelohud, kuni 20 ms, on sügavusega kuni 0,7 nimipinget. Niisugused pingelohud tavaliselt elektriseadmetele probleeme ei põhjusta.
2. Pingelohud kestusega 20…100 ms ja sügavusega alla $0{,}85U_{nimi}$ on esinenud kokku 131 korda 66 mõõtevahemiku kohta ehk ca 2 sündmust ühe mõõtevahemiku kohta. Ilmselt on põhjustajaks lühised ülekande- ja jaotusvõrgus. Samuti esines ka samasuguse sügavusega, kuid pikema, 100…500 ms kestusega pingelohkusid. Niisugused pingelohud põhjustavad probleeme paljudes seadmetes.
3. Samuti esines pingelohkusid kestusega vahemikus 20 ms kuni 20 s, kus pinge langes alla $0{,}4U_{nimi}$. Niisugust olukorda võib pidada ka toitekatkestuseks või faasikatkestuseks, kus elektriseadmete töö katkeb.
4. Tulemustes saab eristada veel pingelohkusid kestusega 1…3 s ja sügavusega $(0{,}7…0{,}85)U_{nimi}$, mis on ilmselt tingitud lühistest ja taaslülitustest kaugemal-asuvates jaotus- või ülekandevõrgu osades.
5. Positiivsetest pingehälvetest on kõige sagedasemad esiteks võrgusageduslikud liigpinged ehk pingemuhud kestusega 100…1000 ms ja ulatusega $(1{,}1…1{,}3)U_{nimi}$ ning teiseks lühikesed pingemuhud kestusega kuni 20 ms ja ulatusega $(1{,}1…1{,}7)U_{nimi}$. Probleeme ettevõtetes on tekitanud just teist liiki pingemuhud, kus seadmete toiteahelad on selle tõttu riknenud.

   Tarbijate jaoks on tavaliselt probleemiks just pingelohud ja faasitoite katkestused, mis näiteks mõnel juhul on sundinud paigaldama ettevõtte toitesisendisse pingekontrolli kontrolleri ja peakontaktori, mis faasipingete väljumisel.

2.4. Järeldused pinge harmooniliste moonutuste taseme kohta

1. Pinge harmooniliste kogumoonutuste THD_u keskmine miinimumtase oli 1,1%, mis iseloomustab pinge harmoonilisi moonutusi koormusmiinimumi ajal (öösiti ja puhkepäevadel) olukorras, kus koormus on väike. Võib eeldada, et ligikaudu selline on THD_u tase ka keskpinge jaotusvõrgus. Samas esineb madalpinge elektrisüsteeme, kus THD_u miinimumväärtus on 4,48%, mis viitab liiga kõrgele moonutuste tasemele.

2. Pinge harmooniliste moonutuste soovitusliku taseme 5% ületavad maksimumväärtusena 30% mõõtetulemustest ning 95% väärtusena 25% mõõtetulemustest. Siit võib teha järelduse, et 25…30 protsenti 0,4 kV elektrisüsteemidest on niisuguse harmooniliste tasemega toitepinges, mille puhul võib esineda probleeme. Selline olukord nõuab tähelepanu, eriti juhul kui soovitakse koormust suurendada, paigaldada täiendavaid muundureid või kondensaatorseadmeid.
3. Pinge harmooniliste moonutuste taseme integraalselt tõenäosuse jaotuskõveralt selgub, et standardiga lubatud THD_u taseme 8% ületavad maksimumväärtusena 15% mõõtetulemustest ning 95% väärtustena 9% mõõtetulemustest. Seega ligikaudu 10…15 protsendil elektrisüsteemidest on ületatud ka standardis sätestatud piirväärtus 8%. Sellistes olukordades on vaja analüüsida ja otsustada, mida ette võtta, et harmooniliste moonutuste taset vähendada. Selleks saab kasutada erinevaid lahendusi: trafo võimsuse suurendamine, kondensaatorseadme varustamine filterreaktoritega, täiendavate passiivfiltrite kasutamine, aegunud muundurite asendamine uute võrgusõbralike muunduritega, mille voolukõver on vähemoonutatud ja võimsustegur kõrge.
4. Pinge harmooniliste moonutuste tõenäosustiheduse jaotuskõveratelt selgub ka, et THD_u maksimumväärtuste ja samuti 95% väärtuste maksimum ehk mood on ligikaudu 3%. Seega suurel osal (ca 40%) elektrisüsteemidest on THD_u tase suhteliselt madal.
5. Pinge harmooniliste moonutuste spektrites on tavaliselt domineeriv 5-s pinge-harmooniline, mis sageli annabki suurima osa kogumoonutustest THD_u. Arvestatavalt esineb veel järgmist järku harmoonilisi: h7, h11, h3, h13, h17, h19 ja h23. Viimasest kõrgemat järku pingeharmooniliste osa on väga väike, tavaliselt alla 0,2%.
6. Pinge harmooniliste moonutuste uurimine 0,4 kV elektrisüsteemides on oluline, sest selle mõju elektriseadmetele ning võimsuskadudele ei ole sageli lihtsalt tajutav ja jääb teadvustamata seni, kuni tekivad tõrked seadmete töös. Samuti on pinge harmoonilised moonutused seotud kondensaatorseadmete kasutamisega reaktiivvõimsuse kompensatsiooniks. Kondensaatorseade mõjutab oluliselt nii harmooniliste moonutuste ulatust kui ka spektrit.

2.5. Järeldused väreluse mõõtetulemuste kohta

1. Väreluse maksimumväärtus oli kuni 1,0 42% mõõtevahemikest ja väreluse 95% väärtused jäävad lubatud piiridesse 69% mõõtevahemikest. Seega ligikaudu 31% mõõtetulemustest ületas väreluse tase lubatud piirväärtust.
2. Väreluse 95% väärtuse keskmine tase oli 1,0 ja maksimumväärtuse keskmine tase 1,4. Seega rahuldavad väreluse keskmised tasemed standardi nõudeid 95% ajast, kuid on soovitatav, et väreluse tase oleks vastavalt standardile kuni 1,0 100% ajast. Tõenäosustiheduse jaotuskõverate maksimumväärtus ehk mood oli vastavalt 0,8 ja 1,1. Seega on värelus kõige sagedamini lubatud piirväärtuse 1,0 lähedal. Väreluse miinimumtase oli ca 0,2, mis on väreluse tase rahuliku koormuse või miinimumkoormuse olukorras.
3. Väreluse taseme kõige suuremad väärtused, kus $P_{lt} = 10…11$, on registreeritud metallitöötlemistsehhis punktkeevitusseadme töö ajal kahe faasi pinges. Keevitus toimus impulsside seeriana kestusega 2…10 s, kus vooluimpulsi amplituudväärtused olid kuni 1000 A. Kuigi antud keevitusseade oli iseseisva 10/0,4 kV toitetrafoga, põhjustas seadme töö värelust kogu piirkonna 10 kV jaotusvõrgus. Praeguseks on olukord lahendatud uute 10 kV kaabelliinide paigaldamisega.
4. Värelus on probleem, kui selle mõju on inimestele häiriv. Värelus esineb tavaliselt ainult madalpingevõrgus, kuid võib esineda ka keskpingevõrgus. Otseselt lisavõimsuskadusid värelus ei põhjusta. Peamiseks lahenduseks väreluse vähendamisel on trafo võimsuse suurendamine, toiteliini takistuse vähendamine või värelust põhjustava seadme toitmine iseseisvast trafost.

2.6. Järeldused asümmeetriateguri mõõtetulemuste kohta

1. Asümmeetriateguri K_{2U} hindamisel saab lähtuda kahest piirväärtusest – kas standardiga EVS-EN:50160 seatud piirväärtusest 2% või soovitatavast piirväärtusest 1%. Asümmeetriateguri maksimumväärtusena ületab 2% piirväärtuse 7% mõõtetulemustest ja 95% väärtusena ainult üks juhus kõigist mõõtetulemustest. Asümmeetriateguri soovitusliku piirväärtuse 1% ületab maksimumväärtusena 30% mõõtetulemustest ja 95% väärtusena 13% tulemustest. Seega, kui lugeda heaks olukorda, kus 100% ajast on asümmeetriategur alla 1%, siis 30% mõõtetulemustest ei vasta sellele tingimusele.
2. Asümmeetriateguri keskmine maksimumväärtus oli 1,0 maksimumväärtustest ja 0,8 väärtustest tõenäosusega 95%. Tõenäosustiheduse jaotuskõvera maksimum ehk mood oli 0,8 maksimumväärtustest ja 0,7 väärtustest tõenäosusega 95%. Seega on asümmeetriateguri tase suures osas mõõtetulemustest standardiga lubatud piirides ja keskmiselt ka soovitatavates piirides (kuni 1%). Asümmeetriateguri miinimumväärtus oli 0,5 kõigis vaatlusvahemikes ja 0,4 tõenäosusega 95% vaatlusvahemikest. Selline on asümmeetriatase ilmselt ka olukorras, kus faasikoormuste ebasümmeetria mõju faasipingetele on minimaalne.

Kuna pingete asümmeetria pole otseselt häiriv, siis tarbija 0,4 kV elektrisüsteemis jääb see parameeter tähelepanuta, kuni faasipinged jäävad soovitavasse vahemikku. Probleem on sagedasem suure takistusega toiteahelate puhul neutraalitakistusest tingitud asümmeetria puhul, kui faasikoormused pole tasakaalus ning samuti avariilistes talitluses, mis on lühiajalised. Juhul, kui avariilisi pingeolukordi esineb sageli, on soovitatav tarbija elektrisüsteemi kaitsta näiteks pingekontrolli releega.

2.7 Kokkuvõte ja järeldused pingekvaliteedi mõõtetulemustest

2.7.1 Pingenivoo ja selle hajuvus

Väga oluline on teadvustada seost 0,4 kV elektrisüsteemi pinge suuruse, pingenivoo ja energiatarbimise vahel ning määratleda antud elektrisüsteemile ning selle koormustele sobiv (optimaalne) pingenivoo.

Pingenivoo uurimisel on peale arvuliste parameetrite (pinge keskmine väärtus, miinimum- ja maksimumväärtus, dispersioon ja keskmine absoluuthälve) soovitatav kasutada tunduvalt ülevaatlikumaid graafilisi esitusviise. Nendeks on:

- toitepinge jaotuse integraalse ehk kumulatiivse tõenäosuse graafikud;
- toitepinge tõenäosustiheduse jaotuskõverad, mis on väga sobiv tegeliku jaotuskõvera võrdlemiseks soovitatava või standardikohase jaotuskõveraga;
- faasipingete integraalsed jaotuse graafikud keskmise pinge, pinge miinimum- ja maksimumväärtuste kohta;

Pingetaseme mõõtetulemused ettevõtete 0,4 kV elektrisüsteemides on järgmised. Keskmise pinge miinimumväärtus on olnud 220 V ja maksimumväärtus 248 V. Funktsiooni mood on 235 V ja mediaan 234 V. Pinge kõrgtasemele vastavad 60% mõõtetulemustest, 10% mõõtetulemustest on alla 225 V ja 30% üle 235 V. Seega on keskmine pinge liiga kõrge ületades soovitatavat ca 5…6 V võrra, mis vastab toitetrafode astmelüliti ühele astmele 2,5%.

Pingenivoo miinimumväärtus (vähim 10min intervalli keskmine pinge) oli 201 V ja suurim väärtus 238 V. Soovitatavalt peaks miinimumpinge jääma vahemikku 207 V kuni 230 V. Maksimumpingete väärtused jäävad vahemikku 220 V…260 V. Soovitavalt peaksid pingete maksimumväärtused jääma vahemikku 230 V…240 V. Seega on pingenivoo miinimum- kui ka maksimumväärtuste hajumine suurem kui soovitatav. Põhjusteks on koormuste mittevastavus trafo võimsusele, trafo astme

ebasobivus ja reaktiivvõimsuse suur osakaal võimsustarbes ning üksikutel juhtudel ka neutraaliahela liiga suur takistus.

Pingetaseme hajuvus sõltub oluliselt trafo võimsusest. Mida võimsam trafo antud koormuse suhtes on, seda väiksem on pingetaseme hajuvus. Heaks võib pidada hajuvust iseloomustavat keskmist absoluuthälvet kuni 2,5 V, sellele vastab pingetaseme muutumise vahemik piirolukordades (tühijooks/täiskoormus) *ca* 15 V. Ebasobiv on olukord, kus keskmine absoluuthälve on 5 V ja enam. Sel juhul on pingetaseme muutumise vahemik üle 30 V.

Toitepinge taseme keskmine väärtus, hajumine ja eriti selle miinimumväärtused suuremate koormuste ajal sõltuvad oluliselt sellest, kas ettevõttes kasutatakse reaktiivvõimsuse kompensatsiooni ja kas see on piisav suuremate koormuste piirkonnas. Kui kompensatsioon puudub, on pingetaseme jaotuskõver enamasti kahemodaalne ja tunduvalt suurema hajuvusega. Kompensatsiooni kasutamisega väheneb pingenivoo hajumine tavaliselt 2…3 korda ning keskmine pinge tõuseb.

Registreeritud pingetasemed vastavad peaaegu kõigil juhtudel standardile EVS-EN 50160:2007. Seega ei võimalda võrdlemine ainult standardis sätestatud vahemikuga otsustada, kas pingetase on antud elektrisüsteemile sobiv, optimaalne või mitte. Pingetaseme hindamisel standardi EVS-EN: 50160 nõuete järgi on vähe mõtet, kui lähtuda ainult tingimusest $P(0{,}9U_{nimi} < U_i < 1{,}1U_{nimi}) \geq 0{,}95$. Sellist tingimust rahuldavad peaaegu kõik mõõtetulemused. Tarbijate jaoks on mõtet tingimusel $P(0{,}9U_{nimi} < U_i < 1{,}1U_{nimi}) = 1$. Lisaks standardis toodud piir-väärtuste järgimisele on tarbija jaoks kasulik määratleda oma elektrisüsteemile optimaalne pingetase.

2.7.2 Lühiajalised pingehälbed (pinge sündmused)

Lühiajalistest pingehälvetest on suures ülekaalus pingelohud. Enamik mõõtmistel registreeritud pingelohke on sügavusega vahemikus 0,85…0,9 nimipinget ja kestusega kuni 500 ms. Niisugused pingelohud ettevõtetele tavaliselt probleeme ei põhjusta.

Pingelohud kestusega 20…100 ms ja sügavusega alla 0,85 nimipinget on esinenud keskmise sagedusega *ca* 2 sündmust ühe mõõtevahemiku kohta. Ilmselt on nende põhjustajaks lühised ülekande- ja jaotusvõrgus. Esines ka samasuguse sügavusega, kuid 100…500 ms kestusega pingelohkusid. Veel saab eristada pingelohkusid pikema kestusega 1…3 s ja sügavusega 0,7…0,85 nimipinget, mis on ilmselt tingitud lühistest kaugemalasuvates võrguosades. Kõik niisugused pingelohud põhjustavad probleeme ettevõtetes.

Võrgusageduslikke liigpingeid (nn pingemuhud), mis on suuremad kui 1,15 nimipinget, esineb sama ulatusega pingelohkudega võrreldes suhteliselt väga harva. Pingemuhkudest on esiteks kõige sagedasemad 100…1000 ms kestusega pingemuhud suurusega 1,1…1,3 nimipinget ning teiseks lühikese, kuni 20 ms kestusega pingemuhud ulatusega 1,1…1,7 nimipinget. Probleeme ettevõtetes on tekitanud just teist liiki pingemuhud, mille tõttu on riknenud seadmete toiteahelad.

Tavaliselt on ettevõtete jaoks probleemiks sagedased pingelohud, mis näiteks mõnel juhul on sundinud paigaldama ettevõtte toitesisendisse pingekontrolli kontrolleri koos kontaktoriga, mis lahutab elektrisüsteemi võrgust, kui faasipinged väljuvad etteantud vahemikust.

2.7.3 Pinge harmoonilised moonutused

Pinge harmooniliste moonutuste THD_u keskmine miinimumtase oli 1,1%, mis iseloomustab pinge moonutusi koormusmiinimumi ajal. Võib eeldada, et ligikaudu selline on ka THD_u tase keskpinge

jaotusvõrgus. Pinge harmooniliste moonutuste tõenäosustiheduse jaotuskõveratelt selgub ka, et THD_u maksimumväärtuste ja ka 95% väärtuste maksimum ehk mood on ligikaudu 3%. Seega on suurel osal elektrisüsteemidest (40%) THD_u tase suhteliselt madal.

Pinge harmooniliste moonutuste soovitusliku taseme 5% ületavad maksimumväärtusena 30% mõõtetulemustest ning 95% väärtusena 25% mõõtetulemustest. Siit võib teha järelduse, et 25…30 protsendil elektrisüsteemidest on harmooniliste tase toitepinges probleemiks.

Standardiga lubatud moonutuste piirtaseme $THD_u = 8\%$ ületavad maksimumväärtusena 15% mõõtetulemustest ning 95% väärtustena 9% mõõtetulemustest. Seega ligikaudu 10…15% 0,4 kV elektrisüsteemidest on liiga kõrge harmooniliste tasemega. Sellistes olukordades on vaja analüüsida, mida tuleks ette võtta, et harmooniliste moonutuste taset vähendada.

Pinge harmooniliste moonutuste spektrites on tavaliselt domineeriv 5-s pingeharmooniline, mis annab sageli suurima osa kogumoonutustest THD_u. Arvestatavalt esineb veel järgmisi harmoonilisi (ulatuse kahanemise järjekorras): 7-s, 11-s, 3-s, 13-s, 17-s, 19-s ja 23-s. Neist kõrgemat järku pingeharmooniliste osa on tavaliselt alla 0,1…0,2%.

2.7.4 Pinge värelus ja pingete asümmeetria

Väreluse P_{lt} maksimumväärtus on allpool standardiga lubatud väärtust 1,0 42 protsendil mõõtevahemikest ja väreluse 95% väärtused jäävad lubatud piiridesse 69 protsendil mõõtevahemikest. Seega uuritud juhtudest ligikaudu 31 protsendil ületas väreluse tase lubatud piirväärtust. Väreluse 95% väärtuse keskmine tase oli 1,0 ja maksimumväärtuse keskmine tase 1,4. Tõenäosustiheduse jaotuskõverate maksimumväärtus oli vastavalt 0,8 ja 1,1. Seega on tegelik väreluse tase enamasti standardiga lubatud piirväärtuse lähedal. Väreluse kõige suuremad väärtused $P_{lt} = 10…11$ on registreeritud punktkeevitusseadme töö ajal.

Asümmeetriateguri K_{2U} hindamisel saab lähtuda kahest piirväärtusest – kas standardiga EVS-EN 50160 seatud piirväärtusest 2% või soovitatavast piirväärtusest 1%. Asümmeetriateguri maksimumväärtusena ületab 2% piirväärtuse 7% mõõtetulemustest ja 95% väärtusena ainult üks juhus kõigist mõõtetulemustest. Asümmeetriateguri soovitusliku piirväärtuse 1% ületab maksimumväärtusena 30% mõõtetulemustest ja 95% väärtusena 13% tulemustest. Asümmeetriateguri keskmine maksimumväärtus oli 1,0 maksimumväärtustest ja 0,8 95% väärtustest. Seega on asümmeetriateguri väärtus suures osas mõõtetulemustest standardiga lubatud piirides ja keskmiselt ka soovituslikes piirides kuni 1%.

2.8. Toitepinge kvaliteedi mõju elektriseadmetele ja elektritarbimisele

Elektriseadmete talitlus, energiatarbimine, võimsuskaod ja seadmete tööiga sõltuvad vähem või rohkem toitepinge kvaliteedist. Seejuures mõjutab toitepinge kvaliteet elektriseadme tööd järgmistes lõikudes:

- elektriseadmete aktiiv- ja reaktiivvõimsuse tarbimine;
- võimsuskadude suurus tarbija seadmetes, trafodes ja toiteliinides;
- tööseadmete tootlikkus;
- seadmete talitluse häired ja tõrked ning seadmete tööiga;
- tööseadmetega tehtavate tehnoloogiliste operatsioonide kvaliteet.

Sõltuvalt seadme parameetritest ja funktsioonidest võib olulisem olla üks või teine ülaltoodud teguritest. Näiteks kui elektroonikatööstuses on kõige olulisem häiringukindlus. Seal kasutatakse seadme toiteahelas mitut elementi häiringute mõju vähendamiseks, näiteks passiivset võrgufiltrit ja lisaks ka eraldustrafot. Töötleva tööstuse ettevõtetes on sageli suure võimsusega tootmisliinid, mis sisaldavad võimsaid asünkroonmootoreid. Sel juhul on olulisemad võimsuskaod mootorites ning samuti toiteahelas (liinides, trafodes). Näiteks tsemenditööstuses kasutatakse mootoreid võimsusega kuni 2 MW, puidutööstuses kasutatavad saagimisliinid võivad sisaldada 10…20 mootorit võimsusega 10…160 kW.

Elektrienergia tarbimist ning võimsuskadusid tarbija elektrisüsteemis mõjutavad peamiselt järgmised toitepinge parameetrid:

- pingenivoo ja selle hälbed;
- harmoonilised moonutused toitepinges ja voolus;
- pingete asümmeetria kolmes faasis;
- pingelohud ja toitekatkestused.

Nendest kõige olulisemad on keskmine pingenivoo ja selle hajuvus, pinge harmoonilised moonutused ja pingelohud. Kolmefaasiliste elektriseadmete talitlust samuti mõjutav pingete märkimisväärne asümmeetria (üle 1%) esineb harva või ainult lühiajalistes avariitalitlustes. Toitekatkestused põhjustavad energiakadusid kaudselt juhul, kui need on sagedased ning kui nende tagajärjel tekib tootmises seisak, mille järel kulub teatud aeg tootmise uuesti käivitamiseks.

Toitepinge kvaliteedi erinevad parameetrid mõjutavad elektritarbimist ja tarbija seadmeid erinevalt ning enamasti jääb toitepinge kvaliteedi mõju märkamatuks, kuni ei teki häiringuid tarbija seadmete töös.

2.8.1 Toitepinge nivoo probleemi aktuaalsus ja pingenivoo reguleerimise vahendid

Toitepinge optimaalse nivoo valiku probleem on aktuaalne paljudes riikides. Pingenivoo optimeerimine ehk reguleerimine (*voltage optimisation, voltage regulation*) nii keskpinge jaotusvõrkudes kui ka tarbijate madalpinge elektrisüsteemides koos reaktiivvõimsuse kompensatsiooniga on üks kõige olulisemaid abinõusid elektritarbimise optimeerimisel. Neid kahte abinõud tuleb rakendada üheskoos, sest reaktiivvõimsuse kompensatsioon mõjutab otseselt ka toitepinget.

Pingenivoo reguleerimise enamlevinud vahendid:

- trafo astmelüliti, vajalik trafo väljalülitamine (*off-load tap changer*);
- trafo koormus-astmelüliti (*on-load tap changer*);
- käsilülitamisega autotrafo (*autotransformer with manual ratio change*);
- muudetava ergutusega autotrafo (*autotransformer with variable excitation*);
- ferroresonantstrafo ehk püsiva pinge trafo (*constant voltage transformer*);
- kontaktivaba astmelülitiga trafo (*semiconductor commutated tap changer*);
- reaktiivvõimsuse kompensaatorid ja aktiivfiltrid (*series and parallel reactive power compensators and active filters*).

Pingelohkude vähendamise võimalused

Pingelohkude kui kõige sagedamini esinevate häiringute vähendamine on sageli tarbija ja jaotusvõrgu jaoks kõige suurem probleem. Peamiselt jagunevad pingelohud suurte mootorite käivituste tagajärjel tekkinuteks ja jaotusvõrgust lähtuvateks. Pingelohkude mõju vähendamiseks on erinevaid vahendeid.

- Mootorite käivitusvoolust tingitud pingelohkude vähendamiseks on järgmised võimalused – täht/kolmnurk käivitus, sujuvkäivitus, sagedusmuunduriga käivitus või käivitusreostaadiga varustatud faasirootoriga mootor (suurtel võimsustel).
- Ferroresonantstrafo ehk püsiva pinge trafo (*constant voltage transformer*) toiteahelas tagab püsiva pinge väljundis, kui sisendis pinge muutub suurtes piirides (70…110%). Tavaliselt on see 3-mähiseline trafo, kus kolmas mähis on ühendatud kondensaatoriga. Trafo töötab küllastuspiirkonnas, on kiiretoimeline ja seda kasutatakse võimsustel kuni 50 kVA.
- Fiidrite staatiline ümberlüliti (*static transformer switch*), mis lülitub hetkeliselt (~10 ms) ühelt toitefiidrilt teisele, kui tekib probleem pinge pidevusega.
- Trafo staatiline astmeregulaator (*static tap changing regulator*) on mitme pingeastmega trafo, mille iga väljavõte on varustatud elektroonse lülitiga ja mis hoiab pinget püsivana. Töökiirus 10 ms. Sügavaid pingelohke see ei silu.
- Staatiline pinge kompensaator (*static voltage compensator*). Tavaliselt töötab lühistatud (*by-pass*) talitluses. Kui esineb pingelohk, siis lisatakse pinge puudujääv osa. Energiavaru sisaldub kondensaatorites.
- Mootor-generaator lülitus (*motor-generator set*) katab lühemad pingelohud pöörlevates massides salvestunud energia arvel. Puuduseks on suured kaod (12…18%) ja hoolduskulud.
- Katkematu toite allikas UPS (*uninterruptible power supply*) tagab toitepinge pidevuse nii katkestuste kui ka pingelohkude ajal. Sisaldab laetud akusid ning inverterit. Puuduseks on suured hoolduskulud.

2.8.2 Toitepinge harmooniliste moonutuste mõju tarbijatele

Voolu ja pinge harmooniliste moonutuste mõju elektritarbimisele ja elektriseadmetele on uuritud intensiivselt, eriti viimase 20…30 aasta vältel. Sellele vaatamata puudub autorile teadaolevalt praegu siiski hõlpsasti kasutatav metoodika harmooniliste lisakadude arvutamiseks või mõõtmiseks tarbija elektrisüsteemis tervikuna.

Toitepinge ja -voolu harmooniliste moonutuste tõttu võivad tarbija elektrisüsteemis esineda järgmised häired, tõrked ja lisakaod, näiteks:

- täiendavad harmoonilised lisakaod elektrimootorites, trafodes, kaablites ja kondensaatorites;
- võimalikud resonantsinähud mingil harmoonilisel sagedusel, millega kaasnevad liigvoolud ja -pinged elektrisüsteemi osades ning elektriseadmetes;
- kaitse- ja juhtsüsteemide häiringud ja tõrked, kaitselülitite väär rakendumine;
- sideliinide ja -süsteemide häiringud elektromagnetilise müra tõttu liinide läheduses;
- häiringud seadmetes ja juhtkontrollerites, kus reguleerimine käib pinge hetkväärtuse järgi, näiteks generaatori sünkroniseerimiskontroller.

Harmoonilised lisakaod elektriseadmetes

Harmoonilised lisakaod elektriseadmetes on kaod, mille põhjuseks on toitepinge ja/või liinivoolu harmoonilised moonutused. Kui toitepinge harmoonilised moonutused on väga väikesed ($THD_u \approx$ 0,5…2,0%), siis on ka harmoonilised lisakaod mootorites ja trafodes tühised. Harmooniliste lisakadude hindamisel lähtutakse pinge- ja voolukõvera kogumoonutustest, mida iseloomustavad parameetrid THD_u ja THD_i ning üksikute harmooniliste pingete ja voolude väärtused U_h ja I_h. Tarbija ja

samuti ka jaotusvõrgu huvides on teada, kui suured on harmoonilised lisakaod ning mida saab ette võtta nende vähendamiseks, milline on meetmete tasuvus?

Harmoonilised lisakaod liinides

Harmoonilised lisakaod kaablites, kui kaablisoont läbivad põhisagedusest kõrgema sagedusega voolud tekivad pinnaefekti tõttu kaablisoones.

Kolmefaasilises neljajuhtmelises süsteemis avalduvad kaod kaablis järgmiselt:

$$\Delta P_h = \sum_{c=1}^{n} \sum_{h=1}^{40} R_{ch} I_{ch}^2 \,, \qquad (5.1)$$

kus R_{ch} – kaablisoone takistus harmoonilisel sagedusel h,

I_{ch} – vooluharmooniline ühes kaablisoones sagedusel h.

Juhul kui liinivool sisaldab peale põhisageduse ka kõrgemaid sagedusi, suureneb ka voolu efektiivväärtus ja suurenevad kaod liinis sõltuvalt voolu harmooniliste kogumoonutusest järgmiselt:

$$\Delta P_{kaod} / \Delta P_{kaod1} = 1 + THD_i^2 \,, \qquad (5.2)$$

kus ΔP_{kaod1} on kaod põhisagedusel 50 Hz.

Seega, kui näiteks THD_i = 30% (mis esineb väga sageli), siis kaod kaablites on *ca* 10% suuremad kui põhisagedusel.

Uurimused on näidanud, et võimsuskaod kaablites 6-pulsiliste alaldite toites on *ca* 40% suuremad kui siinuselise voolu korral.

Harmoonilised lisakaod trafodes

Trafodes põhjustavad harmoonilised moonutused lisakadusid nii mähistes pinnaefekti ja voolu ebaühtlase jagunemise tõttu kõrgematel sagedustel kui ka magnetahelas suuremate hüstereesikadude ja pöörisvoolukadude tõttu. Tugevasti moonutatud voolu puhul ei ole võimalik ära kasutada trafo kogu nimivõimsust, tegelikult kasutatav võimsus on sellest ca 10...20% võrra väiksem. Trafo lisakadude arvutamiseks on olemas erinevad metoodikad. Enamlevinud metoodika puhul kasutatakse tegurit *K* (*K-factor*), mis iseloomustab trafokadude suhet moonutatud voolu ja siinuselise voolu korral ning arvutatakse järgmiselt:

$$K = \sum_{h=1}^{h_{\max}} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 h^2 \,. \qquad (5.3)$$

Teguri *K* alusel toimub trafo kasutatava võimsuse taandamine nimivõimsusest allapoole (*transformer derating*). Mitmed uurimused viitavad, et kui pingemoonutuste ulatus on $THD_u \approx 10\%$, suurenevad trafokaod kuni 20%.

Harmoonilised lisakaod mootorites

Tööstusettevõtetes on suur osa asünkroonmootoritel. Toitepinge kõrgemad harmoonilised põhjustavad asünkroonmootoris lisakadusid ning tööea vähenemist.

Moonutatud kujuga pingekõver mootori klemmidel põhjustab lisakadusid nii mähistes kui ka magnetahelas. Harmoonilised lisakaod mähistes on oomilised kaod ehk nn Joule'i kaod. Madalamat järku $f_h \leq 1500$ Hz harmoonilistel vooludel on siin suurem osa. Lisakaod magnetahelas koosnevad hüstereesikadudest ja pöörisvoolukadudest.

Lisaks eeltoodule põhjustavad harmooniliste pingete vastujärgnevuskomponendid (5-s, 11-s, 17-s) mootoris pöörleva magnetvälja, mille suund on põhisageduse pöördmagnetväljale vastupidine ning mille sagedus suurem vastava harmoonilise järgu võrra. Mootori pöördemoment põhisagedusel ja harmoonilisel sagedusel liituvad ja seega muutub resulteeruv mehaaniline karakteristik. See suurendab mootori harmoonilisi lisakadusid, põhjustab mootori kuumenemist ja vibratsioone.

Harmoonilised lisakaod kondensaatorites

Pinge harmoonilised moonutused halvendavad oluliselt ka kondensaatorite töötingimusi, suureneb kondensaatori vool ja kaod, tõuseb kondensaatori temperatuur ja väheneb tööiga (kuna kiireneb dielektrilise materjali vananemine).

Harmooniliste moonutuste vähendamise võimalused

Harmooniliste moonutuste vähendamiseks või piiramiseks on järgmised võimalused:

- toiteahela lühisvõimsuse (eeskätt trafo võimsuse ja liinide ristlõike) suurendamine ja võimalusel toiteskeemi ümberkorraldamine selliselt, et mittelineaarsed tarvitid on lineaarsetest tarvititest eraldatud;
- kolmandat järku harmooniliste filtreerimine (elimineerimine) trafo mähiste sobiva lülitusgrupiga; näiteks on trafo keskpingemähis kolmnurklülituses või sikk-sakklülituses, et selles sulguksid kolmanda harmoonilise voolud; selliseks trafoks võib olla ka täiendav 0,4/0,4 kV või 10/0,4 kV trafo;
- passiivfiltrite kasutamine, mille näivtakistus on teatud harmoonilisel sagedusel väga väike; passiivfiltreid saab kasutada ettevõte, kes on ainus alajaama tarbija; kui alajaamal on mitu tarbijat, hakkab passiivfilter „neelama“ ka teiste tarbijate vooluharmoonilisi;
- aktiivfiltrite kasutamine, milles täiendav muundur genereerib sellise kujuga voolukõvera, mis tarbija voolukõveraga liitumisel annab kokku siinuskõvera – see on väga kallis ja erandlik lahendus;
- niisuguste sagedusmuundurite ja alaldite kasutamine, mille toitesisend on varustatud kvaliteetse filtriga, mille voolukõver on siinuselähedase kujuga, väikeste moonutustega ning kõrge võimsusteguriga; selliseid muundureid ja alaldeid näiteks kaarleekahjude ja keevitusseadmete toiteks on põhjalikult uuritud TTÜ Elektrotehnika instituudis.

Uuringu tulemuste lühikokkuvõte ja järeldused

Ideaalse kvaliteediga toitepinget tegelikkuses ei esine. Toitepinge kvaliteedi hälbeid ideaalsest põhjustavad tarbijad ise oma koormustega, aga samuti avariid ja lülitused ülekande- ja jaotusvõrgus ning loodusnähtused. Enamasti jääb toitepinge kvaliteedi mõju elektri-seadmetele märkamatuks, kuni ei teki häiringuid või tõrkeid elektriseadmete töös. Käesolevas uuringus on jõutud järgmiste seisukohtadeni.

Toitepinge kvaliteet tarbija liitumispunktis sõltub järgmistest teguritest:

- tarbija enda koormused.
- jaotusvõrgu parameetrid.
- juhuslikud tegurid, loodusnähtused, avariid.

- teiste tarbijate koormused samas võrgupiirkonnas.

Kõige olulisemad toitepinge parameetrid nii tarbija kui ka jaotusvõrgu jaoks on järgmised:

- pingenivoo ja selle hälbed;
- harmoonilised moonutused toitepinges ja toitevoolus;
- pingelohud ja toitekatkestused;
- pingete asümmeetria kolmes faasis.

Nendest kõige olulisemad on pingenivoo, pinge harmoonilised moonutused ja pingelohud. Pingete märkimisväärne asümmeetria esineb harva või ainult lühiajalistes avariitalitlustes.

Pinge kvaliteedi mõõtetulemused tarbijate liitumispunktides vastasid peaaegu kõigil läbiviidud mõõtmistel standardile EVS-EN 50160:2007. Pinge kvaliteet ei vastanud standardile ainult üksikjuhtudel. Seega ei võimalda võrdlemine ainult standardis sätestatud normidega otsustada, kas pinge kvaliteet on antud elektrisüsteemile optimaalne või mitte. Lisaks standardis toodud piirväärtustele on tarbija või jaotusvõrgu piirkonna jaoks kasulik määratleda oma elektrisüsteemile optimaalsed parameetrid.

Pingenivoo optimeerimine (reguleerimine) nii jaotusvõrkudes kui ka tarbijate madalpinge elektrisüsteemides koos reaktiivvõimsuse kompensatsiooniga on üks kõige olulisemaid abinõusid elektritarbimise optimeerimisel. Neid kahte abinõud tuleb rakendada üheskoos, sest reaktiivvõimsuse kompensatsioon mõjutab otseselt ka toitepinget.

Elektrisüsteemi talitluse optimeerimisel on oluline teada, kuidas pingenivoo mõjutab tarbitavat aktiiv- ja reaktiivvõimsust. Aktiivvõimsuse ja reaktiivvõimsuse sõltuvust pingest püsiolukorras kirjeldavad koormuse staatilised mudelid. Mudelite parameetrite määramiseks on töös esitatud katseline metoodika, mis on hõlpsasti läbiviidav. Katset saab korrata mitu korda ja tarbija või elektrisüsteemi võimsuste pingesõltuvus ongi olemas.

Pingelohud ja lühiajalised katkestused on sageli nii tarbija kui ka jaotusvõrgu jaoks kõige suurem ja häirivam probleem. Samuti on lahendused selle probleemi leevendamiseks vägagi kulukad. Peamiselt jagunevad pingelohud suurte mootorite käivituste tagajärjel tekkinuteks ja jaotusvõrgust või ülekandevõrgust lähtuvateks. Pingelohkude koguarvu, sügavuse ja mõju vähendamiseks on võimalusi nii tarbijal kui ka jaotusvõrgul, sh jaotusvõrgu konfiguratsiooni optimeerimine ja/või rekonstrueerimine.

Toitepinge ja -voolu harmooniliste moonutuste tõttu tekivad täiendavad lisakaod elektrimootorites, trafodes, kaablites ja kondensaatorites ja ka häiringud kaitse- ja juhtsüsteemide töös. Harmooniliste moonutuste vähendamiseks on erinevaid võimalusi, eeskätt toiteahela lühisvõimsuse (trafo võimsuse ja liinide ristlõike) suurendamine.

Ettepanekud võrguettevõtetele ja tarbijatele toitepinge kvaliteedi parendamiseks

Ideaalse kvaliteediga toitepinget tegelikkuses ei esine. Toitepinge kvaliteedi hälbeid ideaalsest põhjustavad tarbijad ise oma koormustega, aga samuti avariid ja lülitused ülekande- ja jaotusvõrgus

ning loodusnähtused. Reaalne pinge kvaliteet tarbija liitumis-punktis on kompromiss tarbija ja võrguettevõtte võimaluste ulatuses.

Käesolevas uuringus on jõutud järgmiste järelduste ja ettepanekuteni.

Nii tarbijal kui ka võrguettevõttel on väga kasulik teada, missugused on toitepinge parameetrid tarbija liitumispunktis, nimelt:

- pingenivoo ja selle hälbed;
- harmoonilised moonutused toitepinges ja toitevoolus;
- pingelohud ja toitekatkestused;
- pingete ja voolude asümmeetria kolmes faasis.

Mõõdetud parameetrite võrdlemine ainult standardis sätestatud normidega ei võimalda otsustada, kas pinge kvaliteet on antud olukorras optimaalne või mitte. Lisaks standardis toodud normidele on kasulik määratleda antud elektrisüsteemile optimaalsed parameetrid.

Pingenivoo optimeerimine (reguleerimine) nii jaotusvõrkudes kui ka tarbijate madalpinge elektrisüsteemides koostöös reaktiivvõimsuse kompensatsiooniga on üks kõige olulisemaid abinõusid elektritarbimise optimeerimisel. Neid kahte abinõud tuleb rakendada üheskoos, sest reaktiivvõimsuse kompensatsioon mõjutab otseselt ka toitepinget.

Elektrisüsteemi talitluse optimeerimisel on oluline teada, kuidas pingenivoo mõjutab tarbitavat aktiiv- ja reaktiivvõimsust. Aktiivvõimsuse ja reaktiivvõimsuse sõltuvust pingest püsiolukorras kirjeldavad koormuse staatilised mudelid. Mudelite parameetrite määramiseks on töös esitatud katseline metoodika, mis on hõlpsasti läbiviidav.

Pingelohud ja lühiajalised katkestused on sageli nii tarbija kui ka jaotusvõrgu jaoks kõige suurem ja häirivam probleem. Samuti on lahendused selle probleemi leevendamiseks vägagi kulukad. Peamiselt jagunevad pingelohud suurte mootorite käivituste tagajärjel tekkinuteks ja jaotusvõrgust või ülekandevõrgust lähtuvateks. Pingelohkude koguarvu, sügavuse ja mõju vähendamiseks on võimalusi nii tarbijal kui ka jaotusvõrgul, sh näiteks jaotusvõrgu konfiguratsiooni optimeerimine ja/või rekonstrueerimine.

Toitepinge ja -voolu harmooniliste moonutuste tõttu tekivad täiendavad lisakaod elektrimootorites, trafodes, kaablites ja kondensaatorites ja ka häiringud kaitse- ja juhtsüsteemide töös. Harmooniliste moonutuste vähendamiseks on erinevaid võimalusi, eeskätt toiteahela lühisvõimsuse (trafo võimsuse ja liinide ristlõike) suurendamine.

Järgnevalt on esitatud väga lühidalt ettepanekud pingekvaliteedi parendamiseks, mida saavad realiseerida tarbijad ja võrguettevõtted. Lisaks on ettepanekuid toodud ka aruande peatükkides 4 ja 5.

Ettepanekud tarbijale.

- Soovitatav on kontrollida aeg-ajalt pinge parameetreid. Kui on kahtlusi pinge kvaliteedis (näiteks on pinge töö ajal koormusega olukorras 235V või enam, või esinevad sagedased tõrked seadmete töös, või kondensaatorid ja latid pinisevad iseloomulikult harmoonilistele jms.), kontrollida pinge parameetreid ühe nädala vältel.

- Valida sobiva võimsusega trafo, trafo pingeaste ja kaablite piisava varuga ristlõige lähtudes pingekaost.
- Valida võrgusõbralikud väikese voolumoonutusteguriga muundurid või lisada filtrid olemasolevate puuduliku toiteahelaga muunduritele.
- Võimsate mootorite käivitamisel kasutada kas täht/kolmnurkkäivitust või sujuvkäivitust.
- Vajadusel rakendada reaktiivvõimsuse kompensatsiooni, kas filterreaktoritega või ilma olenevalt harmooniliste moonutuste tasemest võrgus.
- Oluliste juhtseadmete toites kasutada UPS-toiteseadmeid või toitepinge stabiliseerimise muid vahendeid.
- Jälgida, et voolukoormus kolmes faasis oleks piisavalt sümmeetriline.
- Asümmeetriliste pingete puhul kontrollida, kas neutraalijuht on piisava ristlõikega (soovitatavalt faasijuhi ristlõikega) ja neutraaliahel on korras.

Ettepanekud jaotusvõrgu ettevõtetele.

- Pinge kvaliteedi parameetrite registreerimine võrgu sõlmpunktides ja/või väljavalitud kriitilistes punktides. Väga kasulik on pinge parameetrite pidev registreerimine kas võrguanalüsaatoritega või polüfunktsionaalsete arvestitega olulistes sõlmedes. Soovitatav on andmebaasi koostamine pinge kvaliteedi parameetritest ja selle pidev täiendamine.
- Võrgu või selle osade konfiguratsiooni kontrollimine ja optimeerimine ning seadistamine (häälestamine) sobivaks lähtudes nii sobivast pingenivoost kui ka võimalikult väikesest pingelohkude arvust ja sügavusest kogu võrgupiirkonnas. Soovitatav on ka analüüsida, millal eelistada katkestust sügavale lühiajalisele pingelohule.
- Võrgu ja selle seadmete rekonstrueerimine, õhuliinide asendamine kaabelliinidega, jaotusseadmete uuendamine ning nende töö automatiseerimine.
- Võrgu lühisvõimsuse suurendamine, liinide ristlõigete, liinipingete ja trafode võimsuste sobiv valik.
- Trafode astmelülitite asendite täpsustamine pingenivoo mõõteandmete alusel ühe nädalase perioodi alusel (vähemalt üks ööpäev).
- Keskpinge pingenivoo optimeerimine 110 kV või 35 kV trafode automaatsete astmelülitite seadistamine ja reguleerimisalgoritmi täpsustamine.
- Keskpingevõrgu releekaitsesätete korrigeerimine kui vaja.
- Harmooniliste moontuste taseme mõõtmine keskpingel ja olulistes punktides madalpingel, harmooniliste lisakadude arvutamine trafodes ja hindamine kogu võrgus, trafode mähiste lülitusgruppide kontollimine kolmega kordsete harmooniliste elimineerimiseks keskpingevõrgus.

3. Hajatootmise mõju elektrivõrgule

3.1.Elektri ja soojuse koostootmise võimalused mikrotootmisel ja hajatootmisel

3.1.1.ÜLDIST

Elektri ja soojuse koostootmine on protsess, kus ühe seadme abil muundatakse kütusest saadav energia samaaegselt nii elektri- kui ka soojusenergiaks. Koostootmise tehnoloogiate üldkirjeldus on toodud alljärgnevas tabelis (tabel 0.1).

Tabel 0.1. Koostootmise tehnoloogiate parameetreid[1]

Tehnoloogia	P_e/P_s	Kasutatav kütus	Efektiivsus, %		Võimsus, MW_e	Eeldatav investeering, €/kW_e	Eeldatavad ülalpidamiskulud, €/kWh_e
			Elektriline	Kokku			
Auruturbiin	0,1...0,5	kõik	60...80	7...20	0.5...>1000	1000...2000	0.003
Gaasiturbiin	0,2...0,8	biogaas maagaas vedelkütused	65...87	25...42	0,25...>50	450...950	0,0045...0,0105
Kombineeritud auru-gaasitsükliga seade	0,6...2,0	maagaas	65...90	35...55	3...>300	450...951	0,0045...0,0106
Diiselmootor	0,8...2,4	biogaas maagaas vedelkütused	65...90	35...45	0,05...20	340...1000	0,0075...0,015
Ottomootor	0,5...0,7	biogaas maagaas vedelkütused	70...92	25...43	0,03...>6	600...1600	0,0075...0,015
Stirling mootor	1,2...1,7	maagaas etanool butaan	65...85	~40	0,03...1,5	?	?
Mikroturbiinid	1,2...1,8	maagaas vedelkütused propaan biogaas	65...85	15...30	0,015...0,3	730...920	?

Koostootmisseadmed võib vastavalt elektrilisele väljundvõimsusele jagada:

1) **mikrokoostootmisseade** - koostootmisseade, mille $P_e < 50$ kW;
2) **väikekoostootmisseade** - koostootmisseade, millel 50 kW < P_e < 1 MW;
3) **suured koostootmisseadmed** – koostootmisseadmete talituslik kogum, mille $P_e > 1$ MW.

[1] Wolfram, J. Decentralised Power Generation in the Liberalised EU Energy Markets: Results from the DECENT Research Project. Springer, 2003

Hajaenergeetika ning energiaühistute juures käsitleme pigem mikro- ja väikekoostootmisseadmeid, seega on järgnevalt antud ülevaade koostootmise tehnoloogiatest, mille P_e < 3 MW. Koostootmisseadmeid iseloomustab suhteliselt stabiilne väljundvõimsus, mis sageli on seotud soojuse tarbimismahtudega (majanduslikud kaalutlused), seega on negatiivne mõju võrgule võrreldes stohhastiliste energiaallikate ning stabiilsete elektritootmisseadmetega keskmine.

3.1.2. KOOSTOOTMISTEHNOLOOGIAD

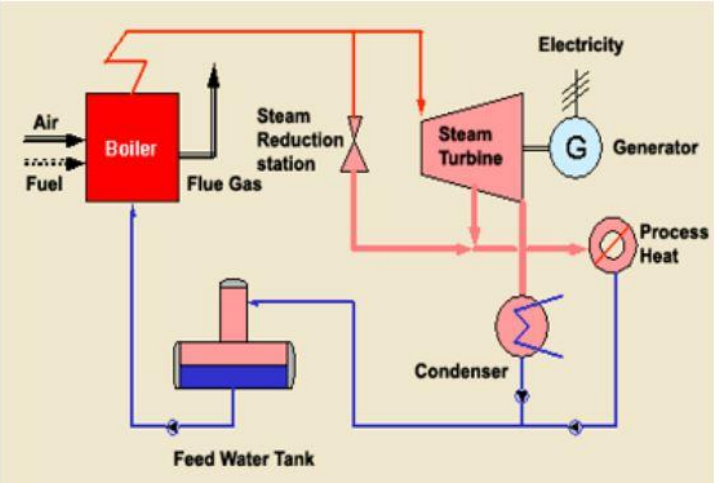
3.1.2.1. Auruturbiinid

Auruturbiinide töö põhineb Rankine'i ringprotsessil. Auruturbiinid võib jagada:

a) vasturõhuturbiinideks;

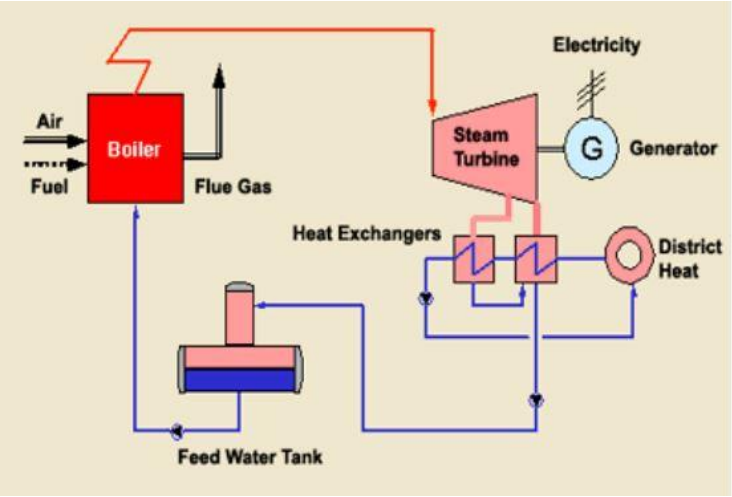
b) reguleeritava vaheltvõtuga turbiinideks.

Vasturõhuturbiinide (joonis 2.1.)) kasutamisel tuleb arvestada, et mida kõrgem on soojusvõrku edastatava vee temperatuur, seda kõrgem peab olema turbiini vasturõhk ning seda väiksem on toodetud elektrienergia kogus.



Joonis 0.1. Vasturõhuturbiini kasutamise tehnoloogiline skeem

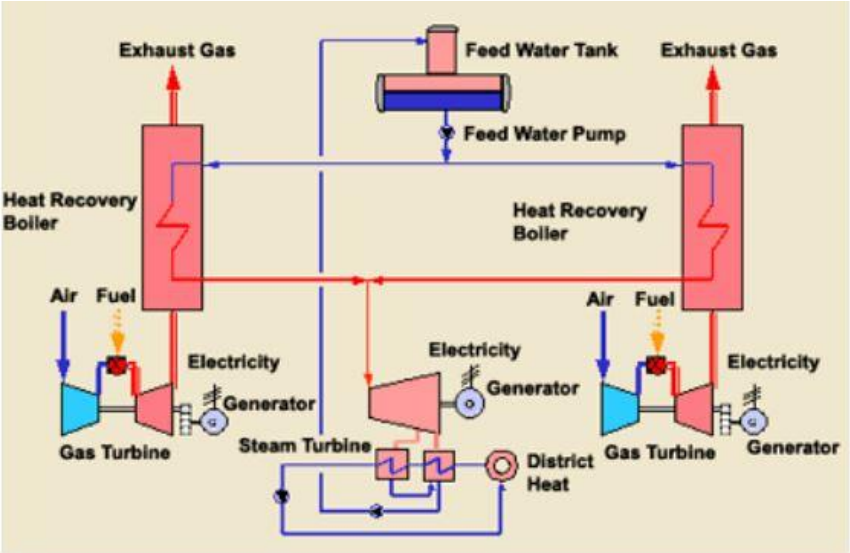
Vaheltvõtuga turbiinide kasutamisel ei sõltu elektriline koormus välisest soojuskoormusest, sest osa auru eemaldatakse enne lõpprõhuni paisumist.



Joonis 0.2. Reguleeritava vaheltvõtuga auruturbiini kasutamise tehnoloogiline skeem

3.1.2.2. Gaasiturbiinid

Gaasiturbiinseadme töö põhineb Braytoni ringprotsessil. Sealjuures saadakse soojust gaasiturbiinist väljuvate gaaside utiliseerimisel. Selleks kasutatakse kombineeritud gaasi- ja auruturbiiniga süsteeme (joonis 0.3), kus gaasiturbiinist lahkuv gaas suunatakse utilisaatorkatlasse, kus selle soojuse arvel toodetakse auru, mis suunatakse auruturbiini. Seega kasutatakse nimetatud süsteemi puhul nii Braytoni kui ka Rankine'i ringprotsessi. Kui gaasiturbiinseadmete elektriline väljundvõimsus on vahemikus 250 kW (30 kW mikro) … 480 MW, siis kombineeritud auru-gaasitsükliga seadmeid kasutatakse suuremate elektriliste väljundvõimsuste juures (P_e > 3 MW).



Joonis 0.3. Kombineeritud auru-gaasitsükliga seadme tehnoloogiline skeem

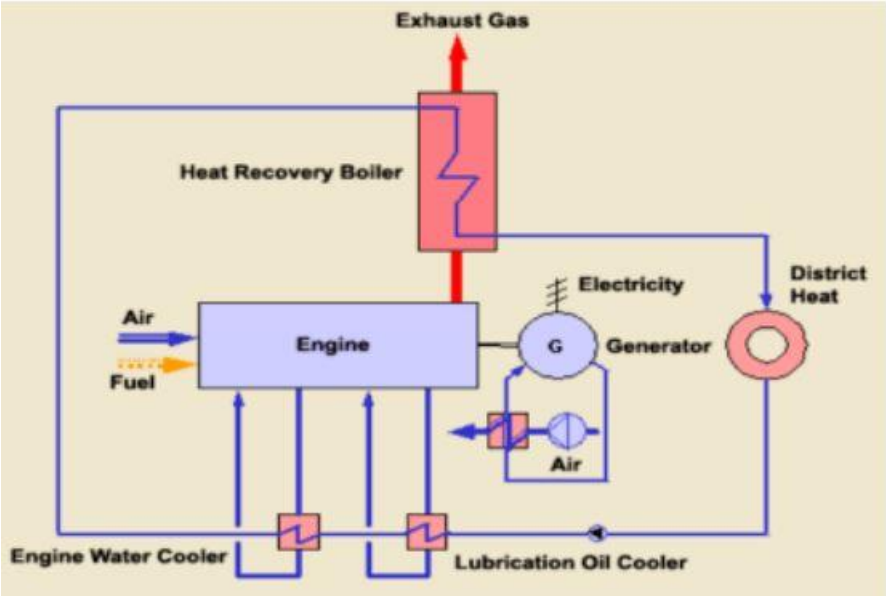
3.1.2.3 Sisepõlemismootor

Sisepõlemismootoriga seade põhineb:

a) Otto või

b) Dieseli ringprotsessil.

Ka eelnimetatud koostootmisseadmete (joonis 2.4.) puhul kasutatakse soojusenergia saamiseks seadmest väljuvaid gaase, kuid peamine osa soojusenergiat eraldub vesijahutussärgi kaudu.



Joonis 0.4. Sisepõlemismootoriga koostootmisseadme tehnoloogiline skeem

3.1.2.4 Mikrokoostootmine

Mikrokoostootmise all mõeldakse elektri ja soojuse tootmist eramutele, avalikele hoonetele jms seadmega, mille P_e < 50 kW. Nii väikse elektrilise väljundvõimsusega tootmisseadmed baseeruvad:

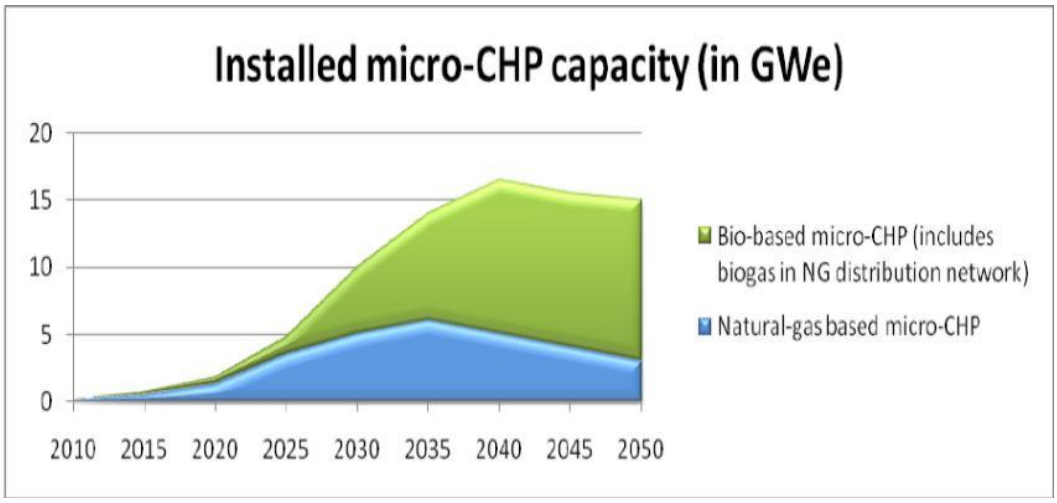
a) Stirlingmootoril;

b) orgaanilisel Rankine'i ringprotsessil (ORC);

c) sisepõlemismootoritel ning

d) kütuseelementidel.

Mikrokoostootmisseadmeid iseloomustab kõrge elektri ja soojuse tootmise efektiivsus. Mikrokoostootmisseadmete kasutamise prognoosi Euroopas kirjeldab joonis 0.5.



Joonis 0.5. Mikrokoostootmisseadmete potentsiaal Euroopas

3.1.2.5 Stirlingmootor

Stirlingmootor kui välispõlemismootor tänapäevases tähenduses põhineb kinnisel ringprotsessil, mis koosneb kahest isotermilisest ning kahest isohoorsest protsessist. Need toimuvad kahe omavahel kooskõlastatult liikuva kolvi (töökolb, väljatõrjekolb) koostöös. Stirlingmootor eeliseks on võimalus kasutada väga erinevaid liike kütuseid ilma mootorit ümberehitamata, puuduseks on vähene reguleeritavus.

3.1.2.6 Kütuseelement

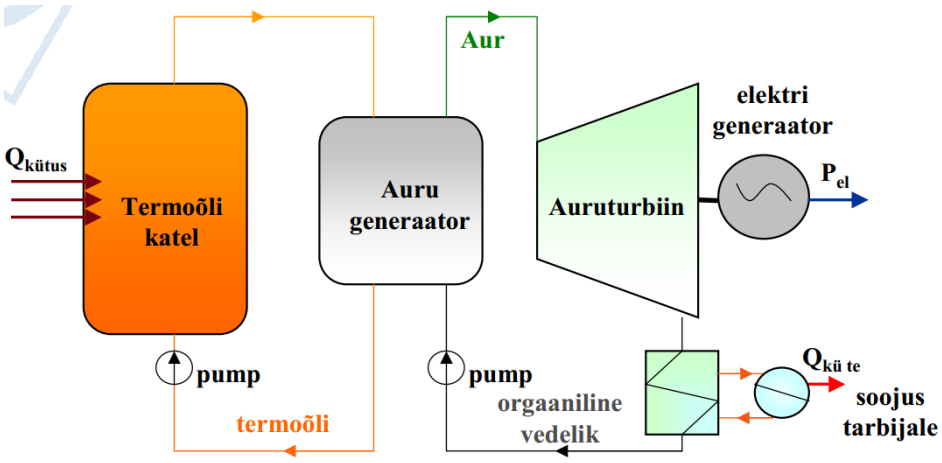
Kütuseelemendi kasutamisel toimub kütuse elektrokeemiline oksüdatsioon („külm põletamine“). Kütuseelemendi tehnoloogia võimaldab saada kütusest otse oksüdatsiooni protsessi käigus elektrienergiat, suhteliselt vähese soojusenergia eraldumisega. Puuduseks kõrge hind ning lühike tööiga ning kõrged nõudmised kütuse puhtusele.

3.1.2.7 Aurumootor

Aurumootori kui välispõlemismootori P_e jääb vahemikku 25…1500 kW (Spillingu aurumootor) ning selle elektriline kasutegur on väikestel koormustel suurem kui auruturbiinil. Peamisteks probleemideks on töökindlus, väike kasutegur ning tootjate puudumine.

3.1.2.8 Orgaaniline Rankine'i ringprotsess – ORC

ORC (*Organic Rankine Cycle*) on protsess, kus soojust muundatakse mehaaniliseks energiaks Rankine'i ringprotsessi abil. Sealjuures on soojuse edastuskeskkonnaks mitte vesi, vaid orgaaniline töövedelik (õli). ORC-seadmeid iseloomustab kõrge koormusdiapasoon.



Joonis 0.6. ORC tehnoloogiline skeem[2]

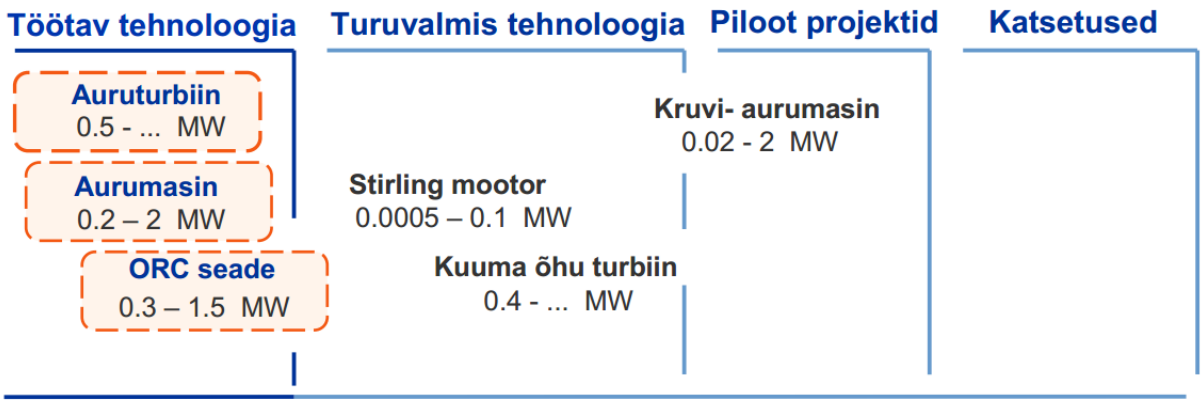
3.1.3 KOOSTOOTMISTEHNOLOOGIATE KASUTAMINE

3.1.3.1. Tahke kütuse otsene põletamine

Tahkete kütuste otsesel põletamisel kasutatakse soojuskandjatena auru või termoõli ning orgaanilist soojuskandjat. Koostootmistehnoloogiad, mille puhul toimub kütuse otsene põletamine katlas on:

1) **auruturbiinid sh**
    a) vasturõhuturbiinid.
    b) reguleeritava vaheltvõtuga auruturbiinid;
2) **orgaanilisel Rankine'i ringprotsessil** põhinev seade;
3) **Stirling mootor**;
4) **kuumaõhu turbiin;**
5) **kruvi-aurumasinad.**

Eelnimetatud tehnoloogiate turuvalmidust iseloomustab joonis 3.1.3.1.



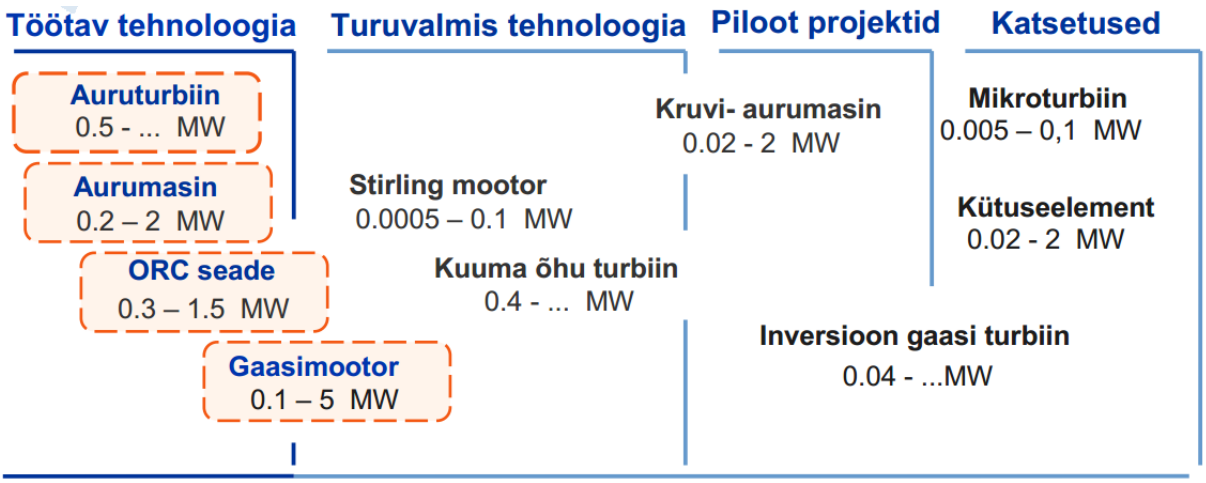
Joonis 3.1.3.1. Tahkete kütuste otsese põletamisega seotud tehnoloogiad ning nende turuvalmidus[2]

[2] Estivo AS. 2006. Eesti erinevate piirkondade eeluuring koostootmisjaamade ehitamiseks.

3.1.3.2. Gaasistamine

Gaasistamisega on seotud järgmised tehnoloogiad:

1) **auruturbiinid;**
2) **aurumasinad;**
3) **orgaanilise soojuskandjaga Rankine'i ringprotsessil** põhinevad seadmed;
4) **gaasimootorid;**
5) **Stirling mootorid;**
6) **kuumaõhu turbiinid;**
7) **kruvi-aurumasinad;**
8) **inversioon gaasiturbiinid;**
9) **kütuseelemendid;**
10) **mikroturbiinid.**



Joonis 3.1.3.2. Gaaskütuste põletamisega seotud koostootmistehnoloogiad ning nende turuvalmidus[2]

3.1.3.3. Võimalikud koostootmisseadmed energiaühistutes

Hajaenergeetika ning energiaühistute kontseptsiooniga sobivad kokku koostootmisseadmed, mille P_e > 1…3 MW. Sealjuures on tähtis, et elektriline väljundvõimsuse osa kogu energia toodangust oleks võimalikult suur.

Lisaks alljärgnevas tabelis (tabel 3.1.3.1) esitatule võib energiaühistute puhul kaaluda veel järgmisi tehnoloogiad:

a) **ORC –** P_e = 0,3…1,5 MW;

b) **puidu gaasistamine (pürolüüs)** ning gaasi põletamine sisepõlemismootoris.

Tabel 3.1.3.1. Mõningate > 3 MW koostootmisseadmete tehnilisi parameetreid[3]

Näitaja *Indicator*	Ühik *Unit*	Jõuseadmed *Power installations*					
		Ottomootorid *Otto engines*		Diiselmootorid *Diesel engines*		Gaasiturbiinid *Gas turbines*	
Elektriline võimsus *Electrical power*	MW_e	< 0,5 MW_e	> 0,5 MW_e	< 1 MW_e	> 1 MW_e	0,5–3 MW_e	
Pöörete arv *Revolutions per minute*	p/min	1500	1000	1500	1000	5000–14 000	
Soojuse- ja elektritoodangu suhe *Heat to power ratio*		1,4–1,7	1,2–1,5	1,4–1,5	1,1–1,3	2,5–3,6	1,9–2,3
Elektritootmise kasutegur *Power production efficiency*	%	32–34	33–35	35–36	36–37	15–27	
Soojusetootmise kasutegur *Heat production efficiency*	%	51–55	51–55	50–53	50–52	43–55	50–59
Kogukasutegur *CHP energy efficiency*	%	83–89	84–90	85–89	86–89	58–70	77–86
Kasutatavad kütused *Fuels used*		Maagaas/biogaas *Natural gas/biogas*		Diisliküts *Diesel fuel*		Maagaas/vedelküts *Natural gas/liquid fuel*	
Töötunde kapitaalremondini *Hours of operation until major repairs are required*	h	35 000	50 000	25 000	45 000	20 000	40 000

[3] Paist, A. Soojuse ja elektri koostootmise tehnoloogiatest. Eesti põlevloodusvarad ja –jäätmed. 2013

3.1.4. KOOSTOOTMISEGA SEOTUD PROBLEEMID NING SOOVITUSED SEADMETE PAIGALDAMISEKS

3.1.4.1. Koostootmistehnoloogiate eripärad

Koostootmistehnoloogiate paigaldamisel tuleb arvestada järgmiste eripäradega:

1. Koostootmisel toodetakse elektrienergia kõrval ka soojusenergiat.
2. Koostootmistehnoloogiad reeglina vajavad teatud kindlate **parameetritega** ja kindla **tarnekindlusega kütust**.
3. Üldjuhul tuleks lähtud koostootmise juures tootmisvõimsuste planeerimisel **võimalikust tarbija soojuskoormusest**.
4. Koostootmisseadmete **väljundvõimsus on hästi juhitav ja prognoositav** (näiteks seoses hooldustega).
5. Koostootmisseadmete elektrienergia toodang sõltub suuresti kütuse liigist ja kasutatavatest tehnoloogiatest, näiteks gaasi puhul on elektrienergia osa 50% ligidal, tahkekütuste puhul 20%...40%, kõrgeim gaasiturbiinseadmetel ning väikseim välispõlemismootoritega rakendustel.
6. Koostootmisseadme suuruse valikul tuleks arvestada tehnoloogiatega.
7. Võimalik on kasutada kohalikke energiaressursse.
8. Koostootmisjaamad on sobivad katma baaskoormust kuid on ka üsna hästi reguleeritavad (üldjuhul kuni 40% nimivõimsusest kasuteguri vähenemisega). Seega **on nad sobivad** teatud reservatsiooniga tuule- ja päikeseenergeetika **tootmisgraafikute balansseerimiseks**, väiksemad seadmed on sealjuures paindlikumad ja kiiremini reguleeritavad.
9. Koostootmisseadmed vajavad kütuse hoidmiseks mahuteid või laopinda, v.a. gaasiseadmed, kuid kõigi juures **peab arvestama reservkütuse varuga**.
10. Üldjuhul on võimalik kasutada väikeste ümberehitustega seadmetes erinevat liiki kütuseid ühe koostootmisseadme juures, näiteks on võimalik gaasi asendada vedela katlakütusega, puitu on võimalik asendada teiste tahkete ja vedelkütustega.
11. Võrku müüdava elektrienergia osa on koostootmisseadmete kasutamisel suurem, sageli ka kogu energia võrku müümine, kui tuule ja PV lahenduste korral, kuna nende võimsused on suuremad.

3.1.4.2. Hajaenergeetika lahendused koostootmisseadmetega.

A. Koostootmisseadmed sobivad **hajaenergeetika lahendustesse**: võimalik on kasutada kohalikke kütuseid, balansseerida teisi stohhastilise väljundvõimsusega taastuvenergia tootmisseadmeid.
B. Koostootmisseadmete kasutamine sobib hästi ühistuliseks tegevuseks tulenevalt suurusest, samuti on võimalik suurendada piirkonna tööhõivet (kütuse tarneahel).
C. Koostootmisjaamad omavad otsustavat rolli riigi energiajulgeolekus.

Soovitused koostootmisseadmete paigaldamiseks:

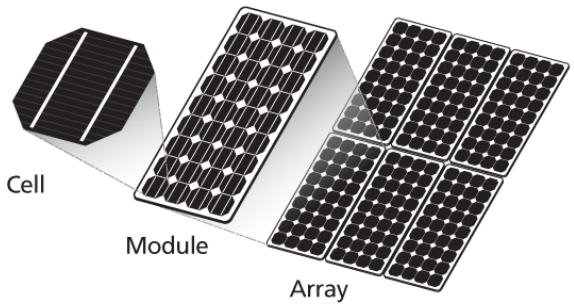
1. Eelplaneerimise staadiumis tuleb selgeks teha vajalik võimsus, infrastruktuuri olemasolu, **elektrivõrgu vajalik läbilaskevõime**, soojustarbija olemasolu jne.
2. Oluline on kindlaks teha **kütuse piisav olemasolu ja hind**, tähelepanu tuleb pöörata kütuse konkurentsivõimelisele hinnale ja selle stabiilsusele.
3. Planeeritava seadme suuruse määrab ka kasutatav tehnoloogia;
4. Koostootmisjaama planeerimisel tuleks lähtuda tarbija soojustarbest.
5. Tähelepanu tuleb pöörata antud piirkonna perspektiividele, soojust tarbivate ettevõtete konkurentsivõime ning **elektrienergia ostjale**.
6. Hea kui jaama planeerimisel nähakse perspektiivi omada kontrolli terve kütuse tarneahela üle.
7. Maagaasi kasutamisse tuleks suhtuda ettevaatusega, kuivõrd gaasi hind on kergelt mõjutatav poliitikast ning teistele kütustele üleminekul tuleb teha suuri lisakulutusi. Maagaasi kasutamine on hajaenergeetikas raskendatud, sest maagaasi jaotusvõrk on piiratud ning uute torustike rajamine on suhteliselt suure lisakuluga.

KIRJANDUS

1. Paist, A. Soojuse ja elektri koostootmise tehnoloogiatest. Eesti põlevloodusvarad ja –jäätmed. 2013
2. Mahat, P. Renewable Energy Sources and Storage Systems. 2012
3. COGEN Europe. Micro-CHP – A cost-effective solution to save energy, reduce GHG emissions and partner with intermittent renewables.

3.2. Elektrienergia otsetootmine fotogalvaanilistes süsteemides

Fotogalvaanilistes (PV) süsteemides kasutatakse fotogalvaanilist efekti valguskiirguse muundamiseks elektrienergiaks. Muunduri ülesannet täidab pooljuht fotoelement (p*hotovoltaic cell*). Fotoelemente valmistatakse ainetest, mis neelavad hästi footoneid päikese spektrialas. Enemlevinud on räni, kuna see on üks kättesaadavaim ja suhteliselt odav materjal. Valguskvandid e. footonid neelduvad pooljuhis, tekitades selles laengukandjaid, mille tõtte tekib elektriline potentsiaalide erinevus. Fotogalvaaniline element on tavaliselt eraldi kasutamiseks liiga väike, seetõttu moodustatakse elektriliste ühenduste abil elementidest moodulid ehk PV paneelid (*solar panel, module*). Sobiva voolutugevuse ning väljundpinge saamiseks ühendatakse PV paneelid omavahel paralleelselt või järjestikku, moodustades PV paneelide välja (*PV array*).

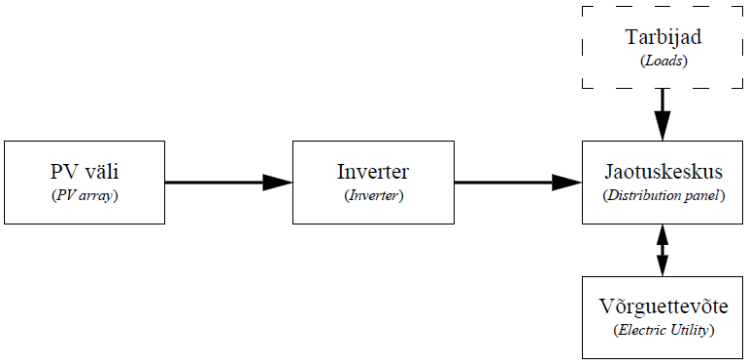


Joonis 1. PV element, paneel ja väli [1]

Väljadeks ühendatud PV paneelide väljundiks on alalisvool. Saadava energia kasutamiseks üldlevinud vahelduvvoolu seadmetes kasutatakse inverterit, mis muundab alalisvoolu vahelduvvooluks. PV süsteem võib lisaks sisaldada akupanka, laadimiskontrollerit, päikese jälgimise süsteeme (PV tracker) vms.

Fotogalvaaniline elementi suudab toota elektrivoolu ilma, et oleks ühendatud välise toiteallikaga. Klassifitseerides ühenduse järgi teiste toiteallikatega, saab teha jagunemise kahte gruppi: võrguühendusega (*Grid-connected*) või autonoomsed süsteemid (*Off-grid*).

Võrguühendusega PV süsteemid on ette nähtud töötama paralleelselt kohaliku võrguettevõttega. PV paneelidest saadav energia muundatakse inverteri abil võrgukvaliteedile vastavaks vahelduvvooluks. Enamasti toimub PV süsteemide liitumispunktis kahesuunaline energiavoogude liikumine. See tähendab, et kui kohaliku elektrisüsteemi tarbimine on suurem kui PV süsteemi väljundvõimsus, ehk bilanss on negatiivne, tarnitakse elektrienergiat lisaks võrguettevõttelt. Kui bilanss on positiivne, suunatakse ülejääv energia elektrivõrku. Energiavood fikseeritakse kahesuunaliste energiaarvestite abil. Võrgutoite katkemisel peab ohutuse tagamiseks inverter automaatselt lõpetama võrku energia edastamise.

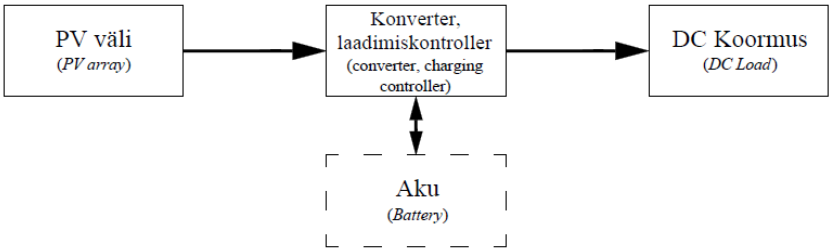


Joonis 2. Võrguühendusega PV süsteem

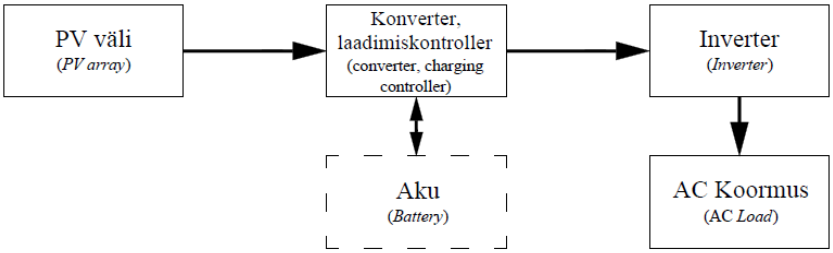
Võrguga liitumisel ei seata piiranguid PV süsteemides kasutatavatele paneelidele, vaid hinnatakse võrguinverteri vastavust kehtivatele võrgueeskirjadele ja seadusandlusele. Vastavust standardile tuleb dokumentide alusel tõendada.

Autonoomsed PV süsteemid töötavad võrguteenusest sõltumata ning on projekteeritud vastavalt kindlatele vahelduv- või alalisvoolukoormustele. Sellised süsteemid võivad koosneda lihtsamatel juhtudel ainult PV väljadest või komplekssemate süsteemide puhul sisaldada lisatoiteallikaid (tuulikud, generaatorid vms). Kõige lihtsam autonoomne PV süsteem on paneelide väljaga ühendatud alalisvoolukoormus. Kuna sellisel juhul puudub energiasalvestusvõimalus, töötab seade ainult päikesevalgustundidel. Paneelide väljundvõimsuse optimeerimiseks kasutatakse paneelide väljundis elektroonilisi DC-DC konvertereid, mis jälgivad paneelide maksimaalset võimsuspunkti (*maximum power point tracker* – MPPT). Elektrienergia järjepidevaks varustuseks kasutatakse akusid. Sellisel juhul

projekteeritakse PV süsteemi väljundvõimsus nii, et tootmise ning tarbimise vahel oleks tasakaal. Valgusrohkel ajal toimub energia muundamine PV süsteemis intensiivsemalt kui tarbimine seadmetes, mille tulemusena üleliigne energia paigutatakse akudesse. Kui tarbimisvõimsus ületab süsteemist saadavat võimsust, kasutatakse akudesse salvestunud energiat.



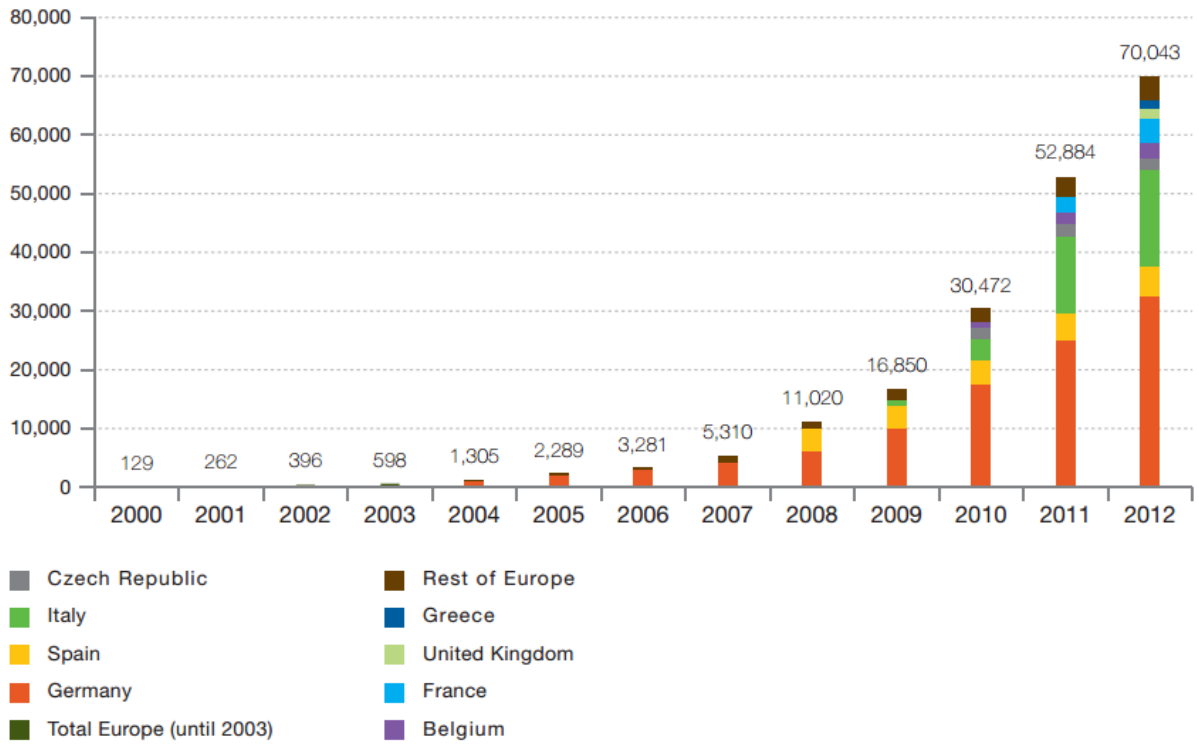
Joonis x.x. Autonoomne alalisvoolu PV süsteem



Joonis 3. Autonoomne vahelduvvoolu PV süsteem

Päikeseenergia ressurss

Euroopa on maailmamastaabis installeeritud PV süsteemide võimsuse järgi esikohal rohkem kui 70 GW aastal 2012. See moodustas ligikaudu 70 % kogu installeeritud võimsusest. Järgnevad Hiina (8,3 GW) ja USA (7,8 GW). Euroopas on juhtival kohal Saksamaa, kus on installeeritud võimsus 398 W elaniku kohta 2012 andmete seisuga. [2]



Joonis 4. PV süsteemide installeeritud kumulatiivne võimsus Euroopas (MW) [2]

Eestis on Põhja-Saksamaaga võrreldes päikese energeetiline ressurss sarnane, hinnanguliselt ~1000 kWh/m^2 aastas. Eesti Arengufondi tarbeks koostatud uuringu andmetel on Eestisse võimalik paigaldada 400…500 km^2 PV paneele, mis tänaste ränil baseeruvate tehnoloogiate juures oleks võimelised tootma aastas 52 TWh elektrit [3].

TE100 stsenaariumi kohaselt on prognoositud, et aastaks 2030 on Eestis installeeritud PV süsteeme koguvõimsusega 63 MW, tootes aastas 56 GWh elektrienergiat [4].

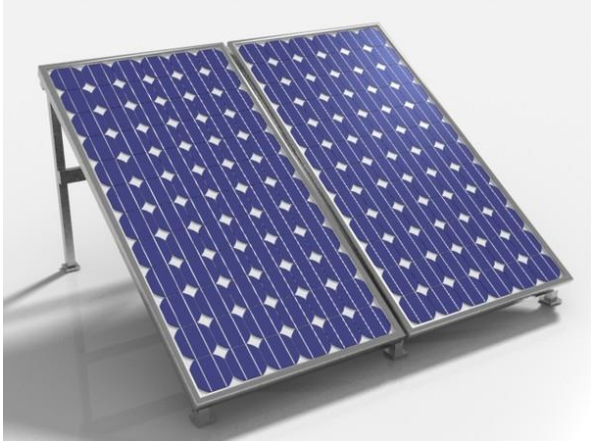
Päikeseenergia kasutamisel saab välja tuua mõningaid eeliseid võrreldes teiste tootmisviisidega:

- Energia muundamisel ei tekki müra. Saab kasutada tiheasustusega piirkondades.
- Võimsusgraafik kattub hästi hoonete jahutussüsteemide koormusgraafikutega.
- Puuduvad mehaaniliselt liikuvad osad (välja arvatud päikest jälgivad süsteemid). Seetõttu toimub vähem riketest tingitud seisakuid ning hoolduskulud on väikesed.
- Ressursi ühtlane jagunemine Eesti territooriumil. Kütus (päikesekiirgus) on praktiliselt piiramatult kasutatav, kuna puuduvad keskkonnaalased piirangud.
- Modulaarsus. Võimsuse suurendamine lisa paneeliväljade paigaldamisega.
- PV paneele on lihtne paigaldada olemasolevate hoonete katustele.

Oluliseks puuduseks on PV süsteemi perioodilisus ja juhuslikkus. Energiamuundamine toimub ainult päevasel ajal. Maapinnale rajatud PV süsteemid võtavad enda alla palju maapinda (väike energiatihedus). PV süsteemide suur osakaal energiatootmises eeldab nutikate võrkude ning koormuste juhtimise tehnoloogiate või energiasalvestus mehhanismide kasutamist.

PV süsteemide enamkasutatavad tehnoloogiad

Kristalliline räni (*Crystalline Silicon* – c-Si) on hetkel enamkasutatav materjal PV paneelide valmistamisel. Kristallilisest ränist valmistatud paneelid sisaldavad enamasti 60…72 elementi, võimsus 120…300 W ning valmistatakse 1,4…1,7 m^2 suuruste paneelidena. Kristallilist räni kasutatakse kahes vormis: monokristall (sc-Si) ja polükristall (mc-Si). Monokristallilised PV paneelid on efektiivsemad (13…19%), kuid nende tootmine on kulukam. Monokristalset räni toodetakse suurte tahvlitena, mis hiljem lõigatakse mõõtu. Seejuures tekkib palju kasutamata jääke. Polükristalsete paneelide valmistamine on tehnoloogiliselt lihtsam ning odavam. Puuduseks on madalam kasutegur (11…15%) võrreldes sc-Si paneelidega. [5]



Joonis 5. Kristallilisest ränist PV paneelid [6]

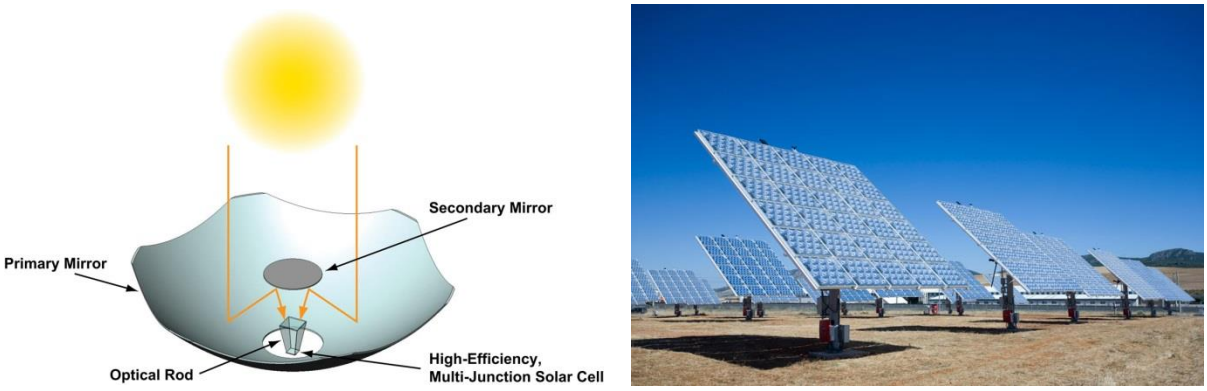
Õhukesekilelised PV elemendid (*Thin-film solar cell* – TFSC) koosnevad ühest või mitmest õhukese kihilisest fotogalvaanilisest materjalist, mis on kantud klaasist, plastikust või metallist aluspinnale ning kaetud läbipaistva oksiidikihiga. Kilepaneelide võimsus on 60…120 W ning valmistatakse 0,6…5,7 m^2 suuruste paneelidena. Tehnoloogias kasutatava aktiivmaterjali kogused on väikesed ning seetõttu on ka tootmiskulud madalamad kui kristallilise räni kasutamisel. Kilepaneele saab toota kiiremini, neid saab kanda õhukeste kihtidena erinevate materjalide peale, samuti on võimalik toota painduvaid PV paneele. Oluliseks puuduseks on madal kasutegur (4…12%). Kasutatava fotogalvaanilise materjali järgi eristatakse kilepaneele järgnevalt:

- Amorfsed räni kiled (a-Si)
- Mikromorfsed räni kiled (a-Si/µ-Si)

- Kaadmium-telluur kiled (CdTe)
- Vask-indium-[gallium]-seleen kiled (CIS/CIGS)

Joonis 6. Õhukesekilelised PV elemendid [7]

Koondavates PV süsteemides (*Concentrating Photovoltaics* – CPV) kasutatakse optilisi valgust koondavaid seadmeid (läätsed, peeglid vms), mille abil suunatakse valguskiirgus PV elementidele. Valguskiirguse koondamine PV elemendile toimub kõrge täpsusega päikest jälgivate mehhanismide abil, kuna erinevalt teistest tehnoloogiatest, kasutatakse CPV süsteemides ainult otsest päikesekiirgus komponenti. Suure valguskiirguse kontsentratsiooni tõttu kasutatakse energia muundamisel kõrge kasuteguriga väikese pindalaga PV elemente.

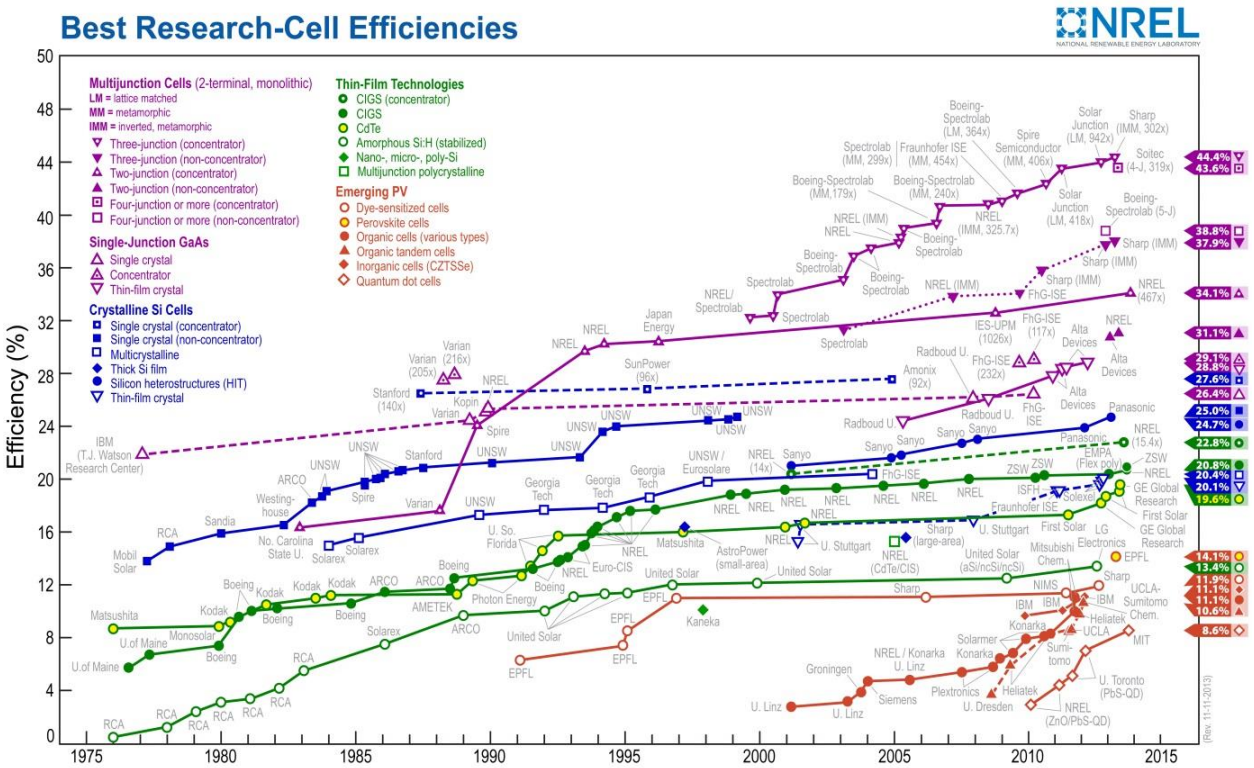


Joonis 7. CPV süsteem [8 9]

Arenevad ja uudsed tehnoloogiad

Materjaliteaduste vallas toimub teadus ja arendustegevus uute PV tehnoloogiate arendamisel. Uudsed materjalid on näiteks anorgaanilised ning orgaanilised PV elemendid. Mõlemal juhul on eesmärk saavutada majanduslikul madal sisend tehnoloogia tootmisel. Peamisteks puudusteks on hetkel süsteemide madal kasutegur ning lühike kasutusiga. Teine arenev suund põhineb termo-fotogalvaanilise (TPV) efekti kasutamisel. Näiteks on võimalik kuuma keha poolt eralduvast soojuskiirgusest samuti elektrit toota.

Päikesekiirgusest elektriks muundatav energia hulk sõltub kasutatavast tehnoloogiast. Mida kõrgem on süsteemi kasutegur, seda suurem on tootmisega hõivatud maapinna efektiivsus. Efektiivsuse areng muudab PV süsteemide maakasutust ökonoomsemaks. Alljärgnevalt on toodu NREL-i (*National Center for Photovoltaics*) kasuteguri uuringutulemused eri tehnoloogia PV elementide kohta.



Joonis 8. PV elementide kasutegur erinevate tehnoloogiate korral [10]

Päikeseenergeetika tiheasustusaladel

PV paneelide levinumad paigaldusviisid on nende kinnitamine olemasolevate hoonete katustele või suure võimsustega süsteemide puhul eraldi rajatisena maapinnale. Järjest enam on PV süsteemide rajamisega arvestatud juba hoonete projekteerimise algetappides, integreerides neid hoonete arhitektuursesse miljöösse.

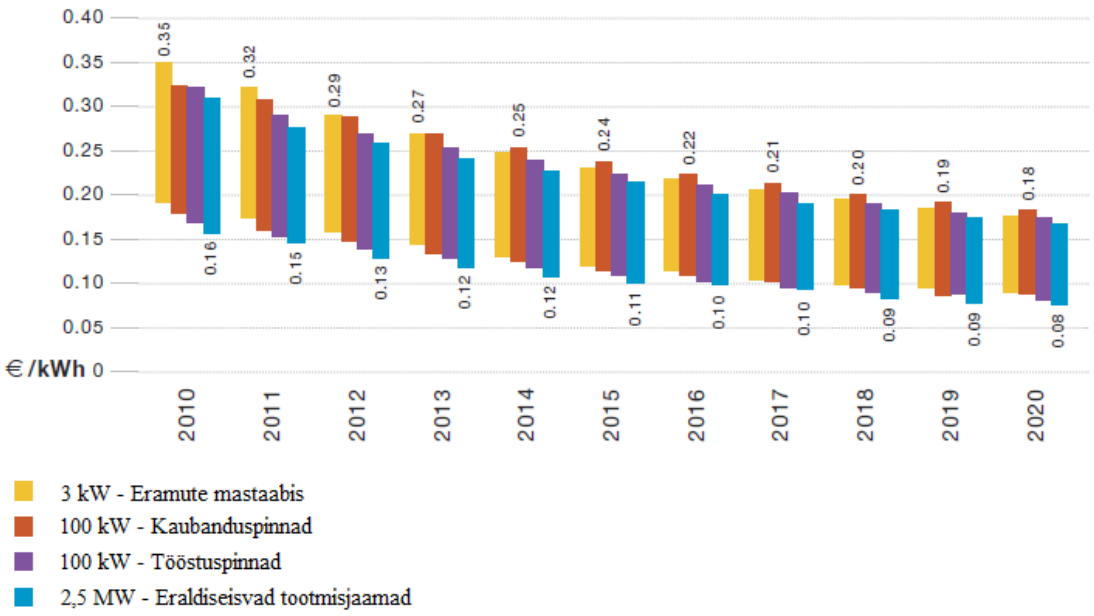
Joonis 9. PV süsteemid arhitektuuris (National Stadium – Kaohsiung, Taiwan) [11]

Päikeseenergeetika majanduslik külg

Ajakohase info esitamine PV süsteemide maksumuse kohta on keerukas ülesanne, kuna PV tehnoloogiad on pidevas arengus. Tehnoloogiline innovatsioon, tootmisprotsesside pidev areng ning kasvav nõudlus turgudel on kaasa aidanud PV süsteemide hindade langustrendile. Hinnalangus muudab nad majanduslikult atraktiivsemaks ning kättesaadavamaks ka ilma riiklike toetussüsteemideta.

Viimase 20 aasta jooksul on PV süsteemide hinnad langenud rohkem kui 20 %, iga kord kui paneelide kumulatiivne müüdud maht kahekordistub. Euroopa liidus on toimunud viimase 5 aasta jooksul 50 % hinnalangus. [12]

EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*) on prognoosinud päikeseenergia hinnamuutust aastani 2020. Sõltuvalt süsteemi suurusest jääb see vahemikku 0,08…0,18 €/kWh. Uuringus on esitatud andmed erinevate jaamade võimsuste ning paigalduskohtade järgi.



Joonis 10. Päikeseenergia maksumuse prognoos [12]

Alljärgnevalt on esitatud Eesti Arengufondi jaoks koostatud uuringus prognoositud PV süsteemide ühikmaksumused aastani 2030, sõltuvalt jaama võimsusest.

Tabel 1. PV süsteemi installeerimise maksumus (€/W) [3]

Süsteemi suurus installeeritud võimsuse järgi	2012	2020	2030
Väike süsteem, kuni 10 kW	1,8	1,5	1,2
Keskmine süsteem, kuni 100 kW	1,6	1,2	1
Suur süsteem, üle 100 kW	1,3	1	0,8

EPIA andmetel kujuneb aastaks 2020 PV süsteemide ühikmaksumuseks vastavalt 1,52… 2,08 €/W, 1,3…1,7 €/W ja 1,21…1,5 €/W vastavalt süsteemi suurusele, alustades väikseimast [12].

Päikese elektrienergeetika probleemid ning soovitused seadmete paigaldamiseks

Päikese elektrienergeetika seadmed omavad järgmisi eripärasid:

- päikese kiirgus kui taastuvenergiaallikas on stohhastilise iseloomuga, samas ka PV paneelide väljundvõimsus, mida iseloomustab peamiselt ööpäevane periood, mille sees on stohhastilisi väljundvõimsuse kõikumisi;
- PV paneelide muutlikke toodangunäitajaid on võimatu täpselt ette ennustada;
- Eesti laiuskraadil PV paneelide võimsusnäitajad sõltuvad tugevalt aastaajast, PV paneelide toodangut ei saa arvestada kolmel kuul aastas: novembris, detsembris ja jaanuaris;
- Eestis on päikesekiirguse tihedus praktiliselt sama piirkonniti, seega eeluuringute vajadus on seotud peamiselt asukoha spetsiifika väljaselgitamiseks, peamiselt on varjude tekke vältimise

küsimused PV paneelidele, paigutades PV paneele mitmesse ritta on oluline välja selgitada sobiv ridade vahe, et vältida paneelide omavahelist varjutust;

- PV paneelide nimivõimsuse aastane keskmine maksimaalkoormuse kasutustegur on madal, ulatudes 12%, mis pikendab seadmete tasuvusaega ja on päikeseenergeetika arengut pidurdavaks teguriks;
- PV paneelide paigalduskohas ei pruugi olla alati piisava läbilaskega võrguühendust;
- PV paneelide puhul tuleb arvestada mõõdukalt negatiivseid keskkonnamõjusid, visuaalne ja emotsionaalne mõju;
- sageli üsna kõrged liitumisega seotud tasud;
- PV paneelidel puuduvad tavapäraste lahenduste juures liikuvad osad, seega hooldusvajadus on väike piirdudes ainult paneelide puhastamisega. Liikuvate osadega PV lahenduste juures lisandub täiendav energiakulu ja hooldusvajadus;
- PV paneelide paigaldusvõimalused on palju laiemad kui näiteks elektrituulikutel. PV paneele on võimalik integreerida linna keskkonda, paigutada paneele näiteks probleemideta hoonete katustele ja seintele;
- päikesekiirguseenergia on tasuta, kuid selle muundamiseks elektrienergiaks tuleb investeerida seadmetesse;
- PV paneelide konstruktsioonide projekteerimisel tuleb arvestada ka lume koormusega;
- PV paneelide paigaldamisel peab arvestama ohutu ligipääsuga teenindamiseks, näiteks hoolduseks ja talviseks lume eemaldamiseks;
- kuumadel suvepäevadel võib paneelide toodang mõnevõrra väheneda seoses kõrge temperatuuriga. Seega on soovitav, et paneelide ümber oleks tagatud normaalne loomulik õhuvahetus.

Hajaenergeetika lahendused PV paneelidega:

- PV paneelide paigaldusvõimalused on palju laiemad ja paindlikumad kui ükskõik millistel teistel energiatootmisseadmetel, näiteks tiheasustusalad, honed jne;
- PV paneelid hajaenergeetika lahendustes aruka planeerimise korral annavad võimaluse kasutada energiat kohapeal, mis vähendab vajadust võrkude tugevdamiseks kuna energiavood võrkudes vähenevad;
- PV paneelid hajaenergeetika lahendustes annavad võimaluse regionaalpoliitika arendamiseks, energiaühistute tekkimiseks, energiahinna vähendamiseks piirkonnas, raha energeetikas jääb piirkonda.

Soovitused PV paneelide paigaldamiseks:

- kõigepealt tuleb selgeks teha, mis eesmärgil PV paneele paigaldatakse. Peamine eesmärk võib olla elektrienergia tootmine kas omatarbeks või võrku müümiseks, samas võib olla huvi kasutada PV paneele ka kui disainielementi või on suurenenud positiivne huvi päikeseenergeetika vastu ning PV paneele katsetatakse ja uuritakse;

- üldreeglina võiks planeerida PV süsteem võrkuühendatuks ning arvestades üsna ebamäärast taastuvenergia toetuspoliitika tulevikku, tuleks võimalikult palju saadavast energiast kasutada kohapeal oma või naabrite tarbimise katteks;

- autonoomsel PV paneelide lahendusel tuleks planeerida ka piisavas mahus elektrienergia salvestusseadmeid

- enne PV paneelide paigaldamist tuleks kooskõlastada plaan naabrite, võrguettevõttega ja omavalitsusega või veel võimalike huvipooltega, näiteks kaitsevägi jne, et selgitada välja võimalikud kitsaskohad, näiteks naabrite vastasseis nn NIMBY suhtumine, vallavalitsuse eriplaanid planeeritava asukohaga, kehv jaotusvõrgu olukord jne;

- PV paneellahenduse eelplaneerimisel tuleks tähelepanu pöörata järgmistele asjaoludele: tuuletingimused ja kinnituste vastavus sellele, eriti katusele paigaldamise korral. Näiteks kui on plaan ka enne katus renoveerida, tuleks vastavad kinnituskohad katuse remondil juba enne ära teha, kulude kavandamisel PV paneelide soetamisel tuleb tähelepanu pöörata lisaks ahvatlevale paneelide madalale hinnale ka inverteri hinnale, kuna mõne kW lahenduste juures võib inverteri hind olla samas suurusjärgus paneelide maksumusega;

- PV paneelid ja seadmed tuleb valida selliselt, need oleks lubatud kasutada EL-is (vastav sertifitseering ning luba ka võrguettevõtte poolt) ning soovitavalt oleks ka remonditeenus saadaval Eestis;

- PV süsteemi dimensioneerimisel tuleb majanduslikult parima kasu saamiseks lähtuda tarbimisandmetest, eesmärgiga saavutada võimalikult madal kWh-i maksumus;

- päikesekiirguse stohhastilisest iseloomust tingituna juhul kui soovitakse võimalikult palju energiat ise kasutada on soovitav leida lahendused päikesevõimsuste balansseerimiseks, parim tehniline lahendus võib olla vee-energia kasutamine, samas võib kasutada ka generaatoreid, tuule energia lahendusi ning erinevaid elektrienergia akumulatsiooniseadmeid;

- kui soovitakse päikese elektrienergiat ainult võrku müüa, tuleks soovitavalt enne uurida elektrienergia soodsaid ja püsivaid müügivõimalusi ning võrkude vajaliku läbilaskevõimsuste olemasolu.

Viited

1. Solar (PV) Cell Module, Array. Kättesaadav: http://www.samlexsolar.com/learning-center/solar-cell-module-array.aspx
2. Global Market Outlook For Photovoltaics 2013-2017. Kättesaadav: http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/Competing_Full_Report.pdf
3. Päikeseenergia ressurss, Arengufond. Kättesaadav: http://www.energiatalgud.ee/index.php?title=P%C3%A4ikeseenergia_ressurss
4. Taastuvenergia 100% - üleminek puhtale energiale. Kättesaadav: http://www.taastuvenergeetika.ee/wp-content/uploads/2012/08/TE_100.pdf
5. Technology Roadmap. Solar photovoltaic energy. Kättesaadav: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf
6. http://preview.turbosquid.com/Preview/Content_2009_07_14__11_30_15/top.jpg36474a21-90c8-4f7c-9165-fb2752bff527Larger.jpg
7. Thin-Film Photovoltaics. Kättesaadav: http://www.utexas.edu/pmcs/sustainability/documents/UTHelioVoltPresentation.pdf
8. http://www.greenenergyreporter.com/renewables/solar/large-scale-solar-power-live/
9. CPV Consortium. Kättesaadav: http://www.cpvconsortium.org/cpvtechnology/mediagallery.aspx
10. Best Research-Cell Efficiencies. Kättesaadav: http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg
11. 100% solar powered stadium built in Taiwan. Kättesaadav: http://greyfactory.tumblr.com/post/211290479/100-solar-powered-stadium-built-in-taiwan
12. Solar Photovoltaics. Competing in the Energy Sector. Kättesaadav: http://greyfactory.tumblr.com/post/211290479/100-solar-powered-stadium-built-in-taiwan

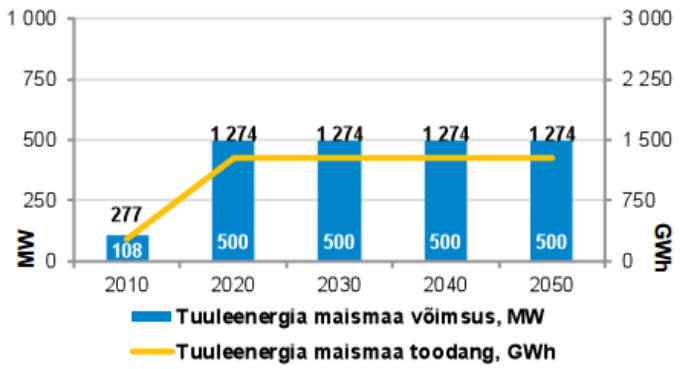
3.3. Tuuleenergia osa hajaenergeetikas

Hetkel on Eestisse installeeritud ainult maismaal paiknevad tuulikud sh, mitmed väiketuulikud. Avamere tuuleparkide jaoks on planeeriguid tehtud, kuid antud planeerigute puhul on tegu juba suhteliselt suurte võimsustega, mis on geograafiliselt koondunud. Elering oli 2010.a-ks saanud

tuuleelektrijaamade liitumistaotlusi 4000 MW ulatuses, millest valdav enamus oleks avamere tuulepargid. Arvestades Eesti elektrisüsteemi tarbimist, on tehniliselt teostatav tuulikute koguvõimsus väiksem, jäädes 900 MW piiresse [1].

Käesolevas dokumendis vaadeldakse hajusalt paiknevat elektritootmist ja keskendutakse edasises kirjelduses mikrotootja definitsiooni alla käivatele tuulikutele (≤ 200-kW) [2], mida on edaspidi nimetatud väiketuulikuteks. Tuulikuid liigitatakse ka rootori haaratava pindala järgi, näiteks standard IEC 61400-2 defineerib, et väiketuuliku rootori haaratav pindala on kuni 200m^2.

TE100 prognoosis on pakutud, et aastaks 2020 on Eesti maismaale installeeritud elektrituulikuid koguvõimsusega 500 MW [3]. Väiketuulikud on kõik maismaale installeeritavad ja seega sisalduvad need antud prognoosi sees. Samas ei ole täpsemalt prognoositud, kui suure osa sellest moodustavad suured tuulikud ja tuulepargid ning kui suure osa väiketuulikud.



Joonis. 1. Maismaa tuuleenergia installeeritud võimsuse ja toodangu prognoos Eestis [3]

Eesti Arengufondi tarbeks koostatud uuring „Eesti Energiaressursid“ pakub tulevikuks isegi püsivamalt kasvavat tuulikute installeeritud mahtu [4].

Tabel 1. Tuuleenergia kasutamise prognoos Eestis [4].

	2012	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Tuul (ainult maismaa), MW	275	400	500	1300	1800
Tuul (ainult maismaa), GWh	460	1016	1270	3303	4573

Tuuleenergia ressurss on Eesti erinevates asukohtades varieeruvam kui näiteks päikeseenergia ressurss, selle põhjal saab eeldada, et tuulikute installeeritud võimsused koonduvad rohkem kindlatesse piirkondadesse kui teised elektri mikrotootjad. Tuuleenergia kasutamiseks on potentsiaalseimad alad Lääne- ja Põhja-Eestis, kuhu on ka enamus seni installeeritud tuulikuid paigutatud. Eeltoodust eeldada, et väiketuulikute arvu suurenemisel installeeritakse enamus uusi tuulikuid juba olemasolevate tuulikute lähikonda, kus on potentsiaalseimad asukohad. Sellisel kombel võivad mitmed väiketuulikud koonduda jaotusvõrgu ühte alajaama-piirkonda. Samuti saab eeldada, et valdav osa väiketuulikuid paigaldatakse suurtest tarbimiskeskustest eemale ning selle tõttu võivad need mõningatele alajaama-piirkondadele arvestatavat mõju avaldada.

Eraisikute poolt paigaldatavate tuulikute levinud nominaalvõimsusteks on 0,1...5kW, 10kW ja 20kW. Väiketuulikute levinuimaks suuruseks on 2012 aastal olnud 10kW, kuna selle investeeringutasuvus on parem kui väiksematel tuulikutel ning sellest suuremate

nominaalvõimsuste juures oleks võrguga liitumise tingimused juba keerukamad [5]. Suur osa väiketuulikuid installeeriti aastal 2012 antud KredEx toetuste abil. 24.04.2013 seisuga liitunud 16 mikrotootja tootmisseadmete koguvõimsus oli 405 kW. Päikeseelektrijaamu on nende hulgas 11, koguvõimsusega 69 kW. Tuulest elektrit tootvaid mikrotootjaid oli viis ja nende tootmisseadmete koguvõimsus on 336 kW. Väikseim võrkuühendatud tuulik oli 10 kW ja suurim mikrotootja definitsiooni alla käiv tuulik oli 150 kW [2].

Nii tuuleenergia kui päikeseenergia on stohhastilise iseloomuga, kuid tuulikutel on mõningad eelised võrreldes päikeseenergiaga:

- tuulikute energiatootmise kellaaeg ei ole piiratud päevase ajaga,
- sessoonselt langeb elektri tootmine tarbimisega paremini kokku, kui päikeseenergial,
- tuulikute väljundvõimsus on rootori inertsi tõttu ajas sujuvamalt muutuv kui näiteks PV-paneelide väljundvõimsus vahelduva pilvisusega ilma korral.

Miinuseks on keeruline elektritoodangu prognoosimine ning tuulevaikuse perioodid.

Võrguga liitumine

Tuulikute võrguga liitmisel on oluline osa inverteril. Võrguga liitumiseks on esitatud nõuded:

- Vastab elektromagnetilise ühilduvuse nõuetele, standard EVS-EN 50438:2008,
- nõutavad kaitsesätted on tüüptestitud,
- seadistatav vastavalt standardi üldsätetele.

Lisaks peaks tuulikul olema:

- Saarerežiimi jäämise vastane kaitse (ingl *anti-islanding*),
- elektriline pidur (reostaat),
- maksimaalse võimsuspunkti funktsioon (ingl. *maximum power point tracking*), saavutamaks suurimat energiatoodangut.

Tuulikute tehnoloogia

Tuulikuid kasutatakse nii võrku ühendatult kui ka autonoomselt akudega süsteemides. Antud dokumendis käsitletakse võrkuühendatud süsteeme ja akude kasutamist ei käsitleta, kuna võrgu olemasolul pole need majanduslikult otstarbekad.

Väiketuulikute seas on nii passiivse kui ka aktiivse pööramisega tuulikud. Aktiivse pööramisega süsteem vajab võrgust energiat, sest pööramise ajamid, andurid ning automaatika tarbivad energiat. Lisaks on tuuliku juures kasutatavatel tuuleanduritel enamasti ka elektriline soojendus.

Lisaks inverteritele ja ülalmainitud osadele on tehnoloogiliselt elektrituulikute kõige olulisimaks osaks generaator. Levinumad generaatoritehnoloogiad on:

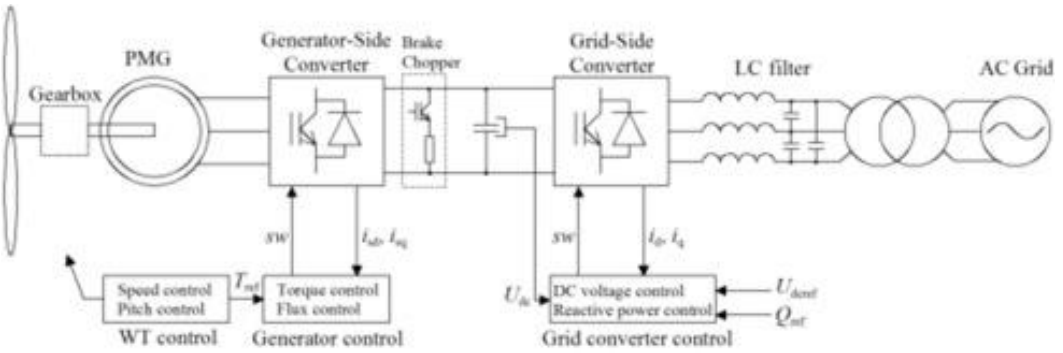
- Püsimagnet-generaator (PMG),
- asünkroongeneraator (SCIG),
- sünkroongeneraator (SG),
- kaksistoitega ja muutuvlibistusega asünkroongeneraator (DFIG).

Järgnevalt on toodud ülalmainitud generaatoritüüpide võrkuühendamise skeemid.

PMG – püsimagnetgeneraator

Väiketuulikute seas hetkel kõige levinum tehnoloogia on püsimagnet-generaatorid. Püsimagnet generaatorite seas on nii sünkroon- kui asünkroongeneraatoreid. Antud konfiguratsiooni puhul

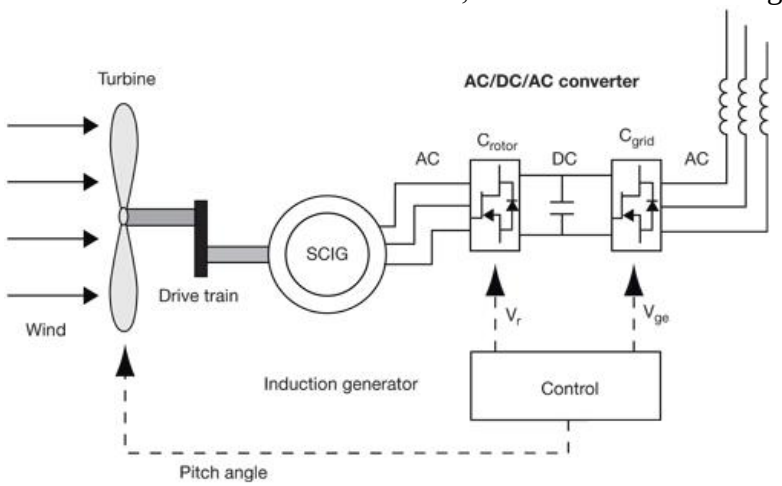
on tegu täieliku inverteriga, mis koosneb alaldist ja vaheldist ning tagab sujuva võrkuühendumise. Rootori ja generaatori vahelist käigukasti võidakse sellisel juhul kasutada või ka mitte.



Joonis 2. Püsimagnet-generaatoriga tuuliku võrku ühendumise skeem [**Error! Reference source not found.**].

SCIG – *squirrelcage induction generator*

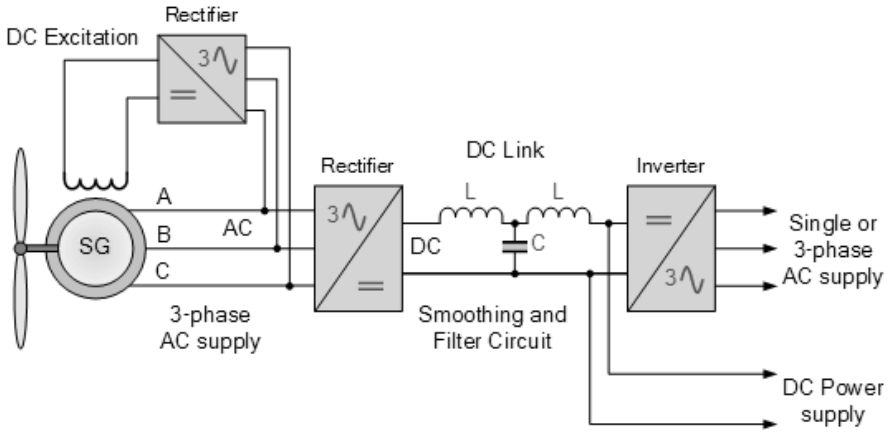
Alljärgneval joonisel on asünkroongeneraatoriga tuuliku võrkuühendumise skeem. Ka antud skeemis on generaator ühendatud võrku inverteri abil, mis kasutab alaldit ning vaheldit.



Joonis 3. Muutuva pöörlemiskiiruse ja asünkroongeneraatoriga tuuliku võrkuühendumise skeem [11].

SG - sünkroongeneraator

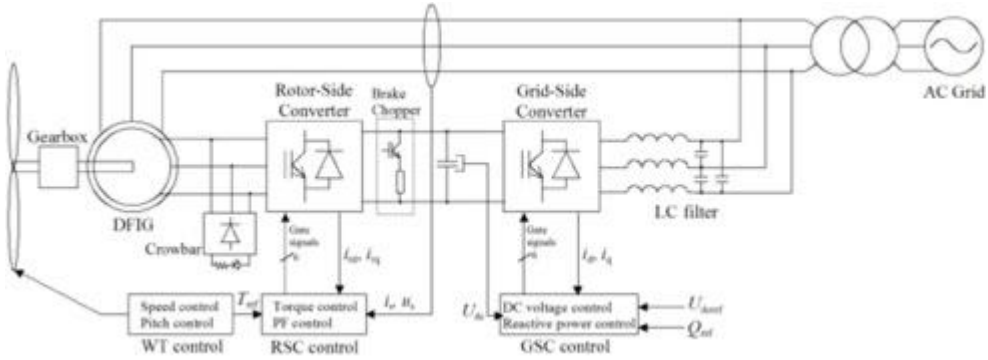
Alljärgneval joonisel on toodud sünkroongeneraatoriga tuuliku võrkuühendumise skeem.



Joonis 4. Sünkroongeneraatoriga tuuliku võrkuühendumise skeem.

DFIG - kaksiktoitega asünkroongeneraator

DFIG-tuulegeneraatoril on staator otse võrku ühendatud ja rootoril on kontaktrõngad ning harjad, et võimaldada rootori võimsuse/takistuse kontrollimist. Rootorit kontrolliva konverteri võimsuseks on tavaliselt umbes 30% generaatori võimsusest. Tänu konverterile on sisselülimise hetkel voolutõuge vaid 20% nimivoolust [9]. DFIG süsteem on väiketuulikutel vähelevinud.

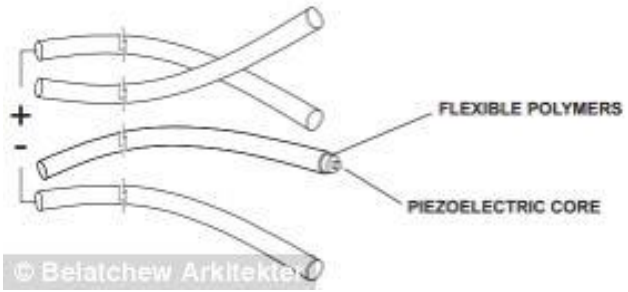


Joonis 5. Kaksiktoitega ja muutuvlibistusega asünkroongeneraatoriga tuuliku võrku ühendumise skeem [**Error! Reference source not found.**].

Arendusjärgus tehnoloogiad

Piesoelektrilised elemendid

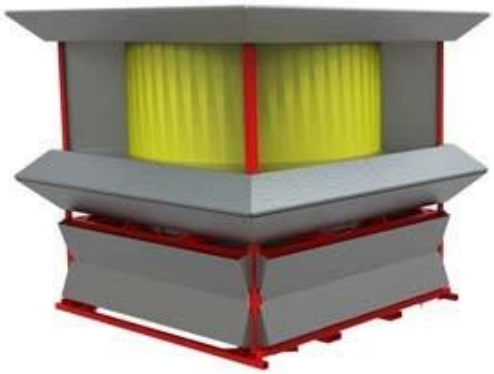
Üks arendusjärgus tehnoloogia on **piesoelektrilised elemendid**, mis toodavad elektrit tuule käes võnkudes. Samas on tehnoloogia veel nii varases arendusjärgus, et on võimatu ennustada kas lähimate aastakümnete jooksul hakkab see arvestataval määral levima või mitte. Sellega seoses, ei saa hinnata ka mõju võrgule.



Joonis 6. Piesoelektrilised elemendid tuule abil elektri tootmiseks [8]

Tuulikud tiheasustusaladel

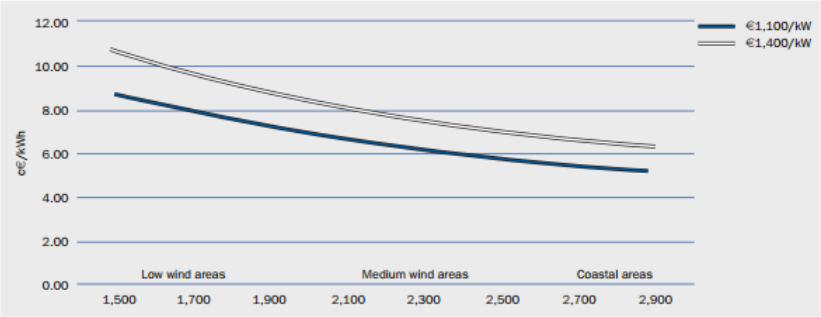
Tuulikute kasutamine nii suures mahus tiheasustusaladel, et see hakkaks elektrivõrgule mõju avaldama on ebatõenäoline. Väiketuulikuid on võimalik küll hoonete katustele paigaldada, kuid hooned mille kõrgus on piisav tiheasustusalale tuuliku paigaldamiseks on nii suure omatarbega, et toodang tarbitaks kohapeal ära. Alljärgnevalt on näide tuulikust, mida pakutakse lamekatustega hoonetele paigaldamiseks.



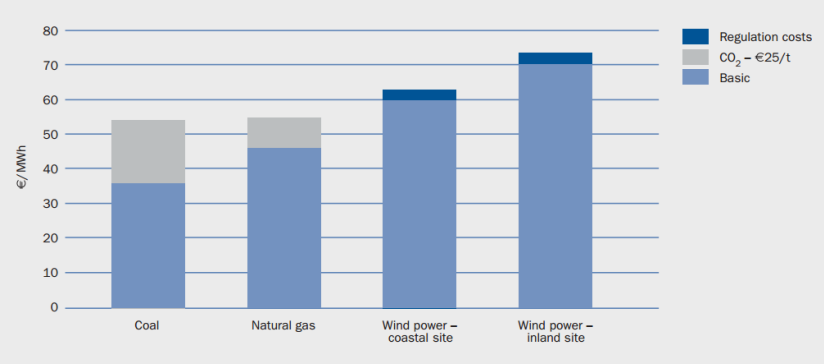
Joonis. 7. Lamekatusele paigaldatav vertikaalne 5 kW tuulegeneraator. [9]

Tuuleenergia majanduslik külg

Alljärgneval joonisel on näidatud tuuleenergia maksumus Euroopa Liidus võrreldes fossiilsetest kütustest toodetud energiaga. Maismaatuulikute installeerimismaksumuseks annab Euroopa Tuuleenergia Assotsiatsioon vahemiku 1,100 €/kW…1,400 €/kW, ja keskmisena 1,225 €/kW. Sellest tulenevalt on leitud ka toodetava elektrienergia hind, mis sõltub väga suures osas tuuliku maksimaalvõimsuse kasutustegurist [0].

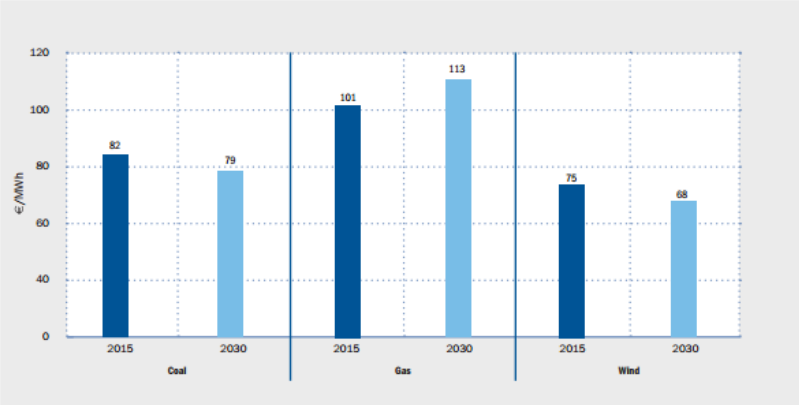


Joonis 8. Tuulikutega toodetava elektrienergia hind eurosentides sõltuvalt aasta täistöötundidest (maksimaalvõimsuse kasutustegur x 8760) ning erinevate installeerimismaksumuste juures, 2010 [0].



Joonis 9. Tuulikutega toodetava elektrienergia hinna võrdlus fossiilsetest kütustest toodetud elektriga, 2010 [0].

Hinnaprognoos:



Joonis 10. Tuuleenergia ja fossiilkütustest toodetud energia hinnaprognoos euroopa liidus 2015 ja 2030 aastatel [0].

Tuuleenergeetika probleemid ning soovitused seadmete paigaldamiseks

Tuulenergeetika seadmed omavad järgmisi eripärasid:

- tuul kui taastuvenergiaallikas on stohhastilise iseloomuga, sellest tulenevalt on ka tuulikute väljundvõimsus stohhastiline, kusjuures tuulekiiruse muutuste amplituud võimendub tuulekiiruse muutuse kolmanda astmega tuuliku väljundvõimsusel;

- tuuliku muutlikke toodangunäitajaid on võimatu täpselt ette ennustada;

- võivad esineda suhteliselt pikad tuulevaikusperioodid ja majanduslikult arvestatav aasta keskmine tuulekiirus (üle 4m/s) on küllalt vähestes kohtades Eesti sisemaal;

- vaja on hoolikalt läbiviidud eeluuringuid, tuulekiiruse mõõtmisi eeldatavas tuuliku paigalduskohas, mis on sageli aeganõudev ja mitte edukas, samuti on vaja tuulikute paigaldus kooskõlastada kohaliku kogukonnaga;

- tuulegeneraatorite nimivõimsuse keskmine maksimaalkoormuse kasutustegur on madal, ulatudes kõige paremates tuuletingimustes kuni 40%-ni, kehvade tuuletingimuste juures on maksimaalvõimsuse kasutustegur madalam, mis pikendab seadmete tasuvusaega;

- head tuuletingimused ja suur võrkude läbilaskevõime ei ühti sageli, heade tuuletingimustega kohad asuvad kohtades, kus on hõre asustus ja suure läbilaskevõimega võrgud on väljaarendamata;

- tuulikute puhul tuleb arvestada mõõdukalt negatiivseid keskkonnamõjusid, visuaalset ja emotsionaalset mõju, müra, valgusvärelust , mõju linnustikule;

- teatud probleemid kooskõlastamisel võrguettevõttega ja sageli üsna kõrged liitumisega seotud tasud;

- tuulevoos sisalduv energia on tasuta.

Hajaenergeetika lahendused väiketuulikutega:

- Eesti on suhteliselt hõredasti asustatud, see pakub sagedasti võimalusi paigaldada väiketuulikuid, ilma, et need häiriksid naabreid, kui ainult asukohas piisav tuuleressurss on;

- Väiketuulegeneraatorid annavad hajanergeetika lahendustes aruka planeerimise korral võimaluse kasutada energiat kohapeal, mis mõnel juhul vähendab vajadust võrkude tugevdamiseks ja samas vähendab elektrienergia kadusid võrkudes;

- väiketuulegeneraatorid hajanergeetikalahendustes annavad võimaluse regionaalpoliitika arendamiseks, võimalused energiaühistute tekkimiseks, energiahinna vähendamiseks piirkonnas, raha energeetikas jääb piirkonda.

Soovitused väiketuuleseadmete paigaldamiseks:

- kõigepealt tuleb selgitada, mis eesmärgil tuulegeneraator paigaldatakse, kõige peamine eesmärk võib olla elektrienergia tootmine kas omatarbeks või võrku müümiseks, samas võib olla huvi kasutada tuulegeneraatorit kui maastiku disainielementi või suurenenud positiivne huvi tuulenergeetika vastu ning tuulikut katsetatakse ja uuritakse;

- üldreeglina võiks planeerida tuulegeneraator võrkuühendatuks ning arvestades üsna ebamäärast taastuvenergia toetuspoliitika tulevikku, tuleks võimalikult palju saadavast energiast kasutada kohapeal oma või naabrite tarbimise katteks;

- enne tuulegeneraatori paigaldamist tuleks kooskõlastada plaan naabrite, võrguettevõtte ja omavalitsusega või veel võimalike huvipooltega, näiteks lennuamet, kaitsevägi jne, et selgitada välja võimalikud kitsaskohad, näiteks naabrite vastasseis nn NIMBY

suhtumine, vallavalitsuse eriplaanid planeeritava asukohaga, kehv jaotusvõrgu olukord jne;

- eeluuringute raames on soovitav teostada tuulekiiruse mõõtmine vähemalt aasta jooksul võimalikus generaatori paigalduskohas ja kõrgusel;
- tuulegeneraator ja seadmed tuleb valida selliselt, need oleks lubatud kasutada EL-is (vastav sertifitseering ning luba ka võrguettevõtte poolt) ning oleks ka tehnohooldus saadaval lähipiirkonnas (Eesti, Läti) sertifitseeritud ettevõtte poolt;
- tuuliku kasutamisel energiatootmise eesmärgil ja suurima kasu saamiseks tuleks seade dimensioneerida vastavalt tarbimisele;
- tuule stohhastilisest iseloomust tingituna, juhul kui soovitakse võimalikult palju energiat ise kasutada on soovitav leida lahendused tuulevõimsuste balansseerimiseks, parim tehniline lahendus on veeenergia kasutamine, samas võib kasutada ka varugeneraatoreid, päikese energia lahendusi ning erinevaid elektrienergia akumulatsiooniseadmeid;
- kui soovitakse tuuleenergiat ainult võrku müüa, tuleks soovitavalt enne uurida elektrienergia soodsaid ja püsivaid müügivõimalusi ning võrkude vajaliku läbilaskevõimsuste olemasolu antud piirkonnas;
- väiketuuliku paigaldamisel tuleks arvestada kujadega (ohutu kaugusega), mis peavad kindlustama ohutusnõudeid, näiteks tuuliku võimaliku avariilise ümberkukkumise korral ei tohiks see langeda krundi piiridest välja, kuja, mis tagab jäite esinemise korral jää tükkide lendumise inimeste pihta.

Viited

1. Wind Power in Estonia, kättesaadav: http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Tuuleenergia_Eestis.pdf 2010
2. Elering, Mikrotootjad tootsid esimeses kvartalis 28 megavatt tundi taastuvenergiat, kättesaadav: http://elering.ee/mikrotootjad-tootsid-esimeses-kvartalis-28-megavatt-tundi-taastuvenergiat/
3. Taastuvenergia Koda, TE100, üleminek puhtale energiale, kättesaadav: http://www.taastuvenergeetika.ee/te100/
4. Estonian Development Fund, Energy_resources in Estonia, kättesaadav: http://www.energiatalgud.ee/img_auth.php/3/3f/Energy_resources_ENG_ENMAK_uusmets_140213.pdf
5. Võrguga liitumise tingimused väiketootmisseadmetele, kättesaadav: http://www.rakveretarkmaja.ee/uploads/2/0/0/1/20014105/06_ottantsmaa_androennok_elektrilevi_v6rgugaliitumine.pdf
6. Wind power prices in the US down to 0.04, kättesaadav: http://cleantechnica.com/2013/08/11/us-wind-power-prices-down-to-0-04-per-kwh/
7. Renewable energy database, kättesaadav: http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/renewabledatabase.html
8. http://i.dailymail.co.uk/i/pix/2013/05/22/article-0-19EE0239000005DC-627_296x133.jpg

9. Eesti Elektroenergeetika Selts, VESTAS-e tutvumisvisiit Taanis, Ringköpingis http://www.eees.ee/index2.php?option=com_content&task=view&id=99&pop=1&page=0&Itemid=3
10. Leidi Consult, Vertikaalsed tuuleturbiinid - F seeria, kättesaadav: http://www.leidi.ee/wb/pages/et/tuuleenergia/vertikaaltuulikud.php
11. Variable-speed turbine operation http://powerelectronics.com/alternative-energy/energy-converters-low-wind-speed
12. Wind Turbines with Synchronous Generators http://www.alternative-energy-tutorials.com/wind-energy/synchronous-generator.html

EWEA, Economics of wind energy http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy__March_2009_.pdf

3.4. Väikeelektritootmisseadmetega hajaenergeetikalahenduste mõju elektrivõrgule

Väike-elektritootmisseadmed lülitatakse Eestis üldjuhul jaotusvõrku ning peavad vastama Eestis kehtivatele EU ning Eesti normdokumentidele ning standarditele ning võrguettevõtja

poolt esitatavatele nõuetele. Näiteks võrguettevõtja poolt heaks kiidetud võrguinverterite nimekiri on leitav Elektrilevi kodulehelt[4].
Sealjuures peavad tootmisseadmed olema seadistatud nii, et vältida n.ö. „saarlahenduse“ teket (kui elektrivõrgust kaob pinge, või pinge ei vasta normidele, siis peab seade automaatselt ennast võrgust välja lülitama).

Väike elektritootmisseadmeid võib tarbija poolt vaadelduna lülitada võrku kahel erineval viisil:
- enne liitumispunkti;
- pärast liitumispunkti.

Enne liitumispunkti katab väike energiatootmisseade tarbija elektritarvet ning võimalik ülejääk läheb võrku müügiks.

Kui väikeenergiatootmisseade asub väljaspool tarbija liitumispunkti, siis läheb kogu toodang müügiks võrku ja tarbija, kes on sõlminud väikeenergiatootjaga elektriostulepingu ostab elektrienergiat koos maksude ja võrgutasudega, mis moodustavad praegusest elektriarvest umbes 60 %.

Hajaenergeetika kontseptsioon eeldab, et kogu toodetav elektrienergia tarbitakse ära võimalikult tootmiskoha ligidal. Juhul kui tarbija poole liitumispunkti ühendatud väiketootmisseadme nimivõimsus P_n on väiksem kui tarbija minimaalne võimsus P_{tmin} , siis läheb kogu toodetav elektrienergia kohaliku tarbimise katteks.

Kui P_n on suurem kui P_{tmin}, siis läheb osa elektrienergiat võrku. Võrku mineva elektri kogust mõõdetakse kahepoolse töörežiimiga elektriarvestite abil.

Tulenevalt asjaolust, et 60% elektriarvest moodustub riigimaksude (elektriaktsiis, taastuvenergia tasu, käibemaks) ning põhi- ja jaotusvõrgu võrgutasudest, siis on kõige kasulikum tarbida võimalikult palju elektrienergiat enne liitumispunkti (tarbija poolt vaadatuna).

Väikeelektritootmisseadmed võib jagada kolme gruppi:
- Stohhastilise väljundvõimsusega (tuul, päike);
- Kontrollitava väljundvõimsusega (gaasiturbiin, sisepõlemismootoriga elektrigeneraator);
- Piiratud kontrollivõimalusega väljundvõimsusega (hüdrojaam, koostootmisjaam).

Tuule- ja päikeseenergia põhiste elektritootjate puhul pole võimalik üldjuhul väljundvõimsust juhtida, küll aga vähesel määral prognoosida, mida väiketootmisseadmete puhul reeglina ei tehta. Kontrollitava väljundvõimsusega tootmisseadmete puhul on võimalik hoida soovitud väljundvõimsust, need on reeglina gaasil või tahkekütustel töötavad elektritootmisseadmed, mille jääksoojust ei kasutata ära. Piiratud kontrollivõimalusega väljundvõimsusega seadmete väljundvõimsus võib muutuda vastavalt välistingimustele. Näiteks hüdrojaamade võime elektrit

[4] https://www.elektrilevi.ee/-/doc/6305157/kliendile/mikrotootja_vorguinverterite_nimekiri.pdf

toota võib olla muutuv aastaaegade lõikes, sõltudes sademetest. Väiksemate koostootmisjaamade väljundvõimsus sõltub üldreeglina soojuse tarbimisest.

Stohhastilise väljundvõimsusega seadmete puhul on keeruline täpselt projekteerida nimivõimsust vastavalt tarbijale, kuna nimivõimsusel töötavad seadmed lühikest aega. Tarbimine on tunduvalt stabiilsema koormusgraafikuga. Seega, järgides põhimõtet, et toodetav energia kogus peaks võimalikult täpselt ära katma tarbimise, tuleb siiski teatud perioodil energiat võrku anda, teisalt võtta võrgust energiat. Siinjuures müüakse võrku antav elektrienergia hinnaga, mis moodustub börsihinna ning taastuvenergia toetuse koosmõjul. Taastuvenergia toetus võidakse ka mitte rakendada juhul kui väike energiatootmisseade (tuulegeneraator) on ostetud toetuste abil. Pikemas perspektiivis on oodata toetuste vähenemist, tulenevalt riiklike taastuvenergia eesmärkide täitmisest elektritootmissektoris. Tuulenergia puhul lõpeb toetuste andmine näiteks, siis kui kogu tuulikute toodang aasta algusest ületab 600 GWh. Samas ei maksta toetust ka turba ja fossiilsete kütuste kasutamisel.

Võrgust ostetakse elektrienergia koos võrgutasude ja maksudega. Seega on võrgust ostetav elektrienergia kallim kui võrku müüdav. Seda eriti juhul, kui väikeelektritootmisseadme omanik ei ole käibemaksukohuslane. Siinjuures oleks lahenduseks võrku antava ja võrgust võetavate energiakoguste võrdsuse korral teostada tasaarveldus kWh põhiselt (Net-Metering põhimõte). Siiski tuleb sellisel juhul lahendada võrgu ülalpidamiskulude katmise küsimus (näiteks n.ö. „salvestustasu“ võrgu kui salvestussüsteemi kasutamise eest vms).

Seoses energiaühistute tekkega on probleemiks jaotatava elektrienergia maksustamine võrgutasude ja maksudega, mida tarbitakse lähikonnas. Sisuliselt kasutatakse elektriliine mõne kilomeetri ulatuses, kuid võrgutasusid rakendatakse täies mahus. Selline olukord on üks peamisi energiaühistute arengut takistavaid tegureid. Selle probleemi ületamiseks on kaks võimalust, kas ehitada uus võrk või leida kompromiss võrgutasude vähendamiseks või ära jätmiseks. Otstarbekaim lahendus oleks kohaliku energiaühistu toimimiseks vajaliku elektrivõrgu viimine energiaühistu omandisse. Sealjuures tuleb arvestada, et siis peab ühistu läbi oma tegevuse tagama võrgu jätkusuutliku majandamise.

Hajaenergeetika lahenduste mõju energiakvaliteedile on täna veel vähe uuritud, kuna lahendusi on mitmesuguse konfiguratsiooniga ja mitmed lahendused Eestis dokumendi koostamise hetkel veel praktiliselt puudusid. Küll aga on seda tehtud põhjalikult Taanis mille alusel saab välja tuua peamised hajaenergeetika elektrikvaliteeti mõjutavad näitajad.

Oluline muutus elektrivõrkude töös seoses hajaenergeetika tekkega on **energiavoogude kahesuunalisus.** See esitab kõrgendatud nõudeid elektrivõrkude kaitse- ja juhtimis automaatikaseadmetele ning nende arvutuspõhimõtetele. Samas, hoolimata nõuetest energiatootmisseadmete vastavusest standarditele võib esineda hajaenergeetikas suurenenud võimalus pinge tippude ja kõrgemate harmooniliste tekkeks, kontrollimatuid reaktiivenergiavoogusid ning resonantsinähtuseid. Põhjuseks on energia tootmisseadmete omavaheline ja nende mõju võrgule. Väikeelektritootmisseadmete puhul ei esitata toodetava elektrienergia kvaliteedile nii kõrgeid nõudmisi kui suurenergeetikas. See väljendub ka nõutavate parameetrite väiksemas arvus seadmete dokumentatsioonides.

Elektrienergia kvaliteedi parameetrid jagunevad kaheks: varustuskindlus ning pinge kvaliteet.

Varustuskindlust iseloomustatakse järgmiste parameetritega: pikkade ja lühikeste toitekatkestusperioodide pikkus ja arv aastas, pinge tippude esinemine (sagedus, tipu pinge, kestus ja pingefrondi kalle), pikaajalised ülepinged, võrgusageduse kõrvalekalded.

Pingekvaliteedi peamiseks mõjutavaks teguriks on muutuvad koormused, mis põhjustavad pinge järske muutusi, *flikkerit*, faaside vahelist pinge ebasümmeetriat, harmoonilisi, lühiajalisi pinge kõikumisi ja alalisvoolukomponendi teket.

Elektrienergia kvaliteeti mõjutavad tegurid

Elektrienergia kvaliteeti mõjutavad võrkudes nii elektrienergia tarbijad kui tootjad. Tarbijate poolt vaadatuna on põhiliseks pinge kvaliteeti mõjutavaks teguriks mittelineaarse tunnusjoonega pooljuhttehnika järjest kasvav kasutus, mis põhjustavad toitepinge moonutusi võrgus. Seetõttu tuleb uute hajaenergeetika tehnoloogiate võrku liitmisel arvestada juba võrgus esinevaid elektrienergia kvaliteedi probleeme (taustahäiringud), mis ei ole tingitud uutest toomisüksusest. Olemasolevad kesk- ja madalpinge võrgud on suures osas radiaalvõrgud, mille kaudu varustatakse elektrienergiaga tarbijaid. Seetõttu on uutes oludes, mitmepoolse toite korral, põhiliseks probleemiks nõutava pingetaseme hoidmine tarbija liitumispunktides. Samuti on üle vaja vaadata võrgu kaitseaparatuuri sätted ja selektiivsus. Hajutatud elektritootmise mõju elektrienergia kvaliteedile on suurem nõrkades võrkudes, näiteks ebaühtlaselt koormatud pikad liinid maapiirkondades.

Hajaenergeetika seadmete omavaheline koostöö

Hajaenergeetika lahendustel võivad olla järgmised eesmärgid:

- toota elektrienergiat eesmärgiga katta võimalikult täielikult elektritarbimist ühel kinnistul;
- katta mingi väiksem osa tarbimisest ühel kinnistul;
- toota elektrienergiat võrku müügiks, kas tarnides seda lähinaabritele või müüa juba kaugemale.

Esimesel ja teisel juhul pole peamine eesmärk müüa elektrienergiat. Eesmärk on tarbida võimalikult palju elektrienergiat kohapeal. Siinjuures on peamiseks probleemiks stohhastilise väljundvõimsusega tuule ja päikesejaamad. Nende tootmisgraafikute ühitamine tarbimisgraafikutega on probleemne. Üks lahendus on kasutada energia salvestusseadmeid: akusid (hooratas, kütuseelement, hüdropumpjaam jne) või soojussalvesteid. Esimesed on kallid ja lühikese elueaga, soojusseadmete puhul ei ole lihtsate meetoditega võimalik salvestatud energiat elektrienergiana tagasi saada. Akud sobivad kõige paremini väikestele autonoomsetele energiasüsteemidele. Tarbijad keskmisel võimsusel üle 1 kW kasvab mahtuvusseadmete vajadus järsult. Võrkuühendatud süsteemide korral on võimalik akude abil ja tarbimisgraafiku sobitamisega suurendada kohapeal toodetud elektrienergia osakaalu.

Üks võimalus suurendada hajaenergeetika lahendustes toodetud elektrienergia osakaalu tarbimises on kombineerida erinevaid energiatootmisseadmeid omavahel.

Kõige lihtsam on katta elektrienergia puudujäägid diisel- või bensiinigeneraatoriga või gaasiturbiini abil. Siinjuures peaks arvestama ka jääksoojuse kasutamisvõimalustega. Peab täheldama, et eelmainitud on üsna kulukad lahendused, mis vajavad pidevat teenindamist ja üldjuhul kütuse väljastpoolt sissetoomist. Samas ka nende kasutamine energiavoogude balansseerimiseks vähendab nende kasutegurit ja maksimaalkoormuse kasutusaega.

Elektrivõimsusi oleks kõige otstarbekam balansseerida seadmetega, mis toodavad ainult elektrit. Sellisteks seadmeteks on tuule-, päikese ja veeenergial põhinevad energiatootmisseadmed. Kuigi Eestis on hüdroenergeetika osakaal marginaalne ja tulevik veelgi ebaselgem, sobivad veejõujaamad kõige paremini stohhastiliste elektrienergia tootmisgraafikute balansseerimiseks. Hüdrojaamad on kiiresti reguleeritavad, samas nende kasutegur on võimsuse laias vahemikus stabiilne (näiteks enamlevinud Francis turbiin). Vee-energia puhul on võimalik elektrienergiasalvestus, pumbates vett energiaülejäägi korral ülemisse veekogusse, nn pump-hüdro akumulatsioonijaamad.

Päikese PV jaamade elektritoodangu teeb ettearvamatuks pilvisus ning öösel elektritootmist ei toimu. Tuuleelektrijaamad võivad toota ööpäevaringselt, kuid tuule muutlikkus põhjustab stohhastilist väljundvõimsuse muutust. Eesti tingimustes tuulejaamade tootmisgraafikuid iseloomustavad lühiaegsed tipuvõimsused ja võimalikud kuni 10 päeva pikkused tuulevaikusperioodid.

Varasemad uuringud on näidanud, et tuule ja PV jaamade koostöötamisel on suurim kohapeal toodetud elektrienergia osakaal sellisel juhul kui tuulejaamad toodavad 2/3 ja PV jaamad 1/3 kogu elektrienergia toodangust. Vastavalt sellele tuleb valida vastavate võimsustega seadmed. On leitud, et selline suhe kehtib nii Kreeka kui ka Eesti kohta. Ka tarbimisgraafiku iseloom on oluline taastuvenergia osakaalu suurendamisel. Uuringud on näidanud, et tarbimisgraafiku (väiketarbijad) ruutkeskmise hälbe 25% juures on suurim salvestusseadmete mõju kohapeal tarbitava taastuvenergia osakaalule. Mainitud ruutkeskmise koormusgraafiku hälbe juures on salvestusseadmete vajadus kõige väiksem võrkulülitatud lahenduse juures. Nimetatud meetmed suurendavad taastuvenergia osakaalu kohapeal tarbitavas energias kuni 10%[5].

Soovitused seadmete paigaldamiseks

- võrguga ühendatavad seadmed tuleb valida selliselt, et nad vastavad IEC standarditele ja võrguettevõtte nõuetele;

[5] Annuk, Andres; Allik, Alo; Pikk, Priit; Uiga, Jaanus, Tammoja, Heiki, Toom, Kaupo; Olt, Jüri. (2013). Increasing Renewable Fraction by Smoothing Consumer´s Power Curves in Grid Connected Wind-Solar Hybrid Systems. Oil Shale (257 - 267).Estonian Academy Publishers

- seadmete võimsuste valikul on soovitatav, et võimalikult palju toodetavat elektrienergiat tarbitakse ära kohapeal;
- seadmete paigaldamisel tuleb erilist tähelepanu pöörata piksekaitselahendustele;
- enne uue lahenduse planeerimist, peab uurima hoolikalt võrgu tehnilist olukorda;
- seadmete konfigureerimisel tuleb erilist tähelepanu pöörata „saarlahenduse“ tekke vältimiseks, kui kaob võrgust pinge, siis peab olema kindlustatud ka energiatootmisseadmete võrgust lahutamine.

Ettepanekud elektrivõrgule seadmete võrku lülitamiseks

- tuleks kaaluda võrgutasude optimeerimist olukorras, kus väike-elektritootmisseadmed asuvad tarbija pool liitumispunkti ja võrgust võetavad ja võrku antavad energiakogused aasta lõikes on võrdsed;
- leida võimalusi liitumiskulude kontrolli all hoidmiseks;
- võrguettevõte koostöös väike-elektritootmisseadmete omanikuga peaks teostama pingekvaliteedi monitooringu erinevatel elektritoomisseadmete töörežiimidel, et välja selgitada võimalikke ohte pingekvaliteedile.

4. Elektrisüsteemi ja –võrgu tänane olukord.

4.1. Elektrisüsteem ja ülekandevõrk.

4.1.1.Eesti põhivõrk

Eesti elektrisüsteem on ühendatud Venemaa, Läti ning Soomega. Eesti-sisese 110–330 kV elektrivõrgu ülekandevõimus on tänase seisuga piisav, tagades Eesti tarbijatele nõuetekohase varustuskindluse. Eesti elektrisüsteem töötab sünkroonselt Venemaa ühendatud energiasüsteemiga (IPS/UPS) ja on ühendatud 330 kV ülekandeliinidega Venemaa ja Lätiga.
Eesti 110–330 kV elektrivõrk on oma põhiosas rajatud aastatel 1955–1985 kui osa Vene ühtsest energiasüsteemist, vastates sel ajal esitatud vajadustele, et tagada Peterburi ja Riia elektrivarustus Narvas põlevkivist toodetud elektriga. Hiljem on Eestis muutunud peamisteks tarbimiskeskusteks Tallinn, Tartu ja Pärnu, mis on tinginud omakorda ülekandevõrgu laienemise ja tugevdamise nendesse piirkondadesse.

Tabel 4. Eesti ülekandevõrgu põhinäitajad mai 2013 seisuga

Liinid	Piikus, km	Alajaamad	Kogus, tk
330 kV	1535	330 kV	11
220 kV	158	110 kV	135
110 kV	3470		
35 kV	61		
Liinid kokku	5224	Alajaamu kokku	146

Eesti siseriiklikud võimsusvood liiguvad hetkel põhiliselt Narva-Tallinna ja Narva-Tartu suunal. Narva-Tartu suunalist ühendust kasutatakse enamasti ekspordiks ja transiidiks Venemaalt Lätti, Leetu ja Kaliningradi, ühenduse läbilaskevõime on hetkel piisav. Kuna Eesti põhilist koormuspiirkonda, Tallinna ja Harjumaad toidetakse läbi Narva-Tallinna suunalise ülekandevõrgu ning alates 2007. aastast on lisandunud siseriiklikule koormusele ka 350 MW EstLink 1 koormus, rajati piisava läbilaskevõime tagamiseks Balti-Harku 330 kV õhuliin, mis valmis 2006. aastal. Seoses 2014. aastal valmiva EstLink 2 alalisvooluühendusega Soome ning suurenevate võimsusvoogudega Ida-Lääne suunas on rekonstrueeritud ka Eesti-Püssi ja Balti-Püssi 330 kV õhuliinid. Prognooside järgi kasvava koormusega Tallinna ja Harju piirkonna varustuskindluse tagamiseks rekonstrueeriti 2012. aastal Aruküla alajaam, mis viidi üle praeguselt 220 kV-lt pingelt 330 kV-le pingele. Pärnu ja Tartu koormuspiirkondade kindlamaks varustamiseks on hetkel ehitamisel Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV liin ning plaanis on rajada ka Harku-Lihula-Sindi 330 kV liin. Nende liinide valmimisel on kogu Eesti mandriosa kaetud tugeva 330 kV võrguga ning eriti Pärnu tarbimise piirkond saab tugevamini ühendatud elektriülekandesüsteemiga.

Investeeringud Eesti põhivõrku 2013-2017

Eleringi tegevus Eesti elektrisüsteemi töös hoidmisel ning varustuskindluse tagamiseks vajalike investeeringute tegemisel tuleneb otseselt elektrituruseadusest, võrgueeskirjast, energiamajanduse riiklikust arengukavast ja valitsuse poolt heakskiidetud elektrimajanduse arengukavast. Prioriteetsete investeeringute välja selgitamiseks koostatakse tehnilis-majanduslikud põhjendused ning rekonstrueerimist vajavate alajaamade ja liinide pingerida. Eleringi investeeringud jagatakse

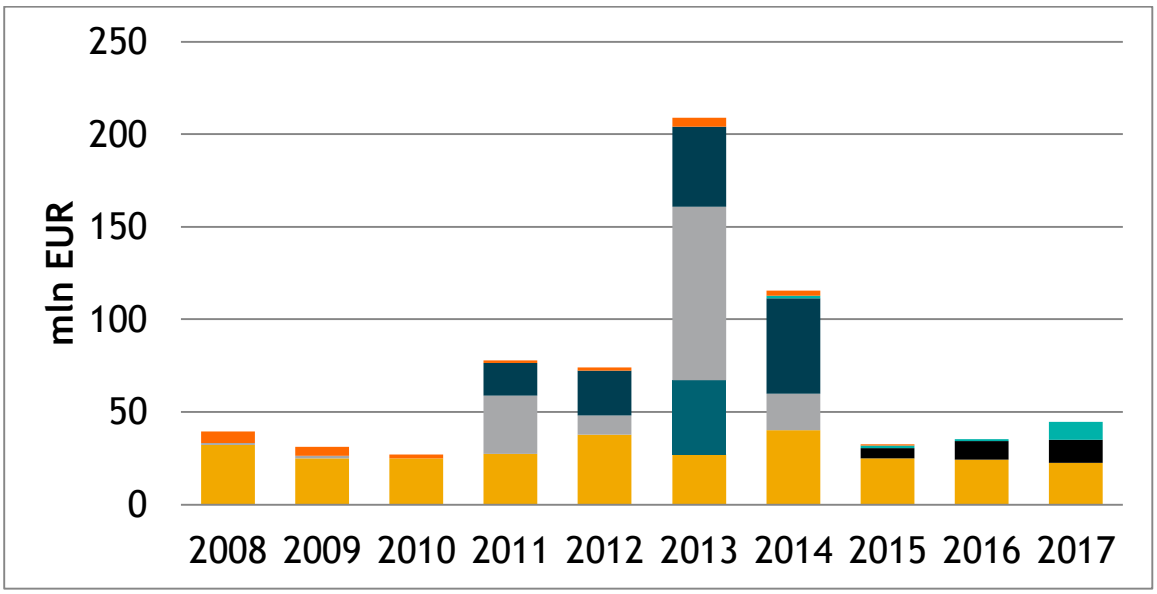
tavapärasteks investeeringuteks, suurinvesteeringuteks ja liitumistega seotud investeeringuteks. Tavapärased investeeringud on jagatud alajaamade, liinide, infotehnoloogia ja muude investeeringute vahel.

2012. aastal valmis Aruküla 330/110 kV alajaam, Ahtme EJ-i 110 kV alajaama renoveerimine, Tapa 110 kV alajaama taastamine, Tsirguliina 110 kV alajaama renoveerimine.

Eleringi investeeringute eelarve kõige tähtsamad projektid on 2015. aastaks valmiv teine Eesti–Soome vaheline kõrgepinge alalisvooluühendus EstLink 2, kiiresti käivituv Kiisa avariireservelektrijaam (I plokk 2013, II plokk 2014) ning Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV liin, mis valmib 2015. aastaks.

Kinnitatud investeeringute eelarve kohaselt uuendatakse järgnevatel aastatel kokku 30 alajaama ning ehitatakse ja renoveeritakse kokku 350 kilomeetrit uusi liine. Eleringi investeeringute eelarve näeb ette ka osa Tallinna linnakeskkonnas asuvate vananenud ning tehniliselt halvas seisukorras õhuliinide asendamise kaabelliinidega. Kokku on kavas asendada ligi 40 km õhuliine ning tööde kogumaksumus on *ca* 20 miljonit eurot.

Joonisel 16 on esitatud tehtud investeeringute summad kuni 2013 ning Eleringi kinnitatud investeeringute eelarve aastani 2017 (mahud mln eurodes). Nende investeeringutega tagatakse varustuskindlus, elektrituru areng ja prognoositud tarbimisvõimsused klientidele.



Joonis . Eleringi investeeringud aastani 2017

Eleringi kui süsteemihalduri seisukohalt on lähitulevikus kriitilise tähtsusega eelkõige:

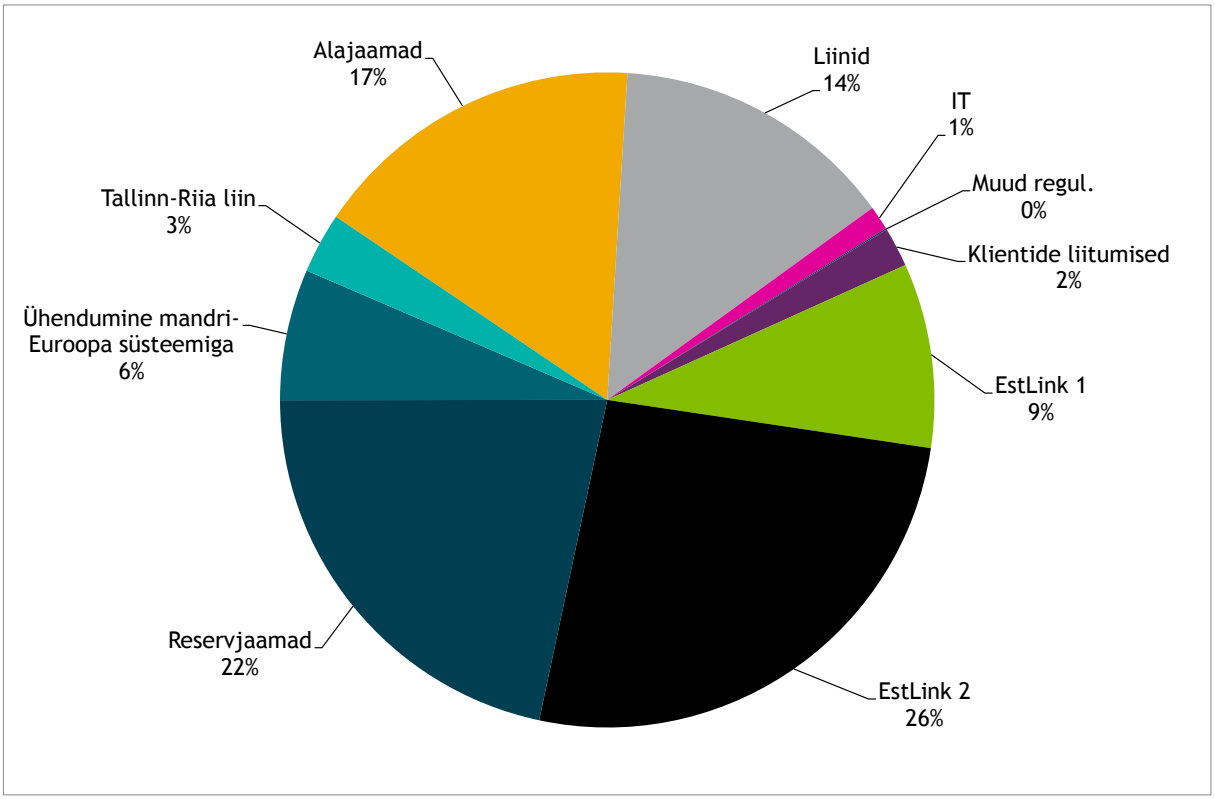
- investeeringud välisühendustesse Eestist ja teistest Baltimaadest ning Balti riikide vahelistesse ühendustesse varustuskindluse tagamiseks tootmise võimaliku puudujäägi olukorras ja toimiva elektrituru loomiseks;
- investeeringud reservtootmisesse Eestis.

Eleringi investeeringute eesmärgid on järgmised:

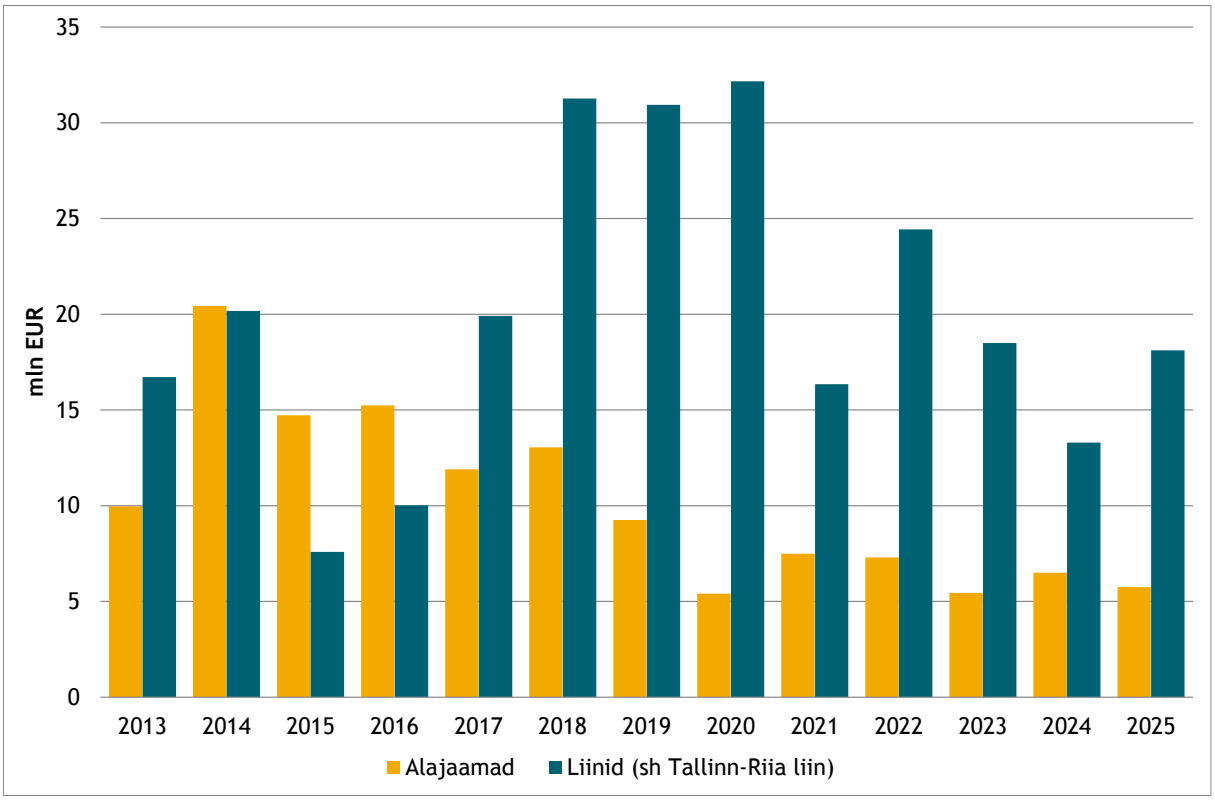
1. varustuskindlust toetavad investeeringud;

2. elektrituru arengut toetavad investeeringud (välisühendused);
3. läbilaskevõime tagamine, et võimaldada uusi liitumisi ja koormuste kasvu;
4. võrgu uuendamine;
5. töökindluse (pingekvaliteet ja katkestused) parandamine;
6. ettevõtte efektiivsuse suurendamine, kadude vähendamine;
7. uute klientide liitumised (tarbijad, tootjad).

Elering investeerib Eesti elektrivarustuskindluse tagamiseks järgmisel viiel aastal (2013–2017) kokku ligi 437 miljonit eurot, millest reguleeritavad varad moodustavad 428 miljonit eurot ja tavapärased reguleeritavad varad 139 miljonit eurot. Investeeringute eelarves on suurimad investeeringud seotud välisühendustega (EstLink 1, EstLink 2 ja Tallinn-Riia liini ehitus) ning avariireservelektrijaama ehitusega. Lisaks lisanduvad veel liitumistega seotud investeeringud.



Joonis . Eleringi investeeringute jagunemine erinevate projektide vahel (2013-2017)



Joonis : Eleringi investeeringud alajaamadesse ja liinidesse (-sh Tallinn-Riia liin) 2013-2025

Investeeringute eelarves suureneb liinide rekonstrueerimise osakaal (sh Tallinn-Riia liin), seda peamiselt nende eluea lõppemisest tingituna ning samuti eesmärgiga taastada liinide projekteeritud läbilaskevõime.

Olulisemad investeeringud Eesti põhivõrku

1. EstLink 2

Eesti ja Soome vaheline teine alalisvoolu ühendus, mille planeeritud ülekandevõimsus on 650 MW.

Ühenduse kogupikkus on *ca* 170 km, millest 12 km moodustab maakaabel, 14 km on õhuliini ja 145 km merekaablit. Tööd EstLink 2 ehitusega kulgevad plaanipäraselt ning uus ühendus on kavas töösse anda 2014. aasta alguses.

2. Kiisa avariireservelektrijaam

Kiisa avariireservelektrijaama (AREJ) nimivõimsuseks on 250 MW, mis rajatakse kahes etapis, kahe iseseisva elektrijaamana (Kiisa AREJ I ja AREJ II).

- I etapi (Kiisa AREJ I) nimivõimsuseks on 110 MW ning valmimise tähtaeg on märts 2013.

- II etapi (Kiisa AREJ II) nimivõimsuseks on 140 MW ning valmimise tähtaeg on september 2014.

Avariijaama vajamine tuleneb Eleringi kohustusest katta riigi kõige suurema elektritootmisüksuse väljalangemisel puuduv võimsus vähemalt 15 minutiga, millest

- 5 minutit on dispetšeri reageerimisaeg;
- 10 minutiga peab rajatav Kiisa AREJ saavutama oma nimivõimsuse.

3. Eesti 330 kV alajaam

Eesti 330 kV alajaam on tähtsaim alajaam Eesti elektrisüsteemis, kuna alajaamaga on ühendatud Eesti elektrijaam (*ca* 1500 MW), mis on tähtsaim energeetiline sõlm kogu riigi elektrivarustuse seisukohalt. Eesti 330 kV alajaama tehnilisest seisukorrast ja lahendustest hakkab sõltuma kogu Eesti elektrisüsteemi töökindlus. Projekt realiseeritakse kahes etapis: esimese etapi eeldatav tähtaeg on aastal 2013 ja teise etapi eeldatav tähtaeg aastal 2015.

4. Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV liin

Tartu Viljandi-Sindi liini puhul ehitatakse esmakordselt Eestis kahe-ahelaline õhuliin, mille puhul paigaldatakse samale mastile 330 ja 110 kV ahelad, mis vähendab oluliselt liinikaitsevööndi alla minevat maa-ala. Liini ehitus toimub kahes etapis: valminud on Tartu-Oiu-Puhja-Viljandi liinilõigud ja Viljandi-Sindi liini ehituse tähtaeg on 2014. Lepingu raames ehitatakse 162 km uusi ülekande- ja optikaliine ning tugevdatakse mitmete väiksemate 110 kV alajaamade ühendusi.

5. Tallinn-Riia liini ehitus

Täiendavate riikidevaheliste ühenduste rajamine suurendab oluliselt Baltimaade elektrivarustuskindlust, vähendab EL-i liikmesriikide sõltuvust mitteliikmesriikidest, võimaldab tarbijal valida soodsaima tarnija ning tootjal pakkuda elektrit suuremal avatud turul, mis peaks motiveerima ka uute tootmisvõimsuste rajamist Baltimaadesse. Eesti perspektiivis võimaldab Tallinn-Riia ühenduse osaks olev Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV õhuliin paremini tagada Lääne-Eesti ja Tallinna piirkonna varustuskindlust, hajutada energiatootmist Eestis, tagada ja suurendada elektritarbijate varustatust elektriga ka kaugemas tulevikus, arendada energiaturgu Balti riikide ja Kesk-Euroopa ning Skandinaavia vahel.

Rajatav Tallinn-Riia liin koosneb järgmistest osadest:

- Kilingi-Nõmme-Riia liinist pikkusega on 211 km, millest Eesti territooriumil on *ca* 15 km;
- Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV liinist pikkusega 140 km.

Tallinn-Riia liin on osa ENTSO-E kümne aasta võrgu arenguplaanist ning samuti Euroopa ühishuvi projekti kandidaat.

Projekti teostamine on algusfaasis. Kolme maakonda läbiv teemaplaneering on maavanemate poolt algatatud ja planeeringu koostamisega loodetakse alustada käesoleval aastal. Viimase ajakava järgi loodetakse planeeringu kehtestamiseni jõuda 2014. aasta detsembriks. Hetkel ei ole liini investeering veel lõplikult otsustatud, investeeringuotsuseni jõutakse pärast planeeringute kehtestamist ning Läti süsteemihalduri vastavat otsust.

6. Eraldumine Venemaa elektrisüsteemist ja ühendumine Mandri-Euroopa süsteemiga

Investeeringud sünkroontööks Euroopaga on hetkel lõplikult otsustamata ning investeeringu eelarve ja ajagraafik täpsustub pärast vastavate uuringute valmimist 2013. aasta jooksul. Pikemalt on investeeringu vajadusest ja võimalikust ajagraafikust antud ülevaade peatükis **Error! Reference source not found.**.

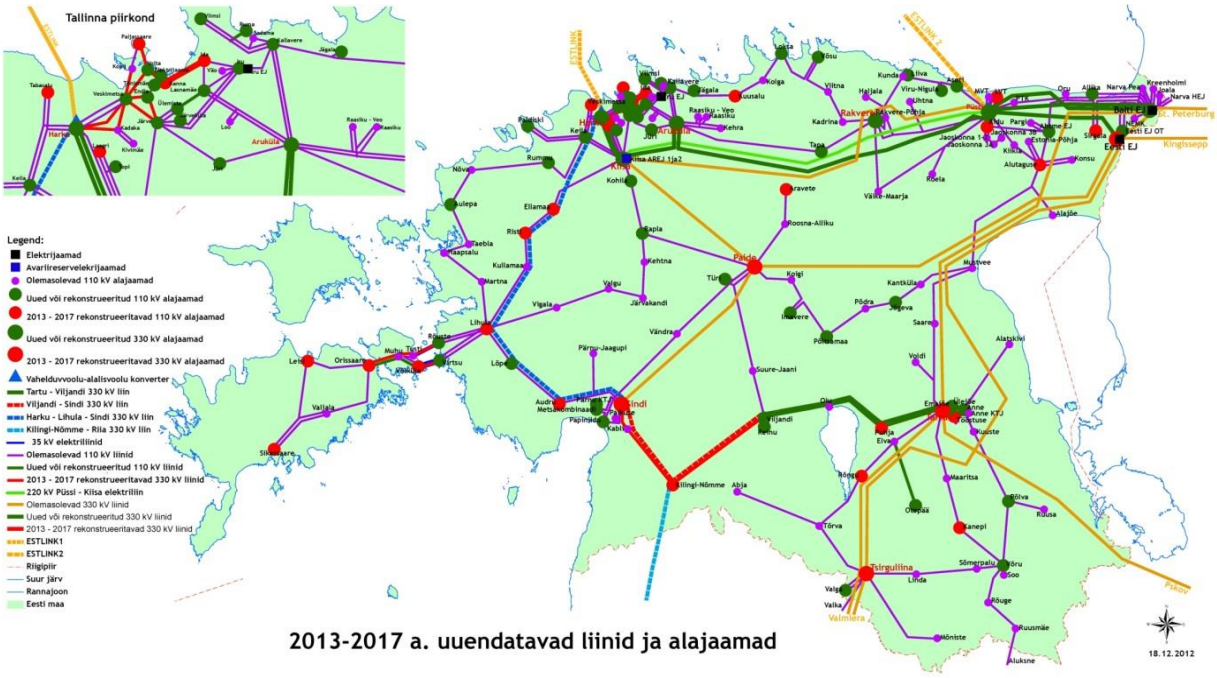
Põhivajadused süsteemi tugevdamiseks sünkroontöös Mandri-Euroopaga tingivad järgmisi investeeringuid:

- Dünaamilise stabiilsuse tagamiseks on vajalik Eesti elektrisüsteemi tootmisseadmete ja ülejäänud elektrisüsteemi vahelise sideme tugevdamine.
- Pingestabiilsuse tagamiseks on vajalik rakendada vastavaid meetmeid (SVC, täiendavad elektrivõrgu tugevdused nõrkades võrgupiirkondades).
- Venemaaga võimsusvahetuse säilitamiseks ja suurendamiseks on vajalik ühendada olemasolevate Venemaa liinidega kõrgepinge konverterjaamad.
- Põhjamaade ja Euroopa suunaliste võimsusvoogude suurendamisega kaasneb läbilaskevõimsuse suurendamise vajadus põhja-lõuna suunal (Soome-Läti).

7. Muud investeeringud

Muhu-, Saare- ja Hiiumaa varustuskindluse tõstmiseks investeerib Elering kokku 22 miljonit eurot, millega uuendatakse neli alajaama, asendatakse 2015. aastaks mandri ja Muhu vaheline amortiseerunud kaabelliin uue, oluliselt võimsamaga ning samuti ehitatakse kaabelliin üle Väikese väina. Saaremaa 110 kV õhuliinidel on lõppemas tööd, millega asendatakse vanad amortiseerunud piksekaitsetrossid kiudoptilise trossiga ja kogu Saaremaa saab kaetud optilise sidega.

Joonisel 17 on kujutatud Eesti 110…330 kV elektrivõrk koos kõikide ehitusjärgus ja planeerimises olevate investeeringuprojektidega.



Joonis . Eesti elektrivõrgu skeem koos investeeringute eelarves olevate objektidega

Suuremate projektide kõrval on veel väiksemad projektid, mille käigus rekontsrueeritakse Eleringile kuuluvaid alajaamu ja liine ning mis on tähtsad kodumaise varustuskindluse ja võrgu kvaliteedi tagamise parandamise seisukohalt. Nendeks projektideks on:

Aidu 110 kV alajaam

Alutaguse 110 kV alajaam

Aravete 110 kV alajaam

Audru 110 kV alajaam

Ellamaa 110 kV alajaam

Ida 110 kV alajaam

Kanepi 110 kV alajaam

Kilingi-Nõmme 110 kV jaotusseade

Kuusalu 110 kV alajaam

Laagri 110 kV alajaam

Leisi 110 kV alajaam

Lihula 110 kV alajaam

LVT 110 kV alajaam

Orissaare 110 kV alajaam

Puhja 110 kV alajaam

Ranna 110 kV alajaam

Risti 110 kV alajaam

Rõngu 110 kV alajaam

Sikassaare 110 kV alajaam

Sindi 330 kV jaotla

Sirgala 110 kV alajaam

Tabasalu 110 kV alajaam

Tartu 330 kV jaotla

Tsirguliina 330 kV alajaam

Tööstuse 110 kV alajaam

Volta 110 kV jaotla

Võiküla 110 kV alajaam

Tallinna 110 kV kaablid (Endla-Järve kaabel; Veskimetsa-Järve kaablid; Veskimetsa-Endla kaabel; Veskimetsa-Kopli kaabel; Harku-Veskimetsa;

	Veskimetsa-Kadaka kaabel; Paljassaare-Volta; Volta-Veskimetsa kaabel)
Paide 330 kV jaotla	Saaremaa 110 kV kaablid (Tusti-Orissaare kaabel; Virtsu-Võiküla kaabel; Tusti-Rõuste kaabel)
Paljassaare 110 kV alajaam	Volta-Ranna kaablid; Ranna-Ida kaablid

Eesti põhivõrgu arengustsenaariumid aastani 2030

Ajalooliselt on nii Eesti kui ka kogu Baltikumi elektrivõrgu areng olnud väga tugevasti mõjutatud Venemaa elektrisüsteemi arengutest ja vajadustest. Eestit, Lätit ja Leedut läbiv 330 kV elektrivõrk moodustab justkui täiendava poolringi Loode-Venemaa ja Venemaa lõuna-edela osa tarbimis- ja tootmiskeskuste vahel (vt joonis 20), milleks ta tegelikult algselt oli osaliselt planeeritud. Tugevate põhja-lõuna suunaliste 750 kV elektrivõrgu ühenduste katkemise korral Venemaa sisemaal pidi just läbi Baltimaade kulgev 330 kV võrk tagama elektrivõrgu talitluskindluse ja elektrisüsteemi terviklikkuse säilimise.

Ka tänapäeval võivad suured ebabilansid Venemaa põhja ja lõuna osade vahel põhjustada Baltimaade elektrivõrkude, eriti just 330 kV elektrivõrgu olulise koormumise, jättes vähem vaba ruumi elektrituru osalistele ning naabritega kauplemiseks. Selleks et taolisi probleeme ära hoida, on süsteemide vahel sõlmitud kokkulepped, mis hoiavad süsteemid tasakaalus ja tagavad ka vajalikud ülekandevõimsused naaberriikide vahel.

Kui varem dikteeris kogu ühendsüsteemi juhtimist Venemaa, siis nüüdseks on kõik ühendelektrisüsteemi osapooled vastutavad iseseisvalt ning planeerivad oma talitlusrežiimid üksteisega arvestades. Kuid tänu kaalukale süsteemide suuruste vahele võib Venemaa elektrisüsteemis toimuv režiimimuutus siiski tuntavat mõju avaldada ka Eesti elektrivõrgule.

Lähiajal ja ka pikemas perspektiivis on Venemaal plaanis investeerida Põhja- ja Lõuna-Venemaa vahelistesse elektri ülekandeliinidesse ning sellega seoses suurendada oma varustuskindlust ka mistahes olulise 750 kV ülekandeliini väljalülitumise korral. Säärased muudatused toovad ühest küljest kaasa Eestit ja teisi Baltimaid läbiva elektrivõrgu olulisuse vähenemise Venemaa jaoks. Teisest küljest aga peaks vähenema ka Venemaa elektrisüsteemis toimuvate režiimimuutuste otsene mõju Baltimaadele. Kokkuvõttes võib öelda, et Eesti elektriülekandevõrgu rõhuasetus on suures plaanis muutumas.

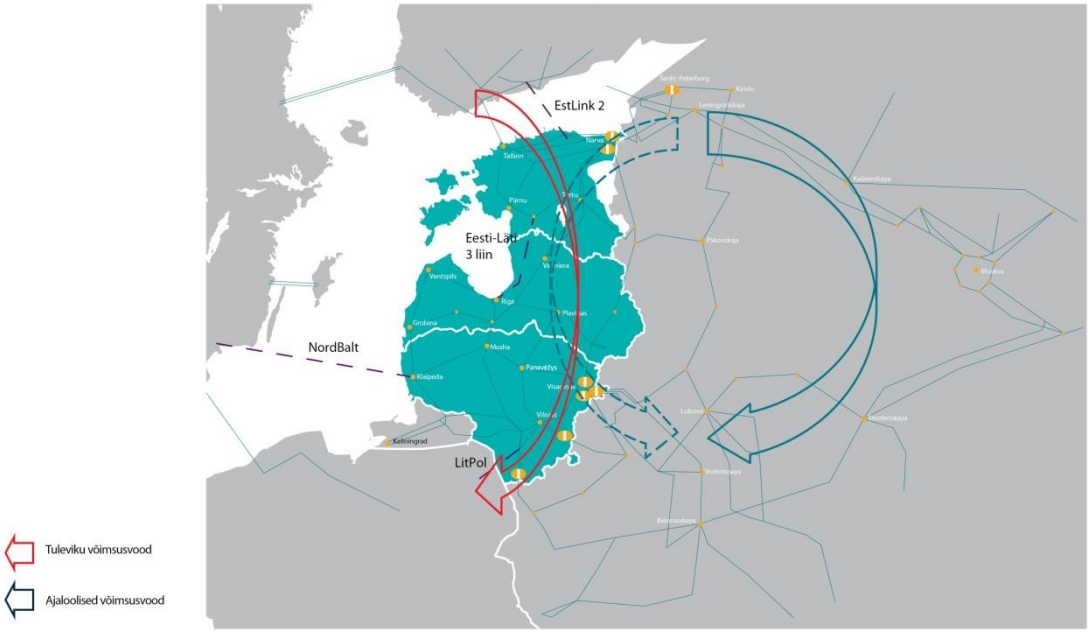
Kuigi Venemaa elektrisüsteemi kontekstis Eesti ülekandevõrgu olulisus väheneb, siis teiselt poolt on Eesti elektrivõrgus toimuv muutumas üha olulisemaks Euroopa ja Põhjamaade elektrisüsteemi jaoks. 2012. aastal välja antud ENTSO-E kümne aasta arengukavas on kirjas, et üheks prioriteetseks

elektrivõrgu arengusuunaks on Põhjamaade ja Mandri-Euroopa vaheliste liinikoridoride tugevdamine ja läbilaskevõimete suurendamine. See tuleneb turu vajadusest üle kanda üha suuremaid võimsusi seoses mahukate taastuvenergiaressurssidega Põhja-Skandinaavias ning elektritootmise puudujäägiga Kesk-Euroopas, mis on osaliselt tingitud Saksamaa hiljutisest otsusest sulgeda oma tuumaelektrijaamad.

Lisaks otseühendustele Skandinaavia ja Kesk-Euroopa vahel on väga oluliseks alternatiivseks elektrikoridoriks saamas läbi Baltimaade kulgev ülekandevõrk, mida on ka arengukavas rõhutatud. Samuti on Eesti ülekandevõrkude arengul suur roll Baltimaade elektrituru integreerimise plaanis (BEMIP), mis näeb ette tugevaid ühendusi Eesti-Soome kui ka Leedu-Rootsi ja Leedu-Poola vahel.

BEMIP on ühtlasi üks olulisemaid Euroopa Liidu infrastruktuuride arendamise prioriteete. Kõige olulisem muutus Eesti elektrisüsteemi arengu paradigmas ongi põhifookuse ülekandumine Venemaa ühendelektrisüsteemist Euroopa elektrisüsteemi. Eesti elektrivõrgu üldine areng ja uued ühendused naaberriikidega arvestavad vajadusega integreeruda Euroopa elektrituru ja elektrisüsteemiga, et tagada sõltumatus ning vaba elektriturg ka Eestis.

Arvestades asjaolusid, et suurem osa ülekandevõrgust on juba vanuses 30–50 aastat ning sealjuures seatakse elektriülekandesüsteemile üha uusi ülesandeid ja ootusi, esitab see elektrivõrgu arengule palju uusi väljakutseid. Vanade liinide rekonstrueerimise ja tugevdamise kõrval tuleb rajada täiendavalt ka uusi ülekandeliine. Paljudel juhtudel puudub uute liinide jaoks eraldatud liinikoridor ning uute liinide rajamist tuleb alustada paratamatult maakasutusküsimuste lahendamisega, mis võib võtta aastaid. Eleringi uute õhuliinide rajamise praktika on näidanud, et uue 330 kV liini ehitamisele kuluv aeg alates selle planeerimise algusest on umbes 7–15 aastat. Seega tuleb otsused teha juba mitmed aastad enne, kui planeeritavat liini tegelikult vaja läheb. Et teha õigeid otsuseid, peavad need baseeruma ulatuslikele ja adekvaatsetele uuringutele, mis arvestavad nii tarbimise, elektrituru kui poliitilis-majanduslike trendidega.



Joonis 18. Baltimaade, Lääne-Venemaa ja Valgevene ülekandevõrkude (330-750 kV) geograafiline paiknemine. Baltimaades perspektiivne elektrivõrk 2020. aastal.

Alates 2011. aasta lõpust alustati uue põhivõrgu elektrivõrgu arengukava koostamisega, mis kajastab Eesti 110 kV ja 330 kV elektrivõrgu arenguid aastani 2030 ning mille lõplik versioon peaks valmima käesoleva aasta lõpuks. Arengukava koostamise aluseks on mullu TTÜ poolt koostatud Eleringi ja Elektrilevi alajaamade koormusprognoos. Sisenditeks on ka Euroopa 2030 perspektiivid ning erinevad genereerimisestsenaariumid, mis on kooskõlas ENTSO-E kümne aasta arengukavaga.

Eesti siseriiklikud võimsusvood liiguvad hetkel põhiliselt Narva-Tallinn ja Narva-Tartu suunal, kus asub ka enamik tarbimiskeskusi. Narva-Tartu suunalise ühenduse läbilaskevõime siseriikliku tarbimise katmiseks on piisav. Lisaks Tartu piirkonna tarbimise katmiseks kasutatakse seda ristlõiget ka elektri ekspordiks Lätti ja Leetu ning transiidiks Venemaalt Lätti, Leetu ja Kaliningradi.

Arvestades prognoositud koormusi, energiasektori arengut Balti regioonis ning eelpool toodud tarbimis- ja tootmisstsenaariume, on elektrivõrgu läbilaskevõime suurendamiseks planeerimisel täiendavad elektrivõrgu tugevdused nii siseriiklikult kui ka naaberriikidega.

Kuni 2017. aastani jätkub olemasolevate 330 kV liinide ning alajaamade uuendamine ja rekonstrueerimine kui ka uute liinide rajamine vastavalt Eleringi investeeringute eelarvele. Kuna Eesti elektrisüsteemi üldine olukord on praegu rahuldav tänu viimastel aastatel tehtud investeeringutele võrgu arendamisse, siis esialgsetel hinnangutel väga suuri investeeringuid täiendava võrgu ehitamiseks ei ole ette näha. Kui varasemalt olid suuremad probleemid koondunud eelkõige Tallinna piirkonda ning seetõttu oli põhirõhk suunatud just selle piirkonna uue võrgulahenduse väljatöötamisele, siis edaspidi analüüsitakse investeerimisvajadusi ka mujal piirkondades.

Arvestades kirjeldatud plaane võib eeldada, et elektrivõrgu varustuskindluse tase käesoleva aruande esitamisele järgneva 15 aasta jooksul on hea ning elektrivõrgu areng toetab ka uute elektritootmisallikate lisandumist ning elektrituru üldist arengut ja integreerimist naabersüsteemidega.

Ülekandevõrgu arendamise seisukohast on oluline roll piirkondadevaheliste 110 kV elektriülekandeliinide üleviimine suuremale ristlõikele (vähemalt 240 mm2), mis võimaldab olemasolevaid liinitrasse efektiivsemalt kasutada. Seejuures pole planeeritud suuremahulist uue 110 kV elektrivõrgu laienemist (v.a Tallinna piirkond ning saared) vaid pigem keskenduatakse olemasolevate 110 kV liinide rekonstrueerimisele või 35 kV liinide üleviimisele 110 kV-le pingele.

110 kV võrgu arengud sõltuvad põhiliselt uutest liitujatest. Need võivad olla uued elektrijaamad, suurtarbijad või uued toitepunktid jaotusvõrkudele, mida üldjuhul käsitletakse üksikobjektidena ning mille liitumisega seotud kulud maksab kinni klient.

Elering näeb ette jätkusuutliku varustuskindluse tagamiseks 110 kV (330kV) võrgu arendamist ja tugevdamist järgmistes piirkondades:

- Tallinn ja selle lähiümbrus;
- Tartu ja Lõuna-Eesti;
- Ida-Eesti
- Lääne-Eesti saared.

Tallinna ja selle lähiümbruse kui Eesti elektrisüsteemi kõige suurema koormusega piirkonna elektrivõrk ei ole praeguse seisuga piisavalt tugev, et tulla toime 2030. aasta eeldatava stsenaariumi koormustega. Tallinna piirkonna põhivõrgu alajaamade summaarne tipukoormus jääb vahemikku 940–1390 MW. 2010. aasta seisuga oli vastav näitaja 590 MW, seega 20 aastaga võib oodata selle piirkonna koormuste kahekordistumist.

Praeguse elektrivõrgu konfiguratsiooni juures võivad ilmneda kõige suuremad probleemid just Tallinnas ja selle lähiümbruses. Aastaks 2030 prognoositavate koormustega ei ole põhivõrgu läbilaskevõime täiendavate investeeringuteta piisav, et tagada Eesti tarbijatele nõuetekohane elektrivarustuskindlus. Paljud õhuliinid ja kaabelliinid koormuvad üle juba normaalolukorras,

arvestamata N-1 olukorda[6]. Samuti on tänu suurenenud koormusele enamasti 330 kV alajaamade pinged lubatust madalamal tasemel ning ei vasta püsitalitlusnõuetele.

Tallinna piirkonna põhiprobleemid koonduvad järgmistesse sõlmedesse:

- Ülekoormused Aruküla 110 kV väljuvatel liinidel.
- 330 kV elektrivõrgus normaalrežiimis (kõik liinid sees) lubamatult madalad pinged (*ca* 310 kV).
- Harku, Aruküla ja Kiisa alajaamades trafod ülekoormatud (juhul kui igas nimetatud alajaamas on kaks 200 MVA trafot).
- Harku-Veskimetsa ristlõige ülekoormatud.

Et lahendada ülekoormusest tulenevaid probleeme, uuritakse kõige suurema kontsentratsiooniga piirkonda eraldi vastavalt koormuskeskuste geograafilisele paiknemisele. Suur koormuste kontsentratsioon asub Tallinna kesklinnas Veskimetsa, Järve ja Lasnamäe alajaamade vahel.

Tallinna kesklinna põhitoide tagatakse läbi Veskimetsa-Harku ja Aruküla-Lasnamäe ristlõigete, mis koormuvad selle tõttu ka tugevalt üle. Hoopis väiksemad on võimsusvood Kiisalt ja Arukülast Järve poole tulevatel 110 kV-l liinidel. Kuigi Järve suunas on hetkel ainult kaks 110 kV-st ühendust Aruküla ja Kiisa 330 kV-st alajaamadest, koormuvad need liinid oma läbilaskevõime kohta küllaltki hästi.

EstLink 1 töörežiim mõjutab tugevalt Harku alajaama 330/110 kV trafode ja alajaamast väljuvate Tallinna toitvate 110 kV liinide koormust sõltuvalt võimsuse suunast alalisvooluühenduses. Maksimaalse ekspordi korral Harku 330/110 kV trafode ja Harku-Veskimetsa vahelisel ristlõikel võimsusvood vähenevad, kuid samas suurenevad oluliselt Kiisa ja Harku alajaamasid ühendavate 110 kV liinide koormused (L180, L181 ja L086).

Eriti kriitiline on olukord Kiisa-Harku 330 kV liini väljalülitumisel, mille korral koormuvad eelpoolnimetatud 110 kV liinid üle. EstLink 1 maksimaalse impordi korral suurenevad nii Harku 330/110 kV trafode kui ka Harku-Veskimetsa vaheliste 110 kV ühenduste koormused ning tekivad suured ülekoormused N-1 olukorras.

Et vähendada Harku sõlmest Tallinna poole suunduvaid võimsusvooge ja sellega koos EstLink 1 mõju, tuleks rajada tugevamad ühendused Kiisa ja Aruküla 330 kV alajaamadest Tallinna

[6] N-1 tähendab ühe elektrisüsteemi talitust mõjutava elemendi avariilist väljalülitumist

koormuskeskustesse. Täpsemad võrgutugevdused ja alajaamade ehitused selguvad hilisemate uuringute käigus.

Tartu ja selle lähiümbrus on tähtis koormuskeskus ning osa arenguvajadusi tuleneb otseselt läbilaskevõime piirangutest, et tagada liinide piisav läbilaskevõime tarbimise katmiseks. Lõuna-Eesti piirkonna põhilisteks kitsaskohtadeks on võimalikud pingeprobleemid ning kohati ka ülekandevõimsuste ebapiisavus. Täpsemad võimalikud arengud selgitatakse välja valmivas arengukavas, kuid esialgse hinnangu järgu tuleb antud piirkonnas tugevdada 330/110 kV võrgu vahelisi ühendusi, vahetada amortiseerunud õhuliinid uute, suurema läbilaskevõimega liinide vastu ning paigaldada pingereguleerimisseadmed.

Ida-Eesti arenguvajadused on põhiliselt tingitud sealsest kasvavast tööstustarbimisest ning samuti ka pidevalt suurenevast tuuleelektrijaamade ühendamisest. Kasvavate tarbimiskoormuste tõttu tekivad ülekoormused olemasolevatel liinidel ning 330/110 kV trafodel. Täpsemad võrgutugevdused ja alajaamade ehitused selguvad hilisemate uuringute käigus.

Lääne-Eesti saarte 110 kV põhivõrgu põhilised mõjutegurid ning arenguvajadused tulenevad varustuskindlusest. Saaremaad mandriga ühendavad 35 kV kaablid on vanad ning lähenevad oma eluea lõpule. Viimastel aastatel on rikked sagenenud ning väljalülitusajad võivad seoses keerukate tingimustega ulatuda ligi poole aastani.

Hiiumaa elektrivõrk on ühendatud ülejäänud Eesti elektrisüsteemiga Hiiumaa ja Saaremaa vaheliste Elektrilevile kuuluvate 35 kV merekaablite kaudu, mis on ühendatud Eleringile kuuluva Leisi 110/35/10 kV alajaamaga. Leisi alajaam saab toite kahe 110 kV õhuliini kaudu ning seega on tagatud N-1 varustuse kriteerium juhul, kui üks liinidest peaks välja lülituma.

Hetkel võib suurima ohukohane näha Orissaare ja mandri vaheliste liinide ja alajaamade võimalikke rikkeid. Tulevikus hakkavad 35 kV kaableid asendama järk-järgult ehitatavad kaks 110 kV kaabelliini Võiküla ja Virtsu ning Tusti ja Rõuste alajaamade vahel. Uued kaablid süvistatakse merepõhja, et vähendada vigastamise riski rüsijää, ankrute jms väliste mõjutajate poolt. Tänu uute kaablite juures kasutatavale kõrgemale pingeastmele on ülekandevõimsus piisav, et üks kaabel suudab tagada kogu Saaremaa ja Hiiumaa elektrivarustuse ka juhul, kui teine kaabel peaks rikkis olema või välja lülituma.

Teine oluline riskitegur on Muhumaa ja Saaremaa vaheline kaheahelaline 110 kV elektriülekandeliin, mille masti purunemisel on võimalik päevi kestev elektrikatkestus Saaremaal ja Hiiumaal.

Sellise riski leevendamiseks paigaldab Elering Väikese väina tammil kulgeva tervet Saaremaad ja Hiiumaad toitva õhuliini kõrvale ka dubleeriva maakaabli.

Hiiumaa maksimaalne tarbimine on *ca* 12 MW ning Muhumaa, Saaremaa ja Hiiumaa kokku *ca* 45 MW. Vastavalt koormuse prognoosile tõuseb Hiiumaa koormus aastaks 2030 kuni 18 MW-ni (maksimaalne stsenaarium) ja saarte summaarne koormus kuni 73 MW-ni. Juhul kui Hiiumaa elektriline koormus ületab 25 MW, tuleb kindlasti kaaluda 110 kV ringtoite väljaehitamist, mille eeltingimuseks on Lääne-Eestit toitva 110 kV võrgu rekonstrueerimine.

Olenevalt koormuste kasvu stsenaariumist näeb Elering kuni aastani 2030 elektrivõrgu arengus kolme peamist etappi:

1. saarte ja mandrite vahele paigaldatakse uued 110 kV kaabelliinid olemasolevate 35 kV kaabelliinide asemel;
2. Saaremaa ja Hiiumaa vahele ehitatakse lisaks olemasolevatele 35 kV-le kaabelliinidele ka 110 kV elektriülekandeliin Leisi-Põhjata(Käina)-Kärdla;
3. mandri ja Hiiumaa vahele ehitatakse 110 kV kaabelliin algusega kas Aulepa või Haapsalu alajaamast, mis ühendatakse Hiiumaal paikneva 110 kV alajaamaga (Kärdla, Põhjata või Käina). Ehitamisega on võimalik alustada peale Lääne-Eesti elektrivõrgu tugevdusi, mille orienteeruv valmimine on 2025. Ehitamine peaks toimuma samuti liitumismenetlusena.

Antud etappide tegelik ehitamise aeg ja ajakava sõltub peamiselt elektrilise tarbimisvõimsuse kasvust.

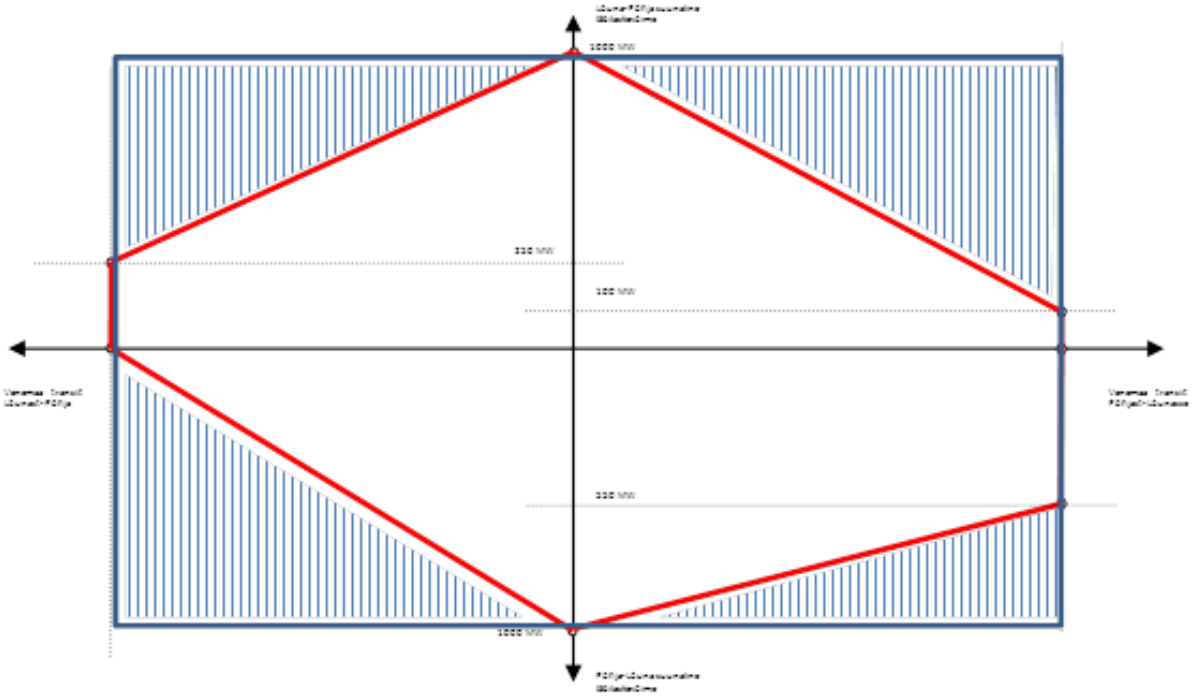
Alalisvooluühendused Venemaaga

Venemaa põhja ja lõuna genereerimise bilanss avaldab mõju Baltimaade transiitvoogudele. Transiitvood aga omakorda piiravad Baltimaade võimalusi elektrivõimsusi üle kanda. Selleks et transiitvoogusid juhtida, tuleks kontrollida võimsusvooge, mis kulgevad suures ülekandesüsteemi silmuses, mille moodustavad Lääne- ja Kesk-Venemaa ning Valgevene 330 ja 750 kV ülekandeliinid ning Balti riikide 330 kV ülekandevõrk.

Balti riike läbivate transiitvoogude juhtimise üheks võimaluseks oleks kõrgepingeliste alalisvoolu/vahelduvvoolu konverterjaamade kasutamine Eesti ja Venemaa piiril, kus täna asuvad tugevad 330 kV ühendused Venemaaga. Konverterjaama rajamisega olemasolevate ühenduste vahele oleks võimalik suurt silmust katkestada ja tagada piisavad ülekandevõimsused Balti riikide vahel sõltumata Venemaa ja Valgevene genereerimise bilanssidest.

Joonisel 19 on graafiliselt kujutatud Eesti põhja-lõuna suunaliste ülekandevõimsuse tehnilised piirid (vertikaalteljel) sõltuvana Venemaa ja Valgevene genereerimise bilanssidest. Punase joonega on kujutatud maksimaalseid läbilaskevõimeid koos Eesti-Läti vahelise kolmanda 330 kV ülekandeliiniga. Sinise piirjoonega on kujutatud suure ringi katkestamise ja konverterjaamade installeerimisega saavutatav täiendav ülekandevõimsus Eesti ja Läti vahel. Samas säilib võimalus võimsuse vahetamiseks ka Venemaa elektrisüsteemiga. Viirutatud alaga on näidatud

täiendav ülekandevõimsuse juurdekasv, mida võimaldab transiitvoogude juhtimine.



Joonis . Konverterjaamade abil võimsuse juhtimisega saavutatav ülekandevõimsuse suurenemine Eesti-Läti ristlõikel

Võimalikud konverterjaamade ühikvõimsuste ühendamise variandid on

- Eesti 500 MW + Läti 500 MW
- Eesti 2x500 MW + Läti 500 MW

Alalisvoolukonverterite rajamine on kooskõlas nii sünkroontöö ühenduse jätkumise korral Baltimaade ja Venemaa vahel ning on sobiv ka Venemaa elektrisüsteemist eraldumise korral, ühinedes Mandri-Euroopa sünkroonalaga.

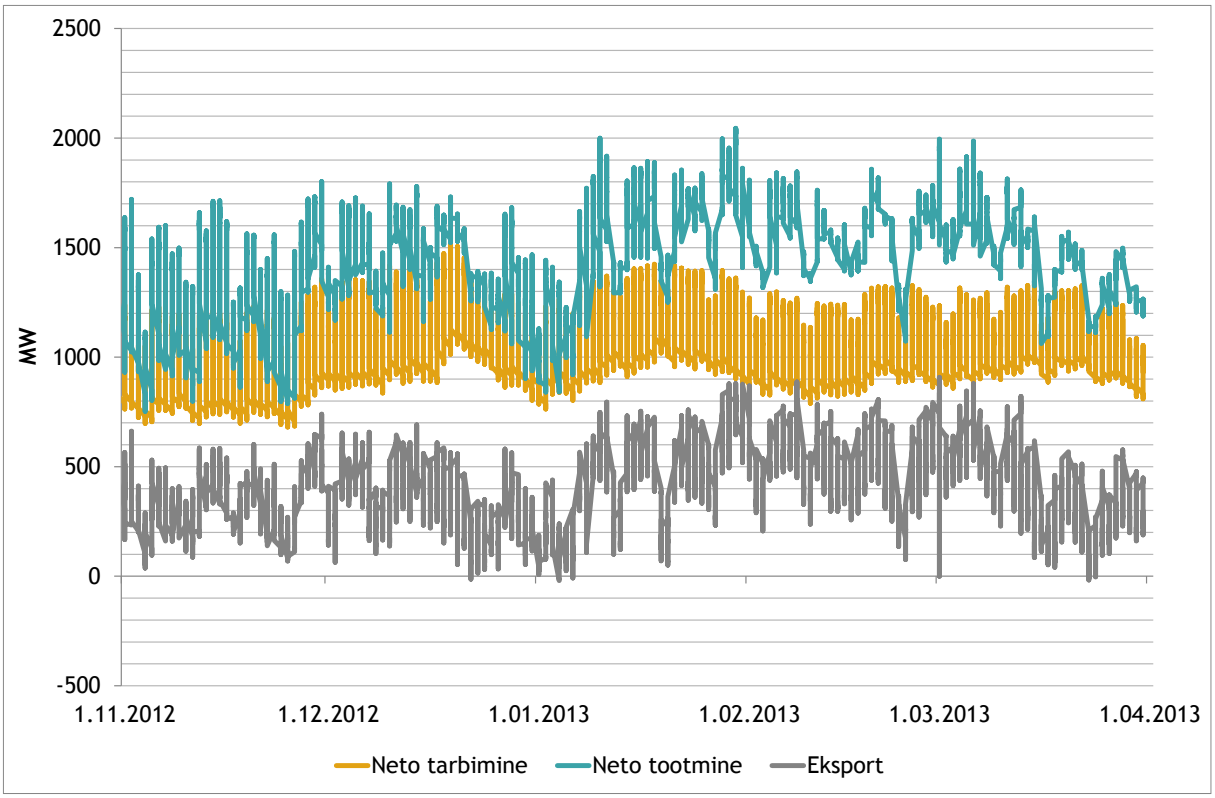
4.1.2. Elektrisüsteemi talitlus

2012/13. aasta talveperioodi vältel Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme ei esinenud. Talve jooksul väga külmade ilmadega perioode ei olnud, mistõttu olid ka tipukoormused mõnevõrra madalamad kui eelnevatel talvedel. 2012/13. aasta talve maksimaalne tipukoormus oli 1517 MW (kõigi aegade maksimaalne tipukoormus 1587 MW saavutati 2010. aasta jaanuaris). Samas oli talv edukas elektrienergia tootjatele – 30. jaanuaril 2013 saavutati Eesti elektrisüsteemis netogenereerimise tase 2052 MW, mis on paljude viimaste aastate rekordtootmine. Samuti saavutati 2012/13. aasta talvel tuuleparkide genereerimises rekordtase, kui 1. jaanuaril 2013 oli Eesti elektrisüsteemis tuulikute toodang 210 MW.

Eesti elektrisüsteemis oli 2012/13. aasta talve jooksul piisavalt tootmisvõimsusi, et katta ära tipukoormused ning ka kõige kõrgema tarbimise perioodide vältel oli Eesti elektrisüsteem endiselt eksportiv elektrisüsteem.

Tabel 5. Eesti elektrisüsteemi maksimaalne, minimaalne ja keskmine tarbimine, tootmine ja võimsusbilanss 2012/13. aasta talvel (01.11.2012-31.03.2013)

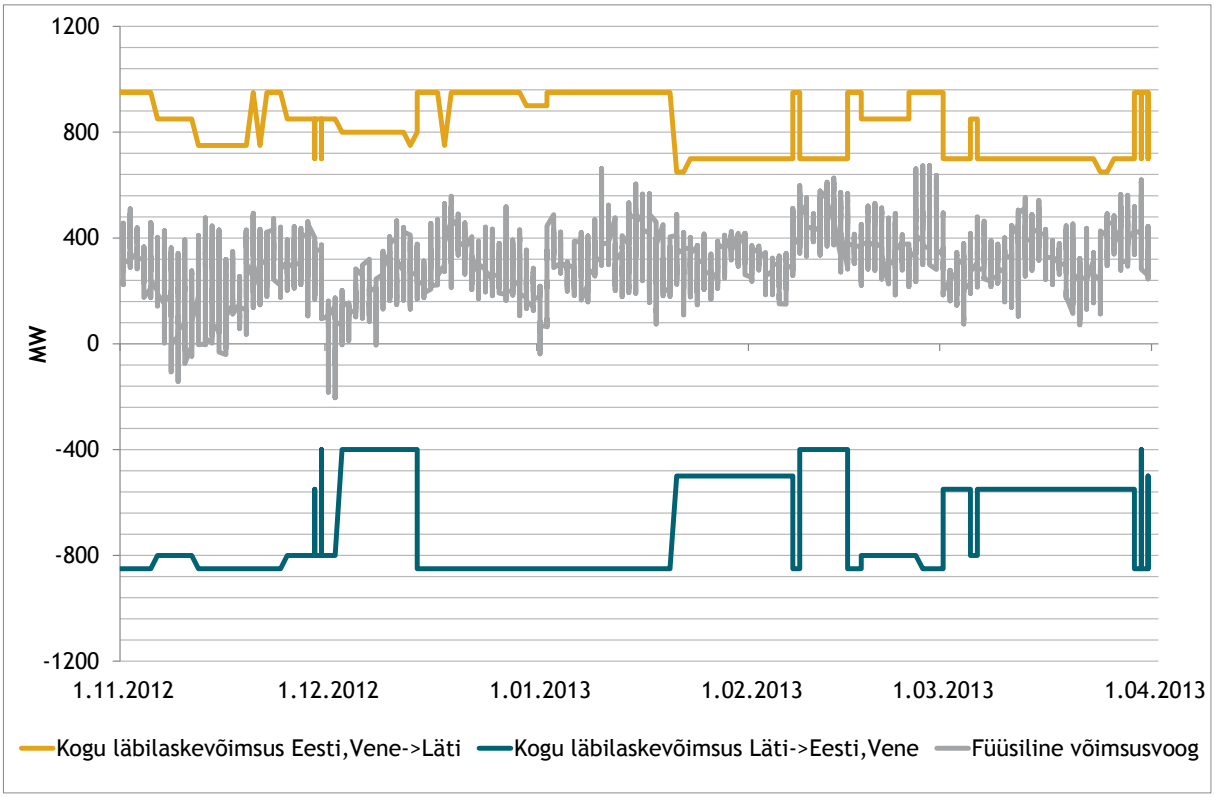
	Väärtus	Ajavahemik
Eesti maksimaalne netotarbimine	1517 MW	19.12.2012 kell 16:05-16:10
Eesti minimaalne netotarbimine	678 MW	25.11.2012 kell 04:20-04:25
Eesti keskmine netotarbimine	1092 MW	
Eesti maksimaalne netogenereerimine	2052 MW	30.01.2013 kell 16:10-16:15
Eesti minimaalne netogenereerimine	722 MW	04.11.2012 kell 03:10-03:15
Eesti keskmine netogenereerimine	1482 MW	
Tuuleparkide maksimaalne	210 MW	01.01.2013 kell 11:05-11:10
Eesti maksimaalne eksport	942 MW	01.03.2013 kell 04:30-04:35
Eesti maksimaalne import	-31 MW	04.01.2013 kell 01:20-01:25
Eesti keskmine eksport	390 MW	



Joonis . Eesti elektrisüsteemi talve tootmise, tarbimise ja ekspordi kokkuvõte

Möödunud talvel oli olukord piiriüleste ülekandevõimsuste osas ootuspärane. Ülekandevõimsuste piiranguid esines nii Eesti-Soome, Eesti-Läti kui ka Eesti-Venemaa suundadel. Eesti-Soome ja Eesti-Venemaa suundadel olid ülekandevõimsuse piirangud tavapärases mahus, kuid Eesti-Läti suunas oli jaanuarist kuni märtsi lõpuni ülekandevõimsuste piiranguid tavapärasest rohkem seoses suurema

hulga liinide hooldustega kui eelnevatel talveperioodidel. Hooldused toimusid nii Eesti, Läti kui ka Venemaa elektrisüsteemides ning nende põhjuseks oli vajadus kavandada osa töid talveperioodile, et vähendada Eesti-Läti vaheliste ülekandevõimsuste piiranguid suveperioodil.



Joonis . Kogu läbilaskevõimsus ja füüsiline võimsusvoog Eesti-Vene-Läti ristlõikel

4.1.3. Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas

Eesti elektrisüsteemi talitluse kavandamist ja elektrisüsteemi juhtimist reaalajas korraldab Eleringi juhtimiskeskus. Juhtimiskeskus korraldab ka Eesti elektrisüsteemi bilansi planeerimist ja reaalajas juhtimist. Erinevalt teistest naaberelektrisüsteemidest vastutab Eleringi juhtimiskeskus ka pinge juhtimise eest 6, 10, 15, 20, 35 kV-s võrgus, seoses asjaoluga, et enamik trafodest ülempingega 110 kV kuuluvad Eleringile. Sellest tulenevalt on Eesti elektrisüsteemi juhtimiskeskuse juhitav elektrivõrk suurem kui näiteks naabersüsteemi Läti oma.

Alates 1999. aastast on Eleringi juhtimiskeskuse kasutada kõrgtehnoloogiline USA päritolu juhtimissüsteem SCADA GE XA-21. Juhtimissüsteemi peamine ülesanne on võtta Eleringile kuuluvatest alajaamadest vastu elektrisüsteemi seireks ja juhtimiseks vajalik info, seda töödelda ning tagada dispetšeri poolt antud juhtimiskorralduste täitmine. Süsteem võimaldab reaalajas toimivat infovahetust juhtimiskeskuse ja suuremate elektrijaamade- ja jaotusvõrkude vahel, aga samuti naaberelektrisüsteemide juhtimiskeskustega. Juhtimissüsteemi renoveerimistsükkel on *ca* 6-7 aastat,

viimane renoveerimine teostati 2009. aastal. Eleringil on ka reservjuhtimiskeskus, millel on põhijuhtimiskeskusega sarnane funktsionaalsus.

Juhtimiskeskus teeb tihedat koostööd ENTSO-E süsteemi juhtimise komiteega (SOC) ja komitee juurde moodustatud Baltic regionaalse töögrupiga. Juhtimisalane koostöö Venemaa ja Valgevene põhivõrguettevõtjatega on korraldatud 2001. aastal asutatud BRELL-i (lühend Valgevene, Vene, Eesti, Läti ja Leedu venekeelsete nimede esitähtedest) koostööorganisatsiooni kaudu.

Eesti elektrisüsteemi talituse kavandamise ja reaalajas juhtimise tase on tänase seisuga hea.

Abinõud varustuskindluse tagamiseks

Põhilised riskid Eesti elektrisüsteemi reaalajas toimimisele on nn looduslikud riskid ehk torm, äike, jäide, vesi, äärmuslikud temperatuurid jne. Eriti ohtlik olukord on siis, kui ilmaolude tõttu on ületatud elektriseadmetele ettenähtud projekteerimisnormid, nt tuule kiiruse ja välisõhu temperatuuri, jäite kihi paksuse osas. Teatud osa riske on seotud ka nn inimfaktoriga, näiteks ebaõiged töövõtted puude langetamisel elektriliinide kaitsetsoonis ja töötajate eksimused töödel elektriseadmetega. Tehniliste riskide poolelt võib mainida võimalikke probleeme vanade ja ebatöökindlate seadmetega, elektriliinide mastide vigastusi jne. Välisriskid on seotud sageduse reguleerimise halva kvaliteediga, avariidega alajaamades ja elektriülekandeliinidel väljaspool Eestit jne.

1984. aasta suvel toimus avarii, mis viis Läti, Leedu ja Valgevene elektrisüsteemide kustumiseni. Avarii sai alguse Valgevene ja Venemaa elektrisüsteeme ühendaval liinil ja täiendavalt raskendas olukorda rikkis avariitõrjeautomaat. Lisaks töötas riikidevaheline elektrivõrk väiksema töökindluse varuga kui tavaliselt, kuna vahetult enne avariid viidi remonti ka üks Eestit ja Lätit ühendavatest liinidest. Avarii tagajärjel kustusid mitmed elektrijaamad ja tarbijad olid mitu tundi toiteta.

25. augustil 2008. aastal lülitus Valgevenes avariiliselt tööst välja Lukomli elektrijaam võimsusega 2427 MW, mis kattis tollel hetkel *ca* 60 % Valgevene kogutarbimisest. Tänu Eesti, Läti ja Leedu abile (kokku käivitati üle 1000 MW reservvõimsusi) õnnestus avarii laienemist vältida, kuigi avarii likvideerimise käigus tuli Valgevenes piirata tarbimist *ca* 1100 MW ulatuses.

Eesti elektrisüsteemis tervikuna pole suuri avariijuhtumeid viimase 40 aasta jooksul esinenud. On küll olnud lokaalseid linnade ja regioonide kustumisi, kuid suuremad piirkondlikud avariid Eesti elektrisüsteemis on olnud seotud halbade ilmastikutingimustega (tormid) ja viimased neist leidsid aset novembris 1999, novembris 2001 ja jaanuaris 2005. On esinenud kohaliku tähtsusega tarbimise piiramisi seoses avariidega üksikutes alajaamades (Tartu, Lasnamäe, Metsakombinaadi jt).

<u>Süsteemi taaspingestamine</u>

Reaalne oht Eesti elektrisüsteemi toimimisele on tugevate Ida-Lääne suunaliste liinide väljalülitumine. Arvestatavaks riskiteguriks on ka võimalikud avariid seoses sageduse sügava langusega Venemaa ühendatud elektrisüsteemis, mille tulemusena võib ka Eesti elektrisüsteem

kustuda. Juhuks, kui toimub Eesti elektrisüsteemi täielik kustumine, on Eleringi juhtimiskeskuse poolt välja töötatud vastav taastamiskava. Selle kava alusel on elektrisüsteemi pingestamiseks ja taaskäivitamiseks ette nähtud järgmised võimalused:

- kasutada EstLink 1 nn. *blackstart* funktsiooni, mille käigus saab Eesti elektrisüsteemi taaspingestada, selle võimaliku kustumise korral. (seda funktsiooni on mitu korda edukalt katsetatud);
- pingestada Eesti elektrisüsteem Eestit naaberelektrisüsteemidega ühendavate riikidevaheliste liinide kaudu;
- kasutada Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks Eesti suuremate elektrijaamade omatarbele (kohalikule koormusele) eraldunud tootmisseadmeid.
- Lähitulevikus saab Eesti elektrisüsteemi töö taastamiseks kasutada ka Eleringi ehitatavat Kiisa avariireservelektrijaama, millel on elektrisüsteemi „nullist taastamise võimekus“.

Sageduse reguleerimine iseseisvale tööle eraldumisel

Kui Eesti elektrisüsteem on eraldunud teistest sünkroonselt töötavatest elektrisüsteemidest iseseisvale tööle, siis sageduse täpseks reguleerimiseks saab kasutada uusi ja moderniseeritud plokke soojuselektrijaamades. Ka tuuleelektrijaamad võivad osaleda sageduse reguleerimisel. Tõhus vahend sageduse reguleerimiseks on ka EstLink 1 AFC (*automatic frequency control*) ehk sageduse reguleerimise funktsioon.

Tarbimise piiramine

Kui mitmete asjaolude kokkulangemisel tekib ikkagi võrgu läbilaskevõime piirang, siis korraldab Elering jaotusvõrkude ja suurklientide tarbimise piiramise vastavalt eelnevalt väljatöötatud piiramiskavale.

Avariitõrjeautomaatika

Võimalike raskemate avariide likvideerimiseks või nende ulatuse kontrolli all hoidmiseks on Eesti elektrisüsteemi paigaldatud mitut liiki avariitõrjeautomaatikat:

- Eesti elektrisüsteemi automaatne eraldumine iseseisvale tööle sageduse sügaval langemisel;
- asünkroonkäigu automaatika (lülitab välja võrguelemendi võnkumiste tekkimise ohu korral elektrisüsteemis või kui võnkumised juba tekkisid);
- koormuse vähendamise automaatika (lülitab välja kohaliku koormuse võrguelemendi lubamatu ülekoormuse korral);
- pinge järgi koormuse vähendamise automaatika (adaptiivne; lülitab kohaliku koormuse välja, kui pinge alaneb, ja lülitab automaatselt sisse pinge taastumisel);
- sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika (adaptiivne; lülitab kohaliku koormuse välja, kui pinge alaneb ja automaatselt sisse pinge taastumisel);
- võrguseadmete automaatne sisse-/väljalülitamine pinge järsul vähenemisel/tõusul;
- tootmisseadmete automaatne väljalülitamine sageduse järsul vähenemisel/tõusul.

Muud abinõud

Et kontrollida Eesti elektrisüsteemi iseseisva talitlemise võimekust, on alates 1993. aastast perioodiliselt iga 2–3 aasta tagant teostatud Eesti elektrisüsteemi eralduskatsetusi, kus Eesti elektrisüsteem eraldatakse tehniliselt mõneks ajaks Venemaa ja Läti elektrisüsteemist. Eralduskatsetuste põhieesmärk on kontrollida Eesti elektrisüsteemis töötavate elektrijaamade ja EstLink 1 sageduse reguleerimise täpsust. Viimane Eesti elektrisüsteemi eralduskatse toimus 2009. a aprillis ja kestis *ca* 1,5 tundi.

Avariireservvõimsused

Alates 2013. aasta esimesest poolest hakkab Elering vastavalt BRELL-i ühendsüsteemis sõlmitud lepingutele hoidma nõutavat garanteeritud avariireservvõimsust (100 MW) Kiisa avariireservelektrijaamas. Peale Eesti ja Soome vahelise teise alalisvooluühenduse EstLink 2 valmimist peab Elering hoidma garanteeritud avariireservvõimsust 250 MW ulatuses. Kiisa avariireservelektrijaama võimsus elektribörsil osalema ei hakka ehk siis Kiisa avariireservelektrijaama võimsus jääb ainult elektrisüsteemihaldurile ning seda hakatakse kasutama ainult tootmis- või võrguseadmete avariide korral, kui on vaja kompenseerida elektrisüsteemis tekkinud võimsuse puudujääki.

4.1.4 Võrgu talitluskindlus

Võrreldes kahe eelneva aastaga on Eleringi võrgu talitluskindlus paranenud , kuid 2012. aastal oli see siiski kehvem kui seni parimaks osutunud 2009. aasta. Talitluskindluse kaks põhilist näitajat on väljalülitumiste arv ja klientidele andmata energia. Väljalülitumistest suurem osa toimub suvekuudel ja on põhjustatud liiniisolaatoritel tekkivast toonekurgede reostusest. Enamasti on sellised väljalülitumised mööduva lühisega (s.t. automaatika lülitab liini koheselt töösse tagasi ja klientidele sellistel juhtudel toitekatkestust ei teki), kuid nende tulemusel tekib hetkeline pingelohk. Andmata energia tekib klientidele aga siis, kui mõni võrguelement lülitub püsivalt välja ning reservtoite võimalus sel hetkel puudub. Praktika on näidanud, et kõige ulatuslikumalt tekib selliseid katkestusi suurte tormide ajal ja põhjuseks on enamasti liinidele langenud puud. Ehkki Eleringi liinide trassid tervikuna on suhteliselt heas seisus, leidub siiski ka üsna palju kohti, kus need vajavad laiendamist.

Väljalülitumised ja andmata jäänud energia

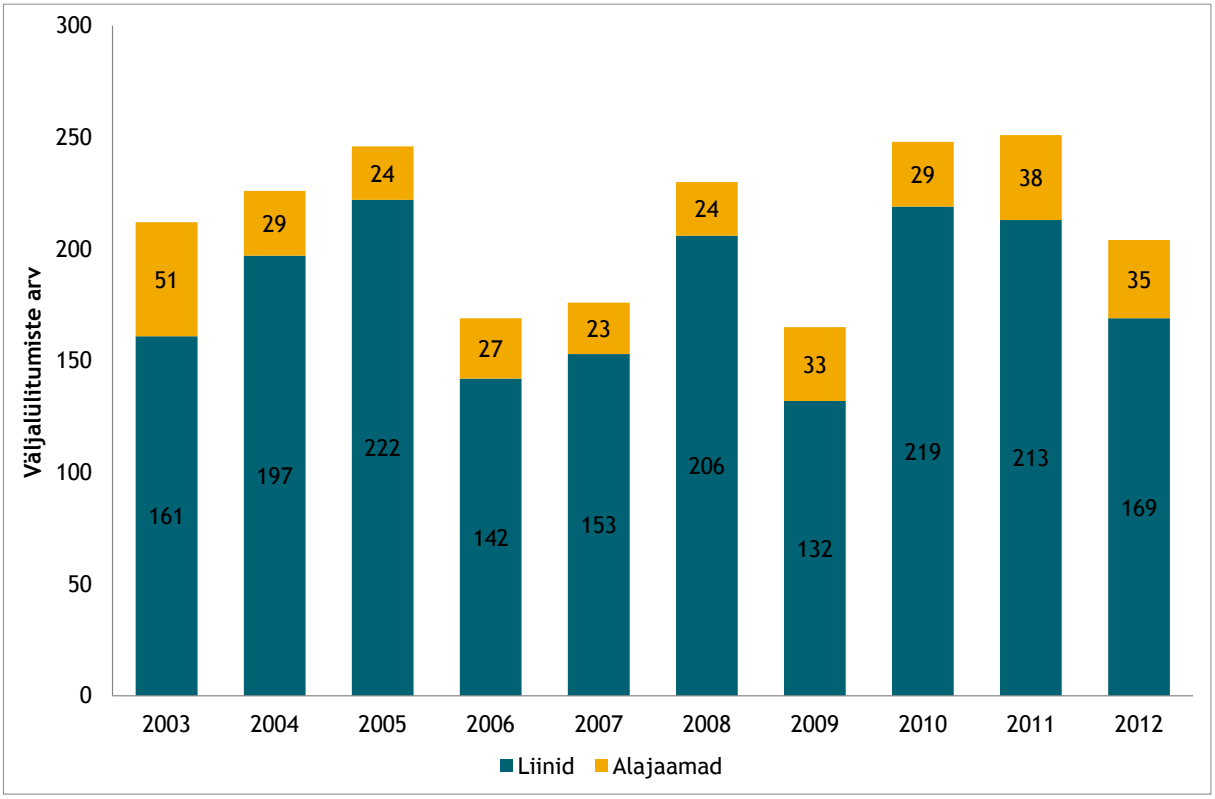
Eleringi võrgus aastatel 2003–2012 tekkinud seadmete väljalülitumised ning seejuures tarbijale katkestusi põhjustanud väljalülitumised ning sellega ka andmata jäänud energiakogused on toodud järgnevates tabelites.

Tabel 6. Ülekandevõrgu seadmete väljalülitumised aastatel 2003-2012

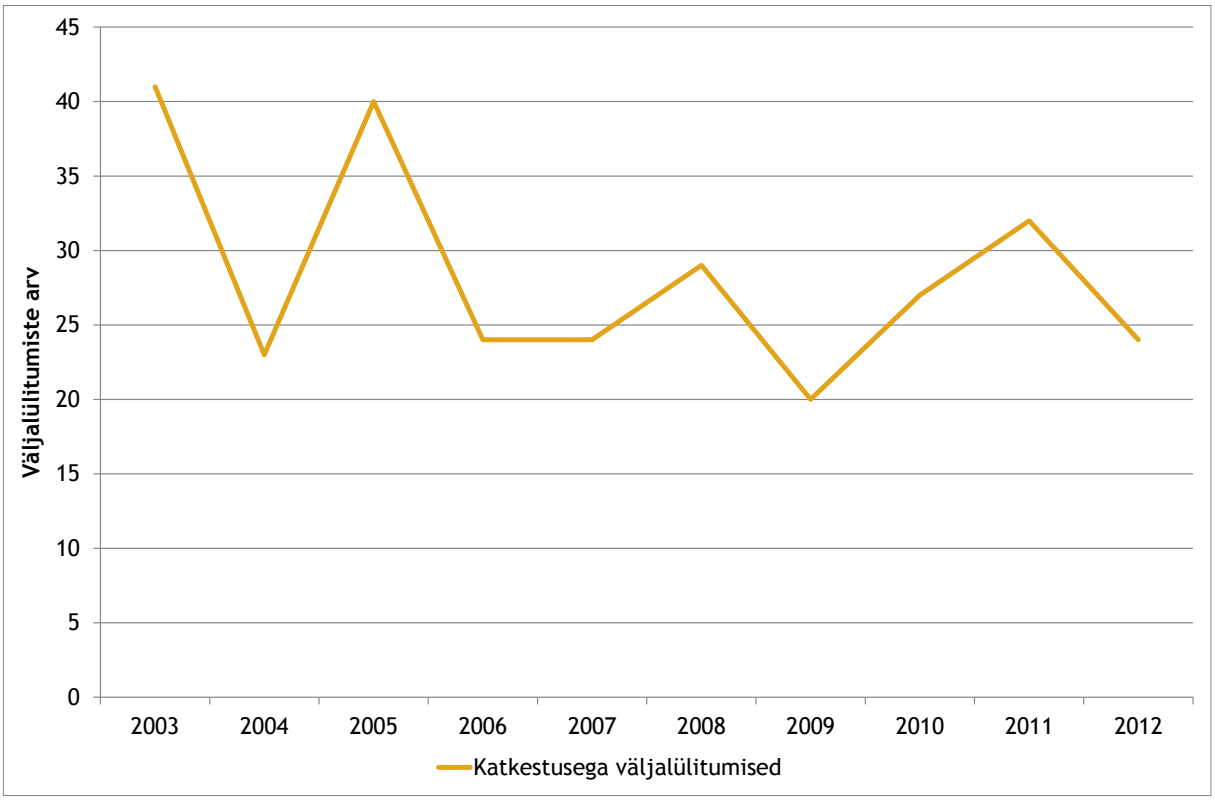
Töökindluse näitaja	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Väljalülitumised	212	226	246	169	176	230	165	248	251	204
S.h. liinid	161	197	222	142	153	206	132	219	213	169
S.h. alajaamad	51	29	24	27	23	24	33	29	38	35
Katkestusega väljalülitumised	41	23	40	24	24	29	20	27	32	24

Tabel . Ülekandevõrgu andmata energia aastatel 2003-2012

Töökindluse näitaja	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
Andmata energia (MWh)	208	58	679	105	71	64	53	208	787	149



Joonis . Väljalülitumiste arv 2003-2012



Joonis . Katkestustega väljalülitumiste arv 2003-2012

Suuremad avariid Eleringi võrgus

Avariide osas oli 2012. aasta Eleringile üldiselt kergem kui sellele eelnev aasta. Juhtumeid, millega kaasneb mõne suure seadme või rajatise häving, 2012. aastal ei esinenud, kuid toimusid mõned rikkelised toitekatkestused, millest olulisematena võiks nimetada järgmisi:

- 15.02.2012 kell 17.07 lülitus avariiliselt välja Otepää alajaama jõutrafo C2T. Kuna samaaegselt oli remondis Otepää linna toitev Elektrilevi 35 kV liin, siis tekkis Otepää tarbijatele 1,5 tunnine katkestus, kuni trafo C2T uuesti töösse viidi. Aasta jooksul tekkis sama trafoga korduvalt tehnilisi probleeme, kuni see lõpuks otsustati välja vahetada. Otepää tarbijatele rohkem toitekatkestusi ei esinenud.
- 14.12.2012 kell 20.44 lülitus välja liin 106B/D (Kilingi-Nõmme-Kabli-Sindi), mille põhjuseks oli optilise piksekaitsetrossi katkemine. Samaaegselt oli uue liini ehituse tõttu tööst väljas teine Kilingi-Nõmmet toitev liin L106A. Kabli tarbijad jäid toiteta 1 tunniks, Kilingi-Nõmme tarbijad aga enam kui 7 tunniks.

Programm „Liinid puuvabaks“

Võrgu talitluskindluse tõstmiseks on Elering välja töötanud programmi, et vähendada riske, mis on seotud liinikoridorides kasvavate puude, lindude tegevusega ning juhtmete vananemisest tuleneva

plastilise deformatsiooniga. Kasutusele võetavad abinõud peavad aitama vähendada andmata jäänud energiat ning väljalülitumiste arvu Eleringi võrgus.

Nimetatud abinõud koosnevad liinikoridoride laiendamisest, isolaatorkettide vahetamisest, linnutõkete paigaldamisest ning juhtmete ja mastide vahetamisest. Statistika näitab, et aastatel 2003–2012 on Eleringi poolt summaarne andmata energia olnud ligikaudu 2,3 GWh, millest 1,3 GWh on põhjustatud puude langemisest või langetamisest õhuliinidele. See moodustab ligi 60% kogu andmata energiast. Samas puudest põhjustatud andmata energia võib aastate lõikes kõikuda väga suurelt, hüppeliselt suureneb see suurte tormidega.

Ainus viis õhuliinid tormikindlaks saada on nende trasside kaitsevööndid kõikidest ohtlikest puudest vabastada. Hinnanguliselt on hetkeseisuga liinide kaitsevööndites raiumata 1 800 hektarit metsa.

Plaan on käesolevast aastast suurendada raiemahte 250 hektarini aastas, millega vähendame viie aastaga raiumata metsa pindala kogu liinide kaitsevööndite suhtes 8%-lt 2,5%-ni (mis võrdub hinnanguliselt 550 hektariga).

Isolaatorkettide vahetust ja linnutõkete paigaldust teostatakse ainult 110 kV liinidel ja nende tegevustega on plaan vähendada võrgus väljalülitumiste arvu. Senine praktika on näidanud, et isolaatorkettide vahetamine ja linnutõkete paigaldamine konkreetsetel liinidel on aidanud väljalülitumisi vähendada.

Nimetatud tegevustega planeerime viie aastaga vähendada keskmist väljalülitumiste arvu võrgus aastas praeguselt 200-210-lt 130-150-ni aastas (vähenemine ligi 30 %) ning andmata energiat keskmiselt 230 MWh-lt kuni 130 MWh-ni aastas (vähenemine 45 %).

Lisaks toimub suvel palava ilmaga ja ka suurte koormustega juhtme pikenemine temperatuuri tõusu mõjul (joonpaisumine). Seega hakkab juhtme ripe aastatega suurenema ja õhkvahemikud maapinnaga või tehnorajatistega vähenema. Lisaks mõjutab ka välisõhu temperatuuri kõikumine juhtme täiendavat pikenemist. Nii ongi talvel pakasega juhtmed rohkem pingul ja õhkvahemikud ehk gabariidid suuremad ning suvel ripped suured ja juhtmed rohkem maad ligi.

Kuivõrd varasemalt ehitati ja projekteeriti liinid kandmaks suuremat koormust just talvisel ajal, on riikidevahelise vabaturu tingimustes ilmnemas probleemid ka suviti, mil liinikoormused on suurenenud. Seega on programmi osaks ka õhuliinide gabariitide mõõdistamise ja vajadusel ka korrastamine.

4.2. Jaotusvõrk

Eestis osutab elektri jaotusteenust tarbijatele enam kui 30 võrguettevõtjat. Kõige suurem jaotusteenuse pakkuja on Eesti Energia AS omanduses olev OÜ Elektrilevi. Märkimisväärset võrgu mahtu omavad veel Imatra Elekter AS ja VKG Elektrivõrk. Teised võrguettevõtjad on kohaliku tähtsusega. Kuna jaotusteenuse osutamine on monopoolne tegevus Konkurentsiameti(KA) poolt kinnitatud territooriumil, kinnitab jaotusteenuse hinna KA. Seni on jaotusvõrkude töö hindamisel pööratud suuremat tähelepanu teenuse hinna sotsiaalsele taluvusele ja vähem tähelepanu on pööratud keskkonnahoiule ja varustuskindlusele. Maailma praktika näitab, et elektritoite katkestused häirivad klientide tegevust rohkem kui mis tahes muu tegur [Short 2002], [Rodentis 1999]. Töökindluse osatähtsust kinnitab muuhulgas asjaolu, et Maailma Energeetikanõukogu (WEC) hindab riikide energeetikapoliitikat kolmes võrdse kaaluga kategoorias (nn WEC trilemma): **energia varustuskindlus**; energiasektori keskkonnamõju ja energia hinna sotsiaalne taluvus [Kisel 2012].

Elektrilevi tellis Tallinna Tehnikaülikoolilt uuringu „**Elektrilevi OÜ kesk- ja madalpingevõrgu varustuskindluse näitajad ja muutuste mõjurid erinevates varustuskindlus piirkondades üleminekul kaablivõrgule“.** Selles uuringus on hinnatud ka tarbijate elektrivarustuse katkestuste maksumust.

Katkestuskahju karakteristikud erinevatele varustuskindluse piirkondadele

Piirkond		Ülitihe	Tihe	Hajatihe	Haja	Keskmine
$CENS_{sund}$	€/kWh	13,52	15,33	14,40	8,75	14,57
$CENS_{pl}$	€/kWh	8,92	10,31	9,15	4,25	9,52
CD_{sund}	€/kW	1,30	1,53	1,45	0,79	1,45
CD_{pl}	€/kW	0,17	0,22	0,28	0,19	0,24

CENS – andmata energia
CD - katkestatud võimsus
sund - mitteplaaniline katkestus
pl - plaaniline katkestus

Elektrilevi mitteplaaniliste katkestuste maksumused 2012.a.

Piirkond		Ülitihe	Tihe	Hajatihe	Haja	Kokku
Keskmisele kliendile andmata energia	kWh/kl	0,28	1,09	6,10	4,91	3,95
Klientidele andmata energia	MWh/a	16,55	330,29	1280,61	409,13	2585,14
Klientide katkestatud võimsus	MW/a	2,52	163,18	81,74	1,21	600,44
Katkestuskulu andmata energiast	M€/a	0,22	5,06	18,45	3,58	27,31
Katkestuskulu katkestatud võimsusest	M€/a	0,0033	0,25	0,12	0,001	0,37
Katkestuskulu kokku	M€/a	0,2	5,3	18,6	3,6	27,7

Mitteplaaniliste e. avariiliste katkestuste maksumus on välja toodud erinevate asustustiheduste kaupa.

Selle uuringu alusel saame hinnata töökindlusnäitajate (SAIDI) rahalist väärtust. Kuna 2012.a. oli SAIDI väärtus 188, saame keskmiseks tarbija katkestusminuti maksumuseks 27,7:188=0,1473 M€ (SAIDI on riketest põhjustatud katkestuste keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas minutites).

Jaotusvõrkude arengukava koostamisel tuleb silmas pidada kõiki kolme aspekti: varustuskindlust, keskkonnamõju ja hinna sotsiaalset talutavust. Kuna investeeringute suurus mõjutab otseselt võrguteenuse maksumust, tuleb kriitiliselt hinnata investeeringute kaudu saavutatava töökindluse tõusu suhet hooldustööde parema planeerimise kaudu saavutatava

töökindluse tõusu suhtes. Eesti võrguettevõtjad on erinevatel seisukohtadel ja alljärgnevalt on toodud Elektrilevi ja Imatra Elektri arvamused.

Elektrilevi OÜ seisukohad.

Eesmärgid varustuskindlusele vajavad riiklikul tasemel reguleerimist

Eesti enam kui 30 jaotusvõrguettevõtjat on olukorras, kus puudub ühiskondlik kokkulepe võrguteenuse kvaliteedi ehk varustuskindluse ja võrguteenuse tasu tasakaalu osas. Õigusakti tasemel on jaotusvõrgu varustuskindluse eesmärgiks rikke korral teenus taastada kuni 72 tunni jooksul **vääramatust jõust (tormid, jäide jms) tingitud olukorras** ja **tavapärase rikke** korral kuni 12 (talvel 16) tunni jooksul konkreetse tarbimiskoha kontekstis. **Plaaniline katkestus** võib kesta kuni 10 (talvel 8) tundi. **Aastane lubatud summaarne rikkest põhjustatud katkestuse** aeg konkreetse tarbimiskoha kohta on 70 tundi. Samas on see põhivõrgu kui varustuskindluse seisukohast kriitilisema elektrisüsteemi komponendi osas ühe tarbimiskoha kohta 150 tundi aastas. See on aga vastuoluline varustuskindluse taseme hindamise seisukohast tervikuna.

Riiklikest alusdokumentidest ei tulene võrgu kui tervikliku tehnosüsteemi varustuskindluse eesmärke pikemas plaanis. Nagu näitavad kliendiuuringud ja tarbijate tagasiside, on tarbijate ootused varustuskindlusele suuremad õigusaktides sätestatud tasemest, samas peetakse võrguteenuse hinda kõrgeks. Seetõttu on jaotusvõrguettevõtjad püüdnud iseseisvalt eesmärgistada varustuskindluse parendamist tehnosüsteemi toimimist paremini iseloomustavate näitajate alusel. Näiteks Elektrilevi OÜ üks varustuskindluse näitajatest ehk riketest tulenev SAIDI on paranenud aastate lõikes vastavalt 2010 - 512, 2011 - 379 2012 - 188. Elektrilevi OÜ sisemine eesmärk tulenevalt klientide ootustest on 2017. aastaks 150. (Soome Energiaturuameti raporti kohaselt oli sealne keskmine näitaja 2012. aastal 175 – sõltuvalt ilmastikust on see näitaja aastati tugevasti kõikuv). Sisemine eesmärgistamine toimub ka muude varustuskindluse näitajate nagu SAIFI ja CAIDI järgi.

Tänane võrgutasu ei võimalda kiiret üleminekut ilmastikukindlale võrgule

Õhuliinide üleviimine maakaabelliinidesse võimaldaks tehniliselt veelgi olulisemal määral parendada jaotusvõrkude varustuskindluse näitajaid, kuid see nõuab juba oluliselt suuremaid investeeringuid, kui praegune võrgutasude suurus võimaldaks. Sellises olukorras on jaotusvõrguettevõtjad võtnud valdavalt seisukoha, et olemasolevate õhuliinide üleviimine maakaablitesse toimub alles siis, kui tekib vajadus liine loomulikust vananemisest tingituna uuendada (Elektrilevi OÜ võrgus on ilmastikust tingitud rikete osakaal 56%, võrgu vanusest 29%). Näiteks Elektrilevi OÜ võrgus oli maakaablite osakaal 2012. aasta seisuga nii madal- kui keskpinge võrgus 25 %. Loomuliku asenduse käigus kasvab maakaablite osakaal ligikaudu 2,5 % aastas. Soomes läbiviidud uuringud on näidanud, et oluline varustuskindluse muutus leiab aset siis, kui maakaabli osakaal võrgus on tõusnud 75-80 %. Seega võrgu loomuliku uuendamisega saavutatakse märkimisväärne varustuskindluse tõus Eestis alles 20 aasta jooksul. Seejuures pole tõendatud, et õhuliinide asendamine maakaablitega on majanduslikult tasuv, kui võtta arvesse Eestis aset leidvatest katkestustest tulenevaid kahjusid ühiskonnale. TTÜ on tegemas asjakohast tasuvusanalüüsi.

Arvestades vajadust leida optimaalsed lahendused olemasoleva võrgutasu raames, on jaotusvõrguettevõtjad asunud olulisel määral maakaabli kõrval kasutama õhukaablit. Selline lahendus võimaldab efektiivselt vähendada rikkeid, kuid ei pruugi tagada pikas perspektiivis kõige kõrgema kvaliteediga teenust (võrgu sõltumatust ilmastikust parimal võimalikul tasemel). See ei tähenda, et õhukaabli olulisel määral kasutamine oleks vale või olemuselt ajutine lahendus, kuid viitab sellele, et teenuse hind ja saadav kvaliteet on sõltuvuses ning ka tehniliste vahendite valikul aitaks võrguettevõtjaid see, kui ühiskonnas oleks hinna ja kvaliteedi tasakaal kokku lepitud ja teadvustatud, millise hinna eest millist kvaliteeti on mõistlik oodata.

Jaotusvõrkude tõhusust vähendab alakasutuses olev võrk ja valdavalt tarbitud energiakogusel põhinev võrgutasu

Võrreldes valdava osa Eesti jaotusvõrgu esmase ehitamise ajaga on tarbimiskoormuste asukohad ja suurused oluliselt muutunud. Ilmne näide on endiste kolhoosikeskuste taandareng, maapiirkondades üksikmajapidamiste hääbumine ja linnalähedaste suvilate massiline kasutusele võtmine aastaringsete elukohtadena. Muutumas on ka elektrienergia tootmise asukohad ja struktuur.

Sellest tulenevalt on tekkinud palju alakasutuses olevat võrku ja tarbijatega sõlmitud võrgulepingutes fikseeritud võrguühenduste läbilaskevõime ei vasta tihti tegelikele vajadustele. Ligikaudu 50 000-s ehk 8%-s Elektrilevi OÜ poolt hallatavas tarbimiskohas on tarbimine minimaalne või puudub sootuks. Võrguettevõtja peab võrgulepingu ülesütlemise piirangute tõttu võrgu valmisoleku tagama ka tarbimiskohtades, kus tarbimist ei toimu juba aastaid.

Seni on kasutusel olnud valdavalt muutuvkomponenti sisaldav võrgutasude struktuur, mis ei motiveeri tarbijaid lepinguliste tarbimistingimuste vastavusse viimist tegelike vajadustega ega kaaluma kasutamata võrguühendusest loobumist. Seetõttu on hinnanguliselt ligikaudu 10% võrguressursist kasutuseta, kuid selle alalhoidmiseks on võrguettevõtjad sunnitud tegema ebamõistlikke investeerimisotsuseid. Näiteks tuleb ka sellistesse tarbimiskohtadesse paigaldada kaugloetavad arvestid.

Olemasoleva võrgutasude struktuuri taustal toimub tarbimiseta ja vähe tarbivate klientide ristsubsideerimine rohkem tarbivate arvelt. Muutuvkomponendi suur osakaal võrgutasudes vähendab elektrienergia mikro- ja väiketootmise mahu kasvades oluliselt võrguettevõtja tulubaasi, mis omakorda raskendab varustuskindluse tagamist. Võrgutasude struktuur peab soodustama elektrisüsteemi mõistlikku kasutamist lühiajalises vaates ja toetama efektiivset võrgu arengut pikaajalises perspektiivis. Neid eesmärke saab täita püsitasu komponente rakendades ja nende osakaalu suurendades.

Investeeringute suunamine peab lähtuma ühiskondlikust kogukasust

Arvestades tarbija maksevõimet, Eesti hajaasustust, elektriehitusturu võimekust ning juba täna hinna ja kvaliteediootuste osas valitsevat ebakõla, on selge, et kiirelt ja igal pool üle Eesti ei ole võrdselt hea ja tarbija ootustele vastava võrgukvaliteedi saavutamine võimalik. Oluline on teha aga valikud varustuskindluse tagamiseks ja suurendamiseks ehk võrkudesse investeerimiseks läbipaistvate ja ühiskonna kui terviku vaates võimalikult mõistlike kriteeriumide alusel.

Kümmekond aastat on investeeringute lokaliseerimise kriteeriumiks olnud võrgu rikkelisuse näitajad. Seoses koormuste olulise ümberpaiknemisega on investeerimine selliste kriteeriumite järgi muutunud äärmiselt riskantseks. Vajalik on Skandinaaviamaade eeskujul investeeringute otsustuskriteeriumiks võtta ühiskonnale katkestusest tulenevate kahjude suurused. Kuna selliste kahjude arvestamine toob kaasa mõningal määral geograafilisest asukohast sõltuvad võrgu tehnilised lahendused, on vaja määratleda reeglid võrgu jaotamiseks teatud piirkondadeks, milles oleksid tarbijate ootuste ja võimalustega tasakaalus vastavad selged varustuskindluse eesmärgid. Elektrilevi on jagamas enda hallatavat võrku ülitihe-, tihe-, hajatihe- ja hajaasustustihedusega varustuskindluse piirkondadeks. Piirkondasid iseloomustav varustuskindluse näitaja SAIDI oleks vastavalt ligikaudu 10, 30, 200, 400. Täpsemat analüüsi on teostamas TTÜ ja Elektrilevi OÜ uurimisrühm.

Investeerimise riskide vähendamiseks soovivad võrguettevõtjad lähiaastatel võrgu planeerimisel lähtuda riigiplaneeringust Eesti 2030+, milles Eesti asustussüsteem liigub võrklinnastumise suunas. Seejuures varustuskindluse taset eristatakse piirkondlikult, tasakaalustades ühiskondlikult vastuvõetavat katkestuskahju ja võrguteenuse hinda. Olukorras, kus õigusaktid varustuskindluse eesmärke täiel määral ei reguleeri, lähtuvad võrguettevõtjad arusaamast, et võrklinnastuvad piirkonnad vajavad linnadele omast elektrivarustuse kindlust.

Uut tüüpi turuosaliste integreerimine energiamajandusse vajab regulatsiooni arendamist

Euroopa Liidu kliima- ja energiapoliitika üheks eesmärgiks on saavutada taastuvenergiaallikatel põhinevate elektritootmisüksuste toodetud energia osakaalu kasv lõpptarbimises. Seoses eraisikutele ning väikese ja keskmise suurusega ettevõtetele suunatud energiasäästulahenduste otsimisega on fookus väikesemahulise ja hajutatud tootmise olulisel kasvul. Elektritootmisvõimsused ühendatakse järjest rohkem jaotusvõrkudega ning ühikvõimsuste vähenemine põhjustab tootmisseadmete arvu kasvamist. Näiteks on viimase 2 aasta jooksul Elektrilevi OÜ võrguga ühendatud ca 160 mikro- ja väiketootjat. Suur huvi väljendub liitumispakkumistes, mida elektritootjatele on selle aja vältel väljastatud ligikaudu 500. Vastavate liitumistaotluste arv on tugevas sõltuvuses toetusmeetmetest. 2012. aasta kevadel käivitunud KredEx-i mikrotootmisseadmete soetamist toetav programm, on selle ilmekaks näiteks. Toetuseks ette nähtud vahendid broneeriti kohe.

Hajutatud tootmisseadmete lisandumine tähendab, et varustuskindluse ja pingekvaliteedi tagamiseks muutub võrgu planeerimine, haldamine ning sellesse projekteeritav vara senisest keerukamaks.

Samuti mitmekesistuvad turuosaliste rollid, mis vajab õiguslikku reguleerimist. Varasemalt on võrguteenuse kasutajaid käsitletud eraldi kas tootjana või tarbijana. Hajatootmine nõuab

rollide ühist käsitlemist samas liitumispunktis. Eestis puudub vastav regulatsioon ja olukorda iseloomustav mõiste (ingl. k. *prosumer*).

Võrgutasu varustuskindlust tagava võrguühenduse valmisoleku eest tootja ja *prosumer* täna ei maksa. Seega vähendavad suurenevad tootmisvõimsused jaotusvõrguettevõtja valdavalt edastatava energia mahu põhist tulubaasi. Kulude õiglasemaks katmiseks on oluline rakendada võrguühenduse kasutamise tasu kõigile võrguteenusest kasu saajatele.

Energiaühisuste reguleerimisel tuleb arvestada ühiskondliku kogukasuga

Hajutatud tootmisega seoses süveneb diskussioon energiaühisuste kui kogukondlikku energia tootmist, tarbimist ja edastamist võimaldavate üksuste seadusandliku baasi loomise üle. Selliste ühisuste loomine on tervitatav energeetikaalase ettevõtluse võimaluste avardumise aspektist.

Võrguettevõtja seisukohast võib elektrienergia tootjate ja tarbijate kooslusi vaadelda funktsionaalsete osadena, kus osa vastutust aktiiv- ja reaktiivvõimsuste bilansi ja sellega seotud pinge kvaliteedi parameetrite tagamiseks on antud kogukonnale. Teatud piirkondades, kus võrk puudub või ei vasta muutunud vajadustele, võib kogukondliku infrastruktuuri rajamine olla mõttekas. Seevastu ei saa aga ühiskondlikult mõistlikuks pidada energiaühisuste poolt liinide rajamist kohtades, kus on olemas elektrienergia edastamiseks piisav võrgu ressurss. Sellisel juhul tekitab paralleelstruktuuride rajamine ühiskondlikku raiskamist.

Samas on võrguettevõtjal kõikjal oma teeninduspiirkonnas arenduskohustus. Seetõttu tuleb uute energiaettevõtluse vormide tekkides arenduskohustuse rakendamist täiendavalt analüüsida ja seda infrastruktuuride kuuluvuse või muu tunnuse alusel eristada, arvestades energiajulgeolekut.

Aasta	SAIDI mitteplaaniline	SAIDI plaaniline	SAIFI	CAIDI	MP rikked	KP rikked	Rikked kokku
2010	512	173	2,78	183	22 562	8 308	30 870
2011	379	111	2,13	177	21 978	6 731	28 709
2012	188	91	1,94	97	17 184	5 791	22 975

Tab.1. Elektrilevi elektrivõrgu töökindluse näitajad.

Tab. 2. Elektrilevi elektrivõrgu mahud.

Rajatised	Maht
Piirkonnaalajaamad	**269 tk**
Jaotusalajaamad	**238 tk**

KP/MP alajaamad	**22 745 tk**
Liinid kokku	**60 457 km**
6-35kV liinid kokku	**26 713 km**
Maakaablid	6 837 km
Õhuliinid	19 876 km
0,4 kV liinid kokku	**33 744 km**
Maakaablid	8259 km
Kaetud juhtmetega õhuliinid	11603 km
Paljasjuhtmetega õhuliinid	13882 km
Tarbimiskohtade arv	**640 105 tk**

Hajutatud tootmise tehnilised mõjud

Hajutatud tootmisvõimsuste võimalik mõju jaotusvõrgule avaldub pinge tunnussuuruste lokaalsel muutumisel. Sõltuvalt tootmisseadmete tüübist ja võimsusest on mõjud ja nende ulatus erinevad. Kõikide elektritootjate paralleeltööga on seotud pinge tõus püsitalitluses ja võrku lülitamisest põhjustatud kiired pingemuutused. Kõrgemate harmooniliste ja pinge värelusega seotud võimalikud häiringud on iseloomulikud jõuelektroonikapõhistele tootmisseadmetele ja elektrijaamadele mille tootmisvõimsus on suurel määral kõikuv. Oluline on mõista, et mõju pinge tunnussuurustele sõltub suures osas tootmisseadmete võimsuse ja elektrivõrgu läbilaskevõime suhtest, mis tähendab, et võrguhäiringute allikate arvu kasvamisel võib teatud piirist olla vajalik teha jaotusvõrgus lisainvesteeringuid läbilaskevõime suurendamiseks

Elektrilevi ettepanekud elektrivõrgu arengustsenaariumite koostamiseks.

Varustuskindluse analüüsiks kasutada erinevaid piirkondasid:

- Ülitihe (*urban core*) – asub kolme suurima kasvupiirkonna *(Eesti regionaalarengu strateegia 2005-2015)*, ehk Tallinna, Tartu, Pärnu linnakeskuses. Iseloomulikud on kõrghooned, äri ja avalike teenuste osutamine.
- Tihe (*urban*) – mitteperifeersete kasvupiirkondade (Tallinn, Tartu, Pärnu, Kuressaare, Narva, Jõhvi, Viljandi, Haapsalu, Paide, Rakvere) *(Eesti regionaalarengu strateegia 2005-2015)* kesklinnades, linnaosade ja äärelinnade keskustes, üle 4000 elanikuga linnade keskustes, tehnoparkides, liftidega korterelamute linnaosades. Iseloomulikud on kortermajad, äri ja avalike teenuste osutamine.
- Hajatihe (*suburban*) – üle 4000 elanikuga linna äärelinnas, endistes agraarkeskustes, alevikes, alevites, aiandusühistutes, alla 4000 elanikuga linnades. Iseloomulikud keskmised ja väikesed kortermajad, ridaelamud, eramud, kodutarbimine.
- Haja (*rural*) – hajaasustuses, külades. Iseloomulikud on talud, eramud väikeste gruppidena, kodutarbimine, väike ning keskmine põllumajandustootmine.

1. **Reaalne stsenaarium aastaks 2030 (ELV sisemine eesmärk ja järjepidev areng)**

„Total SAIDI 130“ (CEER 5th benchmarking report) meetmed

- Ilmastikukindla võrgu osakaal 78 %
- MP maakaabel 54 %
- MP kaetud liin 46 %
- MP paljasjuhe 0 %
- KP maakaabel 53 %
- KP kaetud liin 6 %
- KP paljasjuhe 41 % (jääb haja varustuskindluse piirkonda)
- Maksumus: 2,1 mld EUR
- Võrgumaht: MP 32000 km
  KP 28000 km ja 29545 alajaama
- KP võrgu jagamine tüvi- ja haruliinideks, nende automatiseerimine
- Liiniehituse hinnatõus 5 % kaetakse võrgutasudest ja eeldab võrgutasude struktuuri korrastamist
- Eelkõige võrguühenduse kasutamise ja vajaduseledastamise tasu rakendamine kõigile turuosalistele sh tootjatele ja nn. *prosumeritele*
- Virtuaalsete elektrijaamade ja juhtimissüsteemide kasutuselevõtt
- Arenduskohustuse rakendamine võrguettevõtjatele või energiaühisustele sõltuvalt varustuskindluse piirkondadest
- Pingesüsteemide paljususe vähendamine (nt. 3x220 süsteemi üleviimine 230/400 V süsteemile, 15 kV süsteemi üleviimine 20 kV süsteemile)
- Elektrituruseaduses uue turuosalise *prosumeri* määratlemine
- Elektrituruseaduses määratleda täpsemalt põhivõrgu, jaotusvõrgu ja energiaühisuse arenduskohustus
- Võrgueeskirjas häiringute monitoorimise kohustuse ja põhjustaja vastutuse määratlemine
- Suurendatud mahus kaablivõrgu käitamiseks vajalike seadmete (nt. teimilaborid) olemasolu tagamine

Varustuskindluse piirkondade SAIDI perioodi lõpuks:

	Ülitihe	Tihe	Hajatihe	Haja	Kokku
SAIDI	**14**	**34**	**188**	**493**	**130**

2. Kõrgema varustuskindlusega stsenaarium aastaks 2030

„Total SAIDI 90“ (CEER 5th benchmarking report) meetmed

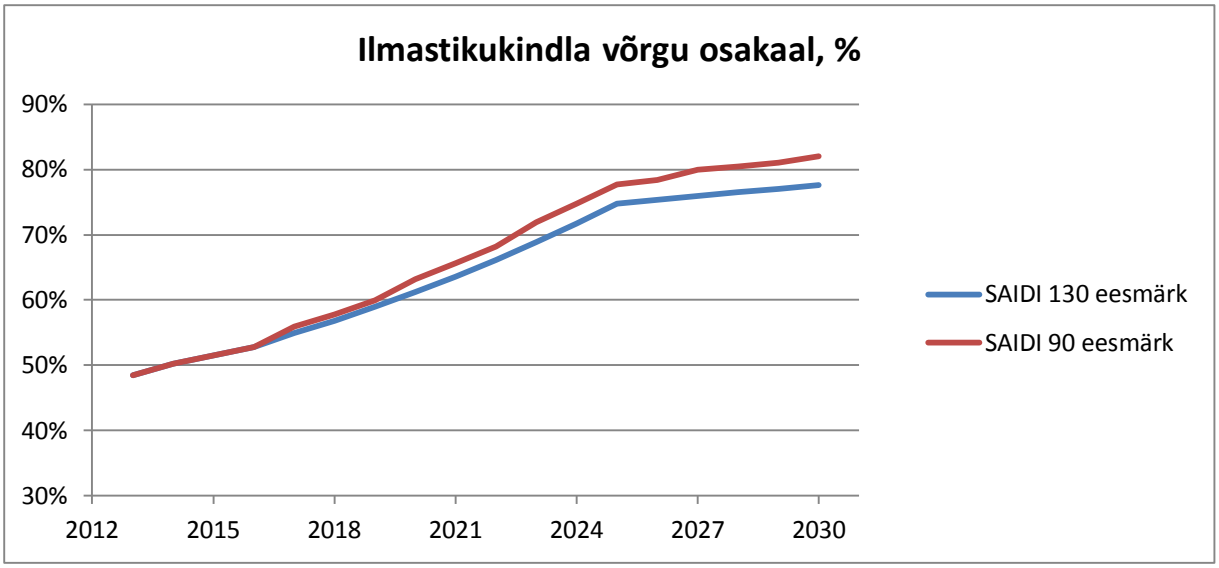
- MP maakaabel 60 %
- MP kaetud liin 40 %
- MP paljasjuhe 0 %
- KP maakaabel 63 %
- KP kaetud liin 6 %
- KP paljasjuhe 31 % (jääb haja varustuskindluse piirkonda)
- Maksumus: 2,5 mld EUR
- Võrgumaht: MP 32000 km
  KP 28000 km ja 29545 alajaama
- Ilmastikukindla võrgu kiirendatud ehitamiseks lisanduv tööhõive 274 töötajat (tööhõive vähenemist võrgu rikkelisuse vähenemisega ei kaasne, sest tarkvõrgu kasv nõuab rohkemat seiret ja infovõrgu hooldust)

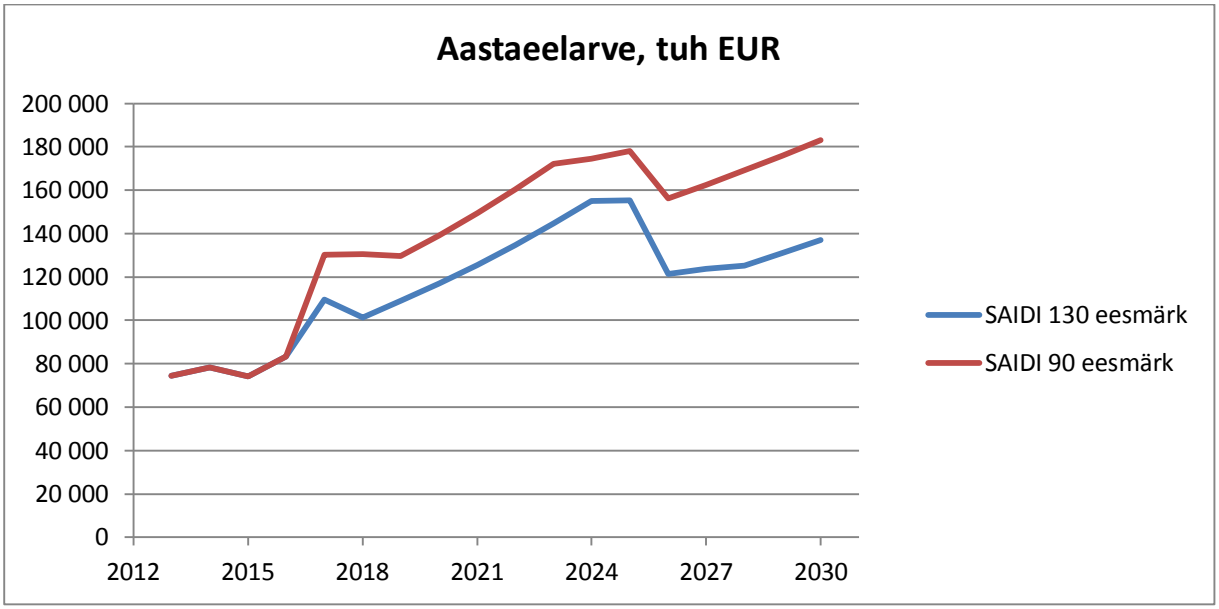
- Ilmastikukindla võrgu kiirendatud ehitamisega kaasnev täiendava rasketehnika soetamise vajadus (freesid, ekskavaatorid, kaabliadrad, treilerid rasketehnikale ja kaablitrummelitele)
- KP võrgu jagamine tüvi- ja haruliinideks, FLIR tehnoloogia
- Hinnavahe 400 milj tuleb tootjate suuremast liitumistasust
- Liiniehituse hinnatõus 5 % kaetakse võrgutasudest ja eeldab võrgutasude struktuuri korrastamist.
- Eelkõige võrguühenduse kasutamise ja vajaduseledastamise tasu rakendamine kõigile turuosalistele sh tootjatele ja nn. *prosumeritele*
- Virtuaalsete elektrijaamade ja juhtimissüsteemide kasutuselevõtt
- Arenduskohustuse rakendamine võrguettevõtjatele või energiaühisustele sõltuvalt varustuskindluse piirkondadest
- Pingesüsteemide paljususe vähendamine (nt. 3x220 süsteemi üleviimine 230/400 V süsteemile, 15 kV süsteemi üleviimine 20 kV süsteemile) ja ajutiste seadmete kasutamine (vahetrafod erinevate pingesüsteemiga võrgude vahel, jõutrafode ümberpaigutamine piirkonnaalajaamades)
- Elektrituruseaduses uue turuosalise *prosumeri* määratlemine
- Elektrituruseaduses määratleda täpsemalt põhivõrgu, jaotusvõrgu ja energiaühisuse arenduskohustus
- Võrgueeskirjas häiringute monitoorimise kohustuse ja põhjustaja vastutuse määratlemine
- Suurendatud mahus kaablivõrgu käitamiseks vajalike seadmete (nt. teimilaborid) olemasolu tagamine

Varustuskindluse piirkondade SAIDI perioodi lõpuks:

	Ülitihe	Tihe	Hajatihe	Haja	Kokku
SAIDI	**11**	**27**	**148**	**387**	**90**

Varustuskindluse stsenaariumid graafilisel kujul





Imatra Elektri AS seisukohad.

Imatra Elekter As on aastaid keskendunud töökindlusnäitajate parandamisse. Töökondluse tõstmiseks on valitud hooldustööde kvaliteedi tõstmise ja kriitilistesse valdkondadesse investeerimise tee. Investeeritud on elektriliinide paljasjuhtmete vahetamisse isoleeritud juhtmete vastu ilma massilise mastide vahetamiseta. Nii on saavutatud väiksemate kulutustega suurem töökindluse kasv. Keskpingeliinide töökindluse tõstmiseks on keskendatud liinitrasside puhastamisse võsast ja trasside laiendamisse.

Imatra Elektri investeeringute kava on alljärgnev:

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
2413	2413	1800	1500	1300	1300	1300	1350	1400	1450	tuh.EUR

Investeeringute tase langeb 2016, kuna enamus AMM projektist (kaugloetavad arvestid) saab valmis, 300 jääb 2016. aastasse.

Imatra Elekter jaotusvõrgu andmed:

Õhuliinid:

35 kV 51,3 km,
10 kV 1144,6 km, sh.SAX 87,8 km
0,4 kV 1290,1 km sh.AMKA 1010,8 km

Maakaabelliinid:
10 kV 204,3 km
0,4 kV 339,4 km
Kokku liine: 3029,7 km

Alajaamad: 1290 tk
Trafod 1449 tk 289,8 MVA
Imatra Elekter AS teeninduspiirkonnas
Lääne maakonnas ja Viimsi vallas on:
• üle 24 300 era- ja ärikliendi,

• aastane elektrimüük 2011. aastal oli
199 GWh.

Varustuskindluse ja pingekvaliteedi indikaatorid

1.	Katkestused	Maksimaalne aeg			Ühik	Aasta		
		Põhivõrk	Jaotusvõrk			Kokku	mitte-vastavuses VKN-le	vastavuses VKN-le
			1.aprill-30.sept	1.okt - 31.märts				
1.1	Vääramatust jõust (nt loodusõnnetus) põhjustatud rikkeliste katkestuste arv VKN § 4 (3)	3 päeva	3 päeva		tk	398	0	398
1.2	Riketest põhjustatud katkestuste arv VKN § 4 (4;5) (va punktis 1.1 nimetatud katkestused)	12 tundi	12 tundi	16 tundi	tk	12099	5	12094
1.3	Tarbimiskohtade arv, kus aastane summaarne riketest põhjustatud katkestuste kestus ületas normi VKN § 4 (6)	150 tundi	70 tundi		tk		0	
1.4	Plaaniliste katkestuste arv VKN § 4 (7)	-	10 tundi	8 tundi	tk	12065	0	12065
1.5	Tarbimiskohtade arv, kus plaaniliste katkestuste aastane summaarne kestus ületas normi VKN § 4 (8)	-	64 tundi		tk		0	

2.	Varustuskindluse indikaatorid	Ühik	Kogus
2.1	Tarbimiskohtade koguarv	tk	24 440
2.2	Rikkest põhjustatud katkestuste summaarne kestus aastas (kõik rikked)	minut	638 220
2.3	Plaanitud katkestuste summaarne kestus aastas	minut	1 289 640
2.4	Riketest põhjustatud katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas VKN § 5 (2) (CI) (SAIFI)	tk	0,511
2.5	Riketest põhjustatud katkestuse keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas VKN § 5 (3) (SAIDI)	minut	26,114
2.6	Riketest põhjustatud katkestuse keskmine kestus aastas VKN § 5 (4) (CAIDI)	minut	51,070
2.7	Plaanitud katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas	tk	0,494
2.8	Plaanitud katkestuse keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas	minut	52,768
2.9	Plaanitud katkestuse keskmine kestus aastas	minut	106,891

3.	Jaotusvõrgu pingekvaliteet	Ühik	Kogus
3.1	Liitumispunktide arv, kus pinge ei vasta standardile EVS-EN 50160:2000 (s.h. lubatud hälve +-10%) ; VKN §6)	tk	61

Tab.3 Imatra Elekter AS kvaliteedinäitajad.

Võrreldes erinevaid jaotusvõrguettevõtjate statistikat jääb silma avariilisuse suur erinevus. Näiteks Imatra Elekter AS mitteplaaniliste katkestuste näitaja SAIDI on 26,1 ja plaaniliste tööde puhul 52,7. Samas ei ole ettevõtjal elektrivõrgu kaablisse viimise plaani. Põhirõhk on pandud hooldustöödele. Investeerimise eesmärk on viia elektrivõrk vastavusse koormusega ja tagada uute tarbijate liitumine. Oma iseloomult on mõlema ettevõtja elektrivõrk sarnane.

VKG elektrivõrgu samad näitajad on oluliselt väiksemad ja on tingitud tiheasustuse ja kaablivõrgu olemasolust.

1.	Katkestused	Maksimaalne aeg			Ühik	Aasta		
		Põhivõrk	Jaotusvõrk			Kokku	mitte-vastavuses VKN-le	vastavuses VKN-le
			1.aprill-30.sept	1.okt - 31.märts				
1.1	Vääramatust jõust (nt loodusõnnetus) põhjustatud rikkeliste katkestuste arv VKN § 4 (3)	3 päeva	3 päeva		tk	4	0	4
1.2	Riketest põhjustatud katkestuste arv VKN § 4 (4;5) (va punktis 1.1 nimetatud katkestused)	10 tundi	12 tundi	16 tundi	tk	24797	47	24750
1.3	Tarbimiskohtade arv, kus aastane summaarne riketest põhjustatud katkestuste kestus ületas normi VKN § 4 (6)	200 tundi	70 tundi		tk	#####	0	36154
1.4	Plaaniliste katkestuste arv VKN § 4 (7)	-	10 tundi	8 tundi	tk	2166	0	2166
1.5	Tarbimiskihtade arv, kus plaaniliste katkestuste aastane summaarne kestus ületas normi VKN § 4 (8)	-	64 tundi		tk	#####	0	36154

2.	Varustuskindluse indikaatorid	Ühik	Kogus
2.1	Liitumispunktide koguarv	tk	36 154
2.2	Rikkest põhjustatud katkestuste summaarne kestus aastas	minut	240755
2.3	Plaanitud katkestuste summaarne kestus aastas	minut	269567
2.4	**Riketest põhjustatud katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas VKN § 5 (2) (CI) (SAIFI)**	**tk**	**0,686**
2.5	**Riketest põhjustatud katkestuse keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas VKN § 5 (3) (SAIDI)**	**minut**	**6,659**
2.6	**Riketest põhjustatud katkestuse keskmine kestus aastas VKN § 5 (4) (CAIDI)**	**minut**	**9,707**
2.7	Plaanitud katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas	tk	0,060
2.8	Plaanitud katkestuse keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas	minut	7,456
2.9	Plaanitud katkestuse keskmine kestus aastas	minut	124,454

Tab. 4 VKG Elektrivõrk OÜ töökindlusnäitajad.

Jaotusvõrgu töökindluse tagamise võimaluste hindamine.

Töökindlust väljendavad järgmised suurused:

1. Riketest põhjustatud katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas(SAIFI)
2. Riketest põhjustatud katkestuste keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas(SAIDI)
3. Riketest põhjustatud katkestuste keskmine kestvus aastas(CAIDI)

Vaatleme kolme suurema jaotusvõrgu töökindluse näitajaid:

Mõõdik	Ühik	VKG Elektrivõrk	Imatra Elekter	Elektrilevi
SAIFI	tk	0,686	0,611	1,94
SAIDI	Min.	6,659	26,114	188
CAIDI	Min.	9,707	61,07	97

Tab.1 Töökindluse näitajad.

Vaadeldud jaotusvõrkudest eristub VKG Elektrivõrk oma heade näitajate poolest. See on seletatav jaotusvõrgu tehnilisest ülesehitusest ja tarbijate tihedusest võrgus. Tegemist on Narva linna kaablivõrguga ja selle lähiümbruse isoleeritud õhukaablitest koosneva elektrivõrguga. Oma ülesehituselt on võrreldavad Imatra Elektrile ja Elektrilevile kuuluvad jaotusvõrgud. Kaabelvõrgu osakaal Elektrilevis on 25% nii keskpinges kui ka 0,4 kV võrgus. Imatra Elektris on keskpinges kaablite osakaal 15% ja 0,4 kV võrgus 21%. Töökindlusnäitajad on sealjuures Imatra Elektril oluliselt paremad.

Jaotusvõrkude arengustsenaariumite kujundamisel tuleb eelnevalt teostada majandusarvutused kahe võimaliku arengusuuna valikuks:

1. Jaotusvõrgu töökindluse tõstmine hooldustööde mahu kasvatamisega ning mõõduka investeerimise abil.
2. Jaotusvõrgu töökindluse tõstmine suuremahulise investeerimisprogrammiga elektrivõrgu ilmastikukindlaks muutmise teel.

Tarbija seisukohalt on hooldustööde suurendamise teel töökindluse tõstmine mõistlikum, sest surve võrgutariifi tõstmisele on oluliselt väiksem võrreldes suuremahulise investeerimiskavaga.

Imatra Elektri ja Elektrilevi näitajate võrdlus.

Hindamaks investeeringute ja hoolduse mahtu taandame mõlemad ühele liini kilomeetrile. See ei ole kõige täpsem võrdluse alus sest alajaamade arv liini kilomeetrile mõjutab võrdlust.Samas saab hinnata ka alajaamade tihedust erinevate võrkude vahel. Imatra Elektris on alajaamu km liini kohta rohkem, kuid Elektrilevis on alajaamade keerukusaste kõrgem.

Näitaja / Jaotusvõrk	Hoolduse maht EUR/km aastas	Investeeringu maht EUR/km 2012.a.	Alajaamade arv liini km kohta
Imatra Elekter	146,7	796,5*	0,425
Elektrilevi	267,3	1648,2	0,376

Võrdleme investeeringuid ja hoolduskulusi ühele tarbimiskohale:

Näitaja / Jaotusvõrk	Hoolduse maht EUR/tarbimiskoht aastas	Investeeringu maht EUR/tarbimiskoht aastas
Imatra Elekter	18,2	99,3
Elektrilevi	25,2	155,7

*Imatra Elektri pikaajaline investeeringuplaan näeb ette investeeringuid liini kilomeetri kohta 462 EUR/km alates 2017.a.

Total SAIDI 2012.a.(kogu katkestuse kestvus minutites ühe tarbimiskoha kohta aastas)

Elektrilevi	Total 279 min.	Sh. plaaniline SAIDI 91 min.
Imatra Elekter	88,8 min.	62,7 min.
VKG Elektrivõrk	14 min.	7,4 min.

Arvestades eeltoodut on otsustamise kohaks ENMAK elektrivõrkude stsenaariumite kujundamisel:

1. Kui suur SAIDI planeerida eesmärgina?
2. Kui palju investeerida jaotusvõrgu kaasajastamiseks?
3. Mida peaks KA jälgima jaotusvõrkude jaotustariifi kooskõlastamisel?
4. Milline peaks olema hoolduse ja investeerimise vahekord tariifis?

Võrreldes Elektrilevi ja Imatra Elektri tänast tegevust jaotusvõrgu haldamisel saame erinevad tulemused iIlmastikukindla jaotusvõrgu 50% osakaalu saavutamiseks:

Elektrilevi plaan			Imatra Elekter plaan	
MP maakaabel 40 %	Paigaldada	6 000 km	25%	800 km
MP kaetud liin 40 %		2 000 km	55%	7 200 km
MP paljasjuhe 20 %			20%	
KP maakaabel 40 %		4 200 km	26%	200 km

KP kaetud liin 10 %	3 000 km	24%	7 000 km
KP paljasjuhe 50 %			
Maksumus: 1,75 mld EUR		0,9 mld.EUR	

Jaotusvõrkude arengustsenaariumite kujundamisel tuleb eelnevalt teostada majandusarvutused kahe võimaliku arengusuuna valikuks:

1. Jaotusvõrgu töökindluse tõstmine hooldustööde mahu kasvatamisega ning mõõduka investeerimise abil.
2. Jaotusvõrgu töökindluse tõstmine suuremahulise investeerimisprogrammiga elektrivõrgu ilmastikukindlaks muutmise teel.

Tarbija seisukohalt on hooldustööde suurendamise teel töökindluse tõstmine mõistlikum, sest surve võrgutariifi tõstmisele on oluliselt väiksem võrreldes suuremahulise investeerimiskavaga.

Arvestades võrguettevõtjate senist erinevat investeerimispoliitikat ja käidupoliitikat on mõistlik püstitada töökindluse tõstmise eesmärgid ühtselt kõrged kõikidele ettevõtjatele ja investeerimise mahud ja ettevõtete tehnikapoliitika(sh.käidupoliitika) siduda ühtseks tervikuks, mis arvestab elektrivõrgu tasakaalustatud arenguga pidades silmas töökindluse tõstmise vajadust, keskkonnahoidu ja teenuse hinna hoidmist sotsiaalselt talutaval tasemel.

5. Tootmisstsenaariumite mõju elektrisüsteemile ja –võrgule.

Elektritootmisstsenaariumid mõjutavad otseselt põhivõrgu arengut. Mõju on erinev sõltuvalt stsenaariumi kohasest elektri varustamise viisist:

a) Taastuvenergia stsenaariumi kohaselt tuleb põhivõrk viia vastavusse uute tootmisvõimsuste tänasest erinevate asukohtadega. Välja tuleb ehitada suurte tuuleparkide ühendamiseks vajalik 330 kV elektrivõrk.
b) Liberaalse stsenaariumi kohaselt on oluline elektri impordiks vajaliku elektrivõrgu väljaarendamine. Sealjuures peab silmas pidama ka elektribörsi Balti hinnapiirkonna siseste energiavoogude ülekandmise vajadust.

Kõikide elektritootmise stsenaariumite kohaselt on vajalik välja ehitada liitumised uute koostootmisjaamade rajamiseks. Elektrivõrgu stsenaariumite valikul peab arvestama ENTSO-E elektrivõrgu kümneaastase arengukavaga, mis sisaldab endas lisaks Eesti siseste elektriliinide arendamisele ka uue 330 kV ühendusliini ehitamist Lätiga.

6. Energiajulgeoleku ja elektrivarustuse töökindluse nõuete mõju elektrisüsteemile ja –võrgule

Energiajulgeoleku seisukohast lähtudes on vajalik hinnata põhivõrgu ühendamist (koos Läti ja Leedu põhivõrguga) Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga ja üleminekut sünkroontööle Kesk.Euroopa energiasüsteemiga. See eeldab vahelduvvoolu liinide rajamist Leedust Poola ja Poola põhivõrgu tugevdamist koos täiendavate ühenduste loomisega Saksamaale. Töötamine sünkroonselt Kesk-Euroopaga tähendab kogu Balti elektrisüsteemi toimimise ümberkorraldamist kaasa arvatud Venemaa elektrisüsteemist lahutamiseni või ühendamist läbi alalisvooluühenduse.Projekti teostatavuse kohta on Balti süsteemioperaatorite poolt tellitud uuring Rootsi konsultatsioonifirmalt Gothia Power. Lisaks elektriliinide tugevdamisele on vajalik reservvõimsuste rajamine N-1-1 kriteeriumi täitmiseks ning reguleervõimsuste rajamine ning reguleervõimsuste turu loomine süsteemi tasakaalustamiseks igal ajahetkel. Ühendamine Kesk-Euroopa sagedusalaga on tehniliselt keeruline ja majanduslikult mittetasuv. Hinnanguline maksumus kolmele Balti riigile 700 milj.EUR. Energiajulgeoleku tagamiseks(Venemaa elektrisüsteemi võimalike kollapsite mõju vältimiseks meie elektrisüsteemile) on vajalik taastada töös olnud eraldusautomaatika Venemaa elektrisüsteemist, mis rakenduks sageduse muutustel. Kuna Balti riigid moodustavad elektribörsi NPS ühe hinnapiirkonna, on vajalik eraldusautomaatikaga hõlmata ka Läti ja Leedu. Samas eeldab sellise eraldumise korral stabiilse töö piisav tootmisvõimsuste olemasolu

ja nendega sageduse reguleerimise võimekus. Eraldusautomaatikal on pigem küsimus selles, kas see toob rohkem kahju või kasu – sisuliselt ei saa sellist eraldusautomaatikat enam teha, mis kunagi oli – see teeks eraldumise korral olukorra pigem hullemaks. Automaatika millest ka kasu oleks peaks olema adaptiivne ja selle toimed peaksid sõltuma võrgu talitlusest – st, tsentraalse juhtimissüsteemiga WAMPAC (wide area monitoring and protection) süsteemi baasil. Antud lahendusi uuritakse aga enne paari-kolme aastat ei ole Elering kindlasti võimeline lahendust välja pakkuma.

7. Elektrivõrgu arengustsenaariumid

Elektri kvaliteedi tagamiseks, elektri hajatootmise võimaldamiseks, elektrivarustuse töökindluse tagamiseks ja energiajulgeoleku ning keskkonnahoiu tagamiseks on võimalikud järgmised elektrisüsteemi ja elektrivõrgu arengustsenaariumid:

a) Mittesekkuv: 50% jaotusvõrgust kaablis, SAIDI muutus 188 h-lt 130 h-ni (summaarne katkestuse kestvus ühele tarbijale), elektrisüsteem paralleeltöös Venemaaga, töös on eraldusautomaatika häiringute korral ja süsteem on võimeline pikemaajaliseks iseseisvaks tööks
b) Reaalne: 75% jaotusvõrgust kaablis SAIDI 90 h koos plaaniliste katkestustega, paralleeltöö Venemaaga koos eraldusautomaatikaga
c) Panustav: 100% jaotusvõrgust kaablis SAIDI 70 koos plaaniliste katkestustega. Elektriüsteem paralleeltöös Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga.

Kuna Eesti energiasüsteemi paralleeltöö sõltub meie partnerite otsustest ja tegevustest, ei käsitleta elektrivõrgu arengustsenaariumites ja stsenaariumite rakenduskavades energiasüsteemi palalleeltööd puudutavaid tegevusi. Paralleeltöö aspekte hinnatakse eraldi peatükis.