# Põhivõrguga liitumise tingimuste lisa 1 - TEHNILISED NÕUDED JA EESKIRJAD


OSA A TAOTLUSED ... 3
OSA A.1 LIITUMISTAOTLUS LIITUMISEKS ELERINGI VÕRGUGA ... 3
OSA A.1.1 TOOTJA PROGNOOSITUD TOODANG LIITUMISPUNKTIS ... 6
OSA A.1.2 TARBIJA OODATAVAD VÕIMSUSED LIITUMISPUNKTIS ... 7
OSA A.1.3 PÕHIMÕTTESKEEMI NÄIDIS ... 8
OSA A.2 TAOTLUS JAOTUSVÕRGUETTEVÕTJAGA LIITUVA TOOTJA KOOSKÕLASTAMISEKS ... 9
OSA A.3 ELEKTRIJAAMA PÕHIANDMED ... 12
OSA A.4 PINGESTAMISTAOTLUS ... 13
OSA A.5 SÜNKRONISEERIMISTAOTLUS ... 14
OSA A.6 KONTROLL-LEHT LIITUMISTAOTLUSE VASTAVUSE HINDAMISEKS ... 15
OSA C STANDARDID JA EESKIRJAD ... 18
OSA D PÕHIVÕRGUGA LIITUMISE TEHNILISED NÕUDED ... 20
OSA D.1 ELEKTRIENERGIA KVALITEET ELERINGI 110 KV ELEKTRIVÕRGUS ... 20
OSA D.2 TOOTJA LIITUMISEL PÕHIVÕRGUGA ESITATAVAD ANDMED ... 27
OSA D.3 ELEKTRIOSA TEHNILISE PROJEKTI KOOSTAMISE JUHEND PÕHIVÕRGUGA LIITUJATELE ... 29
OSA D.4 NÕUDED ELEKTRIJAAMADE MUDELITELE ... 32
OSA D.5 NÕUDED ELEKTRIVÕRGU JA ELEKTRIJAAMA KOOSTÖÖ SIMULEERIMISE ARUANDELE ... 38
OSA D.6 NÕUDED PÕHIVÕRGUGA LIITUVATE ELEKTRIJAAMADE JUHTIMISELE JA AUTOMAATIKALE ... 42
OSA D.6.1 ELEKTRIJAAMADE INFOMAHUD ... 44
OSA D.6.2 TUULEELEKTRIJAAMADE INFOMAHUD ... 44
OSA F TEHNILISED NÕUDED TOOTJA LIITUMISEL JAOTUSVÕRGUGA ... 45
OSA F.1 TOOTJA LIITUMISEL JAOTUSVÕRGUGA PÕHIVÕRGULE ESITATAVAD ANDMED ... 45
OSA F.2 ELEKTRIOSA TEHNILISE PROJEKTI KOOSTAMISE JUHEND JAOTUSVÕRGUGA LIITUJATELE ... 48
OSA F.3 JAOTUSVÕRKUDEGA LIITUVATE ALLA 5 MW ELEKTRIJAAMADE MODELLEERIMISEKS KOOS LIITUMISTAOTLUSEGA ESITATAVAD ANDMED ... 51
OSA F.4 NÕUDED JAOTUSVÕRGUGA LIITUVATE ELEKTRIJAAMADE JUHTIMISELE JA AUTOMAATIKALE ... 52
OSA F.4.1 JAOTUSVÕRGUETTEVÕTJAGA LIITUVATE 1-5 MW ELEKTRIJAAMADE INFOMAHUD ... 54
OSA F.4.2 JAOTUSVÕRGUGA LIITUVATE 1-5 MW TUULEELEKTRIJAAMADE INFOMAHUD ... 54
OSA F.4.3 JAOTUSVÕRGUGA LIITUVATE ÜLE 5 MW ELEKTRIJAAMADE INFOMAHUD ... 54
OSA F.4.4 JAOTUSVÕRGUGA LIITUVATE 5-10 MW TUULEELEKTRIJAAMADE INFOMAHUD ... 54
OSA H ELEKTRIJAAMADE NÕUETELE VASTAVUSE KONTROLL ... 55
OSA H.1 ELEKTRIJAAMADE VASTUVÕTUKATSED ... 55
OSA H.1.1 KATSETUSTEKS VALMISOLEKU DEKLARATSIOONI VORM ... 57
OSA H.2 KATSETE LÄBIVIIMISE ÜLDISED NÕUDED ... 58

OSA H.3 SÜNKROONGENERAATORITEGA ELEKTRIJAAMADE VASTUVÕTUKATSED ..... 60
OSA H.3.1 SÜNKROONGENERAATORITEGA ELEKTRIJAAMADE VASTUVÕTUKATSETE KAVA ..... 62
OSA H.4 TUULEELEKTRIJAAMADE VASTUVÕTUKATSED LIITUMISNÕUETE VASTAVUSE HINDAMISEKS ..... 77
OSA H.4.1 TUULEELEKTRIJAAMADE VASTUVÕTUKATSETE KAVA ..... 80
OSA H.4.2 ELEKTRI KVALITEEDI LÜHIARUANNE ..... 89
OSA H.5 PRIMAARREGULEERIMISE KATSETAMINE ..... 92
OSA H.6 ELEKTRIJAAMADE GENERAATORITE ÜLE-JA ALAPINGE KAITSETE TESTIMINE ..... 95

Osa A TAOTLUSED

Osa A.1 Liitumistaotlus liitumiseks Eleringi võrguga

| | | | |
|---|---|---|---|
| TAOTLEJA ÄRINIMI / NIMI (ELEKTRIENERGIA TOOTJA, KELLE ELEKTRIPAIGALDISED ÜHENDATAKSE PÕHIVÕRGUGA) | | | REGISTRIKOOD |
| KONTAKTAADRESS (ÄRIREGISTRI REGISTRIKAARDI ANDMETEL) | | | |
| TELEFON: | FAKS: | e-post: | |
| TAOTLEJA ESINDAJA NIMI: | | ESINDAMISE ALUS:<br>☐AMET ☐VOLIKIRI | |
| ESINDAJA TELEFON : | ESINDAJA FAKS | ESINDAJA e-post | |

ÜLDTEHNILINE INFORMATSIOON

| | | |
|---|---|---|
| LIITUMISPUNKTI SOOVITAV ASUKOHT (KÜLA, LINN, MAAKOND) | MAAÜKSUSE NIMI<br>KATASTRITUNNUS | |
| LIITUMISPUNKTI ESIALGSE, KLIENDI POOLT SOOVITUD ASUKOHA KOORDINAADID L-EST'92 SÜSTEEMIS | X | Y |
| LIITUMISPUNKTI PINGE | 110 kV | 330 kV |
| NÕUDED ELEKTRIVARUSTUSKINDLUSELE | Kaks liitumispunkti:<br>rikke puhul maks katkestusaeg 2 tundi | Üks liitumispunkt:<br>rikke puhul maks katkestusaeg 120 tundi |
| ELEKTRIPAIGALDISE VÕRKUÜHENDAMISE LÜHIKIRJELDUS (KAABELLIIN/ÕHULIIN, ÜHE- VÕI KAHEAHELALINE LIIN) | | |

**ELEKTRIENERGIA TOOTMINE***

| | |
|---|---|
| SOOVITAV SUMMAARNE TOOTMISVÕIMSUS LIITUMISPUNKTIS (MW) | MW |
| OLEMASOLEV SUMMAARNE TOOTMISVÕIMSUS LIITUMISPUNKTIS (MW) *uue liitumise korral ei täideta | |
| VÕRKU ÜHENDATAVATE GENERAATORITE ARV | tk |

| | |
|---|---|
| VÕRKU ÜHENDATAVATE GENERAATORITE NIMIVÕIMSUS, ERINEVATE GENERAATORITE TÜÜPIDE KAUPA | 1 MW cosφ<br>2 MW cosφ<br>3 MW cosφ |
| LIITUMISPUNKTI ÜHENDATAVATE TRAFODE SOOVITUD NIMIVÕIMSUSED | MVA |
| TOOTMISSEADME VÕRGUGA ÜHENDAMISE PLAANEERITAV KÜÜPÄEV, JUHUL KUI EJ ÜHENDATAKSE ETAPIDE KAUPA ESITADA PLANEERITAVAD KÜÜPÄEVAD | |

* tootmistingimuste taotlemisel

**ELEKTRIENERGIA TARBIMINE (sh ELEKTRIJAAMA OMATARBE)**

| | |
|---|---|
| SOOVITAV SUMMAARNE TARBIMISVÕIMSUS (SH ELEKTRIJAAMA OMATARVE) | MW cosφ |
| OLEMASOLEV SUMMAARNE TARBIMISVÕIMSUS LIITUMISPUNKTIS *uue liitumise korral ei täideta | MW cosφ |
| LIITUMISPUNKTI ÜHENDATAVATE TRAFODE SOOVITUD NIMIVÕIMSUSED | MVA |

**LISAD**

| |
|---|
| ☐ Asendikoordinaatidega kaart (vähemalt mõõtkavas 1:10000 või täpsem), kuhu on märgitud liitumispunkti soovitav asukoht. |
| ☐ Elektripaigaldise asendiplaan (mõõtkavas 1:200 või 1:500), kuhu märgitakse peale liitumispunkti täpne asukoht. |
| ☐ Elektripaigaldiste elektriliste ühenduste põhimõtteskeem kuni liitumispunktini koos planeeritud liinide ja trafode parameetritega s.h. peavad olema näidatud ühendused teiste jaotusvõrkudega |
| ☐ Detailplaneering ja keskkonnamõju hindamise aruanne ning nende kehtestamise otsuse koopiad |
| ☐ Tarbimiskoha tarbijate iseloomustus ja erinevate tarvitite osakaalud. |
| ☐ Tarbija oodatavad võimsused liitumispunktis A.1.2 |
| ☐ Võrguteenuse teeninduspiirkonda tõendavad dokumendid soovitud liitumise asukohas (esitavad ainult jaotusvõrguettevõtjad) |
| ☐ Ühe nädala tüüp tarbimisgraafik (suvi, talv), Microsoft Excel (.xls) formaadis; tunniajaste intervallidega |

**TOOTMISTINGIMUSTE TAOTLEMISEL TULEB LISADA**

| |
|---|
| ☐ Elektrijaama põhiandmed vastavalt osale A.3 |
| ☐ Soojuselektrijaama plokkskeem jaama peamistest komponentidest, näidates ära generaatorid, katlad, turbiinid, soojusvahetid, auru vaheltvõtud jne. (esitatakse ainult soojuselektrijaamade korral) |
| ☐ Hüdroelektrijaama plokkskeem jaama peamistest komponentidest (esitatakse ainult hüdroelektrijaamade korral) |
| ☐ Keskjuhtimissüsteemi kirjeldus selle olemasolu korral* |
| ☐ Ergutusregulaatori kirjeldus, plokkskeem, karakteristikud ja parameetrid (sünkroongeneraatoritega elektrijaamade korral) või pinge/reaktiivvõimsuse reguleerimissüsteemi kirjeldus, plokkskeem, karakteristikud ja parameetrid (kõik muud elektrijaamad) |
| ☐ Generaatori ning kogu elektrijaama käivitusprotsessi ning seiskamisprotsessi kirjeldus ning käivitusvoolu karakteristik (diagramm), nii joonisena kui arvväärtustena ajateljel iga tootmisseadme tüübi kohta eraldi. |
| ☐ PQ diagramm eraldi nii üksiku tootmisseadme kohta tehasekatsetute alusel kui kui kogu elektrijaama kohta estimeerituna liitumispunktis. PQ diagramm esitada nii joonisena kui arvväärtustena 0.05 p.u. sammudena maksimaalsest võimalikust aktiivvõimsusest. |
| ☐ Andmed elektrituuliku tüübikatsetuste kohta (vastavalt näidisaruande vormile, mis on toodud standardi EVS-EN 61400-21 osas A)* |
| ☐ Tootja prognoositud toodang liitumispunktis (vastavalt osale A.1.1) |
| ☐ EJ elektrilise koormuse graafik, aasta kohta tundide kaupa, peale täisvõimsuse saavutamist (välja arvatud elektrituulikud) Microsoft Excel (.xls) formaadis |
| ☐ EJ soojuskoormuse graafik, aasta kohta tundide kaupa, peale täisvõimsuse saavutamist Microsoft Excel (.xls) formaadis |
| ☐ Elektrijaama prognoositava talitluse kirjeldus, märkides ära kõik elektrijaama tööd mõjutavad olulised asjaolud |
| ☐ Planeeritud parameetritega mudelid (PSS/E ja PSCADi mudelid elektroonilisel kujul esitatavad 5 MW ja võimsamad elektrijaamad vastavalt lisale D.4) koos kirjelduse ning plokkskeemidega **<br>- alla 5 MW elektrijaamad modelleerimise andmed vastavalt osale F. 3.<br>- 5 MW ja võimsamad elektrijaamad vastavalt osale D.4 |
| ☐ EJ vastuvõtukatsetuste ajagraafik |

* - esitatakse elektrituulikute korral

** - üle 5MW elektrijaama liitumisel. Esitatavate mudelite tarkvara versioon peab olema eelnevalt Eleringiga kooskõlatud

| | |
|---|---|
| LIITUMISPUNKTI KASUTUSELEVÕTMISE SOOVITUD KUUPÄEV | |

| **TAOTLUSE ESITAJA** | **TAOTLUSE VASTUVÕTJA** |
|---|---|
| NIMI JA ALLKIRI | NIMI JA ALLKIRI |
| KUUPÄEV | KUUPÄEV |

Osa A.1.1 Tootja prognoositud toodang liitumispunktis

AASTA……..

| | Toodangu maksimaalne hetkväärtus liitumispunktis (MW) | Toodang liitumispunktis (MWh) |
|---|---|---|
| Jaanuar | | |
| Veebruar | | |
| Märts | | |
| Aprill | | |
| Mai | | |
| Juuni | | |
| Juuli | | |
| August | | |
| September | | |
| Oktoober | | |
| November | | |
| Detsember | | |

AASTA……..

| | Toodangu maksimaalne hetkväärtus liitumispunktis (MW) | Toodang liitumispunktis (MWh) |
|---|---|---|
| Jaanuar | | |
| Veebruar | | |
| Märts | | |
| Aprill | | |
| Mai | | |
| Juuni | | |
| Juuli | | |
| August | | |
| September | | |
| Oktoober | | |
| November | | |
| Detsember | | |

TÄITA TULEB TUULEELEKTRIJAAMA TOODANG ALATES ESIMESEST ELEKTRITUULIKU TÖÖSSE VIIMISEST KUNI 12 KUUNI KOGU TUULEELEKTRIJAAMA TÖÖSSE VIIMISEST.

Osa A.1.2 Tarbija oodatavad võimsused liitumispunktis

AASTA_____

| | MAX (MW) | MIN (MW) |
|---|---|---|
| AASTA | | |
| I KVARTAL | | |
| II KVARTAL | | |
| III KVARTAL | | |
| IV KVARTAL | | |

AASTA_____

| | MAX (MW) | MIN (MW) |
|---|---|---|
| AASTA | | |
| I KVARTAL | | |
| II KVARTAL | | |
| III KVARTAL | | |
| IV KVARTAL | | |

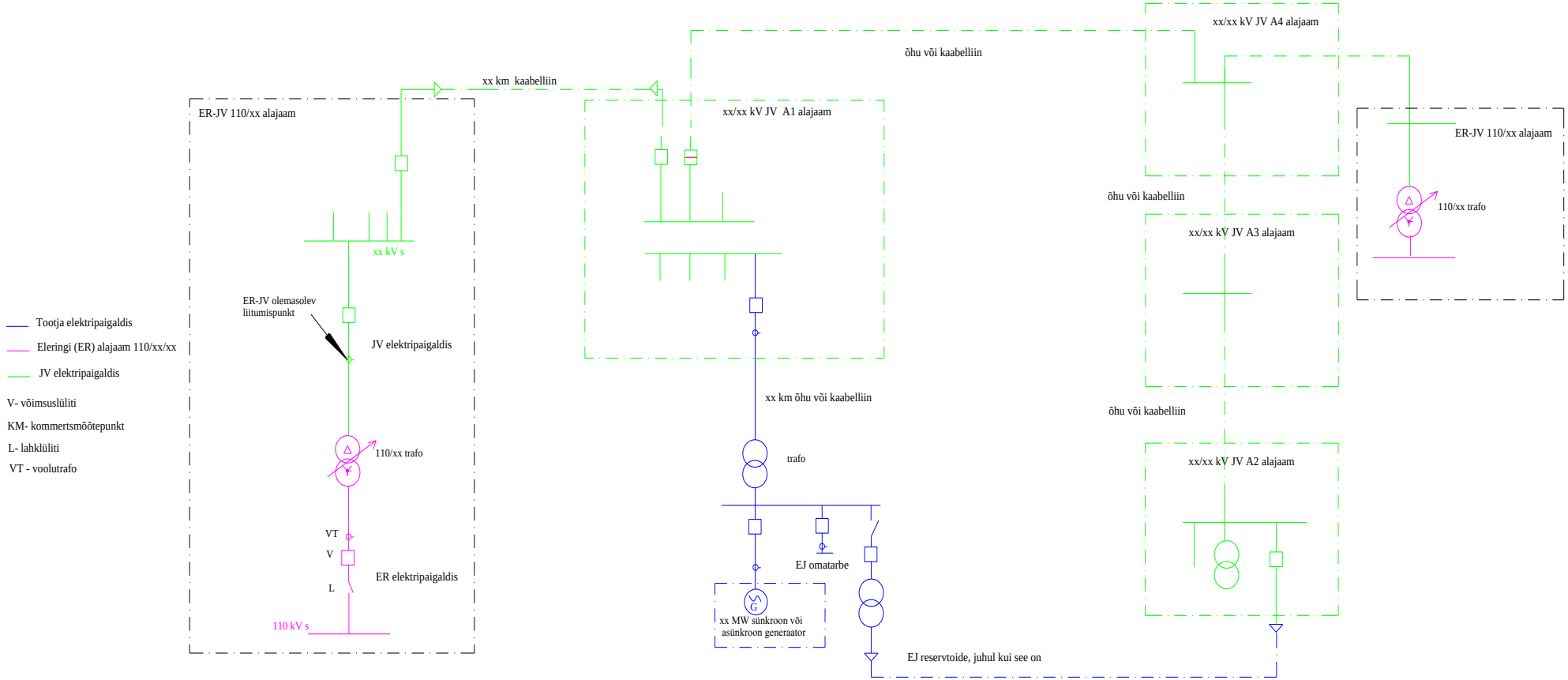
AASTA_____

| | MAX (MW) | MIN (MW) |
|---|---|---|
| AASTA | | |
| I KVARTAL | | |
| II KVARTAL | | |
| III KVARTAL | | |
| IV KVARTAL | | |

AASTA_____

| | MAX (MW) | MIN (MW) |
|---|---|---|
| AASTA | | |
| I KVARTAL | | |
| II KVARTAL | | |
| III KVARTAL | | |
| IV KVARTAL | | |

## Osa A.1.3 Põhimõtteskeemi näidis



Osa A.2 Taotlus jaotusvõrguettevõtjaga liituva tootja kooskõlastamiseks

**TAOTLEJA (JAOTUSVÕRGUETTEVÕTJA (JV))**

| | |
|---|---|
| Taotleja ärinimi /nimi ja registrikood | |
| Aadress (äriregistri registrikaardi andmetel) | |
| Postiaadress | |
| Taotleja esindaja nimi: | Esindamise alus (amet, volikiri) |
| Esindaja telefon , e-post | |

**TOOTJA, KELLE ELEKTRIPAIGALDISED ÜHENDATAKSE ELEKTRIVRGUGA**

| | |
|---|---|
| Ärinimi | |
| Elektrivõrguga ühendamise koht (JV alajaam) ja/või liitumispunkti soovitav asukoht (küla, linn, maakond) | Liitumispunkti pinge /kV |
| Elektrijaama asukoht (aadress, koordinaadid) | |
| Elektrijaama nimi | |
| Elektrijaama nimivõimsus / MW | |
| EJ (generaatori) võrku ühendamise planeeritav kuupäev | |

**ÜLDINFORMATSIOON**

| |
|---|
| Täiendav informatsioon elektripaigaldise võrkuühendamise kohta |

**TEHNILINE INFORMATSIOON LIITUMISPUNKTI KOHTA (ER- Elering AS)**

| | |
|---|---|
| Põhivõigu toitealajaam (ER alajaama nimi) | |
| Olemasolev tarbimisvõimsus liitumispunktis (ER-JV) | MW |
| Olemasolev tootmisvõimsus liitumispunktis (ER-JV) | MW |
| Soovitav summaarne tarbimisvõimsus liitumispunktis (ER-JV) | MW |
| Soovitav summaarne tootmisvõimsus liitumispunktis (ER-JV) | MW |
| Liitumispunkti ühendatavate trafode soovitud nimivõimsused | MVA |

**LIITUMISPAKKUMINE**

| | |
|---|---|
| Kui tootja liitumisest tulenevalt muutuvad JV ja ER vahel allkirjastatud võrgulepingus toodud tarbimiskohas kokkulepitud tarbimistingimused ja/või liitumisega seoses tuleb ERI ehitada ümber vajalikus mahus olemasoleva/te alajaama/d või elektrivõrgu, kas soovite ER liitumispakkumise väljastamist?<br><br>☐ jah ☐ei | |
| Liitumispunkti ühendatavate trafode soovitud nimivõimsused | MVA |
| Liitumispunkti/(de) pingestamise soovitavad kuupäevad | |

Koos taotlusega tuleb esitada järgmised lisad:

| |
|---|
| ☐ Elektrijaama põhiandmed vastavalt osale A.3 |
| ☐ Soojuselektrijaama plokkskeem jaama peamistest komponentidest, näidates ära generaatorid, katlad, turbiinid, soojusvahetid, auru vaheltvõtud jne. (esitatakse ainult soojuselektrijaamade korral) |
| ☐ Hüdroelektrijaama plokkskeem jaama peamistest komponentidest (esitatakse ainult hüdroelektrijaamade korral) |
| ☐ Keskjuhtimissüsteemi kirjeldus, selle olemasolu korral* |
| ☐ Ergutusregulaatori kirjeldus, plokkskeem, karakteristikud ja parameetrid (sünkroongeneraatoritega elektrijaamade korral) või pinge/reaktiivvõimsuse reguleerimissüsteemi kirjeldus, plokkskeem, karakteristikud ja parameetrid (kõik muud elektrijaamad) |
| ☐ Generaatori ning kogu elektrijaama käivitusprotsessi ning seiskamisprotsessi kirjeldus ning käivitusvoolu karakteristik (diagramm), nii joonisena kui arvväärtustena ajateljel iga tootmisseadme tüübi kohta eraldi. |
| ☐ PQ diagramm eraldi nii üksiku tootmisseadme kohta tehasekatsetute alusel kui kui kogu elektrijaama kohta estimeerituna liitumispunktis. PQ diagramm esitada nii joonisena kui arvväärtustena 0.05 p.u. sammudena maksimaalsest võimalikust aktiivvõimsusest. |
| ☐ Andmed elektrituuliku tüübikatsetuste kohta (vastavalt näidisaruande vormile, mis on toodud standardi EVS-EN 61400-21 osas A)* |
| ☐ Tootja prognoositud toodang liitumispunktis (vastavalt osale A.1.1) |
| ☐ EJ elektrilise koormuse graafik, aasta kohta tundide kaupa, peale täisvõimsuse saavutamist (välja arvatud elektrituulikud) Microsoft Excel (.xls) formaadis |
| ☐ EJ soojuskoormuse graafik, aasta kohta tundide kaupa, peale täisvõimsuse saavutamist Microsoft Excel (.xls) formaadis |
| ☐ Elektrijaama prognoositava talitluse kirjeldus, märkides ära kõik elektrijaama tööd mõjutavad olulised asjaolud |
| ☐ Planeeritud parameetritega mudelid (PSS/E ja PSCADi mudelid elektroonilisel kujul esitatavad 5 MW ja võimsamad elektrijaamad vastavalt lisale D.4) koos kirjelduse ning plokkskeemidega **<br>- alla 5 MW elektrijaamad modelleerimise andmed vastavalt osale F. 3.<br>- 5 MW ja võimsamad elektrijaamad vastavalt osale D.4 |
| ☐ EJ vastuvõtukatsetuste ajagraafik |

* - esitatakse elektrituulikute liitumise korral
**- üle 5MW nimiaktiivvõimsusega elektrijaama puhul. Esitatavate mudelite tarkvara versioon peab olema eelnevalt Eleringiga kooskõlatud

| TAOTLUSE ESITAJA NIMI JA KUUPÄEV | ALLKIRI |
|---|---|
| | |

Osa A.3 Elektrijaama põhiandmed

Eraldi Excel formaadis tabeli kohaselt (leht „A.3 PP general documentation“).

Osa A.4 Pingestamistaotlus

**Kliendi andmed (täidab Liituja):**

| | |
|---|---|
| Alajaam | |
| Pingestatav elektripaigaldis | |
| Põhjus | |
| Soovitav pingestamise aeg | |
| Soovitav releekaitse sätete kooskõlastamise aeg | |
| Lisana esitatud tehnilised parameetrid: | |
| Esitaja (nimi, telefon, e-maili aadress): | |
| Kuupäev | |

**Kooskõlastused (täidab Elering):**

| Kooskõlastaja | | | Allkiri/kuupäev |
|---|---|---|---|
| Käidukorraldaja | Nõus pingestamise ajaga | | |
| Eleringi releekaitse juhtivekspert | Vaja kooskõlastada sätted | jah/ei | |
| | Nõus sätete kooskõlastamise lõpptähtajaga | | |
| | Trafo(de) kaitsete sätted edastatud Eleringile …….. kuupäevaks | | |
| | Trafo(de) kaitsete sätted kooskõlastatud …….. kuupäeval | | |
| Juhtimiskeskus | Pingestamine pingestamiskavaga | jah/ei | |

Märkused:

**Esitatud (täidab Elering):**

| Vastu võttis | Kuupäev | Allkiri |
|---|---|---|
| | | |

Osa A.5 Sünkroniseerimistaotlus

**Kliendi andmed (täidab Liituja):**

| | |
|---|---|
| Alajaam | |
| Sünkroniseeritav elektripaigaldis | |
| Põhjus | |
| Soovitav sünkroniseerimise aeg | |
| Soovitav releekaitse sätete kooskõlastamise aeg | |
| Lisana esitatud tehnilised parameetrid: | |
| Esitaja (nimi, telefon, e-maili aadress): | |
| Kuupäev | |

**Kooskõlastused (täidab Elering):**

| Kooskõlastaja | | | Allkiri/kuupäev |
|---|---|---|---|
| käidukorraldaja | Nõus sünkroniseerimise ajaga | | |
| Eleringi releekaitse juhtivekspert | Vaja kooskõlastada sätted | jah/ei | |
| | Nõus sätete kooskõlastamise lõpptähtajaga | | |
| | Generaatori(te) kaitsete sätted edastatud Eleringile …….. kuupäevaks | | |
| | Generaatori(te) kaitsete sätted kooskõlastatud Eleringiga …….. kuupäeval | | |
| Juhtimiskeskus | Nõus sünkroniseerimise kavaga | jah/ei | |

Märkused:

**Esitatud (täidab Elering):**

| Vastu võttis | Kuupäev | Allkiri |
|---|---|---|
| | | |

Osa A.6 Kontroll-leht liitumistaotluse vastavuse hindamiseks

*Täidab Eleringi esindaja, mis lisatud antud dokumendi koosseisu liitujale informatsiooniks, mida Elering hindab liitumistaotluse menetluse käigus.*

**Liituja:** _____

**Liitumistaotluse number:** _____

| | | MÄRKUSED/PUUDUSED |
|---|---|---|
| ☐ Allkirjastaja volitused kontrollitud. | | |
| ☐ Liitumistaotlus täidetud vadtavalt nõuetele. | | |
| ☐ Asendikoordinaatidega kaart (vähemalt mõõtkavas 1:10000 või täpsem), kuhu on märgitud liitumispunkti soovitav asukoht. | | |
| ☐ Elektripaigaldise asendiplaan (mõõtkavas 1:200 või 1:500), kuhu märgitakse peale liitumispunkti täpne asukoht. | | |
| ☐ Elektripaigaldiste elektriliste ühenduste põhimõtteskeem kuni liitumispunktini koos planeeritud liinide ja trafode parameetritega | | |
| ☐ Detailplaneering ja keskkonnamõju hindamise aruanne ning nende kehtestamise otsuse koopiad | | |
| ☐ Ühe nädala tüüp tarbimisgraafik (suvi, talv) vastavalt osale A.1.2 | | |
| ☐ Võrguteenuse teeninduspiirkonda tõendavad dokumendid soovitud liitumise asukohas (esitavad ainult jaotusvõrguettevõtjad) | | |
| ☐ Ühe aasta tüüp tarbimisgraafik (suvi, talv), Microsoft Excel (.xls) formaadis; tunniajaste intervallidega | | |
| ☐ Elektrijaama põhiandmed vastavalt osale A.3 | | |
| ☐ Soojuselektrijaama plokkskeem jaama peamistest komponentidest, näidates ära generaatorid, katlad, turbiinid, soojusvahetid, auru vaheltvõtud jne. (esitatakse ainult soojuselektrijaamade korral) | | |
| ☐ Hüdroelektrijaama plokkskeem jaama peamistest komponentidest (esitatakse ainult hüdroelektrijaamade korral) | | |
| ☐ Keskjuhtimissüsteemi kirjeldus selle olemasolu korral* | | |
| ☐ Ergutusregulaatori kirjeldus, | | |

| | | |
|---|---|---|
| plokkskeem, karakteristikud ja parameetrid (sünkroongeneraatoritega elektrijaamade korral) või pinge/reaktiivvõimsuse reguleerimissüsteemi kirjeldus, plokkskeem, karakteristikud ja parameetrid (kõik muud elektrijaamad) | | |
| ☐ Generaatori ning kogu elektrijaama käivitusprotsessi ning seiskamisprotsessi kirjeldus ning käivitusvoolu karakteristik (diagramm), nii joonisena kui arvväärtustena ajateljel iga tootmisseadme tüübi kohta eraldi. | | |
| ☐ PQ diagramm eraldi nii üksiku tootmisseadme kohta tehasekatsetute alusel kui kui kogu elektrijaama kohta estimeerituna liitumispunktis. PQ diagramm esitada nii joonisena kui arvväärtustena 0.05 p.u. sammudena maksimaalsest võimalikust aktiivvõimsusest. | | |
| ☐ Andmed elektrituuliku tüübikatsetuste kohta (vastavalt näidisaruande vormile, mis on toodud standardi EVS-EN 61400-21 osas A)* | | |
| ☐ Tootja prognoositud toodang liitumispunktis (vastavalt osale A.1.1) | | |
| ☐ EJ elektrilise koormuse graafik, aasta kohta tundide kaupa, peale täisvõimsuse saavutamist (välja arvatud elektrituulikud) Microsoft Excel (.xls) formaadis | | |
| ☐ EJ soojuskoormuse graafik, aasta kohta tundide kaupa, peale täisvõimsuse saavutamist Microsoft Excel (.xls) formaadis | | |
| ☐ Elektrijaama prognoositava talitluse kirjeldus, märkides ära kõik elektrijaama tööd mõjutavad olulised asjaolud | | |
| ☐ Planeeritud parameetritega mudelid (PSS/E ja PSCADi elektroonilisel kujul) koos kirjelduse ning plokkskeemidega **<br>- alla 5 MW elektrijaamad modelleerimise andmed vastavalt osale F. 3.<br>- 5 MW ja võimsamad elektrijaamad vastavalt osale D.4 | | |
| ☐ EJ vastuvõtukatsetuste | | |

| | | |
|---|---|---|
| ajagraafik | | |

-

**TAOTLUSE VASTUVÕTJA OTSUS**

NIMI JA ALLKIRI

KUUPÄEV

| | |
|---|---|
| Otsus andmete piisavuse kohta | |

Osa C STANDARDID JA EESKIRJAD

Standardite ja nõuete käsitlemisel lähtutakse liitumislepingu ja liitumise kooskõlastamise hetkel kehtivast dokumendi redaktsioonist. Alltoodud standardeid ja eeskirju tuleb järgida nii elektripaigaldise projekteerimisel kui ka hilisemal eeskirjadele ja nõuetele vastavuse kontrollil.

Eesti Vabariigi õigusaktides reguleerimata küsimustes lähtutakse CENELEC-i standarditest või viimaste puudumisel ISO ja IEC standarditest ning viimaste puudumisel ANSI standarditest.

Liitumisel on pooled kohustatud juhinduma kõigist asjasse puutuvatest õigusaktidest, standarditest ja eeskirjadest, sealhulgas:

Üldised eeskirjad elektripaigaldise projekteerimiseks ja ehitamiseks (kohaldub kõikidele tootjatele, tarbijatele ja võrguettevõtjatele):

1. Võrgueeskiri;
2. EVS-EN 61936-1:2010 Tugevvoolupaigaldised nimivahelduvpingega üle 1 kV - Osa 1: Üldnõuded;
3. EVS-EN 50522:2010 Üle 1 kV nimivahelduvpingega tugevvoolupaigaldiste maandamine;
4. Ettevõttestandard EE 10421629 ST 8:2004 “Vahelduvvoolu elektrienergia mõõtmine. Tehnilised nõuded tehingutes kasutatavatele mõõtekompleksidele kõrgepingel”;
5. Elering AS võrguteenuste osutamise tüüptingimused;
6. EVS-EN 60044-1 Mõõtetrafod – Osa 1: Voolutrafod.
7. EVS-EN 60044-2 Mõõtetrafod – Osa 2: Induktiivpingetrafod.
8. EVS-EN 60044-3 Mõõtetrafod – Osa 3: Ühitatud trafod.
9. EVS-EN 50482 Mõõtetrafod: Kolmefaasilised induktiivpingetrafod pingega Um kuni 52 kV.
10. EVS-IEC 60038 IEC Standardpinged;
11. IEC 60870-5-104 Telecontrol equipment and systems, part 5-104;
12. IEC 60050-415 International electrotehnical Voculaburary part 415: Wind turbine generator systems;
13. IEC 60071-1 Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, Principes and rules.

Elektrituulikute võrguga ühendamise korral tuleb lähtuda järgnevatest standarditest:

1. IEC 61400-1 Wind Turbines – Part 1: Design requirements;
2. IEC 61400-2 Wind Turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines;
3. IEC 61400-12 Wind Turbine generator systems. Power performance measurement techniques;
4. EVS-EN 61400-21. Elektrituulikud. Osa 21: Elektrivõrguga ühendatud elektrituulikute elektri kvaliteedi näitajate mõõtmine ja hindamine;
5. EVS-EN 61400-25-1 Wind turbines – Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants - Overall description of principles and models;
6. EVS-EN 61400-25-2 Wind turbines – Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information models;
7. EVS-EN 61400-25-3 Wind turbines – Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information exchange models;
8. EVS-EN 61400-25-4 Wind turbines – Communications for monitoring and control of wind power plants;
9. EVS-EN 61400-25-5 Wind turbines - Part 25-5: Communications for monitoring and control of wind power plants - Conformance testing;
10. EVS-EN 61400-12-1 Wind turbines Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.

Sünkroongeneraatoritega elektrijaamade võrguga ühendamise korral tuleb lähtuda järgnevatest standarditest:

1. EN 60034-16-1 Rotating electrical machines – Part 16: Excitation systems for synchronous machines – Chapter 1: Definitions;
2. IEC TR 60034-16-3 Rotating electrical machines – Part 16: Excitation systems for synchronous machines – Section 3: Dynamic performance;
3. IEEE Std. 421.5-1992 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies;
4. IEEE Std. 421.2–1990 IEEE Guide for identification, Testing and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems;
5. EN60034-1 Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance;

6. EN60034-3 Rotating electrical machines – Part 3: Specific requirements for turbine-type synchronous machines;
7. IEEE/ANSI C50.10 Rotating Electrical Machinery- Synchronous Machines;
8. IEEE/ANSI C50.12 Requirements for Salient-Pole Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications;
9. IEEE/ANSI C50.13 Requirements for Cylindrical Rotor Synchronous Generators.

Elektrikvaliteedi hindamisel lähtutakse järgmistest standarditest (kohaldub kõikidele tootjatele, tarbijatele ja võrguettevõtjatele):

1. EVS-EN 50160 Elektrijaotusvõrkude pinge tunnussuurused;
2. IEC 61000-4-30 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement;
3. IEC 61000-4-15 Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specifications;
4. IEC/TR 61000-3-6 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems;
5. IEC/TR 61000-3-7 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems;
6. Power Quality Indices and Objectives. CIGRE JWG C4.07, Final report, Publication No 261, 2004;
7. ITU-T K.26 Protection of telecommunication lines against harmful effects from electric power and electrified railway lines.

Üldehituse ja elektriehituse kohta käivatele standarditele viidatakse liitumislepingus.

Osa D PÕHIVÕRGUGA LIITUMISE TEHNILISED NÕUDED

Osa D.1 Elektrienergia kvaliteet Eleringi 110 kV elektrivõrgus

## 1. Sissejuhatus

Elektrienergia kvaliteedi all mõtleme üldjuhul elektritarbijate elektrivarustuskindlust ja talitlusparameetrite vastavust nimisuurustele. Elektrivarustuskindluse tagamisel on oluline olemasoleva süsteemi talitluse jälgimine ning hooldamine vastavalt nõuetele. Hoolimata ennetavatest meetmetest esinevad elektrivõrgus katkestused. Katkestused tekivad tavaliselt etteaimamatutest häiringutest või plaanilistest katkestustest. Nõuded elektrienergia kvaliteedile ja katkestuste lubatavad kestused ning vastavad trahvid lubatavate katkestuste aegade ületamisel on reguleeritud vastavates Eesti Vabariigi õigusaktides (*Elektrituruseadus* ja MKM määrus *Võrguteenuste kvaliteedinõuded ja võrgutasude vähendamise tingimused kvaliteedinõuete rikkumise korral*). Elektrienergia talitlusparameetrid ning nende lubatavad suurused on üldjuhul madal- ja keskpingetarbija juures standardiseeritud. Vastavaks standardiks on EVS-EN 50160 *Elektrijaotusvõrkude pinge tunnussuurused* [1]. Ülekandevõrkude kohta konkreetselt selline standard puudub. Elektromagnetilise ühilduvuse küsimusi kajastavad IEC 61000 seeria standardid. Pinge väärtusi elektrivõrkudes käsitletakse standardis EVS-IEC 60038:2007 [2]. Käesolev dokument kajastab 110 kV elektrivõrgus pinge kvaliteediga seotud küsimusi.

Märkus: Käesolevad dokumendis esitatud andmed on informatiivsed ning ei oma õiguslikku tähendust. Dokument määratleb Eleringi poolt endale eesmärgiks seatud pinge kvaliteedi piirid 110 kV elektrivõrgus.

## 2. Mõisted

*Avarii* – sise- või välispõhjustest tingitud sündmus, mis põhjustab elektrisüsteemi või selle seadmete normaaltalitluse häirituse.

*Avariijärgne talitlus* – talitlus, millesse elektrisüsteem võib sattuda pärast avarii likvideerimist.

**Avariitalitlus – talitlus, kus mitmed talitluse muutujad on oluliselt kõrvale kaldunud normaal-väärtustest.**

*Force Majeure* – vääramatu jõud on asjaolu, mida pool ei saanud mõjutada ja mõistlikkuse põhimõtetest lähtudes ei saanud temalt oodata, et ta lepingu sõlmimise ajal selle asjaoluga arvestaks või seda väldiks või taksitava asjaolu või selle tagajärje ületaks. Täpsemalt Force Majeure all kuuluvad tingimused on kirjeldatud Elering AS Võrguteenuste osutamise tüüptingimustes (p. 13.5).

*Häiritud talitlus* – lubatud EES talitlus kui mõned talitluse muutujad on väljaspool lubatud piire ja avarii tõenäosus on suurenenud, kuid kõikide tarbijate elektrivarustus on tagatud.

*Lühis* – rike, mida iseloomustab võrgusagedusega vool kahe või enama faasi või faasi(de) ja maa vahel.

*Normaaltalitlus* – talitlus, mille tarbeks elektrisüsteem on projekteeritud ja loodud, kõik talitluse muutuvad parameetrid on lubatud piirides.

*Suhtühik* – Suhteline suurus on absoluutsuuruse suhe mingisse teise samanimelisesse suurusesse, mis on võetud mõõtühikuks (näiteks nimisuurus või baassuurus), tähis pu.

*Talitlus* – elektrisüsteemi olek, mida iseloomustavad muutuvad parameetrid: sagedus, pinge, vool, koormus, võimsusvood.

## 3. Pinge kvaliteet 110 kV võrgus

Elektrienergia kvaliteedi seisukohalt käsitletakse käesolevas dokumendis elektrivõrgu normaalset talitlemist, kui ei ole teisiti viidatud. Normaalseks ei loeta järgmisi olukordi:

- Lühiste ajal ja sellele järgnevaid häiritud talitlusi
- *Force majeure* korral
- Kui klient ületab kokkulepitud häiringute emissiooni määrasid
- Erakorralisi katkestusi, mis on põhjustatud võrgu hooldus- või ehitustöödest, mille tõttu võrk on oluliselt nõrgem normaalsest

Tähtsamad ülekandevõrkude pinge kvaliteedi kohta käivad nõuded on kajastatud vastavas CIGRE aruandes [3]. Käesolevasse dokumenti on võetud sellest olulisemad.

Pinge kvaliteediga seotud suuruste mõõtmist kajastatakse vastavas IEC standardis [4].

Pinge kvaliteedipiirid ülekandevõrgus peavad olema sellised, et jaotusvõrgud saaksid tarbijatele tagada standardile [1] vastava pinge kvaliteedi.

### 3.1.1 Pinge sagedus

Toitepinge nimisageduseks 50 Hz.

Normaalolukorras on sagedus 50 ± 0,2 Hz 99,5 % nädalas.

Erakorralistes olukordades, häiritud võrgu töö korral, võib sagedus olla vahemikus 47,0…53,0 Hz.

### 3.1.2 Võrgu pinge väärtus

Võrgu nimipingeks on ($U_n$) 110 kV.

110 kV võrgus on püsitalitluspinge 105..123 kV. Häiretest ja erakorralistest põhjustest tingituna võib pinge langeda kuni 97 kV-ni.

330/110 ja 220/110 kV alajaamades on 110 kV püsitalitluspinge vahemikus 116…121 kV.

Pinge efektiivväärtus peab olema 95% ajast vahemikus 105…123 kV kümne minutilise mõõtevahemiku jooksul ja 100 % ajast vahemikus 97…123 kV ühe nädalase mõõteintervalli jooksul, arvestamata katkestusi.

### 3.1.3 Pinge muutused

Võrgu talitlus tekitab tavaliselt mitmesuguseid pinge muutumisi. Pinge muutused jagatakse kaheks:

- Aeglane pingemuutus (pinge efektiivväärtuse suurenemised või vähenemised)
- Kiire pingemuutus (pinge efektiivväärtuse kiire üksikmuutus kahe määratud, kuid normimata katkematu kestusega järjestikuse taseme vahel).

Normaaltingimustel, arvestamata rikkeid ja katkestusi ei tohi kiired pingemuutused ületada väärtusi, mis on toodud tabelis 1)a) [5].

Tabel a) Kiirete pingemuutuste esinemise sagedus 110 kV võrgus

| **Pinge muutuste esinemise sagedus** | **Pinge muutus %** |
|---|---|
| 1 kord ööpäeva jooksul | 4…6 |
| vähem kui 24 korda ööpäeva jooksul | 3…4 |
| Rohkem kui 24 korda ööpäeva jooksul | < 3 |

### 3.1.4 Värelus (flikker)

Väreluseks nimetatakse nägemisaistingu ebaühtlust, mis on tingitud valguse kõikuvast heledusest või muutlikust spektraaljaotusest. Pinge efektiivväärtuse võnkumise sageduseks on väreluse korral 1…25(30) Hz. Kõige häirivamaks loetakse võnkumise sagedust 8…10 Hz. Värelustugevust mõõtmiseks kasutatakse spetsiaalset instrumenti [6].

Eristatakse:

$P_{st}$ (short-term flicker) – 10-minutilises ajavahemikus mõõdetud väreluse lühiajaline tugevus

$P_{lt}$ (long-term flicker) – väreluse kestevtugevust, mis leitakse 12-st 2-tunnilises ajavahemikus 10-minutilistes ajavahemikes mõõdetud $P_{st}$ väärtuse põhjal valemiga:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st,i}^3}{12}}$$

Eesmärgiks on hoida $P_{st}$ < 1,0 95 % mõõdetud väärtustest ühe nädala jooksul ja pikaajaline $P_{lt}$ < 0,8 95 % mõõdetud väärtustest ühe nädala jooksul.

Liitujate tekitatud värelus ei tohi ületada lubatud piirväärtusi:

$$P_{st} \leq E_{P_{st}\,i}$$

$$P_{lt} \leq E_{P_{lt}\,i}$$

Seejuures lubatavad piiremissiooni väärtused vaadeldavas liitumispunktis on järgmised:

$$E_{P_{st}\,i} = 0{,}35$$
$$E_{P_{lt}\,i} = 0{,}25$$

### 3.1.5 Pinge lohk

Pingelohk on toitepinge järsk langus lühikeseks ajaks tasemeni 90 % kuni 1 % toitepingest sellele järgneva pinge taastumisega lühikese ajavahemiku järel. Pingelohu kestus on tavaliselt 10 ms kuni 1 minut.

Pingelohkude suuruste ja arvu kohta ei ole standardseid nõudmisi, pingelohud olenevad võrgu konfiguratsioonist, ilmast, kasutatavast kaitsemeetoditest jm. Sellest tingituna võib pingelohkude arv varieeruda väga suurtes piirides. Suurem osa pingelohkudest ülekandevõrgus on põhjustatud maaga lühistest. Pingelohu sügavus oleneb lühise ülemineku takistusest, vaatluspunktist ja võrgu topoloogiast. Pingelohu kestus oleneb peamiselt lühise asukohast releekaitse kaitsetsoonide suhtes ja kaitsete toimimiste ajast. Kui toimib põhikaitse esimene tsoon on kestuseks üldiselt vähem kui 100 ms, juhul kui töötab kaitse järgmine tsoon või reservkaitse, siis võib kestus olla oluliselt pikem. Reeglina liinide lühistel pingelohu kestvus ei ületa 1 s. Pingelohk kandub läbi trafo ka alampinge poolele. Pingelohu ülekandesügavus sõltub lühise liigist ja trafode lülitusgrupist.

Normaaltingimustel võib pingelohkude arv aasta jooksul olla mõnikümmend kuni tuhat. Enamus pingelohke kestavad vähem kui 1 s ja nende suhteline sügavus on alla 60 %, kuid võib esineda ka suurema kestuse ja sügavusega pingelohke. Mõnes paikkonnas võivad koormuste sisselülitamistest tarbijapaigalistes põhjustatud pingelohud sügavusega 10 % kuni 15 % esineda väga sageli. Ülekandevõrgus puudutab see näiteks elektrituulikute või suure võimsusega trafode ja reaktorite sisse-välja lülitamisi.

Pingelohkude ja toitekatkestuste suhtes on kõige tundlikumad pidevad tootmisprotsessid, sagedusmuundurid, valgustus- ja turvaseadmed ning arvutid ja muud mikroprotsessorseadmed. Tulenevalt pingelohu sügavusest või toitekatkestuse kestusest võivad välja lülituda mootorite kontaktorid ja muud juhtimisseadmed. Arvutite ja muude mikroprotsessoripõhiste mõõte- ja juhtimisseadmete töötamisel võib esineda väärtoiminguid ning seiskumisi, mille tulemusena läheb kaduma andmeid ja katkeb juhtimine. Mootorites põhjustavad pingelohud ja toitekatkestused suuri elektrodünaamilisi jõude ja töömasinates mehaanilisi lööke.

Eesti ülekandevõrgus 110…330 kV on aastas keskmiselt 200 lühist, millede tagajärjeks on pingelohud, kuid siinkohal tuleb täpsustada, et mitte kõikidel tarbijatel ei ole aastas ühesugune arv pingelohkusid, sest pingelohkude arv konkreetses võrgu osas sõltub võrgu konfiguratsioonist ja lühise asukohast võrgus.

### 3.1.6 Liigpinged

Elektrivõrgus esinevatele võrgu liigpingetele mingisuguseid õigusakte või reguleerivaid standardeid tavamõistes ei ole. Küll on aga olemas isolatsiooni koordinatsiooni standardid IEC 60071-1 ja IEC 60071-2 ning nendele vastavad Euroopa standardid EN 60071-1 ja EN 60071-2. Nende alusel valitakse võrkude isolatsiooni tase ning liigpingekaitse seadmed vastavalt soovitud töökindluse tasemele ja võrkude konfiguratsioonile. Neid küsimusi käsitlevad veel ka liinide standardid EVS-EN 50341-1:2006 Elektriõhuliinid vahelduvpingega üle 45 kV Osa 1: Üldnõuded - ühised eeskirjad ja EVS-EN 50341-3-20:2007 Elektriõhuliinid vahelduvpingega üle 45 kV Osa 3-20: Eesti siseriiklikud erinõuded.

Liigpinged kahjustavad isolatsiooni ja põhjustavad üle- ja läbilööke, isolatsiooni vananemist, juhtimisseadmete väärtoiminguid ning elektrodünaamilisi ja termilisi pingeid. Välgu toimest tekitatud liigpinged seonduvad ennekõike õhuliinidega. Seevastu lülitustest tingitud liigpinged võivad esineda kõikjal ja on tunduvalt sagedasemad kui välguliigpinged.

Liigpingeid saab liigitada ajutisteks või transientliigpingeteks.

#### Ajutine liigpinge

Ajutine liigpinge on suhteliselt pika kestusega liigpinge faasijuhtmete või faasijuhtme ja maa vahel. See tekib tavaliselt lülitustoimingute, rikete või ferroresonantsi tagajärjel. Ajutise liigpinge üheks põhjuseks põhivõrgu seisukohalt võib olla pingenivoo vale reguleerimine, seda nii trafode kui ka kompenseerimisseadmete poolelt. Suuremad on liigpinged maandamata neutraaliga võrkudes. Liigpinge maksimaalseks väärtuseks maandamata neutraaliga võrkudes on 1,9 pu, kuid praktikas esinevaks liigpinge väärtuseks on 1,2…1,5 pu. Sellised liigpinged võivad tekkida tavatalitluses maandatud neutraaliga talitlevates võrkudes selles võrgu osas, mis mõne rikke tagajärjel eraldub ülejäänud võrgust ning mille

tulemusena ei ole selles võrgu osas ühegi elemendi neutraal maaga ühendatud. Eesti 110 kV ülekandevõrk on maandatud neutraaliga võrk, sel juhul on suurimaks pingeks 1,4 pu, ka juhul kui mõni trafo neutraalühendus on maandamata.

**Transientliigpinge**

Transientliigpinge on võnkuv või mittevõnkuv liigpinge, mis on tugevalt sumbuv ning kestab mõne millisekundi või vähem. Mittevõnkuvaid transiente iseloomustatakse nende frondi tõusu ja sumbumise ajaga. Impulsstransiendi polaarsus on kas positiivne või negatiivne. Enamlevinud impulsstransientliigpingete tekitajaks on äike. Äikese põhjustatud liigpinge amplituudväärtused võivad välgu otsetabamuse korral ulatuda mitme megavoldini.

Välgu indutseeritud liigpinge on suurema tipuväärtusega, kuid väiksema energiasisaldusega, mistõttu on enamasti ka ohutum kui pikema kestusega lülitusliigpinge. Välgu liigpinged ülekandevõrgus on piiratud võrgu dielektriliste tugevusega ja liigpingepiirikutega alajaamas. Seetõttu saab väita, et välgu liigpingete amplituudväärtused ei ületa 4 pu alajaamas ja 7 pu liinidel. Välgu poolt põhjustatud liigpinged 110 kV võrgus võivad üle kanduda madalama pingega võrkudesse, kus võivad tekkida kuni 3,5 kordsed liigpinged.

Suhteliselt suur ülepinge, kuni 3 pu liini toitepoolses otsas ja kuni (teoreetiliselt) 6 pu liini vastasotsas, võib tekkida liinide lülitamisel. Sellise liigpinge võimalikkus on väike ja selle kestus on kuni 1 ms. Võnkuvat transientliigpinget iseloomustatakse sagedusega, kestusega ja amplituudiga. Võnkuvate transientide sagedus võib ulatuda kuni 500 kHz ning kestus kümnetest mikrosekunditest kuni 0,3 millisekundini. Võnkuva transientliigpinge põhjustajaks on elektrivõrgus teostatavad lülitamised (liinide, trafode ja kondensaatorpatareide sisse- ja väljalülitamised).

**Pinge muhk**

Pingemuhu või pingetõusuna mõistame pinge efektiivväärtuse suurenemist 1,1…1,8 kordse nimipingeni kestusega poolest perioodist kuni 1 minutini. Nii nagu pingelohud on ka pingetõusud peamiselt põhjustatud võrgus esinevatest riketest, kuid erinevalt pingelohkudest ei ole pingetõusud nii sagedased.

### 3.1.7 Pinge asümmeetria

Pinge asümmeetria on mitmefaasilise võrgu seisund, mille puhul faasipingete efektiivväärtused või faasidevahelised nihkenurgad pole võrdsed. Asümmeetriat iseloomustavaks näitajaks on faasipinge vastujärgnevus- ja pärijärgnevuskomponendi suhe – asümmeetriategur

$$k_a = \frac{U_2}{U_1} 100\%$$

Normaaltalitlusel ei tohi vastujärgnevuskomponendi efektiivväärtuse 10-minutiline keskväärtus ületada 2 % pärijärgnevuskomponendist iganädalasel mõõtmisel 95 % juhtudest.

Elektrivõrgu asümmeetriline talitlus on põhjustatud näiteks õhuliini juhtmete katkemisest või elektrivõrgu

lülitusseadmete valest töötamisest (lüliti kolmest poolusest üks või kaks pole mingil põhjusel sisse lülitunud).

Elektrivõrgu asümmeetriline talitlus põhjustab kolmefaasiliste tarbijaseadmete (mootorite) ebaõiget töötamist ja suure ebasümmeetria korral seadmete riknemist.

### 3.1.8 Harmoonikud

Ettekujutus harmoonikutest põhineb *Fourier*' teisendusel, mille kohaselt igasugust perioodilist funktsiooni on võimalik kujutada reana, mis koosneb erineva sagedusega siinuseliselt muutuvatest komponentidest, milledel on iseloomulik amplituud, sagedus ja faasinurk. Põhikomponendi sagedus elektrivarustuses on 50 Hz. Elektriliste suuruste käsitlemisel nimetatakse vaadeldavaid komponente põhi- ja kõrgemateks harmoonikuteks. Kasutusel on mõisted paaritud, paaris- ja vaheharmoonikud (siinuslaine sagedused on vastavalt paaritu ja paarisarv täiskordsed põhiharmooniku sagedusega ning siinuslaine, mille sagedus ei ole põhiharmooniku täisarv kordne).

Kõrgemate harmoonikute pingeid hinnatakse:

- Üksikult, amplituudi $U_h$ ja põhiharmooniku amplituudi $U_1$ suhtega $U_h$, kus $h$ on kõrgema harmoonilise järk
- Ühiselt, harmoonmoonutusteguriga THD (Total harmonic distortion factor), mis arvutatakse valemiga

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}}{U_1}$$

Harmoonikute taseme hindamiseks kasutatakse ühe nädalase mõõtevahemiku 10-minutilisi pinge efektiivväärtuse keskväärtusi. Saadud tulemused peavad 99 % juhtumil olema väiksemad, kui tabelis 4 toodud väärtused. Pinge harmooniliste tegur THD kuni 40-nda järguni ei tohi ületada 3 %.

**Tabel 4. Kõrgemate harmoonikute pingete (kuni 25-ndat järku) lubatavad väärtused nimipinge suhtes 110 kV võrgus**

| Paaritud harmoonikud | | | | Paarisharmoonikud | |
|---|---|---|---|---|---|
| 3-ga jagumatud | | 3-ga jaguvad | | | |
| Järk *h* | Suhteline pinge $u_h$, % | Järk *h* | Suhteline pinge $u_h$, % | Järk *h* | Suhteline pinge $u_h$, % |
| 5 | 3 | 3 | 3 | 2 | 1 |
| 7 | 2,5 | 9 | 1,5 | 4 | 0,7 |
| 11 | 1,7 | 15 | 0,5 | 6 | 0,5 |
| 13 | 1,7 | 21 | 0,5 | >6 | 0,3 |
| 17 | 1,2 | >21 | 0,3 | | |
| 19 | 1,2 | | | | |
| 23 | 0,8 | | | | |
| 25 | 0,8 | | | | |
| >25 | 0,5 | | | | |

**Vooluharmoonikute maksimaalsed väärtused, mida tarbija võib võrku anda on toodud tabelis 5. Normitakse harmoonikute voolu $I_p$. Vool on arvutatud keskmise aktiivvõimsuse ja nimipinge ning võimsusteguri 1 juures liitumispunktis.**

Psofomeetriline faasivool arvutatakse:

$$I_p = \frac{1}{1000} \cdot \sqrt{\sum_{h=1}^{h=N} \left(p_h \cdot I_h\right)^2}$$

kus

$I_h$ - *h* harmooniku faasivool

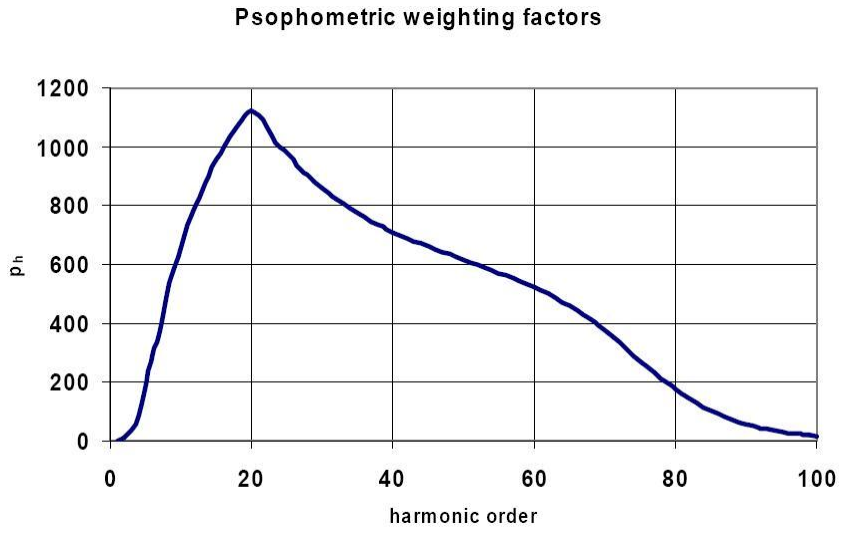
*h* - harmooniku number

*N* - harmoonikute koguarv

$p_h$ - harmooniku *h* sageduse kaal (Joonis 1. ) (st kui halvasti mingi harmoonilise sagedus mõjub või kui ebasoovitav see on)

**Tabel 5. Tarbijatele maksimaalsed lubatud voolu emissiooni väärtused**

| **% tarbija nimivoolust** | |
|---|---|
| Voolu maksimaalne moonutus | 6 % |
| Faasivoolu psohomeetriline väärtus | 5 A |
| Voolu vastujärgnevuskomponent | 20 % |




Joonis 1. Psohomeetrilise kaalutegurid erinevatel harmoonikute sagedustel

Liituja poolt tekitatavad vooluharmoonikud ei tohi põhjustada pinge tõusu liitumispunktis. Tabelis 6 on esitatud paaritute vooluharmoonikute lubatavad piiremissioonid püsiolukorras. Samas sagedusvahemikus paaris vooluharmoonikute piiremissioonid ei tohi ületada 25 % tabelis 6 esitatud väärtusi.

Tabel 6. Paaritute vooluharmoonikute lubatavad piiremissioonid

| Harmooniku järk | Vooluharmoonikute piiremissioonid voolutugevuse suhtes % |
|---|---|
| h < 11 | 4,0 |
| $11 \le h < 17$ | 2,0 |
| $17 \le h < 23$ | 1,5 |
| $23 \le h < 35$ | 0,6 |
| $35 \le h < 50$ | 0,5 |
| Harmoonikute summaarne moonutustegur (THD) | 5,0 |

Harmoonikuid tekitavad jõuelektroonikat kastutavad ja elektrilahendusel rajanevad tööstuskoormused: juhitavad ajamid, alaldid, inverterid, kaarahjud, keevitusseadmed, lahenduslambid jm. Kõrgemad harmoonikud põhjustavad energiakadusid, seadmete ülekuumenemist, liigpingeid ning vibratsiooni ja mehaanilisi pingeid. Ohustatud seadmeteks on kondensaatorpatareid, trafod ja mootorid, kus kõrgemad harmoonikud põhjustavad lisakadusid, ülekuumenemist ja ülekoormust. Lisaks võivad vooluharmoonikud põhjustada interferentsi telekommunikatsiooniliinides ning vigu elektrimõõteseadmetes.

### 3.1.8 Kauglülitusseadmete häired

Liituja ei tohi genereerida müra rohkem kui – 35 dB (0 dB = 0,775 V) sagedusvahemikus (40…500) kHz, mõõdetuna standardse kauglülitusseadme sisendis liitumispunktis. Mõõdeava sagedusriba laius peab olema vähemalt 2 kHz.

### 3.1.9 Vaheharmoonikud

Vaheharmoonikuteks nimetatakse kõrgemate harmoonikute vahel oleva sagedusega siinuspinget, mille sagedus ei ole põhiharmooniku suhtes täisarvkordne.

Tavaliselt on vaheharmoonikute tase võrreldes harmoonikute tasemega tunduvalt väiksem ning neid ei ole standardiseeritud. Vaheharmoonikute põhilisteks allikateks on kaarsulatusahjud, keevitusmasinad ja muundurid. Seni ei ole olnud tarvidust vaheharmoonikute piiride reguleerimiseks.

## 4. Võrgu töökindlus

Ülekandevõrgu töökindluse hindamiseks on mõistlik kasutada mõõdikuid konkreetsete tarbimissõlmede kohta.

Võrguteenuse kvaliteeti iseloomustavad järgmised varustuskindluse näitajad:

- katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas (SAIFI)

Süsteemi katkestussageduse indeks SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) arvutatakse:

$$SAIFI = \frac{kliendikatkestuste\,koguarv}{teenindavate\,klientide\,arv} = \frac{\sum_{k=1}^{m} n_k}{N}$$

kus

$n_k$ - katkestuse tõttu elektrienergiata jäänud tarbimiskohtade arv

*m* - tarbimiskoha katkestuste arv aastas

*N* - tarbimiskohtade koguarv.

Katkestussageduse eesmärgiks on < 0,25 katkestuse ühenduspunktis aasta kohta.

- katkestuse keskmine kestus tarbimiskoha kohta aastas (SAIDI)

Süsteemi katkestuskestuse indeks SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) arvutatakse

$$SAIDI = \frac{klientide\,katkestuste\,kogukestus}{teenindavate\,klientide\,arv} = \frac{\sum_{k=1}^{m} d_k \cdot n_k}{N}$$

kus

$n_k$ - katkestuse tõttu elektrienergiata jäänud tarbimiskohtade arv

$d_k$ - tarbimiskoha katkestuse kestus minutites

*m* - tarbimiskoha katkestuste arv aastas

*N* - tarbimiskohtade koguarv.

Katkestuskestuse eesmärgiks on < 10 min ühenduspunktis aasta kohta.

- katkestuse keskmine kestus võrguettevõtja kohta aastas.

Kliendi katkestuskestuse indeks CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) arvutatakse

$$CAIDI = \frac{klientide\,katkestuste\,kogukestus}{kliendikatkestuste\,koguarv} = \frac{\sum_{k=1}^{m} d_k \cdot n_k}{\sum_{k=1}^{m} n_k} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

kus

$n_k$ - katkestuse tõttu elektrienergiata jäänud tarbimiskohtade arv

$d_k$ - tarbimiskoha katkestuse kestus minutites

*m* - tarbimiskoha katkestuste arv aastas

Katkestuskestuse indeksi eesmärgiks on < 40 minuti.

Osa D.2 Tootja liitumisel põhivõrguga esitatavad andmed

| Aeg | Tuuleelektrijaamad | Muud jaamad | Kommentaarid |
|---|---|---|---|
| 1.Koos liitumistaotlusega | Alates 5MW elektripaigaldise täieliku PSS/E ning PSCAD mudeli ja dokumentatsiooni. Vastav tarkvara versioon täpsustatakse liitumislepingus.<br><br>Elektrijaamas kasutatava tuuliku tüübi talitluse ja kvaliteedi testi aruanne vastavalt standardile EVS-EN 61400-21, sisaldades ka tootmisseadme pingelohu läbimise võime ( i.k- fault ride through) tüüptesti tulemusi | Elektripaigaldise täieliku mudeli ja dokumentatsiooni PSS/E ning vajadusel PSCAD. Vastav tarkvara versioon täpsustatakse liitumislepingus. | Mudel peab sisaldama ning dokumentatsioonis peab olema kirjeldatud kliendi võrgu ja turbiin-generaatori konstandid, plokkskeem, elektrijaama kontrolleri ning kaitseaparatuuri parameetrid. Esitatud materjal (mudeli kirjeldus) peab olema varustatud piisavate selgitustega. Mudel esitatakse kirjeldusena ja võrguarvutusprogrammidele PSS/E ning PSCAD sobivatena. Esitatavate mudelitega peab olema võimalik simuleerida püsitalitlust, dünaamilisi protsesse ning pinge ja voolu transiente elektrivõrgus.<br>Dünaamika ja PSCAD mudelid peavad sisaldama vähemalt järgmisi osi ja plokkskeeme:<br>Turbiini mudel,<br>Kiiruse ja võimsuse juhtimine.<br>Pinge juhtimine (sisaldades AVR – automaatne pinge regulaatorit ning PSS - elektrisüsteemi stabilisaator) ning ergutussüsteem.<br>Tootmisseadme kaitse ja automaatikaplokk. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 6 kuud enne liitumispunkti pingestamist | Elektripaigaldise tehniline projekt | Elektripaigaldise tehniline projekt | Elektripaigaldise tehniline projekt, peab olema koostatud vastavalt osale D.3.<br><br>Elektrituulikute liitumise korral tuleb Liitujal esitada võrguettevõtjale elektrituulikute kiire mahakoormamise funktsiooni kirjelduse. Aktiivvõimsust peab selle kiire piiramise korral olema võimalik kahe sekundi jooksul vähendada nimiaktiivvõimsusest kuni 20%-ni alates signaali jõudmisest tuuleelektrijaama juhtimissüsteemi. Aktiivvõimsuse kiireks piiramiseks võib välja lülitada ühe tuuliku või tuulikurühma. |
| 6 kuud enne pingestamist | Generaatorite, trafo/de ja liini/de lõplikud tehnilised andmed ning täiendatud PSS/E ja PSCAD mudelid | Generaatorite, trafo/de ja liini/de lõplikud tehnilised andmed ning täiendatud PSS/E ja vajadusel PSCAD mudelid. | |
| 1 kuu enne elektripaigaldise ja/või Liituja tootmis-seadme pingestamist | Pingestamistaotlus ja kava,<br>Katsetuste kava,<br>Lõplikud trafo/de ja generaatori/te releekaitse sätted,<br>Teatis vastavalt elektriohutus-seadusele | Pingestamistaotlus ja kava,<br>Katsetuste kava,<br>Teatis vastavalt elektriohutus-seadusele | Elektrijaamade liitumise korral tuleb kava koostamisel võtta aluseks osas H toodud tingimused. |
| 1 kuu enne generaatori sünkroniseerimist | | Sünkroon-generaatorite liitumise korral, mis ühendatakse otse võrku (ilma konverterita):<br>Sünkroniseerimise taotlus<br>Sünkroniseerimise kava<br><br>Katsete tulemused vastavalt VE § 25 „Tootmisseadmete nõuetekohasuse kontrollimine“ lõigetele 5,6,7. | Sünkroniseerimise kava, mis sisaldab sünkroniseerimise eelsete ja sünkroniseerimise järgsete testide kava (nt sünkroongeneraatorite korral tehakse enne sünkroniseerimisest tehakse tühijooksu ja lühisekatsed). Sünkroniseerimise eelsete testide tulemuste põhjal koostab Liituja rapordi, mis esitatakse võrguettevõtjale kontrollimiseks. Peale seda annab Elering sünkroniseerimise loa 5 tööpäeva jooksul alates rapordi esitamisest. |

Enne liitumispunkti pingestamist teostab Elering Liituja elektripaigaldise ülevaatuse ja tehnilisele projektile vastavuse kontrolli.

Osa D.3 Elektriosa tehnilise projekti koostamise juhend põhivõrguga liitujatele

## 1. Nõuded tehnilise projekti koostamiseks

Võrguettevõtjale esitatakse kooskõlastamiseks liituva elektrijaama elektriosa tehniline projekt, mis peab olema koostatud vastavalt käesolevas dokumendis toodud nõuetele. Elektriosa projekt tuleb esitada enne elektriosa ehitustööde alustamist ja vähemalt 3 kuud enne liitumispunkti pingestamist. Põhivõrguettevõtja teatab otsusest kooskõlastamise kohta 30 päeva jooksul peale projekti üleandmist võrguettevõtjale.
Tehnilise projekti sisu on kirjeldatud käesoleva dokumendi osas 4 "Juhend tehnilise projekti koostamiseks".
Põhivõrguettevõtja nõusolekul võib tehnilist projekti esitada läbivaatamiseks osade kaupa. Osadele kehtivad kõik tehnilisele projektile esitatavad nõuded. Tehnilist projekti ei tohi jagada väiksemaks osaks, kui tehnilise projekti koostamise juhendis toodud alapealkirjad.
Tehnilise projekti osadeks jaotamise korral on Kliendi kohus pidada tehnilise projekti esitamise koondtabelit, kuhu tehakse märge vastava osa esitamisest koos kuupäeva äranäitamisega. Läbivaatamiseks esitatavate tehnilise projekti osade vormistamisel (pealkirjade numeratsioon, jooniste kirjanurgad) peab arvestama tehnilise projekti terviklikkust. Kliendi kohus on esitada igal juhul ka terviklik Tehniline projekt. Üksikud projekti osad peavad kõik olema tähistatud vastavalt nende projekti kuulumisele. Uuendatavad osad tuleb tähistada nii, et oleks selgelt aru saadav, millist osa need asendavad.
Klient on kohustatud parandused tehnilisse projekti sisse viima 30 päeva jooksul peale märkuse esitamist põhivõrguettevõtja poolt. Peale seda tuleb täiendatud tehniline projekt esitada uuesti põhivõrguettevõtjale ülevaatamiseks.

## 2. Arvutused

Juhul kui Kliendi elektriseadmete maanduskontuur on elektriliselt ühendatud Põhivõrguettevõtja alajaama või liini maanduskontuuriga peavad olema esitatud maandusvõrgu arvutused.
Arvutustes tuleb arvesse võtta valitud seadmete ja nendega seotud seadmete spetsifikatsioone ja jooniseid ning neile seadmetele esitatavaid nõudeid, vastavaid standardeid, samuti käesolevas dokumendis kehtestatud nõudeid.

## 3. Joonised, skeemid, tabelid

Jooniste joonestusmeetodite ja sümbolite valimisel tuleb arvestada IEC standardeid. Mõõtühikute süsteemiks peab olema SI-süsteem.
Jooniste numeratsioon ja tähistamine peab olema dokumentatsiooni algusest lõpuni loogiline ja üheselt mõistetav.
Primaarskeem ja kaitsete paigutuse skeem peavad olema ühejooneskeemid.
Kõigi kommutatsiooniaparaatide ja mõõtetrafode kohta esitada sildiandmed.

### 3.1 Paigutusjoonised

Alajaama jaoks tuleb koostada järgmised mõõtkavas paigutusjoonised:

- kõigi seadmete ja hoonete paigutus alajaamas (kogu alajaama ala);
- kliendi 110 kV-330 kV jaotla seadmete paigutusjoonis (plaan ja lõige), millel on näidatud seadmete vahelised ühendused ja gabariitmõõdud;
- pikiprofiilid lõpumasti ja liiniportaali vahelisele õhuliini sisseviigule;
- kaabelliini sisestuse ja liitumispunktiga ühenduse joonis, millel on näidatud ka kaabli asukoha lõiked.

Joonistel peavad olema kõik seadmed tähistatud.

### 3.2 Generaatorite, ühendustrafode ja/või -liinide releekaitse sätted

Klient peab esitama kõigi elektripaigaldiste kaitsete sätted generaatorist kuni liitumispunktini.

## 4. Juhend tehnilise projekti koostamiseks

Klient peab Tehnilises projektis kirjeldama põhivõrguettevõtja poolt liitumislepingus nõutud tehniliste lahenduste teostust.
Klient peab koostama tehnilise projekti, mis koosneb järgmistest osadest:

### 4.1 Nõuded tehnilise projekti primaarosa koostamiseks

Tehnilise projekti primaarosa peab sisaldama:

- Üldosa – lühikirjeldus (*General - short description*);
- Nimisuurused, keskkonnatingimused (*Rated values, climatic conditions*) järgmiste elektripaigaldiste kohta;
    - Elektrijaam(ad)
    - ühendus(ed) liitumispunktiga
    - reservtoiteühendused
    - Alajaam(ad)
- primaarskeem kuni liitumispunktini (*Single line diagram*);
- Jaotusvõrku ühendatud tuuleelektrijaama korral primaarskeem liitumispunktist elektriliselt ühendatud põhivõrgu alajaamadeni, reservühendused k.a.;
- Asendiplaan (*Location diagrams*);
- Terve liituja AJ pealtvaated (*Layout drawings*) – juhul kui liitumispunkt asub Eleringi alajaamas või selle vahetus läheduses;
- Maanduskontuuri, puutepinge ja sammupinge arvutused (kui Kliendi elektriseadmete maanduskontuur on elektriliselt ühendatud alajaama või liini maanduskontuuriga) (*Earthing network calculations, including step voltage and contact voltage calculation*);
- Isolatsiooni koordinatsiooni arvutused liitumispingel (vastavalt osale D.5)
- 110 – 330 kV kaablitrasside joonised, paigutusjoonis (*110-330 kV cable pipe system scheme*);
- 110 – 330 kV õhuliinide joonised, paigutusjoonis,
    - nimipinge
    - liini pikkus;
    - mastide asukohad ja kõik paralleelsed liinid peavad olema näidatud skemaatiliselt 100 m kaugusel liini teljest;
    - pikiprofiil sh ristumised teiste rajatistega.
    - mastide tüübid (sh. ka masti joonis);
    - juhtme (või/ja kaabli) ja piksekaitsetrossi mark koos elektriliste parameetritega.
- Piksekaitse, spetsifikatsioon ning kaitsetsooni määratlus ja joonised (*Lighting protection -specification and layout of protection zones*);
- 110 or 330 kV liigpingepiirikute andmed.
- 110 or 330 kV võimsuslülitite andmed (*circuit breaker nameplate*);
- 110 or 330 kV lahklülitite andmed (*disconnectors nameplates*);
- 110 or 330 kV voolutrafode andmed (*current transformers nameplates*);
- 110 or 330 kV pingetrafode andmed (*voltage transformer nameplates*);
- 110 or 330 kV jõutrafo andmed (*power transformer nameplates*).
- Elektrijaama lõplikud andmed ;
    - vastavalt liitumistaotlusele
    - tüübikatsetuste protokollid
    - kohapeal tethtud katsetuste protokollid (esitatakse 3 kuu jooksul peale pingestamist);
    - Elektrijaama keskjuhtimissüsteemi kirjeldus;
    - Üle 5 MW nimiaktiivvõimsusega elektrijaamade korral planeeritud parameetritega mudel koos kirjeldusega ning elektrijaama juhtimise ja automaatika plokkskeemid; (sh. PSS/E ja PSCADi mudelid elektroonilisel kujul),
    - Üle 5 MW nimiaktiivvõimsusega elektrijaamade korral verifitseeritud mudelid (sh. PSS/E mudelid elektroonilisel kujul) esitatakse 3 kuu jooksul peale sünkroniseerimist
- Funktsioonide kirjeldused koos sätetega
    - Primaarreguleerimine
    - Sekundaarreguleerimine (kaugjuhtimise kaudu teostatav aktiivvõimsuse reguleerimine etteantud kiiruse ja ulatusega)
    - Aktiivvõimsuse reguleerimine
    - Ergutusregulaator, reaktiivvõimsuse reguleerimine, pinge automaatreguleerimine liitumispunkti suhtes
    - Võnkesummuti (PSS)
- Elektrivõrgu ja elektrijaama koostöö imiteerimise aruanne vastavalt Osa D.5 tingimustele
    - Liitumistaotleja peab esitama elektrivõrgu ja elektrijaama koostöö arvutil imiteerimise tulemuste aruande elektrivõrgu koostöö imiteerimise kohta nii siirde- kui püsitalituses. Juhul kui elektrijaam ehitatakse etappidena, siis esitatakse aruanne iga etapi kohta.

### 4.3. Nõuded tehnilise projekti sekundaarosa koostamiseks

Sekundaarosa tehnilise projekt peab sisaldama sekundaarosa ülevaadet ja kirjeldust, skeeme ning RTU andmeid, sealhulgas edastatavaid signaale, mõõtmisi, juhtimisi.
Iga 110-330 kV fiidri kohta tuleb esitada sekundaarahelate selgitav skeem, sõltumata sellest, kas kasutatakse identseid ühendusi või mitte. Kõik joonised peavad olema üheselt mõistetavad. Sekundaarosa projektis peab olema vähemalt:

1. Üldosa – lühikirjeldus (*General - short description*);
2. Primaarahel
3. Sekundaarahelad:
    a. voolu- ja pingeahelad, ülekandetegurid;
    b. kaitse-, juhtimis-, mõõte-, häire- ja signalisatsiooniahelad;
    c. seadmete, aparaatide ja ühenduste paigutus ahelates, nii et on selgesti näha seadmete vahelised ühendused ja otstarve; Kaitserelee ja automaatika liik tuleb näidata seadme nime kõrval.
    d. juhtimiste blokeeringuloogika plokkskeem juhul kui liituja trafo ühendatakse põhivõrgu jaotlasse.
    e. joonistel tuleb ka näidata seadmete põhiparameetrid, markeeringud ja tootjad.
    f. kõigi elektripaigaldiste kaitsete sätted generaatorist kuni liitumispunktini
4. RTU joonised, skeemid ja tabelid

Klient peab andma RTU telemaatika plokkskeemi, millelt on näha nii RTU, kui ka RTU-ga otseselt või kaudselt ühendatud seadmete kommunikatsiooni liigid, kiirused, tüübid ja protokollid, ja signaalide tabelid
Kõigi signaalide nimetused, väärtused, andmetüübid, prioriteedid, viited, IEC aadressid, rühmitused jms. peavad vastama põhivõrguettevõtja poolt eelnevalt kooskõlastatud nõuetele (andmemahud st. juhtimised, mõõtmised, signaalid).

## 5. Dokumendid

Dokumentatsioon tuleb esitada paberikandjal kliendi ja põhivõrgu osad ning primaar- ja sekundaarosa eraldi köidetuna ja CD-l.
Lubatud on kasutada ainult ühepoolset printimist. Ühejoone skeemid peavad olema vähemalt A3 formaadis.
Digitaalsel kujul esitatavad dokumendid peavad olema järgmistes vormingutes:

- tekstidokumendid Microsoft Word PC *.doc- vormingus;
- tabelid Microsoft Excel PC *.xls –vormingus;
- joonised PC *.dwg- või pdf- vormingus;
- andmemahtude tabel Microsoft Excel PC *.xls- vormingus.
- Üle 5 MW nimiaktiivvõimsusega elektrijaamade korral PSS/E ja PSCAD mudelid vastavalt osale D.4.

Põhivõrguettevõtjal peab olema võimalus elektroonseid dokumente kopeerida ja printida.
Elektroonselt esitatava dokumendi faili nimi peab sisaldama sama tähistust, mis on dokumendi kirjanurgas või päises. Elektroonselt esitatav dokumentatsioon peab olema kategoriseeritud teemade, lahtrite, seadmete, pingete jne. põhjal kataloogidesse analoogselt nagu paberikandjal eksemplarid.
Kõik joonised, skeemid, signaalide loetelud jne. tuleb varustada kirjanurgaga, mis peab sisaldama Kliendi nime, projekti nime, projekteerija nime, põhivõrguettevõtja nime, kuupäeva jne.
Mistahes hilisemate projekti muudatuse korral joonistel lisada versioon ja muudatuse tegemise kuupäev.

Osa D.4 Nõuded elektrijaamade mudelitele

## Annex D.4 Requirements for power plant models

### 1 Background

In order to understand and simulate power system behaviour, for activities related to development and operational planning, accurate models of system components should be available. In order to guarantee security of supply of Estonian power system Elering requires different type of models and the following document elaborates the issues and explains the requirements for the required models.

The operation of a generating unit needs to be modelled and simulated as part of the power system studies performed before commissioning in order to check the generating unit ability to follow the guidelines for operation outlined in the technical rules. During the analysis process, particular attention is paid to the operation of the generating unit in a time where the power system is under stress (most likely due to a contingency event). The analysis results provide the basis for managing the generation output and local network over a full range of contingency events in a stable and reliable manner. The results will also indicate whether extra electrical equipment is required to achieve the desired power output over a full range of contingency events, while complying with the requirements of the technical rules.

During the planning stage of the generating plant models representing steady state, electromechanical and electromagnetical behaviour shall be presented. Time schedule when these models should be delivered to Elering is clarified below and further explained in the Annex D.2. After the power generation facility commissioning testing all models shall be validated and updated models shall be submitted to Elering. All delivered models must represent the power production facility as seen from the connection point and they shall be ready for implementation into the existing power system models developed by Elering.

Elering currently uses different simulation packages for its system modelling, i.e. *PSS/E* for power system steady state and electromechanic calculations and *PSCAD* for power system electromagnetic transient behaviour calculations and analysis.

### 2 General requirements for models

#### 2.1 General

The modelling requirements described in this document shall be followed when composing and presenting electronic models and are set to generating units which rated output power is 5 MW or higher. Separate models, as described more in detail in the following points, shall be provided for single unit and for the whole generating plant. If the power generating facility consists of different type of units then separate single unit models shall be presented.

The provided models shall follow the performance of the real generating facility in representative manner considering the purpose of use of the models and the requirements set for the power generating facilities. Also preliminary models delivered for system analysis before the commisionning of the plant shall correspond to the actual information and represent the actual plant and it behavious. Models presented in different simulation software packages shall correspond to each other and their simulation results shall comparable. In case the results of modelling of same event with different software packages are different then the power generation facility owner must update their models and deliver updated versions to Elering. Together with the documentation of the simulation models, the results of the commissioning tests, documentation of the plant level control and other technical documentation, the simulation models shall make it possible to evaluate the performance of the power generating facility and their impact on power system in comprehensive and relevant matter.

The model shall include the elements of the plant (transformers, lines, generator, turbine, exciter, power system stabilizer, governor, relay protection) and model handling instructions. Provided instructions shall clearly give an overview of the models and their possibilities. Also simulation results shall be included in the documentation.

In case of *HVDC* and *FACTS* devices, in addition to full models, also separate simplified models for use with longer time steps shall be delivered for both electromechanic transient and electromagnetic transient analysis.

Model provider shall carry out studies to compare the behaviour of the models (complex and simplified) and report under what conditions the results comply with each other. The report shall include under what conditions the simplified model is valid i.e. under what conditions the results from the simplified model coincide with the results from the complex model. The report shall also include under what conditions the complex model cannot be replaced by the simplified model due to differences in the results from the models.

Digital models shall be delivered to Elering as models using only standard library components. If custom made components are used then simplified model using standard library components shall also be provided. It is necessary that the simplified model in *PSCAD* is valid for use with a 25-microsecond time step and the standard models in *PSS/E* are valid for use with a 10-millisecond time step. In the case when custom models are used the model provider shall guarantee lifetime maintainability of the model. If the model provider does not guarantee lifetime maintainability then all digital models shall be delivered to Elering as PSS/E USER_MODELs in FLECS source code format or as an alternative approved by Elering. In case of providing source code then simplified model based on standard models shall also be provided.

### 2.2 Purpose of use

Elering has four main purposes of use for the simulation models of power generating facility:

- Feasibility and system planning studies
- Commissioning studies
- Operational planning studies
- Post-disturbance and system interaction analysis

### 2.3 Schedules for model provision

Together with the connection application it is required to provide appropriate preliminary simulation models for Elering. This includes models for power flow and short-circuits calculations as well as models for electromechanical and electromagnetical transient calculations. If internal studies using detailed models are conducted within the power generating facility project already at the preplanning stage then it is highly recommended to provide those models also for Elering's system planning purposes.

Full set of models shall be provided for Elering at the latest six months before energizing the power generating facility.

The full and final set of models with parameters updated to correspond to the actual final control and protection settings shall be resubmitted as a part of the final documentation after the commissioning tests. At the latest the updated models must be provided three months after the end of commissioning tests.

All submitted models shall be considered as presented after written acceptance agreement from Elering.

### 2.4 Validation of the models

The very first fundamental criterion of model validation is that, the provided models are based on the true implementation of power generating facility and their controls and the provided models are documented accordingly. The power generating facility models shall be validated against real measurements and reports describing the model performance as compared with the measurement results shall be provided as part of the power generating facility model documentation.

As Elering's requirements for the generators are first and foremost power plant level requirements, the models shall be validated against the measurements obtained in connection of the commissioning tests. If separately agreed, the validation can in some extent and parts be based on type test report, test certificates, comprehensive simulation studies as well as continuous measurements conducted during the operational use of the power generating facility.

### 2.5 Requirements set for model documentation

Full and detailed documentation for initialization, parameterization, use and maintenance of the models shall be provided. The documentation of the general structure and the main components of the model shall be such, that it provides adequate information for understanding the deviations and the possible deficiencies of the model as compared with the true physical system and their possible effects on the results of obtained using the model. Model documentation shall also include calculation examples together with explanation regarding different characterstic simulation cases, e.g. one-phase and three phase fault near the connection point, voltage and frequency control. As the documentation is presented for different type of models then comparison of modelling

results indicating their behaviour shall also be included into the documentation. This can be considered as initial validation of the models.

### 2.6 Model maintainability

Considering the expected life-time of power generating facility and development of computer software's, a foreseen concept, that will be adapted in to maintain the models, shall be presented by the model provider.

In case of network calculation software version updates Elering will inform all relevant Clients (already connected and also those who are still in the process of connection) about the changes and necessity to update their power generating facility models. Updated models shall be presented to Elering not later than six months later. Models shall be presented to Elering at most once a year.

## 3 Power flow and short-circuit current calculations

The purpose of load flow analysis is to check that the generator can produce any level of power during any feasible loading conditions placed on the power system, without being constrained by the operating limits of the power system. Contingency events such as the planned or unplanned outage of major electrical equipment are studied comprehensively to check what generation operating constraints will apply during the contingency. During the load flow analysis the following potential issues are detected: over/under voltages, overloading, adequate active and reactive power reserves, operational constraints/precautions required etc. In order to perform the study following data is required:

- Single Line Diagram showing major transformers, bus names, voltage levels, lines/cables/other electrical equipment and point of connection to transmission system, as well as local network;
- resistance and reactance data for all major equipment in the modelled network. This includes line lengths;
- size of the generator(s), and operating limits;
- rated current, voltage range of existing and proposed electrical equipment;
- load size in active and reactive power;
- information on voltage and tapping control.

Short-circuit analysis serves the following purposes:

- allowing the current trigger level of protection relays to be accurately set;
- ensuring electrical equipment is adequately rated to handle fault current;
- providing information required to design the earthing system.

In order to perform short-circuit analysis the following data is required:

- complete set of load flow data;
- zero sequence impedance for all equipment (necessary for earth faults);
- generation and load sub-transient reactance values;
- earthing details for transformers, generators and other miscellaneous electrical equipment;
- power generating facilitys relay protection settings (voltage, current).

The models suitable for power flow and short-circuit calculations shall be provided in connection of power generating facility projects having in total MW rating of 5 MW or higher.

It is required that the model provided shall adequately represent the power generating facility. In case of power generating facilities consisting of many units' it is required to provide models for one single unit and an aggregated model that also determines facilitys real and reactive power limits.

Both models shall have capability to represent the effect of the power generating facility on power system power flow, voltage profile and level of short-circuit currents including, but not limited to the following functionalities and aspects:

- general operation characteristics provided by different voltage control modes;
- operation throughout the required voltage range and the possible limitations in real and reactive power generation capability on the extreme regions of the voltage range;

- role of special voltage control schemes and equipment participating the voltage control that are in straightforward manner related to the requirements, affected by the requirements and/or implemented due to requirements.

The model shall allow the user to change at least the same voltage/reactive power control related basic settings that can be changed through the human-machine interface of the power generating facility and over a remotely connected operator system like *SCADA*.

The power flow and short-circuit current calculation models shall be provided in software format required by Elering. The exact format of the softwares will be given in the connection agreement.

## 4 Analysis of electromechanic transients

The purpose of stability studies is to determine how a power system and its elements are operating during differnent disturbances. A common objective is to see how long a protection device can take to clear a fault before the generator (and possibly the surrounding power system) becomes unstable. Stability studies also aid in fine-tuning the generation control systems that manage power transfer. Potentially the following issues are detected:

- insufficient time to clear a fault;
- ability of the power generating facility to handle network contingencies, e.g voltage drops;
- frequent interruptions to power transfer caused by unplanned generator/equipment outage;
- unwanted or poorly damped power transfer fluctuations and oscillations arising from control system conflict;
- excessive frequency variations;
- insufficient voltage recovery after transient events.

The following data is required for stability studies:

- load flow and fault level data;
- generation and load sub-transient reactance values and time constants and other modelling parameters;
- mechanical constants and physical properties for the generator and loads;
- block diagram outlining the logic used to control the generators real and reactive power output;
- a model of the generator and control scheme suitable for operating on Elering's analysis program;
- prime mover controls and parameters;
- relay protection models and their characteristics and settings (voltage, current, frequency).

The models suitable for electromechanical transient calculations shall be provided in connection of power generating facility projects having in total MW rating of 5 MW or higher.

It is required that the models provided shall adequately represent the power generating facility. In case of power generating facilities consisting of many units' it is required to provide models for one single (if different type of units are used then model for each type of unit shall be presented) unit and an aggregated model that also describes the dynamic characteristics of plant controls. The provided models shall be suitable for electromechanical transient analysis. It is essential that the elements or some of their parts are modelled in sufficient detail. The desired models must be suitable for representing the actual equipment performance for large, severe disturbances as well as for small perturbations.

The provided models shall have all the relevant controls and characteristics affecting and affected by the power system electromechanical transient phenomena including but not limited to:

- all voltage and reactive power control modes (including possible *PSS*);
- all frequency and active power control modes;
- representation of protection systems, controls and other equipment that are in straightforward manner related to the requirements, affected by the requirements and/or implemented due to requirements.

The dynamic models which are provided for use for power system stability studies should be able to handle fundamental frequency positive sequence response as a minimum and handle electromechanical modes of synchronous generator rotor oscillations (~0,1…3,0 Hz).

For system stability studies two specific time periods shall be considered in case of studies where the stability of a power system in time domain could be examined, depending on the scope of the study:

- the time periods cover the first 30 seconds (short-term);
- the period of 900 seconds (long-term) respectively after perturbations.

The elements that could be represented in the model used in stability studies depend on the starting time of the elements and their time constants, which defines the duration of the transient process between two steady states. The models provided shall consider short-term stability studies. Models for long-term stability studies shall be provided only in case of special need. Elering will separately inform each power generating facility if this requirement is valid for their power generating facility.

In case of synchronous generating units connected to the transmission system (machines, governors and turbines) with their excitation systems and relevant control devices should consider the following:

- the generator model should consider the influence of saturation, i.e. a generator model that includes saturation characteristics shall be used;
- the excitation system model shall consist terminal voltage transducer, load compensator, excitation control elements, exciter, power system stabilizer, under-excitation limiter, V/Hz limiter and over-excitation limiter;
- prime mover model should cosider its operation during frequency and load changes;
- the hydro turbine model shall be modelled with non-elastic water column in penstock, and neglected effect of surge tank;
- the turbine and turbine control of steam units shall be modelled with constant steam pressure input. Boiler and its control could be neglected in case it is not included in the combined turbine and governor model.

In case of Power Park Modules adequate models representing the facilities behaviour for stability studies must be delivered.

When the power generating facility includes loads then those shall be modelled with appropriate load models. Clear description of the models used shall be presented.

The model shall allow at least parameterization of the main controls with respect to the settings that can be changed through the human-machine interface of the power generating facility and/or over a remotely connected operator system like *SCADA*.

The electromechanical transient models shall be provided in *PSS/E* format specified by Elering. The exact format of the softwares will be given in the connection agreement.

## 5 Analysis of electromagnetic transients

The models suitable for electromagnetic transient calculations shall be provided in connection of power generating facility projects having in total MW rating of 5 MW or higher.

It is required that the model provided shall adequately represent the power generating facility. In case of power generating facilities consisting of many units' it is required to provide models for one single unit (if different type of units are used then model for each type of unit shall be presented) and an aggregated model that also describes the dynamic characteristics of plant controls. The provided models shall be suitable for electromagnetic transient analysis.

The models are required for different purposes of use. The primary purpose of use is related to pre-planning stage evaluation of the level of power quality characteristics, insulation co-ordination, investigation of instabilities due to harmonic resonance or control interactions, protection system behaviour, etc. In addition the provided electromagnetic models are used for the assessment of possible control interactions between the power generating facility and *HVDC* or other *FACTS* devices and between different power plants. This is especially important in case of wind power plant in the vicinity of other wind power plants or *HVDC* links.

The provided models shall be such that they describe all the power generating facility related performance functionalities and characteristics in relevant manner considering the described purposes of uses, e.g. all voltage and reactive power control modes (including possible *PSS*), all frequency and active power control

modes, representation of protection system, controls and other equipment that are in straightforward manner related to the requirements, affected by the requirements and/or implemented due to requirements, etc.

The electromagnetic transient models shall be provided in *PSCAD* format specified by Elering. The exact format will be agreed before the model delivery.

Osa D.5 Nõuded elektrivõrgu ja elektrijaama koostöö simuleerimise aruandele

**Annex D.5 Requirements for the co-operation report of simulations of power generating facility and power system operation**

## 1 Background

In order to understand the behaviour of the power plants different studies by the network operator and power generating facility owner shall be performed. The objective of these studies is to understand different operational characteristics of the plant and in wider perspective prevent any operational difficulties and misbehaviours during actual operation. In order to guarantee security of supply of Estonian power system and sufficient and reliable cooperation of the power generating facility with power system Elering requires a simulation report where different operational aspects are modelled and the results have been adequately analysed. This report is one part of the documents that have to be delivered to Elering during the power generating facility connection process.

The operation of a generating unit needs to be modelled and simulated as part of the power system studies performed before commissioning in order to check the generating unit ability to follow the guidelines for operation outlined in the technical rules. The modelling process includes several types of simulation, with each simulation testing the performance of the generating unit a different group of requirements as outlined in the technical rules. During the analysis process, particular attention is paid to the operation of the generating unit in a time where the power system is under stress (most likely due to a contingency event). The analysis results provide the basis for managing the generation output and local network over a full range of contingency events in a stable and reliable manner. The results will also indicate whether extra electrical equipment is required to achieve the desired power output over a full range of contingency events, while complying with the requirements of the technical rules.

This document consists of requirements for the co-operation study and describes the necessary time schedule for performing all required simulations and their approval process. All performed calculations must present the behaviour of the power generating facility as seen from the connection point.

Elering currently uses different simulation packages for its system modelling, i.e. *PSS/E* for power system steady state and electromechanic calculations and *PSCAD* for power system electromagnetic transient behaviour calculations and analysis.

## 2 General requirements for co-operation simulation report

### 2.1 General

The requirements described in this document shall be followed when composing and presenting the co-operation report and are set to generating units which rated output power is 5 MW or higher.

The provided co-operation report shall describe the performance of the real power generating facility. Based on the results of the co-operation report it shall make it possible to evaluate the performance of the power generating facility and its impact on power system in comprehensive and relevant matter. Both steady state and dynamic behaviour of the power generating facility shall be described and analysed.

The Contractor shall specify the simulation programs to be used in the studies. The programs selected shall be among the well-known and commonly used programs with good reputation within the power system utilities. The program selection shall be subject to approval by Elering. It is recommended that the simulation programs used for power system dynamics and electromagnetic transient studies by the Contractor are the same as used by Elering (*PSS/E* and *PSCAD*).

In case of *HVDC* and *FACTS* devices in addition to full power generating facility co-operation modelling results also the behaviour and interactions of those separate devices in different conditions shall be presented.

### 2.2 Purpose of use

Based on the provided co-operation modelling report Elering will assess the behaviour of the power generating facility in steady state and dynamic conditions. The main information obtained from the report is as following:

- clear indication of the behaviour of the power generating facility;
- power generating facility P/Q characterstics;
- power exchange on different power generating facility operating conditions (e.g. max and min operation);
- possible voltage changes and deviations in different conditions;
- power quality characteristics and their correspondence on technical requirements;
- dynamic behaviour of the power generating facility;
- co-operation between different generating units and HVDC/FACTS devices;
- performance of different system services (e.g. primary control, voltage control, etc.).

### 2.3 Schedule for providing the co-operation simulation report

Power generating facility co-operation simulation report shall be presented to Elering together with full set of models at the latest six months before energizing the power generating facility.

### 2.4 Validation of the simulations

Power generating facility co-operation study shall be performed using the models that comprehensively and adequately describe the power generating facility and its behaviour. All the models used shall be validated against the latest information available at the time of performing the study.

Before any power system simulation program are to be used in any study the power generating facility must suggest and carry out studies to compare the results of their power system dynamics and electromagnetic transient programs and the results of the Elering's corresponding programs.

For the power system dynamics programs the study shall ensure that the power generating facility and Elering network representations and simulation results comply with each other. The evaluation must compare but needs not to be limited to the comparison of AC system performance and response during AC faults (single phase and three phases) and power swings. For the power system electromagnetic transient programs the study shall follow similar principles as above but compare the behaviour of the plant control system during AC faults. The results of different models shall coincide in case of similar modelling cases. For validation some of those cases shall be presented.

Elering will not accept any report based upon simulations performed by the power generating facility simulation programs before the reports on the comparisons have been submitted and approved by Elering.

Before any models for power system dynamics and electromagnetic transient programs are to be used in any study, the models shall be subject to approval by Elering.

### 2.5 Requirements set for documentation

The provided report shall contain adequate information for understanding the behaviour of the power generating facility. The report shall include overview of the work, general description of the power generating facility, overview of the report, table of contents, overview of the study performed and results obtained (all provided Figures and Tables shall be clearly and adequately explained), conclusions, recommendations and used literature. All supporting information regarding models, their characteristics and parameters shall be presented in the Appendices.

The report shall be presented to Elering in an electronic format (pdf file) and also on two paper copies. When colours are used then colour printing shall be used. In addition all graphs shall be clearly understandable and provided with sufficiently clear signature.

## 3 Studies

All studies shall include specification and verification of worst case as well as typical values for the phenomenon to be studied. The worst case specified in the studies shall be proved to be the worst case condition.

All studies shall be verified in all relevant control modes (voltage control, frequency control, etc.).

The power generating facility shall optimise the operation of the plant following faults with the objective of obtaining the fastest possible power transfer recovery with minimum energy loss to the system while at the same time maintaining the stability of the AC system.

The performance studies shall include, but not be limited to, the studies specified in the following list (the exact amount of studies to be performed is agreed between parties each time separately):

- loading capability of the plant considering all possible operating temperature ranges;
- audible noise (the study shall present calculations of the expected noise contribution from the plant and shall include one or several contour map(s) of the noise distribution (in three-dimensional form));
- main circuit design (the study shall describe the main circuit design and configuration for the plant, number of units etc.);
- power frequency overvoltages (determine the maximum overvoltage levels and establish the characteristics and ratings of any overvoltage control or limiting equipment);
- reactive power balance (this study shall show that the power generating facility is able to fulfil all requirements stated in the grid code and connection agreement regarding reactive power and voltage control, also P/Q diagram of the power generating facility);
- AC transient and temporary overvoltages (determine the stresses on all circuit breakers, surge arresters and other equipment connected to the 330 kV or 110 kV AC busbars. The study shall also determine the required ratings for all circuit breakers in the 330 kV or 110 kV AC stations adjacent to observable AC substation);
- insulation co-ordination (this study shall address the insulation co-ordination of all equipment at the Elering's substations, including transformers, AC surge arresters, lines and cables);
- protection co-ordination (this study shall identify the protection functions to be adopted and their operating times);
- dynamic performance (the study shall prove that the overall system is stable during all operation conditions that can be expected: distant single and three phase AC faults (at least two points from the voltage recovery curve, in addition to zero voltage point, shall be selected and calculated based on different network conditions and type and locations of faults), recovery performance after faults, behaviour of AVR and PSS, real and reactive power control, primary and secondary frequency control (the effect of the regulator in case of frequency deviations below and above nominal value shall be presented, deviation of the frequency shall be at least ±0,4 Hz and regulator droop settings shall be 2% and 8%; in case of wind power plant studies a description presented in Annex H.4 can be taken as a base), etc.; the results of the dynamic performance shall include real and active power, current, voltage values at the connection point, in case of synchronous units also rotational speed of the turbine shall be presented);
- filter performance (in case of filters are used then their interaction with the rest of the system and behaviour shall be assessed);
- power quality (this study shall cover possible flicker and harmonics emissions, fast voltage changes caused by switching operations (frequency, magnitude) and effect of unbalance; in case of wind power plants the assessment of power quality characteristics shall be performed following the methodology described in EVS-EN 61400-21, chapter 8);
- harmonic analysis (based on network harmonic impedance curves assessment of power generating facilitys behaviour at differnent harmonic frequencies shall be determined; Elering network harmonic impedance curves will be provided by Elering);
- black network start up (this study shall present the ability of the power generating facility to contribute during black network start up. Possible black start scenarios shall be given by Elering).

The exact conditions of the studies shall be agreed between Elering and the power generating facility. If there is need for some other study to be performed (e.g. subsynchronous oscillations) then this will be separately agreed.

In case the results of the studies do not comply with the requirements (Grid Code, connection contract etc. defined in documents listed in Annex C) then appropriate measures have to be taken in order to comply with the requirements and these measures shall also be approved by Elering. After that updated simulation models and co-operation report shall be presented and approved by Elering before continuing the project.

## 4 Organizational aspects of the system studies

As a general rule, all system studies shall be performed in the following steps:

- The simulation programs for power system dynamics and transient studies shall be subject to approval by Elering.
- A study outline report shall be submitted for approval by Elering. The studies must not start before the outline has been approved by Elering.
- Adequate data, necessary for the study, will be provided by Elering after a written specification from the Contractor.
- The power system dynamics and transient digital models to be used in the studies shall be subject to approval by Elering.
- Performing the system studies.
- Design review meetings between Elering and power generating facility shall take place during the system studies and before any electrical and control system designs are finalized.
- The results of all the performed system studies shall be presented in a study report submitted for approval by Elering. The report shall include assessment of the study results compared to Estonian Grid Code. The study report includes also all updates for digital models used in the system studies.

Osa D.6 Nõuded põhivõrguga liituvate elektrijaamade juhtimisele ja automaatikale

## 1. Üldine

Mõõtmised, oleku- ja juhtimissignaalid vahetatakse elektrijaama ning Eleringi põhi- ja varujuhtimiskeskuste vahel. Edaspidi kasutatakse juhtimiskeskuste väljendamiseks mõistet „elektrisüsteemi juhtimiskeskus“.
Elektrijaamade all mõeldakse kõiki tüüpi ja primaarenergiaallikaid kasutavaid elektrijaamu juhul kui ei ole määratletud teisiti (näit. tuuleelektrijaam või hüdroelektrijaam, vms)
Nõuded kehtivad iga liitumispunkti kohta eraldi.

## 2. Reaalajas edastatav informatsioon

Elektrijaamast tuleb edastada elektrisüsteemi juhtimiskeskusele reaalajas mõõtmised, juhtimised ja asendisignaalid vastavalt infomahtude tabelitele, mis kohaldub liituvale elektrijaamale vastavalt tema installeeritud võimsusele ja tüübile (edaspidi „Infomahtude tabel“):

- Tuuleelektrijaamad – „Tuuleelektrijaamade infomahud, Osa D6.2“
- Elektrijaamad - „Elektrijaamade infomahud, Osa D.6.1“

Infomahtude tabelis määratud infomahud täpsustatakse elektrijaama elektriosa projekti kooskõlastamise käigus. Eleringil on õigus lisada info objekte infomahtude tabelisse ilma lisakuludeta.
Elektrijaama alajaamast tuleb edastada elektrisüsteemi juhtimiskeskusele, reaalajas järgmised asendisignaalid:

- 110 ja 330 kV võimsuslüliti, lahklüliti ja maanduslüliti asendid juhul kui elektrijaam liitub põhivõrguga 110 või 330 kV liini kaudu,
- elektrijaama trafo keskpingepoole võimsuslüliti, lahklüliti ja maanduslüliti asendid juhul, kui elektrijaama (ploki) trafo 110 või 330 kV lahter asub põhivõrgu alajaamas või elektrijaama alajaamas puudub 110 või 330 kV võimsuslüliti,
- kõigi tuuleelektrijaama alajaamast väljuvate kõrge- ja keskpingefiidrite võimsuslülitite asendisignaalid.

Kõik asendisignaalid tuleb anda otse, abireleesid kasutamata, nn. kaksiksignaalidena (double-contact signals).
Elektrijaama alajaamast tuleb edastada elektrisüsteemi juhtimiskeskusele, reaalajas kaitse ja rikkesignaalid vastavalt infomahtude tabelile.
Tuuleelektrijaama poolt elektrisüsteemi juhtimiskeskusele edastatav tuule kiirus võib vastavalt kokkeleppele olla üksikmõõtmine, üksikmõõtmiste kogum või tuuleelektrijaama tuulekiiruste mõõtmiste keskmine, sh iga üksikmõõtmine peab olema mõõdetud turbiini rootori kõrguselt maapinnalt kas eraldi meteomastilt või elektrituuliku pealt.
Kui põhivõrguga liitunud tuuleelektrijaam asub hajutatult mitmes erinevas geograafilises piirkonnas gruppidena, kuid omab ühtset liitumispunkti põhivõrgu elektrivõrguga, tuleb edastada reaalajas aktiivkoormuse ning meteo telemõõtmised iga tuulikute grupi kohta eraldi. Mõõtmiste komplekti kuuluvad vähemalt grupi summarne aktiivvõimsus (MW), tuule kiirus (m/s) ja –suund (kraadides) iga geograafiliselt eraldatud grupi kohta. Hajutatud tuuleelektrijaama puhul on tegemist olukorraga, kui tuuleelektrijaam koosneb tuulikute gruppidest ning grupid asetsevad üksteisest sellisel geograafilisel kaugusel, et tuuletingimused samal ajahetkel on eri gruppidele statistiliselt oluliselt erinevad.
Tuuleelektrijaama poolt elektrisüsteemi juhtimiskeskusele edastatavad meteo mõõtmised peavad täiendavalt vastama järgmistele nõuetele mõõtmise asukoha osas:

- tuule kiirus - mõõtmine turbiini rootori kõrguselt maapinnalt,
- tuule suund - mõõtmine turbiini rootori kõrguselt maapinnalt,
- välisõhu temperatuur - 10m kõrguselt maapinnalt,
- õhurõhk - 10m kõrguselt maapinnalt.

Pinge mõõtmised elektrijaama alajaama 110 või 330 kV lattidel (Uab).edastatakse juhul kui elektrijaamal on 110 või 330 kV alajaam
Kui Elektrijaama trafo 110 või 330 kV lahter asub põhivõrgu alajaamas loob Elering elektrijaamale võimaluse siduda oma seadmete sekundaarahelad põhivõrgu alajaamaga järmiselt:

- Pinged (Uab, Ubc, Uca ja 3Uo) põhivõrgu jaotla liituja lahtrist, tarnepiiriks on Eleringi vastava 110 või 330 kV pingetrafo klemmkapp. Elektrijaama jaoks paigaldab Elering sinna eraldi kaitselülitid.
- Elektrijaama lahtri 110 või 330 kV võimsuslüliti rikke ja kaitse töötamise signaalid. Tarnepiiriks on selle lahtri kaitse- ja automaatikapaneeli klemmliist Eleringi alajaama juhtimishoones.

Elektrijaama juhtimissüsteem peab omama andmevahetuse sideühendust elektrisüsteemi juhtimiskeskustega. Kasutatav protokoll on IEC 60870-5-101 või IEC 60870-5-104:

- IEC 60870-5-101 korral tuleb kasutada kahte sõltumatut sidekanalit. IP-transpordi kasutamine ei ole lubatud.
- IEC 60870-5-104 korral tuleb kasutada vähemalt 4 linki. Sideühendused üle avaliku andmesidevõrgu (sh. Internet) on lubatud vaid juhul kui kasutatakse krüpteeritud kanalit (näit. VPN).

Edastatavate andmete esitusviis ja andmesideprotokoll lepitakse kokku elektrijaama elektriosa projekti kooskõlastamise käigus.
Elektrijaama juhtimissüsteem peab vahetama elektrisüsteemi juhtimiskeskusega infomahtusid, milliste aja fikseerimise täpsus peab olema võrdne või parem kui ±1ms.

### 3. Juhtimised

Elektrisüsteemi juhtimiskeskusel peab olema võimalik reaalajas juhtida elektrijaama ja sellega seotud elektripaigaldisi vastavalt infomahtude tabelis määratletule.
Elektrijaama trafo keskpingepoole võimsuslülitit, lahklülitit ja maanduslülitit juhitakse juhul kui elektrijaama (ploki) trafo 110 või 330 kV lahter asub põhivõrgu alajaamas või elektrijaama alajaamas puudub 110 või 330 kV võimsuslüliti,
Nii aktiiv- kui ka reaktiivvõimsuse kaugjuhtimine peab toimuma iga liitumispunkti kohta.
Elering loob elektrijaamale võimaluse välja lülitada elektrijaama trafo või liini 110 või 330 kV võimsuslülitit põhivõrgu alajaamas.

### 4. Kaitse ja automaatika

Elektrijaama automaatika peab kindlustama elektrijaama häireteta töötamise 110 või 330 kV pingel tekkivatest lühistest tingitud väljalülitumistel ja sellele järgnevatel automaatsetel tagasilülitamistel. Lühise kestvus 110 kV elektrivõrgus on maksimaalselt 1 sekund ja 330 kV elektrivõrgus 0,25 sekundit.
Elektrivõrguga paralleeltöö katkemisel pikemaks ajaks kui 0,4 sekundit peab elektrijaam elektrivõrgust eralduma, ning võrgupinge taastumisel lülitatakse elektrijaam võrku peale Eleringi juhtimiskeskusest vastava loa saamist. Lülitamine toimub kas Eleringi dispetšeri poolt või elektrijaama omaniku poolt.
Elering ehitab elektrijaama trafo või liini lahtisse eraldusautomaatika reservkomplekti sageduse ja pinge languse ja tõusu järgi, millede sätted kooskõlastatakse elektriosa projekti kooskõlastamisel.
Kõik elektrijaama trafo lahtri kommutatsiooniaparaatide juhtimis- blokeeringute jaoks vajalikud ahelad tuleb tuua kontrollkaablitega põhivõrgu alajaama elektrijaama trafo või liini lahtri 110 või 330 kV lahtri klemmkappi.
Elektrijaama trafo kaitse- ja juhtimisahelad, mis on vajalikud trafo väljalülitamiseks 110 või 330 kV poolelt tuleb tuua Eleringi alajaama juhtimishoonesse. Tarnepiiriks on selle lahtri kaitse- ja automaatikapaneeli klemmliist.
Tuuleelektrijaama trafo põhikaitsele vajalikud voolud vastavalt 110 või 330 kV lahtrist saab tuuleelektrijaam selle lahtri klemmkapist Eleringi alajaamas.
Elektijaama trafo 110 või 330 kV poole reservkaitse ja mõõtmiste otstarbeks Elering eraldi vooluahelaid ei anna. Soovi korral peab elektrijaam paigaldama oma voolutrafo või kasutama trafot, millel on sisseehitatud voolutrafod.

Elering ehitab elektrijaama trafo või liini 110 või 330 kV lahtrisse suunatud reservkaitse, mis toimib elektrijaama trafo või liini võimsuslülitile Eleringi alajaamas.
Kui tootja liitub põhivõrguga elektriliselt ühendatud (sh ka reservühenduste kaudu) keskpinge alajaama või põhivõrgu alajaamas keskpinge lahtrisse, siis paigaldab Elering 110 kV trafo lahtrisse 110 kV poolele kolmeastmelise distantskaitse. Eleringi poolel olevad distantskaitsed on ette nähtud Eleringi seadmete kaitseks, ning ei kaitse liituja seadmeid ega asenda liituja seadmete reserv- ega põhikaitseid.

### 5. Mõõtetäpsus

Summaarne mõõteviga Eleringi juhtimiskeskusesse edastatavatel mõõtmistel (P, Q, I, U) peab jääma alla 1 %.
Edastatavate mõõtmiste mõõtepiirkonnad sagedusele, vooludele ja pingetele täpsustatakse elektriosa projekti kooskõlastamise käigus.

Osa D.6.1 Elektrijaamade infomahud

Eraldi Excel formaadis tabeli kohaselt (leht „D.6.1 PP SCADA TSO“).

Osa D.6.2 Tuuleelektrijaamade infomahud

Eraldi Exceli formaadis tabeli kohaselt (leht „D.6.2 WP SCADA TSO“).

Osa F TEHNILISED NÕUDED TOOTJA LIITUMISEL JAOTUSVÕRGUGA

Osa F.1 Tootja liitumisel jaotusvõrguga põhivõrgule esitatavad andmed

| | **Tuuleelektrijaamad** | **Muud jaamad** | **Kommentaarid** |
|---|---|---|---|
| Kuni 5MW<br>Koos<br>Liitumis-, või kooskõlastuse-, või võrgu ümberehitamise taotlusega | EJ tehnilised andmed Osa A.3;<br>Tootja prognoositud toodang liitumispunktis;<br>Asendikoordinaatidega kaart (vähemalt mõõtkavas 1:10000 või täpsem), kuhu on märgitud liitumispunkti soovitav asukoht;<br>Elektripaigaldise asendiplaan (mõõtkavas 1:200 või 1:500), kuhu märgitakse peale JV-ga liitumispunkti täpne asukoht;<br>Elektripaigaldiste põhimõtteskeem liitumispunktist kuni Eleringi alajaamani;<br>Detailplaneeringu kehtestamise ning keskkonnamõju hindamise otsuse koopia. | EJ tehnilised andmed Osa A.3;<br>Tootja prognoositud toodang liitumispunktis (Osa 3);<br>Asendikoordinaatidega kaart (vähemalt mõõtkavas 1:10000 või täpsem), kuhu on märgitud liitumispunkti soovitav asukoht;<br>Elektripaigaldise asendiplaan (mõõtkavas 1:200 või 1:500), kuhu märgitakse peale JV-ga liitumispunkti täpne asukoht;<br>Elektripaigaldiste põhimõtteskeem liitumispunktist kuni Eleringi alajaamani;<br>Prognoositud tunnise toodangu graafik ühe aasta kohta (soojuskoormus CHP korral);<br>Detailplaneeringu kehtestamise ning keskkonnamõju hindamise otsuse koopia. | Juhul kui liitumise protsessi käigus tootjal või jaotusvõrguettevõtjal esinevad andmetes muutused, tuleb sellest Eleringi 10 päeva jooksul informeerida ning esitada uued andmed. Lähtuvalt andmete muutusest võib muutuda ka Eleringi tehniline lahendus või liitumispakkumine. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Üle 5MW<br>Koos<br>Liitumis- , või võrgu ümberehitamise taotlusega | EJ põhiandmed Osa A.3;<br>Elektrituuliku tüübikatsetuste protokoll ;<br>Tootja prognoositud toodang liitumispunktis ;<br>Asendikoordinaatidega kaart (vähemalt mõõtkavas 1:10000 või täpsem), kuhu on märgitud liitumispunkti soovitav asukoht;<br>Elektripaigaldise asendiplaan (mõõtkavas 1:200 või 1:500), kuhu märgitakse peale liitumispunkti täpne asukoht;<br>Elektripaigaldiste põhimõtteskeem liitumispunktist kuni Eleringi alajaamani;<br>Detailplaneeringu kehtestamise ning keskkonnamõju hindamise otsuse koopia.<br>Planeeritud parameetritega mudelid (PSS/E ja PSCADi elektroonilisel kujul) koos kirjelduse ning plokkskeemidega katsetuste ajagraafik ning kava | EJ põhiandmed Osa A.3;<br>Elektrijaama tüübikatsetuste protokoll (juhul kui on);<br>Tootja prognoositud toodang liitumispunktis;<br>Asendikoordinaatidega kaart (vähemalt mõõtkavas 1:10000 või täpsem), kuhu on märgitud liitumispunkti soovitav asukoht;<br>Elektripaigaldise asendiplaan (mõõtkavas 1:200 või 1:500), kuhu märgitakse peale liitumispunkti täpne asukoht;<br>Elektripaigaldiste põhimõtteskeem liitumispunktist kuni Eleringi alajaamani;<br>Prognoositud tunnise toodangu graafik ühe nädala kohta (välja arvatud elektrituulikud);<br>Detailplaneeringu kehtestamise ning keskkonnamõju hindamise otsuse koopia.<br>Planeeritud parameetritega mudelid (PSS/E ja PSCADi elektroonilisel kujul)) koos kirjelduse ning plokkskeemidega<br>katsetuste ajagraafik ning kava | Juhul kui elektrituulikud ühendatakse võrku ükshaaval , siis tuleb iga elektrituuliku kohta esitada plaanitav töösse viimise kuupäev . |
| 6 kuud enne liitumispunkti pingestamist | Võimalusel esitada täpsustatud elektripaigaldise täieliku PSS/E ning PSCAD mudelid ja dokumentatsiooni (kuni 5MW).<br><br>Üle 5MW EJ liitumise korral, täienduste puhul, tuleb esitada uus mudel. | Elektripaigaldise täielik PSS/E mudel ja dokumentatsioon ning võimalusel PSCAD mudel ja dokumentatsioon (kuni 5MW).<br><br>Üle 5MW EJ liitumise korral, täienduste puhul, tuleb esitada uus mudel. | Mudel peab sisaldama ning dokumentatsioonis peab olema kirjeldatud kliendi võrgu ja turbiin-generaatori juhtumis ja -reguleerimissüsteem, kaitseaparatuuri parameetrid, plokkskeemid ja kirjelduse. Esitatud materjal (mudeli kirjeldus) peab olema varustatud piisavate selgitustega. Mudel esitatakse kirjeldusena ja võrguarvutusprogrammidele PSS/E ning PSCAD sobivatena vastavalt osale D.4.<br><br>Elektrituulikute liitumise korral tuleb esitada elektrijaamas kasutatava tuuliku tüübi talitluse ja kvaliteedi testide aruanded vastavalt standardile EVS-EN 61400-21, sisaldades ka tootmisseadme pingelohu läbimise võime ( i.k- fault ride through) tüüptesti tulemusi. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 6 kuud enne liitumispunkti pingestamist | Aruanne elektrijaama ja elektrivõrgu koostöö imiteerimisest (üle 5 MW) | Aruanne elektrijaama ja elektrivõrgu koostöö imiteerimisest (üle 5 MW) | Aruande sisu peab kajastama modelleerimise tulemusi nii püsitalitluse kui siirdetalitluse (dünaamilised protsessid) kohta vastavalt osale D.5. |
| | Alla ning üle 5MW<br>Elektripaigaldise tehnilise projekt | Alla ning üle 5MW<br>Elektripaigaldise tehnilise projekt | Elektripaigaldise tehnilise projekti, mis peab olema koostatud vastavalt osale F2. Elektrituulikute liitumise korral üle 5MW korral tuleb JV-l esitada võrguettevõtjale elektrituulikute kiire mahakoormamise funktsiooni. Aktiivvõimsust peab selle kiire piiramise korral olema võimalik kahe sekundi jooksul vähendada nimiaktiivvõimsusest kuni 20%-ni alates signaali jõudmisest tuuleelektrijaama juhtimissüsteemi. Aktiivvõimsuse kiireks piiramiseks võib välja lülitada ühe tuuliku või tuulikurühma. |
| 1 kuu enne elektripaigaldise ja/või Liituja tootmisseadme pingestamist ning generaatori sünkroniseerimist | Kuni 5 MW ni:<br>Pingestamistaotlus ja katseperioodi algus ja lõpp.<br><br>Üle 5MW katsetuste kava.<br><br>Kõik EJ : lõplikud trafo/de ja generaatori/te releekaitse sätted | Kuni 5 MW ni:<br>Pingestamistaotlus (sünkroniseerimise taotlus) ja katseperioodi algus ja lõpp.<br><br>Üle 5MW katsetuste kava ning sünkroniseerimise taotlus.<br><br>Kõik EJ : lõplikud trafo/de ja generaatori/te releekaitse sätted | Elektrijaamade liitumise korral lähtutakse osas H toodud tingimustest ning asjakohastest standarditest vastavalt osas C toodule. |
| 12 kuu jooksul peale EJ võrku ühendamist | | Kõik EJ:<br>Katsete tulemused vastavalt VE § 25 „Tootmisseadmete nõuetekohasuse kontrollimine“ lõigetele 5,6,7. | |

Jaotusvõrguettevõtja informeerib Eleringi 10 päeva jooksul järgnevatest sündmustest:
- Tootjale on liitumislepingu pakkumine väljastatud;
- Teate Tootja poolt allkirjastatud liitumislepingu/test;
- Teate liitumispakkumise (ilma liitumislepingu sõlmimiseta), liitumislepingu lõppemisest;
- Teate Tootja tootmisseadmete võrguga ühendamise kohta (testperioodi algus) ja teate test perioodi lõppemisest;
- Elektrijaama kontrollmõõtmised ning testide aruanne.
- Teate tootmise alustamise kohta Tootja tootmisseadmetega.

Osa F.2 Elektriosa tehnilise projekti koostamise juhend jaotusvõrguga liitujatele

Käesolevad nõuded kohalduvad nende tootjate liitumise korral, kui elektrijaama võimsus on 1 MW või rohkem.

## 1. Nõuded tehnilise projekti koostamiseks

Võrguettevõtjale esitatakse kooskõlastamiseks jaotusvõrgu ja liituva elektrijaama elektriosa tehniline projekt, mis peab olema koostatud vastavalt käesolevas dokumendis toodud nõuetele. Elektriosa projekt tuleb esitada enne elektriosa ehitustööde alustamist ja vähemalt 6 kuud enne elektrijaama pingestamist (sünkroniseerimist). Põhivõrguettevõtja teatab otsusest kooskõlastamise kohta 30 päeva jooksul peale projekti üleandmist võrguettevõtjale.
Tehnilise projekti sisu on kirjeldatud käesoleva dokumendi osas 4 “Juhend tehnilise projekti koostamiseks”.
Põhivõrguettevõtja nõusolekul võib tehnilist projekti esitada läbivaatamiseks osade kaupa, sealhulgas ka jaotusvõrgu ja elektrijaama osad eraldi. Osadele kehtivad kõik tehnilisele projektile esitatavad nõuded. Tehnilist projekti ei tohi jagada väiksemaks osaks, kui tehnilise projekti koostamise juhendis toodud alapealkirjad.
Tehnilise projekti osadeks jaotamise korral on Kliendi kohus pidada tehnilise projekti esitamise koondtabelit, kuhu tehakse märge vastava osa esitamisest koos kuupäeva äranäitamisega. Läbivaatamiseks esitatavate tehnilise projekti osade vormistamisel (pealkirjade numeratsioon, jooniste kirjanurgad) peab arvestama tehnilise projekti terviklikkust. Kliendi kohus on esitada igal juhul ka terviklik Tehniline projekt. Üksikud projekti osad peavad kõik olema tähistatud vastavalt nende projekti kuulumisele. Uuendatavad osad tuleb tähistada nii, et oleks selgelt aru saadav, millist osa need asendavad.
Klient on kohustatud parandused tehnilisse projekti sisse viima 30 päeva jooksul peale märkuse esitamist põhivõrguettevõtja poolt. Peale seda tuleb täiendatud tehniline projekt esitada uuesti põhivõrguettevõtjale ülevaatamiseks.

## 2. Arvutused

Juhul kui liituva elektrijaama elektriseadmete maanduskontuur on elektriliselt ühendatud Põhivõrguettevõtja alajaama või liini maanduskontuuriga peavad olema esitatud maandusvõrgu arvutused.
Arvutustes tuleb arvesse võtta valitud seadmete ja nendega seotud seadmete spetsifikatsioone ja jooniseid ning neile seadmetele esitatavaid nõudeid, vastavaid standardeid, samuti käesolevas dokumendis kehtestatud nõudeid.

## 3. Joonised, skeemid, tabelid

Jooniste joonestusmeetodite ja sümbolite valimisel tuleb arvestada IEC standardeid. Mõõtühikute süsteemiks peab olema SI-süsteem.
Jooniste numeratsioon ja tähistamine peab olema dokumentatsiooni algusest lõpuni loogiline ja üheselt mõistetav.
Primaarskeem ja kaitsete paigutuse skeem peavad olema ühejooneskeemid.

### 3.1 Generaatorite, ühendustrafode ja/või -liinide releekaitse

Tootja ja jaotusvõrguettevõtja vahelises liitumispunktis tuleb paigaldada liitumispunktist võrgu poole reservkaitse ja reserv-eraldusautomaatseadme.
Kui tootja liitub põhivõrguga elektriliselt ühendatud (sh ka reservühenduste kaudu) keskpinge alajaama või põhivõrgu alajaamas keskpinge lahtrisse, siis paigaldab Elering 110 kV trafo lahtrisse 110 kV poolele kolmeastmelise distantskaitse

## 4. Juhend tehnilise projekti koostamiseks

Klient peab Tehnilises projektis kirjeldama põhivõrguettevõtja poolt liitumislepingus nõutud tehniliste lahenduste teostust.
Klient peab koostama tehnilise projekti, mis koosneb järgmistest osadest:

### 4.1 Nõuded tehnilise projekti primaarosa koostamiseks

Tehnilise projekti primaarosa peab sisaldama:

- Üldosa – lühikirjeldus (*General - short description*);

- Nimisuurused, keskkonnatingimused (*Rated values, climatic conditions*) järgmiste elektripaigaldiste kohta;
    - Elektrijaam(ad)
    - Ühendus(ed) Eleringi alajaamadega
    - reservtoiteühendused
    - Alajaam(ad)
- Jaotusvõrku ühendatud elektrijaama korral primaarskeem liitumispunktist elektriliselt ühendatud põhivõrgu alajaamadeni, reservühendused k.a. (primaarskeem peab olema esitatud Eleringi alajaamast kuni elektrijaama liitumispunkti(de)ni keskpingel ning elektrijaama skeem ilma omatarbesüsteemi skeemita, sh madalpingel)
- 110 kV elektrijaama ja Eleringi alajaama vaheliste liinide andmed,
    - nimipinge
    - liini pikkus;
    - 110 kV liinide korral mastide asukohad ja kõik paralleelsed liinid peavad olema näidatud skemaatiliselt 100 m kaugusel liini teljest;
    - 110 kV liinide korral pikiprofiil sh ristumised teiste rajatistega.
    - 110 kV liinide korral mastide tüübid (sh. ka masti joonis);
    - juhtme (või/ja kaabli) ja piksekaitsetrossi mark koos elektriliste parameetritega.
- Piksekaitse, spetsifikatsioon ning kaitsetsooni määratlus ja joonised (*Lighting protection -specification and layout of protection zones*);
- 110 or 330 kV liigpingepiirikute andmed.
- 110 kV võimsuslülitite nimesildid (*circuit breaker nameplate*);
- 110 kV lahklülitite nimesildid (*disconnectors nameplates*);
- 110 kV voolutrafode nimesildid (*current transformers nameplates*);
- 110 kV pingetrafode nime sildid (*voltage transformer nameplates*);
- 110 kV jõutrafo ja elektrijaama võrguga ühendava trafo nimesildid (*power transformer nameplates*).
- Elektrijaama lõplikud andmed;
    - vastavalt Võrgueeskirja Osa 2-le generaatori ja selle abisüsteemide andmed
    - üle 5 MW elektrijaamade tüübikatsetuste protokollid
    - üle 5 MW elektrijaamade kohapeal tethtud katsetuste protokollid (esitatakse 3 kuu jooksul peale katsetuste lõpetamist);
    - Planeeritud parameetritega mudel koos kirjeldusega ning elektrijaama juhtimise ja automaatika plokkskeemid; (sh. PSS/E ja PSCADi mudelid elektroonilisel kujul),
    - Verifitseeritud mudelid (sh. PSS/E ja PSCADi mudelid elektroonilisel kujul) esitatakse 3 kuu jooksul peale katsetuste lõpetamist
- Funktsioonide kirjeldused koos sätetega
    - Primaarreguleerimine
    - Sekundaarreguleerimine (kaugjuhtimise kaudu teostatav aktiivvõimsuse reguleerimine etteantud kiiruse ja ulatusega)
    - Aktiivvõimsuse reguleerimine
    - Ergutusregulaator, reaktiivvõimsuse reguleerimine, pinge automaatreguleerimine liitumispunkti suhtes
    - Võnkesummuti (PSS)
- Elektrivõrgu ja elektrijaama koostöö imiteerimise aruanne
    - Liitumistaotleja peab esitama elektrivõrgu ja elektrijaama koostöö arvutil imiteerimise tulemuste aruande elektrivõrgu koostöö imiteerimise kohta nii siirde- kui püsitalituses .

### 4.2 Nõuded tehnilise projekti sekundaarosa koostamiseks

Sekundaarosa tehnilise projekt peab sisaldama elektrijaama ja jaotusvõrgu sekundaarosa ülevaadet ja kirjeldust, skeeme ning RTU andmeid, sealhulgas edastatavaid signaale, mõõtmisi, juhtimisi.

Iga 110 kV fiidri kohta tuleb esitada sekundaarahelate selgitav skeem, sõltumata sellest, kas kasutatakse identseid ühendusi või mitte. Kõik joonised peavad olema üheselt mõistetavad. 110 kV võrgu sekundaarosa projektis peab olema vähemalt:

1. Üldosa – lühikirjeldus (*General - short description*);

2. Primaarahel
3. Sekundaarahelad:
    a. voolu- ja pingeahelad, ülekandetegurid;
    b. kaitse-, juhtimis-, mõõte-, häire- ja signalisatsiooniahelad;
    c. seadmete, aparaatide ja ühenduste paigutus ahelates, nii et on selgesti näha seadmete vahelised ühendused ja otstarve; Kaitserelee ja automaatika liik tuleb näidata seadme nime kõrval;
    d. juhtimiste blokeeringuloogika plokkskeem juhul kui liituja trafo ühendatakse põhivõrgu jaotlasse;
    e. joonistel tuleb ka näidata seadmete põhiparameetrid.

## 5. Eleringile edastatavate juhtimiste/mõõtmiste/signaalide tabelid

Kõigi signaalide nimetused, väärtused, andmetüübid, prioriteedid, viited, IEC aadressid, rühmitused jms. peavad vastama põhivõrguettevõtja poolt eelnevalt kooskõlastatud nõuetele (andmemahud st. juhtimised, mõõtmised, signaalid)

## 6. Dokumendid

Dokumentatsioon tuleb esitada paberikandjal kliendi ja põhivõrgu osad ning primaar- ja sekundaarosa eraldi köidetuna ja CD-l.
Lubatud on kasutada ainult ühepoolset printimist. Ühejoone skeemid peavad olema vähemalt A3 formaadis.
Digitaalsel kujul esitatavad dokumendid peavad olema järgmistes vormingutes:

- tekstidokumendid Microsoft Word PC *.doc- vormingus;
- tabelid Microsoft Excel PC *.xls –vormingus;
- joonised PC *.dwg- või pdf- vormingus;
- andmemahtude tabel Microsoft Excel PC 2000 *xls- vormingus.
- PSS/E mudel .*dyr ja *.raw – vormingus ning PSCAD mudel *.psl ja *.psc (pslx ja pscx) vormingus.

Põhivõrguettevõtjal peab olema võimalus elektroonseid dokumente kopeerida ja printida.
Elektroonselt esitatava dokumendi faili nimi peab sisaldama sama tähistust, mis on dokumendi kirjanurgas või päises. Elektroonselt esitatav dokumentatsioon peab olema kategoriseeritud teemade, lahtrite, seadmete, pingete jne. põhjal kataloogidesse analoogselt nagu paberikandjal eksemplarid.
Kõik joonised, skeemid, signaalide loetelud jne. tuleb varustada kirjanurgaga, mis peab sisaldama Kliendi nime, projekti nime, projekteerija nime, põhivõrguettevõtja nime, kuupäeva jne.
Mistahes hilisemate projekti muudatuse korral joonistel lisada versioon ja muudatuse tegemise kuupäev.

Osa F.3 Jaotusvõrkudega liituvate alla 5 MW elektrijaamade modelleerimiseks koos liitumistaotlusega esitatavad andmed

Eraldi Excel formaadis tabeli kohaselt (leht „F.3 conventional units“ ja leht „F.3 wind power“).

Osa F.4 Nõuded jaotusvõrguga liituvate elektrijaamade juhtimisele ja automaatikale

## 1. Üldine

Mõõtmised, oleku- ja juhtimissignaalid vahetatakse elektrijaama ning Eleringi põhi- ja varujuhtimiskeskuste vahel. Edaspidi kasutatakse juhtimiskeskuste väljendamiseks mõistet „elektrisüsteemi juhtimiskeskus“.
Elektrijaamade all mõeldakse kõiki tüüpi ja primaarenergiaallikaid kasutavaid elektrijaamu juhul kui ei ole määratletud teisiti (näit. tuuleelektrijaam või hüdroelektrijaam, vms)
Nõuded kehtivad iga liitumispunkti kohta eraldi.
Mõõtmised ja juhtimissignaalid jaotusvõrguettevõtja juhtimiskeskusesse edastatakse vastavalt jaotusvõrguettevõtja nõuetele.
Elektrijaamade all mõeldakse kõiki tüüpi ja primaarenergiaallikaid kasutavaid elektrijaamu, juhul kui ei ole määratletud teisiti (näit. tuuleelektrijaam või hüdroelektrijaam, vms)
Punktides 2-4 toodud nõuded kohalduvad nende tootjate liitumise korral, kui elektrijaama võimsus on 1 MW või enam.
Elektrijaamad, mille nimiaktiivvõims on 200 kW kuni 1 MW andmed võrku antud aktiiv- ja reaktiivvõimsuste kohta edastab jaotusvõrguettevõtja reaalajas elektrisüsteemi juhtimiskeskusele. Tuuleelektrijaamade kohta esitatakse andmed eraldi

## 2. Reaalajas edastatav informatsioon

Elektrijaamast tuleb edastada elektrisüsteemi juhtimiskeskusele reaalajas mõõtmised, juhtimised ja asendisignaalid vastavalt infomahtude tabelitele, mis kohaldub liituvale elektrijaamale vastavalt tema installeeritud võimsusele ja tüübile (edaspidi „Infomahtude tabel“):

- Tuuleelektrijaamad installeeritud võimsusega 1-5 MW – „Jaotusvõrguettevõtjaga liituvate 1-5 MW tuuleelektrijaamade infomahud“
- Tuuleelektrijaamad installeeritud võimsusega 5 - 10 MW – „Jaotusvõrguettevõtjaga liituvate 5-10 MW tuuleelektrijaamade infomahud“
- Elektrijaamad installeeritud võimsusega 1-5 MW - „Jaotusvõrguettevõtjaga liituvate 1-5 MW elektrijaamade infomahud“
- Elektrijaamad installeeritud võimsusega üle 5 – „Jaotusvõrguettevõtjaga liituvate üle 5 MW elektrijaamade infomahud“

Infomahtude tabelis määratud infomahud täpsustatakse elektrijaama elektriosa projekti kooskõlastamise käigus.
Eleringil on õigus lisada info objekte infomahtude tabelisse ilma lisakuludeta.
Kõik asendisignaalid tuleb anda otse, nn. kaksiksignaalidena (double-contact signals).
Elektrijaama alajaama juhtimissüsteem peab omama andmevahetuse sideühendused elektrisüsteemi juhtimiskeskusega. Kasutatav protokoll on IEC 60870-5-101 või IEC 60870-5-104:

- IEC 60870-5-101 korral tuleb kasutada kahte sõltumatut sidekanalit. IP-transpordi kasutamine ei ole lubatud.
- IEC 60870-5-104 korral tuleb kasutada vähemalt 4 linki. Sideühendused üle avaliku andmesidevõrgu (sh. Internet) on lubatud vaid juhul kui kasutatakse krüpteeritud kanalit (näit. VPN).

Edastatavate andmete esitusviis ja andmesideprotokoll lepitakse kokku elektrijaama elektriosa projekti kooskõlastamise käigus.
Elektrijaama võimsuslüliti(te) asend(id) esitatakse liitumispunktist(dest) jaotusvõrgu alajaamas.
Tuuleelektrijaama poolt elektrisüsteemi juhtimiskeskusele edastatav tuule kiirus võib vastavalt kokkeleppele olla üksikmõõtmine, üksikmõõtmiste kogum või tuuleelektrijaama tuulekiiruste mõõtmiste keskmine, sh iga üksikmõõtmine peab olema mõõdetud turbiini rootori kõrguselt maapinnalt.
Kui põhivõrguga liitunud tuuleelektrijaam asub hajutatult mitmes erinevas geograafilises piirkonnas gruppidena, kuid omab ühtset liitumispunkti põhivõrgu elektrivõrguga, tuleb edastada reaalajas aktiivkoormuse ning meteo telemõõtmised iga tuulikute grupi kohta eraldi. Mõõtmiste komplekti kuuluvad vähemalt grupi summarne aktiivvõimsus (MW), tuule kiirus (m/s) ja –suund (kraadides) iga geograafiliselt eraldatud grupi kohta. Hajutatud tuuleelektrijaama puhul on tegemist olukorraga, kui tuuleelektrijaam koosneb tuulikute

gruppidest ning grupid asetsevad üksteisest sellisel geograafilisel kaugusel, et tuuletingimused samal ajahetkel on eri gruppidele statistiliselt oluliselt erinevad.
Tuuleelektrijaama poolt elektrisüsteemi juhtimiskeskusele edastatavad meteo mõõtmised peavad täiendavalt vastama järgmistele nõuetele mõõtmise asukoha osas:

- tuule kiirus - mõõtmine turbiini rootori kõrguselt maapinnalt,
- tuule suund - mõõtmine turbiini rootori kõrguselt maapinnalt,
- välisõhu temperatuur - 10m kõrguselt maapinnalt,
- õhurõhk - 10m kõrguselt maapinnalt.

Elektrijaama summaarne aktiiv- ja reaktiivvõimsus ning pinge (Uab) mõõdetuna elektrijaama alajaamas jaotusvõrguga liitumispunkti pingel,

### 3. Juhtimised

Elektrisüsteemi juhtimiskeskusel peab olema võimalik reaalajas juhtida elektrijaama ja sellega seotud elektripaigaldisi vastavalt infomahtude tabelile.
Elektrijaama juhtimissüsteem peab vahetama elektrisüsteemi juhtimiskeskusega infomahtusid, milliste aja fikseerimise täpsus peab olema võrdne või parem kui ±1ms. Infomahtude tabelis määratud infomahud täpsustatakse elektrijaama elektriosa projekti kooskõlastamise käigus.

### 4. Kaitse ja automaatika

Kui 110/..kV trafo on jaotusvõrguettevõtja oma, siis paigaldab Elering oma alajaamas asuva jaotusvõrguettevõtja trafo 110 kV lahtrisse vähemalt kolmeastmelise distantskaitse.
Kui 110/..kV trafo on Eleringi oma, siis paigaldab Elering trafo keskpinge lahtrisse vähemalt kolmeastmelise distantskaitse.
Jaotusvõrguettevõtja ehitab elektrijaama liitumispunkti eraldusautomaatika reservkomplekti sageduse ja pinge languse ja tõusu järgi, millede sätted kooskõlastatakse elektriosa projekti kooskõlastamisel. Sageduse sätted määrab Elering, pinge sätted määrab jaotusvõrk.
Üle 5 MW elektrijaamadele ehitab jaotusvõrguettevõtja oma alajaama, elektrijaama liitumispunkti asünkroontalitluse kaitse reservkomplekti, mille sätted annab Elering elektriosa projekti kooskõlastamisel. Tuuleelektrijaamadele nimetatud kaitset ei paigaldata.

Kui tootja liitub põhivõrguga elektriliselt ühendatud (sh ka reservühenduste kaudu) keskpinge alajaama või põhivõrgu alajaamas keskpinge lahtrisse, siis paigaldab Elering 110 kV trafo lahtrisse 110 kV poolele kolmeastmelise distantskaitse. Eleringi poolel olevad distantskaitsed on ette nähtud Eleringi seadmete kaitseks, ning ei kaitse liituja seadmeid ega asenda liituja seadmete reserv- ega põhikaitseid.

Osa F.4.1 Jaotusvõrguettevõtjaga liituvate 1-5 MW elektrijaamade infomahud

Eraldi Excel formaadis tabeli kohaselt (leht „F.4.1 PP SCADA 1-5MW“).

Osa F.4.2 Jaotusvõrguga liituvate 1-5 MW tuuleelektrijaamade infomahud

Eraldi Excel formaadis tabeli kohaselt (leht „F.4.2 WP SCADA 1-5MW“).

Osa F.4.3 Jaotusvõrguga liituvate üle 5 MW elektrijaamade infomahud

Eraldi Excel formaadis tabeli kohaselt (leht „F.4.3 PP SCADA over 5MW“).

Osa F.4.4 Jaotusvõrguga liituvate 5-10 MW tuuleelektrijaamade infomahud

Eraldi Excel formaadis tabeli kohaselt (leht „F.4.4 WP SCADA 5-10MW“).

# Osa H ELEKTRIJAAMADE NÕUETELE VASTAVUSE KONTROLL

## Osa H.1 Elektrijaamade vastuvõtukatsed

### 1. Elektrijaama liitumisnõuete vastavuse kontroll

Elektrijaama tootmisseadmete kasutusele võtmiseks ja võrgueeskirja nõuetele vastavuse kontrollimiseks korraldatakse elektrivõrgu ja tootmisseadmega seotud katsetusi. Katsetuste kava lepitakse kokku võrguettevõtjaga.

Sünkroonmasinatega elektrijaamade katsetamine toimub vastavalt osale H.3, lähtudes asjakohastest standarditest.

Tuuleelektrijaamade katsetamine toimub vastavalt osale H.4. Katsetuste alustamisest tuleb Liitujal Eleringi teavitada vähemalt 7 päeva ette ja samuti tuleb teavitada katsetamiste lõppemisest.

Primaarreguleerimise katsetamine toimub kõigil elektrijaamadel lähtuvalt osast H.5.

Tuuleelektrijaamade korral teostab Liituja vastavalt osas H.4 kirjeldatud järjekorrale kvaliteedimõõtmise ning esitab 10 päeva jooksul peale kvaliteedimõõtmiste lõpetamist kvaliteedimõõtmiste lühiraporti (Osa H.4.2) koos kinnitusega, et elektrikvaliteedinäitajad on lubatud normide piires ning elektrijaam ei põhjusta lubamatuid häiringuid teistele elektrivõrguga ühendatud tarbijatele ja tootjatele. Peale Osa H.4.2 tulemuste hekskiitmist Eleringi poolt toimub tuuleelektrijaama ülejäänud katsetuste teostamine täismahus vastavalt Eleringiga kooskõlastatud katsekavale.
Katsetuste tulemuste põhjal koostatakse aruanne, milles hinnatakse elektrijaama talitluskarakteristikuid, kvaliteeti ning vastavust võrgueeskirja ning teistele liitumislepingus ja võrgulepingus kokkulepitud nõuetele. Elering hindab mõõtetulemusi etteantud normidele vastavuse osas.
Mõõtmised peab teostama pädev mõõtja ning mõõtetulemused peavad olema tõendatult jälgitavad mõõteseaduse § 5 tähenduses. Täiendavat infot saab leida: www.eak.ee või Euroopa akrediteerimisalase koostöö organisatsiooni (EA) kodulehelt www.european-accreditation.org.

### 2. Katsete tulemuste hindamine

Katsetulemuste aruande läbi vaatamise järel teeb Elering otsuse kas on tõendatud elektrijaama vastavus võrgueeskirjas ning Liituja ja Eleringi vahel sõlmitud lepingutes toodud nõuetele. Juhul, kui aruandes nähtub nõuetele mittevastavusi, palutakse selgitada mittevastavuse põhjus, likvideerimise võimalused ja aeg ning teostada uued katsetused, sellel juhul tuleb esitada uus aruanne. Elering annab aruandele hinnangu 30 kuni 60 päeva jooksul alates aruande või täienduse saamisest.

### 3. Eleringi poolt teostatavad katsed ja nende tulemuste hindamine

Kui Elering otsustab, et aruande maht ja sisu on piisav ning tulemused kinnitavad elektrijaama nõuetekohasust, teostab Elering võimalusel 30 päeva jooksul pingelohu läbimise võime (i.k- fault ride through) katse. Juhul kui katsetuse korraldamine ei ole 30 päeva jooksul võimalik hooajaliselt suurte elektrienergia voogude või elektrivõrgu elementide ebanormaalse seisundi tõttu, riskimata teiste võrguettevõtja tarbimispunktide toiteta jäämisega või pinge väljumisega võrguteenuse tüüptingimustes lubatavatest piiridest, korraldatakse katsetused esimesel võimalusel.
Pingelohu läbimise võime katse kohta koostab Elering kokkuvõte ning esitab selle Liitujale 10 päeva jooksul katsetuse läbiviimisest. Kui pingelohu läbimise võime katse on ebaedukas, selgitab Liituja välja puudused ning esitab paranduste tegemise ajakava ning peale puuduste kõrvaldamist lepitakse kokku pingelohu läbimise võime katsetuse kordamine. Katsete järgselt peab Liituja oma elektripaigaldise mudeleid vajadusel korrigeerima ja verifitseerima. 3 kuu jooksul alates katsetulemuste aruande esitamisest esitab Liituja Eleringile verifitseeritud mudelid koos dokumentatsiooniga. Pingelohu läbimise võime katse eduka läbimise korral sõlmitakse Eleringi ja Liituja vahel tähtajatu võrguleping ning tehakse otsus ja väljastatakse kinnitus elektrituruseaduse alusel toetuse maksmise kohta.

## 4. Elektrijaama katsetamine etappide kaupa

Juhul, kui elektripaigaldise ehitamine ning nõuetega vastavusse viimine toimub etappide kaupa, tuleb peale iga etapi valmimist kontrollida elektripaigaldise nõuetele vastavust.
Etapiks loetakse elektripaigaldist, kogu selle võimsuse ulatuses, millel on ühised:

1. Liitumispunkt Eleringiga ja/või
2. juhtimis-, kaitse- ning abisüsteemid

Näiteks 2008 valmis ühte liitumispunkti ühendatud elektrijaamas 10 MW ning 2010 aastal 20 MW. Sel juhul on elektrijaama esimene etapp 10 MW ning teine etapp 30 MW.
Iga eraldi valminud elektripaigaldise osa eraldi kontrollimine on võimalik, kui erineval ajal ehitatud osadel on eraldi liitumispunktid elektrivõrguga ja sõltumatud juhtimis-, kaitse- ning abisüsteemid. Lisaks peab olema tagatud tehniline võimalus eri aegadel valminud elektripaigaldise osa(de) kontrollimiseks.

Osa H.1.1 Katsetusteks valmisoleku deklaratsiooni vorm.

Kuupäev:
Elektrijaama nimi:
Katsetatava tootmisseadme nimi:
Tootmisseadme W-kood:
Liitumispunkti asukoht:
Katsetatava elektrijaama või selle osa võimsus: …….. MW
Katseperioodi algus ja planeeritav lõpuaeg: …….(pp.kk.aa) - ……..pp.kk.aa
Elektrijaama omaniku/esindaja andmed:
Telefon:
e-mail:

Kinnituskiri.

Käesolevaga kinnitan, et **……** (pp.kk.aaaa) on elektrijaamas lõpetatud kõik ehitus-, seadistus ja muud elektritööd ning valmis kõikide katsekavas märgitud katsetuste läbi viimiseks. Lisatud on juhtimis- ja seiresignaalide testimise aruanne.

Kinnitaja andmed:

Allkiri:

Kuupäev:

*Signaalide katsetuste aruanne tuleb lisada valmisoleku deklaratsiooni lisasse.*

Osa H.2 Katsete läbiviimise üldised nõuded

## Annex H.2 General requirements for testing

### 1. Recording of test results

Recorders must have valid calibration certificates and must be checked prior to use. Recorders must not interact with any equipment control functions. One chart recorder must be used to provide on site monitoring and rapid evaluation of key quantities (H.3 chapter 2) during tests even though a digital recorder may be used.

1.1 Recorder Equipment

Signals shall be digitally recorded and processed and require:

- an analogue to digital conversion with at least 12 bit accuracy at full scale;
- a sampling rate of at least 10000 samples per second (i.e. 10kHz);
- departure from linearity of no more than 0.1% in the slope of normalised output versus input. Normalised means value/full range value; and
- DC offset errors not greater than 0.05% of full scale in the analogue circuitry.

1.2 Frequency response

- A minimum bandwidth of DC - 10kHz is required (0dB at DC, -3dB at 10kHz). Suitable filtering is required to eliminate aliasing errors.
- For relatively slowly changing signals (such as main exciter quantities, transducers for MW output etc) a recording device bandwidth of DC - 100Hz is required.
- All test results required in rms values are to be derived at a minimum rate of 100 samples per second.

1.3 Signal Requirements and Conditioning

- Suitable input signal level must be used and allowance must be made for excursions during transients.
- Subtraction of an appropriate amount of floating DC from input signals such as stator voltage must be provided so that any perturbations are clearly observable on an on-site chart recorder.
- Galvanic isolation and filtering of input signals must be provided whenever necessary.

### 2. Form of Test Results

These must consist of:

- a brief log showing when tests were done (time, date, test alphanumeric identification);
- chart recordings appropriately annotated;
- relevant schematics of equipment and the local transmission system configuration;
- lists of data collected manually (eg meter readings);
- data on Microsoft Excel spreadsheets;
- SCADA type printouts showing the User's power system configuration at the start of, end of, and any other appropriate time during the test sequence; and
- other relevant data logger printouts (from other than the recorder equipment referred to in section H.2).

### 3. Test Preparation and Presentation of Test Results

3.1 Information/Data Prior to Tests:

- A detailed schedule of tests agreed by Elering. The schedule must list the tests, when each test is to occur and whose responsibility it will be to perform the test.
- Schematics of equipment and subnetworks plus descriptive material necessary to draw up/agree upon a schedule of tests
- Most up to date relevant technical data and parameter settings of equipment as specified in annex A, D, F.

3.2 Test Notification

- A minimum of 7 days prior notice of test commencement (Annex H.1.1) must be given to Elering.
- The Elering's representative must be consulted about proposed test schedules, be kept informed about the current state of the testing program, and give permission to proceed before each test is carried out.
- Unless agreed otherwise, tests must be conducted consecutively.

3.3 Test Results

- Test result data must be presented to Elering within 30 days of completion of test series.
- Where test results show that generator performance does not comply with the requirements of connection rules it will be necessary to rectify problem(s) and repeat tests.

Osa H.3 Sünkroongeneraatoritega elektrijaamade vastuvõtukatsed

**Annex H.3 Testing and verification of generating units with synchronous generators**

## 1. Standards

Appropriate and applicable standards for the tests, given in Annex C must be followed, when testing generating unit(s).

## 2. Key quantities to be Measured

Wherever appropriate and applicable for the tests, the following quantities must be measured on the machine under test using either the same recorders or, where different recorders are used, time scales must be synchronised to within 1 msec.

Generating units and excitation system:

- 3 phase stator L-N terminal voltages
- 3 phase stator terminal currents
- 3 phase L-N PCC voltages
- 3 phase PCC currents
- Active power, PCC MW
- Reactive power, PCC MVar
- Active power MW
- Reactive power MVar
- Generating unit rotor field voltage
- Generating unit rotor field current
- Main exciter field voltage
- Main exciter field current
- AVR reference voltage
- Voltage applied to AVR summing junction (step etc)
- Power system stabiliser output
- DC signal input to AVR Steam Turbine

Wind power plants:

- 3 phase L-N PCC voltages
- 3 phase PCC currents
- Active power MW, PCC
- Reactive power MVar, PCC

## 3. Other quantities to be Measured

Steam turbine:

- Shaft speed
- Load demand signal
- Valve positions for control and interceptor valves
- Turbine control set point

Gas turbine and internel stroke engine:

- Engine speed control output
- Free turbine speed control output
- Generating unit-compressor speed control output
- Ambient/turbine air inlet temperature
- Exhaust gas temperature control output
- Exhaust temperature
- Fuel flow
- Turbine control / load reference set point

Power quality caharacteristics (all unit types) must be measured using equipment and measurments specified in appropriate standards.

Elering specifies test quantities for power equipment other than those listed above. Additional test quantities may be requested and advised Elering if other special tests are necessary.
Selection of key quantities, such as stator terminal voltages, currents, active power and reactive power of other generating units on the same site, and also values from interconnection lines with the transmission or distribution system (from control room readings) before and after each test must be provided.

Osa H.3.1 Sünkroongeneraatoritega elektrijaamade vastuvõtukatsete kava

**Annex H.3.1 Test program of generating units with synchronous generators**

START, date: …….201..

END, date: …….201..

Date:
Name of the power plant:
Name of generating unit:
W-code of generating unit:
Location of PCC:
Nominal power of unit to be tested: …….. MW; …….MVA

Responsible party performing the tests: …… … …….

Contact information:
phone: …….

E-mail: …….

Contact person(s) from ELERING during the tests:

Name:

Phone:

E-mail:

Contact person from ELERING Control Center:

Name:

Phone:

E-mail:

Approval of test plan by ELERING:

Name:

Date:

Signature:

**Table 1. Measurments for determination generic parameters**

| Test No | GENERAL DESCRIPTION | CHANGES APPLIED | TEST CONDITIONS | MARK [OK/-] | DATE [DD.MM.YY] | TIME [HH.MM] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **A1A** | Open Circuit Saturation | Measurement of the steady state variation of generator field current versus generator stator voltage from the minimum achievable generator stator voltage to at least 1.05 p.u. of the rated stator voltage with the generator circuit breaker open. | For machines with brushless exciters the field current measurement shall be the field current of the exciter | | | |
| **A1B** | Saturation factors.<br>This test is to determine the generator saturation factors S1.0 and S1.2 | The unit will be brought to synchronous speed and disconnected from the power grid with no field current. The field current will then be increased in steps of 10% until the generator armature voltage reaches 1.2 p.u. of the rated value. The generator armature voltage (Vt), field voltage (Vf) and field current (If) will be recorded, in tabular form, at each step. | | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **A2** | Inertia.<br>A test that reasonably confirms the inertia constant of the turbine-generator, governor droop and ohter model parameters | The unit circuit breaker shall be opened to disconnect the unit from grid<br><br>Details to be proposed by the manufacturer | • The machine is loaded to a small amount of MW (around 10 - 20% to prevent the interference from protection relay operation) and Mvar value (under-excited condition preferred).<br>• The AVR is set in auto control mode and the governor in speed droop control mode.<br>• The unit circuit breaker input signal to the turbine controller is blocked to defeat the machine speed preset. | | | |
| **A3** | Synchronous Machine Impedances and Time Constants Tests that reasonably confirm the d-axis reactances (Xd, X'd, X"d) and time constants (T'do and T"do) of the synchronous generator | For example, recording of terminal voltage and field current following opening of the generator circuit breaker with the generator running at near-zero real power and under-excited so as to absorb substantial reactive power with the excitation system in manual field voltage control<br><br>Details to be proposed by the manufacturer | | | | |
| **A4** | Short circuit load test | Details to be proposed by the manufacturer | | | | |

**Table 2. System Tests**

| Test No | GENERAL DESCRIPTION | CHANGES APPLIED | TEST CONDITIONS | MARK [OK/-] | DATE [DD.MM.YY] | TIME [HH.MM] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **C1A** | Step change to AVR voltage reference with the generating unit on open circuit | (a) +2.5 %<br>(b) -2.5 %<br>(c) +5.0 %<br>(d) -5.0 %<br>(e) +10.0 % (0,95pu to 1,05 pu)<br>(f) -10.0 % (1,05pu to 0,95 pu) | nominal stator terminal voltage | | | |
| **C1B** | Manual variation of generating unit open circuit voltage | Stator terminal voltage (Ut)<br>(a) increase from 0.5 pu to 1.1 pu<br>(b) decrease from 1.1 pu to 0.5 pu<br>see notes below | • in 0.1 pu step for Ut between 0.5-0.9 pu<br>• in 0.05 pu step for Ut between 0.9-1.1 pu | | | |
| **C1C** | Short circuit load test | | | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **C2A** | Step change to AVR voltage reference with the generating unit connected to the system.<br>(with the Power system Stabiliser out of service)<br><br>Generating unit output levels:<br>(i)50% rated MW, and<br>(ii)100% rated MW | (a) +1.0 %<br>(b) -1.0 %<br>(c) +2.5 %<br>(d) -2.5 %<br>(e) +5.0 %<br>(f) -5.0 %<br>repeat (e) & (f) twice<br><br>see notes below | • nominal stator terminal voltage<br>• unity power factor or underexited operation<br>• system base load OR typical conditions at the local equipment and typical electrical connection to the transmission or distribution system<br>• tests for (i) must precede tests for (ii)<br>• smaller step changes must precede larger step changes | | | |
| **C2B** | As for C2A but with the PSS in service | Same as in C2A | Same as in C2A | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **C3A** | Step change to AVR voltage reference with the generating unit connected to the system.<br>(With PSS out of service)<br><br>System Conditions :<br>(i) system minimum load with no other generation on the same bus OR relatively weak connection to the transmission or distribution system, and<br>(ii) system maximum load and maximum generation on same bus OR relatively strong connection to the transmission or distribution system | (a) +5 %<br>(b) -5 %<br>repeat (a) & (b) twice;<br>see note below | • nominal stator terminal voltage<br><br>• unity power factor or underexited operation<br><br>• Generating unit output at 100% rated MW | | | |
| **C3B** | As for C3A but with the PSS in service | Same as in C3A | Same as in C3A | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **C4** | Step change of MVA on the transmission or distribution system<br>PSS Status :<br>(i) PSS in service, and<br>(ii) PSS out of service | Switching in and out of Transmission or distribution lines (nominated by Elering) | • nominal stator terminal voltage<br>• unity power factor or underexited operation<br>• system base load OR typical conditions at the local equipment and typical electrical connection to the transmission or distribution system<br>• generating unit output at 50% rated MW | | | |
| **C5** | load rejection (real power)<br><br>Generating unit reactive power output levels:<br>(i) maximum leading Mvar<br>(ii) maximum lagging Mvar | (a) 25 % rated MW<br>(b) 50 % rated MW<br>(c) 100 % rated MW<br><br>See notes below | • nominal stator terminal voltage<br>• smaller amount must precede larger amount of load rejection<br>• duration of each step 1 hour | | | |
| **C6** | steady state over-excitation limiter (OEL) operation | MVAr outputs at OEL setting slow raising of excitation to just bring OEL into operation.<br><br>See notes below | • 100% MW output<br>• 75% MW output<br>• 50% MW output<br>• 25% MW output<br>• min. MW output | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **C7** | steady state under-excitation limiter (UEL) operation | MVAr outputs at UEL setting slow lowering of excitation to just bring UEL into operation.<br><br>See notes below | • 100% MW output<br>• 75% MW output<br>• 50% MW output<br>• 25% MW output<br>• min. MW output | | | |
| **C9** | Leading and lagging MVAr capability at full MW output.<br>System maximum load and maximum generation. Test conducted with as high an ambient temperature as possible. | Generating unit MW and MVAr output levels set to 100% of rated values and maintained for one hour both for leading and lagging. | • System maximum load and generation | | | |

**Notes:**

1. for tests C2A and C2B care must be taken not to excite large or prolonged oscillations in MW etc. Therefore, smaller step changes must always precede larger step changes to avoid such oscillations.
2. The Figure H.3.1 below shows the step changes referred to in the schedule of tests given above. An example is given of a +5% step to the summing junction and then a -5% step. Removal of the +5% ("-5%") step is deemed to be a -5% step.

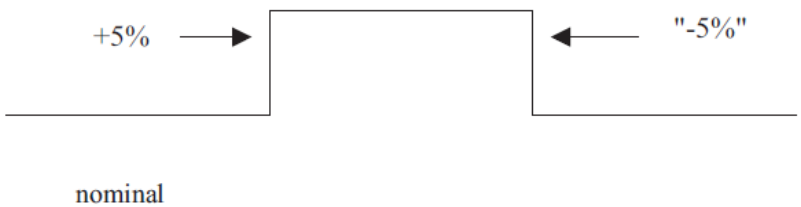



Figure H.3.1 Appliccation of test signal

Unless specified otherwise the "-5%" step method shown in Figure A11.1 is used.

3. For test C5, the instantaneous overspeed protection must be set at an agreed level depending on unit capability
4. "system" means "power system'
5. OR a lower step change, with a larger safety margin, as agreed by the TSO
6. Tests C1,C6, C7 and C8 need not be witnessed by the TSO

**Table 3. Special System Tests – to be agreed Separately with Elering**

| Test No | GENERAL DESCRIPTION | CHANGES APPLIED | TEST CONDITIONS | MARK [OK/-] | DATE [DD.MM.YY] | TIME [HH.MM] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **S1** | Load rejection (reactive power) | (a) -30 % rated MVAR<br>(b) +25 % rated MVAR<br><br>see notes below | • nominal stator terminal voltage<br>• minimum MW output<br>• Excitation on Manual Control | | | |
| **S2** | Load rejection (reactive power) | (a) -30 % rated MVAR<br><br>see notes below | • nominal stator terminal voltage<br>• maximum MW output<br>• Excitation on Manual Control | | | |
| **S3** | Step change of MVAR on the transmission system<br><br>**Test conducted by Elering** | Switching in and out of:<br><br>(a) a transformer<br>(b) a reactor<br>(c) a capacitor | • parallel transformers on staggered taps<br>• others as determined by Elering | | | |
| **S4.1** | Islanding of a subsystem consisting of User's generating units plus load with export of power by means of a link to the transmission system.<br><br>**Test conducted by Elering** | opening of the link | • 5-10% of generated MW exported by means of the link<br>• 90-95% of generated MW used by the subsystem's load<br>• Each test during 1 hour | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **S4.2** | House load test<br><br>Remaining load – houseload + load connected directly to power plant<br><br>**Test conducted by Elering** | opening of the link to transmission system | • 70-90% of nominal active power MW exported by means of the link (PCC)<br>• Test duration 1 hour | | | |
| **S5** | AVR/OEL changeover | transformer tap change OR small step to AVR voltage | • initially under AVR control at lagging power factor but close to OEL limit | | | |
| **S6** | AVR/UEL changeover | transformer tap change OR small step to AVR voltage reference | • initially under AVR control at leading power factor but close to UEL limit | | | |
| **S7** | Testing of a FACTS device, if any (SVC, TCR, STATCOM, etc)<br><br>**This test is performed only when requested by Elering** | agreed separately with Elering | • initial conditions determined by Elering | | | |
| **S8** | Tripping of an adjacent generating unit<br><br>**Test conducted by Elering**<br><br>**This test is performed only when requested by Elering** | tripping of generating unit(s) | • initial generating unit loadings as agreed by Elering | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **S9** | Variable frequency injection into the AVR summing junction (with PSS out of service) | 0.01-100 rad/sec<br><br>See notes below | • as determined by Elering | | | |
| **S10** | Step change to governor/load reference | (a) 2.5 % step increase in MW demand signal<br>(b) 2.5 % decrease in MW demand signal<br>(c) equivalent of 0.05Hz subtracted from the governor speed ref.<br>(d) equivalent of 0.1 Hz added to turbine governor speed reference<br><br>See notes below | • equipment output at 50-90% of rated MW<br>• others as agreed with Elering | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **S11** | Overspeed capability to stay in the range of 51.0 to 53Hz for a minimum of 3 minutes | (a) Digital governor: use software, where practical, to put a step in the speed reference of the turbine governor such that the target speed is 52.5Hz and the overshoot in speed remains above 52,5Hz and in the range 52,5-53Hz for about 3 min<br>(b) Use a manual control to raise speed from 50Hz so as to stay in the 52,5 to 53 Hz range for a minimum of 3 min.<br>(c) Where it is practical, use a function generating unit to inject an analogue signal in the appropriate summing junction, so that the turbine stays in the 52,5-53 Hz range for a minimum of 3 min. | Unsynchronised unit at rated speed and no load | | | |
| **S12** | Underspeed capability to stay in the range of 48,0 to 47,5Hz for a minimum of 30 minutes | To be proposed by the manufacturer | Unsynchronised unit at rated speed and no load | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **S13** | Load control (secondary control test)<br><br>**Test conducted by Elering if unit connected under AGC** | (a) minimum % rated MW<br>(b) 50 % rated MW<br>(c) 60 % rated<br>(d) 70 % rated MW<br>(e) 100 % rated MW<br>(f) 90 % rated MW<br>(g) 80 % rated MW<br>(h) 0 MW exported to grid MW<br>(i) switchover to houseload MW<br><br>Power at each step (a)-(h) maintained during 10 minutes<br><br>Signal from Elering control centre (SCADA if applicable) | | | | |
| **S14** | Primary control test | According to Annex H.5 | | | | |
| **S15** | Cold start to maximum rated power<br><br>**Test conducted by Elering** | Initial start order from Elering control centre (SCADA if applicable)<br><br>Maximum rated power to be maintained during 1 hour<br><br>Details to be proposed by the manufacturer | At least 24 h shutdown (all primary systems) required before start of the test | | | |
| **S16** | Fault ride-throgh (FRT) test | To be proposed and conducted by Elering | Up to 250 ms; fault at PCC 2ph-g or 3ph; or 1ph-g | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **S17** | Any other test to demonstrate compliance with a declared or registered equipment performance characteristic. | To be advised | | | | |

**Notes:**

1. For tests S1(a) and S2 the VAr absorption must be limited so that field voltage does not go below 50% of its value at rated voltage and at no load (i.e. rated stator terminal voltage with the generating unit on open circuit).
2. For test S1(b) the VAr load must not allow stator terminal voltage to exceed 8% overvoltage (i.e.108% of rated value) as a result of the applied change.
3. For test S1 and S2, the instantaneous overvoltage protection must be operative and set at an agreed level greater than or equal to 10% overvoltage.
4. For test S2, it may be easier to use AVR control first and then change to manual (provided the change is "bumpless") before the unit trips.
5. For test S9, care has to be taken not to excite electromechanical resonances (eg poorly damped MW swings) if the machine is on line.
6. For the tests S10 equipment characteristics may require the changes be varied from the nominal values given. Larger changes may be considered in order to more accurately determine equipment performance.

For test S5 a positive step is applied of X% from the sub-OEL value. But for test S6 a -Y% step from the sub-UEL value as shown in Figure A11.2 is required.

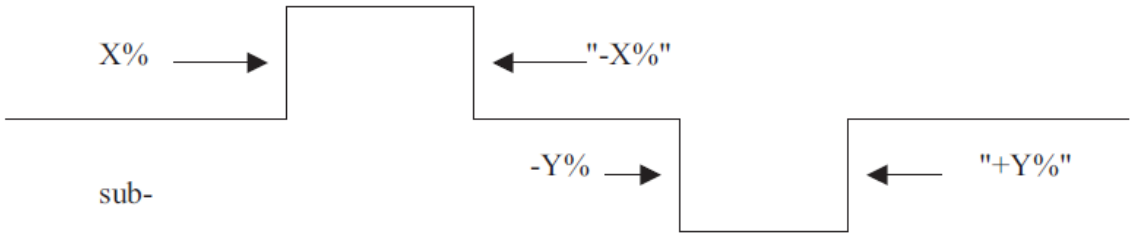



Figure H.3.2 - Application of Step Signal

Osa H.4 Tuuleelektrijaamade vastuvõtukatsed liitumisnõuete vastavuse hindamiseks

## 1. Eesmärgid ja kasutusala

Käesolev dokument kirjeldab:

- tootja poolt tuuleelektrijaamas tehtavaid katsetusi ja mõõtmisi mis on vajalikud põhivõrguga liituvate tootjate elektripaigaldise nõuetekohasuse kontrollimiseks,
- reaalaja-informatsiooni edastamise kontrollimist.

Vajaduse korral täpsustatakse ja täiendatakse nõudeid Tootja võrgulepingu koostamise käigus konkreetse liidetava tuuleelektrijaama kohta eraldi.

## 2. Mõisted

Tootja käesoleva dokumendi tähenduses on elektrienergia tootja, kes toodab või kavatseb toota elektrienergiat süsteemiga ühendatud tuuleelektrijaamaga.
Tootmisseade – elektrituulik (tuule kineetilist energiat elektrienergiaks muundav tootmisseade).

## 3. Eeldused ja selgitused

Katsetused viiakse läbi vastavalt ELERING-iga kooskõlastatud Osale H.4. :

- Liituja esitab katsetusteks valmisoleku kinnituse vastavalt Osa H.1.1 toodud vormile
- Lepitakse kokku katsetuste kava, katsetuste kava kokkuleppimise eelduseks on katsetusteks valmisoleku kinnituse liituja poolt.
- Teostatakse kvaliteedimõõtmised, mille tulemuste kohta esitatakse lühiraport vastavalt OSAS H.4.2 toodud vormile.
- Kui kvaliteedimõõtmise tulemused vastavad liitumislepingus kokkulepitule, siis kinnitab Elering mõõtmiste tulemuste nõuetekohasust vastavalt OSAS H.4.2 toodud vormile.
- Pärast Eleringi poolset kinnitust võib liituja jätkata katsetuste kava vastavalt punktidele 1-10. Primaarreguleerimise katsekava on toodud OSAS H.5.
- Pärast katsetuste kava 0-10 teostamist esitatakse liituja poolt koostatud aruanne katsetuste tulemustest.
- PINGELOHU LÄBIMISE VÕIME katse teostatakse ELERING-i poolt peale kõigi teiste testikavas olevate katsetuste teostamist ning lõppraporti heakskiitmist ELERING-i poolt. pingelohu läbimise võime katse kohta koostab ELERING aruande, mis edastatakse ka tuuleelektrijaama omanikule/esindajale.
- Peale katsetuste kava läbivaatamist ja PINGELOHU LÄBIMISE VÕIME katse teostamist otsustab Elering, kas liituja elektripaigaldis vastab liitumislepingus ja Võrgueeskirjas sätestatud tingimustele.
- Peale kõikide eelnevastes punktides toodud tingimuste nõuetekohast täitmist loetakse testikava täidetuks.

Enne katsetuste 1-10 alustamist peavad olema teostatud kvaliteedimõõtmised, ning esitatud tulemuste kohta lühiraport. Kvaliteedimõõtmiste eesmärgiks on enne järgmiste katsetuste (punktid 1-10) alustamist kindlaks teha, et elektripaigaldis on ohutu teistele tarbijatele, ei tekita elektrivõrku lubamatuid pinge ja voolu harmoonikuid, pinge transiente ja värelust.
Juhul kui mõõdetud väärtused jäävad alla liitujale kehtestatud piirmääradest on lubatud peale ELERING-ilt saadud kinnituse saamist jätkata katsetuste kava punktidega 1-10.
Kvaliteedi mõõtmiste ajal registreeritakse ka tuuleelektrijaama liitumispunktis reaktiivvõimsuse väärtused mis on lähteandmeteks lõppraportis võrgueeskirja paragrahv § 18 lõige (10) punkt 1 nõude kontrollimiseks.
Kvaliteedimõõtmiste ajal on tuuleelektrijaam normaalrežiimil ning liitumispunktis hoitakse reaktiivvõimsus minimaalne, Q=0 Mvar.
Primaarreguleerimise katse ei ole täies mahus kajastatud katsetuste tabelis 1, kuna täpne programm primaarreguleerimise funktsiooni katsetamiseks sõltub tuuleelektrijaama tuulikute tüübist ning kontrolleri loogikast (hajusjuhtimine või tsentraaljuhtimine). Primaarreguleerimise katsekava selgitus on toodud OSAS H.5.

## 4. Tuuleelektrijaama tootmisseadmete mõõtmised ja katsetused

Elektrivõrguga seotud katsetuste ja mõõtmiste eesmärk on kontrollida:

- Elektripaigaldise vastavust võrgueeskirjale;
- Elektripaigaldise vastavust liitumislepingu nõuetele (sh ka elektrikvaliteedi nõuded)

Elektrikvaliteedi mõõtmiste ja hinnangute tegemise aluseks võetud standardi EE10421629 ST 7:2001 võib asendada uue standardiga IEC 61400-21 kuid sealjuures tuleb muuta liitumis- ja võrgulepinguid, leppides Eleringiga kokku standardi kohaldamise.
Kvaliteedimõõtmiste perioodil (vähemalt 7 ööpäeva) ei tohi olla katkestusi mõõtmistes, välja arvatud lühiajalised katkestused mõõteandmete mahalaadimiseks. Katkestuste arv nädala kohta lepitakse võrguettevõtjaga kokku enne katsetuste alustamist.

**4.1 Aktiivvõimsuse mahakoormamine ja üleskoormamine:**
Võimsuse muutuse karakteristiku mõõtmine kiirel mahakoormamisel.

- Katse teostatakse vastavalt katsekavale. Katsetulemustest välja selgitada mahakoormamisele kulunud aeg ja ulatus.
- Mõõdetakse üleskoormamise karakteristik püsitalitluse saavutamiseni (tulemustes välja tuua aeg ning väljundvõimsuse muutuse kiirus) tuuleelektrijaamalt piirangu mahavõtmisel.

Väljundvõimsuse aeglane mahakoormamine:

- Katse teostatakse vastavalt katsekavale.
- Katsetulemustest koostada aeglase mahakoormamise karakteristik, määratakse kindlaks piiranguvõimsuse saavutamiseks kulunud aeg ning hoidmise täpsus, üles– ja allakoormamise kiirused.
- Tuuleelektrijaam „Sisse", „Välja" katse tehakse vastavalt katsekavale.
- Mõõdetakse aeglase mahakoormamise karakteristik, määratakse kindlaks välja- ja sisselülitamiseks kulunud aeg, hoidmise täpsus ning üles– ja allakoormamise kiirused.

**4.2 Pinge/reaktiivvõimsuse reguleerimine:**

- Pinge karakteristiku mõõtmine režiimil U=const, vastavalt katsekavas toodud tingimustele.
- Q=const, vastavalt katsekavas toodud tingimustele;
- P/Q karakteristiku mõõtmine peab sisaldama reaktiivvõimsuse maksimaalselt võimalikke väärtusi (mõlemas suunas) erinevate aktiivvõimsuste juures (10 % vahemikena) ning tehakse katsekavas näidatud viisil.
- Mõõtmistulemuste alusel määratakse sätestatud Q hoidmise täpsus, Q muutumise kiirus algväärtuselt kuni seadeväärtuse saavutamiseni, Q=const režiimil.
- Reaktiivvõimsuse reguleerimise karakteristikud U=const režiimis:
    - $Q_{LP}$, $Q_{max}$, $Q_{min}$ ja $U_{LP}$, $U_{säte}$ muutused ajas kogu katse kohta;
    - $P_{LP}$ muutus ajas kogu katse kohta.

Märkus: Alaindeks LP tähendab vastavaid suurusi liitumispunktis.

**4.3 Tuuleelektrijaama ja elektrivõrgu vahelise ühenduse lühiajaline katkestamine ja tagasi lülitamine**
Tuuleelektrijaama ja elektrivõrgu vahelise ühenduse lühiajaline katkestamine ja tagasi lülitamine – salvestada pinge ja võimsuste muutused liitumispunktis. Katkestuse pikkus 10 s. Mõõta elektrituulikute sisselülitamise ajaintervallid ja esitada graafikuna P, Q, I, S ja U karakteristikud. Katse alustamise eelduseks on kõigi tuuleelektrijaama tuulikute töösolek ning kogu tuuleelektrijaama töötamine võimsusega vähemalt 50 % pargi nimivõimsusest. Katse loetakse lõppenuks, kui kõik tuuleelektrijaama tuulikud on saavutanud tuulekiirusele vastava stabiilse talitluse.

**4.4 Tuuleelektrijaam ilma keskse juhtimissüsteemita.**
Salvestada U, P ja Q muutused ja võrrelda neid normaalolukorraga. Režiimi kestvus 24 h.
Tuuleelektrijaama ja elektrivõrgu vahelise ühenduse lühiajaline katkestamine ja tagasi lülitamine – salvestada pinge ja võimsuste muutused liitumispunktis. Katkestuse pikkus 10 s. Mõõta elektrituulikute sisselülitamise ajaintervallid ja esitada graafikuna P, Q, I, S ja U karakteristikud. Katse alustamise eelduseks on kõigi tuuleelektrijaama tuulikute töösolek ning kogu tuuleelektrijaama töötamine võimsusega vähemalt 50 % pargi nimivõimsusest. Katse

loetakse lõppenuks, kui kõik tuuleelektrijaama tuulikud on saavutanud tuulekiirusele vastava stabiilse talitluse.

**4.5 Sisse ja väljalülimiste intervallide mõõtmine tuuleolude muutumisel.**
Fikseerida tuulikute:

- väljalülitumine liigtuulest;
- väljalülitumine tuulesuuna muutumisest,
- väljalülitumine tuulekiiruse alanemisest;
- sisselülitumine.

## 5. Muud tingimused

Kõikide katse kohta esitatakse sündmuste (sh tuuliku sisse- väljalülitamise sündmused (põhjused); keskarvuti ja tuuliku vahelised käsud, võrguettevõtja SCADA ja kliendi SCADA vaheliste käsud; aegrida mõõtmiste kohta.

Kõigi mõõtmiste intervallid ja mõõtmiste kujud peavad olema vastavuses standardiga EVS-EN 61400-21 (”Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines”.

Osa H.4.1 Tuuleelektrijaamade vastuvõtukatsete kava

ALGUS, kuupäev: …….. 201..

LÕPP, kuupäev: …….. 201..

Kuupäev
Tuuleelektrijaam:
Tuuleelektrijaama testitav osa:
Testitud tootmisseadme W-kood
Testitud tootmisseadme nimivõimsus: …….. MW; …….MVA
Liitumispunkti asukoht:

Katsetuste läbiviimse eest vastutav isik: …… …….

Kontaktandmed: tel: ……..

e-mail:…….

ELERINGi poolne kontaktisik(ud) katsetuste läbiviimisel:

Nimi:

Tel. Nr.:

e-mail:

ELERINGi EJK kontaktisiku kontaktandmed:

Nimi:

Tel. Nr.:

e-mail:

ELERINGi poolne testikava kooskõlastus:

Kooskõlastaja nimi:

Kuupäev:

Allkiri:

Tabel 1

| Jrk. NR | NIMETUS | EELNEV OLUKORD/TINGIMUS | ELERINGI EJK TEGEVUS | MÄRKUS | MÄRGE [OK/-] | KUUPÄEV [PP.KK.AA] | KELLAAEG [TT.MM] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0.1** | **Kvaliteedi mõõtmine** | Kõik piirangud on väljas, tuuleelektrijaam talitleb normaalrežiimil.<br>TEADE tuuleelektrijaama poolt kvaliteedi mõõtmiste alustamise kohta, mis kestavad vähemalt 7 päeva järjest. | Teiste katsetuste tegemine elektrijaamas ei ole lubatud.<br>Kvaliteedi mõõtmiste alustamise TEATE saamise kohta tehakse kirjalik sissekanne.<br>TESTI ALGUS | Katsetuste ajal ei tohi teha seadistustöid, reguleerimisi, ega tuulikute käsitsi sisse välja lülitamisi. Samuti ei tohi teha muid lülitusi tuuleelektrijaama elektripaigaldises. Katse alusel tuleb mõõta reaktiivvõimsuse hoidmise täpsust Q=0 Mvar talitlusel vastavalt Võrgueeskirja par. 18 lõige 10 p.1 | | | |
| **0.2** | | Peale p. 0.1 vähemalt 7 päeva möödudes antakse tuuleelektrijaama poolt TEADE kvaliteedimõõtmiste lõpetamise kohta EJK-le. | Kvaliteedimõõtmiste lõpetamise TEATE kättesaamisest tehakse kirjalik sissekanne.<br>TESTI LÕPP | | | | |
| **Katsekava punktide 1-10** teostamine on lubatud vaid juhul, kui kvaliteedimõõtmised on tehtud, ning tuuleelektrijaama poolt esitatud kvaliteedimõõtmiste lühiaruanne on ELERING-i poolt heaks kiidetud ning selle kohta on esitatud kirjalik teade juhtimiskeskusele ja katsetuste teostajale. Kvaliteedimõõtmiste täismahus raport lisatakse lõplikku katsetuste aruande koosseisu.. Kvaliteedimõõtmiste lühiaruande näidis on toodud **osas H.4.2.** | | | | | | | |
| **1** | **Tuuleelektrijaama töö keelatud / lubatud** | Kõik tuulikud on töös, normaalolukord, $P \geq 80\ \%\ P_n$ | Kõik piirangud on maas / TESTI ALGUS | Väljundvõimsuse vähendamine ja taastamine peab toimuma sujuva reguleerimise abil, | | | |
| **1.1.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut $P \geq 80\ \%\ P_n$ | EDASTADA SIGNAAL “tuuleelektrijaama töö KEELATUD” | | | | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **1.2.** | | p.1.1. korraldusest on möödunud 11 min | EDASTADA SIGNAAL “tuuleelektrijaama töö LUBATUD” | maksimaalse võimaliku kiirusega.. | | | |
| **1.3.** | | Peale korraldust p.1.2. on tuuleelektrijaam saavutanud piiranguteta püsitalitluse ning tuuleoludele vastavat maksimaalset väljundvõimsust on antud 5 minutit. | TESTI LÕPP | | | | |
| 2-e testi vahe vähemalt 5 minutit | | | | | | | |
| **2** | **Väljundvõimsuse avariiline vähendamine** | Kõik tuulikud on töös, normaalolukord , P≥80 % $P_n$ | Kõik piirangud on maas / TESTI ALGUS | Võimsuse avariiline vähendamine võib toimuda tuuleelektrijaama võimsuslülitite väljalülitamise teel.<br><br>Piirangute **XX** arv ja suurus sõltub tuuleelektrijaama võimsusest ja konfiguratsioonist | | | |
| **2.1.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥80 % $P_n$ | TP P avariiline piirang 0 % -SISSE | | | | |
| **2.2.** | | p.2.1. korraldusest on möödunud 11 min | TP P avariiline piirang 0 % -VÄLJA | | | | |
| **2.x.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥80 % $P_n$ | TP P avariiline piirang **XX** % -SISSE | | | | |
| **2.y.** | | p.2.x. korraldusest on möödunud 11 min | TP P avariiline piirang **XX** % -VÄLJA | | | | |
| **2.z.** | | Peale korraldust p.2.y on tuuleelektrijaam saavutanud piiranguteta püsitalitluse ning tuuleoludele vastavat maksimaalset väljundvõimsust on antud 5 minutit. | TESTI LÕPP | | | | |
| 2-e testi vahe vähemalt 5 minutit | | | | | | | |

| Jrk. NR | NIMETUS | EELNEV OLUKORD/TINGIMUS | ELERINGI EJK TEGEVUS | MÄRKUS | MÄRGE [OK/-] | KUUPÄEV [PP.KK.AA] | KELLAAEG [TT.MM] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **3** | **Aktiivvõimsuse sujuv reguleerimine, Sekundaar-reguleerimine** | Kõik tuulikud on töös, normaalolukord, P≥80 % $P_n$ | maksimaalne lubatud P=100 %, TESTI ALGUS | | | | |
| **3.1.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥80 % $P_n$ | SISESTADA P reguleerimise kiirus …… [MW/min]<br>SISESTADA maksimaalne lubatud P = 80 % $P_n$ | Väljundvõimsuse vähendamine ja taastamine peab toimuma sujuva reguleerimise abil etteantud kiirusega. Testi jooksul ei tohi tuulikud sisse/välja lülituda. | | | |
| **3.2.** | | p.3.1. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 60 % $P_n$ | | | | |
| **3.3.** | | p.3.2. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 40 % $P_n$ | | | | |
| **3.4.** | | p.3.3. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = MIN % $P_n$ | | | | |
| **3.5.** | | p.3.4. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 100 % $P_n$ | | | | |
| **3.6.** | | Peale korraldust p.3.5. on tuuleelektrijaam saavutanud piiranguteta püsitalitluse ning tuuleoludele vastavat maksimaalset väljundvõimsust on antud 5 minutit. | TESTI LÕPP | | | | |
| 2-e testi vahe vähemalt 5 minutit | | | | | | | |
| **4** | **Reaktiivvõimsuse reguleerimine režiimil U=const** | Kõik tuulikud on töös, normaalolukord, P≥50 % $P_n$ | Kõik piirangud on maas / TESTI ALGUS | Väljundvõimsust ei tohi piirata. Kõigi tuulikute töösolek peab olema tagatud vähemalt 50 % ajast igal pinge seadeväärtuse juures P≥50 % Pn. | | | |
| **4.1.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥50% $P_n$ | TP juhtimine U=const- SISSE, säte U=**XXX** kV | | | | |
| **4.1.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥50% $P_n$<br>Peale 4.1 korraldust on möödunud mitte vähem kui 8 tundi | TP juhtimine U=const, säte U=**YYY** kV | | | | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **4.3.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥50% $P_n$<br>Peale 4.2 korraldust on möödunud mitte vähem kui 8 tundi | TP juhtimine U=const, säte U=**ZZZ** kV | Pinge seadeväärtused XXX, YYY ja ZZZ määratakse EJK poolt. | | | |
| **4.4.** | | Peale 4.3 korraldust on möödunud mitte vähem kui 8 tundi | TP juhtimine U=const- VÄLJA | | | | |
| **4.5.** | | Peale korraldust p.4.4 on tuuleelektrijaam saavutanud normaaltalitluse reaktiivvõimsuse (Q=0 Mvar) ning talitleb 5 minutit.. | TESTI LÕPP | | | | |
| 2-e testi vahe vähemalt 5 minutit | | | | | | | |
| **5** | **Tuuleelektrijaama P/Q karakteristiku mõõtmine liitumispunktis**<br>**Jätkub järgmisel leheküljel …** | Kõik tuulikud on töös, normaalolukord , P≥80 % $P_n$ | Kõik piirangud on maas / TESTI ALGUS | Väljundvõimsuse vähendamine ja taastamine peab toimuma sujuva reguleerimise abil etteantud kiirusega. Testi jooksul ei tohi tuulikud sisse/välja lülituda. | | | |
| **5.1.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥80 % $P_n$ | TP juhtimine Q=const - SISSE<br>TP seadeväärtus Q SISESTADA + $Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.2.** | | p.5.1. korraldusest on möödunud 11 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA - $Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.3.** | | p.5.2. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 80 % $P_n$<br>TP seadeväärtus Q = - $Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.4.** | | p.5.3. korraldusest on möödunud 11 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA + $Q_{MAX}$ | | | | |

| Jrk. NR | NIMETUS | EELNEV OLUKORD/TINGIMUS | ELERINGI EJK TEGEVUS | MÄRKUS | MÄRGE [OK/-] | KUUPÄEV [PP.KK.AA] | KELLAAEG [TT.MM] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **5.5.** | **… jätkub**<br><br>**Tuuleelektrijaama P/Q karakteristiku mõõtmine liitumispunktis** | p.5.4. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 70 % $P_n$<br>TP seadeväärtus Q = +$Q_{MAX}$ | Väljundvõimsuse vähendamine ja taastamine peab toimuma sujuva reguleerimise abil etteantud kiirusega. Testi jooksul ei tohi tuulikud sisse/välja lülituda. | | | |
| **5.6.** | | p.5.5. korraldusest on möödunud 11 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA - $Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.7.** | | p.5.6. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 60 % $P_n$<br>TP seadeväärtus Q = -$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.8.** | | p.5.7. korraldusest on möödunud 11 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA +$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.9.** | | p.5.8. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 50 % $P_n$<br>TP seadeväärtus Q = +$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.10.** | | p.5.9. korraldusest on möödunud 11 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA - $Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.11.** | | p.5.10. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 40 % $P_n$<br>TP seadeväärtus Q = -$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.12.** | | p.5.11. korraldusest on möödunud 11 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA +$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.13.** | | p.5.12. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 30 % $P_n$<br>TP seadeväärtus Q = +$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.14.** | | p.5.13. korraldusest on möödunud 11 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA -$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.15.** | | p.5.14. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 20 % $P_n$<br>TP seadeväärtus Q = -$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.16.** | | p.5.15. korraldusest on möödunud 11 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA +$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.17.** | | p.5.16. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 10 % $P_n$<br>TP seadeväärtus Q = +$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.18.** | | p.5.17. korraldusest on möödunud 11 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA -$Q_{MAX}$ | | | | |
| **5.19.** | | p.5.18. korraldusest on möödunud 11 min | SISESTADA maksimaalne lubatud P = 100 % $P_n$ (P piirang välja)<br>TP juhtimine Q=const - VÄLJA | | | | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **5.20.** | | Peale korraldust p.4.4 on tuuleelektrijaam saavutanud normaaltalitluse reaktiivvõimsuse (Q=0 Mvar) ning talitleb 5 minutit.. | TESTI LÕPP | | | | |
| 2-e testi vahe vähemalt 5 minutit | | | | | | | |

| Jrk. NR | NIMETUS | EELNEV OLUKORD/TINGIMUS | ELERINGI EJK TEGEVUS | MÄRKUS | MÄRGE [OK/-] | KUUPÄEV [PP.KK.AA] | KELLAAEG [TT.MM] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **6** | **Reaktiivvõimsuse reguleerimine Q=const** | Kõik tuulikud on töös, normaalolukord , P≥20 % $P_n$ | Kõik piirangud on maas / TESTI ALGUS | Testi jooksul ei tohi tuulikud sisse/välja lülituda. Seadeväärtuse hoidmise täpsus liitumispunktis +/- 10 % $P_n$-st | | | |
| **6.1** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥20 % $P_n$ | TP juhtimine Q=const - SISSE<br>TP seadeväärtus Q SISESTADA Q = +½ $Q_{MAX}$ | | | | |
| **6.2** | | p.6.1. korraldusest on möödunud 60 min | TP seadeväärtus Q SISESTADA Q = -½ $Q_{MAX}$ | | | | |
| **6.3** | | p.6.2. korraldusest on möödunud 60 min | TP juhtimine Q=const - VÄLJA | | | | |
| **6.4** | | Peale korraldust p.6.3. on tuuleelektrijaam saavutanud normaaltalitluse reaktiivvõimsuse (Q=0 Mvar) ning talitleb 5 minutit.. | TESTI LÕPP | | | | |
| 2-e testi vahe vähemalt 5 minutit | | | | | | | |
| **7** | **Lühiajaline võrguühenduse katkemine** | Kõik tuulikud on töös, normaalolukord , P≥50 % $P_n$ | Kõik piirangud on maas / TESTI ALGUS | Enne VL väljalülitamist peavad kõik tuulikud olema töös ning peale VL sisselülitamist uuesti võrku lülituma. | | | |
| **7.1.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥50 % $P_n$ | Tuuleelektrijaama VL …… VÄLJA | | | | |
| **7.2** | | p.7.1. korraldusest on möödunud 10 sekundit | Tuuleelektrijaama VL …… SISSE | | | | |
| **7.3** | | Peale korraldust p.7.2. on tuuleelektrijaam saavutanud piiranguteta püsitalitluse ning tuuleoludele vastavat maksimaalset väljundvõimsust on antud 5 minutit. | TESTI LÕPP | | | | |
| 2-e testi vahe vähemalt 5 minutit | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **8** | **Lühiajaline võrguühenduse katkemine ilma keskse juhtimissüsteemita** | Kõik tuulikud on töös , P≥50 % $P_n$<br>Eelnevalt on tööst välja viidud tuuleelektrijaama juhtimisarvuti. | Kõik piirangud on maas / TESTI ALGUS | Enne VL väljalülitamist peavad kõik tuulikud olema töös ning peale VL sisselülitamist uuesti võrku lülituma. | | | |
| **8.1.** | | Tuuleelektrijaam annab vähemalt 5 minuti jooksul toodangut P≥50 % $P_n$ | Tuuleelektrijaama VL …… VÄLJA | | | | |
| **8.2** | | p.8.1. korraldusest on möödunud 10 sekundit | Tuuleelektrijaama VL …… SISSE | | | | |
| **8.3** | | Peale korraldust p.8.2. on tuuleelektrijaam saavutanud piiranguteta püsitalitluse ning tuuleoludele vastavat maksimaalset väljundvõimsust on antud 5 minutit. | TESTI LÕPP | | | | |
| 2-e testi vahe vähemalt 5 minutit | | | | | | | |

| Jrk. NR | NIMETUS | EELNEV OLUKORD/TINGIMUS | ELERINGI EJK TEGEVUS | MÄRKUS | MÄRGE [OK/-] | KUUPÄEV [PP.KK.AA] | KELLAAEG [TT.MM] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **9.1** | **Talitlus ilma keskse juhtimissüstee mita 24 h** | TEADE tuuleelektrijaama poolt, et jaama juhtimisarvuti on tööst välja viidud. | TESTI ALGUS<br>[katse ajal ei tohi käsklusi anda / EJK ei sekku] | Teisi katsetusi elektrijaamas samal ajal ei tohi teostada. | | | |
| **9.2** | | 24 tundi peale punkti 9.1 teate saamist antakse tuuleelektrijaama poolt uus TEADE, et jaama juhtimisarvuti on töösse viidud. | [katse ajal ei tohi käsklusi anda / EJK ei sekku]<br>KATSE LÕPP | | | | |
| 2-e testi vahe vähemalt 5 minutit | | | | | | | |
| **10** | **Primaar-reguleerimine.** | Kõik tuulikud on töös, normaalolukord , P≥40 % $P_n$<br>Primaarreguleerimise katse peab toimuma koostöös EJK-ga.<br>Kõik juhtimiskäsud ja edastamise ajad peavad olema esitatud raportis. | Primaarreguleerimise aktiveerimise ja seadistamise signaalid edastab EJK juhtimiskeskus. | Täpsem katsekava tuleb eelnevalt kooskõlastada ELERING-iga.<br>**Kirjeldus Osas 3** | | | |
| | | | | | | | |
| **11** | **PINGELOHU LÄBIMISE VÕIME katse** | Katse toimumisest teavitatakse eelnevalt tuuleelektrijaama omanikku. | | Katse teostab ELERING. Lühise pikus kuni 250 ms;<br>Katse teostamiseks vajalik lühis (1f-m; 2f-m või 3f) teostatakse liitumispunktis või sellele võimalikult lähedal | | | |

Osa H.4.2 Elektri kvaliteedi lühiaruanne

Flikker (95 % mõõdetud väärtustest ühe nädala jooksul)

| | Mõõdetud | Lubatud (110 kV) | Lubatud (330 kV) |
|---|---|---|---|
| $P_{st}$ | | 0.35 | 0.3 |
| $P_{lt}$ | | 0.25 | 0.2 |

Harmoonikud (95% mõõdetud väärtustest ühe nädala jooksul)

| | Mõõdetud | Lubatud (110 kV) | Lubatud (330 kV) |
|---|---|---|---|
| THD U () | | 3 | 1.5 |
| THC | | 5 | 3 |

| Harmooniku järk | Mõõdetud<br>*Suhteline pinge $u_h$, %* | Lubatud (110 kV)<br>*Suhteline pinge $u_h$, %* | Lubatud (330 kV)<br>*Suhteline pinge $u_h$, %* |
|---|---|---|---|
| 2 | | 1 | 0.75 |
| 3 | | 3 | 1 |
| 4 | | 0.7 | 0.5 |
| 5 | | 3 | 1 |
| 6 | | 0.5 | 0.25 |
| 7 | | 2.5 | 1 |
| 8 | | 0.3 | 0.1 |
| 9 | | 1.5 | 0.5 |
| 10 | | 0.3 | 0.1 |
| 11 | | 1.7 | 0.75 |
| 12 | | 0.3 | 0.1 |
| 13 | | 1.7 | 0.75 |
| 14 | | 0.3 | 0.1 |
| 15 | | 0.5 | 0.15 |
| 16 | | 0.3 | 0.1 |
| 17 | | 1.2 | 0.5 |
| 18 | | 0.3 | 0.1 |
| 19 | | 1.2 | 0.5 |
| 20 | | 0.3 | 0.1 |
| 21 | | 0.5 | 0.1 |
| 22 | | 0.3 | 0.1 |
| 23 | | 0.8 | 0.35 |
| 24 | | 0.3 | 0.1 |
| 25 | | 0.8 | 0.35 |
| 26 | | 0.3 | 0.1 |
| 27 | | 0.3 | 0.1 |
| 28 | | 0.3 | 0.1 |
| 29 | | 0.5 | 0.26 |
| 30 | | 0.3 | 0.1 |
| 31 | | 0.5 | 0.25 |

| Harmooniku järk | Mõõdetud<br>*Suhteline pinge $u_h$, %* | Lubatud (110 kV)<br>*Suhteline pinge $u_h$, %* | Lubatud (330 kV)<br>*Suhteline pinge $u_h$, %* |
|---|---|---|---|
| 32 | | 0.3 | 0.1 |
| 33 | | 0.3 | 0.1 |
| 34 | | 0.3 | 0.1 |
| 35 | | 0.5 | 0.23 |
| 36 | | 0.3 | 0.1 |
| 37 | | 0.5 | 0.22 |
| 38 | | 0.3 | 0.1 |
| 39 | | 0.3 | 0.1 |
| 40 | | 0.3 | 0.1 |
| 41 | | 0.5 | 0.2 |
| 42 | | 0.3 | 0.1 |
| 43 | | 0.5 | 0.19 |
| 44 | | 0.3 | 0.1 |
| 45 | | 0.3 | 0.1 |
| 46 | | 0.3 | 0.1 |
| 47 | | 0.5 | 0.18 |
| 48 | | 0.3 | 0.1 |
| 49 | | 0.5 | 0.18 |
| 50 | | 0.3 | 0.1 |

Asümmeetria (nädalasel mõõtmisel 95 % juhtudest)

| | Mõõdetud, % | Lubatud<br>(110 kV), % | Lubatud<br>(330 kV), % |
|---|---|---|---|
| $k_a$ | | 2 | 1 |

Registreeritud ülepingete tabel (kogu nädalase mõõtmise tulemused)

| Registreeritud ülepinged | Aeg | Joonise nr. | Märkus |
|---|---|---|---|
| …… | ……<br>(hh.mm.ss – hh.mm.ss, pp.kk.aa) | …… | …… |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

**TUULEELEKTRIJAAMA OMANIKU/ESINDAJA POOLNE KINNITUS:**

Kvaliteedimõõtmiste põhjal kinnitan, et kvaliteedinäitajad …….. (vastavad / ei vasta) on tabelites toodud lubatud piirväärtuste piires ning tuuleelektrijaam …….(ei põhjusta/ võib põhjustada) häireid teistele ELERING-i võrguga ühendatud klientidele ning elektriseadmetele.

Kuupäev
Tuuleelektrijaam:
Tuuleelektrijaama testitav osa:
Testitud tootmisseadme W-kood
Testitud tootmisseadme nimivõimsus: …….. MW; …….MVA
Mõõtmiste teostaja:
Mõõtmiste teostamise aeg:

Tuuleelektrijaama esindaja:

Nominal power of unit to be tested: …….. MW; …….MVA

Allkiri Kuupäev:

ELERINGi POOLNE KINNITUS:

Esitatud raportis näidatud kvaliteedinäitajad …. (on/ei ole) lubatud piirides ning ….. (on/ei ole) lubatud jätkata katsekava punktide 1-10 teostamist.

Kinnitaja nimi:

Allkiri: Kuupäev:

Osa H.5 Primaarreguleerimise katsetamine

Primaarreguleerimise katse ei ole täises mahus kajastatud katsetuste tabelis, kuna täpne programm primaarreguleerimise funktsiooni katsetamiseks sõltub elektrijaama tüübist ning kontrolleri loogikast (hajusjuhtimine või tsentraaljuhtimine).

**1. Sagedusregulaatori toime simuleeritud sageduse järgi**

Katsetuste eesmärgiks on välja selgitada primaarreservi tekitamise võimalus ning aktiivvõimsuse reageering sageduse hälbele. Katse ja mõõteseadmed peavad olema ühendatud liitumispunkti mõõtetrafodega.
Primaarreguleerimise katse toimub kahes osas, milles esimeses kontrollitakse primaarreservi moodustamist ja teises primaarreguleerimist erinevate statismidega ja tundetustsoonidega. Juhtimiskäsklused ja reguleerimissätted aktiveeritakse Eleringi juhtimiskeskusest. Sageduse hälbe tekitamiseks võib kasutada sageduse seadeväärtuse muutmist või välise sagedussignaali simuleerimist. Välise sagedussignaalina võib kasutada simuleeritud digitaalset või analoogsignaali.
Katsete läbiviimiseks peab elektrijaam olema võimeline talitlema täisvõimsusel, tuuleelektrijaama korral peab võimalik aktiivvõimsus olema vähemalt 40 % selle nimivõimsusest.

**2. Primaarreservi kontroll**

1. Eleringi juhtimiskeskusest aktiveeritakse primaarreguleerimine normaalolukorras mis nõuab 5 % ülesse reguleerimise reservi arvestatuna elektrijaama nimivõimsusest ning sageduse tundetustsoon on katse ajal 100 mHz=0,1Hz. Mõõdetakse 30 minuti jooksul vähemalt 0,2 sekundiliste intervallidega järgnevaid suurusi:
    a. Elektrijaama väljastatavat aktiivvõimsust
    b. Hinnanguline ülesse reguleerimise reserv
    c. Tuuleelektrijaamade korral:
        i. Tuuleelektrijaama väljastatavat aktiivvõimsust
        ii. Maksimaalset võimalikku aktiivvõimsust, funktsioonina tuulekiirusest.
        iii. Tuulepargil tuleb vähendada oma aktiivvõimsust alla maksimaalse võimaliku ja hoida pidevalt 5 % reservvõimsust (arvestatuna nimivõimsusest).
2. Primaarreguleerimise automaatne aktiveerimine avariiolukorras, mis nõuab 12,5 % reservi arvestatuna elektrijaama nimivõimsusest. Primaarreguleerimise aktiveerimine avariiolukorras aktiveeritakse simuleeritud sageduse, hälbega üle 500 mHz, etteandmise teel. Mõõdetakse 30 minuti jooksul vähemalt 0,2 sekundiliste intervallidega järgnevaid suurusi:
    a. Elektrijaama väljastatavat aktiivvõimsust
    b. Hinnanguline ülesse reguleerimise reserv
    c. Tuuleelektrijaamade korral:
        i. Tuuleelektrijaama väljastatavat aktiivvõimsust
        ii. Tuuleelektrijaama maksimaalset võimalikku aktiivvõimsust, funktsioonina tuulekiirusest.
        iii. Tuulepargil tuleb vähendada oma aktiivvõimsust alla maksimaalse võimaliku ja hoida pidevalt 12,5 % reservvõimsust (arvestatuna nimivõimsusest).

### 3. Primaarreguleerimise kontroll erinevate tundetustsoonidega ja statismidega.

Tuuleelektrijaamade korral võib punktis 3 kirjeldatud katset läbi viia piiratud aktiivvõimsusega. Elektrijaamale edastatava sagedussignaali simuleerimine toimub elektrijaama poolt.

Katsetulemuste raportis ära näidata maksimaalne tehniliselt võimalik väljundvõimsus ning välja tuua aktiivvõimsuse muutumise kiirus reageeringuna sagedushälbele normaalolukorras (vähemalt +/- 0,4 Hz) ning avariiolukorras (vähemalt +/- 0,5 Hz). Paralleelselt mõõtetulemustega näidata ära sageduse signaal. Sagedussignaal peab sisaldama sageduse kiireid muutusi (vähemalt 0,1 Hz sammud)

- juhtimiskeskusest aktiveeritakse primaarreguleerimine, tundetustsoon 0 mHz statism 2 %
- juhtimiskeskusest aktiveeritakse primaarreguleerimine, tundetustsoon ±10 mHz statism 2 %
- juhtimiskeskusest aktiveeritakse primaarreguleerimine, tundetustsoon 0 mHz statism 8 %
- juhtimiskeskusest aktiveeritakse primaarreguleerimine, tundetustsoon ±10 mHz statism 8 %.

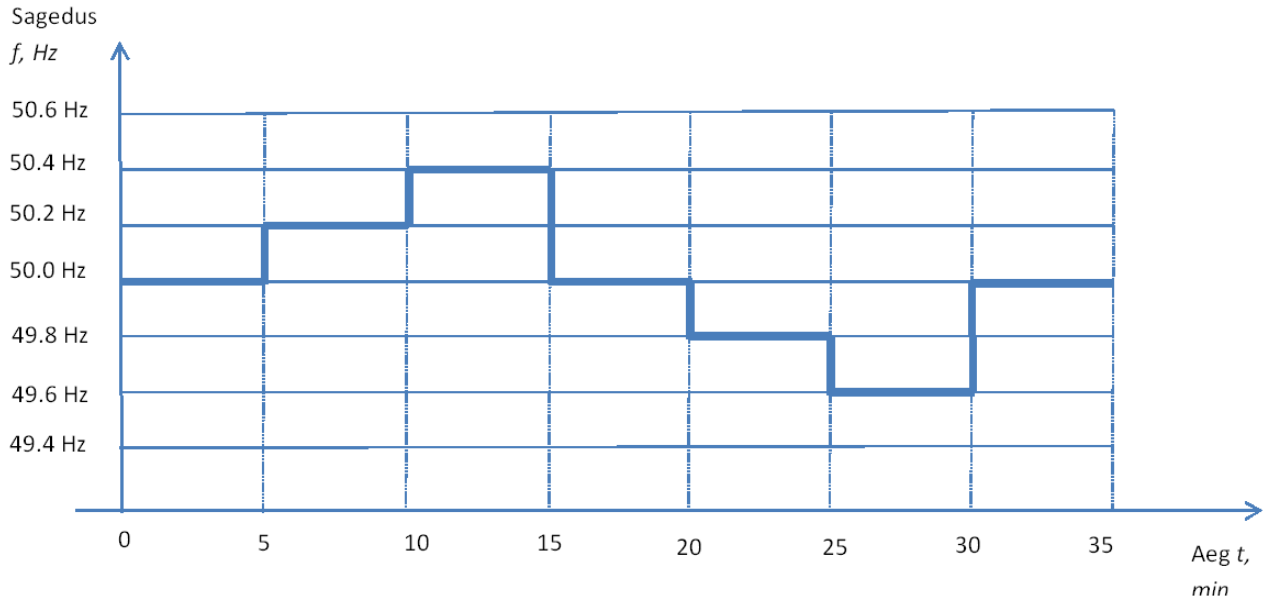
Iga katse puhul toimub mõõtmine vähemalt 15 minuti jooksul, kusjuures iga katse korral peab olema salvestatud primaarreguleerimise toime nii üle- kui alasageduse korral (vastavalt võimsuse vähenemine ja suurenemine sagedushälve väljumisel üle tundetustsooniga määratud vahemiku).

Mõõdetakse vähemalt 0,2 sekundiliste intervallidega järgnevaid suurusi:

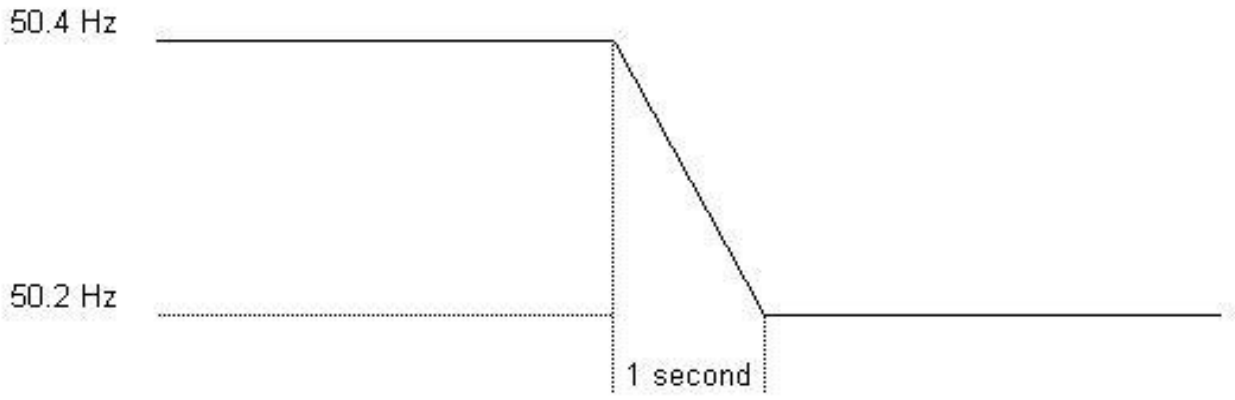
- simuleeritud sagedust
- elektrijaama väljastatavat aktiivvõimsust
- elektrijaama maksimaalset võimalikku aktiivvõimsust, tuuleelektrijaamade korral funktsioonina mõõdetud tuulekiirusest.
- elektrijaama aktiivvõimsuse muutust sageduse hälbe kohta (ΔP/Δf). Statismi kontrolli jaoks.

Simuleeritud sagedusega katsete tegemisel on vaja elektrijaamal arvestada võrgueeskirja § $26^1$ lg 6 nõutud võimsuse muutumise kiirusega ning palume seda ka raportis kajastada. Kogu primaarreserv peab olema realiseeritav vähemalt 30 sekundi jooksul, kusjuures pool sellest 10 sekundiga.

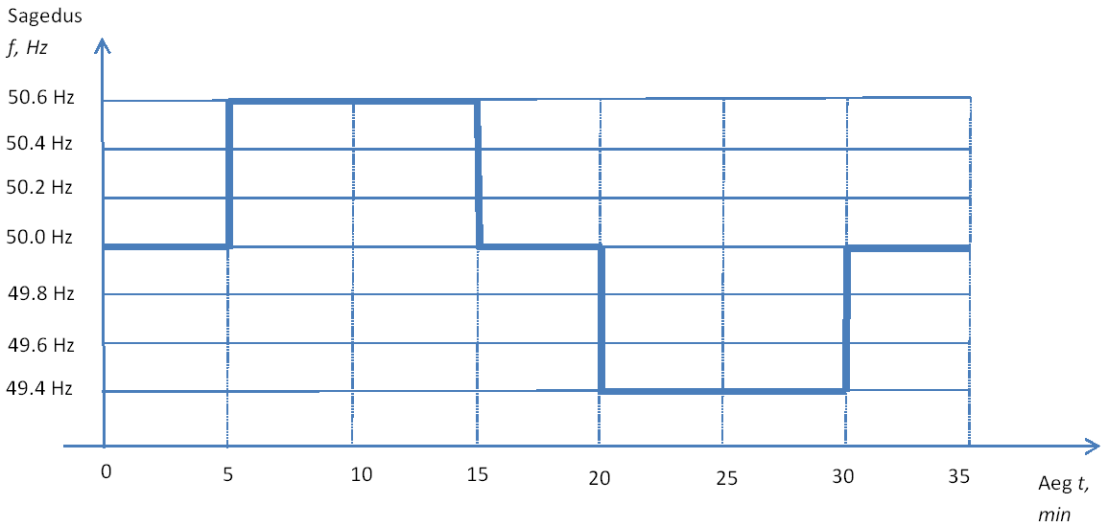
Simuleeritud sageduse näidissignaalid mitteavariilise olukorra jaoks on toodud joonistel H5.1 ja H5.2 ning avariilise olukorra jaoks joonis H5.3.




Joonis H5. 1 Primaarreguleerimise katse simuleeritud sageduse signaali erinevad astmed normaalolukorras.




Joonis H5. 2 Sagedussignaali sageduse muutumise maksimaalne kiirus normaalolukorras. Kui sageduse muutumise kiirus on suurem kui 0,5 Hz/s läheb elektrijaam üle avariiolukorda.




Joonis H5. 3 Primaarreguleerimise katse simuleeritud sageduse signaali erinevad astmed avariiolukorras.

Osa H.6 Elektrijaamade generaatorite üle-ja alapinge kaitsete testimine

**1. Sünkroongeneraatorid.**

Sünkroongeneraatorite üle- ja alapinge kaitsed testitakse generaatori tühijooksukatsete ajal.

1.1.Lähteolukord – reguleeritakse turbiini kiirus nimisagedusele (50 +/- 0,05 Hz ja generaatori pingeks U = UN ;

1.2. Generaatori pinge sujuva tõstmise ja langetamisega mõõta kõigi üle- ja alapingekaitse astmete rakendumise ja tagastumise pingete väärtused. Katset korratakse kolm korda ja saadud tulemuste põhjal arvutatakse kaitsete rakendumis- ja tagastumispinge väärtused ning arvutatakse tagastustegurid.

Pingsätted ei tohi erineda etteantutest rohkem kui 2%, tagastustegurid peavad olema:

Alapingekaitsel kt = < 1,03

Ülepingekaitsel kt = > 0,98

1.3. Muudetakse turbiini pöörlemiskiirust ja korratakse p.1.2. toodud mõõtmisi sagedustel 47,5 Hz ja 53,0 Hz, mõõdetud sätted ei tohi erineda nimisagedususel mõõdetu suhtes üle 2,0 %

**2. Läbi konverteri võrku ühendatavad generaatorid.**

Testid tehakse tühijooksul töötaval generaatoril. Tehakse kõik käesoleva juhendi punktides 1.2. ja 1.3.kirjeldatud mõõtmised muutes selleks konverteri väljunpinget ja sageduse muutmiseks antakse konverteri juhtimissüsteemi sagedus vastavast testimisseadmest.

3. Asünkroongeneraatorid

Asünkroongeneraatorite üle- ja alapinge kaitsete sätted testitakse releedele nõutava suuruse ja sagedusega pinge andmisega selleks ettenähtud testimisseadmest. Kaitsetele kehtivad käesoleva juhendi punktides 1.2. ja 1.3. esitatud nõuded.