



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND
Elektroenergeetika ja mehhatroonika
instituut

**LEEDU 330/110 KV ELEKTRISÜSTEEMI
MODELLEERIMINE NING
PÜSITALITLUSE ANALÜÜS SUUREMAHULISE
LOKAALSE TAASTUVENERGIA TOOTMISE
TINGIMUSTES**

**MODELLING AND STEADY-STATE ANALYSIS OF THE
LITHUANIAN 330/110 KV POWER SYSTEM UNDER
LARGE-SCALE LOCAL RENEWABLE ENERGY GENERATION
CONDITIONS**

BAKALAUREUSETÖÖ

Üliõpilane: Markus Karolin

Üliõpilaskood 222432EAAB

Juhendaja: Henri Manninen, teadur

Tallinn 2025

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

"....." 20.....

Autor: Markus Karolin

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

"....." 20.....

Juhendaja: Henri Manninen

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

".....".....20... .

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina, Markus Karolin

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose
LEEDU 330/110 KV ELEKTRISÜSTEEMI MODELLEERIMINE NING PÜSITALITLUSE ANALÜÜS
SUUREMAHULISE LOKAALSE TAASTUVENERGIA TOOTMISE TINGIMUSTES,
(lõputöö pealkiri)

mille juhendaja on Henri Manninen,

- 1.1 reprodutseerimiseks lõputöö säilitamise ja elektroonse avaldamise eesmärgil, sh Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogusse lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;
- 1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks Tallinna Tehnikaülikooli veebikeskkonna kaudu, sealhulgas Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogu kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.
2. Olen teadlik, et käesoleva lihtlitsentsi punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.
3. Kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest ning muudest õigusaktidest tulenevaid õigusi.

_____ (kuupäev)

¹ Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal vastavalt üliõpilase taotlusele lõputööle juurdepääsupiirangu kehtestamiseks, mis on allkirjastatud teaduskonna dekaani poolt, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil. Kui lõputöö on loonud kaks või enam isikut oma ühise loomingu tegevusega ning lõputöö kaas- või ühisautor(id) ei ole andnud lõputööd kaitsvale üliõpilasele kindlaksmääratud tähtajaks nõusolekut lõputöö reprodutseerimiseks ja avalikustamiseks vastavalt lihtlitsentsi punktidele 1.1. ja 1.2, siis lihtlitsents nimetatud tähtaja jooksul ei kehti.

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: Markus Karolin, 222423EAAB

Õppekava, peeriala: EAAB, Elektroenergeetika

Juhendaja(d): Teadur Henri Manninen

Lõputöö teema:

LEEDU 330/110 KV ELEKTRISÜSTEEMI MODELLEERIMINE NING PÜSITALITLUSE ANALÜÜS SUUREMAHULISE LOKAALSE TAASTUVENERGIA TOOTMISE TINGIMUSTES

MODELLING AND STEADY-STATE ANALYSIS OF THE LITHUANIAN 330/110 KV POWER SYSTEM UNDER LARGE-SCALE LOCAL RENEWABLE ENERGY GENERATION CONDITIONS

Lõputöö põhieesmärgid:

1. Koostada Leedu 330/110 kV elektrivõrgu detailne mudel PSS/e tarkvaras
2. Analüüsida elektrivõrgu püsitalitlust suuremahulise lokaalse taastuvenergia tootmise tingimustes
3. Teha tulemustest järeldused ning anda praktilisi soovitusi võrgu optimeerimiseks

Lõputöö etapid ja ajakava:

Nr	Ülesande kirjeldus	Tähtaeg
1.	Andmete kogumine ja mudeli koostamiseks vajalikud arvutused	10.03.2025
2.	Töö mudeliga: koostamine ja stsenaariumite simuleerimine	20.04.2025
3.	Järelduste tegemine ning lõputöö valmimine	15.05.2025

Töö keel: eesti keel **Lõputöö esitamise tähtaeg:** "15." mai 2025. a

Üliõpilane: ".....".....20.....a
/allkiri/

Juhendaja: ".....".....20.....a
/allkiri/

Konsultant: ".....".....20.....a
/allkiri/

Programmijuht: ".....".....20.....a
/allkiri/

Kinnise kaitsmise ja/või lõputöö avalikustamise piirangu tingimused formuleeritakse pöördel

SISUKORD

SISUKORD.....	5
EESSÕNA.....	6
Lühendite ja tähiste loetelu	7
1 SISSEJUHATUS.....	8
2 ANDMETE KOGUMINE.....	10
2.1 Parameetrite määramine.....	10
2.1.1 Faasidevaheline kaugus liinidel	10
2.1.2 Lõhisfaaside vahekaugused.....	11
2.1.3 Õhuliinijuhtmed	14
2.1.4 Maa-alused kaablid	15
2.1.5 Liiniparameetrite leidmiseks vajalikud arvutused	15
3 LITGRIDI 10 AASTA ARENGUKAVA 2024-2033.....	18
3.1.1 Strateegiline taust: NEIS, NECP, ENTSO-E, Balti sünkroniseerimine ja rohepööre	19
3.1.2 Uued 330 kV liinid ja alajaamad taastuenergia integreerimiseks	20
3.1.3 Taastuenergiaallikate integratsioon ja mõju võrgule	22
3.1.4 Elektritarbimise ja tippkoormuse kasvutrendid	23
4 PSS/E MUDELI KOOSTAMINE.....	25
5 STSENAARIUMITE KOOSTAMINE.....	30
5.1 Stsenaarium 1.....	33
5.1.1 Stsenaariumi tulemused ning analüüs	34
5.1.2 N-1 stsenaarium	36
5.2 Stsenaarium 2.....	37
5.2.1 Stsenaariumi tulemused ning analüüs	39
5.2.2 N-1 stsenaarium	41
5.3 Stsenaarium 3.....	43
5.3.1 Stsenaariumi tulemused ning analüüs	44
5.3.2 N-1 stsenaarium	44
6 JÄRELDUSED JA TULEVIKU-UURINGUD	46
KOKKUVÕTE.....	47
SUMMARY	49
KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU	51
Lisa 1 Prysmian Group ACSR juhtmete andmetabel	54

EESSÕNA

Käesolev lõputöö idee ning sõnastus tuli minu juhendajalt, elektroenergeetika ja mehhatroonika teadurilt Henri Manninenilt. Töö tuumaks on Leedu 330/110 kV elektrivõrgu mudel programmis PSS/e, mida ei saanud kasutada isiklikus arvutis, vaid TalTechi NRG maja 5. korruse ruumis. Vajaliku eelmaterjali ja algandmete kogumine toimus peamiselt isiklikus arvutis. Töö koostamisel aitasid mind veidi ka kolleegid Hitachi Energy Estoniast, Raimo Rikken ja Priit Feldt. Raimo andis Litgridiga seotud Hitachi töötajate kontaktid ning Priit jagas katalooge, kust oli võimalik leida mudeli koostamiseks vajalikke parameetreid. Soovin tänada oma juhendajat Henri Mannineni sisuka ja aktiivse koostöö eest. Lisaks tahan tänada enda kaastudengeid Sten Buldast ja Andres Nirgit, kellega suhtlesime töös protsessi vältel pidevalt ning kes olid suureks abiks mudeli koostamisel. Erilise tänu võlgnen ka oma pereliikmetele ja elukaaslasele, kes innustasid mind iga päev positiivse ja entusiastliku hoiakuga ning pakkusid pidevalt enda abikätt.

Lühendite ja tähiste loetelu

α – juhtme temperatuuritegur

C – mahtuvus, μF

d – lõhisfaaside vaheline kaugus, m

GMD – faasijuhtmete geomeetiline keskmine kaugus, m

GMRL – liini geomeetiline keskmine raadius, m

k_s – juhtme korrektsioonitegur

kV – kilovolt (pinge ühik)

Mvar – mega volt-ampere reaktiiv (reaktiivvõimsuse ühik)

μF – mikrofarad (mahtuvuse ühik)

P – aktiivvõimsusvoog, MW

Q – reaktiivvõimsusvoog, Mvar

R – aktiivtakistus, Ω

r – faasijuhtme ekvivalentne raadius, m

r_{AC} – juhtme aktiivtakistus vahelduvvoolul, Ω/km

r_{DC} – juhtme alalisvoolutakistus 20°C juures, Ω/km

r_{eq} – juhtme ekvivalentne raadius, m

RES – taastuvenergiaallikad

T – juhtme algtemperatuur, $^\circ\text{C}$

x – reaktiivtakistus, Ω

x_L – õhuliini induktiivtakistus, Ω

Ω – ohm (takistuse ühik)

1 SISSEJUHATUS

Elektrivõrk on dünaamiline süsteem, kus kõik protsessid toimuvad suurel kiirusel ja madala häiringute tolerantsusega. Võrgu talitluse optimeerimiseks tuleb seetõttu olla valmis väga mitmesugusteks olukordadeks ning ennetada potentsiaalseid rikke- ja tipustsenaariume. Et tagada süsteemi töökindlus, sagedusstabiilsus ja varustuskindlus, tuleb elektrivõrku pidevalt analüüsida ning arendada. Viimaste aastate suurim muudatus piirkondlikus energiajulgeolekus toimus 9. veebruaril 2025, mil Balti riigid desünkroniseeriti Venemaa elektrisüsteemist ning ühendati Mandri-Euroopa sagedusvõrku. Seega, kui varem hoiti Baltikumis sagedust läbi BRELL süsteemi ühenduste Valgevene ja Venemaaga, siis sellest hetkest alates peavad Eestis, Lätis ja Leedus hoidma sagedust kaks vahelduvvoolu ühendust Poolaga. See eeldab uut taset võrgu juhtimises, planeerimises ja analüütilises võimekuses. Lisaks peab kaasaegne elektrivõrk toime tulema taastuenergia ja vesiniku integreerimisest tuleneva ebastabiilsusega ning suutma säilitada lubatud pingetasemed, isegi, kui tootmis- ja tarbimisprofiilid muuuvad äärmuslikult.

Selle töö eesmärgiks oli koostada detailne ja realistlik Leedu 330/110 kV elektrivõrgu mudel aastal 2030, kasutades PSS®E tarkvara. Mudeli alusel viidi läbi püsitalitluse simulatsioonid kolme erineva stsenaariumi raames: (1) talvine tipukoormus minimaalse taastuenergia tootmisega, (2) suvine miinimumkoormus maksimaalse taastuenergia tootmisega ning (3) vesiniku elektrolüsaatorite liitmine elektrivõrku kui suurtarbija läänerrannikul. Antud stsenaariumid said valitud seetõttu, et need lähtuvad Leedu elektrivõrgu arengusuundadest, on realistlikud ning võimaldavad analüüsida võrgu püsitalitlust läbi mitme erineva ning äärmusliku tootmis- ja tarbimisstsenaariumi. Lisaks viidi iga stsenaariumi puhul läbi N-1 juhtumianalüüsid, et hinnata süsteemi tundlikkust liini katkestuste suhtes ning tuvastada potentsiaalsed kriitilised piirkonnad.

Antud lõputöö üks olulisemaid lähtekohti oli asjaolu, et Tallinna Tehnikaülikoolis ei olnud seni loodud nii suures mahus Leedu 330/110 kV detailmudelit, mis käsitleks võrgu kahe olulisima pingestme talitlust korraga. Selle mudeli loomine on üks osa laiemast Baltikumi ülekandevõrgu simulatsioonikeskkonnast, mis loob aluse taastuenergia ning vesiniku mõju hindamisele elektrisüsteemis riigi mastaabis. Töö on vajalik Tallinna Tehnikaülikoolile võrgu modelleerimiseks ja analüüsimiseks ning ka tulevasteks teadustöödeks ja üliõpilaste väljaõppeks. Kuna aastaks 2030 prognoositakse Leedus elektritarbimise kasvu kuni 27,5 TWh ja tipukoormuse suurenemist 3920 MW-ni ja samuti taastuenergia tootmisvõimsuse hüppelist kasvu 12,5 GW-ni [1], muutub selline modelleerimine kriitiliselt oluliseks. Võrk peab olema valmis optimeerima suurt hulka kõikva iseloomuga tootmist ja tarbimist, pakkuma pingestabiilsust ja reageerima muutustele nii lokaalsel kui ka süsteemsel tasandil.

Töös tugineti Leedu põhivõrguoperaatori Litgridi 10 aasta arengukavale, mille põhjal määrati lähteproгноosid koormuse, tootmise ja võrguarenduse kohta. Mudeli koostamiseks kasutati mitmesuguseid avalikke allikaid: Leedu [4], Eesti [2] [3] ja Läti [1] võrguoperaatorite tehnilised nõuded, Google Mapi [5] ja Open Infrastructure Map'i [6] geinfosüsteemid ning ka Tallinna Tehnikaülikooli õppematerjalid: õppeaine AEK0220 Elektrisüsteemid [7], Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs [8], Eesti elektrisüsteemi ülekandevõrgu koormuste staatilised ja dünaamilised karakteristikud [9]. Kuna osa võrguandmetest on konfidentsiaalsed, tuli teha loetletud allikatele tuginedes üldistusi, mis oleksid siiski realistlikud ja modelleerimisvõimelised. Töö sisu jaguneb neljaks põhiosaks. Esmalt käsitletakse õhuliinide ja kaablite tehniliste andmete kogumist ning nende põhjal mudeli jaoks vajalik parameetrite arvutusi. Seejärel analüüsitakse Litgridi arengukava põhjal võrgu hetkeseisu ja tulevikutrende – tuuakse välja taastuenergia ja vesiniku integreerimiseks vajaliku taristu arengud. Kolmanda sisupeatükina kirjeldatakse loodud võrgumudeli valmimist ning järgnevalt stsenaariumipõhiseid simulatsioone; lisaks põhjendatakse süvitsi iga stsenaariumi valikut ja päevakorrasust. Viimaks esitatakse järeldused, hinnangud ja soovitusel edasiseks uurimistööks.

2 ANDMETE KOGUMINE

Käesolev osa lõputööst selgitab töö valmimise protsessi algusest lõpuni. Esmalt antakse ülevaade mudeli koostamiseks vajalike algandmete ja parameetrite kogumisest, seejärel vaadeldakse süvitsi Leedu põhivõrgu operaatori Litgridi 10 aasta arengukava, mis oli sisendiks mudeli koostamisel. Viimaks kirjeldatakse mudeli valmimise protsessi ning analüüsitakse mudeliga testitud stsenaariumite olulisust ja tulemusi. Töö lõpetavad stsenaariumite analüüsi põhjal tehtud järeldused ning ettepanekud tulevasteks uuringuteks mudeliga.

2.1 Parameetrite määramine

Töö esimene etapp oli Leedu elektrivõrgu kohta võimalikult täpse ja ülevaatliku info kogumine. Kuna Litgridi dokumentidest leitavate andmete kättesaadavus on tugevalt piiratud, siis tuli kasutada avalikke andmeid. Esmalt käidi Google Mapsiga *street view* abil läbi kõik Leedu 330 kV ning suurem osa 110 kV liinide mastidest, mille eesmärk oli tuvastada, mitmeks lõhisfaasiks on faasijuhtmed jaotatud ning milline on nende paigutus.

Faasijuhtmed võivad mastidele olla paigutatud kolmel viisil: üksikult, vastavalt Joonisele 2.4; kolmnurkselt, vastavalt Joonistele 2.1 ja 2.2; või horisontaalselt, vastavalt Joonisele 2.3. Kolmnurkse paigutuse korral asub üks faas kõrgemal ja kaks faasi madalamal, moodustades kolmnurga kuju; horisontaalse paigutuse korral on kõik kolm faasi ühel tasapinnal laiuti. Faasijuhtmete analüüsil tuli keskenduda ka faaside ning lõhisfaaside omavahelisele kaugusele.

2.1.1 Faasidevaheline kaugus liinidel

330 kV liinidel on faaside keskmine vahekaugus mastidel ligikaudu 8–9 meetrit. Näiteks Eleringi tehnilises planeerimisdokumendis on horisontaalse paigutuse puhul faaside vahekaugus ~8,2 m (vt Joonis 2.3); kolmnurkse paigutuse korral on vertikaalne vahe ~7 m ja alumiste faasijuhtmete horisontaalne vahe ~13 m (vt Joonis 2.1 ja 2.2), mis tähendab, et kolme faasi vahekauguse saab hinnanguliselt võtta ~9 m. [10] Need suurusjärgud tagavad piisava isolatsioonikauguse 330 kV pingel vastavalt standarditele (nt EVS-EN 50341 nõuded õhuliinide õhkvahekikele) [3]. Samuti on Leedus kehtestatud standardid energeetikaministri määrusega "*Elektriliinide ja juhtmete paigaldamise eeskirjad*" [11], mis sätestavad õhuliinide projekteerimisel tehnilised parameetrid – sh nõutud minimaalvahemaad, juhtmete paigutuse jms ohutuse tagamiseks. Seega on ~9

m faasidevaheline kaugus 330 kV liinidel koosõlas ka Litgridi tehniliste dokumentidega. 110 kV liinidel võeti faasidevaheliseks kauguseks 5 meetrit vastavalt TalTechi õppeaine AEK0220 Elektrisüsteemid materjalidele [7].

2.1.2 Lõhisfaaside vahekaugused

Lõhisfaasid tähendavad, et iga õhuliini faasijuhe on omakorda lõhistatud kas kaheks või kolmeks osajuhtmeks.



Joonis 2.1 Kaheks osajuhtmeks lõhistatud faasidega kolmnurkpaigutuses elektriliini mast [12]

Lõhisfaaside kasutamine vähendab kadusid ning suurendab liini läbilaskevõimet. Lõhisfaaside kasutamine aitab eelkõige vähendada reaktiivtakistust. Reaktiivtakistus sõltub juhtme geometriast, täpsemalt juhtme geomeetrisest keskmisest raadiusest GMRL. Kui üks faas koosneb mitmest paralleelsest osajuhtmest, suureneb faasi efektiivne GMRL, mis vähendab induktiivtakistust:

$$x_L = \ln\left(\frac{GMD}{GMRL}\right), \quad (2.1)$$

kus x_L – õhuliini induktiivtakistus, Ω ,

GMD – faasijuhtmete geomeetiline keskmine kaugus, m,

GMRL – liini geomeetiline keskmine raadius, m.

GMRL suureneb, sest osajuhid asuvad üksteisest kaugemale, järelikult väheneb logaritmiline suhe ja x_L .

Lisaks induktiivtakistusele väheneb ka aktiivtakistus, mille loogika seisneb selles, et kui faasijuhe on lõhistatud mitmeks osajuhtmeks, väheneb vastavalt lõhisjuhtmete arvule

faasijuhtme aktiivtakistus ligikaudu nii mitu korda, mitmeks osajuhtmeks on faas lõhistatud. Kui näiteks faasijuhtme aktiivtakistus ühe faasi korral on 9Ω , siis kahe lõhisfaasi korral jaotub see vastavalt $\frac{9}{2} = 4,5 \Omega$ ja kolme lõhisfaasi korral $\frac{9}{3} = 3 \Omega$. [12]

Võttes aluseks, et terve Baltikumi elektrivõrk on väga sarnaselt üles ehitatud, saab lõhisfaaside vahekauguste hindamisel tugineda Eleringi projektikirjeldustele – näiteks on 330 kV „Kilingi-Nõmme-Riia TEC-2” liini keskkonnamõju aruandes märgitud, et kolmnurkse juhtme paigutuse korral on sama faasi kaks juhet 40 cm vahega [10]. 110 kV liinid Leedus on valdavalt kõik kolmnurkse paigutuse ning ühe juhtmega faasi kohta, s.t mitte lõhistatud. Siiski eksisteerib Leedu süsteemis üksikuid 110 kV liine, kus on kasutatud kahte lõhisfaasi faasijuhtme kohta. 110 kV liinidel arvestati antud töös lõhisfaaside omavaheliseks kauguseks 25 cm, vastavalt õppeaines Elektrisüsteemid tehtud arvutustele [7].



Joonis 2.2 Tüüpiline Leedu 330 kV mast kolmnurkpaigutuses [5]



Joonis 2.3 Tüüpiline Leedu 330 kV mast horisontaalpaigutuses [13]



Joonis 2.4 Tüüpiline Leedu 110 kV mast kolmnurkpaigutuses [14]

Kui juhtmete paigutus ning vahekaugused olid paika saadud, tuli otsustada, millised juhtmed õhuliinidele ning millised maa-alused kaablid kasutusse võtta. Adekvaatne ja realistlik juhtmete valik oli töö ülioluline osa, sest sellest sõltusid kõik mudelis kasutatavad arvutuslikud parameetrid. Juhtmete-kaablite valikul tehtud lihtsustused on kõik kooskõlas standardite ja nõuetega, mis leiti Eesti [4], Läti [5] ja Leedu [17] [18]

võrguoperaatorite kodulehtedelt ja tehnilistest dokumentidest. Järgnevas peatükis antakse täpsem ülevaade vastavatest standarditest ning nende seosest Leedu 330/110 kV elektrivõrguga.

2.1.3 Õhuliinijuhtmed

330 kV õhuliinijuhtmeks otsustati valida ACSR 402/52 CONDOR ning 110 kV õhuliinijuhtmeks valiti ACSR 242/39. Litgrid on kehtestanud tehnilised nõuded 110–400 kV õhuliinide juhtmetele, mis peavad vastama rahvusvahelisele standardile EN 50182. See tähendab, et juhtmete materjal ja konstruktsioon (alumiiniumist juhtmesooned ja terassüdamik) ning elektrilised ja mehaanilised omadused peavad olema kooskõlas standardi parameetritega. [15] Näiteks on Litgridi dokumentides kasutusel EN 50182 standardile vastavad tähised 243-AL1/39-ST1A ja 402-AL1/52-ST1A konkreetsete juhtmetüüpide ehk vastavalt ACSR 242/39 HAWK ja ACSR 402/52 CONDOR jaoks [4].

Litgridi nõuetes on määratud juhtmete põhiomadused nagu nimiristlõige, materjalitüüp (AL1 – alumiinium, ST1A – tsingitud teras), maksimaalne takistus ning minimaalsed mehaanilised tugevusnäitajad [17] [18]. Samuti on kõrgepingeliinide projekteerimisel seatud eesmärgiks kasutada piisava ristlõikega juhtmeid, et tagada võimalikult väiksed kaod ja vajalik voolu läbilaskevõime [2] [16]. Näiteks uute 110 kV liinide puhul on Baltikumi võrkudes levinud ristlõiked suurusjärgus 240–300 mm² ning 330 kV liinidel ~400 mm² [2]. Naaberriikides on sarnane praktika – Eesti põhivõrgu ettevõtte Elering kasutab 110 kV liinidel analoogset ristlõiget ning Läti võrguoperaator AST on uute liinide projekteerimisel arvestanud vähemalt 240–300 mm² ühejuhtmelise faasijuhtmega või kahe paralleeljuhtmega sama suurusjärgu ristlõikega, et saavutada voolu läbilaskevõime ~1200 A (ühejuhtmelise faasijuhtmega ~600 A) [2] [17]. 330 kV liinide jaoks nõuab Litgrid, et juhtmed peavad taluma suuri voolusid (kuni paar tuhat amprit). Ligikaudu 454 mm² ristlõikega suudab üksik CONDOR-juhe kanda hinnanguliselt ~1000–1300 A voolu (sõltuvalt lubatud temperatuuri tõusust) [11]. 2024. a AST ja Litgridi ühisuuringus tuuakse välja, et 330 kV liinil saab ~2000 A voolu kanda kahe ACSR 402/52 CONDOR standarditele vastava juhtmega faasis ehk kahe lõhisfaasiga [1] [18].

Litgridi 2024. aasta standardnõuete dokumendis nr. 24NU-250 ongi spetsiaalselt käsitletud 400–110 kV õhuliinide alumiinium-terassüdamikuga juhtmeid ehk ACSR, mis kinnitab, et just seda tüüpi juhtmed on Litgridi võrgus kasutusel [18].

2.1.4 Maa-alused kaablid

Leedu 110 kV kaablid on tavaliselt ühejuhtmelised (1x) vaskkaablid, mille ristlõige on vahemikus 630–800 mm². Niisiis valiti 110 kV jaoks 1x800 mm². Isolatsiooniks kasutatakse XLPE-d (*cross-linked polyethylene*) ehk ristseotud polüetüleeni, mis tagab kõrge elektrilise vastupidavuse ja termilise stabiilsuse. Kaablid on varustatud vasest ekraaniga (*Cu screen*) ja polüetüleenist väliskattega (*PE sheath*), mis tagab mehaanilise kaitse ja vastupidavuse keskkonnamuutustele. Sellised kaablid vastavad standardile EN 50288 ja on sobilikud kasutamiseks tihedalt asustatud linnapiirkondades, kus õhuliinide paigaldamine ei ole võimalik [19] [20].

Litgridi 330 kV maa-aluste kaablite kogupikkus on ligikaudu vaid 12,85 km ja see asub peamiselt Klaipėda piirkonnas. Need kaablid on mõeldud suuremate võimsuste ülekandeks ja on tavaliselt ühejuhtmelised vaskkaablid, mille ristlõige on vahemikus 1000–1600 mm². Sellest lähtuvalt valiti 330 kV kaabliks 1x1600 mm². Isolatsiooni parameetrid on sisuliselt identsed 110 kV võrgus kasutatavate kaablitega [19].

2.1.5 Liiniparameetrite leidmiseks vajalikud arvutused

PSS/e mudelisse sisestati kolm liini seisukohalt kõige olulisemat parameetrit: aktiivtakistus R (täpsemalt aktiivtakistus vahelduvvoolul R_{AC}) (Ω), induktiivtakistus X (Ω) ja mahtuvus C (μF). Aktiivjuhtivust G antud töös ei arvestata, sest kõrgepingevõrkude juhtmete isolatsiooni kaudu lekkiv vool on praktiliselt olematu ning G arvestamata jätmine sisuliselt ei mõjuta mudeli toimimist ega arvutusi [23]. Allpool on täpne loetelu parameetritest, mida arvutustes kasutati, ning mõned arvutusnäited.

1) Juhtme tüüp

- 330 kV juhtmetel ACSR 402/52 CONDOR, 110 kV ACSR 242/39 HAWK, 330 kV maa-alustel kaablitel 1x1600 mm² ja 110 kV maa-alustel kaablitel 1x800 mm² [19].

2) Juhtme alalisvoolutakistus 20°C juures

- Kasutati Prysmian Group ACSR juhtmete andmetabelit [21] (vt LISA 1)

3) Faasijuhtmete kaugus

- 330 kV 9 meetrit, 110 kV 5 meetrit .

4) Lõhisfaaside kaugus

- 330 kV 40 cm, 110 kV 25 cm.

5) Faasijuhtmete raadius

- Kasutati Prysmian Group ACSR juhtmete andmetabelit [21] (vt LISA 1)

6) GMD

- 330 kV puhul arvutati järgmiselt:

$$GMD = \sqrt[3]{D_{12} * D_{23} * D_{13}} = \sqrt[3]{9 * 9 * 9} = 9 \text{ m}, \quad (2.2)$$

kus GMD – faasijuhtmete geomeetriline keskmine kaugus, m,

D_{12} – faaside 1 ja 2 vaheline geomeetriline keskmine kaugus, m,

D_{23} – faaside 2 ja 3 vaheline geomeetriline keskmine kaugus, m,

D_{13} – faaside 1 ja 3 vaheline geomeetriline keskmine kaugus, m.

- 110 kV puhul vastavalt $\sqrt[3]{5 * 5 * 5} = 5$ m.

7) GMRL

- GMRL sõltub lõhisfaaside arvust. Näiteks 330 kV kahe lõhisfaasiga liinis:

$$GMRL = \sqrt{r * d} = \sqrt{0,01385 * 0,4} = 0,07 \text{ m}, \quad (2.3)$$

kus GMRL – liini geomeetriline keskmine raadius, m

r – faasijuhtmete ekvivalentne raadius, m

d – lõhisfaaside vaheline kaugus, m.

- Kolme lõhisfaasi puhul:

$$GMRL = \sqrt[3]{r * d^2} = \sqrt[3]{0,01385 * 0,4^2} = 0,13 \text{ m} \quad (2.4)$$

8) R_{AC}

- Näiteks 330 kV kolme lõhisfaasiga juhtme puhul arvutati järgmiselt:

$$R_{AC} = \frac{R_{DC} * [1 + \alpha * (T - 20)] * k_S}{3} = \frac{(0,0719 * [1 + 0,004 * (75 - 20)] * 1,02)}{3} = 0,03 \frac{\Omega}{\text{km}}, \quad (2.5)$$

kus R_{AC} – juhtme aktiivtakistus vahelduvvoolul, Ω/km ,

R_{DC} – juhtme aktiivtakistus alalisvoolul 20 kraadi juures, Ω/km ,

α – juhtme temperatuuritegur,

k_S – juhtme korrektsioonitegur,

T – juhtme algtemperatuur, $^{\circ}\text{C}$.

Temperatuuri- ja korrektsioonitegurid saadi õppeaine Elektrisüsteemid materjalidest ning temperatuur 75°C leiti Elingi dokumentidest [9] [11]. Elingi 2014. aasta aruandes „Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs (WAMPAC), 1. etapp“ on käsitletud CONDOR ACSR 402/52 tüüpi elektrijuhtme termilisi omadusi. Selles dokumendis on esitatud, et Balti-Aruküla L511 õhuliinil on juhi alalisvoolutakistus temperatuuril 20°C $0,0719 \Omega/\text{km}$ ning $0,0894 \Omega/\text{km}$ temperatuuril 75°C . Järelikult on 75°C arvestatav sobiliku töötemperatuurina ACSR-juhtmele ning sarnast praktikat eeldatakse ka Leedus [8].

9) X

- Kasutades sama juhet, mis eelmise aktiivtakistuse puhul, saab arvutada:

$$x = 0,144 * \log \frac{GMD}{GMR_L} + 0,0157 = 0,144 * \log \frac{11,34}{0,13} + 0,0157 = 0,29 \frac{\Omega}{\text{km}}, \quad (2.6)$$

kus X – juhtme reaktiivtakistus, Ω .

10) C

- Näiteks 330 kV kolme lõhisfaasiga juhtme puhul:

$$C = \frac{0,0556}{\ln \frac{GMD}{r_{eq}}} = \frac{0,0556}{\ln \frac{11,34}{0,4 * 0,4 * 0,01385}}^{\frac{1}{3}} = 0,013 \frac{\mu F}{km}, \quad (2.7)$$

kus C – liini mahtuvus, $\mu F/km$,

r_{eq} – juhtme ekvivalentne radius, m.

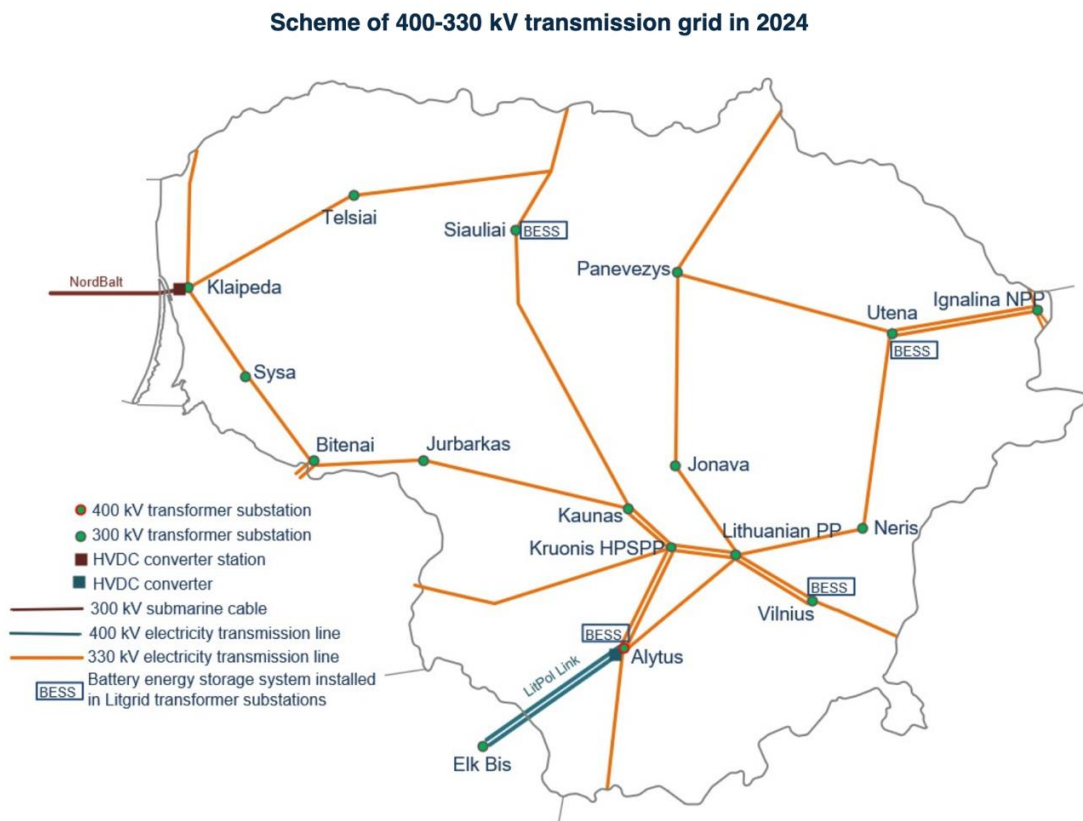
Pärast parameetrite arvutamist otsustati tutvuda Leedu elektrivõrgu tulevikuplaanidega. Järgnevalt antaksegi põhjalik ülevaade Litgridi 10 aasta arengukavast. Tegemist oli mudeli koostamise ja analüüsimise seisukohalt väga olulise dokumendiga – sealt saadi info tulevaste taastuvenergia tootmisüksuste arengu ning koormuste muutumise kohta.

3 LITGRIDI 10 AASTA ARENGUKAVA 2024-2033

Käesolevas töö osas tehakse põhjalik analüüs Leedu elektrivõrgus aastatel 2024-2033 aset leidvatele muutustele, tuginedes arengukava ametlikule dokumendile ning Joonistele 2.5 ja 2.6

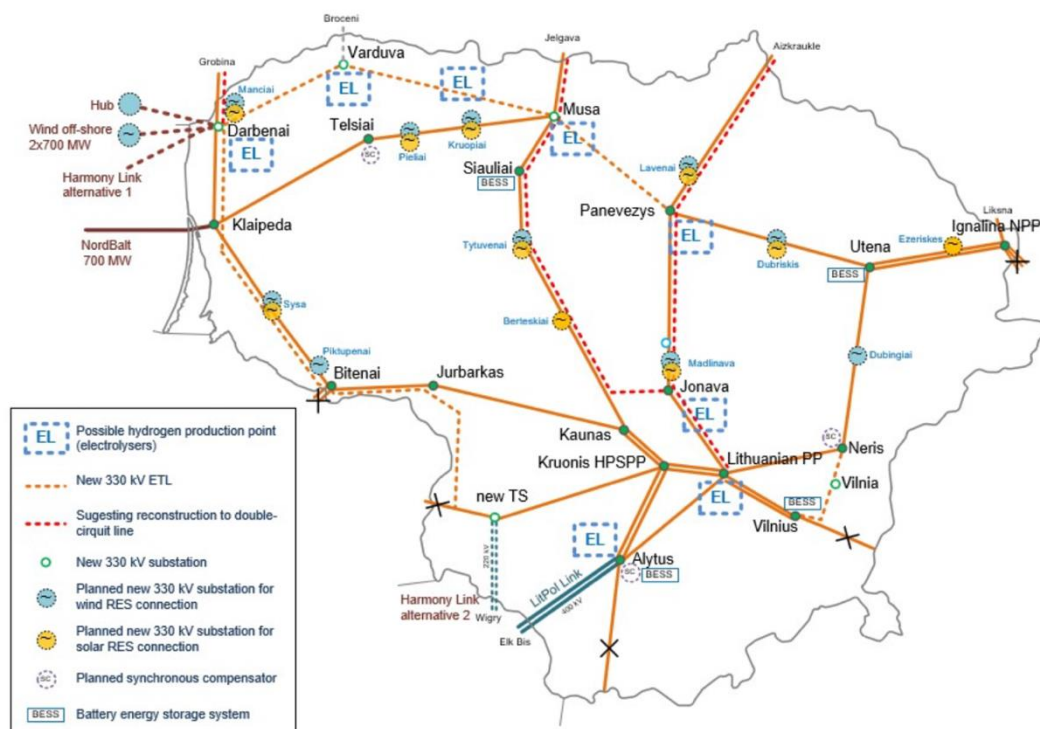
Joonisel 2.5 on näha 2024. aasta Leedu 400-330 kV elektrivõrk. Sinine topeltjoon tähistab 400 kV vahelduvvooluühendust Leeduga ning oranžid jooned 330 kV liine. 16 rohelist täppi tähistavad Leedu 330 kV alajaamasid. Suurimad 330 kV alajaamad Leedus on Vilniaus, Kauno ning Klaipeda.

Joonis 2.6 kujutab Litgridi 2033. aasta visioonile vastavat elektrivõrku. Võrreldes Joonisega 2.5 on vastavalt peatükile 2.2.2 lk 21-22 lisandunud 330 kV liine ja alajaamasid, hulgaliselt päikese- ja tuuleparke ning vesinikutootmisjaamasid. Kadunud on ühendused Venemaa ja Valgevenega.



Joonis 2.5 Leedu 400-330 kV elektrivõrk aastal 2024 [22]

Scheme of 400-330 kV transmission grid in 2033



Joonis 2.6 Leedu planeeritav 400-330 kV elektrivõrk aastal 2033 [22]

3.1.1 Strateegiline taust: NEIS, NECP, ENTSO-E, Balti sünkroniseerimine ja rohepööre

Litgridi 2024–2033 arengukava on koostatud kooskõlas uuendatud riikliku energiasõltumatuse strateegiaga (NEIS) ning riikliku energia- ja kliimakavaga (NECP) aastani 2030, arvestades ühtlasi ENTSO-E (Euroopa elektriülekanne süsteemihaldurite võrgustiku) soovitusi ja muid asjakohaseid õigusakte. NEIS visiooniks on, et aastaks 2050 oleks Leedu elektrisüsteem kliimanutraalne ning riik kataks oma vajadused kodumaise energiaga ja muutuks energia eksportijaks. Selle saavutamiseks nähakse ette ulatuslikku üleminekut fossiilkütustelt taastuvenergiale, elektrifitseerimist ning vesinik tehnoloogiate arendamist. NECP seab 2030. aastaks konkreetsed vaheeesmärgid taastuvenergia tootmise, energiatõhususe ja kasvuhoonegaaside vähendamise vallas, mis suunavad ka Litgridi investeeringuid põhivõrku. Nende strateegiate tulemusel on Leedu eesmärgiks juba 2030. aastaks toota piisavalt elektrit oma tarbeks ning luua eeldused vesinikutööstuse tekkeks ja võimalusel energia ülejäägi ekspordiks. [22]

Litgridi arenguplaani toetab ka ENTSO-E regionaalne koostöö ja integreerumine Euroopa elektrituruga. Litgrid kui süsteemihaldur osaleb ENTSO-E pikaajalistes arengustsenaariumides ja adekvaatsushinnangutes, tagades, et riiklikud

võrguprogrammid haakuvad eesmärkide ja standarditega Euroopa tasandil. Näiteks on Leedu tarbimisprognoosid ja tootmisplaanid sisendiks ENTSO-E ressursiadekvaatsuse analüüsile (ERAA). Samuti aitab ENTSO-E kuuluvus Litgridil järgida ühtseid turureegleid ja võrgustandardeid, mis oli eriti oluline Balti riikide elektrisüsteemi Mandri-Euroopa võrguga sünkroniseerimisel. [22]

Balti sünkroniseerimine Mandri-Euroopa võrguga oli Litgridi strateegia keskne komponent, mis mõjutas tugevalt arengukava prioriteete. Balti riikide elektrisüsteemide desünkroniseerimine Venemaa ja Valgevene (IPS/UPS) võrkudest ning ühinemine Mandri-Euroopa sagedusalaga (CEN) oli pikka aega olnud energiasektori peamine eesmärk, mis sai ametlikult teoks 9. veebruaril 2025. Aastatel 2019–2023 viidi ellu enamik sünkroniseerimiseks vajalikke projekte – laiendati 330 kV Bitenai alajaama (2019), ehitati 110 kV Pagėgiai–Bitenai elektriliin (2020), renoveeriti 330 kV Lietuvos PP–Vilnius elektriliin (2020), tugevdati kirde piirkonna võrku (Ignalina ja Utena 330/110 kV alajaamade ümberehitus, 2021) ning paigaldati LitPol Link ühenduse täiendavad autotrafod (2021). Hetkel lõpuni viimata võtmeprojektid on 330 kV Vilnius–Neris liin, 330 kV ühenduskaabel "Harmony Link" Poolaga, 330 kV liin Bitenai–Kruonis HAE, 330 kV liin Darbenai–Bitenai, uued 330 kV jaotusalajaamad Darbenais ja Mūšas, sünkroonkompensaatorite paigaldus ning Neris alajaama rekonstrueerimine – need kõik on plaanis lõpule viia hiljemalt 2025. aasta lõpuks. Sünkroniseerimise tulemusel paranes energiavarustuskindlus – sõltuvus idanaabrite võrkudest kadus, samas tekkisid ka paremad võimalused taastuenergia arendamiseks ning aktiivsemaks osalemiseks Euroopa ühtsel elektriturul. Balti sünkroniseerimine oli seega nii energiajulgeoleku kui ka turuintegratsiooni seisukohalt Litgridi arengu nurgakivi. Lisaks energiajulgeolekule on arengukava strateegiline taust tihedalt seotud rohepöördega – üleminekuga puhtale energiale ja kliimanetraalsusele. Leedu on seadnud eesmärgiks fossiilkütustelt taastuenergiaallikatele ülemineku, et saavutada nii riiklikud kui EL-i kliimaeesmärgid. [22]

3.1.2 Uued 330 kV liinid ja alajaamad taastuenergia integreerimiseks

Arengukava konkreetsed projektid keskenduvad Leedu põhivõrgu tugevdamisele uute 330 kV liiniühenduste ja alajaamade rajamise kaudu. Need investeeringud on suunatud eelkõige elektrisüsteemi töökindluse parandamisele ning kasvava taastuenergia tootmise ühendamisele võrguga. Olulisimad kavandatud projektid on järgmised:

- **330 kV õhuliin Darbenai–Varduva–Mūša** (u ~170 km): See uus põhja-lõuna suunaline liin Loode-Leedus on kriitilise tähtsusega elektrisüsteemi stabiilseks

tööks pärast sünkroniseerimist Mandri-Euroopa võrguga. Koos Panevėžys–Mūša liiniga loob Darbenai–Varduva–Mūša 330 kV ühendus esmakordselt otsese tugevdatud ühenduse lääne- ja idaosa võrkude vahel, jaotades võimsusvooge ühtlasemalt ning säilitades elektrienergia kvaliteedi ka muutlike koormusvoogude korral. Lisaks avab see liin võimaluse integreerida veelgi suuremaid taastuvenergia võimsusi Leedu lääneossa, eeskätt planeeritavaid meretuuleparke, ning parandab piirülest ühendust Läti suunal. Varduva piirkonda (Kretinga rajoonis) planeeritav 330 kV jaotusalajaam võimaldab sellele liinile tulevikus lisada ka potentsiaalse 330 kV ühenduse Läti, tugevdades seeläbi Balti riikide omavahelist ülekandevõrku. [22]

- **330 kV õhuliin Panevėžys–Mūša** (u ~72 km): See liin ühendab Põhja-Leedus Panevėžyse piirkonna 330 kV võrgusõlme uue Mūša alajaamaga lääne pool ning on kriitiline lüli senise põhjavõrgu lünklikkuse kõrvaldamiseks. Praegu puudub Leedu põhjaosas omavaheline 330 kV liiniühendus – lääne ja ida 330 kV võrgud on ühendatud peamiselt läbi lõunapoolse Alytuse sõlme. Pärast Venemaa ja Valgevene suunaliste liinide katkestamist jääksid 2025. aastal ilma uue Panevėžys–Mūša liiniga Leedu lääne- ja idarannik vaid üksiku 330 kV ühenduse (Alytus kaudu) taha, mis ei tagaks Vilniuse regiooni ja Ida-Leedu varustuskindlust. Uus Panevėžys–Mūša 330 kV liin lahendab selle probleemi koos Darbenai–Varduva–Mūša liiniga, luues põhjavõrku tugeva sõlme ja täiendava N-1 töökindluse (s.t iga üksiku võrguelemendi, liini või alajaama, rikked peab süsteem tervikuna jääma töökindlaks) varu. See parandab oluliselt Ida-Leedu elektrivarustuse töökindlust, kuna seni paiknevad suurimad tootmisvõimsused, eeskätt tuuleparkide näol, pigem lääne pool. [22]
- **Uued 330 kV alajaamad Mūša, Darbenai ja Varduva:** Mūša ja Darbenai jaotusjaamad on uued sõlmpunktid, mis on osaliselt rajatud juba sünkroniseerimisprojekti raames (valmivad 2025), ning Varduva alajaam on planeeritud koos eelmainitud uute liinidega Loode-Leedus. Nende uute 330 kV alajaamade eesmärk on luua juurde liitumispunkte nii uutele elektriliinidele kui ka võrguga liituda soovivatele tootjatele-tarbijatele. Eriti oluline on roll taastuvenergia tootjate liitumisel – näiteks Darbenai ja Mūša alajaamades nähakse ette ühendusi mere- ja maismaatuuleparkidele, mis muidu jääksid olemasolevast võrgust kaugemale. Darbenai alajaama kavandatud koguvõimsus on 2100 MW, arvestades meretuuleparkide ja muude RES-projektide liitumisvajadusi Lääne-Leedus. Samuti vähendavad uued jaotuspunktid koormust teistel sõlmedel – näiteks aitavad Mūša ja Varduva jaamad

balansseerida seni ülekoormatud Klaipėda–Telšiai suunalist liini, mille kaudu paljud uued taastuvenergia tootjad liituda soovivad. [22]

3.1.3 Taastuvenergiaallikate integratsioon ja mõju võrgule

Leedu elektrisüsteemi järgmise kümnendi areng on tugevalt määratud taastuvenergia kiire kasvuga. Arengukava prognooside kohaselt hüppab taastuvenergia tootmisvõimsus 2024. aasta umbes 2,7 GW tasemelt (330 kV võrku ühendatud RES) 2033. aastaks ligikaudu 13 GW-ni. See tähendab üle 10 GW lisavõimsust uutes päikese- ja tuuleparkides ühe kümnendi jooksul. Täpsemalt on 2033. aastaks oodatav installeeritud võimsus jaotatud järgmiselt: ~5,6 GW päikeseparke, ~5,17 GW maismaatuuleparke, ~1,4 GW meretuuleparke, lisaks ~0,2 GW bioenergia ja ~0,13 GW hüdroenergiat. Taoline mastaapne RES-i lisandumine esitab põhivõrgule suuri väljakutseid nii läbilaske, stabiilsuse kui ka juhtimise osas. [22]

- **Võrgusõlmed ja piirkonnad RES integratsiooniks:** Suur osa uuest taastuvenergiast koondub Leedu eri piirkondades vastavalt ressursipotentsiaalile. Lääne-Leedu rannikule ja meres toimub suur meretuuleparkide arendus (planeeritud 2×700 MW meretuuleparki), mille toodang jõuab maismaa võrgusõlme eeldatavasti Darbenai kaudu. Samuti on tuuliseimad maismaa piirkonnad läänes ja põhjas, mistõttu paljud suured maismaatuulepargid (100+ MW) on planeeritud just Loode-Leedusse ning põhja-keskossa. Litgridile on esitatud liitumistaotlusi mitmesajamegavatistest tuuleparkidest ka Kirde-Leedu suunal (Utena, Ignalina, Panevėžyse ümbrus), kus tuule ja biomassi ressursse plaanitakse ära kasutada. Päikeseenergia jaamad jagunevad laiemalt üle riigi, kuid suuremad arendused eeldavad häid liitumispunkte kesk- ja lõunaosas, kus tarbimine on suurem (nt Vilniuse ümbrus). Seetõttu näeb arengukava ette, et uus põhivõrgu infrastruktuur (nagu Darbenai, Mūša, Varduva alajaamad ja nendega seotud liinid) loob **lisavõimsust** just nendes sõlmpunktides, kuhu suured uued RES-projektid koonduvad. Näiteks on Darbenai ja Varduva sõlmede kaudu võimalik liita tuhandeid megavatte uusi tuuleparke Lääne-Leedus, ilma et olemasolevad 110 kV piirkondlikud võrgud üle koormataks. Samuti võimaldab Panevėžys–Mūša–Darbenai 330 kV ühendada Kirde-Leedusse planeeritavad suured tuulepargid nii, et nende tootlus saab sujuvalt suunduda kas Vilniuse piirkonna tarbimisse või vastupidisel juhul ülejäänud Läti ja Lääne-Leedu liinidele. [22]
- **Mõju võrgu stabiilsusele ja töökindlusele:** Suurte hajutatud tootmiskahtude lisandumine nõuab, et põhivõrk säilitaks stabiilsuse isegi muutuva tootmise ja voogude korral. Arengukavas rõhutatakse N-1

kriteeriumi täitmise tähtsust. Näiteks ilma Panevėžys–Mūša liiniga peaks suure osa Kirde-Leedu tuuleparkide energiast suunduma Vilniuse kaudu Lääne-Leetu ainult läbi lõunapoolsete teede, mis võiks tuua kaasa ülekoormusi Alytuse 330/110 kV trafodel ja ohustada varustuskindlust Vilniuse piirkonnas. [22]

Kokkuvõttes eristab 2033. aasta elektrivõrku 2024. aasta omast sise- ja välisühenduste tugevam võrgustik, uued strateegilised sõlmpunktid ning vana idasuunalise arhitektuuri asendumine lääne-põhja suunalise orientatsiooniga. See areng on selgelt näha jooniste 5 ja 6 võrdlusest – 2024. a võrk on palju lihtsama ehitusega ja tsentraliseeritum, 2033. a võrk aga komplekssem, peegeldades kümnenäendi jooksul tehtud investeeringuid ja strateegilisi uuendusi.

3.1.4 Elektritarbimise ja tippkoormuse kasvutrendid

Arengukava analüüsib põhjalikult ka elektri tarbimise kasvu ja tippkoormuse trende aastani 2033, tuginedes nii majandusarengule, elektrifitseerimisele kui ka konkreetsetele sektoriplaanidele. Prognoosid näitavad, et Leedu elektritarbimine kasvab järgneva kümnenäendi jooksul märkimisväärselt. Kui 2024. aastal oli lõpptarbimine ligikaudu 12 TWh aastas, siis 2033. aastaks on kogutarbimine (koos võrgukadudega) oodatavalt ~27,5 TWh ning lõpptarbimine ~25,5 TWh. See tähendab tarbimismahtude enam kui kahekordset kasvamist umbes kümnenäendi jooksul. Tarbimiskasvu veab eeskätt majanduse elektrifitseerimine laiemalt – fossiilkütuste asendamine RES allikatega erinevates valdkondades ning üldine majanduskasv ja elatustaseme tõus, mis suurendab elektri tarbimist. [22]

Tabel 2.5 Leedu elektrivõrgu üldandmed ja prognoos aastaks 2033 [22]

Näitaja	2023	Prognoos 2033
Elektritarbimine (TWh)	11,85	27,5
Tipukoormus (MW)	2100	3920
RES võimsus (MW)	2779	12496
Ülekandeliinide pikkus (km)	7299	8181
Alajaamade arv	241	265

Nagu tabelist ilmneb, kasvab Leedu süsteemi maksimaalne elektrivõimsuse nõudlus (tipukoormus) umbes 3920 MW-ni aastaks 2033. Võrdluseks on viimastel aastatel tipukoormus olnud ligikaudu 2000–2200 MW suurusjärgus, seega tähendab see tipukoormuse olulist suurenemist. Oluline on märkida, et antud 2033. a prognoositud tipukoormus ei sisalda vesiniku elektrolüüsi koormust, kuivõrd eeldatakse, et elektrolüsaatorid on majanduslikult mõistlikum välja lülitada tarbimise tiputundidel. Kui aga ka need oleksid arvestatud, võiks bruto-tipuvõimsus ületada isegi 5 GW piiri. Seetõttu on tarbimisprognoosides elektrolüüs jäänud n-ö eraldi juhtumina, mis tarbib pigem just siis, kui muidu on nõudlus madal. [22]

4 PSS/E MUDELI KOOSTAMINE

Leedu 330/110 kV elektrivõrgu mudel valmis PSS/e-33 e (*Power System Simulator for Engineering*) tarkvaras. PSS/e on Siemens PTI loodud tarkvara elektrivõrkude simuleerimiseks ja analüüsimiseks [23].

Tüüpilised kasutusalaad:

- Elektrivõrgu planeerimine ja laiendamine;
- Generaatorite, koormuste, alajaamade ja liinide modelleerimine;
- Võrgu töökindluse ja stabiilsuse kontroll (sh pärast häireid);
- Uute tootmisüksuste ja suurte tarbijate liitumiste analüüs.

PSS/e mudel koostati käesolevas töös OpenInfraMap tarkvara [7] abil käsitsi, s.t kõik 445 alajaama (programmimis *bus*) ja üle 500 liini sisestati ükshaaval programmi, tehes seda geograafilise täpsusega (mudel vastab ka tegelikule Leedu elektrivõrgu geograafilisele ülesehitusele). Kõik liinide pikkused mõõdeti käsitsi Google Maps'i abil – OpenInfraMap'is jälgiti liini trajektoori ning sellele toetudes teostati mõõtmised. Liinidele parameetrite sisestamiseks kasutati Microsoft Exceli abi, kus oli võimalik teostada käsuga *XLOOKUP* kõigi liinide arvutusi korraga. Pärast arvutusi oli võimalik kõik vajalikud suurused otse PSS/e-sse kopeerida. Seejärel sisestati korraga kõigile 110 kV alajaamadele koormused ja generaatorid. Hiljem eemaldati need haruliinidena kasutatavatelt *bus*'idelt, mis ei ole eraldi koormused ega tootmisüksused, vaid tähistasid mudelis liinide hargnevusi.

Koormuse ja generaatorite andmete sisestamisel tuli teha lihtsustusi, milleks kasutati Litgridi 10 aasta arengukava prognoose. Esmalt sisestati mudelisse Leedu välisühenduste ja soojuselektrijaamade tootmisvõimsused, mida on kokku 4495 MW:

1. Elektrėnai Elektriijaam

- **Asukoht:** Elektrėnai
- **Tüüp:** Kombineeritud tsükkel, gaas ja kütteõli
- **Võimsus:** ~1800 MW [4] [24]

2. Vilniuse TE-3 Elektriijaam

- **Asukoht:** Vilnius
- **Tüüp:** Kombineeritud soojus- ja elektritootmine (CHP), gaas
- **Võimsus:** ~360 MW [4] [24]

3. Kaunase CHP Elektriijaam

- **Asukoht:** Kaunas
- **Tüüp:** Kombineeritud soojus- ja elektritootmine (CHP), gaas
- **Võimsus:** ~170 MW [4] [24]

4. Mažeikiai CHP Elektriijaam

- **Asukoht:** Mažeikiai
- **Tüüp:** Kombineeritud soojus- ja elektritootmine (CHP), gaas
- **Võimsus:** ~160 MW [4] [24]

5. Panevėžyse CHP Elektriijaam

- **Asukoht:** Panevėžys
- **Tüüp:** Kombineeritud soojus- ja elektritootmine (CHP), fossiilkütus
- **Võimsus:** ~35 MW [4] [24]

6. Vilniuse Bioelektriijaam

- **Asukoht:** Vilnius
- **Tüüp:** Biomass, kombineeritud soojus- ja elektritootmine (CHP)
- **Võimsus:** ~70 MW [4] [24]

7. LitPol Link (Leedu–Poola)

- **Tüüp:** Ülekandeliin
- **Pinge:** 330 kV (Leedus), 400 kV (Poolas)
- **Võimsus:** 500 MW
- **Käivitusaasta:** 2015
- **Kirjeldus:** LitPol Link ühendab Leedu ja Poola elektrisüsteemid, võimaldades elektrenergia vahetust ning tugevdades piirkondlikku energiajulgeolekut. [24] [25]

8. NordBalt (Leedu–Rootsi)

- **Tüüp:** Allveekaabel (HVDC)

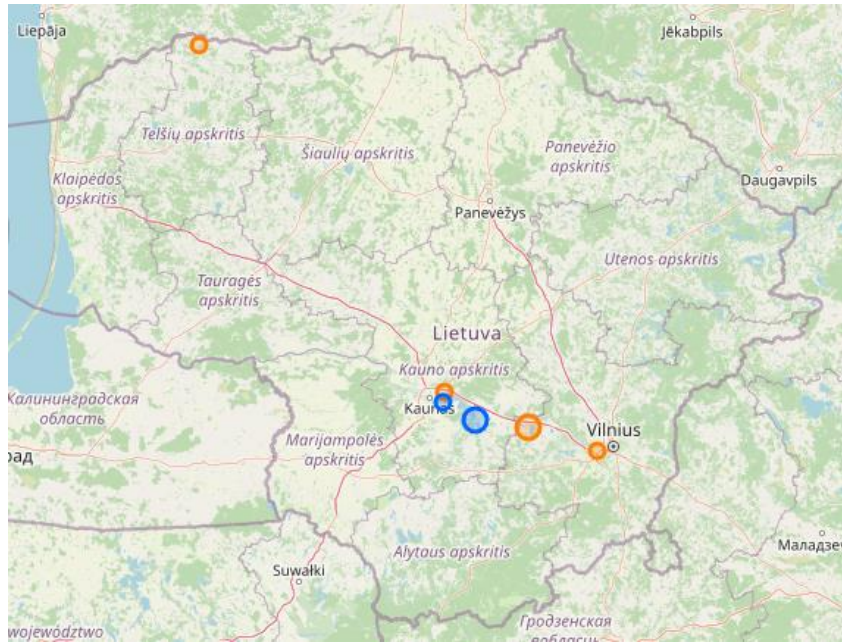
- **Pinge:** ±300 kV
- **Võimsus:** 700 MW
- **Pikkus:** 450 km
- **Käivitusaasta:** 2015
- **Kirjeldus:** NordBalt on Leedu ja Rootsi vaheline allveekaabel, mis võimaldab elektrienergia kaubandust Balti ja Põhjamaade turgude vahel ning suurendab varustuskindlust mõlemas piirkonnas. [24] [25]

9. Harmony Link (Leedu–Poola)

- **Tüüp:** Ülekandeliin
- **Pinge:** 220 kV
- **Võimsus:** 700 MW
- **Planeeritud käivitusaasta:** 2030
- **Kirjeldus:** Harmony Link on Leedu ja Poola vaheline planeeritav ülekandeliin, mis täiendab olemasolevat LitPol Linki ja suurendab ühendusvõimsust Euroopa mandriosa sünkroonalaga. [24] [25]

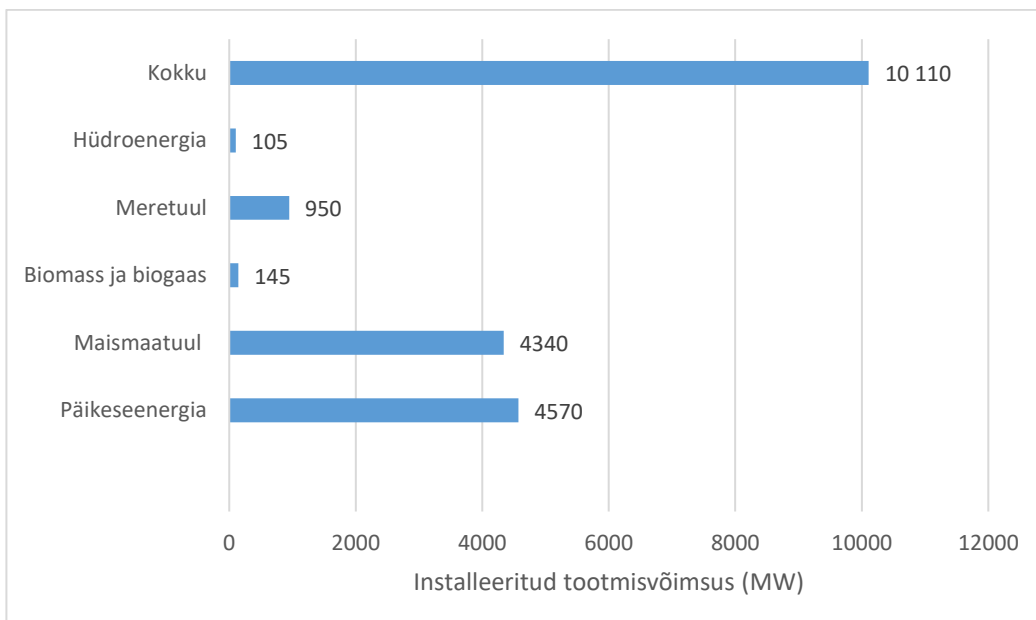
10. Ühendused Lätiga

- **Tüüp:** Ülekandeliinid
- **Pinge:** 330 kV
- **Kirjeldus:** Leedul on mitu 330 kV ühendust Lätiga, mis võimaldavad elektrienergia vahetust ja tugevdavad Balti riikide elektrisüsteemide koostööd. [4]



Joonis 2.7 Leedu soojuselektrijaamad [26]

Seejärel sisestati kõigile koormustele tarbimisandmed ning generaatoritele tootmisandmed. Litgridi andmetel on Leedu 2030. aasta tiputarbimine suurusjärgus 3920 MW [22] [4] ning installeeritud taastuvenergia tootmisvõimsus ligi 10 000 MW, vastavalt Joonisele 2.8 [22] [4]. Võrreldes soojusjaamadega on Leedu taastuvenergia tootmisüksused jaotatud ühtlasemalt üle võrgu, vastavalt Joonisele 2.6.



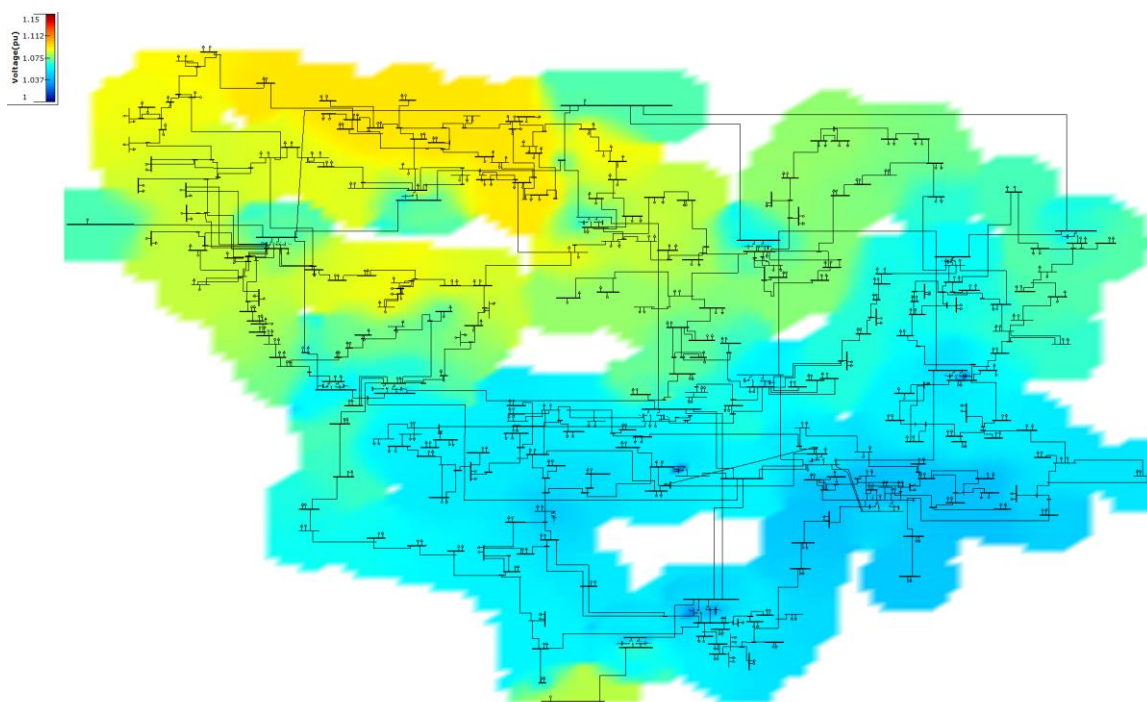
Joonis 2.8 Leedu installeeritud taastuvenergia tootmisvõimsused 2030. aasta prognoosi järgi liikide kaupa

Järgmiseks sisestati mudelisse 3 sünkroonkompensaatorit Telšiu, Alytus ja Neries alajaamadesse [2], 22 reaktorit ja 20 kondensaatorpatareid vastavalt Google Maps [28] *ariel view* abil tuvastatule ja Litgridi andmetele [2]. Generaatorid paigutati soojuselektrijaamade ja välisühendustena kasutatavatesse 330 kV alajaamadesse (10) ning ka 110 kV alajaamadesse (263). 263 koormust paigutati samuti 110 kV alajaamadesse [2].

Kui mudel oli valmis, s.t sisestatud olid kõik alajaamad, liinid ja nende parameetrid, koormused ja generaatorid ning muud seadmed, sai mudelit jooksutada ehk näha, millised pinged alajaamades on. Ühtegi häiringut ei tuvastatud ning pinged terves võrgus püsisid lubatud piirides.

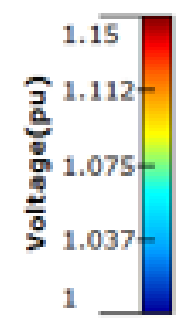
5 STSENAARIUMITE KOOSTAMINE

Pärast mudeli tööle saamist oli aeg langetada valik stsenaariumite osas, mida testida, ning valida ka fookuspõhine parameeter, milleks võeti pinge. Stsenaariumite analüüsimisel otsustati keskenduda just pingele, sest see on elektrisüsteemis üks olulisemaid parameetreid, mis määrab seadmete korrektse talitluse ja tarbijatele tarnitava energia kvaliteedi. Pinget tuleb hoida etteantud vahemikus, sest nii ala- kui ka ülepinge on elektrivõrgule ohtlikud. Erinevalt sagedusest, mis on kogu süsteemi ulatuses ühtne näitaja, on pinge lokaalne parameeter – iga alajaama või liini sõlmpunkti pinge võib erineda. Pinge tase sõltub tugevasti reaktiivvõimsuse voogudest ning koormuse ja tootmise paiknemisest võrgus. Kui kuskil võrgus langeb pinge alla taluvusvahemiku, võib kohalik rikkekoht kiiresti laieneda naaberladele (nt reaktiivvõimsuse defitsiidi tõttu). ENTSO-E juhistes rõhutatakse, et pingenõuete täitmine on elektrisüsteemi planeerimise ja käitamise seisukohalt kriitilise tähtsusega – suured pingehälbed võivad levida üle süsteemi ning halvemal juhul põhjustada ulatuslikke häireid või tootmismoodulite lahtilülitumist [26]. Teisisõnu, kui pinge kaldub normist oluliselt kõrvale, võib see häirida paljude seadmete tööd ja äärmuslikul juhul viia kogu süsteemi kollapsini. Seega on pingetaseme tagamine üks esmastest nõuetest elektrivõrgu töökindluse hindamisel.



Joonis 2.9 Leedu 330/110 kV elektrivõrgu PSS/e mudel normaaloludes

Joonise ülemises vasakus nurgas asub pingelegend, mis aitab mõista erinevaid värve:

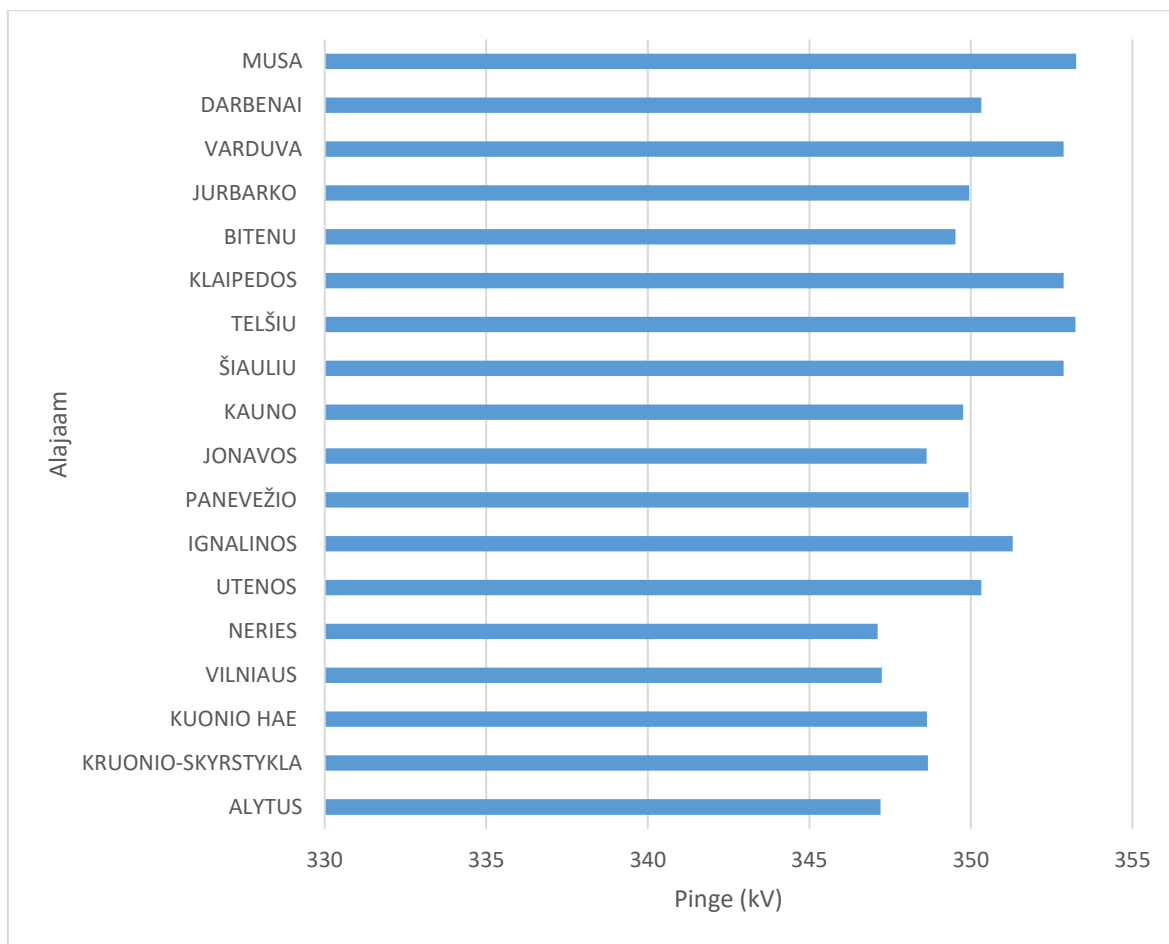


Joonis 2.10 PSS/e mudeli pingetasemete legend [27]

Igale värvile vastab kindel kordsus nimipingega. Näiteks võrgu keskel asuv helesinine osa tähistab alajaamadel pinget $330 * 1,056 = 348,5$ kV.

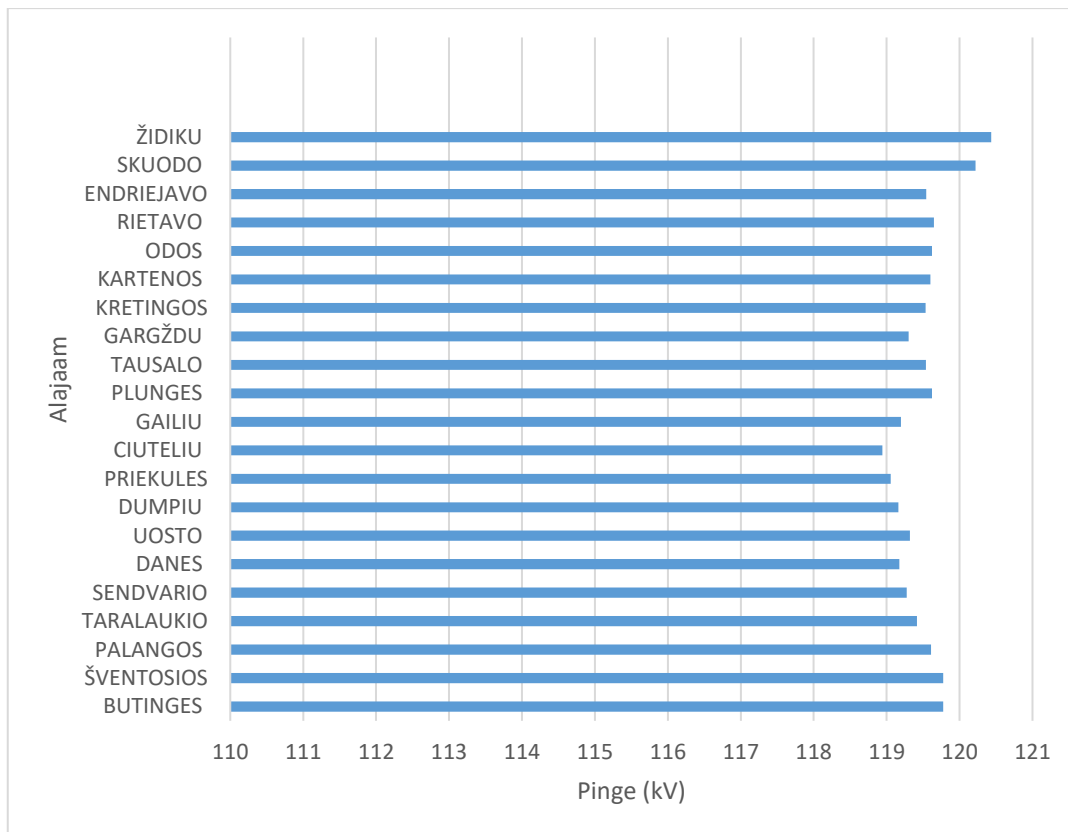
Pinge väärtus kummaski legendi otsas pole võrgu seisukohalt optimaalne. Punane värv tähendab, et pinge on tunduvalt kõrgem kui maksimaalselt lubatud (330 kV puhul on ülemine piir 363 kV, 110 kV puhul 121 kV). Ülepinge tekitab võrgus häiringuid ja seadmete rikkeid. Tumesinine värv tähendab, et pinge on täpselt nimipinge ehk vastavalt 330 või 110 kV. See näitab, et mudelis ei toimu loomulikke pingekõikumisi, mis tekivad tootmiste-tarbimiste muutumisest ja võimsusvoogude ümberjaotumisest, ning võib viidata mudeli ebakorrektssele ehitusele.

Jooniselt 2.9 ilmneb, et kõige lähedamal nimipingele on pinged Leedu kaguosas (kõige sinisem piirkond). Kõik 330 kV alajaamade pinged on väärtusega ~ 350 kV, mis on igati realistlik [28].



Joonis 2.11 Leedu elektrivõrgu 330 kV alajaamade pinged normaaloludes

Teistest piirkondadest eristub selgelt Loode-Leedu, kus pingetasemed on 110 kV alajaamades tunduvalt kõrgemad kui ülejäänud võrgus.



Joonis 2.12 Leedu loode piirkonna alajaamade pinged normaaloludes

Lähtudes Joonise 2.13 graafikust, siis pinged ei ole üheski alajaamas üle lubatud 121 kV, kuid on siiski tunduvalt kõrgemad Leedu 110 kV alajaamade keskmisest, mis oli 116,9 kV.

Tegemist on piirkonnaga, kus on palju individuaalseid 110 kV koormusi, eriti tupikalajaamasid, ning liinid on pikad ja alajaamade paigutus hõredam Leedu keskmisest. See tähendab, et liinide mahtuvus on samuti keskmisest suurem ning pingete normaalpiirides hoidmiseks peab kasutama reaktiivvõimsust tarbivaid reaktoreid. Liigse reaktiivvõimsuse korral liinidel ja alajaamades on oht pingete tõusmiseks üle lubatud piiride. Loode-Leedu regioonis on reaktiivvõimsust tarbivaid reaktoreid kõigest kolm: kaks tükki Klaipedos 330/110/10 kV alajaamas ning üks Telšiu 330/110/10 kV alajaamas.

5.1 Stsenaarium 1

Esimeseks loodavaks stsenaariumiks valiti talvine tipukoormus. Antud stsenaariumi puhul imiteeriti olukorda, kus Leedus on väga külm talveilm (nt 20 kraadi külma) ja taastuenergia toodang on sisuliselt olematu. Selleks võeti kõik taastuenergia allikatena kasutatavad generaatorid mudelis tööst välja ning töösse jäeti ainult Leedu soojuselektrijaamad ja välisühendused, kusjuures tarbimine oli maksimaalne. Talvise

tiputarbimise stsenaarium osutus valituks seetõttu, et ajalooliselt esineb Leedu elektrisüsteemis aasta suurim nõudlus just külmadel talveperioodidel. Talveõhtutel, kui temperatuurid on madalad ja elektriline küttekoormus kõrge, tõuseb tarbimine maksimumini, tekitades võrgule suurima koormuse. Litgridi 10-aastase arengukava kohaselt on tipukoormus kasvutrendis – kui 2023. aastal oli Leedu elektrisüsteemi maksimaalne nõudlus umbes 2100 MW, siis aastaks 2030 prognoositakse tipukoormuseks ligi 3920 MW. See märkimisväärne kasv (pea kahekordistumine) tuleneb elektrifitseerimise ja majanduskasvu trendidest ning tähendab, et võrk peab suutma taluda 2030. a. paiku üle kahe korra suuremat koormust võrreldes kümnendi algusega [29]. Tavise tiputarbimise stsenaarium on seega kriitilise tähtsusega, et hinnata, kas 330/110 kV ülekandevõrk on piisavalt tugev tagamaks tarbijatele elektrivarustus ka kõige kõrgema nõudluse tingimustes.

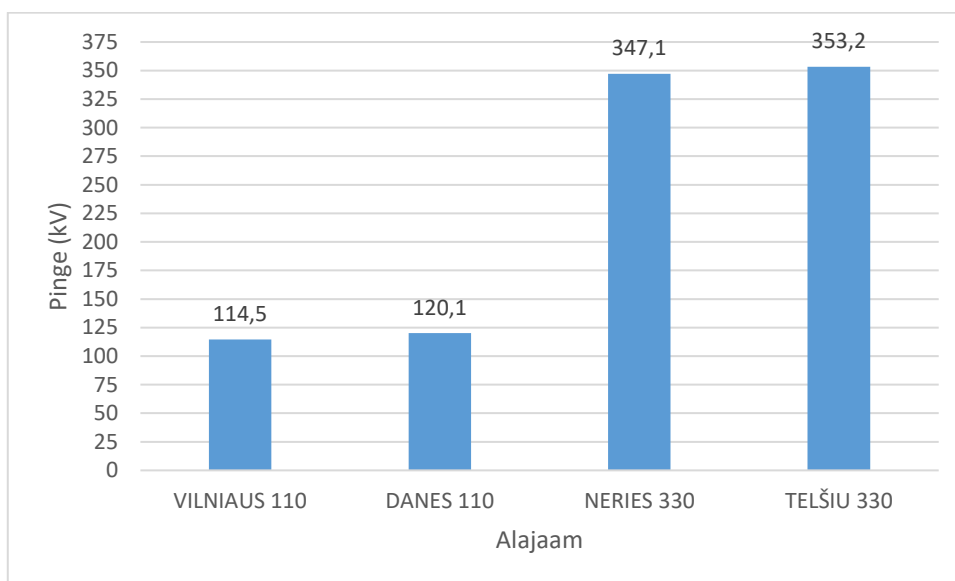
Võrgumudeli pingeanalüüsi seisukohalt võib talvine tipukoormus esile tuua võimalikud süsteemi kitsaskohad. Suure koormuse ehk suurte voolude korral võivad pinged võrgus langeda alla nimiväärtuse. Eeldada võib, et kõige suuremad pingelangud ilmnevad piirkondades, mis asuvad suurtest tootmisallikatest kaugel ning kuhu elektrienergia peab jõudma pikkade ülekandeliinide kaudu (nt Ida-Leedu 110 kV võrgusõlm või rannikuäärne Lääne-Leedu). Kui kohalik tootmine on piiratud (nt talvel on päikeseenergia panus väike ja tuulepargid ei pruugi alati täisvõimsusel töötada), peab suur tarbimine olema kaetud kas võrgusiseste traditsiooniliste elektrijaamade (nt Elektrėnai soojuselektrijaam) või impordi abil. Selline olukord koormab ülekandevõrku ning reaktiivvõimsuse vajadus kasvab – suure koormuse all tarbivad elektriseadmed reaktiivvõimsust, mis võib viia pingetasemete languseni, kui kompenseerivaid vahendeid napib. Talvise tipukoormuse analüüs võimaldab tuvastada, kas mõnes alajaamas võib pinge langeda ohtlikult madalale – see info on ülioluline planeeritavate võrgutugevduste (nt uute liinide, trafode) rajamise põhjendamiseks.

Stsenaariumi seireks jaotati võrgu koormuste vahel ära tipukoormus 3920 MW ning mittetaastuvallikate tootmisvõimsused 4500 MW. Koormusi ehk 110 kV alajaamasid oli mudelis 263, s.t sisestati $\frac{3902}{263} = 14,9$ MW iga koormuse kohta. Tootmisvõimsused jaotati vastavalt lk 25-27 loetletud elektrijaamade vahel.

5.1.1 Stsenaariumi tulemused ning analüüs

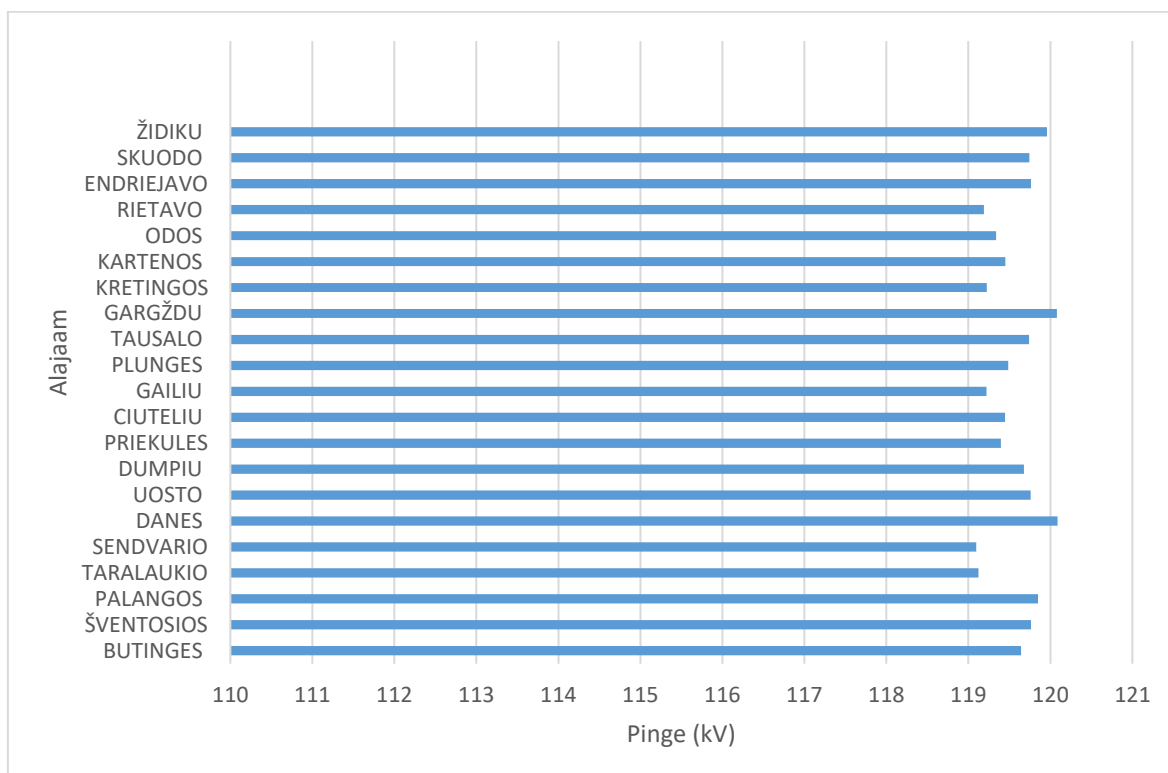
Stsenaariumi tulemusel säilis Leedu elektrivõrgu normaaltalitus, vastavalt Joonisele 2.9. Pinged ei langenud üheski alajaamas alla lubatud piiri, mis 330 kV puhul on 297 kV ja 110 kV puhul 99 kV. Järgnevalt tuuakse välja nii 110 kui ka 330 kV kõige madalama ja kõige kõrgema pingega alajaamad antud stsenaariumi puhul. Kõige madalam pinge 110 kV poolel oli Vilniause alajaamas, mis on ka vastavalt Joonisele 2.9 helesinist tooni,

ning kõige kõrgem Danes alajaamas Loode-Leedus. 330 kV pooltel oli pinge kõrgem samuti Loode-Leedus asuvas Telšiu alajaamas ning madalaim Neries alajaamas Leedu kirdeosas.



Joonis 2.13 Leedu 330/110 kV kõige madalama ning kõrgema pingega alajaamad talvise tipukoormuse korral

Tulemuste põhjalikumal analüüsil otsustati taaskord esile tuua Leedu loodeosa, kus olid juba normaaloludes ülejäänud võrgust kõrgemad pinged.

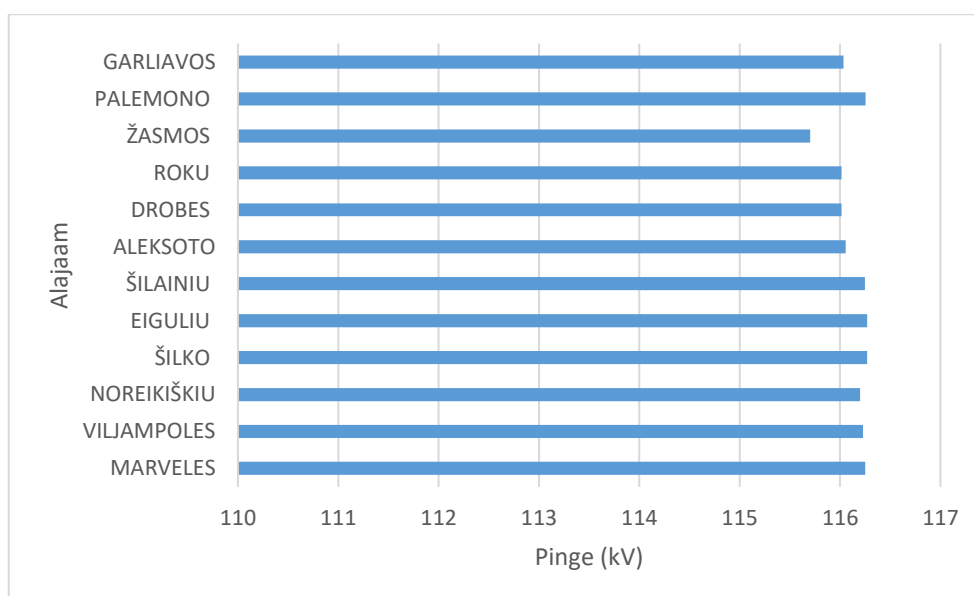


Joonis 2.14 Leedu loode piirkonna alajaamade pinged talvise tipukoormuse korral

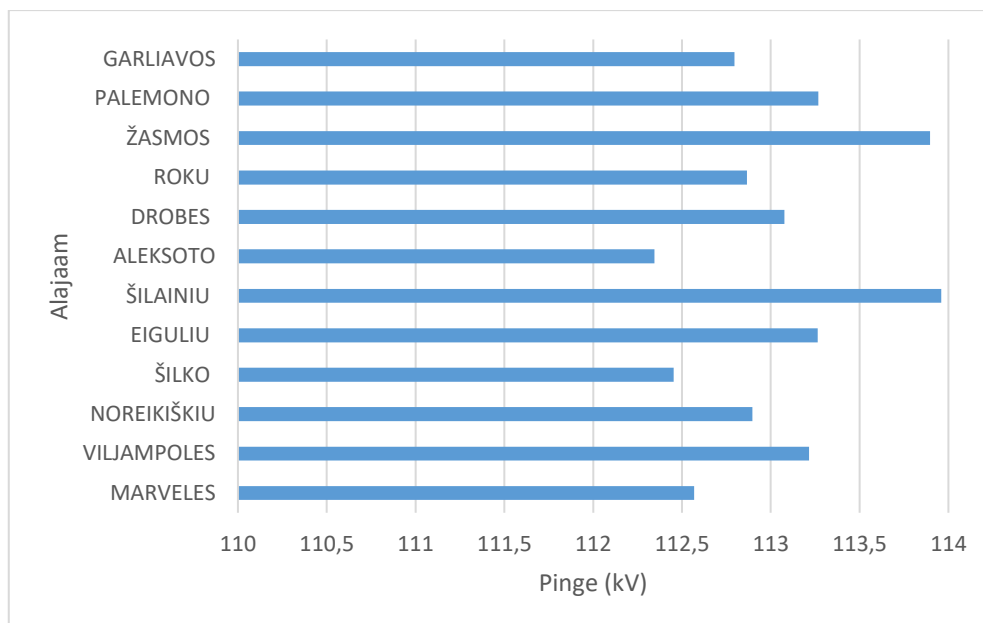
Antud stsenaariumi puhul ei toimunud pingetega võrreldes normaaloludega (vt Joonis 2.10) mingit märkimisväärset muutust – need püsisid endiselt lubatud piirides ning ühtlaselt 119-120 kV ümber. Sellest võib teha järelduse, et kuigi enamus soojuselektrijaamad paiknevad tihedalt koos Vilniuse ja Kaunase piirkondades (vt Joonis 2.8), suudavad need üheskoos välisühendustega tagada talvise tipukoormuse korral Leedu elektrivõrgu normaaltalitluse.

5.1.2 N-1 stsenaarium

Täiendavalt otsustati uurida ka N-1 stsenaariumi ehk olukorda, kus mõni oluline liin on näiteks rikke tõttu tööst väljas. Antud juhul valiti testitavaks 330 kV liin Kaunas – Elektrenai, sest see ühendab Leedu suurimat soojuselektrijaama ühe suurima ja olulisema tarbimiskeskusega. Eelduse kohaselt peaks liini katkestamine tekitama Kaunase ümbruse alajaamades pingelangu, sest vool peab olulise liini katkestamisel leidma hulgaliselt alternatiivseid teid.



Joonis 2.15 Kaunase piirkonna alajaamade pinged enne N-1 stsenaariumi käivitamist



Joonis 2.16 Kaunase piirkonna alajaamade pinged pärast N-1 stsenaariumi käivitamist

Kaunas – Elektrenai 330 kV liini katkestamise tagajärjel langesid selle piirkonna 110 kV alajaamade pinged tõepoolest, kuid jäid kenasti lubatud vahemikku ega langenud alla nimipinge. Järeldusena võib öelda, et kuna Leedu elektrivõrk on siiski terviklik ja 110 kV tugi on olemas, siis ka väga olulise 330 kV liini katkestamine ei tekita võrgus häiringuid.

5.2 Stsenaarium 2

Teiseks stsenaariumiks valiti vastupidine stsenaarium esimesele ehk suvine miinimumkoormus, mille korral on taastuenergia toodang maksimaalne, kuid tarbimine väga väike. Sellist olukorda on oluline analüüsida, kuna see esitab võrgule hoopis teistsuguse väljakutse: elektrivõrk peab toime tulema olukorraga, kus generaatorid (päikese- ja tuuleelektrijaamad) annavad välja maksimaalse võimaliku võimsuse, aga tarbimine on madal (nt nädalavahetuse hommikutunnid suvel, kui tööstuskoormus on väike). Leedu eesmärk on 2030. aastaks toota kohapeal rohkem elektrit kui tarbitakse [4], mis tähendab, et suvise tiputootmise hetkel võib riik olla netoeksportija. Stsenaarium imiteerib olukorda, kus elektrienergia voolab võrgus ebatavapärasel suunas – alajaamadest (tootmisallikatest) välja, mitte ainult suurtelt sõlmedelt tarbijatele – ning pinged võivad seetõttu mõnes sõlmpunktis hoopis tõusta tavapärasest kõrgemale.

Juba praegu on päikeselisel suvepäeval Leedu jaotus- ja ülekandevõrku ühendatud tuhandeid megavatte taastuenergiat – 1832 MW tuuleparke, 2408 MW päikeseparke,

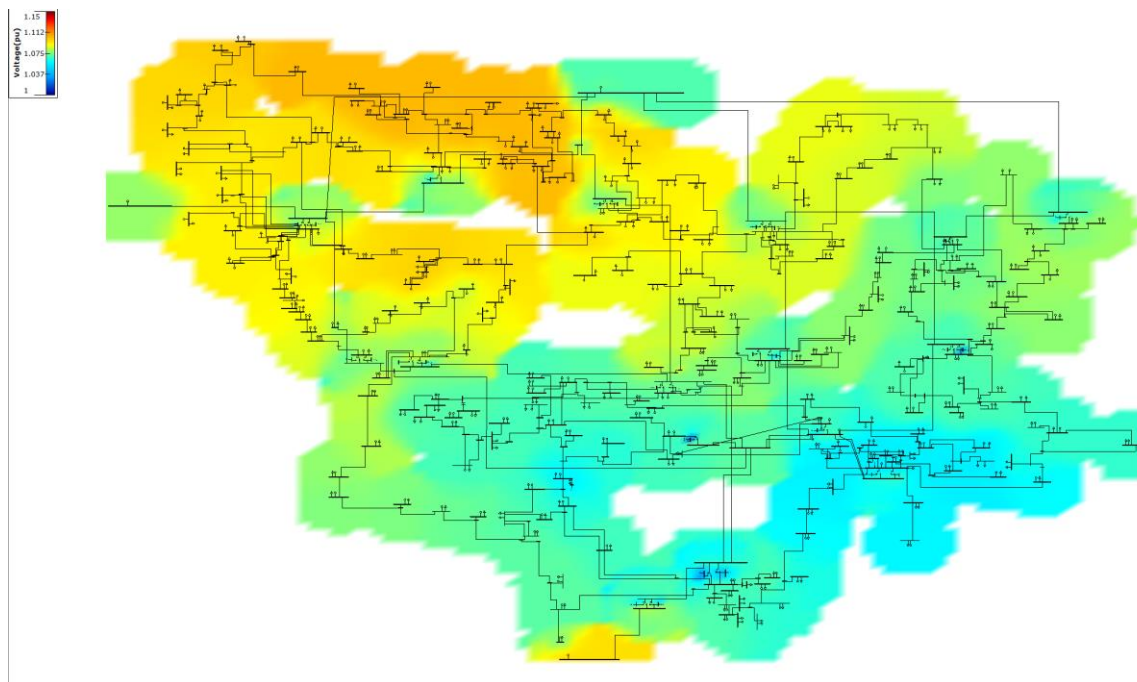
101 MW hüdroelektrijaamasid ning 161 MW biomassijaamasid [2]. 2030. a. plaanide kohaselt need arvud mitmekordistuvad.

Pingeanalüüsi aspektist võib suvise miinimumkoormuse stsenaarium tuua esile ülepinge riski teatud võrgupiirkondades. Eriti haavatav on eelmises stsenaariumis esile toodud Loode-Leedu, kus on pinged niigi veidi kõrgemad ning mis asub meretuuleparkide lähedal. Näiteks on veidi kaugemasse tulevikku planeeritud kaks meretuule parki Liivi lahte kogumahuga 1,4 GW [4], mis tähendab, et sealne piirkond on ka pärast 2030. aastat kriitilise tähtsusega. Kui suvisel miinimumkoormuse ajal taastuenergia pargid täisvõimsusel töötavad, suunatakse suur osa energiast 330 kV põhivõrku (nt Darbėnai ja Kretinga suund) [4], mis võib põhjustada ülepingeid kohalikus võrgus, kui energiat ei suudeta piisavalt kiiresti edasi kanda või naaberriikidesse eksportida. Sellises olukorras on liinidel väiksem koormus (vähem pingelangu) ning liigset reaktiivvõimsust tuleb kompenseerida. Võrguanalüüs peab tuvastama, kas on vajadus täiendavate pingereguleerimisvahendite järele – näiteks reaktorid reaktiivvõimsuse tarbimiseks. Litgrid on selle võrguosa haavatavusest teadlik ning algatanud seetõttu hulgaliselt arendusprogramme (vt peatükk 2.6). Kuna ka naaberriigid Eesti ja Läti plaanivad taastuenergia kasvu (nt Läti seab eesmärgiks vähemalt 800 MW tuulevõimsust 2030. aastaks [30] ja Eesti arendab võimalusel isegi mitu gigavatti tuuleparke samaks ajaks [31], siis on regionaalne kontekst oluline – Baltikumi ülekandevõrgud peavad ühiselt toime tulema võimaliku ületootmise perioodiga, kus näiteks kõik kolm riiki toodavad samaaegselt rohkelt tuule- ja päikeseenergiat. Selline stsenaarium on igati tõenäoline, kui suvisel ajal on Balti riikides sarnane ilm. Litgrid, Elering ja AST teevad koostööd taastuenergia integratsiooni alal, et tagada piiriüleste võrkude piisav läbilaskevõime ja vältida olukorda, kus ühes riigis tuleb taastuenergia tootmist piirata võrgu pudelikaelte tõttu [29]. Pudelikaela tekkimine on olukord, kus tootmine mingis piirkonnas ületab kohaliku tarbimist ning energia peab liinide kaudu naaberriiki liikuma, kuid kui üks liin või seade ei suuda sellist hulka energiat hallata, takerdub voolu edasi kandumine [29]. Näide pudelikaelast Leedu võrgus: läänerannikul Darbėnai piirkonnas planeeritakse suurt tuuleenergia tootmist. Kui selle piirkonna olemasolevad 330 kV liinid ei suuda kogu toodetud energiat Panevėžyse (suurim põhjasuund) või Vilniuse (suurim lõunasuund) poole edasi kanda, kujunevad need liinid võrgu pudelikaelaks. See oli ka põhjus, miks Litgrid planeeris uue 330 kV liini Darbėnai–Mūša–Panevėžys, et vältida tulevasi ülekoormusi ja võimaldada 1,4 GW meretuuleenergia integreerimine [22] (vt peatükk 2.6).

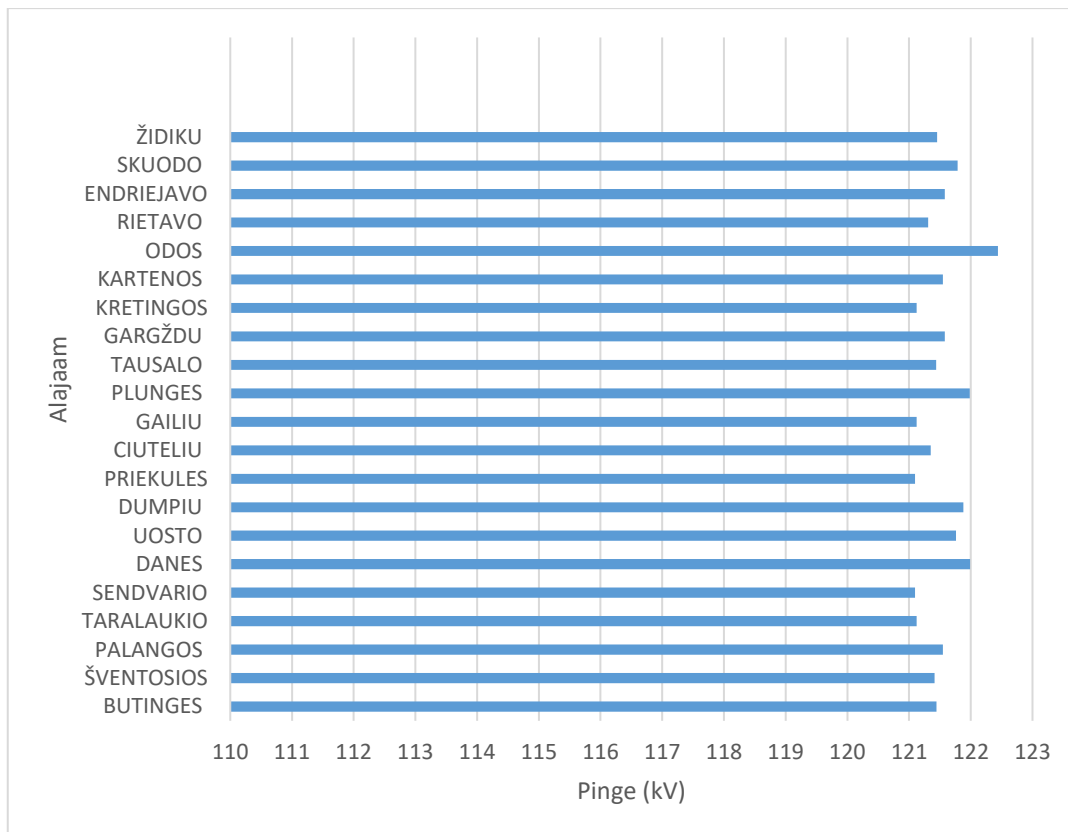
Antud stsenaariumi jaoks tehti eeldused, et taastuenergia tootmine on maksimaalne, s.t 10 100 MW [22], vastavalt Joonisele 2.8 ning tarbimine oli suvise miinimumi tasemel ehk ligikaudu 800 MW [22] [4]. Soojuselektrijaamad lülitati tööst välja ning ülejäänud

generaatorite (271 tk) vahel jaotati 10 100 MW tootmine võrdselt ehk $\frac{10\,000}{271} = 36,9$ MW iga generaatori kohta. Samasugune jaotus tehti 800 MW tarbimise ning 263 koormusega: $\frac{800}{263} = \sim 3$ MW.

5.2.1 Stsenaariumi tulemused ning analüüs



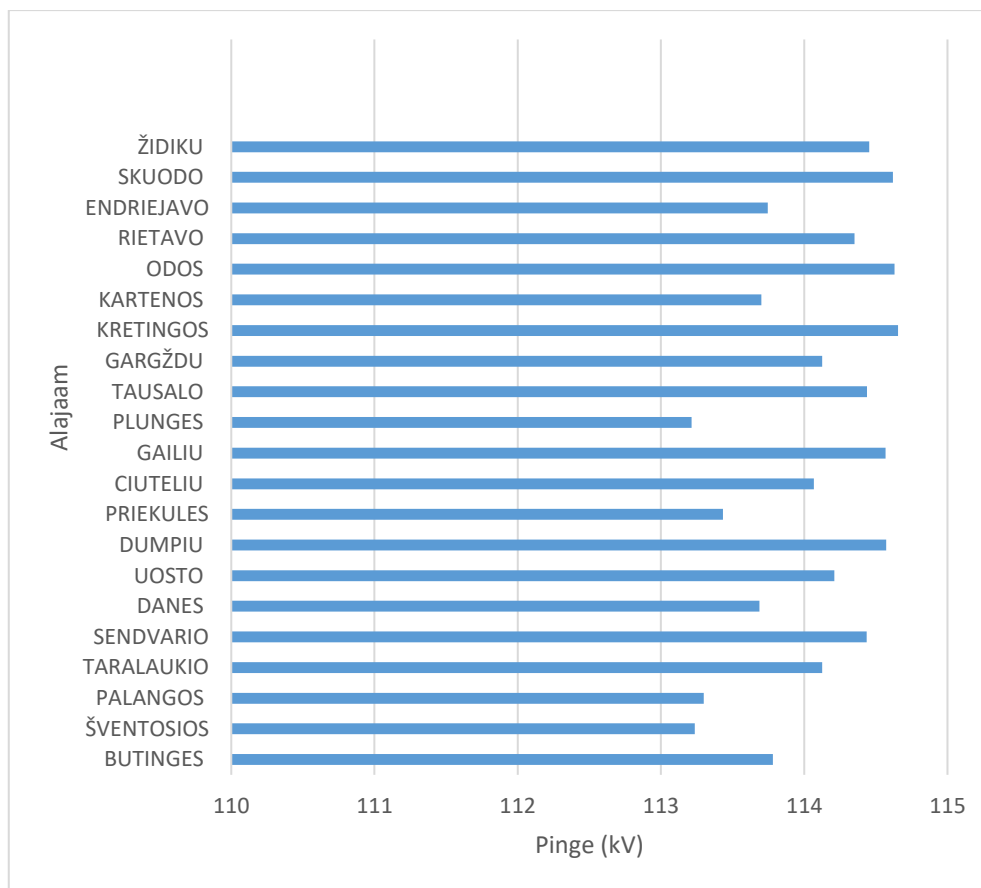
Joonis 2.17 Leedu elektrivõrgu PSS/e mudel suvise miinimumkoormuse stsenaariumi korral
Allpool on toodud juba tuttavate Loode-Leedu 110 kV alajaamade pinged.



Joonis 2.18 Leedu loode piirkonna alajaamade pinged suvise miinimumkoormuse korral

Analüüsimiseks said valitud just sellised alajaamad, sest need jäid mudelis oranži alasse, vastavalt Joonisele 2.9, ehk moodustasid Loode-Leedu ülepinge piirkonna. Autor ei pidanud vajalikuks eraldi 330 kV alajaamade pingeid siinkohal välja tuua, sest reaktorite toel püsis pinge neis alajaamades kenasti lubatud piirides.

Nagu jooniselt ilmneb, ei pea võrk antud ületootmise tingimustele vastu – pinged ületavad Loode-Leedus lubatud 121 kV piiri. Lähtudes käesoleva ning ka talvise tipukoormuse stsenaariumi algtingimustest on selge, et Loode-Leedus on vaja pingetasemete stabiliseerimiseks võrgutalitlust optimeerida. Põhilised selle piirkonna probleemid on lahti seletatud eelneva stsenaariumi analüüsis (vt lk 22). Üks võimalik lahendus oleks parandada võrgu topoloogiat ehk paigutada alajaamasid ühtlasemate vahedega ning vähendada liinide pikkuseid. See nõuaks aga väga suuri investeeringuid nii ajaliselt kui ka rahaliselt. Töö autor näeb võimaliku alternatiivina paigaldada Loode-Leedu piirkonda üks reaktiivvõimsust tarbiv reaktor. Järgnevalt paigutatigi Miglos 110 kV alajaama üks 50 Mvar reaktor.

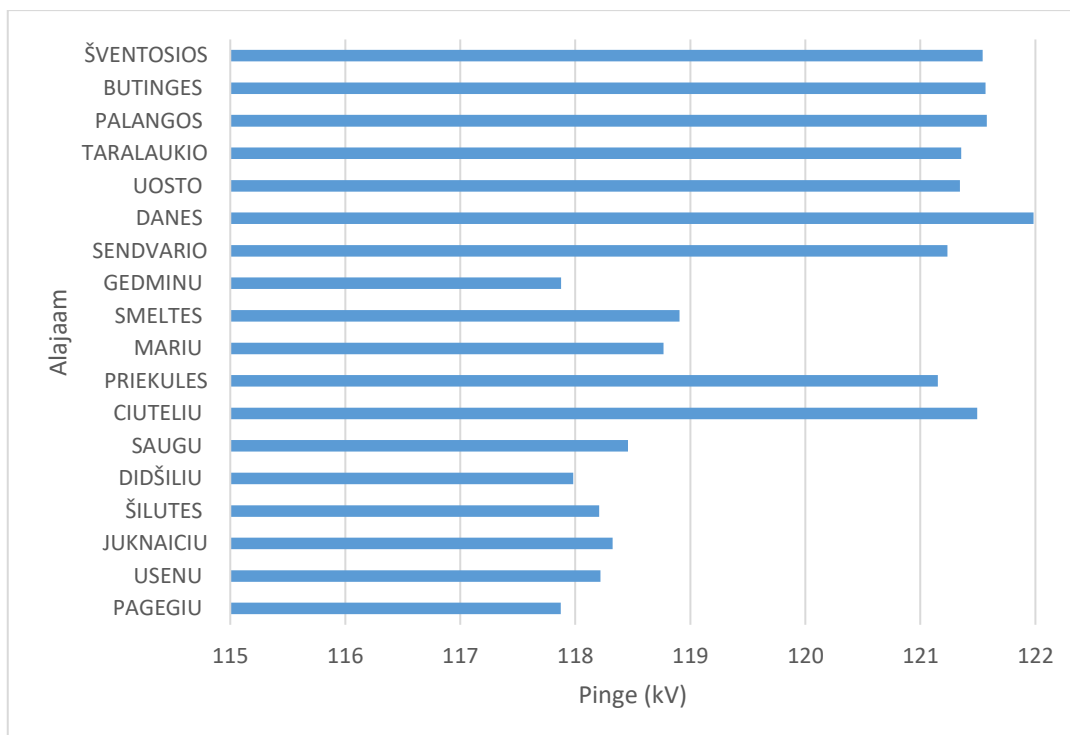


Joonis 2.19 Leedu loode piirkonna alajaamade pinged suvise miinimumkoormuse korral pärast reaktori lisamist Miglos 110 kV alajaama

Jooniselt järeldub reaktori efektiivne mõju pingete ühtlustamisele Loode-Leedu piirkonnas. Pinged jäävad kõik ilusti lubatud vahemikku. Üksiku reaktori lisamine alajaama on ka tunduvalt odavam kui võrgu topoloogia muutmine, mistõttu peab lõputöö autor seda kõige tõhusamaks lahenduseks Loode-Leedu pingete optimeerimisel. Seda enam, et just loode piirkonna kaudu liidetakse tulevikus suurim hulk uusi taastuenergia tootmisvõimsusi.

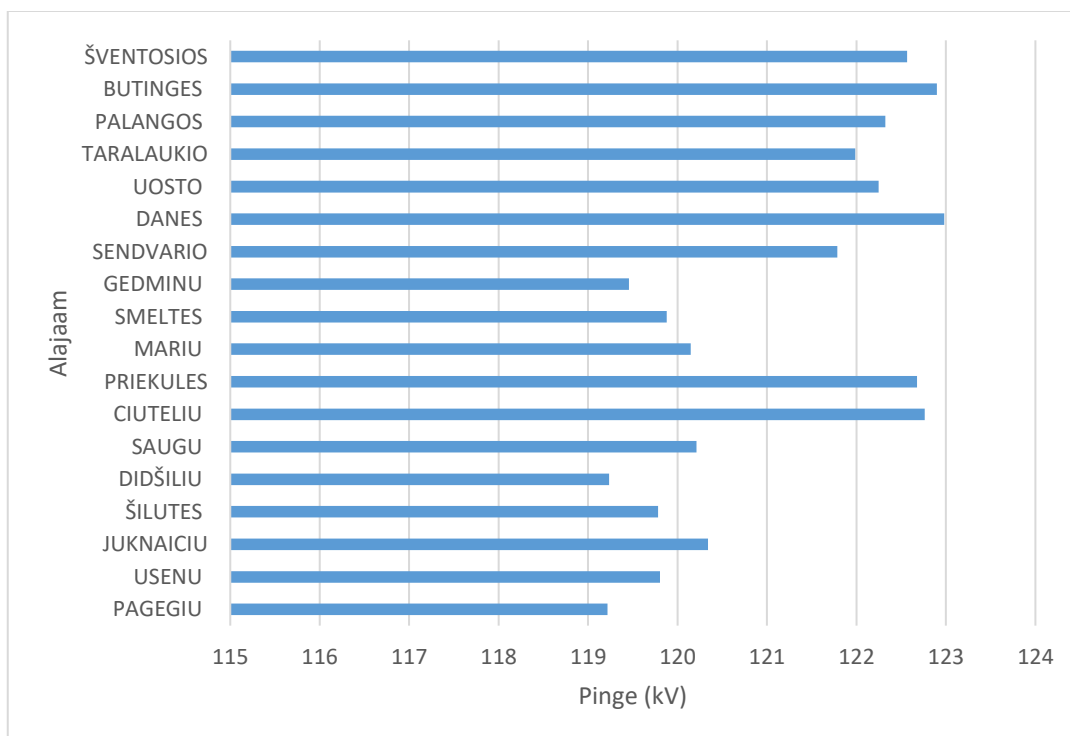
5.2.2 N-1 stsenaarium

Sarnaselt eelmisele otsustati ka sedapuhku vaadelda N-1 mõju võrgutalitlusele. Liiniks valiti Litgridi arengukava kohaselt Darbenai–Varduva–Mūša 330 kV, sest see on peamine varustusliin, mis ühendab Lääne-Leedu tuuleenergia tootmisüksusi sisemaaga. Kuna antud stsenaariumi puhul on tarbimine väga madal ja taastuenergiat toodetakse täisvõimsusel, eeldatakse vastupidiselt eelmisele stsenaariumile seekord hoopis pingete tõusmist Leedu lääneranniku alajaamades – seda enam, et suvise miinimumkoormuse puhul olid pinged niikuinii üle lubatud piiride.



Joonis 2.20 Leedu lääneranniku alajaamade pinged enne N-1 stsenaariumi käivitamist

Tavapärasest suuremad erinevused pingete vahel tulenevad sellest, et osad lääne piirkonna alajaamad asuvad Loode-Leedu mõjuualas.



Joonis 2.21 Leedu lääneranniku alajaamade pinged pärast N-1 stsenaariumi käivitamist

Tulemused olid ootuspärased ja loogilised – pinged igas alajaamas tõusid veelgi enam üle lubatud piiride. N-1 stsenaarium antud tingimustes rõhutab Leedu loodepiirkonna puudujääke optimaalse talitluse tagamisel.

5.3 Stsenaarium 3

Viimaseks stsenaariumi loomisel otsustati lähtuda Litgridi 10 aasta arengukavas esitatud vesiniku osakaalu märkimisväärsest kasvust elektrivõrgus. Vesinikku käsitleti antud stsenaariumis tarbijana.

Litgridi arengukava järgi on aastaks 2030 Leedus planeeritud elektrolüüsi koguvõimsus umbes 1,3 GW. See tähendab, et vesinikutarbijad (elektrolüsaatorid) võivad realselt elektrivõrgust tarbida kuni 1300 MW koormust.

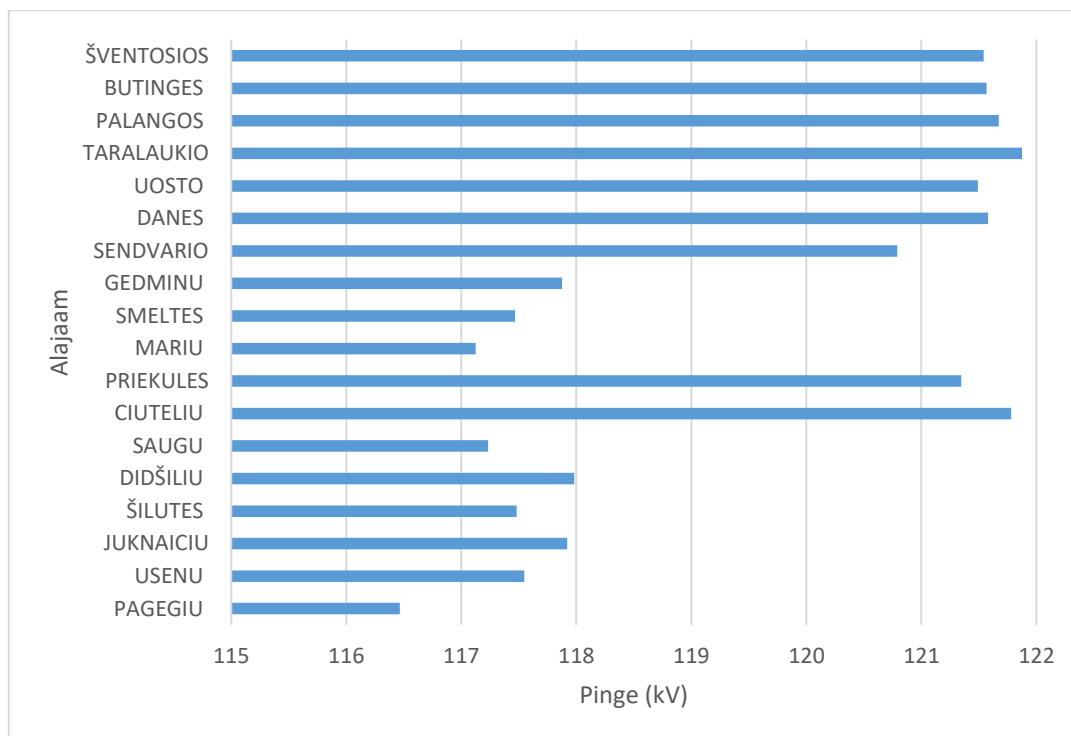
Arengukava näeb ette, et elektrolüsaatorid paiknevad peamiselt läänerannikul – piirkondades, kus on palju taastuenergia tootmist. See võimaldab neil kasutada otseselt päikese- ja tuuleenergiat, vähendades vajadust kaugemalt elektri edastamiseks ja aidates tasakaalustada võrku suvise taastuenergia ületootmise korral. Selline paigutus lihtsustab vesiniku võrguga liitmist, sest suurlinnade läheduses asuvad alajaamad on sageli juba ülekoormatud ning võimetud laienema ja uusi ühendusi looma.

Vesinikutarbijate roll Leedu elektrivõrgus võib aastaks 2030 olla märkimisväärne koormusallikas. Kui kõik 1,3 GW elektrolüsaatoritest töötavad korraga, moodustaks see umbes 33% Leedu 2030. aasta tipukoormusest (3920 MW). Litgrid rõhutab, et vesinikutarbimine ei ole stabiilne baaskoormus, vaid paindlik koormus, mida saab rakendada abivahendina võrgutasakaalu saavutamiseks: kui taastuenergiat on üle, saavad elektrolüsaatorid koormust tõsta; kui võrgus on defitsiit, saavad nad tarbimist piirata või seiskuda. Seetõttu sobivad nad hästi nõudluse juhtimiseks ja võrgu pingetaseme stabiliseerimiseks.

Antud katse puhul jagati lisaks taastuenergia toodangule Leedu läänepiirkonna 18 alajaama vahel võrdselt ära 1300 MW vesiniku tarbimist: $\frac{1300}{18} = 72,2$ MW. Ülejäänud mudeli koormused ($263 - 18 = 245$ tk) seadistati suvise maksimumi peale, mis on hinnanguliselt 3100 MW, s.t $\frac{3100}{245} = 12,7$ MW [22]. Eeldati, et ülepinge tekkimise risk läänerannikul maandatakse vesiniku tarbimisüksustega ning pinged püsivad kenasti lubatud piirides – uus tarbimisüksus võib aidata tuua pingeid just vastupidi rohkem alla ülemise kriitilise piiri, s.t 121 kV.

5.3.1 Stsenaariumi tulemused ning analüüs

Antud stsenaariumi puhul analüüsiti samamoodi Lääne-Leedu alajaamade pinget nagu stsenaarium 2 N-1 puhul. Pingete algseis on toodud joonisel 2.13.

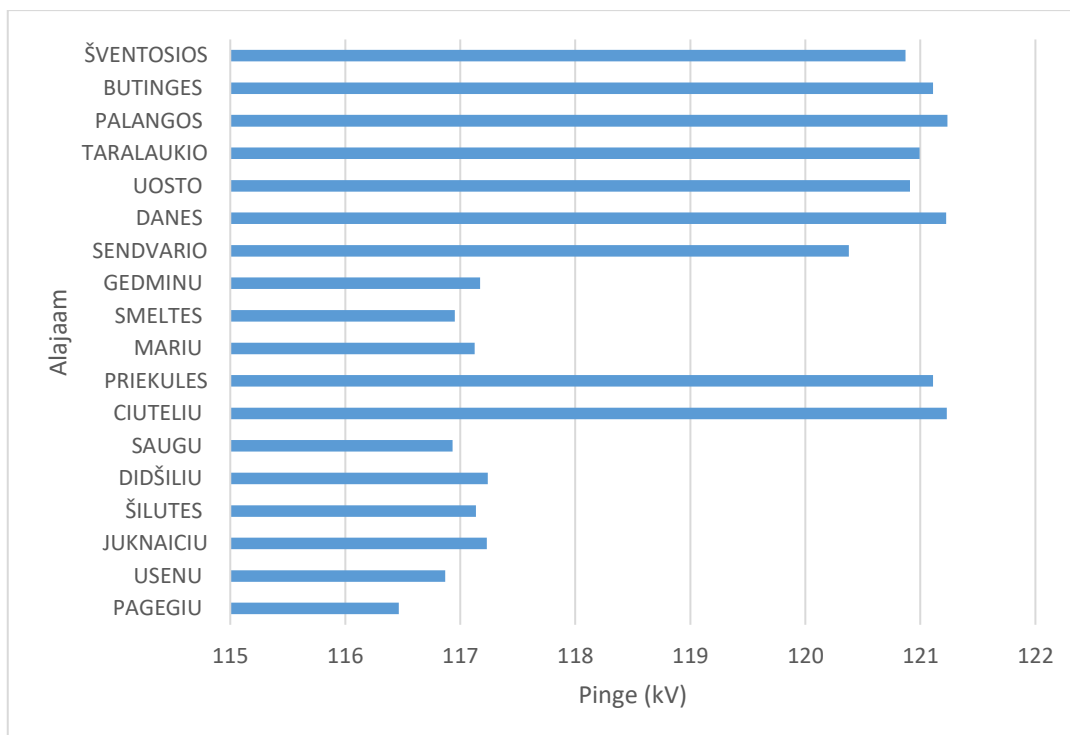


Joonis 2.22 Leedu lääneranniku alajaamade pinged pärast vesiniku tarbimisüksuste lisamist

Tulemustest järeldus, et kui taastuenergia töötab suvise maksimumi ajal täisvõimsusel ning vesinikuüksused asuvad enam-vähem samas piirkonnas, suudavad kohalikud elektrolüüserid tarbida taastuenergia ülejääki, kuid mitte piisavalt, et kõikide alajaamade pinged lubatud piiridesse langetada.

5.3.2 N-1 stsenaarium

Seekordseks katkestatavaks liiniks valiti Kruonis – Bitenai 330 kV. See on ühendussõlm Lääne-leedus, kuhu on plaanitud hulgaliselt uusi RES liitumisi. Liini katkemise korral tuleb Bitenai piirkonna tarbimine katta alternatiivsete ühenduste kaudu (nt Darbenai-Klaipeda või LitPol). Eeldati, et pinged alajaamades langevad veidi, kuid sarnaselt eelnevate stsenaariumitega pole muutused eriti märkimisväärsed ja teatud alajaamades püsivad pinged lubatud piiridest väljas. Pingete algseis on toodud joonisel 2.14.



Joonis 2.23 Leedu lääneranniku alajaamade pinged pärast N-1 stsenaariumi käivitamist

Vastavalt hüpoteesile on hulgaliselt alajaamasid, kus pinge ei lange alla 121 kV.

6 JÄRELDUSED JA TULEVIKU-UURINGUD

Kokkuvõtvalt saab öelda, et Leedu 330/110 kV elektrisüsteem on küllaltki hästi tasakaalustatud. N-1 stsenaariumid andsid kinnitust, et ka ühe olulise 330 kV liini katkemine ei häiri võrgutalitlust suurel määral ning puudub otsene oht ahelikete tekkeks. Suurimaks proovikiviks võrgu optimeerimisel on Loode-Leedu piirkond, kus on normaaloludes pinged kõrgemad ning seetõttu ka haavatavamad suurtele võrgumuutustele – suvise miinimumtarbimise stsenaariumi korral väljusid pinged lubatud piiridest. Siiski on lootust võrgutalitluse järk-järguliseks paranemiseks, sest suur osa Litgridi 10 aasta arengukava projektidest on suunatud just selle võrguosa tugevdamisele, näiteks ka stsenaarium 2 puhul mängu tulnud 330 kV liin Darbenai–Varduva–Mūša, mis ühendab Lääne-Leedu tootmisüksuseid sisemaaga [22].

Vastavalt Leedu elektrivõrgu N-1 stsenaariumite vastupidavusele liinide katkestamise korral, võiks tulevikus analüüsida N-1 stsenaariume kõikide elementide väljalülitamisel. Töö autor näeb võimalike tulevikusuundadena veel näiteks ajaliselt muutuvate protsesside modelleerimist, näiteks sagedusanalüüs. See annaks võimaluse modelleerida ekstreemume nagu õhtune tipukoormus + vesinikutarbijate aktiveerumine, suurte tootmisüksuste (suured tuulepargid) seiskumist või elektriimpordi kadumist, näiteks Poola ühenduse katkemine. Lisaks võiks süvitsi uurida põhivõrgu seadmete (nt reaktorid või uuem FACTS) rolli võrgu stabiliseerimisel. Kuna töös käistleti vesinikku tarbijana, siis kindlasti oleks uus lahendus simuleerida vesinikul põhineva elektritootmise mõju võrgule.

KOKKUVÕTE

Käesolevas bakalaureusetöös koostati Leedu 330/110 kV elektrivõrgu PSS/e mudel, mille alusel analüüsiti võrgu püsitalitlust kolmes erinevas stsenaariumis. Töö käigus viidi ellu järgmised ülesanded: koguti elektriliinide parameetrid ja valiti sobivad juhtmetüübid ning kaablid; koostati elektrivõrgu topoloogiline mudel vastavalt OpenInfraMapile ja Google Mapsile; sisestati tootmis- ja tarbimisandmed vastavalt Litgridi arengukavale; modelleeriti kolm võrgustsenaariumit ning vastavad N-1 olukorrad; hinnati Leedu elektrivõrgu võimekust suuremahulise taastuenergia lisandumiseks, võrgupingete vastavust standarditele ning soovitati optimeerimismeetmeid.

Esimeses stsenaariumis simuleeriti talvist tipukoormust, mille käigus taastuenergia tootjad olid tööst eemaldatud ja kogu koormus kanti soojuselektrijaamadele ja impordile. Tulemused näitasid, et kuigi koormused olid kõrged, suudab elektrivõrk talitleda korrektselt ning pinged ei lange lubatud piiridest madalamale.

Teises stsenaariumis hinnati olukorda, kus taastuenergia toodab maksimaalselt, ent tarbimine on suvine miinimum. Pinged tõusid üle lubatud piiride eelkõige Loode-Leedus, kus lisanduv taastuenergia tekitab lokaalseid ülepingsetatud piirkondi. Probleemi lahendamiseks pakuti võimaluseks reaktiivvõimsust tarbivate reaktorite lisamist.

Kolmandas stsenaariumis lisati elektrivõrku 1300 MW vesiniku elektrolüsaatorite koormust, mis hajutati Lääne-Leedu alajaamadesse. Vesinikutarbijate roll elektrivõrgus on tasakaalustav, aidates pingeid normaliseerida suvise ületootmise tingimustes. Samas tuleb arvestada, et vesinikutarbimine on paindlik ja dünaamiline ning vajab seetõttu pidevat koordineerimist tootmisega.

Lõputöö tulemusel loodi toimiv, testitud ja realistlik Leedu elektrivõrgu mudel, mille abil on võimalik hinnata võrgu püsitalitlust 2030. aastal suuremahulise lokaalse taastuenergia tootmise tingimustes. Mudel võimaldas välja selgitada probleemsed piirkonnad ja tuua välja konkreetset soovitusi võrgu optimeerimiseks.

Selgus, et Leedu 330/110 kV elektrivõrk suudab tagada korrapärase talitluse, kuid teatud piirkonnad (nt Loode-Leedu) vajavad võrgu täiendavat optimeerimist. Suurimad pingeprobleemid tekkisid ületootmise olukorras, mis on tänapäeva elektrivõrkudele üha olulisemaks väljakutseks. Samuti tuleb vesiniku liitmine planeerida paralleelselt taastuenergia tootmisüksustega, sest vanemad suurte alajaamadega ühendatud liinid on juba liiga koormatud. Vesinikutehnoloogia integreerimine võimaldab tulevikus tugevdada võrgu paindlikkust, kuid selle reaalne rakendamine nõuab lisaks tehnoloogilistele lahendustele ja planeerimisele ka tõhusaid juhtimisstrateegiaid.

Töö käigus jäi väljapoole fookust ajaliselt muutuvate protsesside dünaamiline modelleerimine (nt sagedusanalüüs), samuti sügavama detailsusega põhivõrgu

seadmete (nt FACTS) roll võrgu stabiliseerimisel. Edasistes modelleerimistes võiks keskenduda nende aspektide uurimisele, samuti vesinikul põhineva elektritootmise mõju simuleerimisele.

Autor hindab töö tulemusi edukaks ning leiab, et koostatud mudel on heaks aluseks edasistele simulatsioonidele, eriti arvestades Leedu elektrivõrgu prognoositavat kiiret arengut ning taastuenergia ulatuslikku lisandumist.

SUMMARY

This bachelor's thesis presents the development of a PSS®E model for the Lithuanian 330/110 kV electricity transmission network. Based on this model, the steady-state performance of the system was analyzed under three distinct scenarios. The following tasks were carried out: electrical line parameters were collected, and suitable conductor types and cables were selected; the topological network model was constructed using OpenInfraMap and Google Maps; production and consumption data were entered in accordance with Litgrid's development plan; three operational scenarios and corresponding N-1 contingencies were simulated; the network's capability to integrate large-scale renewable energy was assessed, along with compliance of voltage levels with standards, and optimization measures were proposed.

In the first scenario, a winter peak load situation was simulated, where renewable generation was assumed to be unavailable, and the entire load was covered by thermal power plants and electricity imports. The results demonstrated that, despite high loading, the network operated within permissible voltage limits.

The second scenario analyzed a summer minimum load period combined with maximum renewable energy output. In this case, overvoltages exceeding the permitted limits were observed, particularly in northwestern Lithuania, where local oversupply led to voltage rises. The installation of shunt reactors was proposed to mitigate this issue by absorbing excess reactive power.

In the third scenario, 1300 MW of hydrogen electrolyzer load was introduced across substations in western Lithuania. Hydrogen demand acted as a balancing factor by helping to normalize voltage levels under conditions of renewable overgeneration. However, it was also noted that hydrogen consumption is inherently flexible and dynamic, requiring continuous coordination with production.

As a result of the thesis, a functional, validated, and realistic model of the Lithuanian transmission system was developed, enabling the assessment of steady-state operation under projected 2030 conditions involving extensive local renewable energy generation. The model helped identify critical areas and supported the formulation of specific recommendations for grid optimization.

It was concluded that the Lithuanian 330/110 kV network is capable of maintaining stable operation under various conditions, though certain regions—particularly northwestern Lithuania—require further reinforcement. The most significant voltage challenges occurred during overproduction scenarios, highlighting a key emerging issue for modern power systems. In addition, the integration of hydrogen loads should be strategically planned alongside renewable generation units, since older transmission corridors linked to major substations are already heavily utilized. Hydrogen technologies

can enhance grid flexibility in the future, but their successful deployment will depend not only on technical and planning solutions, but also on effective control strategies.

The thesis did not cover time-domain dynamic processes such as frequency stability analysis, nor the detailed role of high-voltage support equipment like FACTS devices in grid stabilization. Future research should focus on these aspects, as well as modeling hydrogen-based electricity generation and its system-level impacts.

The author considers the results of this thesis successful and believes that the developed model provides a strong foundation for further simulation studies, particularly in light of the projected rapid transformation of the Lithuanian power system and the substantial increase in renewable energy integration.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] AST, "Application for the Initial Environmental Impact Assessment of the Intended Action "The Construction of the 330 kV Electricity Transmission Line Ventspils (LV) – Brocēni (LV) – Varduva/Telšiai (LT) on the Territory of Latvia", " Riga, 2024.
- [2] Elering, "Eesti elektriülekandevõrgu arengukava 2025-2034," [Online]. Available: <https://www.elering.ee/sites/default/files/2025-01/Eesti%20elektriülekandevõrgu%20arengukava%202025-2034.pdf>. [Accessed 3 April 2025].
- [3] Elering, "Technical principles and solutions of the electrical installations of the transmission system operator," Tallinn, 2019.
- [4] "Litgrid," 12 March 2025. [Online]. Available: <https://www.litgrid.eu/index.php/grid-development/standard-technical-requirements/power-transmission-lines/400-110-kv-voltage-range-overhead-lines-/31106>. [Accessed 20 March 2025].
- [5] "Google Maps," [Online]. Available: https://www.google.com/maps/@54.760456,24.2671102,3a,75y,247.48h,92.72t/data=!3m7!1e1!3m5!1s7yU_DRChRmEywKvOhjlG7A!2e0!6shttps:%2F%2Fstreetviewpixels-pa.googleapis.com%2Fv1%2Fthumbnail%3Fcb_client%3Dmaps_sv.tactile%26w%3D900%26h%3D600%26pitch%3D-2.7165062. [Accessed 26 February 2025].
- [6] "Open Infrastructure Map," [Online]. Available: <https://openinframap.org/#6.83/55.149/24.035>. [Accessed 20 February 2025].
- [7] H. Manninen, "„AEK0220 Elektrisüsteemid (Sügis 2023),“ Loengukonspekt, 2024. [Võrgumaterjal].," [Online]. Available: <https://moodle.taltech.ee/course/view.php?id=33006>. [Accessed 1 February 2025].
- [8] e. i. Tallinna Tehnikaülikool, "Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs (WAMPAC)," Elering, Tallinn, 2014.
- [9] e. i. Tallinna Tehnikaülikool, "Eesti elektrisüsteemi ülekandevõrgu koormuste staatilised ja dünaamilised karakteristikud," Elering, Tallinn, 2016.
- [10] R. P. K. R. j. Eike Riis, "PÄRNU JA VILJANDI MAAKONNAPLANEERINGUTE TEEMAPLANEERING „KILINGI-NÕMME – RIIA TEC-2 330 KV ÕHULIINI TRASSI KORIDORI ASUKOHA MÄÄRAMINE“, " Ramboll Eesti AS, Tallinn, 2014.
- [11] V. Adamkus, "Republic of Lithuania Law on Electricity," 21 June 2012. [Online]. Available: https://e-seimas.lrs.lt/portal/legalAct/lt/TAD/6a2831f0b99d11e3bda4be6f16c2da2b?jfwid=bkaxme0n&utm_source=chatgpt.com. [Accessed 2 April 2025].
- [12] E. Tiigimägi, "Elektrivõrgud," 2004. [Online]. Available: https://petz.planet.ee/elekter/ttu/el_vorgud_1-2.pdf. [Accessed 10 March 2025].
- [13] "Google Maps," [Online]. Available: https://www.google.com/maps/@54.760456,24.2671102,3a,75y,247.48h,92.72t/data=!3m7!1e1!3m5!1s7yU_DRChRmEywKvOhjlG7A!2e0!6shttps:%2F%2Fstreetviewpixels-pa.googleapis.com%2Fv1%2Fthumbnail%3Fcb_client%3Dmaps_sv.tactile%26w%3D900%26h%3D600%26pitch%3D-2.7165062. [Accessed 26 February 2025].

- [14] "Google Maps," [Online]. Available: https://www.google.com/maps/@54.760456,24.2671102,3a,75y,247.48h,92.72t/data=!3m7!1e1!3m5!1s7yU_DRChRmEywKvOhjIG7A!2e0!6shttps:%2F%2Fstreetviewpixels-pa.googleapis.com%2Fv1%2Fthumbnail%3Fcb_client%3Dmaps_sv.tactile%26w%3D900%26h%3D600%26pitch%3D-2.7165062. [Accessed 26 February 2025].
- [15] Bronmetal, "Steel-reinforced aluminium conductors," [Online]. Available: <https://www.bronmetal.com/wp-content/uploads/aluminium-cable-acsr-en-en.pdf#:~:text=402,30%2C4%201%20831%2C1%20149%2C04%200%2C0597>. [Accessed 5 March 2025].
- [16] K. Tiltai, "Cable laying works in Vilnius western bypass half-way through," [Online]. Available: <https://kaunotiltai.lt/en/media/2012/cable-laying-works-in-vilnius-western-bypass-half-way-through/>. [Accessed 5 March 2025].
- [17] T. Poll, "110 KV ÕHULIINI KANDEMASTIDE PROJEKTEERIMINE TARTU-REOLA-MAARITSA PÕHJAL," TalTech, Tallinn, 2019.
- [18] Litgrid, "400-110 kV voltage range overhead lines," [Online]. Available: <https://www.litgrid.eu/index.php/grid-development-/standard-technical-requirements/power-transmission-lines/400-110-kv-voltage-range-overhead-lines-/31106>. [Accessed 9 March 2025].
- [19] Litgrid, "330-110 kV voltage range cables," [Online]. Available: <https://www.litgrid.eu/index.php/grid-development-/standard-technical-requirements/power-transmission-lines/330-110-kv-voltage-range-cables/31108>. [Accessed 7 February 2025].
- [20] Nexans, "HV XLPE insulated XKDCuT, XKDAIT," [Online]. Available: [https://www.nexans.ch/.rest/catalog/v1/product/pdf/XKDCu\(Al\)T%20630%20Alu%20110%20kV](https://www.nexans.ch/.rest/catalog/v1/product/pdf/XKDCu(Al)T%20630%20Alu%20110%20kV). [Accessed 14 February 2025].
- [21] P. Group, "Aluminium conductor steel reinforced".
- [22] Litgrid, "400-110 kV Transmission Network Development Plan of Lithuanian electricity system 2024-2033," Vilnius, 2024.
- [23] Siemens, "PSS®E - high-performance transmission planning and analysis software," [Online]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-e.html>. [Accessed 15 March 2025].
- [24] database.earth, "Power Plants in Lithuania," [Online]. Available: <https://database.earth/energy/power-plants/lithuania?>. [Accessed 11 May 2025].
- [25] Litgrid, "Nordic Investment Bank," 2 February 2016. [Online]. Available: <https://www.nib.int/cases/litgrid-baltic-energy-ring-is-now-complete>. [Accessed 11 May 2025].
- [26] Entsoe, "Parameters related to voltage issues," Brussels, 2016.
- [27] S. PTI, "PSS®E-33," 2012.
- [28] Elering, "Elektripaigaldiste käidu ohutusjuhend," Tallinn, 2023.
- [29] P. Rapacka, "balticwind.eu," 15 July 2022. [Online]. Available: <https://balticwind.eu/litgrid-within-10-years-energy-demand-could-increase-by-nearly-50-percent/#:~:text=Lithuanian%20transmission%20system%20operator%20Litgrid,50%20percent%20within%2010%20years>. [Accessed 11 May 2025].

- [30] R. o. L. M. o. Economics, "Dasos Capital," 9 March 2021. [Online]. Available: <https://www.em.gov.lv/en/national-energy-and-climate-plan-2021-2030>. [Accessed 11 May 2025].
- [31] Elering, "Strategy 2024 -2030 "On the way to a climate neutral energy system"," Tallinn, 2023.
- [32] L. S. Sterling, *The Art of Agent-Oriented Modeling*, London: The MIT Press, 2009.
- [33] T. E. ToolBox, "AC Circuits - Power vs. Voltage and Current.," 2016. [Online]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/ac-circuit-d_1933.html. [Accessed 29 March 2025].
- [34] e. j. m. i. Tallinna Tehnikaülikool, "Reaktiivvõimsuse kompenseerimine Eesti elektrisüsteemis," Elering, Tallinn, 2017.
- [35] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Surrey: Electric Power Research Institute, 1994.
- [36] T. J. O. M. S. S. J. Duncan Glover, *Power System Analysis & Design*, Boston: Cengage Learning, 2015.
- [37] S. G. A. J. j. Paulius Kozlovas, "Price Cannibalization Effect on Long-Term Electricity Prices and Profitability of Renewables in the Baltic States," DTU Library, Vilnius, 2024.
- [38] G. B. Raffaello Cozzolino, "A review of electrolyzer-based systems providing grid ancillary services: current status, market, challenges and future directions," *Frontiers*, vol. 12, no. 4, 2024.
- [39] A. M. D. C. a. P. M. M. G. Dozein, "Virtual Inertia Response and Frequency Control Ancillary Services From Hydrogen Electrolyzers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 3, pp. 2447-2459, 2023.
- [40] "Google Maps," [Online]. Available: https://www.google.com/maps/@59.3869315,24.6832363,3985m/data=!3m1!1e3?entry=tту&g_ep=EgoyMDI1MDUwNy4wIKXMDSoASAFQAw%3D%3D. [Accessed 10 February 2025].

Lisa 1 Prysmian Group ACSR juhtmete andmetabel



ACSR

Aluminium conductor steel reinforced

Basic data			ACSR 34/6	ACSR 42/25	ACSR 54/9	ACSR 85/14	ACSR 89/52
Product name according to IEC			SPARROW	SAVO	RAVEN	PIGEON	DOTTEREL
EAN code			64 100+ 34-A1/S1A-6/1	01 202 02-2 42-A1/S1A-12/7	01 202 28-2 54-A1/S1A-6/1	01 202 05-3 85-A1/S1A-6/1	01 202 09-1 89-A1/S1A-12/7
EAN code			64 100+ 01 202 02-2	01 202 28-2	01 202 05-3	01 202 09-1	01 202 31-2
Construction data							
Aluminium			No of wires	6	12	6	6
	Diameter of wire	mm	2,68	2,12	3,37	4,25	3,08
	Cross section	mm ²	33,8	42,4	53,5	85,1	89,4
	Weight ⁽⁵⁾	kg/km	92,9	117	147	234,0	247,0
Steel			No of wires	1	7	1	7
	Diameter of wire	mm	2,68	2,12	3,37	4,25	3,08
	Cross section	mm ²	5,64	24,7	8,92	14,2	52,2
	Weight ⁽⁵⁾	kg/km	43,9	193	69,4	110,0	408,0
Complete conductor			No of wires	7	19	7	19
	Diameter of conductor	mm	8,04	10,6	10,1	12,8	15,4
	Cross section	mm ²	39,5	67,1	62,4	99,3	142
	Weight ⁽⁵⁾	kg/km	137	310	216	344,0	654,0
Delivery data							
Standard delivery length			m	2500	2500	2200	2000
Standard delivery drum				K11	K12	K11	K12
Total weight ⁽¹⁾			kg	390	860	560	770
Mechanical data ⁽²⁾							
Minimum tensile strength of the conductor			kN	12,2	13,52	17,11	24,13
Initial modulus of elasticity of conductor			N/mm ²	64000	93000	64000	64000
Final modulus of elasticity of conductor			N/mm ²	78000	102000	78000	102000
Coefficient of linear expansion of conductor			1/K	19,2 x 10 ⁻⁶	15,6 x 10 ⁻⁶	19,2 x 10 ⁻⁶	19,2 x 10 ⁻⁶
Electrical data ⁽²⁾							
Max. DC resistance of conductor (20 °C) ^{(3) (5)}			Ω/km	0,848	0,682	0,536	0,337
Current ratings							
In air			A	210	250	280	360
Short circuit currents ⁽²⁾							
Max. permissible short circuit current for 1 sec. ⁽⁴⁾			kA	3,7	5,4	5,8	9,2

Basic data			ACSR 152/25	ACSR 242/39	ACSR 305/39	ACSR 402/52	ACSR 565/72
Product name according to IEC			OSTRICH	HAWK	DUCK	CONDOR	FINCH
EAN code			64 100+ 152-A1/S1A-26/7	01 202 18-3 242-A1/S1A-26/7	01 202 21-3 305-A1/S1A-54/7	01 054 07-2 402-A1/S1A-52-STIA	01 202 24-4 565-A1/S1A-54/19
EAN code			64 100+ 01 202 15-2	01 202 18-3	01 202 21-3	01 054 07-2	01 202 24-4
Construction data							
Aluminium			No of wires	26	26	54	54
	Diameter of wire	mm	2,73	3,44	2,68	3,08	3,65
	Cross section	mm ²	152	242	305	402,3	565
	Weight ⁽⁵⁾	kg/km	420	668	842	1110,5	1562
Steel			No of wires	7	7	7	19
	Diameter of wire	mm	2,12	2,68	2,68	3,08	2,19
	Cross section	mm ²	24,7	39,5	39,5	52,2	71,6
	Weight ⁽⁵⁾	kg/km	193	309	309	410	561
Complete conductor			No of wires	33	33	61	73
	Diameter of conductor	mm	17,3	21,8	24,1	27,7	32,9
	Cross section	mm ²	177	281	344	454,5	637
	Weight ⁽⁵⁾	kg/km	613	976	1151	1520,5	2123
Delivery data							
Standard delivery length			m	2500	2500	2200	2300
Standard delivery drum				K18	K20	K22	K22
Total weight ⁽¹⁾			kg	1760	2780	3290	3908
Mechanical data ⁽²⁾							
Minimum tensile strength of the conductor			kN	54,8	84,9	96,8	123,75
Initial modulus of elasticity of conductor			N/mm ²	61000	61000	50000	51000
Final modulus of elasticity of conductor			N/mm ²	76000	76000	67000	68000
Coefficient of linear expansion of conductor			1/K	19,2 x 10 ⁻⁶	19,2 x 10 ⁻⁶	19,3 x 10 ⁻⁶	19,3 x 10 ⁻⁶
Electrical data ⁽²⁾							
Maximum DC resistance of conductor (20 °C) ^{(3) (5)}			Ω/km	0,190	0,120	0,0949	0,0719
Current ratings							
In air			A	550	745	845	1000
Short circuit currents ⁽²⁾							
Maximum permissible short circuit current for 1 sec. ⁽⁴⁾			kA	16,5	26,1	32,5	43,7