

Eleringi toimetised
nr 1/2018 (17)

elering
ÜHENDAME ENERGIAD

 TALLINNA
TEHNIKAÜLIKOOL

EESTI PIKAAJALINE ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS

Tallinn 2018



EESTI PIKAAJALINE ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS

Tallinn 2018

Elering on sõltumatu ja iseseisev elektri ja gaasi ühendsüsteemihaldur, mille peamiseks ülesandeks on tagada Eesti tarbijatele kvaliteetne energiavarustus. Selleks juhib, haldab ja arendab ettevõtte siseriiklikku ja ülepiirilist energiataristut. Oma tegevusega tagab Elering tingimused energiaturu toimimiseks ning majanduse arenguks.

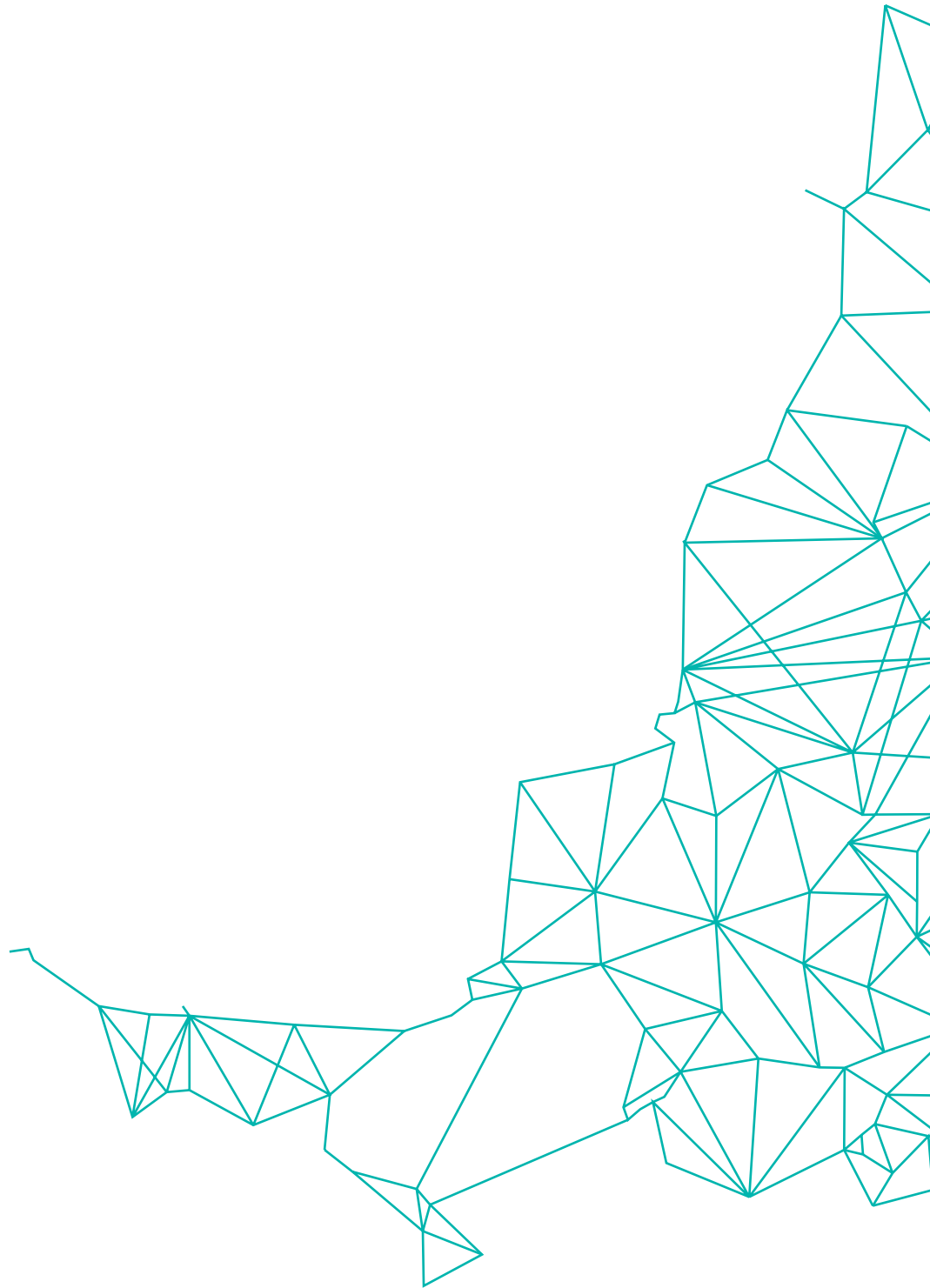
ISSN 2382-7114

Trükkis:

ISBN 978-9949-9826-5-3

Elektroniline väljaanne:

ISBN 978-9949-9826-6-0 (pdf)



SISUKORD

1	SISSEJUHATUS	10
1.1	Tarbimist ja koormust iseloomustavaid näitajaid	11
1.2	Tarbimise prognoosimine	13
1.3	Koormuste prognoosimine	15
2	TARBIMISTE JA KOORMUSTIPPUDE PROGNOOSIMINE	17
2.1.	Prognoosimismudeli põhimõtted	17
2.2	Mõjutegurid ja tarbimise kasvumäärad	18
2.2.1	Elektritarbimine ja sisemajanduse koguprodukt	19
2.2.2	Elektritarbimine ja demograafilised tendentsid	21
2.2.3	Elektritarbimine ja temperatuur	22
2.2.4	Tarbimise, temperatuuri, rahvaarvu ja SKP seos	24
2.2.5	Elektritarbimine ja elektriküte	25
2.2.6	Elektritarbimine ja energiatõhusus	25
2.2.7	Arengu stsenaariumid	26
2.3	Prognoosimise põhiseosed	28
2.3.1	Tarbimiste ja tipukoormuste prognoosid	28
2.3.2	Muude asjakohaste koormuste prognoosid	28
2.3.3	Kohaliku tootmise arvestamine koormuste prognoosil	29
2.3.4	Tipu- ja minimaalkoormused erinevatel temperatuuridel	30
2.3.5	Tipukoormuste jaotus alajaamade ja võrgupiirkondade vahel	32
3	PROGNOOSIMISMUDELI REALISATSIION.....	33
3.1	Mudeli sisend	33
3.2	Prognoosimismudeli lühike kirjeldus	35
3.3	Prognoosi tulemusi	35
3.4	Võrdlus varasema prognoosimudeli tulemustega	38
	KIRJANDUS	41

Eessõna

Käesolev on lepingu nr. 1.1-4/2017/114 „Eesti pikaajaline elektritarbimise prognoos“ lõpparuanne. Projekti tellijaks on Elering AS, täitjaks Tallinna Tehnikaülikooli Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut.

Töö valmis kahes etapis. Esimene etapp valmis ajavahemikus 30. märts 2017 kuni 16. juuni 2017. Etapi tulemusi tutvustati Eleringis 19. juunil k.a.

Teine etapp valmis ajavahemikus 17. juuni 2017 kuni 13. september 2017. Etapi tulemusi tutvustati 14. septembril k.a.

Projekti juhiks on Ivo Palu, põhitäitjateks Peeter Raesaar, Juhan Valtin ja Tarmo Trummal.

Projekti eesmärgiks on saada sisend Eleringi elektrivõrgu planeerimiseks, mis kajastaks Eesti tarbimise muutusi, võimaldades efektiivsemalt suunata investeeringuid ja säästa võrgu üledimensioneerimise arvelt, parandada klientide liitumistingimusi Eleringiga ning paremini hinnata varustuskindlust ja tootmispiisavust. Aruandes antakse ülevaade prognoosi meetodikast ja arvestatavatest sisenditest. Prognoosid koostatakse järgmistel tasanditel:

- alajaam;
- tellija poolt määratud piirkonnad;
- süsteem (kogu võrk).

Töö käigus on täpsustatud prognoosimise meetodikat, töödeldud Eleringilt saadud andmeid ja koostatud Excel-mudel prognoosimiseks tarbimise keskmise (baas), kiire ja aeglase arengu stsenaariumi puhul. Excel-mudel on lisatud aruandele ja sealt on vaadeldavad prognoosi tulemused ja arvutusvalemid ning vajaduse korral on sinna võimalik sisestada korrektsioone.

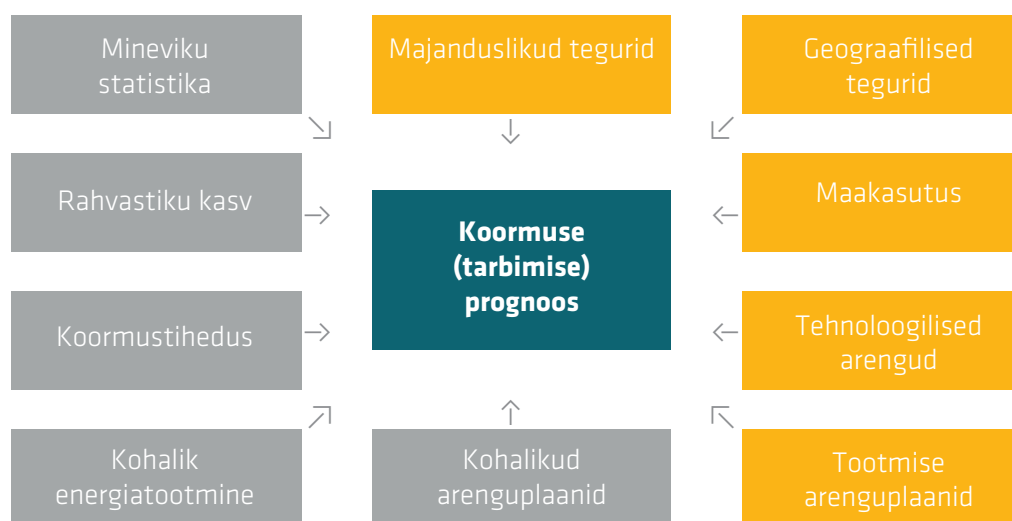
Töö autorid tänavad Elering AS töötajaid, kellega on projekti täitmise käigus olnud tegus koostöö.

1 Sissejuhatus

Elektrivõrkude plaanisel on olulisteks sisenditeks elektritarbimised ja tarbijate koormused – just need määravad võrgu vajaliku läbilaskevõime. Seetõttu on üheks esimeseks sammuks planeerimisel **elektrinäudluse**, s.t **elektritarbimise ja koormuste prognoosimine**.

Elektrinäudluse prognoosimine on väga keeruline ülesanne. Elektrikoormused sõltuvad tööstuse, põllumajanduse ja teeninduse arengust, elanikkonna suurusel, sissetulekust ja nende jaotusest, investeerimisvõimalustest, tehnoloogia arengust, konkureerivate energialiikide (gaas, kaugküte jne) kasutusviisidest ja ressurssidest ning paljudest muudest teguritest (joonis 1.1). Seejuures on nende tegurite kohta kättesaadav info mittetäielik ja ebamäärane, sõltudes suurel määral sise- ja välispoliitilistest arengutest, demograafilistest trendidest, kliimaalastest suundumustest jpm. Seetõttu pole olemas meetodikat, mis võimaldaks hinnata tulevase koormuse täpselt, seda eriti prognoosimisel pikemaajaks perioodiks. Kuigi laialt on välja töötatud mitmesugune prognoosimise tarkvara, pole need liigse komplitseerituse ja suure lähteinfo vajaduse tõttu leidnud ulatuslikku rakendust ja võtmeküsimuseks on prognoosijate kogemused ning teadmised elektritarbijaist ja elektritootmisest ning muude energialiikide kasutusvõimalustest.

Joonis 1.1.
Elektrinäudluse
prognoose mõjutavad
tegurid



Enimlevinud täpsemateks prognoosimeetoditeks planeerimisel ja projekteerimisel on ekstrapolatsiooni meetodid, ökonomeetrilised meetodid, tarvititega varustatuse meetodid, lõpptarbimise meetodid ja nende mitmesugused kombinatsioonid e hübriidmeetodid [Stoll 1989; Wang, ... 1994]. Ühe või teise meetodi kasutatavus sõltub tarbijate iseloomust, kättesaadavaist andmetest ja soovitud täpsusest. Üldiselt sobivad mainitud meetodid kogu riigi tarbimise ja koormuste prognoosimiseks, mille jaoks on olemas rohkem vajalikku statistilist materjali. Nimetatud meetodite põhjalikuma kirjelduse võib leida uurimistöo aruandest [Eesti 35-330 kV].

Võrgupiirkondade, alapiirkondade ja alajaamade tarbimise prognoosimisel tuleb kasutada vähem infot nõudvaid lihtsustatud meetodeid, eelkõige tarbimise kasvutempo alusel [Gönen 1996; Kauhaniemi 1993; Lakervi, Holmes 1995; Peets 1986]. Eritarbimistel [Lakervi, Holmes 1995], tüüpkoormusgraafikutel [Kärenlampi 1994; Handschin, ... 1988] või Velanderi valemite [Lakervi 1996, Kauhaniemi 1993] põhinevad lihtsustatud meetodid pole kasutatavad vastavate sisendandmete puudumise tõttu.

Käesolevas töös kasutatakse laialt levinud prognoosimist tarbimiste kasvumäärade alusel.

1.1 TARBIMIST JA KOORMUST ISELOOMUSTAVAJAID NÄITAJAJAID

Tarbimise all mõistame tarbitud või tarbitava elektrienergia kogust teatud perioodi vältel, **koormuse** all aga tarbimise määra, s.t koormusvõimsust teatud hetkel. Tarbimist ja koormusi ise-loomustatakse mitmete näitajatega. Allpool toodutest on suhtelised (s.t dimensioonita) näitajad (nt koormustegur kk , üheaegsustegur $kü$, koormuse ebahühtlustegur $keü$ jt) ning tipukoormuse aeg T_{max} suhteliselt stabiilsed suurused, mille tulevikuväärtused võib lugeda piisava täpsusega konstantseteks ja võrdseteks vastavate väärtustega lähteaastal. Seda seni, kuni ei muutu oluliselt tarbimise iseloom. Seetõttu on need näitajad olulised erineva iseloomuga koormuste prognoosimisel.

Koormuste pikaajalise prognoosimisel käesoleva töö kontekstis on olulisemateks näitajateks alljärgnevad.

- **Koormusgraafik.** Täpsemaks kirjelduseks on koormuse **aastagraafik – ööpäeva koormusgraafikute** kronoloogiline järgnevus. Täpse aastagraafiku koostamine pole otstarbekas vähese ülevaatlikkuse tõttu ja on sageli raskendatud piisava andmebaasi puudumise tõttu. Praktikas kasutatakse iseloomulikke koormusgraafikuid lühemate perioodide jaoks – näiteks aasta iga kuu või sesooni (talv, kevad, suvi, sügis) nn **esinduslikke nädalagraafikuid** või **esinduslikke ööpäevagraafikuid**. Levinud on aastagraafiku esitamine 4-6 esindusliku ööpäevagraafikuga: talvine, suvine ja kevad-sügisene tööpäeva ja puhkepäeva graafik.
- **Kuu (või nädala) koormustippude aastagraafik** – leiab kasutamist eriti remontide ja hoolduste planeerimisel, aga ka aastagraafiku koostamisel esinduslike ööpäeva- (või nädala)graafikute alusel.
- **Koormuskestusköver** – koormusgraafiku lihtsustatud esitus, mida kasutatakse paljudes rakendustes, eriti planeerimisarvutustes, kui koormuste ajaline järgnevus pole oluline. Enim kasutamist leiab aasta koormuskestusköver. Aasta koormuskestusköver koostatakse terve aasta tunnikoormuste põhjal.
- **Tarbimine W** – teatud perioodi (aasta, kuu, ööpäev) jooksul tarbitud elektrienergia kogus – on määratud koormusgraafiku aluse pindalaga.
- **Tipukoormus (koormustipp) P_{max}** – koormuse suurim väärtus antud perioodil. Olulisimaks näitajaks planeerimisel ja projekteerimisel on **aasta tipukoormus**, kuna põhiliselt just see määrab võrkude nõutava läbilaskevõime ja seadmete vajalikud võimsused. Huvi pakub ka **suvine tipukoormus $P_{max\ suvi}$** , millest sõltuvad elektriliini juhtmete suurimad võimalikud ripped.
- **Minimaalkoormus (koormusmiinimum) P_{min}** – koormuse vähim väärtus antud perioodil (tavaliselt aastal).
- **Keskmine koormus P_{kesk}** – koormuse keskvärtus antud ajaperioodi (tavaliselt aasta) jooksul:

$$(1.1) \quad P_{kesk} = \frac{W}{T}$$

kus T – ajaperioodi (tavaliselt aasta) pikkus tundides.

- **Koormatustegur** k_{koorm} – elementi läbiva tipukoormuse suhe tema läbilaskevõimesse (võimsusesse). On oluliseks näitajaks võrgu laiendamise- või tugevdamisotsuste tegemisel.

- **Tipukoormuse (koormustipu) aeg** T_{max} – iseloomustab koormusgraafiku ühtlikkust:

$$(1.2) \quad T_{max} = \frac{W}{P_{max}} = k_k T$$

- **Koormustegur (koormusgraafiku täitetegur)** k_k – on samaväärne tipukoormuse ajaga, iseloomustab samuti koormusgraafiku ühtlikkust:

$$(1.3) \quad k_k = \frac{P_{kesk}}{P_{max}} = \frac{W}{T \cdot P_{max}} = \frac{T_{max}}{T}$$

Mida suurem on tipukoormuse aeg või koormustegur, seda ühtlikum on koormus.

Tipukoormuse aeg/koormustegur on oluliseks näitajaks koormuse prognoosil tarbimise järgi.

- **Üheaegsustegur** $k_{\bar{u}}$ – iseloomustab mitme üksikkoormuse koormustippude $P_{i max}$ üheaegsust:

$$(1.4) \quad k_{\bar{u}} = \frac{P_{max}}{\sum_i P_{i max}}$$

kus P_{max} – vaadeldavate üksikkoormuste summaarne tipukoormus.

Üheaegsustegur on oluliseks näitajaks, kui soovitakse leida summaarset tipukoormust üksikkoormuste tippude kaudu.

- **Eriaegsustegur** k_e – üheaegsusteguri pöördväärtus:

$$(1.5) \quad k_e = \frac{\sum_i P_{i max}}{P_{max}} = \frac{1}{k_{\bar{u}}}$$

- **Koormuse ebaühtlustegur** $k_{e\bar{u}}$ – iseloomustab koormuse muutlikkuse ulatust:

$$(1.6) \quad k_{e\bar{u}} = \frac{P_{min}}{P_{max}}$$

Mida väiksem on ebaühtlustegur, seda suuremates piirides muutub koormus.

Ebaühtlustegur võimaldab prognoosimisel hinnata tipukoormuse alusel koormusmiinimumi.

- **Suvise koormuse ebaühtlustegur** $k_{e\bar{u} suvi}$:

$$(1.7) \quad k_{e\bar{u} suvi} = \frac{P_{min}}{P_{max suvi}}$$

- **Suvise tipukoormuse tegur** k_{max} :

$$(1.8) \quad k_{max} = \frac{P_{max suvi}}{P_{max}}$$

- **Keskmine võimsustegur:**

$$(1.9) \quad \cos \phi_{kesk} = \frac{W_Q}{\sqrt{W^2 + W_Q^2}}$$

Kasutada võib ka näitajat

$$(1.10) \quad \tan \phi_{kesk} = \frac{W_Q}{W}$$

$\cos \phi_{kesk}$ või $\tan \phi_{kesk}$ on kasutatavad reaktiivvõimsuse prognoosimisel.

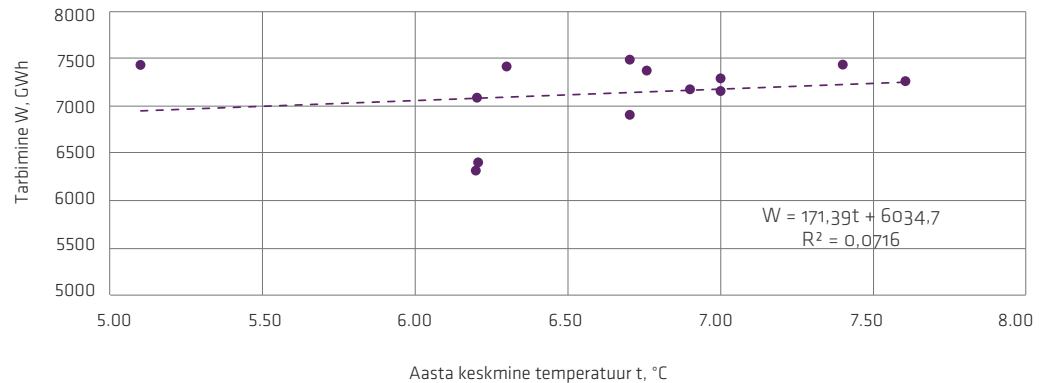
Talitusarvutustel pakub huvi võrgu kogukoormuse jagunemine alajaamade vahel, seda eelkõige koormustipu, suvise koormustipu ja koormusmiinimumi aegadel. Jagunemist iseloomustavad vastavad kogukoormuse jaotustegurid $k_{jt max}$, $k_{jt suvi max}$ ja $k_{jt min}$.

Toodud tarbimist ja koormust iseloomustavate näitajate numbrilised väärtused leitakse lähteinformatsiooni töötlemise teel. Koormuste prognoosimisel on toodud näitajatest olulisemateks tipukoormus, tarbimine, koormustipu aeg, üheaegsus- ja ebaühtlustegurid ning keskmine võimsustegur (või tan kesk).

1.2 TARBIMISE PROGNOOSIMINE

Maailma praktikas on laialt levinud lähenemine, kus kõigepealt prognoositakse aasta energia-tarbimised ja seejärel hinnatakse nende alusel aasta tipukoormused. Tarbimised on integraalsed näitajad, mis sõltuvad märksa vähem juhuslikest faktoritest, nagu ilmastik, katkestused jms, kui koormused. Nt on aastase kogutarbimise hajuvus aasta keskmise temperatuuri trendi suhtes nõrk – lineaarne determinatsioonikordaja¹ $R^2 = 0,0716$ (joonis 1.2), korrelatsioonikordaja on $0,27 < 0,3$.

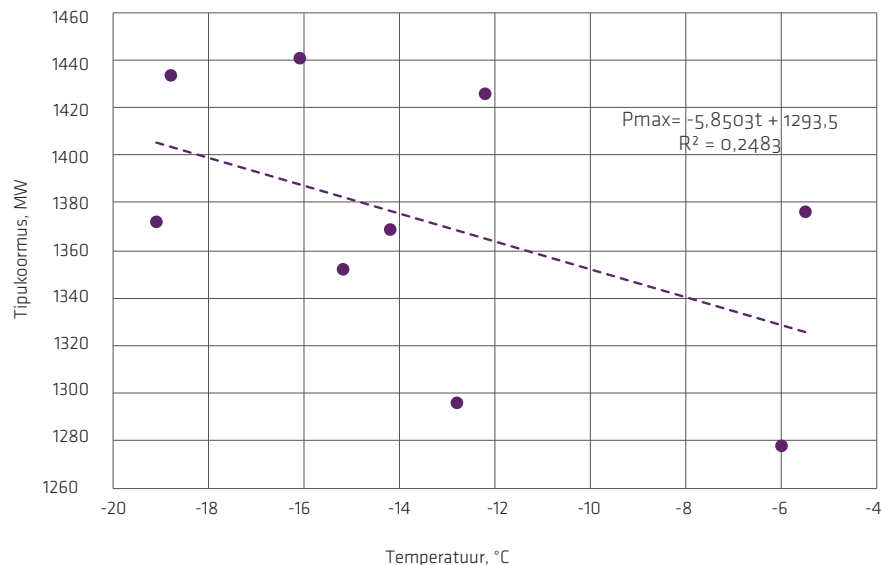
Joonis 1.2.
Elektrienergia aastase kogutarbimise sõltuvus aasta keskmisest temperatuurist aastail 2004-2016



Samas on koormuse sõltuvus mitmesugustest juhuslikest faktoritest, s.h ilmastikust, märksa tugevam. Viimaste aastakümnedite elektritarbimise analüüs näitab tipukoormuse tugevat sõltuvust temperatuurist. Külmade ilmadega suurenevad üldjuhul nii tarbimine kui koormused.

Seda illustreerib nt summaarse tipukoormuse hajuvus aasta keskmise temperatuuri suhtes:

Joonis 1.3. Aastase summaarse tipukoormuse sõltuvus aasta keskmisest temperatuurist



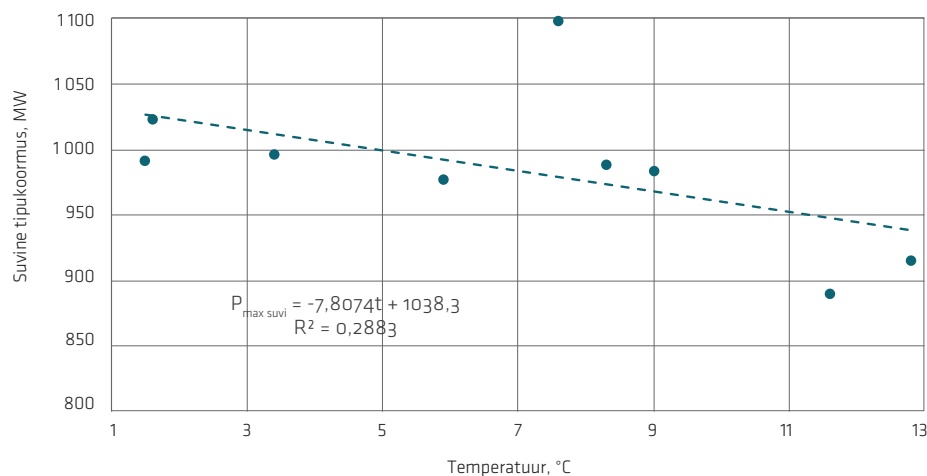
¹ Determinatsioonikordaja R^2 näitab, kui suur osa summaarsest varieerumisest on põhjustatud vaadeldava suuruse varieerumisest.

Lineaarne determinatsioonikordaja on $R^2 = 0,2483$, korrelatsioonikordaja on 0,50.

Ülal öeldut kinnitab ka Eleringi poolt aastate 1997–2010 elektritarbimise analüüs. [Eesti..., 2011].

Enam-vähem analoogiline on suvise tipukoormuse sõltuvus aasta keskmisest temperatuurist – joonis 1.4. Lineaarne determinatsioonikordaja on $R^2 = 0,2883$, korrelatsioonikordaja on 0,54.

Joonis 1.4. Suvise summaarse tipukoormuse sõltuvus aasta keskmisest temperatuurist



Veelgi tugevam on tipukoormuste sõltuvus tipu hetke temperatuurist. Tipukoormuse konkreetne väärtus sõltub ka pilvisusest, tuulisusest ja muudest juhuslikest mõjuritest.

Tänapäevases koormust mõjutavate tegurite (joonis 1.1) suure määramatuse tingimustes on praktikas laialt levinud prognoosimine tarbimise kasvutempo alusel:

$$(1.11) \quad W_n = W_0(1 + a)^n$$

kus W_n – elektritarbimise prognoos n-ks aastaks;
 W_0 – elektritarbimine lähteaastal, s.o viimasel kalendriaastal tarbitud energiakogus;
 a – elektritarbimise kasvutempo.

Kui vaadeldava piirkonna kohta kättesaadav info võimaldab tarbimise jaotamist erinevatesse tarbijaklassidesse, siis on soovitatav ka prognoosimisel kasvutempode alusel vaadelda neid eraldi.

Tarbimise kasvu piiravaks teguriks on energiatõhususe kasv tänu tehnoloogia uuendamisele ja säästumeetmete rakendamisele. Võrgupiirkondade tarbimise ja koormuste prognoosimisel tuleb arvesse võtta ka kohaliku tootmise juurdekasvu vaadeldavas piirkonnas. Seejuures on kohalikku väiketootmist sobiv arvestada kaudselt energiaefektiivsuse kasvu osana. Seega avalduks elektritarbimise prognoos n-ks aastaks:

$$(1.12) \quad W_n = (1 - c)^n \sum_j W_{j0} (1 + a_j)^n - (1 + b)^n b W_{K0} \approx (1 + a)^n (1 - c)^n - (1 + b)^n b W_{K0}$$

kus W_{j0} – j-nda tarbijaklassi elektritarbimine lähteaastal;

W_{K0} – kohalik tootmine lähteaastal;
 a_j – j-nda tarbijaklassi elektritarbimise hinnanguline kasvutempo;
 c – energiatõhususe kasvumäär tehnoloogia uuendamisest ja säästumeetmetest;
 b – kohaliku tootmise kasvutempo.

Kohaliku tootmist arvestava liikme valemis (1.12) võib täpsemalt avaldada kujul

$$(1.13) \quad b(1+b)^n W_{K0} = b_t(1+b_t)^n P_{t0} T_{tmax} + b_p(1+b_p)^n P_{p0} T_{pmax} + b_m(1+b_m)^n P_{m0} T_{mmax}$$

kus b_t, b_p, b_m - vastavalt päikesepaneelide, elektriülikute ja muu kohaliku tootmisvõimsuse (põhili-selt koostootmise²) kasvutempod;

P_{t0}, P_{p0}, P_{m0} - vastavalt päikesepaneelide, elektriülikute ja muu kohaliku tootmise võimsus lähteaastal;

$T_{tmax}, T_{pmax}, T_{mmax}$ - vastavalt päikesepaneelide, elektriülikute ja muu kohaliku tootmisvõimsuse hinnanguline kasutusaeg aastas, mis leitakse kirjanduse andmete põhjal.

Kasvumäärade hindamisel tuleb arvesse võtta majanduse (SKP) kasvutempot ja rahvastiku ning tempe-ratuuri muutuse trende, teisest küljest aga ka energiakasutuse efektiivsuse tõusu.

Otstarbekas võib olla tarbimise kasvukõverate aproksimeerimine ajaliste lõikudena, rakendades neile erinevaid kasvumäärasid.

1.3 KOORMUSTE PROGNOOSIMINE

Nagu mainitud, pakuvad planeerimisel eelkõige huvi aastased tipukoormused, mis määravad planeeri-tava võrgu ja tema elementide vajalikud edastusvõimed. Prognoosimisel tarbimise kasvutempo alusel leitakse n -da aasta tipukoormus selle aasta energiaprognosi W_n alusel lähteaasta tipukoormuse kasutusaja T_{max0} abil:

$$(1.14) \quad P_{maxn} = \frac{W_n}{T_{max0}}$$

Süsteemi või piirkonna n -da aasta summaarse tipukoormuse võib leida ka üksikkoormuste n -da aasta koormustippude P_{imaxn} summa järgi, kasutades lähteaasta koormuste üheaegsustegurit $k_{ü0}$:

$$(1.15) \quad P_{maxn} = k_{ü0} \sum_i P_{imaxn}$$

Suurema usaldusväärsusega prognoosi võib saada toodud valemitega leitud väärtuste keskmisena.

Käesolevas töös pole prognoosides arvestatud suure võimsusega tarbijate liitumist, sest suurte energiamahukate tarbijate liitumine jaotusvõrku on juhtumipõhine ning seetõttu ennustamine väga ebausaldusväärne. Siiski, kui on teada, et n -dal aastal liitub jaotusvõrguga elektri tarbimise mahte oluliselt mõjutav tarbija võimsusega PL_n (üle 200 kW), siis võib valemiga (1.14) ja/või (1.15) järgi leitud tipukoormuse väärtust jooksvalt korrigeerida, lisades eeldatava liitumisvõimsuse:

$$(1.16) \quad P_{nmaxkorr} = P_{nmax} + PL_n$$

kus P_{Ln} - eeldatav liitumisvõimsus alajaama varustuspiirkonnas vaadeldaval aastal. Kui liitub tootmis-võimsus, tuleb see võtta miinusemärgiga, s.t käsitada teda negatiivse koormusena.

Vastavalt tuleb siis korrigeerida ka alajaama vaadeldava aasta n tarbimise prognoosi:

$$(1.17) \quad W_{nkorr} = W_n + T_{Lmax} PL_n$$

kus T_{Lmax} - liitumisvõimsuse kasutusaeg aastas, mis leitakse koormuste analoogia või kirjanduse andmete põhjal.

² Hüdroenergia tootmist ei pruugi arvestada tema väiksuse tõttu ja eeldatava kasvu praktilise puudumise tõttu tänu ressursside piiratusele ja looduskaitselistele kaalutlustele.

Leitud n -da aasta tipukoormuse korrigeeritud prognoosi $P_{n\ max\ korr}$ tuleb omakorda parandada lähtuvalt kohalikust elektritootmisest – nimelt arvestades võimalikku tuulevaikust ja päikesepaiste puudumist tipukoormuse ajal:

$$(1.18) \quad P_{n\ max\ par} = P_{n\ max\ korr} + b_t(1 + b_t)^n P_{t0} + b_p(1 + b_p)^n P_{p0}$$

Muude kohalike tootmisvõimsuste väljalangemist remontide, hoolduste vms tõttu üheaegselt tipukoormuste, tuulevaikuse ja päikesepaiste puudumise tõttu loeme vähetõenäoliseks.

Koormuse struktuuri oodatava olulise muutuse korral tuleb korrigeerida ka tipukoormuse kasutusaja väärtust.

Planeerimisel pakuvad huvi ka minimaalkoormus ja suvine tipukoormus.

Minimaalkoormus on leitav aastase tipukoormuse järgi koormuse ebaühtlusteguri $k_{eü}$ abil:

$$(1.19) \quad P_{min} = k_{eü} \cdot P_{max}$$

Suvine tipukoormus on leitav aastase tipukoormuse järgi suvise tipukoormuse teguri k_{max} abil:

$$(1.20) \quad P_{max\ suvi} = k_{max} \cdot P_{max}$$

2 Tarbimiste ja koormustippude prognoosimine

2.1 PROGNOOSIMISMUDELI PÕHIMÕTTED

Töö eesmärgiks on koostada mudel Eesti elektrisüsteemi 110 kV alajaamade, põhivõrgu piirkondade ja alapiirkondade ning kogu põhivõrgu (süsteemi) tarbimiste ja tipukoormuste prognoosimiseks Eleringi elektrivõrgu normaalskeemi juures, samuti summaarsete tipukoormuste jagunemise leidmiseks alajaamade tarbimiskiirkondade vahel.

Prognoosimismudeli koostamisel on silmas peetud muu hulgas järgmisi aspekte:

1. Prognoositavad 110 kV alajaamade tarbimiskiirkonnad on suhteliselt väikese ulatusega.
2. Rakendatav pole tüüpkoormusgraafikute meetod viimaste puudumise tõttu.
3. Prognoosimise aluseks olevad tarbimise ja kohaliku tootmise andmed on paljude alajaamade osas küllalt ebatäpsed ja/või puudulikud.
4. Tänapäevase energeetika ja majanduse suure volatiivsuse tõttu on prognoosimine seotud suurte määramatustega. Seetõttu on täpsete mudelite rakendamiseks vajalike suurte infomahtude hankimise ja järgnevate mahukate arvutuste sooritamise otstarbekus kaheldav. Tulemuste täpsus on ikkagi määratud eelkõige lähteinfo täpsuse ja vajalike eelduste usaldusväärsusega.

Õeldu põhjal peaks prognoosimudel olema suhteliselt lihtne ja läbipaistev ja arvestama ainult olulisemaid faktoreid. Töös on koostatud hübriidmudel, mis rakendab levinud lähenemisi, mille puhul prognoositakse eelkõige tarbimine ja siis leitakse tarbimise alusel aasta tipu- ja miinimumkoormuste ning suviste tipukoormuste prognoosid. Tarbimise kasvumäärade hindamisel rakendatakse ökonomeetrilise lähenemise põhimõtteid, mille kohaselt kasvumäärad seatakse sõltuvusse olulisematest mõjuteguritest. Mõjuteguritena vaadeldakse järgmisi näitajaid:

- sisemajanduse koguprodukt (SKP);
- energiatõhusus;
- demograafilised protsessid;
- aasta keskmine temperatuur;
- elektriküte.

Leitud on toodud mõjutegurite kasvutempode prognoosid γ_j ning analüüsi põhjal hinnatakse tarbimise **elastsused** β_j mõjutegurite suhtes (suhtelistes ühikutes). Seejärel leitakse igast mõjutegurist tulenev **tarbimise aastane juurdekasv** (suhtelistes ühikutes):

$$(2.1) \alpha_j = \gamma_j \cdot \beta_j$$

ja i -st mõjutegurist tulenev tarbimise kasvumäär on siis $1+\alpha_i$.

Elektritarbimise **summaarne kasvumäär** α leitakse kui

$$(2.2) \quad \alpha = \prod_j (1 + \alpha_j)$$

Kasvutempode ja elastsuste muutuste arvestamiseks on vaadeldav prognoosimisperiood aproksimeeritud kolme viieaastase lõiguga – aastad 2017-2021, 2022-2026 ja 2027-2032, rakendades neile mõjuteguri kasvutempode ja elastsuste, seega ka kasvumäärade erinevaid väärtusi.

Kasvumäärad leitakse kogu süsteemi, võrgupiirkondade ja alajaamade toitepiirkondade jaoks. Seejuures liigitatakse alajaamade toitepiirkonnad kolme arengu piirkonda ja ning hinnatakse kasvumäärad igale neist:

- kiire arengu piirkonnad: Tallinn ja selle lähiümbrus, Paldiski, Keila ning Tartu;
- keskmise arengu piirkonnad: maakonnakeskused ja suuremad linnad: Narva, Jõhvi, Kohtla-Järve, Pärnu, Võru, Valga, Viljandi, Rakvere;
- aeglase arengu piirkonnad: muu Eesti, s.h Põlva, Jõgeva, Rapla, Kärdla, Paide, Türi, Haapsalu, Kuussaare, Otepää.

Programm võimaldab arvesse võtta ka kohalikku elektritootmist, seda nii otseselt kuid ka kaudselt elektritõhususe kasvu raames.

Mõjutegurite ja tarbimise elastsuste hindamisel on arvestatud lisaks Eleringi andmebaaside tarbimisandmetele Statistikaameti, Rahandusministeeriumi, Eesti Panga, Eesti Konjunktuuri-instituudi, ENMAK30, Energiatalgute jms andmeid.

Prognoosid on koostatud elektritarbimise arengu kolme stsenaariumi – kiire kasvu (MAX), mõõduka kasvu e baasstsenaariumi (MED) ja aeglase kasvu (MIN) stsenaariumi – jaoks.

Mudel on realiseeritud EXCEL-mudelina, milles iga Eleringi 110kV alajaama i toitepiirkonna jaoks kasutatakse seoseid, mis võtavad arvesse jagunemist kiire, keskmise ja aeglase arengu piirkondadesse ning mõjutegurite vastavaid kasvumäärasid ja elastsusi, tipukoormuse aegu ja kohalikku tootmist.

2.2 MÕJUTEGURID JA TARBIMISE KASVUMÄÄRAD

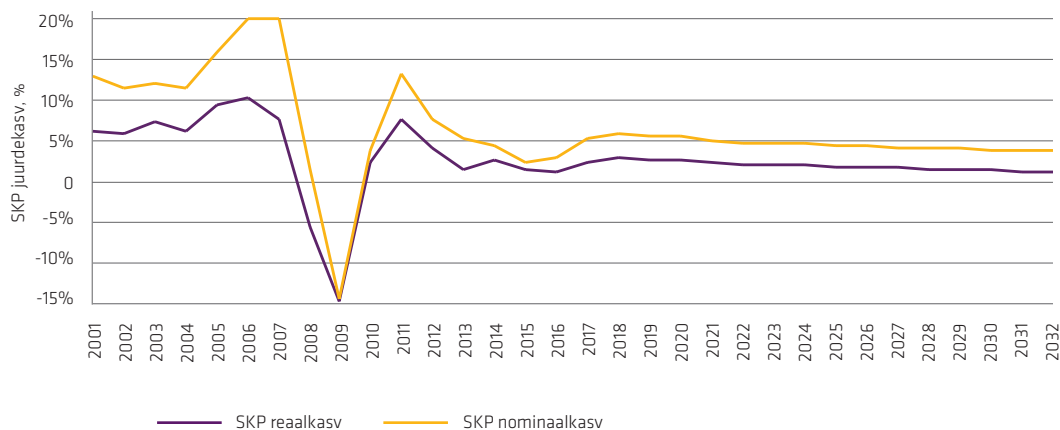
Käesolevas töös on elektritarbimise mõjuteguritena aluseks võetud sisemajanduse koguprodukt (SKP), demograafilised protsessid, aasta keskmine temperatuur, elektriküte ja energiatõhusus. Nimetatud suuruste korrelatsioonimaatriks aastate rea 2004 – 2016 põhjal:

	SKP	Rahvaarv	Aasta kesk. temp	Elektriküte	Tarbimine
SKP	1,000				
Rahvaarv	-0,957	1,000			
Aasta kesk. temp	0,517	-0,354	1,000		
Elektriküte	0,918	-0,972	0,222	1,000	
Tarbimine	0,837	-0,838	0,205	0,789	1,000

2.2.1 Elektritarbimine ja sisemajanduse koguprodukt

Sisemajanduse koguprodukti (SKP) juurdekasvu dünaamikat iseloomustab joonis 2.1. Aastani 2016 on tegemist tegeliku kasvuga, aastani 2020 Rahandusministeeriumi (RM) prognoosiga. Perioodil 2020–2040 toimub üleminek RM prognoosilt Euroopa Liidu majanduspoliitika komitee (*Economic Policy Committee*) poolt kokku lepitud, kogu ELi kohta ühtsetel alustel loodud projektsioonidele [The 2015 Ageing Report]. Käesolevas töös on eeldatud SKP reaalkasvu vastavalt joonisele 2.1. Nagu näha, eeldatakse tulevikus majanduskasvu aeglustumist.

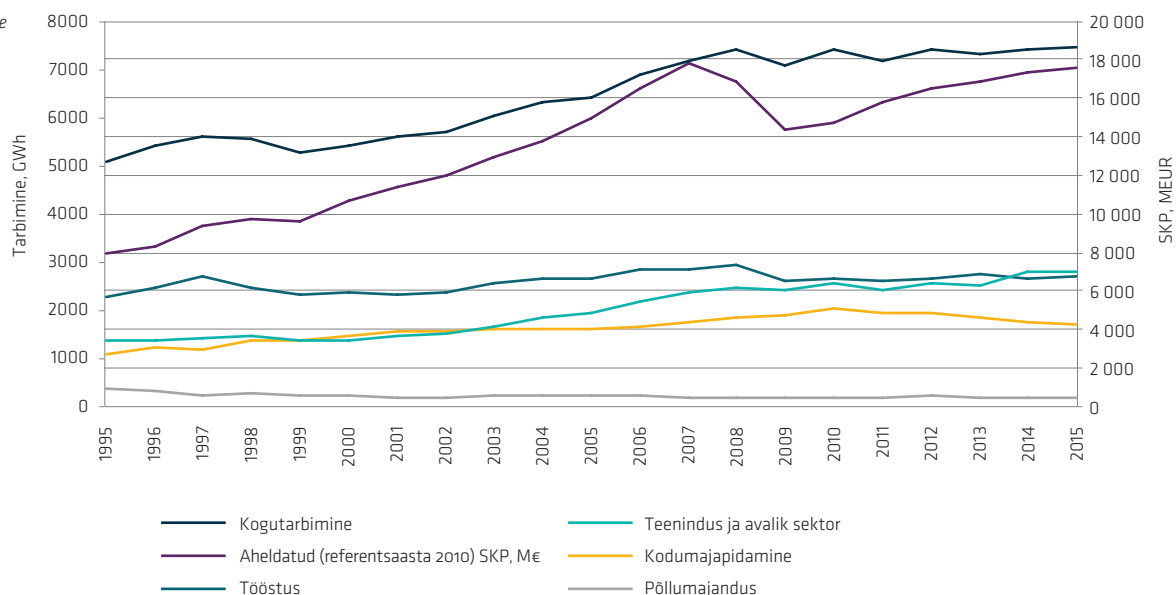
Joonis 2.1. SKP juurdekasvu dünaamika



Prognoosimiseks vajalikud elektritarbimise kasvumäärad on hinnatavad elektritarbimise elastsuse alusel SKP suhtes.

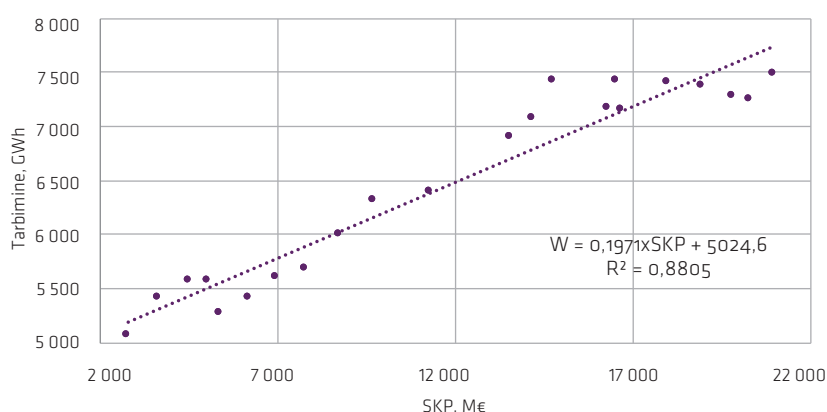
Tarbimisklassidest on kõige tihedamini SKPga korreleeritud tööstustarbimine ning äri ja avaliku sektori tarbimine. Vastavalt Energiatalgute andmetele on elektri lõpptarbimise kasvu ja SKP reaalkasvu vaheline seos perioodil 2010–2014 nõrgenenud, kodu- ja põllumajandustarbimise seos SKPga praktiliselt puudub. Isegi 2009 aastal, kui SKP tugevalt langes, suurenes kodumajapidamiste elektritarbimine võrreldes eelneva aastaga. Öeldut illustreerib joonis 2.2. Transpordisektori elektritarbimisel oli riigi elektritarbimises väga väike roll, moodustades viimati nimetatust vähem kui 1% [Energiatalgud...].

Joonis 2.2. Tarbimise dünaamika tarbimisklasside lõikes



Süsteemi elektritarbimise ja SKP vahelist lineaarset regressiooni iseloomustab joonis 2.3.

Joonis 2.3. Eesti elektritarbimise sõltuvus SKPst

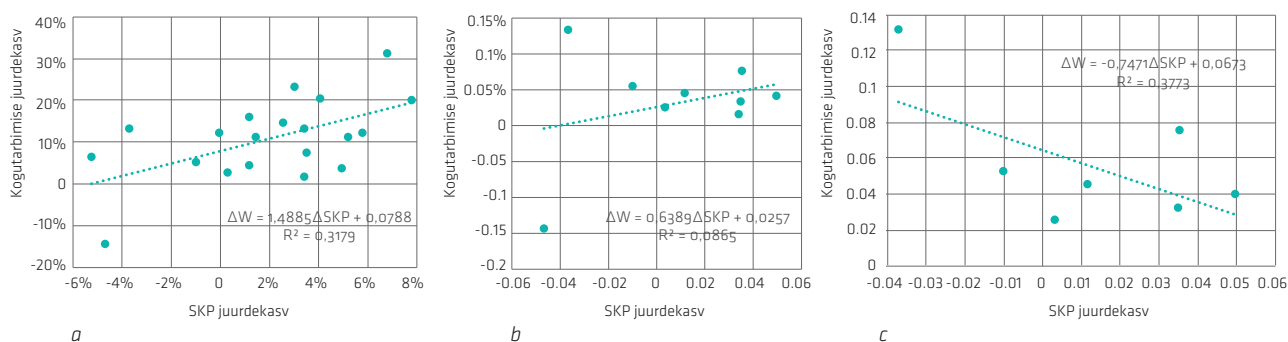


Kogu süsteemi pikaajaline keskmine elektritarbimise elastsus SKP suhtes sõltub oluliselt arvatuse aluseks võetud aastate reast – vt tabel 2.1.

Tabel 2.1. Keskmine sõltuvalt arvatuse aluseks võetud aastate reast

Aluseks võetud aastate rida	1996-2015	2004-2015	2008-2016	2009-2016	2010-2016
Rea pikkus aastates	20	12	9	8	7
Tarbimise suhe SKPsse	1,49	1,43	0,64	0,75	-0,75

Pika aastate rea puhul kajastuvad nõrgemini viimase aja trendid, lühike aastate rea puhul muutub suhte väärtus üsna volatiivseks. Viimast illustreerib joonis 2.4.



Joonis 2.4. Keskmine elektri kogutarbimise suhe SKPsse sõltuvalt aastate rea pikkusest: a - 1996-2015; b - 2008-2016; c - 2010-2016

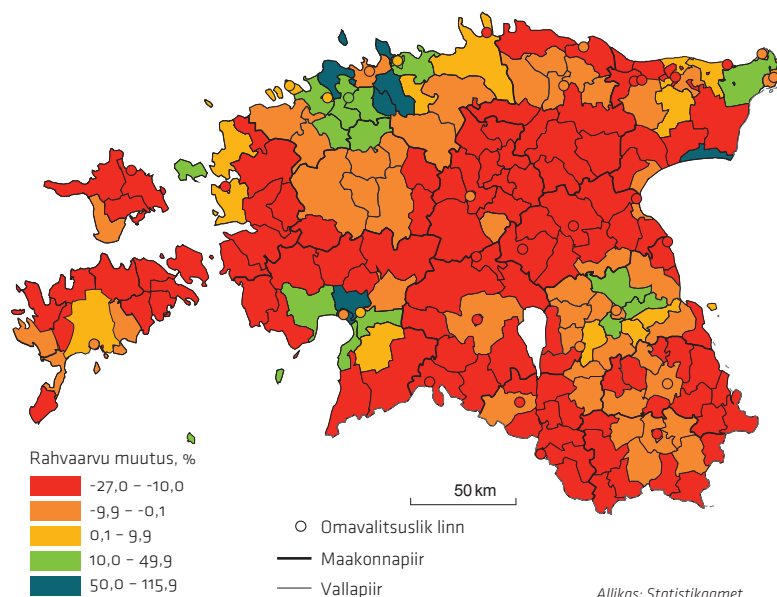
Töös on tarbimise majanduse kasvust tulenevate kasvumäärade ja elastsuste hinnangu aluseks võetud aastate rida 2004-2016 ja Energiatalgutes osalenud ekspertide hinnanguid ning analüüse, samuti Rahandusministeeriumi ja Eesti Panga majandusprognoose. Suurema kaaluga on arvesse võetud hilisemaid hinnanguid ja viimaseid muutusi majanduse arengus. Alates 2000. aastast on energiasuhte koefitsient SKPsse olnud pidevas langustrendis. Arvestades Euroopa energiapoliitika suundi ja Eesti majanduse arengut, võib eeldada languse jätku ka tulevikus [Energiatalgud...].

Energiatalgute ekspertgrupi hinnangul jääb tööstustarbimise aastail 2000-2010 täheldatud elastsus 0,74 kestma aastani 2050. Jätub elektritarbimise tõus avalikus ja teenindussektoris (ca 5% kümne aasta jooksul), kusjuures tarbimise elastsus väheneb 0,44-lt (2000-2010 põhjal) 0,16-ni aastaks 2050. Elektritarbimine kodumajapidamistes kasvab ekspertgrupi hinnangul konstantselt 1,75% aastas kuni aastani 2050. Elektri kasutamise osakaal transpordis jääb veel ka aastani 2030 alla 1%.

2.2.2 Elektribimine ja demograafilised tendentsid

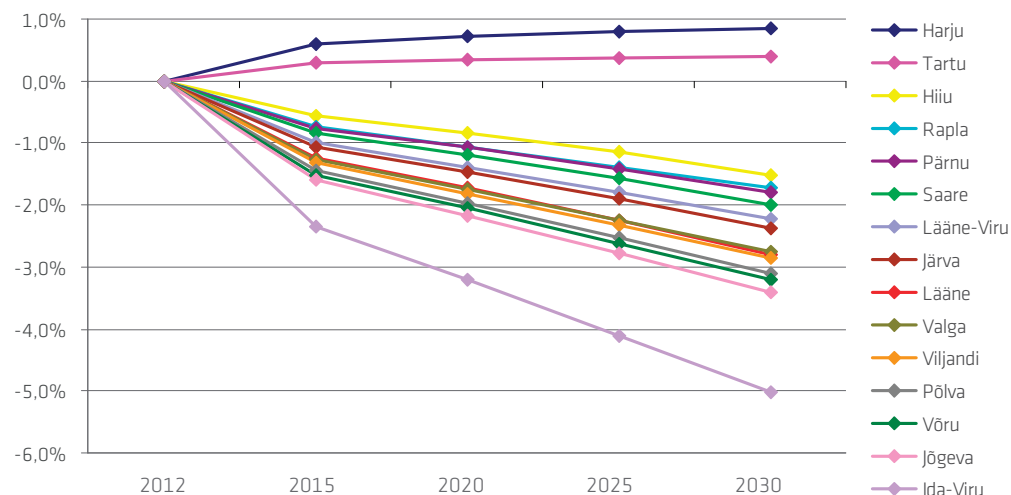
Rahvastikuprognosis näitavad, et Eestis on vananemine vältimatu protsess. Rahvastiku vananemise ja rahvaarvu mõõduka kahanemise foonil jätkub tõenäoliselt aeglane linnastumine ja valglinnastumine maaelanikkonna kahanemise arvel – vt joonis 2.5.

Joonis 2.5. Rahvaarvu muutus 2010. aastal võrreldes 2000. aastaga



Töös [Rahvastiku...2012] toodud rahvastikuprognosi kõik kolm stsenaariumit näitavad Eesti elanike arvu vähenemist ja vananemist aastatel 2012-2030. Riigisiselt toimub elanike arvu muutumine erineva kiirusega – vt joonis 2.6.

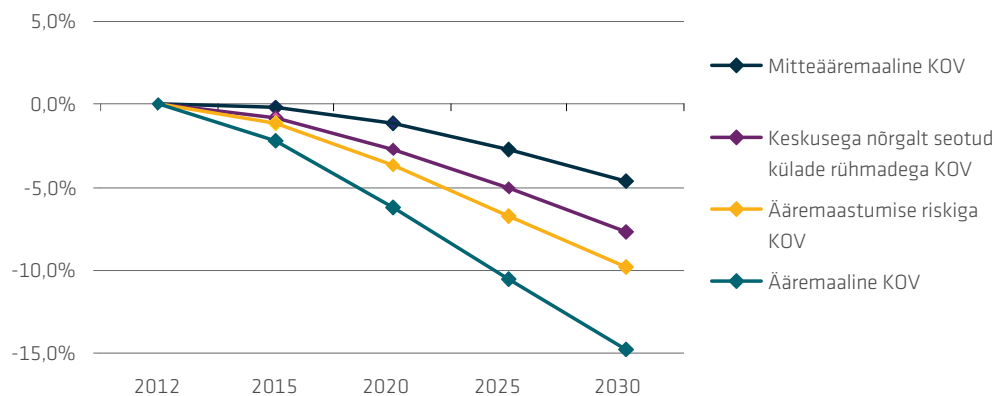
Joonis 2.6. Rahvaarvu prognoos maakonniti, baasstsenaarium Allikas: [Rahvastiku...2012]



Rahvastiku on olukord paremas seisus Harjumaal (k.a. Tallinn) ja Tartumaal. Suhteliselt paremas seisus järgnevad Raplamaa, Pärnumaa ja Lääne-Virumaa. Ülejäänud maakondi iseloomustab selgelt negatiivne rahvastikuareng – elanike arvu keskmisest kiirem kahanemine ja eakate osakaalu suurenemine. Aastatel 2012-2030 süveneb negatiivne rahvastikuareng ennekõike Ida-Virumaal, Jõgevamaal ja Lääne-Eesti maakondades - Läänemaal ja Hiiumaal.

Erinevused ilmnevad ka kohalike omavalitsuste (KOV) ääremaastumise taseme lõikes. Prognoosi kohaselt väheneb elanike arv ääremaastunud omavalitsusüksustes ligi kaks korda kiiremini kui ääremaastumisriskiga kohalikes omavalitsustes. Omavalitsusüksustes, kus on keskusega nõrgalt seotud külade rühmad, väheneb rahvastik aeglasemalt – vt joonis 2.7.

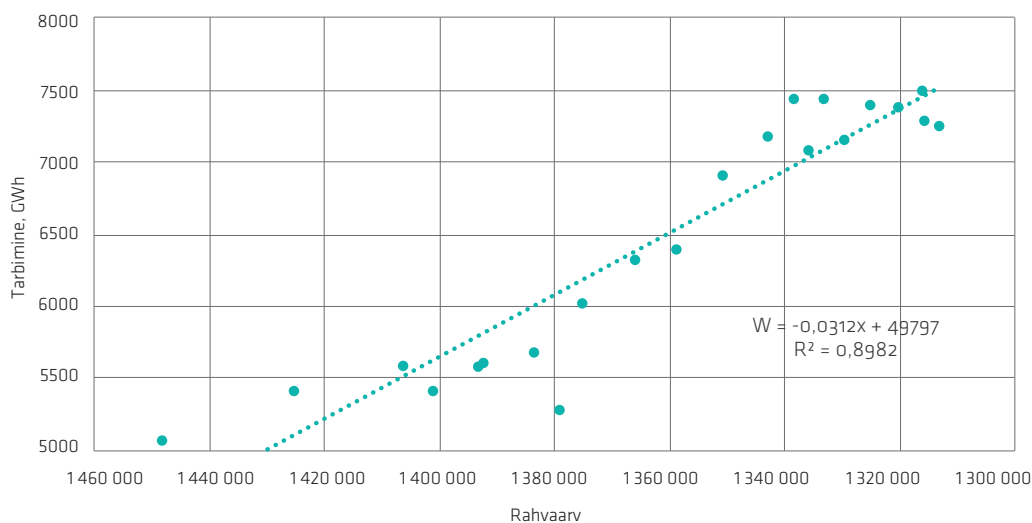
Joonis 2.7.
Rahvastiku prognoos
omavalitsüksuste
ääremaastumise taseme
alusel
Allikas:
[Rahvastiku...2012]



Maakonnakeskustest kaugemal paiknevad ääremaalsed ja ääremaastumise riskiga kohalikud omavalitsused kaotavad elanikke. Jätub noorte väljaränne, linnadest tagasi pöörduvad põhiliselt eakamad, kui sedagi. Eakate osakaal suureneb kõige kiiremini Ida-Virumaal ja Läänemaal. Välja on kujunenud hierarhiline asustussüsteem [Üleriigiline...2013], mis toob kaasa investeeringute suunamise kõrgemal positsioonil olevatesse suurematesse keskustesse, jättes piirkonnad väljapoole mainitud keskuste majanduslikust käekäigust. Selle kaasnähtuseks – üldise rahvaarvu vähenemise taustal – on ulatuslik ääremaastumine ning linnalähedaste ja linnadest kaugel olevate piirkondade vahel laienev lõhe töökohade ja teenuste kättesaadavuse ning sotsiaalmajandusliku heaolu osas. Sellised suundumused mõjutavad negatiivselt majanduse kasvuvõimalusi. Seega valitseb ääremaadel taandarengu oht ja elektrivõrgu koormuste negatiivse trendi perspektiiv.

Nimetatud protsessidest tuleneb ka mõnevõrra üllatav elektritarbimise ja rahvaarvu vaheline negatiivne korrelatsioon – vt joonis 2.8 (vt ka jaotis 2.2.4).

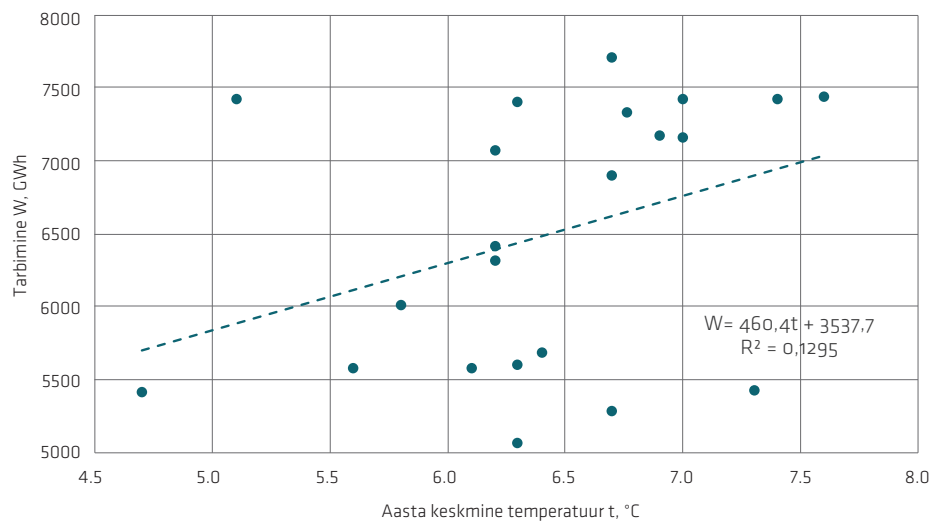
Joonis 2.8.
Kogutarbimise sõltuvus
demograafilistest
protsessidest



2.2.3 Elektritarbimine ja temperatuur

Statistilistest andmetest selgub tarbimise ja aasta keskmise temperatuuri üsna nõrk ja seejuures üllatuslikult positiivne korrelatsioon – seda nii lühikese (joonis 1.2) kui pika (joonis 2.9) aastate rea puhul. Analoogiline tendents ilmneb ka erinevate tarbijaklasside, s.h kodutarbimise puhul.

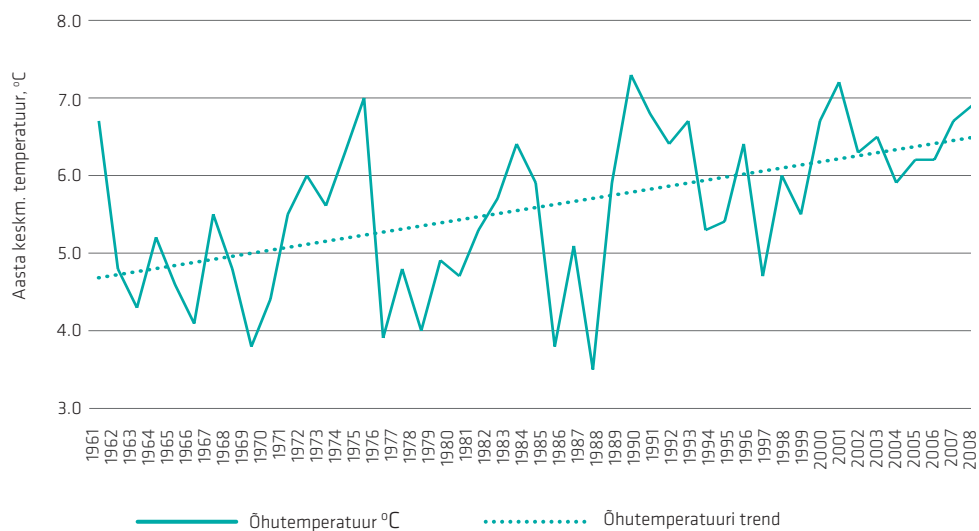
Joonis 2.9. Eesti kogutarbimise sõltuvus aasta keskmisest temperatuurist aastail 1995-2016



Positiivne korrelatsioon tuleneb SKP kasvu kaudsest mõjust - vt jaotis 2.2.4.

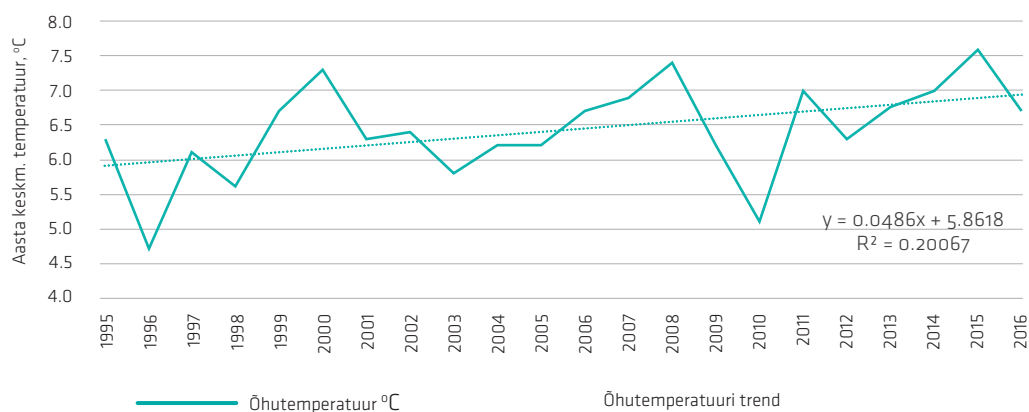
Aasta keskmised temperatuurid Eestis kõiguvad piires 3,5 ja 7,5°C. Samas on viimase 55 a jooksul täheldatav selge trend keskmise temperatuuri tõusu suunas - vt joonis 2.10 [Ilmastik...] ja 2.11.

Joonis 2.10. Keskmine õhutemperatuur Eestis aastail 1961-2008. Allikas: EMHI.



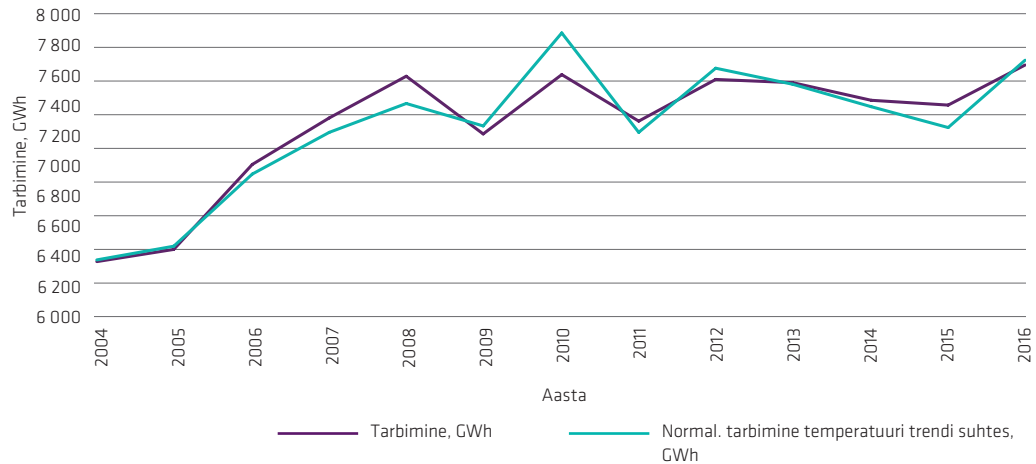
Samasugune pilt jätkub ka aastani 2016 (koostatud veebi portaali Meteoroloogiline seire alusel):

Joonis 2.11. Keskmine õhutemperatuur Eestis ja selle trend aastail 1995-2016



Aasta keskmise temperatuuri juurdekasv on ca 0,05 °C/a. Aasta elektritarbimised on normaliseeritud temperatuuri pikaajalise trendi suhtes – vt joonis 2.12.

Joonis 2.12. Aasta normaliseeritud elektritarbimised



2.2.4 Tarbimise, temperatuuri, rahvaarvu ja SKP seos

Jaotistes 2.2 ja 2.3 ilmnunud seoste täpsemaks selgitamiseks on analüüsitud täiendavalt tarbimise, temperatuuri, rahvaarvu ja SKP omavahelist seost. Lähtutud on seejuures nimetatud suuruste korrelatsioonimaatriksist pika aastate rea 1995 – 2016 põhjal:

	SKP	Rahvaarv R	Aasta kesk. temp. T	Tarbimine W
SKP	1,000			
Rahvaarv R	-0,961	1,000		
Aasta keskmine temp. T	0,492	-0,438	1,000	
Tarbimine W	0,964	-0,942	0,344	1,000

SKP mõju elimineerimiseks tarbimise ja teiste mõjutegurite vahelisest seostest rakendame osakorrelatsioonikordajaid. Neid kasutatakse kirjeldamiseks kahe tunnuse vahelist seost, elimineerides kolmanda tunnuse mõju.

Kahe tunnuse X ja Y osakorrelatsioonikordaja, mis elimineerib kolmanda tunnuse Z mõju:

$$(2.3) \quad r_{XY,Z} = \frac{r_{XY} - r_{XZ}r_{YZ}}{\sqrt{(1-r_{XZ}^2)(1-r_{YZ}^2)}}$$

Elektritarbimise ja rahvaarvu vaheline korrelatsioonikordaja, elimineerides SKP mõju:

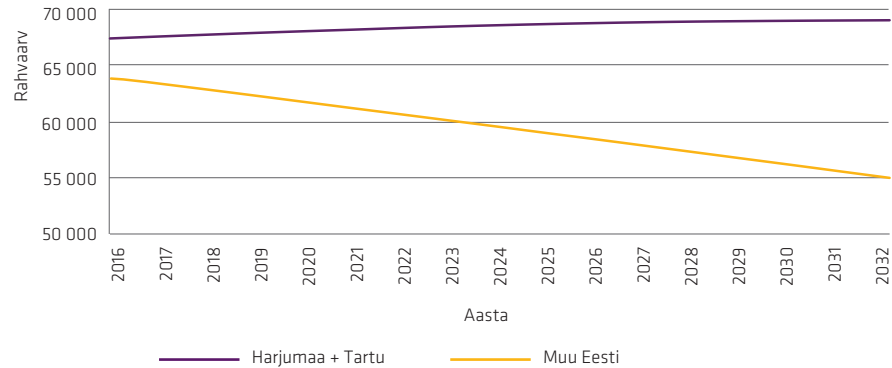
$$(2.4) \quad r_{WR,SKP} = \frac{r_{WR} - r_{W,SKP}r_{R,SKP}}{\sqrt{(1-r_{W,SKP}^2)(1-r_{R,SKP}^2)}} = \frac{-0,942 + 0,964 \times 0,961}{\sqrt{(1-0,9289)(1-0,9235)}} = \frac{-0,948 + 0,926}{\sqrt{0,071 \times 0,077}} = \frac{-0,022}{0,074} = -0,298$$

Ilmneb, et ka peale üleriigilise SKP kasvu mõju elimineerimist säilib tarbimise ja rahvaarvu suhteliselt nõrk (teatavasti on kokkuleppelised piirid seose tugevuse iseloomustamiseks järgmised: $|r| \leq 0,3$ – nõrk seos; $0,3 < |r| < 0,7$ – keskmine seos; $|r| \geq 0,7$ – tugev seos) negatiivne korrelatsioon.

Seletuseks on asjaolu, et tegemist ei ole puhtalt elektritarbimise ja rahvaarvu korrelatsiooniga vaid pigem keerukama elektritarbimise ja demograafiliste protsesside korrelatsiooniga. Nimelt üldiste negatiivsete demograafiliste protsesside (s.t rahvaarvu vähenemise) taustal jätkub rahvaarvu kasv Harjumaal (koos Tallinnaga) ja Tartus. Viimastes moodustab elanikkond üle poole (ca 51 % 2016 a) kogu riigi elanike arvust ning tarbimine üle poole (ca 53 %) kogutarbimisest. Seetõttu avaldavad rahvastikuprotsessid neis piirkondades suuremat positiivset mõju, kui muude piirkondade negatiivne mõju.

Joonisel 2.13 on esitatud Statistikaameti koostatud rahvastiku protsesside prognoos aastani 2032:

Joonis 2.13. Rahvastiku protsesside prognoos aastani 2032. Allikas: Statistikaamet



Seoses Harjumaa (koos Tallinnaga) ja Tartu rahvaarvu stabiliseerumisega on tulevikus oodata elektritarbimise ja Eesti rahvaarvu loomupärast positiivset korrelatsiooni, mida on ka mudelis arvesse võetud.

Elimineerides SKP mõju elektritarbimise ja aasta keskmise temperatuuri vahelisest korrelatsioonist, saame korrelatsioonikordajaks:

$$(2.5) \quad r_{WT,SKP} = \frac{r_{WT} - r_{W,SKP}r_{T,SKP}}{\sqrt{(1-r_{W,SKP}^2)(1-r_{T,SKP}^2)}} = \frac{0,344 - 0,964 \times 0,492}{\sqrt{(1-0,9289)(1-0,2421)}} = \frac{0,344 - 0,474}{\sqrt{0,071 \times 0,758}} = \frac{-0,130}{0,232} = -0,560$$

Tulemuseks on ootuspärane keskmise tugevusega negatiivne seos aasta keskmise temperatuuri ja aastase elektritarbimise vahel, s.t temperatuuri tõustes tarbimine väheneb. Vastav tendents on arvesse võetud ka prognoosimudelil.

2.2.5 Elektritarbimine ja elektriküte

Prognoosimudelil on mõjutegurina arvesse võetud ka elektriküte, sest elektri lõpptarbimisest suhteliselt suur osa muundatakse soojuseks soojuspumpade, põrandakütte, radiaatorite, boilerite jms vahendusel. Energiatalgute ekspertgrupp hindas täpsemate arvutuste puudumisel, et kütteks/jahutuseks kulub ca 20% kogu tarbitud elektrienergiast. Käesolevas töös on seda hinnangut peetud mõnevõrra ülepakutuks ja eeldatud on 12 % aastas ning kasvumääraks 8-12 %.

2.2.6 Elektritarbimine ja energiatõhusus

Tarbimise kasvumäärade hindamisel tuleb arvestada ka tarbimist pidurdavate säästumeetmetega, mille osakaal tulevikus kasvab. Elektrisäästu mõju hindamisel tarbimisele on silmas peetud suundumusi Euroopas suurendada ELi tasandil energiatõhusust 30 % aastaks 2030 [Puhas...], samuti Energiatalgutel osalenud ekspertide hinnanguid.

Eeldatakse, et tulevikus säästumeetmete rakendamisega SKP ja elektritarbimise vaheline suhe tööstussektoris nõrgeneb 0.74-lt 0.14-ni. Tööstussektoris hinnatakse säästu potentsiaaliks 10% ehk 0,22 TWh/a [Energiateenusettevõtete...2013]. Teenindus- ja avalikus sektoris vähendavad säästuabinõud elastsust praeguselt 0,44-lt 0.36-ni aastal 2050. Kodumajapidamistes vähendavad säästumeetmed aastast tarbimise kasvu eeldatavalt 1,50%-lt kuni -1,50%-ni aastal 2040. Olemasoleva hoonefondi elektrisäästu tehniline potentsiaal on 0,2 TWh/a. Lähtudes ehitusstatistika ja miinimumnõuete määruse energiatõhususe tasemetest, annaks uute liginullenergiahoonete ehitamine lisanduvalt säästu 0,4 TWh/a elektrit [Eesti energiamaajanduse...2013].

Põhivõrgust ammutatavat energia kogust vähendab kohalik elektritootmine. ENMAK 2030 on seadnud eesmärgiks tõsta taastuvenergia osakaal elektrienergia lõpptarbimises aastaks 2030 vähemalt 50%ni, s.h kütusevabade energiaallikate (päike, tuul, hüdroenergia) osakaal 10%ni. Prognoosimudel ei arvesta suure võimsusega (üle 200 kW) kohalike elektritootjate liitumist, mis on juhtumipõhine ning seetõttu ennustamine keerukas. Kui süsteemiga liitub elektri tarbimise mahte oluliselt mõjutav elektritootja, siis tuleb prognoosimudelis jooksvalt korrigeerida elektri kohaliku tootmise mahtu ja vastavalt elektritarbimise prognoosi. Kuna ENMAK 2030 rõhutab, et uute elektritootmisvõimsuste rajamine toimub turupõhiselt, mitte subsidiumidele tuginevalt ja majanduse konkurentsivõime arvelt, siis võib eeldada pikemas perspektiivis suuremate tootjate jaotusvõrguga liitumise aeglustumist. Elektrienergia kohalikku väiketootmist (talutuulikud, päikesepaneelid hoonetel jms) arvestatakse kaudselt säästumeetmetena.

2.2.7 Arengu stsenaariumid

Tarbimise kasvumäärad on hinnatud ja prognoosid koostatud elektritarbimise arengu kolme stsenaariumi - kiire kasvu (MAX), mõõduka kasvu (MED) (baasstsenaarium) ja aeglase kasvu stsenaariumi (MIN) - jaoks.

- Mõõduka kasvu e nn baasstsenaarium on iseloomustatud viimaste aastate tavapärase majanduse kasvu, energiatõhususe ja rahvastiku muutumise trendide jätkumisega.
- Kiire kasvu stsenaariumi puhul on eeldatud kiiremat majanduse kasvu ja positiivsemaid rahvastiku muutumise trende ning soojuseks muudetava elektrienergia mõnevõrra suuremat osakaalu. Tarbimist pärssiva energiatõhususe kasv on eeldatud veidi aeglasemaks.
- Aeglase kasvu stsenaarium eeldab majanduse kasvu aeglustumist, rahvastiku muutumise trendid on jätkuvalt negatiivsed.

Viimase kahe stsenaariumi põhised prognoosid määratlevad ka prognoosi ülemise ja alumise võimaliku piiri, mille vahele peaks tõenäoliselt jääma prognoositud suuruse tegelik väärtus.

Prognoosimudel võimaldab iga stsenaariumi jaoks rakendada iga alajaama toitepiirkonnale oma tarbimise kasvumäära vastavalt majanduse ja muu tegevuse arengule selle alajaama toitepiirkonnas.

Prognoosides pole arvestatud suurte energiamahukate tarbijate liitumist elektrivõrku, sest see on peamiselt juhtumipõhine ning seetõttu ennustamine keerukas. Kui süsteemiga liitub tarbimise mahte oluliselt mõjutav tarbija, siis tuleb jooksvalt korrigeerida elektritarbimise prognoosi.

Ülaltoodud eeldustel hinnatud ja mudelis kasutatud mõjutegurite kasvumäärad ning tarbimise elastsused, samuti nende põhjal leitud tarbimise kasvumäärad erinevate arengupiirkondade jaoks kiire, mõõduka ja aeglase majanduskasvu stsenaariumi puhul on toodud tabelis 2.2. Väärtusi roheliseks värvitud lahtrites on võimalik muuta programmi kasutaja poolt.

2.3 PROGNOOSIMISE PÕHISESED

2.3.1 Tarbimiste ja tipukoormuste prognoosid

Objekti i (alajaama toitepiirkond, võrgupiirkond või alapiirkond, süsteem) tarbitud energia prognoos aastaks 2017:

$$(2.6) W_{i,2017} = (1 + \alpha_i) W_{i,2016}$$

kus $W_{i,2017}$, $W_{i,2016}$ – prognoositava objekti i elektritarbimine vastavalt aastal 2017 ja 2016

$1 + \alpha_i$ – objekti i elektritarbimise kasvumäär

Prognoositava objekti tipukoormus aastal 2017:

$$(2.7) P_{i,max,2017} = W_{i,2017} / T_{i,2016}$$

kus $T_{i,2016}$ – prognoositava objekti i tipukoormuse aeg lähteaastal 2016:

$$(2.8) T_{i,2016} = W_{i,2016} / P_{i,max,2016}$$

$P_{i,max,2016}$ – prognoositava objekti i tipukoormus lähteaastal 2016

Objekti i tarbitud energia prognoos aastaks 2018 analoogiliselt:

$$(2.9) W_{i,2018} = (1 + \alpha_i) W_{i,2017}$$

Prognoositava objekti tipukoormus aastal 2018:

$$(2.10) P_{i,max,2018} = W_{i,2018} / T_{i,2016}$$

Tarbimised ja tipukoormused aastail 2019, 2020, 2021 ja 2022 leitakse analoogiliselt (valemid (2.9) ja (2.10)). Tarbimise prognoosid pikemas perspektiivis leitakse lihtsustatult viie aastase intervalliga keskmiste kasvumäärade hinnangute alusel (tabel 2.2):

$$(2.11) W_{i,2023} = (1 + \alpha_i) \cdot W_{i,2022}$$

$$(2.12) W_{i,2027} = (1 + \alpha_i) \cdot 5 \cdot W_{i,2023}$$

$$(2.13) W_{i,2032} = (1 + \alpha_i) \cdot 5 \cdot W_{i,2027}$$

Koormustipu prognoosid on leitud analoogiliselt valemiga (2.10).

2.3.2 Muude asjakohaste koormuste prognoosid

Peale aastaste tipukoormuste prognooside $P_{i,max,n}$ leitakse ka iseloomulike koormuste prognoosid, kasutades aastase koormusgraafiku näitajate väärtusi lähteaastal, s.t aastal 2016 (vt p 1.1).

Aastase minimaalkoormuse prognoos leitakse koormuse ebahütlusteguri keü abil:

$$(2.14) P_{i,min,n} = P_{i,max,n} \cdot k_{eü,2016}$$

Suvised tipukoormuse prognoos leitakse suvise tipukoormuse teguri k_{max} abil:

$$(2.15) P_{i,max,suvi,n} = P_{i,max,n} \cdot k_{max,2016}$$

Objekti i reaktiivkoormuste vastavad prognoosid aastaks n leitakse lähteaasta keskmiste võimsustegurite vahendusel.

Reaktiivvõimsuse aastane koormustipp:

$$(2.16) Q_{i \max n} = P_{i \max n} \tan \phi_{i \text{ kesk } 2016}$$

Reaktiivvõimsuse aastane koormusmiinimum:

$$(2.17) Q_{i \min n} = P_{i \min n} \tan \phi_{i \text{ kesk } 2016}$$

Reaktiivvõimsuse suvine koormustipp:

$$(2.18) Q_{i \max \text{ suvi } n} = P_{i \max \text{ suvi } n} \tan \phi_{i \text{ kesk } 2016}$$

2.3.3 Kohaliku tootmise arvestamine koormuste prognoosil

Kohaliku elektritootmise arvestamiseks tuleb tipu- ja minimaalkoormuste prognoose korrigeerida. Nimelt toimub koormuste prognoosimine tarbimise prognooside ja lähteaasta tarbimise põhjal leitud tipukoormuse kasutusaja alusel (vt p. 1.3). Üldjuhul ei kajastu aga põhivõrgust tarbitava elektrienergia koguses hajatootjate toodang. Samas peavad tipu- ja minimaalkoormuste prognoosid vastama raskeimale tõenäolisele olukorrale. Seetõttu tuleb tarbimise põhjal prognoositud tipu- ja minimaalkoormuste prognoose korrigeerida kohaliku tootmisvõimsuse järgi. Seda on tehtud tegurite abil, mis näitavad põhivõrgu osalusmäära koormuse katmisel kohaliku tootmisvõimsuse võimaliku vähenemise korral. Nagu öeldud eespool (p. 1.3), vaadeldakse kohalike tootjatena päikesepaneele, elektrituulikuid ja muid tootjaid (põhiliselt koostootmisjaamu). Igale tootmisliigile on omistatud põhivõrgu osalusmäärad vastavalt koormustippude või minimaalkoormuste katmisel.

Elektrituulikute osas on põhivõrgu osalusmäär suurim tuulevaikuse korral (või ka väga tugeva tuule või väga madala temperatuuri puhul, mil tuulegeneraatorid välja lülituvad). Terve süsteemi koormuse vaatlemisel on suure hulga elektrituulikute üheaegne seiskumine vähe tõenäoline ja põhivõrgu osalusmääraks tuulikute koormuse katmisel on võetud 0,6. Võrgupiirkondade puhul on vastav tõenäosus piires 0,7-0,8; alajaamade puhul 0,8-0,9.

Süsteemi aastased tipukoormused esinevad talvel pimedal ajal, mil päikesepaneelide võimsus on nägunii null ning täiendava toite vajadus põhivõrgust nende võimsuse katmiseks puudub. Võrgupiirkondade ja alajaamade puhul sõltub päikesepaneelide võimsuse põhivõrgust katmise määr vastava tipukoormuse esinemise ajast – mida valgem aeg, seda suurem osalusmäär, ulatudes suvepäevadel väärtusteni 0,7-0,8. Muud tootjad, eeskätt koostootmisjaamad, töötavad süsteemi koormustipu ajal eeldatavasti täiskoormusega, kuid võib esineda siiski 10%se tõenäosusega osa võimsuse tööst väljas olekut (remont, avarii, hooldus jms), mille peab katma põhivõrk. Seetõttu on muu võimsuse osas osalusmääraks süsteemi tipukoormuse ajal võetud 0,1. Alajaamade ja võrgupiirkondade puhul sõltub osalusmäär tipukoormuse esinemise ajast. Kui see on talvisel ajal, võib osalusmäärad võtta madalaks ja võrdseks nende väärtustega süsteemi koormustipu ajal. Piirkondade ja alajaamade puhul, mille tipukoormus esineb suvel, võib muude tootjate võimsuse eeldada madalaks ja nende põhivõrgust katmise määraks 0,5-0,6.

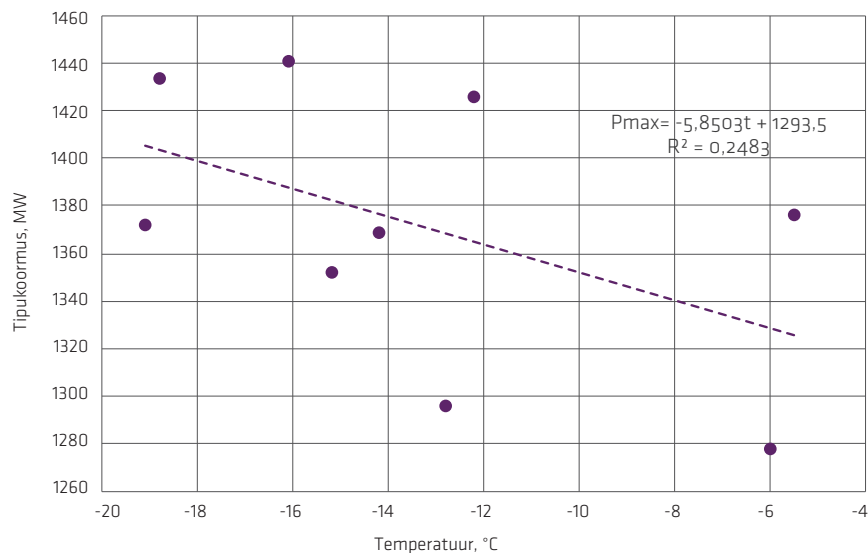
Suvised tipukoormuse korrigeerimisel tuleb elektrituulikute võimsuse osas lähtuda samadest seisukohtadest, mis süsteemi tipukoormuse puhulgi. Kui suvine tipukoormus esineb öisel ajal, on päikesepaneelide toodang nägunii null ja põhivõrgu täiendava toite osalusmäär on null. Kui suvine tipukoormus on päeval ajal, ulatub osalusmäär väärtusteni 0,7-0,8. Muude tootjate võimsus on suvised tipu ajal suhteliselt madal ja nende põhivõrgust katmise määr on piires 0,5-0,6.

Minimaalkoormuse äärmuslikuks juhtumiks on tuulikute ja päikesepaneelide töötamine suurima väljundvõimsusega, s.t seosega (2.14) arvatud koormusmiinimumi tuleb korrigeerida, lahutades temast kõrge osalusmääraga kohaliku tootmisvõimsuse. Kui miinimum esineb talvel pimedal ajal, tuleb päikesepaneele ignoreerida. Muu koormuse osalusmäär oleks sõltuvalt miinimumi esinemise ajast piires 0,3-0,8. Suuremad väärtused vastavad miinimumi esinemisele jahedamal ajal.

2.3.4 Tipu- ja minimaalkoormused erinevatel temperatuuridel

Aasta tipukoormuse prognoosid on lisaks eeldatavale keskmisele temperatuurile leitud ka temperatuuridel -25°C ja 0°C ning suvise tipukoormuse ja aasta minimaal-koormuse prognoosid lisaks keskmisele suvisele temperatuurile ka temperatuuril $+25^{\circ}\text{C}$. On analüüsitud süsteemi aastase ja suvise koormustipu temperatuuri tundlikkust aastatel 2008-2016. Aastase tipukoormuse regressioonsõltuvus temperatuurist on toodud joonisel 2.14.

Joonis 2.14. Süsteemi aastase tipukoormuse sõltuvus temperatuurist



Nähtub, et aastase summaarse tipukoormuse temperatuuritundlikkus on $\Delta P_{\max} = 6 \text{ MW}/^{\circ}\text{C}$, s. t. temperatuuri alanemisel 1°C võrra süsteemis kasvab summaarne tipukoormus keskmiselt 6 MW võrra. (Olgu märgitud, et Eleringi 2011 a analüüsi kohaselt on koormuse temperatuuritundlikkus $11 \text{ MW}/^{\circ}\text{C}$ ja ööpäevase tarbimise tundlikkus $260 \text{ MWh}/^{\circ}\text{C}$ [Eesti...,2011]).

Aastase tipukoormuse esinemise ajad ja temperatuurid aastatel 2008 – 2016 on esitatud tabelis 2.3.

Tabel 2.3. Süsteemi tipukoormuse esinemise ajad ja temperatuurid

Aasta	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Kuupäev	7.01	18.12	28.01	23.02	6.02	18.01	30.01	07.01	8.01
Kellaaeg	16-17	16-17	17-18	09-10	10-11	17-18	17-18	17-18	10-11
Temperatuur, °C	-5,5	-14,2	-16,1	-19,1	-12,2	-12,8	-15,2	-6	-18,8
Tipukoormus, MW	1376	1369	1441	1372	1426	1296	1352	1278	1433

Aastate rea keskmine temperatuur süsteemi tipukoormuse hetkel on $t_{\max \text{ kesk}} = -13^{\circ}\text{C}$.

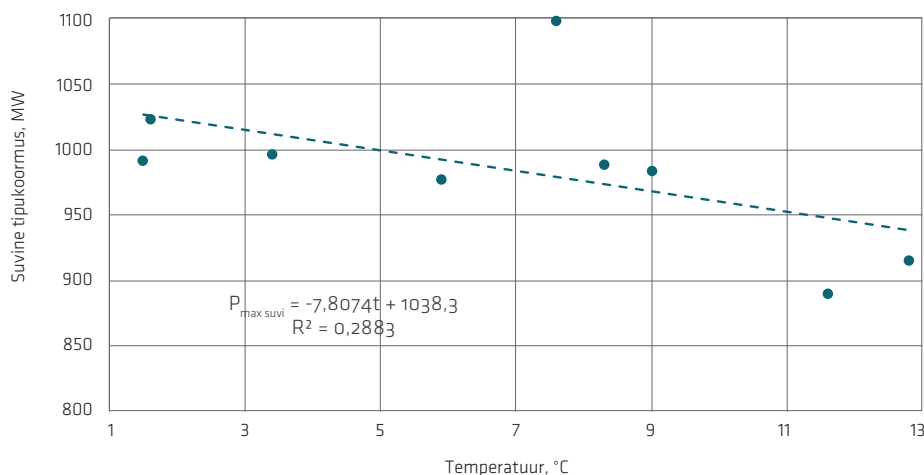
Joonisel 2.15 on toodud süsteemi suvise tipukoormuse sõltuvus temperatuurist, tabelis 2.4 süsteemi suvise tipukoormuse esinemise ajad ja temperatuurid aastatel 2008 – 2016.

Tabel 2.4. Süsteemi suvise tipukoormuse esinemise ajad ja temperatuurid

Aasta	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Kuupäev	16.09	28.09	4.05	4.05	24.09	30.09	5.05	21.05	28.09
Kellaaeg	10-11	11-12	11-12	10-11	10-11	11-12	10-11	13-14	16-17
Temperatuur, °C	7,6	12,8	1,6	3,4	8,3	5,9	1,5	9	11,6
Suvine tipukoormus, MW	1098	915	1023	996	988	977	992	984	890
$k_{max} = P_{max\ suvi} / P_{max}$	0,80	0,67	0,71	0,73	0,69	0,75	0,73	0,77	0,62

Siit suvise summaarse tipukoormuse temperatuuritundlikkus on $\Delta P_{max\ suvi} = -8 \text{ MW}/^\circ\text{C}$, s. t. temperatuuri tõusul 1°C võrra süsteemi suvine summaarne tipukoormus väheneb keskmiselt 8 MW võrra. Aastate rea keskmine temperatuur suvise tipukoormuse hetkel on $t_{max\ suvi\ kesk} = 7^\circ\text{C}$.

Joonis 2.15. Süsteemi suvise tipukoormuse sõltuvus temperatuurist



Toodud temperatuuritundlikkuste ja esinemise keskmiste temperatuuride alusel on leitud süsteemi lähteaasta tipukoormuse prognoos -25°C juures $P_{max\ -25\ 2016}$ ja suvise tipukoormuse prognoos $+25^\circ\text{C}$ juures $P_{max\ suvi\ +25\ 2016}$:

$$(2.19) \quad P_{max\ -25\ 2016} = P_{max\ 2016} + \Delta P_{max}(-25 - t_{max\ kesk})$$

$$(2.20) \quad P_{max\ suvi\ +25\ 2016} = P_{max\ suvi\ 2016} - \Delta P_{max\ suvi}(25 - t_{max\ suvi\ kesk})$$

kus $P_{max\ 2016}$ ja $P_{max\ suvi\ 2016}$ - lähteaasta, s.t aastal 2016, vastavalt aastane ja suvine tipukoormus.

Alajaamade ja piirkondade ning alapiirkondade vastavate tipukoormuste prognoosimiseks on leitud suhted

$$(2.21) \quad \tau_{aasta} = \frac{P_{max\ -25\ 2016}}{P_{max\ 2016}}$$

ja

$$(2.22) \quad \tau_{suvi} = \frac{P_{max\ suvi\ +25\ 2016}}{P_{max\ suvi\ 2016}}$$

Siis objekti i aastase tipukoormuse prognoos vaadeldaval n -dal aastal -25°C juures:

$$(2.23) \quad P_{i \max \text{ suvi } +25 n} = P_{i \max n} \times \tau_{aasta}$$

ja objekti i suvise tipukoormuse prognoos vaadeldaval n -dal aastal $+25^{\circ}\text{C}$ juures:

$$(2.24) \quad P_{i \max -25 n} = P_{i \max \text{ suvi } n} \times \tau_{suvi}$$

Minimaalkoormused $P_{i \min +25 n}$ ja $P_{i \min -25 n}$ aasta n jaoks leitakse vastavate tipukoormuste $P_{i \max +25 n}$ ja $P_{i \max -25 n}$ järgi, kasutades lähteaasta ebaühtlustegureid (valem (2.14)). Reaktiivkoormuste prognoosid leitakse vastavate aktiivtipukoormuste järgi keskmiste võimsustegurite abil (valemid (2.16) – (2.18)).

2.3.5 Tipukoormuste jaotus alajaamade ja võrgupiirkondade vahel

Talitusarvutuste sooritamiseks pakub huvi võrgu kogukoormuse jagunemine alajaamade vahel süsteemi iseloomulike koormuste (koormustipu, suvise koormustipu ja koormusmiinimumi) hetkedel. Jagunemine prognoositava aasta vastaval hetkel on leitav vastavate kogukoormuse jaotustegurite $k_{jt \max}$, $k_{jt \text{ suvi } \max}$ ja $k_{jt \min}$ abil. Viimased leitakse alajaama (või piirkonna) vastava iseloomuliku koormuse (tipu- või miinimumkoormuse) hetkel esineva koormuse ja süsteemi sama hetke koormuse suhtena aastal 2016. Seejuures:

$k_{jt \max}$	süsteemi aastase tipukoormuse jaotustegurid;
$k_{jt \text{ suvi } \max}$	süsteemi suvise tipukoormuse jaotustegurid;
$k_{jt \min}$	süsteemi miinimumkoormuse jaotustegurid

3 Prognoosimismudeli realisatsioon

3.1 MUDELI SISEND

Prognoosimismudel on koostatud Excel-tabelarvutusprogrammina, mis antakse tellijale üle digitaalselt koos käesoleva aruandega. Mudel võimaldab prognoosida aastateks 2017-2032 Eleringi 146 alajaama toitepiirkonna, viie võrgupiirkonna ja üheteistkümne alapiirkonna ning kogu võrgu (süsteemi)

- aktiiv- ja reaktiivenergia aastased tarbimised;
- aktiiv- ja reaktiivvõimsuse aastased tipukoormused tipuhetke keskmisel temperatuuril ning temperatuuridel $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ja $0\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- aktiiv- ja reaktiivvõimsuse suvised tipukoormused suvise tipuhetke keskmisel temperatuuril ning temperatuuril $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- aktiiv- ja reaktiivvõimsuse aastased miinimumkoormused miinimumhetke keskmisel temperatuuril ning temperatuuril $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- aktiiv- ja reaktiivvõimsused kogu võrgu aastase tipukoormuse hetkel (hetke keskmisel temperatuuril ning temperatuuridel $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ja $0\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- aktiiv- ja reaktiivvõimsused kogu võrgu suvise tipukoormuse hetkel (hetke keskmisel temperatuuril ning temperatuuril $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- aktiiv- ja reaktiivvõimsused kogu võrgu aastase miinimumkoormuse hetkel (hetke keskmisel temperatuuril ning temperatuuril $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Ühtekokku võimaldab mudel prognoosida ca 60000 erineva suuruse väärtust.

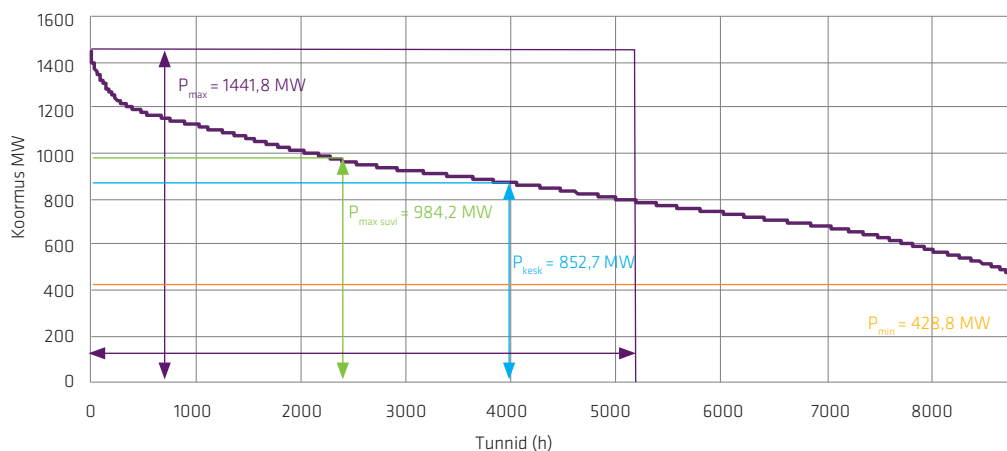
Mudeli sisendiks on Eleringi andmebaasist ammutatud andmed - aastatel 2013 - 2016 põhivõrgu alajaamade trafosid läbinud energiakogused ja alajaamade varustuspiirkondades paigaldatud kohalikud tootmisvõimsused; mõjutegurite kasvutempod ja tarbimise elastsused erinevatele arengupiirkondadele erinevatel aastatel. Algandmeteks on samuti andmetöötlusega leitud prognoosimiseks vajalikud (töö esimesel etapil arvatud) suurused ja tegurid.

Arutati süsteemi, võrgupiirkondade ja alapiirkondade ning alajaamade tipu- ja miinimumkoormused, koormuse ebaühtlustegurid, suvise tipukoormuse tegurid, keskmised võimsustegurid ja tipukoormuse kasutusajad. Samuti leiti süsteemi, võrgupiirkondade ja alapiirkondade aktiiv- ja reaktiivkoormuste üheaegsustegurid ning tegurid tipu- ja miinimumkoormuste leidmiseks erinevatel temperatuuridel. Arutati alajaama koormuste jaotustegurid tipu- ja miinimumkoormuste hetkedel.

Kõik nimetatud andmed Eleringi võrgu normaalskeemi jaoks on sisestatud mudelisse.

Joonisel 3.1. on esitatud Eesti süsteemi 2016 a koormuskestusköver ja iseloomulikke näitajaid.

Joonis 3.1. Eesti elektrisüsteemi 2016 a koormuskestusköver ja iseloomulikke näitajaid



Analüüsi koormustippude ja koormusmiinimumide esinemise aegu. Süsteemi aastase ja suvise koormustipu esinemise kuupäevad ja kellaajad aastatel 2008-2016 on toodud tabelites 2.3 ja 2.4. Tabelis 3.1 on toodud alajaamade tipukoormuste P_{max} esinemisaegade jaotus kuude lõikes 2016. aastal. Nagu näha, esineb enamuse alajaamade tipukoormus talvel, s.h jaanuaris 84 alajaama omad. Samas leiab 14 alajaama koormustipp aset suveperioodil.

Tabel 3.1. Alajaamade tipukoormuste P_{max} esinemisaegade jaotus 2016 a kuude lõikes

jaanuar	veebruar	märts	aprill	mai	juuni	juuli	august	september	oktoober	november	detsember
84	5	4	6	1	1	3	6	3	10	9	13

Süsteemi koormusmiinimum 2016. aastal oli 17. juulil kell 5-6 enne lõunat. Tabelis 3.2 on toodud alajaamade koormusmiinimumide P_{min} esinemisaegade jaotus kuude lõikes 2016. aastal.

Tabel 3.2. Alajaamade minimaalkoormuste P_{min} esinemisaegade jaotus 2016 a kuude lõikes

jaanuar	veebruar	märts	aprill	mai	juuni	juuli	august	september	oktoober	november	detsember
3	4	2	12	11	41	35	8	12	12	5	0

Nagu võibki oodata, esineb enamiku alajaamade koormusmiinimum suveperioodil, kuid siiski tervelt 38 alajaama koormusmiinimum esineb väljapool suveperioodi. Ligi 90 alajaama, samuti kõigi võrgupiirkondade ja alampiirkondade koormusmiinimum leiab aset öötundidel.

3.2 PROGNOOSIMISMUDELI LÜHIKE KIRJELDUS

Mudel koosneb üheksast EXCEL-lehest /sheet/ – kolm iga tarbimise kasvu stsenaariumi jaoks:

MED ALG, MED PROG₁ ja MED PROG₂ – keskmise kasvu (baas-)stsenaariumi jaoks;

MAX ALG, MAX PROG₁ ja MAX PROG₂ – kiire kasvu stsenaariumi jaoks;

MIN ALG, MIN PROG₁ ja MIN PROG₂ – aeglase kasvu stsenaariumi jaoks.

Iga stsenaariumi puhul:

Leht **XXX ALG** sisaldab tarbimise mõjutegurite kasvutempode ja elastsuste hinnanguid ning nende põhjal leitud tarbimise kasvumäärasid kogu süsteemile ning kiire, keskmise ja aeglase tarbimise arengupiirkonna alajaamadele (vt tabel 2.2) vastava kasvustsenaariumi puhul. Nimetatud suurused on hinnatud prognoosimisperioodi kolmele viisaastakule: 2017-2021, 2022-2026 ja 2027-2032. Roheliseks värvitud lahtrites võib mudeli kasutaja vajadusel kasvutemposid ja elastsusi muuta. Muudetud väärtused toimivad alates muutmise aastast kõigil vastava viisaastaku järgnevatel aastatel ja ainult neil, s.t järgmis(t)el viisaastaku(te)l toimivad algselt sisestatud väärtused (kuni neid ei muudeta). Soovides muuta tarbimise kasvumäärasid viisaastaku siseselt, tuleb seda teha lehel XXX PROG₁.

Leht **XXX PROG₁** on mudeli põhiosa. Lehe veerud B kuni X sisaldavad lähteaasta, s.t 2016 a andmeid ja nende alusel leitud prognoosimiseks vajalikke tegureid (vt jaotis 1.1). Lehele sisestatakse lehelt XXX ALG prognoosimiseks vajalikud tarbimise kasvumäärad kogu süsteemile ning kiire, keskmise ja aeglase tarbimise arengupiirkonna alajaamadele. Lehel arvutatakse põhilised väljundid vastava tarbimise kasvu stsenaariumi puhul: kogu põhivõrgu (süsteem) ja tema alajaamade toitepiirkondade aastaste elektritarbimiste ja tipukoormuste, suviste tipukoormuste ning miinimumkoormuste prognoosid aastateks 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2027 ja 2032 erinevatel eeldatud temperatuuridel: -25°C, talvise tipukoormuse temperatuur (-13°C), 0°C, suvise tipukoormuse temperatuur (+7°C) ja +25°C. Prognoosid koostatakse nii aktiiv- kui reaktiivkoormustele. Nimetatud näitajad leitakse ka võrgupiirkondadele ja võrgu alapiirkondadele. Vajadusel võib prognoose jooksvalt korrigeerida, muutes tabelis kasvumäärasid, tipukoormuse aegu ja kohaliku tootmise andmeid.

Leht **XXX PROG₂** sisaldab süsteemi kogukoormuse jaotustegureid alajaamade vahel iseloomulike koormuste (koormustipu, suvise koormustipu ja koormusmiinimumi) hetkedel:

$k_{jt\ max}$ süsteemi aastase tipukoormuse jaotustegurid;

$k_{jt\ suvi\ max}$ süsteemi suvise tipukoormuse jaotustegurid;

$k_{jt\ min}$ süsteemi miinimumkoormuse jaotustegurid.

Nimetatud tegurid on leitud alajaama (või piirkonna) vastava iseloomuliku (süsteemi tipu- või miinimumkoormuse) hetke koormuse ja süsteemi sama hetke koormuse suhtena aastal 2016. Tegurid on leitud lähteandmete alusel ja kantud lehtedele XXX PROG₁ ning sealt lehtedele XXX PROG₂. Viimastel leitakse nende jaotustegurite abil prognoositava aasta kogukoormuse (nii aktiiv- kui reaktiivkoormuse) jagunemine alajaamade ning piirkondade vahel süsteemi koormustipu, suvise koormustipu ja koormusmiinimumi hetkedel.

3.3 PROGNOOSI TULEMUSI

Süsteemi tarbimise ja tipu- ning miinimumkoormuste prognoosid tarbimise kasvu erinevate stsenaariumide puhul on esitatud tabelites 3.3, 3.4 ja 3.5.

Tabel 3.3. Süsteemi tarbimise ja koormuste prognoosid tarbimise baasstsenaariumi puhul

Näitaja	Aasta		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2027	2032
	Temperatuur											
P_{max} , MW	-25°C			1550	1580	1611	1642	1674	1689	1704	1758	1786
	tipuhetke keskmine		1442	1476	1505	1534	1564	1594	1609	1623	1674	1701
	0°C			1397	1424	1451	1479	1508	1522	1535	1584	1609
$P_{max\ suvi}$, MW	suvise tipuhetke keskm		984	1099	1120	1141	1162	1184	1195	1232	1269	1288
	+25°C			938	956	974	992	1011	1020	1051	1083	1100
P_{min} , MW	miinimumhetke keskm		428	408	417	425	434	443	447	450	465	473
	+25°C			370	377	384	392	399	403	406	419	426
Q_{max} , Mvar	-25°C			186	190	193	197	201	203	204	211	214
	tipuhetke keskmine		177	177	181	184	188	191	193	195	201	204
	0°C			168	171	174	177	181	183	184	190	193
$Q_{max\ suvi}$, Mvar	suvise tipuhetke keskm		237	132	134	137	139	142	143	148	152	155
	+25°C			113	115	117	119	121	122	126	130	132
Q_{min} , Mvar	miinimumhetke keskm		79	49	50	51	52	53	54	54	56	57
	+25°C			44	45	46	47	48	48	49	50	51
W , GWh	aasta keskmine		7490	7597	7745	7895	8048	8205	8282	8360	8626	8762

Tabel 3.4. Süsteemi tarbimise ja koormuste prognoosid kiire kasvu stsenaariumi puhul

Näitaja	Aasta		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2027	2032
	Temperatuur											
P_{max} , MW	-25°C			1563	1606	1651	1697	1744	1771	1798	1903	1991
	tipuhetke keskmine		1442	1489	1530	1572	1616	1661	1687	1713	1812	1896
	0°C			1408	1447	1487	1529	1571	1596	1620	1714	1793
$P_{max\ suvi}$, MW	suvise tipuhetke keskm		984	1108	1138	1168	1200	1233	1252	1297	1369	1430
	+25°C			946	971	997	1025	1052	1069	1107	1168	1220
P_{min} , MW	miinimumhetke keskm		428	412	424	437	450	463	471	476	-135	531
	+25°C			373	383	394	405	416	422	429	454	475
W , GWh	aasta keskmine		7490	7660	7874	8093	8319	8551	8687	8825	9338	9772

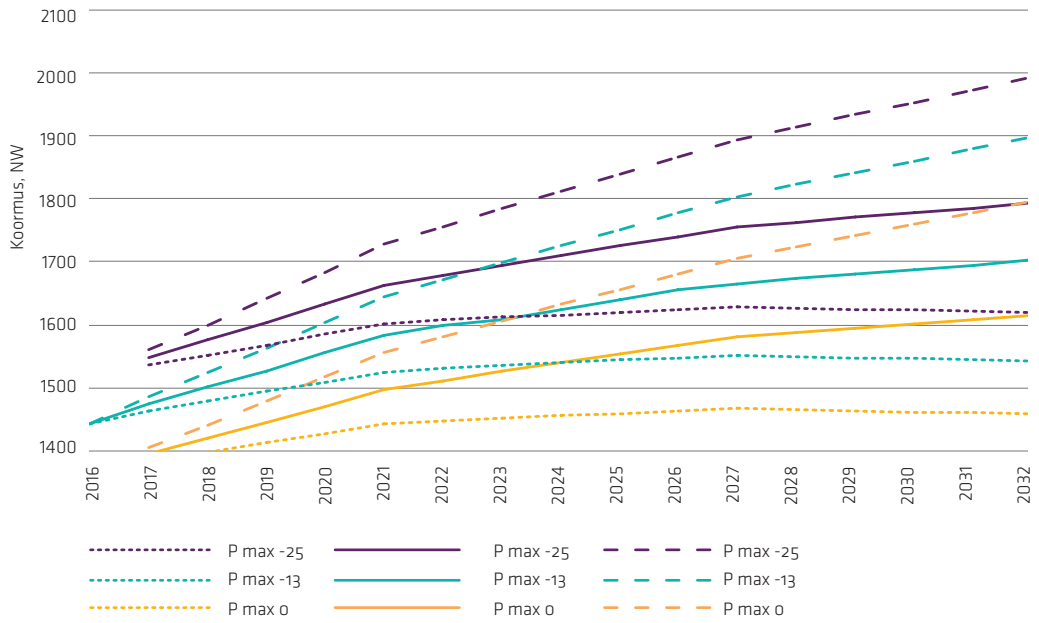
Tabel 3.5. Süsteemi tarbimise ja koormuste prognoosid aeglase kasvu stsenaariumi puhul

Näitaja	Aasta		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2027	2032
	Temperatuur											
P_{max} , MW	-25°C			1538	1555	1573	1591	1609	1613	1617	1628	1608
	tipuhetke keskmine		1442	1465	1481	1498	1515	1532	1537	1540	1550	1532
	0°C			1386	1401	1417	1433	1449	1453	1457	1466	1449
$P_{max\ suvi}$, MW	suvise tipuhetke keskm		984	1090	1102	1115	1127	1139	1142	1172	1179	1165
	+25°C			931	941	951	962	972	975	1000	1006	995
P_{min} , MW	miinimumhetke keskm		428	405	410	415	420	425	426	425	428	422
	+25°C			367	371	375	379	384	385	386	388	383
W , GWh	aasta keskmine		7490	7537	7622	7709	7796	7885	7908	7932	7984	7888

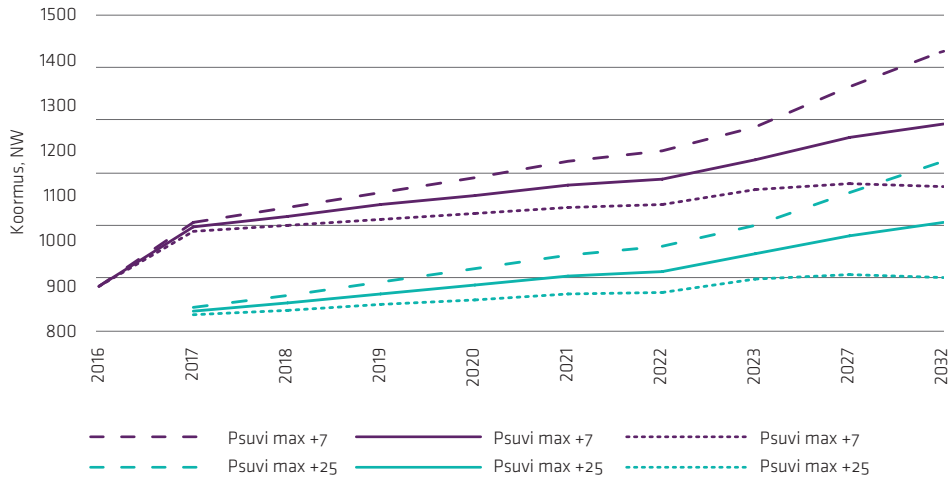
Tulemused alajaamade, võrgupiirkondade ja alapiirkondade kohta on leitavad Excel-mudelitest.

Järgnevatel joonistel on esitatud graafiliselt süsteemi koormuste ja tarbimise prognoosi tulemusi.

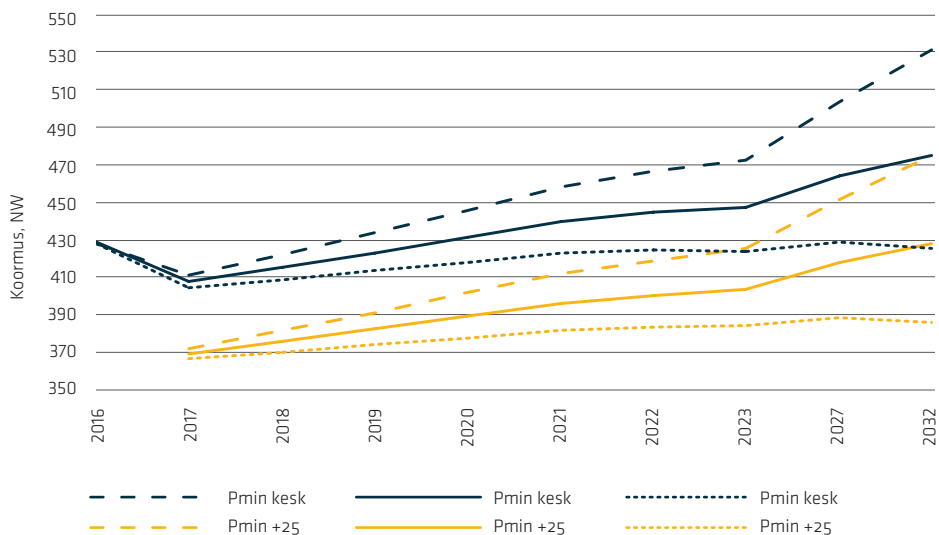
Joonis 3.2. Süsteemi tipukoormuste prognoosid (MW) temperatuuridel -25°C, -13°C ja 0°C tarbimise aeglase kasvu (punktijooned), keskmise kasvu (pidevjooned) ja kiire kasvu (kriipsjooned) stsenaariumi puhul



Joonis 3.3. Süsteemi suviste tipukoormuste prognoosid (MW) temperatuuridel +7°C ja +25°C tarbimise aeglase kasvu (punktijooned), keskmise kasvu (pidevjooned) ja kiire kasvu (kriipsjooned) stsenaariumi puhul

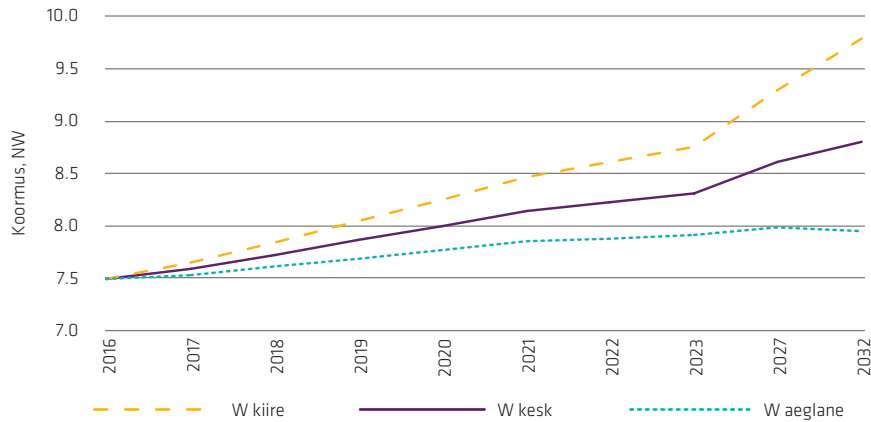


Joonis 3.4. Süsteemi koormusmiinimumide prognoosid (MW) keskmisel temperatuuril ja temperatuuril +25°C tarbimise aeglase kasvu (punktijooned), keskmise kasvu (pidevjooned) ja kiire kasvu (kriipsjooned) stsenaariumi puhul



Lõpuks on järgneval joonisel toodud süsteemi aastase tarbimise prognoosid tarbimise erinevate kasvustenaariumide puhul:

Joonis 3.5. Süsteemi aastase tarbimise prognoosid (TWh) tarbimise erinevate kasvustenaariumide puhul



3.4 VÕRDLU VARASEMA PROGNOOSIMUDELI TULEMUSTEGA

Aastal 2010/2011 koostati TTÜ Elektroenergeetika instituudis uurimistöõde „110 kV elektrivõrgu arengu teoreetilised probleemid ja osalemine arengukava koostamises“ ning „Keskpingevõrgu arengu teoreetilised probleemid, osalus arengukava koostamises“ raames EXCEL-mudel 110 kV ja 35 kV alajaamade tarbimise ja koormustippude prognoosimiseks aastateks 2011-2030. Ka see mudel rakendas elektritarbimise kasvutempol põhinevat meetodikat, kusjuures esmajoones prognoositi tarbimine ja seejärel leiti koormustipud. Kasutati lihtsustatud lähenemist, kus elektritarbimise kasvutempo seoti majanduse kasvutempoga. Elektritarbimise kasvumäärad hinnati nelja tarbimissektori - kodutarbimine, tootmine, äri- ja kommunaaltarbimine ning segatarbimine - lõikes. Viimase hulka arvati ka tarbijad, mille kohta andmed puudusid. Seejuures lähtuti ekspertide seisukohast, et tarbimise kasv moodustab keskmiselt poole SKP kasvust.

Alajaama toitepiirkondade tarbimise kasvud hinnati kolme iseloomuliku arengupiirkonna jaoks kolme erineva arengustenaariumi puhul võttes arvesse koormussektorite osakaalu ja vastavaid kasvutegureid. Prognoosid koostati põhi- ja jaotusvõrgu normaalskeemi jaoks.

2011 a mudeli ja käesolevas töös koostatud mudeli prognooside võrdlemine näitab tulemuste suuri lahknevusi. Öeldut iseloomustab kujukalt tabel 3.6, kus on esitatud kogu võrgu (süsteemi) ja valikuliselt mõne alajaama tipukoormuste tegelikud ja 2011 a ning käesoleva mudeliga prognoositud (kursiivis) väärtused. Lahknevused kasvavad ajalisel perspektiivis (vt joonis 3.6) ja on suuremad alajaamade toitepiirkondade prognooside puhul.

Tabel 3.6. Käesoleva ja 2011 a mudeli prognooside võrdlus

Tipukoormus	Prognoosi mudel	Aasta					
		2010	2013	2014	2015	2020	2030/32
Süsteem	2011 a mudel, MW	1423	1728	1784	1838	2051	2556
	Käesolev mudel, MW		1334	1416	1292	1555	1708
	Erinevus, %		29,5	26,0	42,3	31,9	49,6
Ida aj	2011 a mudel	37,3	45,8	47,8	49,7	57,1	74,8
	Käesolev mudel		34,7	36,7	36,1	42,9	56,7
	Erinevus, %		32,0	30,2	37,7	33,1	31,9
Jüri aj	2011 a mudel	15,4	19	20,1	21,2	25,6	36,1
	Käesolev mudel		14,3	15,7	15,1	18	23,8
	Erinevus, %		32,9	28,0	40,4	42,2	51,7
Mõniste aj	2011 a mudel	1,8	1,9	1,9	1,9	2	2,2
	Käesolev mudel		2,5	1,9	1,7	1,7	1,5
	Erinevus, %		-24,0	0,0	11,8	17,6	46,7
SKP kasv			2011	2012	2013	2014	2015
	Tegelik		7,5	4,3	1,4	2,8	1,4
	Rahandusmin. prognoos		3,6	4	3,8	3,5	
	Erinevus, %		52,6	7,0	-171,4	-25,0	
	TTÜ hinnang		4	3,9	3,8	3,3	
Erinevus, %		47,4	9,3	-171,4	-17,9		

Joonis 3.6. Võrgu summaarse tipukoormuse prognoosid käesoleva ja 2011 a mudeliga



Lahknevuste põhjustena võiks mainida järgmisi 2011 a mudeli erinevustest (võrreldes käesoleva mudeliga) tulenevaid:

- Nõrgalt oli arvestatud demograafilisi protsesse.
- Praktiliselt polnud arvesse võetud temperatuuri mõju tarbimisele.
- Arvesse polnud võetud tarbimise pidurdumist säästumeetmete tulemusel.
- Summaarne koormustipp määrati alajaamade tipukoormuste summana, kasutades koormustippude üheaegsustegurina eeldatud (mitte arvatud) väärtust $kÜ = 0,9$.
- Arvesse võeti liitumisi võimsusega üle 200 kW. Lisaks arvestati detailplaneeringutest ammutatud koormusandmeid, mis olid väga ligikaudsed ja saadud ülemäära optimistlike tuleviku-visionide põhjal.
- Ja lõpuks – kuna elektritarbimise kasvutempod seoti majanduse kasvutempoga, siis oli prognooside täpsus määratud suurel määral SKP prognooside täpsusega, kusjuures eeldati, et tarbimise kasv moodustab keskmiselt poole SKP kasvust. Majandusprognoosid 2010. aastal olid tunduvalt optimistlikumad ja ebatäpsed võrreldes hilisema realisatsiooniga. Öeldut illustreerib tabelis 3.6 toodud SKP kasvu tegelikud väärtused aastatel 2011 – 2015 ja vastavad Rahandusministeeriumi prognoosid ning mudeli autorite hinnangud aastal 2010. Nagu näha, ei ole Rahandusministeeriumi prognoosid oluliselt täpsemad 2011. a koormusprognoosi mudeli täpsusest.

Toome lõpuks tabelis 3.7 2011. a mudelis kasutatud kasvumäärad erinevate arengupiirkondade ja tarbimissektorite jaoks [110 kV...2011]. Nähtub, et kasvumäärad on oluliselt kõrgemad käesolevas mudelis kasutatutest (vt tabel 2.2).

Tabel 3.7. Kasvumäärad erinevate arengupiirkondade ja tarbimissektorite jaoks (kiire/mööduka/aeglase majanduskasvu stsenaarium)

Arengupiirkonnad	Aasta				
	2011	2012	2013	2014	2015
Kodutarbimise kasvumäärad					
Kiire arenguga piirkonnad	4/7,4/8	4/7,4/8	4/7,4/8	3/6,5/7	3/6/7
Keskmise arenguga piirkonnad	3/5/6	3/5/6	3/5/6	3/4/5	3/4/5
Aeglase arenguga piirkonnad	2/3/4	2/3/4	2/3/4	1/2/3	1/2/3
Tootmistarbimise kasvumäärad					
Kiire arenguga piirkonnad	2/3/4	2/3/4	2/2,9/3,5	2/2,8/3,5	2/2,8/3,5
Keskmise arenguga piirkonnad	1/2/3	1/2/3	1/1,9/3	1/1,8/3	1/1,7/3
Aeglase arenguga piirkonnad	0/1/1	0/1/1	0/1/1	0/1/1	0/1/1
Äri- ja kommunaaltarbimise kasvumäärad					
Kiire arenguga piirkonnad	2/4/5	2/3,9/4,5	1,9/3,8/4	1,8/3,7/4	1,7/3,6/4
Keskmise arenguga piirkonnad	1/3/4	1/2,9/4	1/2,8/4	1/2,6/4	1/2,5/4
Aeglase arenguga piirkonnad	0/1/2	0/1/2	0/1/2	0/1/2	0/1/2
Segatarbimise kasvumäärad					
Kiire arenguga piirkonnad	2/3,5/3,8	2/3,4/3,7	2/3,3/3,6	2/3,2/3,5	2/3,1/3,4
Keskmise arenguga piirkonnad	1/2/3	1/2/3	1/2/3	1/2/3	1/2/3
Aeglase arenguga piirkonnad	0/1/2	0/1/2	0/1/2	0/1/2	0/1/2
Prognoositud kasvumäärad					
	Aastate intervallid				
	2016-2020		2021-2025		2026-2030
Kiire arenguga piirkonnad	1,5/2,5/2,8		1,5/2,5/2,8		1,5/2,5/2,8
Keskmise arenguga piirkonnad	1/1,5/2		1/1,5/2		1/1,5/2
Aeglase arenguga piirkonnad	0/1/1,5		0/1/1,5		0/1/1,5

Suured prognoosimisvead on tänapäevases kiiresti muutavas elukeskkonnas küllalt ootuspärased. Tarbimist suuresti mõjutavad majandusprotsessid on muutunud raskesti prognoositavateks, sõltudes nii kohalikest kui globaalsetest arengutest ja ettearvamast rahvusvahelisest olukorrast (sõjad, rahvastikuränne, Euroliidu tulevik jms). Kiiresti muutuv on tehnoloogia – üha rohkem mõjutavad tarbimist led-valgustus, soojuspumbad, elektriautod, mitmesugused säästumeetmed, nutiseadmed jms. Inimeste vaba liikumise tingimustes on raske täpselt ette näha demograafilisi suundumusi. Senised harjumuspärased regulaarsed ilmastikunähtused on asendunud globaalsetest kliimamuutustest tulenevate mittereeglipäraste nähtustega. Lisaks tarbimisele hägustab prognoosimist ka taastuenergia põhinev tootmine, eriti kohalik tootmine. Senistele inimeste elu- ja tootmisrütmidest tulenevatele objektiivsetele tarbimise muutustele lisanduvad inimeste, eriti poliitikute, subjektiivsed ja sageli direktiivsed otsustused ja regulatsioonid.

Kokkuvõtteks võib öelda, et ideaalset prognoosi ei eksisteeri. Paljusid loetletud faktoreid ei saa saja-protsendilise täpsusega ette näha. Seetõttu tuleb elada ebatäpsete prognoosidega. Fundamentaalseks ülesandeks jääb nende pidev korrigeerimine, jälgides prognoosivigu ja välja selgitades põhjusi ning viies mudelisse sisse vajalikke muudatusi.

Ja lõpuks pole ehk üleliigne meenutada Niels Bohri klassikalist ütlust:

Prediction is very difficult, especially if it's about the future.

Kasutatud kirjandus

1. 110 kV elektrivõrgu arengu teoreetilised probleemid ja osalemine arengukava koostamises. Lepingu nr Lep10064 lõpparuanne. Peeter Raesaar, Mati Keel, Heiki Tammoja, Juhan Valtin. Tallinna Tehnikaülikool, Tallinn, 2011.
2. Eesti 35-330 kV elektrivõrgu arengu planeerimise meetodika. Lepingu nr.050L lõpparuanne. Peeter Raesaar, Eeli Tiigimägi, Juhan Valtin. Tallinna Tehnikaülikool, Tallinn, 2002.
3. Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne. Tallinn, Eleringi toimetised nr 1/2011.
4. Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne 2013. Tallinn, Eleringi toimetised nr 1/2013 (5).
5. Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne 2014. Tallinn, Eleringi toimetised nr 2/2014 (7).
6. Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne 2016. Tallinn, Eleringi toimetised nr 1/2016 (12).
7. Eesti energiamajanduse arengukava ENMAKi uuendamise hoonete energiasäästupotentsiaali uuring. Hoonefondi energiatõhususe parandamine – energiasääst, ühikmaksumused ja mahud, Tallinn, 2013. https://energiatalgud.ee/img_auth.php/5/51/ENMAK_2030...Hoonete_energias%C3%A4stpotentsiaali_uuring.pdf
8. Eesti regionaalarengu strateegia 2014-2020. Tallinn 2014.
9. Eesti võimalused liikumaks konkurentsivõimelise madala süsinikuga majanduse suunas aastaks 2050. Lõppraport, Tallinn, 2013.
10. Energiatalgud. <https://energiatalgud.ee/index.php/Esileht:Esileht>
11. Energiateenusettevõtete turu käivitamise võimaluste analüüs. Keskkonnainvesteeringute keskus, 2013.
12. ENMAK 2030. Energiamajanduse arengukava aastani 2030 (eel nõu). Tallinn 2016.
13. Gönen T. Electric Power Distribution System Engineering. McGraw-Hill, Inc., 1986.
14. Handschin E., Dörnemann Ch. Bus Load Modelling and Forecasting. IEEE Trans. on Power Systems, Vol.3, No. 2, May 1988.
15. Ilmastik ja kliimamuutuse põhjused. <http://www.keskkonnaagentuur.ee/failid/ky/ilmastik.pdf>
16. Kauhaniemi K. Long-Term Investment Planning of Electricity Distribution Networks Considering the Uncertainty of Load Forecasts. Tampere University of Technology Publications 119, 1993. 134 p.
17. Konjunktuur. NR 1 (196). Eesti Konjunkturiinstituut, Tallinn, Märts 2016.
18. Kärenlampi, M. Load Models and Short Term Load Forecasting. Proc. of the Workshop "Distribution Automation and Load Management". Saariselkä, Finland, 11-16 Dec. 1994. COMETT EES-UETP, 1994, vol. II.
19. Lakervi E. Sähköjaketuverkkojen suunnittelu. Otatieto Oy. Helsinki, 1996.
20. Lakervi E., Holmes E.J. Electricity Distribution Network Design. London, Peter Peregrinus Ltd., 1995.
21. Meteoroloogiline seire. http://seire.keskkonnainfo.ee/index.php?option=com_content&view=article&id=2079&Itemid=392
22. Peets H. Dynamic Planning. A Practical Manual for the System Planners and Operators of the Electric Distribution Systems. Hydro Quebec, 1986.
23. Puhas energia kõikidele eurooplastele. Komisjoni teatis Euroopa Parlamendile, Nõukogule, Majandus- ja sotsiaalkomiteele, Regioonide Komiteele ja Euroopa Investeeringuspangale. Euroopa Komisjon, Brüssel 2016.
24. Rahvastiku võimalikud arengutrendid 2012-2030. Koostajad: Noorkõiv, R., Loodla, K. Konsultatsiooni- ja koolituskeskus Geomedia. Tartu 2012, 37 lk. https://www.siseministerium.ee/public/KOV-indeks_2011_rahvastiku_aruanne.pdf
25. Review of PJM Models. Phase I: Load Forecast Model Evaluation. Itron, Inc. Forecasting and Load Research Solutions. San Diego, CA, Sept, 2010.
26. Statistika andmebaas. Statistikaamet. <http://pub.stat.ee/px-web.2001/dialog/statfile2.asp>
27. The 2015 Ageing Report. Underlying Assumptions and Projection Methodologies. European Economy 8|2014. http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee8_en.pdf
28. Üleriigiline planeering Eesti 2030+. Tallinn 2013. <http://eesti2030.files.wordpress.com/2014/07/eesti2030.pdf>

