

**VAASAN YLIOPISTO
TEKNILLINEN TIEDEKUNTA
TUOTANNON LAITOS**

Harri Haukilehto
**SUOMEN JAKELUVERKONHALTIJOIDEN TEKNISTEN JA
TALOUDELLISTEN LUKUJEN TARKASTELU**

Tuotantotalouden
Pro gradu -tutkielma

VAASA 2007

ALKUSANAT

Tämä tutkielma on tehty Vaasan Yliopistossa 01.10.2006 – 08.05.2007 välisenä aikana ja sen rahoittaja oli Fortumin säätiö, jolle haluan esittää suurkiitokset. Työn valvojana toimi professori Tauno Kekäle, jota haluan kiittää saamastani opastuksesta.

Työn ohjaajina toimivat Hannu Saaristo ja Sami Kyllönen, joita haluan kiittää arvokkaista tiedoista ja ajankäytöstänne. Ilman teidän apuanne tämän tutkielman teko olisi ollut lähes mahdotonta. Erityiskiitokset myös tutkielman teon aikana rakentavia ja arvokkaita kommentteja antaneille Tapio Hakolalle (ABB Oy), Juha Rintamäelle (Vaasan Sähköverkko Oy) ja Tuomo Varjorannalle (Empower Oy).

Kiitokset myös Kaj Sandbergille ja Kent Sandvikille samassa elämäntilanteessa elämisestä, eli hyvästä sparrauksesta samankaltaisten pro gradun tekoon liittyvien ongelmien kanssa.

Lopuksi haluan kiittää vanhempiani sekä siskojani. Ilman teidän taloudellista ja henkistä tukeanne olisi koko maisterin tutkinto jäänyt suorittamatta.

Vaasassa 08.05.2007

Harri Haukilehto

SISÄLLYSLUETTELO

TIIVISTELMÄ.....	5
ABSTRACT.....	6
1. JOHDANTO.....	8
1.1. Aikaisempia tutkimuksia.....	8
1.2. Tutkielman rakenne.....	10
1.3. Tutkielman tavoite ja tutkimusote.....	10
2. SÄHKÖVERKKOTOIMINTA SUOMESSA.....	12
2.1. Kantaverkko.....	12
2.2. Alue- ja jakeluverkot.....	13
2.3. Verkonhaltijat.....	14
2.4. Verkkoliiketoiminta.....	14
2.5. Käyttö- ja kunnossapitokulut.....	15
2.6. Tariffit.....	16
3. SÄHKÖMARKKINALAKI.....	17
3.1. Markkinoiden vapautuminen.....	17
3.2. Energiamarkkinavirasto.....	18
3.2.1. Energiamarkkinaviraston julkaisemat tilastot.....	19
3.2.2. DEA-malli.....	19
3.3. Regulaatiot Suomessa.....	20
3.3.1. Regulaatiomalli Suomessa 1995–2004.....	20
3.3.2. Regulaatiomalli Suomessa 2005–2007.....	22
3.4. Sähkön laatu.....	24
3.5. Jakeluverkonhaltijoiden investoinnit.....	25
3.6. Kulujen ja investointien kirjaaminen.....	26
4. TILASTOLLINEN TARKASTELU.....	27
4.1. Korrelaatiokerroin.....	27
4.2. Keskiarvotesti.....	28
4.2.1. Varianssianalyysi.....	29
4.2.2. Merkitsevyystasot.....	30
4.3. Vertailusta poisjätetyt yhtiöt.....	30
4.4. Tutkielmassa asetetut oletukset.....	31
5. JAKELUVERKONHALTIJOIDEN TARKASTELU.....	33

5.1.	Sähköverkkotoiminta Suomessa	34
5.2.	Käyttö- ja kunnossapitokulut	40
5.3.	Keskeytysajat.....	46
5.4.	Taloudelliset tunnusluvut.....	47
5.4.1.	Oman pääoman tuottoprosentti.....	49
5.4.2.	Sijoitetun pääoman tuottoprosentti	51
5.5.	Pääomakulujen kehityksen vaikutus	53
5.6.	Investointien vaikutukset.....	56
5.7.	Panos-tuotos vertailu.....	65
5.8.	Sähkönjakelusta yleisesti.....	69
6.	YHTEENVETO.....	70
	LÄHDELUETTELO	73
	LIITTEET.....	77
	Liite 1. Tarkastelussa mukana olleet yhtiöt.....	77
	Liite 2. Kulujen osuus liikevaihdosta (pienempi ryhmäjako).....	80
	Liite 3. Asiakastiheyden vaikutus käyttö- ja kunnossapitokuluihin	80
	Liite 4. Oman pääoman tuottoprosentin mukainen yhtiöiden jaottelu kolmeen ryhmään.....	81

LUETTELO KUVISTA JA KAAVIOISTA

Kuva 1. Tutkimusote.....	11
Kuva 2. Yhtiöryhmien liikevaihto yksittäistä asiakasta kohden.....	34
Kuva 3. Yhtiöryhmien kulujen keskimääräinen osuus liikevaihdosta.....	35
Kuva 4. Keskeytysaikojen jakautuminen eri johdotusratkaisujen välillä.	38
Kuva 5. Keskeytysmäärien jakautuminen eri johdotusratkaisujen välillä.....	39
Kuva 6. Yhtiöryhmien käyttö- ja kunnossapitokulujen osuus liikevaihdosta...	40
Kuva 7. Käyttö- ja kunnossapitokulut suhteutettuna luovutetun energian määrään.....	41
Kuva 8. Kaapelointiasteen vaikutus käyttö- ja kunnossapitokulujen määrään linjakilometriä kohden.....	42
Kuva 9. Kaapelointiasteen vaikutus henkilöstön määrään linjakilometriä kohden.....	44
Kuva 10. Käyttö- ja kunnossapitokulujen vaikutus keskeytysaikoihin.	46
Kuva 11. Kulujen osuus liikevaihdosta liikevoittoprosentin mukaisen jaottelun mukaan.....	48
Kuva 12. Oman ja sijoitetun pääoman tuotto prosentit eri yhtiöillä.	52
Kuva 13. Pääomakulujen kehitys linjakilometreihin nähden.	54
Kuva 14. Käyttö- ja kunnossapitokulujen kehitys, pääomakulujen kehityksen mukaisella jaottelulla.	55
Kuva 15. Pääomakulujen ja investointien osuus liikevaihdosta.	56
Kuva 16. Investoinnit sekä käyttö- ja kunnossapitokulut asiakasta kohden.	59
Kuva 17. Investointien vaikutus käyttö- ja kunnossapitokuluihin.....	60
Kuva 18. Investointien euromääräinen kehitys eniten ja vähiten investoivien yhtiöiden välillä.....	62
Kuva 19. Käyttö- ja kunnossapitokulujen kehitys investointien mukaisen jaottelun mukaan.....	63
Kuva 20. Investointien vaikutus keskeytysaikoihin.	64
Kuva 21. Taajamayhtiöiden panos-tuotos vertailu.	67
Kuva 22. Maaseutuyhtiöiden panos-tuotos vertailu.....	68

VAASAN YLIOPISTO
Teknillinen tiedekunta

Tekijä:	Harri Haukilehto	
Tutkielman nimi:	Suomen jakeluverkonhaltijoiden teknisten ja taloudellisten lukujen tarkastelu	
Ohjaaja:	Tauno Kekäle	
Tutkinto:	Kauppatieteiden maisteri	
Laitos:	Tuotannon laitos	
Oppiaine:	Tuotantotalous	
Opintojen aloitusvuosi:	2000	
Tutkielman valmistumisvuosi:	2007	Sivumäärä: 85

TIIVISTELMÄ:

Sähkömarkkinoiden vapautumisesta huolimatta, sähkönsiirrosta vastaavien yhtiöiden toiminnan monopolisuus säilytettiin. Toimivan sähkönjakelujärjestelmän ollessa yhteiskunnan kannalta huomattavan tärkeässä asemassa on jakeluverkonhaltijayhtiöiden toimintaa pyritty ohjaamaan ja säätelemään erilaisten viranomaisten toimesta. Tämän säätelyn kannalta on oleellista pystyä myös valvomaan toimivatko yhtiöt ohjeiden mukaisesti. Valvontaa varten perustetun Energiamarkkinaviraston suorittaman seurannan kannalta, eräs oleellisimmista menetelmistä, on erilaisten teknisten ja taloudellisten tietojen vuosittainen kerääminen jakeluverkonhaltijoista.

Tutkielman tavoitteena oli perehtyä Energiamarkkinaviraston jakeluverkonhaltijoista vuosina 1999–2005 julkaisemiin teknisiin ja taloudellisiin tilastoihin. Tilastoja käyttäen pyrittiin löytämään erikokoisten ja erilaisissa toimintaympäristöissä toimivien yhtiöiden välille eroavaisuuksia ja muuttujia, joiden avulla pystytään kuvaamaan jakeluverkonhaltijaa sen mukaan, minkä tyyppisessä ympäristössä toimiva yhtiö on kyseessä. Näiden lisäksi pyrittiin löytämään yhtiöiden toimintaa kuvaavien tunnuslukujen trendejä sekä näiden välisiä riippuvaisuuksia.

Tulosten pohjalta voidaan todeta, että erilaisilla alueilla toimivien yhtiöiden yhteenlasketuissa kuluissa ei ole juurikaan eroa. Kulurakenteen huomattavimmat erotukset ovat pääoma- sekä käyttö- ja kunnossapitokuluissa. Kaupunkimaisella alueella toimivilla yhtiöillä näyttäisi kuitenkin olevan paremmat taloudelliset menestymismahdollisuudet. Jakeluverkonhaltijoiden kasvaneilla investoinneilla puolestaan voidaan nähdä olevan laskeva vaikutus verkoston vaatimien käyttö- ja kunnossapitokulujen määrään.

AVAINSANAT: jakeluverkonhaltijat, tilastollinen tarkastelu, käyttö- ja kunnossapitokulut

UNIVERSITY OF VAASA
Faculty of technology
Author:

Harri Haukilehto

Topic of the Master Thesis:

 Study of Finnish Electric
 Utilities Technical and
 Economical Values

Instructor:

Tauno Kekäle

Degree:

 Master of Science in Economics
 and Business Administration

Department:

Department of production

Major subject:

Industrial Management

Year of the Entering the University:

2000

Year of completing the Master Thesis :

2007

Pages: 85

ABSTRACT:

Despite the deregulation of electricity markets the monopolisation of electric utilities was preserved. The actions of those companies are guided and legislated by different authorities because functional power-distribution network is essential for the society. For this guiding it is essential to be able supervise whether the companies are operating accordingly and therefore Energy Market Authority was established. The yearly collecting of technical and economical data concerning electric utilities is essential for this supervising.

The objective of this thesis was to get acquainted with the technical and economical data concerning the electric utilities. The data was collected and published by the Energy Market Authority during the years 1999-2005. Using this data there was an aim to find differences between companies which differ by size and operational environment. The second aim is to find variables which describe the company based on its operational environment. The third aim was to discover the trends and dependencies between the key figures describing the actions of companies.

Based on the results it can be said that there is not much difference in combined expenses between companies operating in different environments. The biggest differences in expenses are in capital and in maintenance costs. It seems that for an electric utility operating in an urban area there are better chances for economical business success. The increasing investments made by electric utilities seem to create a decreasing effect on maintenance costs required by electricity network.

KEYWORDS: electric utility, statistical examination, maintenance costs

LYHENTEET, NIMITYKSET JA SYMBOLIT

DEA	Data Envelopment Analysis (tietoaineiston peittämisanalyysi)
GWh	Gigawattitunti
EMV	Energiamarkkinavirasto
KAH	Sähkönjakelun keskeytyksestä asiakkaalle aiheutuva haitta
KHO	Korkein hallinto-oikeus
KTM	Kauppa- ja teollisuusministeriö
kV	Kilovoltti
TWh	Terawattitunti

1. JOHDANTO

Sähkömarkkinoiden vapautumisen myötä sähkön myynnistä tuli täysin kilpailtu toimiala. Tästä huolimatta sähkönsiirrosta vastaavien yhtiöiden toiminnan monopolisuus säilytettiin. Toimivan sähköjakelujärjestelmän ollessa yhteiskunnan kannalta huomattavan tärkeässä asemassa on jakeluverkonhaltijayhtiöiden toimintaa pyritty ohjaamaan ja säätelemään erilaisten viranomaisten toimesta. Tämän säätelyn kannalta on oleellista pystyä myös valvomaan toimivatko yhtiöt ohjeiden mukaisesti. Valvontaa varten perustetun Energiamarkkinaviraston suorittaman seurannan kannalta, eräs oleellisimmista menetelmistä, on erilaisten teknisten ja taloudellisten tietojen vuosittainen kerääminen jakeluverkonhaltijoista. Tässä tutkielmassa perehdytään alalla toimiviin yrityksiin edellä mainittujen tilastojen pohjalta.

1.1. Aikaisempia tutkimuksia

Sähkömarkkinoiden ja sähköjakelun kannalta julkaisu- ja tutkimustoiminta Suomessa on ehkä eniten keskittynyt Tampereen ja Lappeenrannan teknillisiin yliopistoihin. Lappeenrannassa tehdyissä sähköjakeluverkkoliiketoimintaa käsittelevissä tutkimuksissa on erityisesti kiinnitetty huomiota investointien vaikutuksiin verkkoliiketoiminnan sallitun tuoton määrää laskettaessa, DEA-mallin käyttöön tehokkuuden arvioinnissa, keskijänniteverkon kehittämissuunnitelmiin sekä sähkön laatukysymyksiin. Näiden lisäksi sähköverkon kunnonvalvontaan erikoistuneen osaston toiminnan avainasioina voidaan pitää sähkökoneiden kunnonvalvontaa, tiedonsiirtoa moottorikaapelissa, tiedonkeruujärjestelmiä teollisuusympäristössä sekä älykkäitä antureita. Tampereen teknillisen yliopiston sähköverkkojen tutkimus on puolestaan keskittynyt enimmäkseen sähköjakeluautomaatioon, sähkön laadun hallintaan, verkosto-omaisuuden hallintaan, sähkönsiirtoverkkojen käyttövarmuuteen ja dynaamisiin ilmiöihin sekä hajautettuihin energiajärjestelmiin ja niiden verkkovaikutuksiin. Sähkömarkkinoiden osalta tutkimuksen pääpaino on verkkoliiketoiminnan valvonnassa ja liiketoimintamalleissa. Useat edellä mainituista tutkimuksista toteutetaan

näiden kahden teknillisen yliopiston yhteistyössä. Seuraavana esitellään myös kaksi Vaasan yliopistossa tehtyä tutkielmaa, jotka sivuavat tässä tutkielmassa käsiteltyjä aiheita.

Ville Kuntun laskentatoimen pro gradu- tutkielmassa *Sähköyhtiön koon ja sijainnin vaikutus tunnuslukuihin (2000)* tutkittiin onko sähköyhtiön koolla ja sijainnilla vaikutusta tilinpäätöstietojen perusteella laskettuihin yrityksen kannattavuutta, maksuvalmiutta ja vakavaraisuutta mittaaviin tunnuslukuihin. Tutkielmassa vertailtiin vuosien 1994 ja 1997 tietoja. Vertailuun käytettiin varianssianalyysia, jonka tulokset osoittivat, että koolla ja/tai sijainnilla oli useissa tapauksissa merkittävää vaikutusta tunnuslukuihin. Kuitenkin niin, että useimpien tunnuslukujen kohdalla vain toisella selittävällä tekijällä havaittiin tilastollisesti selkeää omavaikutusta selitettävän tunnusluvun arvoihin.

Jenni Jaskarin laskentatoimen ja rahoituksen pro gradu- tutkielman *Sähkö- ja maakaasuliiketoimintojen aiheuttamisperiaatteen mukainen eriyttäminen kustannuslaskennassa (2005)* tavoitteena oli kuvata sähkö- ja maakaasuyhtiöiden kustannuslaskennassa harjoitettavaa liiketoimintojen laskennallista eriyttämistä tiettyjen kustannuslaskennan ominaisuuksien avulla. Saatujen tulosten avulla arvioitiin kustannuslaskentaan vaikuttavia tekijöitä ja eriyttämislaskennan aiheuttamisperiaatteen mukaisuutta. Tiedot liiketoimintojen eriyttämisestä kerättiin lähettämällä kyselylomakkeet yhtiöille, joiden tulee eriyttää liiketoimintojansa laskennallisesti.

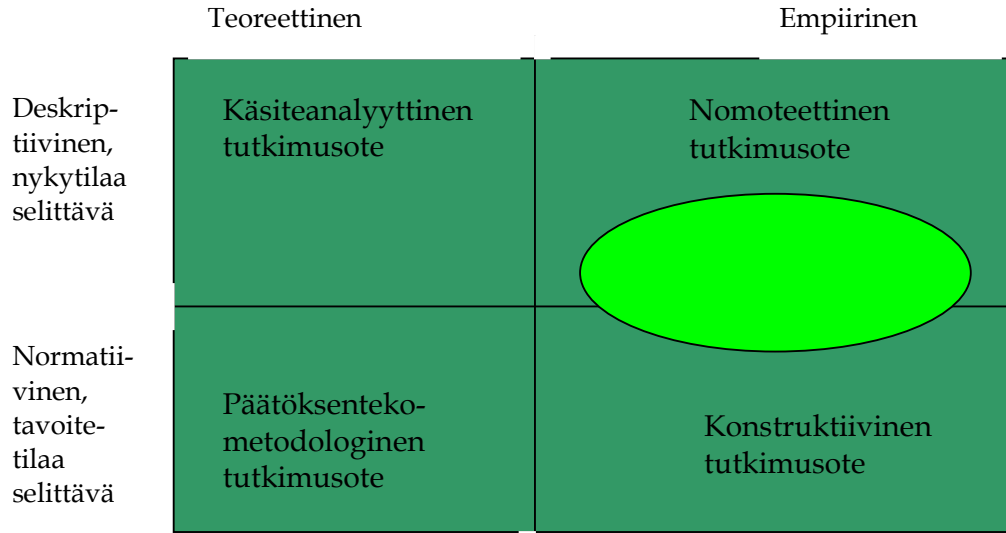
Tutkielman mukaan yrityksen koon ja liiketoimintojen lukumäärän todettiin olevan positiivisesti riippuvaisia pää- ja apukustannuspaikkojen lukumäärästä sekä kohdistusperusteiden lukumäärästä. Tämän lisäksi aiheuttamisperiaatteen mukaisiksi havaittiin kustannusten luokittelu välillisiin ja välittömiin kustannuksiin, apukustannuspaikkojen lukumäärä suhteessa yrityksen kokoon ja liiketoimintojen lukumäärään sekä pääkustannuspaikkojen lukumäärä suhteessa yrityksen kokoon. Myös kohdistustekijöiden lukumäärä oli aiheuttamisperiaatteen mukainen yrityksissä, joilla oli kuusi eriytettyä liiketoimintoa. Muilta osin yritysten kustannuslaskennan ominaisuudet eivät keskimäärin vastanneet aiheuttamisperiaatetta.

1.2. Tutkielman rakenne

Tutkielman ensimmäisessä osassa tuodaan esiin sähkömarkkinoista tai yleensä sähköalasta aikaisemmin tehtyjä tutkimuksia sekä tutkimusote. Toisessa kappaleessa käsitellään sähkömarkkinoita Suomessa ja pyritään esittelemään alalla toimivien erilaisten yhtiöiden toiminnan pääpiirteitä. Kolmannessa kappaleessa käsitellään sähkömarkkinalakia ja Energiamarkkinaviraston (myöhemmin EMV) sen pohjalta määrittelemiä regulaatiota sekä niiden kehitystä Suomessa. Näiden lisäksi pyritään määrittelemään regulaatioissa olevien muuttuvien säännösten ja ohjeiden vaikutuksia jakeluverkonhaltijan toimintaan. Neljännessä kappaleessa määritellään tutkielman kannalta tarpeelliset tilastolliset menetelmät, joita käytetään tilastollisen tarkastelun osuudessa. Tutkielman tulokset ja havainnot sekä sähkönsiirto toimialan kuvaukset käsitellään viidennessä kappaleessa tilastollisen ja graafisen tarkastelun pohjalta. Lopuksi esitetään vielä yhteenveto tutkielmasta.

1.3. Tutkielman tavoite ja tutkimusote

Tämän tutkielman tavoitteena on perehtyä EMV:n keräämiin teknisiin ja taloudellisiin tilastotietoihin jakeluverkonhaltijoista. Näitä tilastoja tutkimalla pyritään löytämään yhtiöiden toimintaa kuvaavien tunnuslukujen trendejä ja riippuvaisuuksia. Näiden lisäksi pyritään löytämään yleisiä muuttujia, joiden avulla pystytään kuvaamaan jakeluverkonhaltijoita sen mukaan minkälaisella toimialueella ne toimivat. Jakeluverkonhaltijoita pyritään lisäksi tarkastelemaan taloudellisten tunnuslukujen kannalta, jotta löydettäisiin muuttujia, jotka kertovat minkälaisilla yhtiöillä on todennäköisesti paremmat liiketaloudelliset menestymismahdollisuudet.



Kuva 1. Tutkimusote.

Käytetty tutkimusote oli kuvan 1 mukaisesti pääasiassa nomoteettinen ja tutkielman pääasiallisena tarkoituksena oli pyrkiä kuvaamaan vallitsevaa nykytilaa. Nomoteettisella tutkimusotteella pyritään etsimään tutkimusaineistosta havaittujen riippuvuuksien osoittamia yhteyksiä ominaisuuksien välillä. (Olkkonen 1994: 59–84.)

2. SÄHKÖVERKKOTOIMINTA SUOMESSA

Suomen sähkömarkkinat käsittävät n. 3 miljoonaa asiakasta, jotka vuosittain kuluttavat yli 80 TWh sähköä, kulutuksen kasvaessa 1,5–3 % vuosittain. Vaihtelua kokonaiskulutukseen aiheuttaa ennen kaikkea muuttuvat lämpötilat. Verrattaessa sähkönkulutusta asiakasmäärään, sen suhteellisen suuruuden selittää vahva teollistuneisuus (yli puolet koko maan kulutuksesta), pohjoinen ilmasto (yli 600 000 sähköllä lämmitettävää asuntoa), suhteellisen halvat sähkön hinnat ja koko ajan paraneva yleinen taloudellinen tilanne, joka normaalin kulutuksen kasvamisen ohella kasvattaa myös sähkönkulutusta. (Lewis & Pakkanen 2003: 65.)

Suomen suhteellisen laajasta pinta-alasta huolimatta koko maa on ollut sähköistettynä 80-luvun alusta asti. Laajalle alueelle rakennetun sähköverkoston aiheuttamat pitkät etäisyydet sähköntilaajien välillä ovat kuitenkin aiheuttaneet sähköntoimittajayhtiöille haasteen siitä, kuinka pystytään taloudellisesti järkevästi hankkimaan riittävästi infrastruktuuria, jotta voidaan tarjota riittävän laadukasta sähköä kaikille sitä haluaville. Suomen sähköjärjestelmä koostuu voimalaitoksista, suurvoiman siirtoon käytettävästä kantaverkosta, alueverkoista, jakeluverkoista sekä sähkön kuluttajista. Tässä tutkielmassa pääpaino on yhtiöissä jotka vastaavat sähkönjakeluverkosta. (Energiateollisuus 2007a; Energiateollisuus 2007b.)

2.1. Kantaverkko

Sähkön siirrosta kantaverkossa on vastuussa Fingrid Oyj. Yhtiön omistama kantaverkko koostuu 400, 220 ja tärkeimmistä 110 kV johdoista sähköasemineen. Näiden lisäksi yhtiön omistuksessa on rajanylitysjohdot Suomesta Ruotsiin, Norjaan Venäjälle ja tammikuun 2007 alusta Viron ja muut Baltian maat pohjoismaisille sähkömarkkinoille yhdistävä kaapeli. Fingrid Oyj muodostaakin yhden keskeisimmistä tekijöistä suomen sähkömarkkinoilla. Sähkömarkkinalaki antaa tarkat ohjeet ja määräykset siitä kuinka kantaverkon

omistavan yhtiön tulee toimia tasapuolisuuden ja puolueettomuuden nimissä. (Energiamarkkinavirasto 2007b.)

EMV on määrännyt Fingrid Oyj:lle ns. järjestelmävastuun. Fingridin tehtävänä on sähkökaupan valtakunnallinen tasehallinta ja -selvitys sekä vastuu siitä, että sähköjärjestelmää ylläpidetään ja käytetään teknisesti tarkoituksenmukaisella tavalla. Yhdessä muiden pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kanssa Fingrid vastaa sähköjärjestelmän toimintaan liittyvien reservien ylläpidosta. (Kauppa- ja teollisuusministeriö 2005.)

2.2. Alue- ja jakeluverkot

Ne 110 kV siirtojohdot, jotka eivät kuulu kantaverkkoon muodostavat alueverkkoja tai ovat kiinteästi liittyneet jakeluverkkoon. Nämä verkot ovat noin 10 erillisen alueverkkoyhtiön, tai noin 60 muun yhtiön hallinnassa. Sähkönsiirrosta jakeluverkossa (alle 110 kV johdot) ovat vastuussa alueelliset sähköyhtiöt, joiden lukumäärä on ollut vuosien saatossa jatkuvassa laskussa. Jakeluverkonhaltijaksi kutsutaan yhtiötä tai yhteisöä, jolla on hallinnassaan jakeluverkkoa ja joka harjoittaa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. Tällä hetkellä näitä jakeluverkonhaltija-yhtiöitä on hieman alle sata (vuoden 2005 lopussa 90), kun niitä vuonna 1995 oli vielä 117 ja 60-luvulla yli 300. Nykyisten 90 lisäksi suomessa oli vuonna 2005 13 alueverkon haltijaa ja 71 toimitusvelvollista sähkönmyyntiä harjoittavaa sähkönmyyjää. (Energiamarkkinavirasto 2007a.)

Jakeluverkonhaltijoille on määritelty maantieteellinen vastuualue johon vain niillä on, ennen kaikkea kansantaloudellisista syistä, yksinoikeus rakentaa jakeluverkkoa. Itse sähköverkot ovat siis luonteeltaan monopoleja, mutta yhtiöille on asetettu määräykset siitä, että niiden tulee avata verkkonsa kaikkien käyttöön asianmukaista korvausta vastaan. Huolimatta siitä, että sähkömarkkinalaki vapautti voimaantulonsa loppuvaiheessa myös pienasiakkaat vapaasti kilpailuttamaan sähkönmyyjä, mistä tahansa Suomen alueelta, ei asiakkailta siis ole mahdollisuutta kilpailuttaa sähkön siirtohintoja. (Energiamarkkinavirasto 2007b.)

2.3. Verkonhaltijat

Verkkopalveluita myyviä sähköyhtiöitä kutsutaan hallitsemansa verkon mukaan kanta-, alue- ja jakeluverkonhaltijoiksi. Verkonhaltijoilla on velvollisuus ylläpitää ja kehittää verkkoa, sähkönkäyttöpaikkojen ja tuotantolaitosten liittämisvelvollisuus sekä sähkön siirtovelvollisuus. Verkonhaltijoiden on vastattava siitä, että sähköverkko on toimintakunnossa ympäri vuoden ja varmistaa, että asiakkaat saavat riittävän hyvälaatuista sähköä. Sähköverkkopalveluiden hintojen (verkkoon liittäminen, sähkösiirto- ja jakelu sekä mittaukset) tulee olla julkisia ja alueellisesti kohtuullisia. Asiakkaan pitää pystyä sopimaan kaikki verkkopalvelut sen yhtiön kanssa, jonka verkkoon hän kuuluu. (Lavaste, Paananen & Sihvonen-Punkka 2003: 331.)

2.4. Verkkoliiketoiminta

Sähkömarkkinoiden vapautuminen muutti ja muuttaa edelleen verkkoliiketoiminnan toimintatapoja. Siinä missä viranomaiset ja erilaiset regulaatiot pyrkivät ohjaamaan yhtiöitä entistä paremmin asiakkaita palveleviksi, halvemman ja parempilaatuisen sähkön myötä, ovat yhtiöt puolestaan muuttuneet enemmän normaalia voitollista liiketoimintaa harjoittaviksi yrityksiksi. Omistajien tuotto-odotukset ovat usein suuremmat kuin valvontaviranomaisten sallima tuotto. Vastatakseen näihin odotuksiin yhtiöt ovat olleet pakotettuja tehostamaan toimintaansa, kehittämään valvonnan ulkopuolisia liiketoimintoja tai kasvattamaan volyymiaan. Eräänä voitontavoittelun mahdollisuutena on lisäksi ollut havaittavissa esimerkiksi erilaisten palvelutuotteiden ja ns. vihreämmän sähkön käyttö kilpailukeinona. Asiakkaiden mielenkiinnon lisäämisen ohella yhtiöt pyrkivät toimintaansa tehostamalla yleensä vähentämään oman verkostonsa käytön vaatimia kustannuksia ja saamaan tällä tavoin parempaa tuottoa omalle ja sijoitetulle pääomalle. (Antila, Bergman, Honkapuro, Järventausta, Kivikko, Kassi, Laaksonen, Lassila, Mäkinen, Partanen, Soininen, Tahvanainen, Trygg & Viljainen 2004.)

Toiminnan tehostamisen kohteena usein olevat jakeluverkon kokonaisvuosikustannukset koostuvat verkostokomponenttien hankintahinnan vuosikustannuksista sekä verkon käytössä syntyvistä käyttö- ja kunnossapitokustannuksista sekä häviökustannuksista. Käyttökustannusten lisäksi siis myös uuden verkoston rakentamisen myötä syntyvät pääomakustannukset aiheuttavat yhtiöille huomattavan suuren kuluerän. Verkkorakentamisessa työkustannukset ovat merkittävässä roolissa. Työkustannukset lasketaan yleensä osaksi verkkorakentamisen investointikustannuksia yhdessä koneiden, toimitilojen ja raaka-ainekustannusten kanssa. (Järventausta, Kaipia, Kivikko, Lassila, Matikainen, Mäkinen, Nurmi, Partanen, Pylvänäinen, Verho 2006: 22.) Investointien aiheuttamat kustannukset kuitenkin erotetaan normaalista toiminnasta aiheutuvista kuluista ja ne käsitellään omana eräänään suoritettaessa yhtiöiden valvontaa.

2.5. Käyttö- ja kunnossapitokulut

Eräs jakeluverkonhaltijoiden toiminnan tehokkuuteen suuresti vaikuttava tekijä on rakennetun verkoston kunto. Oikein tehdyllä kunnossapidolla sähköverkon käyttöikä voidaan pidentää ja sen käytöstä koituvia kustannuksia pienentää. Liiallinen panostus kunnossapitoon ei kuitenkaan välttämättä tuo yhtiöille vastaavaa hyötyä, sillä liian suuri sähkön toimitusvarmuus ei enää ole taloudellisesti järkevää. Ennakoivalla kunnossapidolla lisätään kunnossapitokulujen määrää, mutta samalla se yleensä vähentää keskeytyksistä ja verkon vikaantumisista aiheutuneita kuluja. Verkoston sitoessa suuren määrän pääomaa on sen käyttöiän lisääminen myös selkeästi kannattavaa. (Järventausta ym. 2006.) Jäljempänä nähtävien tulosten mukaan kunkin yhtiön käytössä olevat johdotus- tai kaapelointiratkaisut määrittelevät suurella määrällä kunnossapitokulujen suuruuden.

Tutkielman teon aikana järjestetyssä workshopissa nousi esiin myös ns. ylitarkastamisen mahdollisuus eräänä vaikuttimena kunnossapitokulujen suuruuteen. Tässä tilanteessa yhtiöt saattavat käyttää liikaakin resurssejaan tarkistustoimintaan, esimerkiksi käyden tarkistuskäynneillä useamman kuin

ehkä olisi tarve. Tämä puolestaan saattaa aiheuttaa ylimääräisiä eria käyttö- ja kunnossapitokuluihin.

2.6. Tariffit

Sähkötariffi on sähkönmyyntisopimuksen osa, joka määrittää myydystä sähköstä ja yleensä myös sähkösaantimahdollisuudesta sähkön myyjälle suoritettavan maksun, kun sähköntoimitus tapahtuu sopimuksen muiden ehtojen mukaisesti. (Elovaara & Laiho 1999: 143.)

Optimoidussa sähkönhuoltojärjestelmässä sähkön siirtopalvelujen tulisi olla mahdollisimman riippumattomia sähköntuotannosta. Tämän optimaalisuuden toteutuminen edellyttää siirtopalvelun hinnoittelun perustumista tariffijärjestelmään, jonka puolestaan tulisi olla mahdollisimman lähellä verkoston todellisia kustannuksia. Suomessa vallitsee yleinen käsitys siitä, että pistetariffi tai markkinapaikkamaksu on ainoa oikea ja käyttökelpoinen verkoston hinnoitteluperiaate tavoiteltaessa toimivia vapaita sähkömarkkinoita. Kuten jäljempänä käy ilmi myös sähkömarkkinalaki tukee verkostotoimintojen osalta markkinapaikka-ajattelua. (Rännäri 1997: 85–86.)

Sähkön siirtohinnoittelussa käytetään ns. pistehinnoittelua, jonka mukaan verkonhaltijan on taattava asiakkaalle asianmukaisia maksuja vastaan oikeus käyttää koko maan sähköverkkoa liittymispisteestään käsin, lukuun ottamatta ulkomaanyhteyksiä. Jakeluverkossa siirtopalvelujen hinta ei saa riippua ostajan maantieteellisestä sijainnista, eikä siitä keneltä sähkö ostetaan (Sähkömarkkinalaki). Nykyisin sähköverkot muodostavat sähkömarkkinalain mukaisesti markkinapaikan, joka palvelee sähkökaupan osapuolia, myyjiä ja ostajia. Sähkön siirto veloitetaan siis pistehinnoittelun mukaisesti, hinnan ja maksun kohteen riippuessa siitä, mille jännitetasolle käyttäjä on liittynyt. Esimerkiksi jakeluverkkoon liittynyt asiakas maksaa siirtomaksun jakeluverkkoyhtiölle. (Korpinen 2000: 60–61.)

3. SÄHKÖMARKKINALAKI

Vuonna 1995 voimaan tullut sähkömarkkinalaki (1995/386) muutti suuresti sähköjakelutoimintaa Suomessa. Aiemmin vallinneesta täydestä monopolista siirryttiin asteittain sähköntuotannon- ja kaupan osalta vapaan kilpailun piiriin. Lain tarkoituksena on varmistaa edellytykset tehokkaasti toimiville sähkömarkkinoille, jotta kohtuuhintaisen ja riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti asiakkaille voidaan turvata. Sen saavuttamisen tärkeimpinä keinoina ovat terveen ja toimivan taloudellisen kilpailun turvaaminen sähkön tuotannossa ja myynnissä sekä kohtuullisten ja tasapuolisten palveluperiaatteiden ylläpito sähköverkkojen toiminnassa. (Sähkömarkkinalaki.)

3.1. Markkinoiden vapautuminen

Suomi oli ensimmäisten maiden joukossa vapauttaessaan sähkömarkkinat, näin ollen maa on johtavassa asemassa kerättyä kokemusta maailmanlaajuisesta sääntöstelyn purkamisesta (Lewis & Pakkanen 2003: 64.) Vapauttamisen myötä energiapolitiikassa ei pidetty todennäköisenä sitä, että täysin kilpailtu toiminta johtaa tasapuolisiin ja toimintavarmoihin markkinoihin. Epävarmuuden vuoksi itse vapaiden markkinoiden valvomisen lisäksi katsottiin, että on tärkeää valvoa myös jakeluverkonhaltijoita, joille on siis myönnetty oikeus ns. luonnolliseen monopoliin. Tämän seurannan harjoittamiseksi ei ollut olemassa valmista organisaatiota, jolloin voitiin nähdä tarve viranomaisille, joiden tehtävänä olisi säädellä ja valvoa markkinoita. Näistä tärkeimpänä voidaan mainita markkinoiden vapautumisen kanssa samaan aikaan perustettu Energiamarckkinavirasto. Viranomaisten tekemä säätely vaikuttaa kaikkiin osapuoliin sähkömarkkinoilla. Kuluttajalle se mahdollistaa kohtuullisen sähkön hinnan ja sopivanlaatuisen sähkön saannin. Yhteiskunta saa sille elintärkeän ja toimivan sähköverkon kohtuullisin kustannuksin. jakeluverkonhaltijoille sääntelyllä puolestaan pyritään takaamaan kohtuullisen vakaa toimintaympäristö ja riittävät tulot sähköverkkojen kehittämiseen ja ylläpitoon. (Energiateollisuus 2007c.)

Huolimatta sääntelyn tavoitteista saavuttaa vakaat ja muuttumattomat markkinat ei niissä välttämättä ole aina onnistuttu. Jo ennen markkinoiden vapautumista yhtiöiden investointikäyttäytymisessä oli havaittavissa laskeva trendi, niiden valmistautuessa tuleviin muutoksiin ja mahdollisiin epävarmoihin olosuhteisiin. Sähkönmyynnin vapauttamisen jälkeen epävarmuus markkinoiden vakaudesta ei juuri vähentynyt. Yhtiöt eivät voineet olla varmoja tulevista käytännöistä, eikä näin ollen haluttu sitoa pääomaa vanhentuneiden regulaatioiden mukaisiin ratkaisuihin. (Kinnunen 2004.)

3.2. Energiamarkkinavirasto

Sähkömarkkinalain aiheuttamat muutokset olivat niin merkittävät, että katsottiin aikaisempien säädösten kilpailunrajoituksesta ja kuluttajansuojasta olevan riittämättömiä. Tästä johtuen hallitus esitteli lain sähkömarkkinakeskuksesta (202/1994), joka perustettiin samaan aikaan sähkömarkkinalain käyttöönoton kanssa, valvomaan ja kehittämään sähkömarkkinoita. Kauppa- ja Teollisuusministeriön alaisuudessa toimivan asiantuntijaviraston nimi vaihtui vuonna 2000 Energiamarkkinavirastoksi.

Energiamarkkinaviraston toiminta-ajatuksena on valvoa ja edistää sähkö- ja maakaasumarkkinoiden toimintaa sekä luoda edellytykset päästökauppajärjestelmälle. Virasto hoitaa sähkömarkkinalain, maakaasumarkkinalain, sähkön alkuperän varmentamisesta ja ilmoittamisesta annetun lain sekä päästökauppalain ja niiden nojalla annettujen säännösten mukaisia viranomaistehtäviä. Valvontatehtäväänsä virasto toteuttaa yhteistyössä Kauppa- ja Teollisuusministeriön, Kilpailuviraston ja eräiden muiden viranomaisten kanssa. EMV rahoittaa toimintansa pääosin sähkö- ja maakaasuverkonhaltijoilta perittävillä lupa- ja valvontamaksuilla. Päästökauppatehtävien hoitaminen rahoitetaan valtion budjettivaroin. (Energiamarkkinavirasto 2007c.) EMV:n määrittelemiä regulaatiomalleja käsitellään jäljempänä.

3.2.1. Energiamarkkinaviraston julkaisemat tilastot

KTMp 1637/95:n perusteella verkonhaltijoiden tulee ilmoittaa Energiamarkkinavirastolle vuosittain ko. päätöksen liitteissä mainitut verkkotoiminnan laajuutta, taloutta, kannattavuutta, hintatasoa, tehokkuutta sekä laatua kuvaavat tunnusluvut. EMV julkaisee sähkö- ja maakaasuverkonhaltijoilta sekä toimitusvelvollisilta sähkön ja maakaasun myyjiltä eriytetyt tilinpäätökset. Tilasto käsittää eriytetyn sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan sekä eriytetyn maakaasun myyntitoiminnan tuloslaskelman ja taseen, eriytetyn sähkönmyyntitoiminnan tuloslaskelman sekä yrityksen virallisen tuloslaskelman ja taseen. Näiden lisäksi julkaistuissa tilastoissa on EMV:n laskemat jakeluverkonhaltijoiden tehokkuusluvut.

Tässä tutkielmassa on käytetty EMV:n tilastoja vuosilta 1999–2005. Tilastot sisältävät sähkömarkkinalain 32 §:n ja sähköliiketoimintojen eriyttämisestä annetun kauppaja- ja teollisuusministeriön päätöksen (885/95) mukaiset sähköverkonhaltijoiden ja sähkönmyyjien eriytetyt tilinpäätöstiedot. Näiden lisäksi käytössä on ollut kauppaja- ja teollisuusministeriön päätöksen 1637/95 2 §:n 2 momentin mukaiset verkkotoiminnan tunnusluvut, jotka sisältävät jakeluverkkotoimintaa koskevat ns. taloudelliset ja tekniset tunnusluvut. Käyttö- ja kunnossapitokulujen osalta vertailussa on jätetty huomioimatta vuosi 2005. Aikaisemmista vuosista poiketen vuonna 2005 ei käyttö- ja kunnossapitokuluja ole ilmoitettu eriteltyinä vaan ne on sisällytetty muut kulut ryhmään.

3.2.2. DEA-malli

EMV julkaisee yhtiöiltä saamiensa tietojen lisäksi myös yhtiöiden välillä tehdyn tehokkuusvertailun tulokset. Tässä vertailussa tehokkuusluvut on laskettu DEA (Data Envelopment Analysis, tietoaineiston peittämisanalyysi) menetelmällä, joka perustuu verkkoliiketoimintojen suhteelliselle vertaamiselle. Menetelmässä tehokkuuden arviointiin käytetään verkkoliiketoimintojen panoksia, tuotoksia ja ympäristötekijöitä kuvaavia numeerisia mittareita. Näitä tilastoja voidaan käyttää yhtiöiden vertaamiseen toisiinsa. Tilastojen luotettavuuden ja vertailun kannalta on tärkeää, että eri yhtiöiden kirjaukset ja kirjanpito olisi tehty

mahdollisimman tarkasti samojen ohjeiden mukaan. Tämän yhtiöiden välisen yhdenmukaisuuden täydellinen varmistaminen on kuitenkin huomattavan vaikeaa. (Honkatukia & Sulamaa 1999: 23–27.)

3.3. Regulaatiot Suomessa

Sähkömarkkinoiden vapautuminen 90-luvun puolivälissä oli Suomessa ja myös muissa maissa niin uusi asia, ettei sitä varten pystytty heti luomaan valmista ohje- ja säännöskokoelmaa. Viranomaiset ovatkin keränneet vuosittain tietoa jakeluverkonhaltijoista ja niiden toiminnasta, pyrkien näiden pohjalta kehittämään entistä tarkempia regulaatioita toiminnan ohjaamiseen. Pelkkien säännösten lisäksi yhtiöille tarjotaan erilaisia palkitsemisjärjestelmiä, jotka kannustavat tehostamaan sähkönjakelutoimintaa, esimerkiksi korotettujen tuottorajojen muodossa. Koko ajan kehittyvässä järjestelmässä uudet ohjeet ja palkitsemisjärjestelmät joudutaan nykyisellään lisäämään aina ns. vanhojen regulaatioiden päälle, joka saattaa aiheuttaa hyvinkin monimutkaisia malleja toiminnalle. Jatkuvasta kehityksestä ja muutoksista huolimatta pyrkimyksenä on tarjota yhtiöille toimintaympäristö, jossa uusien säännösten suuntaukset pystyttäisiin ennakoimaan ja liiketoiminnot järjestämään niiden mukaiseksi mahdollisimman hyvissä ajoin. (Viljainen 2005: 63.)

Suomessa uusi EU direktiivi (2003/54/EC) on viimeksi aiheuttanut muutoksia sähkönjakelualan säännöksissä. Uuden direktiivin vaatimuksiin vastatakseen viranomaisten odotetaan varmistavan, että *sähkönsiirto ja siirtotariffit ovat tasapuolisia ja kustannustehokkaita*. Tämän lisäksi *alueellaan sähkönjakelusta vastuussa olevan tulee pitää yllä turvallinen, luotettava ja tehokas sähkönjakelujärjestelmä ympäristöasiat huomioiden*. Viimeiseksi siirtotariffien tulee vielä mahdollistaa *tarpeellisten investointien teko sähköverkkostoon, jotta voidaan varmistaa verkoston riittävä toimintakyky*. (Viljainen 2005: 65.)

3.3.1. Regulaatiomalli Suomessa 1995–2004

Suomen lainsäädäntö on jättänyt regulaattorin päätettäväksi, minkälaisilla keinoilla sähköverkkotoimintaa pyritään ohjaamaan. Tämä on voimassa, niin

kauan kunhan tavoitteena on arvioida jakeluhintojen järkevyyttä ja jakeluverkonhaltijoiden toiminnan kustannustehokkuutta. Aikaisemman kokemuksen puuttuessa, regulaatiomallin käyttöönoton alkuaikana ei ollut muuta vaihtoehtoa, kuin suhteellisen kevyen tulorajoituksen käyttöönotto. Tällä rajoituksella yhtiöiden toiminnalle voidaan asettaa tietyt raamit, etteivät ne pystyisi käyttämään saamaansa monopoliasemaa väärin perustein. EMV:n kokemusten ja tiedon määrän kasvaessa pystyttiin kehittämään tulorajoitusten rinnalle entistä tarkempia rajoituksia eri kustannuserille. (Viljainen 2005: 66.)

Vuosina 1995–2004 käytössä olleen regulaatiomallin mukaan säännösten noudattamisen tarkastelu aloitettiin arvioimalla verkoston nykykäyttöarvo, jonka perusteella pyrittiin laskemaan kohtuullinen tuotto tälle omaisuudelle. Taloudellista tulosta verrattiin tämän jälkeen tulorajoihin ja pyrittiin selvittämään oliko sähkönsiirrosta veloitettu liian korkeita hintoja. Tämän lisäksi vuoden 2001 jälkeen pyrittiin arvioimaan DEA-mallilla yhtiöiden toiminnan tehokkuutta. Käytännössä tällä mallilla selvitettiin yhtiöiden hallinnassa olevien operatiivisten kustannusten järkevyyttä. Mikäli, yhtiöt olivat pystyneet vähentämään näitä kustannuksia tai tehostamaan niiden käyttöä DEA:n mukaan, palkittiin nämä yhtiöt ns. tehokkuusedulla, jonka enimmäismäärä oli 10 % hallittavissa olevista operatiivisista kustannuksista. (Viljainen 2005: 66.)

Tulorajojen asettamisen pääasiallisena tarkoituksena on estää yhtiöitä hankkimasta liiallista tuloa asiakkaidensa kustannuksella. Jotta tätä pystytään valvomaan, tulee pystyä määrittelemään sekä sen pääoman määrä, joka verkostoon on investoitu, että järkevät korkotasot. Yhtiön omistaman infrastruktuurin arvo pyrittiin määrittelemään kirja-arvojen sijaan sen nykyarvon mukaan. Tämä siitä syystä, että aikaisempien kokemusten perusteella voitiin olettaa, että kirja-arvot eivät erilaisten verotuksellisista syistä johtuvien poistoaikojen muokkausten vuoksi välttämättä kerro verkoston todellista arvoa. Yleensä tämän seurauksena verkoston arvo kirjanpitoarvojen mukaan näyttää pienemmältä kuin se todellisuudessa on. (Viljainen 2005: 67–68.)

3.3.2. Regulaatiomalli Suomessa 2005–2007

Vuonna 2001 käyttöön otettu yhtiöiden tehokkuustarkastelu, oli monille yhtiöille yllätys, aiempaan yksinkertaiseen tulojen rajoittamiseen verrattuna. Suurin osa alkoikin kiinnittää suurta huomiota vertailussa tarkasteltaviin arvoihin ja kulujen kirjaamistapoja muokattiin halutunlaisiksi. Esimerkiksi normaalista toiminnasta aiheutuvia kustannuksia saatettiin kirjata investointien avulla pääomakuluihin, jolla pystyttiin puolestaan antamaan tehokkaampi vaikutelma operatiivisten kulujen osalta. Näin toimittiin siitä syystä, että operatiiviset kulut sisältyivät DEA-malliin, kun taas pääomakulut eivät. Tällä pystyttiin jossain määrin manipuloimaan tehokkuustarkastelun tuloksia haluttuun suuntaan. Operatiivisten kulujen seurannan lisäksi tehokkuusvertailuun sisällytettiin kokonaiskeskeytysaika, jolla pyrittiin kuvaamaan sähkön laatua. Tämä loi kannusteen yhtiöiden investointien keskittämiseksi sellaisiin kohteisiin, jotka parantavat verkon luotettavuutta tai pienentäisivät operatiivisia kuluja. Nykyisessä regulaatiomallissa DEA:lla ei ole virallista roolia, mutta sen tuloksia kuitenkin seurataan. Tämän lisäksi myös aikaisempaa 10 % kannustinta operatiivisten kulujen osalta muutettiin, jonka jälkeen pelkkä operatiivisten kustannusten alhainen taso ei enää yksin riittänyt. Vanha käytäntö korvattiin ns. yleisillä tehokkuusvaatimuksilla, joka painostaa yhtiöitä vähentämään operatiivisia kustannuksia vuosittain 1,3 %. (Viljainen 2005: 103–104.)

Aikaisemmin Suomessa oli siis käytetty pääasiassa suhteellisen kevyttä, jälkikäteen tehtyä valvontaa, jonka tarkoituksena oli liiallisen tuoton rajoitus. Tämä kuitenkin muuttui hieman uuden säännösmallin tullessa voimaan vuoden 2005 alussa. Uuden regulaatiomallin myötä vanhan mallin pääpiirteet säilyivät ennallaan, joten lopulliset päätökset kohtuullisista sähkönjakelun hintojen tasosta tehdään viranomaisten toimesta edelleen jälkikäteen sähkönjakeluyhtiöiden tilinpäätöstietojen perusteella. Näiden lisäksi nykyinen malli kuitenkin sisältää myös etukäteen määriteltäviä säännöksiä, joilla pyritään määrittelemään tarkemmat rajat sähköyhtiöiden eri kustannuserille. (Viljainen 2005: 90.)

Vanhaan malliin verrattaessa merkittävänä erona voidaan pitää sitä, että siirtohintojen järkevyyttä arvioidaan nykyisin automaattisesti jokaisen yhtiön

kohdalla. Tämän lisäksi säännöstelykauden pituus on nykyisin kolme vuotta entisen yhden sijaan ja siirtohintojen tasot arvioidaan koko kolmen vuoden ajalta kerrallaan. Mikäli yhtiöllä on odottamatonta tuloa tämän ajanjakson aikana, se on velvoitettu jakamaan nämä liialliset tuotot takaisin asiakkaille hinnanalennusten muodossa. Vastaavasti odottamattomien menojen kohdatessa, yhtiöllä on oikeus korottaa hintojaan tämän ajanjakson aikana. (Viljainen 2005: 91.)

Investointien määrittelyn osalta tapahtui myös muutos, joka tuli voimaan vuonna 2005. Voimassa säilyi käytäntö, jonka mukaan investoinnit kirjanpidollisesti lisäävät yhtiön omistaman varallisuuden määrää. Sen sijaan vuosina 1999–04 käytössä ollut mallia uudistettiin, jonka mukaan aikaisemmin investoinnit oli hyväksytty sellaisena kuin ne ilmoitettiin ja niiden kohtuulliseksi poistotasoksi oikaistussa tuloslaskelmassa hyväksyttiin tarkasteluvuoden ja kahta sitä edeltävän vuoden investointien keskiarvo. Tämän menettelyn ongelmaksi muodostuivat sen voimakas kannustin yli-investointien tekemiseen ja se ettei malli huomionnut aikaisempia investointeja. Verkkoliiketoiminnalle ovat ominaisia suuret vuosittaiset vaihtelut investoinneissa. Tämä ei puolestaan ole asiakkaan kannalta edullista, sillä jos siirtohinnat vaihtelevat kolmen vuoden keskiarvojen mukaan, on niiden ennustettavuus vaikeaa. Nämä ongelmat kuitenkin oletettavasti vähenevät kun siirrytään käyttämään tasapoistoja ja käytettäessä niiden suuruuden määrittelyssä verkon jälleenhankinta-arvoa. Vuosina 2005–2007 voimassa olevien regulaatioiden mukaan verkoston jälleenhankinta-arvo lasketaan verkostokomponenttien lukumäärän ja yksikköhintojen perusteella. Näissä laskelmissa käytetään standardien mukaisia ja yleisesti hyväksyttävissä olevia hintoja. (Viljainen 2005: 102.) Jäljempänä olevassa jakeluverkonhaltijoiden tunnuslukujen tarkasteluosuudessa voidaan nähdä huomattavan laskevia trendejä yhtiöiden investointien määrässä vuoden 2005 aikana.

Yleisesti ottaen regulaatiomalli on pääasiallisesti vuoteen 2005 saakka kannustanut yhtiöitä suhteellisen rauhalliseen toimintaan, joka on johtanut siihen, että innovatiiviset ja toimintaansa kehittämään pyrkineet yhtiöt ovat, lähes poikkeuksetta, näyttäneet vallalla olevan tehokkuusmittarin mukaan huonommin toimivilta yhtiöiltä. Muutoksien myötä regulaatioita on kuitenkin pystytty kehittämään paremmaksi ja samalla tarkemmin yhtiöiden toimintaa

ohjaavaksi, tätä kehitystä pyritäänkin jatkamaan myös tulevaisuudessa. (Viljainen 2005: 104.)

3.4. Sähkön laatu

Sähkönkuluttajat eivät voi valita sähkönsiirtopalvelun tarjoavaa yhtiötä, tämän vuoksi regulaatiot siis ohjaavat siirtohintojen tasot kohtuullisiksi. Hinnan ohella asiakkaan tyytyväisyyden kannalta yksi tärkeimmistä kriteereistä on itse tuotteen laatu. Yhtiöiden tuleekin pystyä vastaamaan asiakkaiden vaatimuksiin sähkön laadun osalta parhaansa mukaan, kuitenkin niin, että omat investoinnit ja muut kulut pysyvät hallinnassa.

Sähkömarkkinalain mukaan asiakkaalle toimitettavan sähkön laadun ja käytössä olevan verkon käyttövarmuuden tulisi verkonhaltijan toimesta, olla yleisesti hyväksyttävällä tasolla sekä kaikille asiakkaille tasapuolista. Lain perusteluissa todetaan sähkön laadun ja sähkökatkosten tiheyden sekä pituuden riippuvan pääasiassa sähköverkoston kunnosta ja rakenteesta. Verkkoyhtiöiltä ei kuitenkaan edellytetä täydellistä 100 prosentin toimitusvarmuutta, sillä se ei olisi kansantaloudellisesti järkevästi toteutettavissa. Hallituksen esityksessä (162-1998) sähkömarkkinalain muuttamiseksi todetaankin mm. että sähkönkäyttäjien tulee sopeutua toimituksessa esiintyviin kohtuullisiin katkoksiin ja laatuhäiriöihin. (Järventausta ym. 2006: 7). Suuntaa antavista ohjeista ja määräyksistä huolimatta yhtiöille ei kuitenkaan ole erikseen asetettu kannustimia, jotka ajaisivat yhtiötä parantamaan sähkön laatua.

Usein sähkön laatua mitattaessa se tehdään keskeytysten perusteella, jolloin voidaan käyttää yksikkönä KAH-arvoa, joka kuvastaa asiakkaalle keskeytyksestä aiheutunutta haittaa. Sähkøyhtiöiden asiakkaat voivat olla hyvinkin erilaisia, jolloin myös vaatimukset sähkökatkoksien osalta ovat erilaisia. Tämä on ongelmallista, laissa määriteltyjen vaatimusten eri asiakkaiden tasapuolisen kohtelun osalta, joka saattaa aiheuttaa haasteita jakeluverkonhaltijoille. Toisille asiakkaille käyttövarmuus on huomattavan tärkeä tekijä sähköntoimittajaa valittaessa, kun taas toiset voivat olla hyvinkin

välinpitämättömiä keskeytysaikojen suhteen. Jälkimmäinen ryhmä on yleensä myös haluttomampi maksamaan käyttövarmuudesta ja heille riittää usein nykyinen taso, tai he ovat valmiita tyytymään jopa nykyistä huonompaan laatuun. (Järventausta ym. 2006: 10).

3.5. Jakeluverkonhaltijoiden investoinnit

Jakeluverkonhaltijoiden investointien pääasiallisena tarkoituksena on pystyä tarjoamaan asiakkaille lisäarvoa. Järkevästi tehdyllä investoinnilla voidaan esimerkiksi parantaa sähköverkoston laatua tai lisätä sähkösiirron tehokkuutta, joka myöhemmin mahdollistaisi hintojen laskun asiakkaiden eduksi. Tekemällä suuria investointeja yhtiöt voivat kuitenkin toisaalta pyrkiä myös nostamaan niille asetetun sallitun tuoton ylärajaa. Mikäli tämä onnistuu, voidaan myös verkoston arvon nousun myötä, liikevaihtoa kasvattaa. Investoinneille määritelty kohtuullinen taso tarkoittaa yleensä tasapoistojen suuruisia vuosittaisia investointeja. Investoinnin määrän ylittäessä tasapoistojen summan voidaan käyttää nimitystä yli-investointi. Mikäli investoinnit puolestaan alittavat tasapoistojen summan, kutsutaan tätä ali-investoinniksi. Tekemällä ali-investointeja voidaan yhtiöstä ulos saatavaa rahavirtaa kasvattaa lyhyen tähtäimen laskelmissa. Nämä ali-investoinnit eivät välttämättä edes näy heti sähköverkon kunnossa, mutta ne ovat kuitenkin ristiriidassa yhtiöille annetun verkon kehittämismääräyksen kanssa. Investointien myötä voidaan verkoston laatua parantaa, jonka seurauksena usein nähdään myös parannuksia sähkön laadussa keskeytysaikojen osalta, tai pienentyneitä operatiiviset kuluja. Nämä parannukset taas vaikuttavat positiivisesti DEA:lla laskettavaan tehokkuuslukuun, jonka kasvu lisää osaltaan myös sallitun tuoton määrää. (Honkapuro, Lassila, Partanen, Tahvanainen & Viljanen 2004:4.)

Edellä mainitut investointien tekemisen erilaiset tavoitteet mahdollistuivat ennen kaikkea aikaisemmin voimassa olleiden säännösten vuoksi. Aikaisemmat regulaatiot kannustivat investoimaan, mutta investointien tehokkuutta ei kuitenkaan arvioitu juuri millään tavalla. Vuoden 2005 alusta Suomessa voimaan tullut säädös antoi viranomaisille mahdollisuuden asettaa merkittävämmät rajoitukset sähköyhtiöiden taloudelliselle toiminnalle

etukäteen. Uudet rajoitukset vähentävät kiinnostusta yli-investointeihin, mutta ne eivät välttämättä vielä riittävästi rajoita ali-investointeja. (Honkapuro, Lassilla, Partanen & Viljanen 2004.)

Sähkönjakeluverkon omistavien yhtiöiden kannalta investointien suuruus ei ole ainut merkitsevä tekijä niitä tehtäessä. Taloudellisen tuloksen kannalta on huomattavaa merkitystä myös investoinnin ajankohdalla. Jos olemassa oleva verkko joudutaan uusimaan kokonaan ennen sen laskennallisen pitoajan loppua, jää yhtiön taseeseen investointikustannusten lisäksi rasitteeksi edelleen myös poistot vanhasta jo käytöstä poistetusta verkosta. Tämän vuoksi hyvin tärkeää olisikin investointeja tehtäessä löytää niille optimaalinen ajankohta. Tähän päätökseen vaikuttavat myös regulaatioiden muutokset, jotka saattavat kannustaa yhtiöitä tekemään investoinnit juuri ennen muutoksen astumista voimaan. (Järventausta ym. 2006: 23.)

3.6. Kulujen ja investointien kirjaaminen

Sähköenergialiitto ry Senerin verkkovaliokunnan toimesta perustettu työryhmä laati suosituksen kulujen ja investointien kirjaamisesta, jota verkonhaltijat voisivat mahdollisimman laajasti noudattaa. Työryhmän mukaan on oleellista, että yhtiöt noudattaisivat kirjauksissaan yhdenmukaisuutta. Tämä kuitenkin niin, että kirjaukset eivät ole ristiriidassa voimassa olevan kirjanpitolain kanssa. Nykyinen valvontamalli ohjaa investointipainotteiseen kulukirjaukseen, kun taas varovaisuusperiaate osaltaan suosii kulupainotteista kirjausta. Tämän vuoksi, työryhmän mukaan, luonnollinen tasapaino on mahdollista saavuttaa ilman viranomaismääräyksiä. (Sähköenergialiitto ry 2003.)

Senerin työryhmän mukaan tulee hyväksyä, että täysin yhdenmukaiseen kirjaustapaan on käytännössä mahdotonta päästä. Verkonhaltijoiden tulee ilmoittaa EMV:lle kuinka kirjaukset on tehty ja miten suositusta on noudatettu. Viime kädessä vastuu siitä, miten ilmoitettuja kustannustietoja hinnoittelun valvonnassa käytetään, jää siis EMV:lle. EMV:n tulee analysoida ilmoitettuja tietoja niin, että kaikki verkonhaltijat tulevat tasapuolisesti kohdelluiksi. (Sähköenergialiitto ry 2003.)

4. TILASTOLLINEN TARKASTELU

Tutkielman empiirinen osa suoritettiin perehtymällä EMV:n julkaisemiin tilastoihin Excel-taulukkolaskentaohjelman avulla. Excelin lisäksi, tilastoista laskettuja varianssianalyysejä ja korrelaatiokertoimia varten, tarkastelussa käytettiin SPSS for Windows 13.0 tilasto-ohjelmistoa.

Pyrittäessä selvittämään jakeluverkonhaltijoiden tunnusluvuista havaittavia trendejä ja toimintamalleja, yhtiöiden toimintaa kuvaavia teknisiä ja taloudellisia lukuja on suhteutettu pääasiassa liikevaihtoon, yhteenlaskettuun linjakilometri- tai asiakasmäärään. Suhteuttamisen avulla pyrittiin saamaan aikaan parempi yhtiöiden vertailtavuus, riippumatta niiden koosta ja erilaisista taustatekijöistä.

Usean vertailun kohdalla tutkielmassa yhtiöt jaettiin kolmeen eri ryhmään: kaupunkiyhtiöihin, maalaistaajamayhtiöihin ja maaseutuyhtiöihin. Jaotteluperusteena tässä oli käytössä asiakasmäärä linjakilometriä kohden. Kaupunkiyhtiöihin kuuluvat ne yhtiöt, joilla on yli 18 asiakasta linjakilometriä kohden. Maalaistaajamayhtiöihin laskettiin mukaan ne yhtiöt, joilla asiakkaita jokaista linjakilometriä kohden on 8...18, kun taas maaseutuyhtiöihin kuuluvat ne yhtiöt joilla asiakasmäärä linjakilometriä kohden on alle kahdeksan. Tällä jaottelulla ryhmien koot muodostuivat seuraavanlaisiksi: Kaupunkiyhtiöt 13 kpl, maalaistaajamayhtiöt 21 kpl ja maaseutuyhtiöt 51 kpl. Asiakastiheyden lisäksi yhtiöitä voidaan jaotella myös esimerkiksi koon mukaan, jolloin jakoperusteena voidaan käyttää useita eri tekijöitä, muun muassa liikevaihtoa, taseen loppusummaa tai henkilöstön määrää.

4.1. Korrelaatiokerroin

Muuttujien välisiä yhteyksiä tutkitaan tavallisesti kahden muuttujan välillä eli pareittain. Tavallisimpia tapoja ilmaista kahden muuttujan välinen riippuvuus on korrelaatiokerroin. Useimmin käytetty on ns. Pearsonin korrelaatiokerroin, joka ilmaisee lineaarisen riippuvuuden suuruutta. Korrelaatiokertoimissa

kertoimet on normeerattu niin, että ne vaihtelevat $-1:n$ ja $+1:n$ välillä. Kertoimen ollessa lähellä arvoa $+1$, muuttujien välillä on positiivinen korrelaatio: toisen muuttujan arvon kasvaessa myös toinen kasvaa. Kertoimen ollessa lähellä arvoa -1 , muuttujien välillä on negatiivinen korrelaatio: toisen muuttujan kasvaessa toinen laskee. Mikäli kerroin on lähellä arvoa 0 , ei muuttujien välillä ole lineaarista riippuvuutta. (Heikkilä 2005: 91, 203–206.)

Lineaarisen riippuvuuden toteamiseksi kertoimen on siis poikettava arvosta 0 . Sen, kuinka suuri poikkeaman on oltava, määrittelee valittu merkitsevyystaso. Tutkielmassa käytetty ohjelma SPSS antaa korrelaatiokerrointa vastaavan $p:n$ (probability) arvon, tämän alittaessa käytetyn merkitsevyystason voidaan korrelaation olettaa olevan tilastollisesti merkitsevä. Merkitsevyyteen vaikuttaa lisäksi tarkasteltavien tapausten lukumäärä, mitä suurempi joukko, sitä pienempi korrelaatiokerroin voi olla merkitsevä. Karkeasti voidaan todeta, että jos korrelaatiokerroin jää alle $0,3$, ei riippuvuudella ole yleensä tilastollisesti käytännön merkitystä. (Heikkilä 2005: 206.)

4.2. Keskiarvotesti

Tehtäessä tilastollisia vertailuja havaintoaineistosta asetetaan kaksi erilaista hypoteesia (oletusta): ns. nolla-hypoteesi ja vaihtoehtoinen hypoteesi. Nolla-hypoteesi on voimassa niin kauan kunnes voidaan tilastollisesti osoittaa, että vaihtoehtoinen hypoteesi on parempi. Mikäli voidaan osoittaa, että valitulla muuttujalla on arvoa vertailun kohteena olevaan muuttujaan, astuu vaihtoehtoinen hypoteesi voimaan. Myöhemmin esiteltävä valittu $p:n$ arvo on matalin merkitsevyystaso, jossa nolla-hypoteesi voidaan hylätä. (Aczel 1999: 268–303.)

Keskiarvotesteillä verrataan otoksesta laskettua keskiarvoa hypoteesin mukaiseen vakioarvoon tai vertaillaan ryhmien keskiarvoja toisiinsa. Vertailussa havaitaan yleensä eroavaisuuksia, tällöin tutkittavaksi jää, mikä on todennäköisyys sille, että erot johtuvat vain sattumasta.

4.2.1. Varianssianalyysi

Nimestään huolimatta varianssianalyysi ei testaa ryhmien varianssien välistä eroa, vaan sillä testataan keskiarvojen välisiä eroja. Muuttujien arvojen vaihtelua arvioidaan variansseilla (keskihajontojen neliöllä) ja analyysi perustuu ryhmien välisen ja ryhmien sisäisen vaihtelun vertaamiseen.

Jaettaessa mittauskohteet ryhmiin yhden muuttujan perusteella ja verrattaessa näiden keskiarvoja, on kyseessä yksisuuntainen varianssianalyysi. Jos ryhmien välinen vaihtelu on huomattavasti suurempaa kuin ryhmien sisäinen vaihtelu, on ryhmien välillä eroa. SPSS:llä suoritettavassa vertailussa testataan ovatko ryhmien väliset keskiarvojen erot riittävän suuria vai onko olemassa liian suuri riski siitä, että erot johtuvat sattumasta. Varianssianalyysissä nollahypoteesina on se, että eri ryhmien keskiarvot ovat samat. Mikäli testissä saatu merkitsevyysarvo on alle ennalta valitun merkitsevyystason, todetaan keskiarvoissa olevan tilastollisesti merkitsevä ero. (Heikkilä 2005: 224–226.)

Varianssianalyysin käytön ongelmana ovat sen asettamat vaatimukset keskiarvojen jakautuman normaalisuudesta. Analyysia voidaan käyttää kolmen tai useamman ryhmän keskiarvojen vertailuun vain, jos kussakin ryhmässä tutkittavan muuttujan jakauma on normaalijakauma ja lisäksi ryhmien varianssit ovat samansuuruiset. Tässä tutkielmassa onkin käytetty ns. Kruskal-Wallis testia, joka on ei-parametrinen versio yksisuuntaisesta varianssianalyysistä. Testi on varianssianalyysi, joka käyttää havaintojen lukuarvojen sijasta niiden sijaintia vertailun kohteena. Tästä johtuen testi ei ole yhtä vaativa esimerkiksi analysoitavan aineiston normaalisuuden kannalta. Kruskal-Wallis hypoteesit ovat: H_0 : Kaikkien populaatioiden jakaumat ovat samanlaiset ja H_1 : Kaikkien populaatioiden jakaumat eivät ole samanlaisia. Huolimatta siitä, että hypoteesit ilmaistaan populaatioiden jakaumien muodossa, testi on erittäin tarkka populaatioiden sijaintien eroille. (Aczel 1999: 695.)

4.2.2. Merkitsevyystasot

Merkitsevyystaso tai toiselta nimeltään riskitaso ilmaisee kuinka suuri riski on siitä, että mittauksissa saatu ero tai riippuvuus vertailuryhmien välillä johtuu sattumasta. Tutkijan on ennen testauksen tekoa päätettävä, se raja, jonka riskitason on alitettava ennen kuin nollahypoteesi hylätään. SPSS-ohjelmisto ilmoittaa tulosteessaan automaattisesti satunnaisriskin tason arvona Sig (Significance), josta voidaan käyttää myös nimitystä p (probability). Mitä pienempi tämä arvo on, sitä merkitsevämpi saatu tulos on tilastollisesti. Yleisimmät käytetyt merkitsevyystasot ovat:

Tilastollisesti erittäin merkitsevä, jos $p < 0,001$

Tilastollisesti merkitsevä, jos $0,001 < p < 0,01$

Tilastollisesti melkein merkitsevä, jos $0,01 < p < 0,05$

Tilastollisesti suuntaa antava, jos $0,05 < p < 0,1$.

(Heikkilä 2005: 194–195.)

Tilastollisten merkitsevyystestausten yhteydessä tulee huomioida se, etteivät testit ilmoita sitä, kuinka suuri tai keskeinen jonkin eron tai riippuvuuden merkitys on. Niiden perusteella voidaan päätellä todennäköisyys sille, että otoksessa vallitseva asiantila on voimassa myös perusjoukossa. Tilastolliseen merkitsevyyteen vaikuttaa myös testijoukon suuruus. Mitä suurempia ryhmäkoot ovat, sitä pienemmät erot ryhmien välillä saattavat olla tilastollisesti merkitseviä. (Heikkilä 2005: 195). Käytettäessä SPSS ohjelmistoa Kruskal-Wallis testin suorittamiseen voidaan tilastollisesti merkitsevä riskitaso pitää alle 5 % arvoa (Sig. 0,05). Riskitason jäädessä tämän arvon alapuolelle pystytään siis luotettavasti toteamaan, että vertailtavien ryhmien jakaumissa havaitut erot eivät johdu ainoastaan sattumasta.

4.3. Vertailusta poisjätetyt yhtiöt

Esimerkkinä poisjätetystä jakeluverkonhaltijasta voidaan mainita Rovaniemen Energia Oy, joka jätettiin tutkielman ulkopuolelle muista suuresti poikkeavien arvojen vuoksi. Suurimmat poikkeamat esiintyivät vuoden 2003 huomattavan

korkeana investointipiikkinä. Syynä tähän oli energialiiketoiminnan siirtyminen kaupungilta Rovaniemen Energia Oy:lle. Rovaniemen kaupunki myi 1.7.2003 siihen saakka liikelaitoksena hoidetun energialiiketoimintansa yhtiölle liiketoimintakauppana.

Muita, lähinnä erilaisten yhtiöjärjestelyiden aiheuttaminen tietojen yhdistämisten vaikeuden vuoksi, tarkastelusta poisjätettyjä yhtiöitä ovat: Fortum sähköjakelu Oy ja siihen liitetyt yhtiöt: Koillis-Pohjan Sähkö Oy, Jyllinkosken Sähkö Oy, Megavoima Oy, Lounais-Suomen Sähkö Oy, Tuusulanjärven Energia Oy, Hanerga Oy. Vattenfall verkko Oy ja siihen liitetyt yhtiöt: Hämeen Sähkö Oy, Lapuan sähkö oy, Vattenfall siirto Oy, Heinola Energia Oy, Keski-Suomen Valo Oy, Revon Sähkö Oy, Hämeenlinnan Energia Oy. Yksittäiset vertailusta poisjätetyt yhtiöt ovat: Porvoon Seudun Sähkö Oy, Kotkan Energia Oy, Uudenmaan Sähköverkko Oy, Nastolan Sähkö Oy, Joensuun Energia Oy ja Vieska Energia Oy.

Fortum Sähkönsiirto Oy:n ja Vattenfall Verkko Oy:n poisjättöä perustellaan myös sillä, että niiden selkeästi suuremman koon vuoksi ne eivät ole riittävän vertailukelpoisia muiden vertailussa mukana olleiden yhtiöiden kanssa. Näiden kahden yhtiön suuresta asiakasmassasta huolimatta niiden asiakastiheys linjakilometriä kohden on suhteellisen pieni (n. 6 as/km), jolloin ne kuuluisivat vertailussa maaseutuyhtiöiden ryhmään. Tämä puolestaan saattaisi aiheuttaa vertailussa liian suuria poikkeamia yhtiöiden poikkeavan luonteen vuoksi.

Poisjätettyjen yhtiöiden omistaman verkon yhteispituus on noin 127 500 kilometriä, josta yli 99 % kuuluu Vattenfall Verkko Oy:lle ja Fortum Sähkönsiirto Oy:lle. Vertailussa mukana olevien yhtiöiden verkoston yhteispituus on noin 235 000 kilometriä.

4.4. Tutkielmassa asetetut oletukset

Tämän tutkielman alkaessa asetettiin joitakin alkuoletuksia, jolle pyrittiin hakemaan tilastollisen tarkastelun pohjalta todisteita tai vastaavasti aineistoa, jonka avulla nämä oletukset voidaan kumota.

Ensimmäinen oletus liittyy jakeluverkonhaltijan toiminnan luonteeseen lähinnä sen sijainnin tai toimintaympäristön mukaan. Tarkastelun kohteena on siis se onko asiakastiheydellä vaikutusta yhtiön kilpailukykyyn. Oletuksena pidetään siis vallalla olevaa käsitystä, jonka mukaan yrityksen asiakastiheyden kasvaessa voidaan käytössä olevan verkoston ja tehtyjen investointien avulla saavuttaa suurempi määrä asiakkaita, joka puolestaan antaa taloudellisia ja teknisiäkin tehokkuusetuja.

Toinen ja kolmas oletus käsittelee investointien vaikutusta sähköverkoston laatuun. Asetetut oletukset ovat tässä osassa tutkielmaa seuraavat:

1. Investoimalla sähkönjakeluverkkoon ja sen laitteistoon voidaan asiakaskohtaisten keskeytysaikojen nähdä pienentyvän.
2. Investoimalla uutta tai parempaa sähköverkostoa voidaan verkoston huollon vaativien käyttö- ja kunnossapitokulujen nähdä pienentyvän

Neljännessä oletuksessa tutkitaan voidaanko pääomakulujen negatiivisesta kehityksestä päätellä verkoston ikääntymistä, josta oletettavasti seuraisi verkoston huoltoon vaadittavien kulujen lisääntyminen. Yleisen käsityksen mukaan voisi odottaa laskevien pääomakulujen viittaavan vanhentuneeseen verkostoon, kun taas nousussa olevien pääomakulujen tulisi kertoa uudemmassa, investointien myötä enemmän pääomaa sitovasta verkosta. Uudemman sähköverkoston puolestaan pitäisi vaatia vähemmän huoltoa käyttö- ja kunnossapitokulujen muodossa.

Edellä olleiden oletusten lisäksi tutkielmassa käsiteltiin yhtiön koon aiheuttamia vaikutuksia liiketoimintaan. Perinteisen käsityksen mukaan yrityksen kokoa kasvattamalla voidaan saada suuruuden mukanaan tuomia etuja, toiminnan tehokkuuden myötä, jonka puolestaan tulisi näkyä myös parempina tuloksina tehokkuus- ja tunnuslukujen muodossa. Tiheästi asutulla seudulla toimivan sähköyhtiön asiakaskunta sijaitsee maantieteellisesti pienemmällä alueella, minkä tulisi mahdollistaa suuremman asiakasmäärän tavoittamisen suhteellisesti pienemmillä investoinneilla. Tästä johtuen kaupunkiyhtiöiden ryhmään kuuluvilla yhtiöillä voidaan olettaa olevan paremmat edellytykset taloudellisesti tehokkaaseen sähkönjakelutoimintaan kuin maaseutuyhtiöillä

5. JAKELUVERKONHALTIJOIDEN TARKASTELU

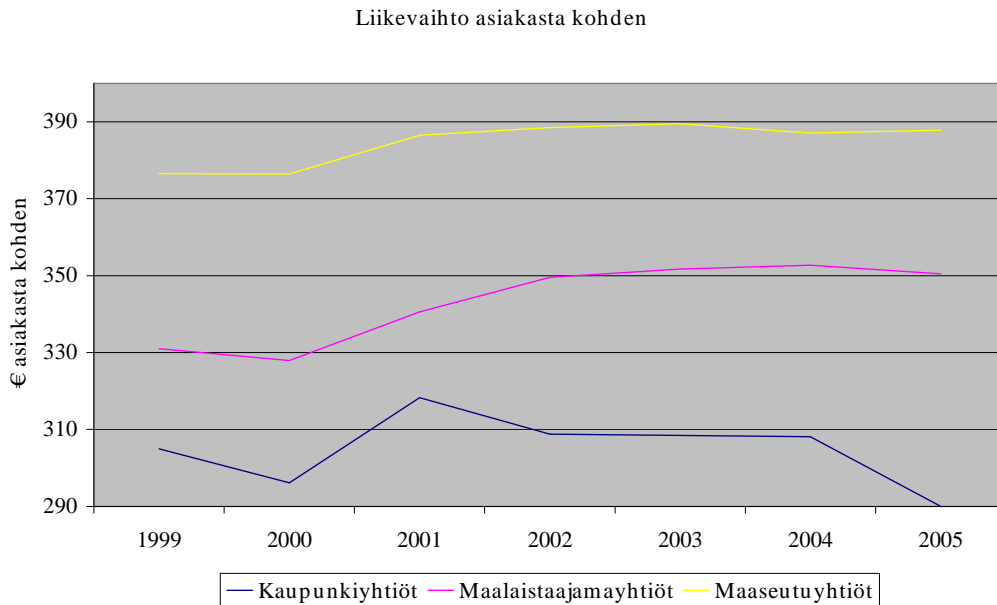
Tutkielmassa käsiteltiin 85 jakeluverkonhaltijaa (ks. liite 1), jotka poikkesivat mm. kokonsa, sijaintinsa ja verkkonsa rakenteen suhteen hyvinkin suuresti toisistaan.

Taulukko 1. Perustietoja jakeluverkonhaltijoista

	Yhteen- laskettu verkko- pituus (1000 km)	Luovutet- tu energia yhteensä (GwH)	Asiakas- -määrä (kpl)	Liike- vaihto, (M€)	Netto- investoinnit leasing- hankintoinen, (M€)	Oman henkilökunnan määrä sähköverkko- toiminnassa (kpl)
Mukana olevat	235,15	34222,25	2279927	720,08	333,48	2538
Poistetut	127,52	14437,49	801511	753,00	136,20	566

Edellä olevasta taulukosta voidaan nähdä vertailussa mukana olleiden ja siitä poistettujen yhtiöiden perustietojen yhteenlasketut arvot vuoden 2005 osalta. Tämä tilastollisen tarkastelun osuus on jaettu kolmeen osaan, joissa pyritään yleisen toimialan kuvauksen lisäksi esittämään käyttö- ja kunnossapitokulujen kehittymistä ja niihin vaikuttavia tekijöitä. Näiden lisäksi käsitellään yhtiöiden taloudellisia tunnuslukuja investointien ja panostuotosvertailun ohella.

5.1. Sähköverkkotoiminta Suomessa



Kuva 2. Yhtiöryhmien liikevaihto yksittäistä asiakasta kohden.

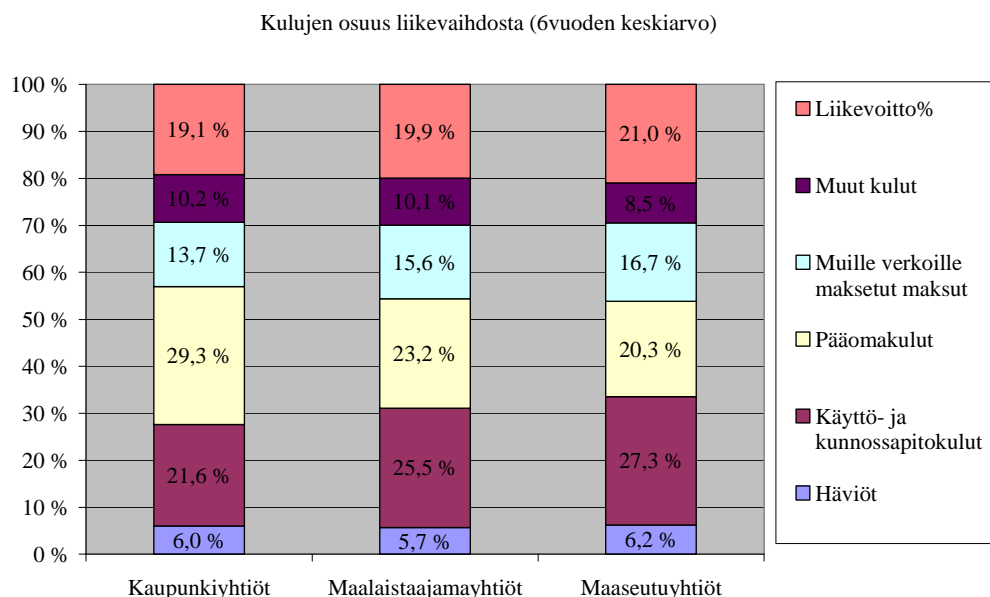
Kuvasta 2 nähdään yhtiöryhmien saavuttama keskimääräinen liikevaihto yksittäistä asiakasta kohden. Kaupunkiyhtiöillä liikevaihto asiakasta kohden on pientä liikehdintää lukuun ottamatta pysynyt pääpiirteittäin samantasoisena vertailujakson aikana (n. 300 €/asiakas). Muilla ryhmillä voidaan havaita pientä kasvua vuosien 2001 ja 2002 aikana.

Suurempi asiakasmäärä tarjoaa kaupunkiyhtiöille mahdollisen tehokkuusedun, sillä verkkotoimintaan vaadittava liikevaihto voidaan hankkia suuremmalta massalta, eikä se näin ollen rasita yksittäistä asiakasta yhtä paljon kuin pienemmällä yhtiöryhmillä. Toisaalta suurempi asiakasmäärä kaupunkiyhtiöiden kohdalla saattaa yleensä tarkoittaa myös pienempiä asiakkaita, jolloin liikevaihto ei pääse kasvamaan yhtä paljon. Tiheään asutuilla taajama-alueilla pienempien kotitalousasiakkaiden määrä korostuu niiden kuluttaessa vähemmän energiaa verrattuna suurempiin asiakkaisiin yritysten ja teollisuuslaitosten muodossa.

Mikäli vertailussa huomioidaan inflaation vaikutus, voidaan jakeluverkonhaltijoiden asiakaskohtaisen liikevaihdon nähdä olevan laskussa

vuoden 2002 jälkeisenä aikana. Inflaation lisäksi liikevaihdon suhteellisen stabiiliin käyttäytymiseen saattaa vaikuttaa asiakasmäärien kasvava trendi jokaisella ryhmällä vertailuajanjakson aikana. Erityisesti kaupunkiyhtiöillä asiakasmäärän kasvu on ollut selkeimmin havaittavissa, todennäköisesti maalta muuton ja suurimpien asutuskeskusten kasvun myötä. Myös liikevaihdot euromääräisesti mitattuna ovat olleet kasvussa, mutta näyttäisi siltä, että ne eivät ole kasvaneet samassa tahdissa asiakasmäärien kanssa.

Myös tilastolliset mittaukset osoittavat kaupunki-, taajama- ja maaseutuyhtiöiden saavuttamilla liikevaihdolla asiakasta kohden olevan tilastollisesti erittäin merkitsevää eroa, jokaisena vertailussa mukana olleena vuotena ryhmien välisen erotuksen riskitason jäädessä alle 5 %.



Kuva 3. Yhtiöryhmien kulujen keskimääräinen osuus liikevaihdosta.

EMV:n tilastoissa verkkotoiminnan kulut on ilmoitettu yksikössä senttiä kilowattituntia kohden. Pyrittäessä vertailemaan yhtiöryhmien kulujen jakautumista tutkielmassa laskettiin yksittäisten kulujen osuus liikevaihdosta. Edellä olevassa kuvassa 3 olevat luvut ovat kunkin yhtiöryhmän kulujen keskiarvot vertailuajanjakson ajalta. Kulujen lisäksi kuvaan on otettu mukaan

liikevoittoprosentti, joka siis saadaan liikevaihdosta, kulujen vähentämisen jälkeen jäljelle jäävänä osana.

Kaupunkiyhtiöillä suurin kuluerä on pääomakulut 29 % osuudellaan, kun taas taajama- ja maaseutuyhtiöillä suurin kuluerä on käyttö- ja kunnossapitokulut yli neljänneksen osuuksillaan. Muille verkoille maksetuissa maksuissa nähdään noin kolmen prosenttiyksikön kasvu mentäessä kohti alhaisempaa asiakas per linjakilometri arvoa. Häviö- ja muut kulut eivät puolestaan juurikaan eroa eri ryhmillä.

Suurempien investointien myötä kaupunkiyhtiöiden lähes 10 % suurempi pääomakulujen osuus viitanee isompaan ja vahvempaan sähköverkkoon. Tämä siitä syystä, että kaupunkiyhtiöiden suurempi asiakasmäärä kuormittaa verkkoa enemmän, joka lisää tarvetta rakentaa koko ajan vahvempaa ja samalla myös kalliimpaa verkostoa kuin maaseudulla. Kalliimman verkon sitoessa enemmän varallisuutta, myös pääomakulujen osuus liikevaihdosta nousee.

Mielenkiintoisena havaintona laskelmissa voidaan myös pitää vain alle kahden prosenttiyksikön eroa verkkotoiminnan kulujen jälkeen jäävässä liikevoittoprosentissa. Keskiarvotarkastelun mukaan näyttäisi siis siltä, että asiakasmäärällä linjakilometriä kohden ei olisi vaikutusta normaalin verkkotoiminnan kulujen yhteenlaskettuun määrään, huolimatta eri yhtiöiden huomattavistakin keskinäisistä maantieteellisistä ym. eroavaisuuksista.

Vertailtaessa maaseutuyhtiöiden ja kaupunkiyhtiöiden käyttö- ja kunnossapitokuluja, voidaan havaita maaseutuyhtiöiden keskimääräisesti n. 6 % suuremmat kulut. Erotus saattaa selittyä yksinkertaisimmillaan kaupunkiyhtiöiden suuremmalla kaapelointiasteella. Kaapeloinnin suurempien investointikustannusten vuoksi maaseudulla vaadittaviin pidempiin yhteyksiin on käytetty pääasiassa avojohtoja, jotka ovat huomattavasti riskialttiimpia luonnon aiheuttamille katkoksille. Kovemmat myrskyt saattavat kaataa puita sähkölinjojen päälle tai suuri lumikuorma voi aiheuttaa häiriötä sähkönsiirrossa. Myös erilaiset ajoneuvot ja työkoneet voivat aiheuttaa korjausta vaativia vaurioita avojohtoihin. Tähän liittyviin erilaisten verkostojen keskeytysaikoihin palataan myöhemmin. Mielenkiintoiseksi vertailun kaupunkiyhtiöiden ja maaseutuyhtiöiden käyttö- ja kunnossapitokulujen välillä

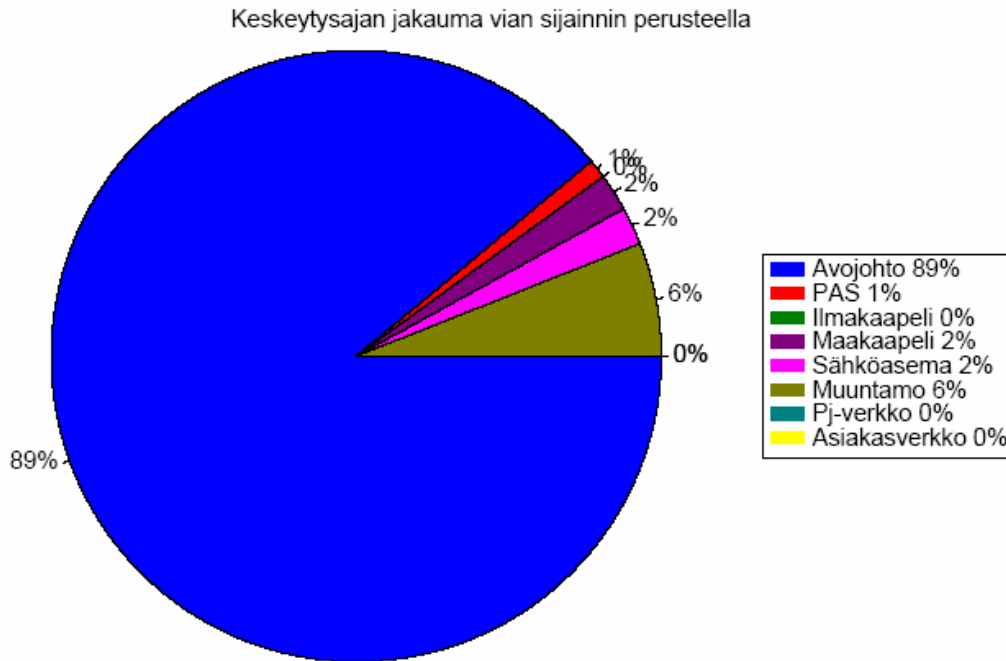
tekee huomio siitä, että jäljempänä olevan kuvan mukaan kaapeloitujen johtojen kunnossapitäminen on kuitenkin huomattavasti kalliimpaa kuin avojohtojen.

Käytettäessä keskijänniteverkossa kaapelointia on huomioitava niiden kalliimpien käyttö- ja kunnossapitokulujen lisäksi pitkien korjausaikojen takia vaadittavat varayhteydet, jotta asiakkaan sähkönsaanti voidaan turvata kohtuullisilla keskeytysajoilla. Näihin seikkoihin varautuminen vaatii kaupunkiyhtiöiltä suurempia taloudellisia panostuksia, kuin vastaavanpituisen verkoston rakentamiseen tarvittaisiin maaseudulla. Tämän lisäksi kaapeloidun verkon muunneltavuus on huomattavasti hitaampaa ja kalliimpaa kuin avojohtoverkon. (Järventausta ym. 2006.) Nämä seikat kasvattavat osaltaan kaapeloituun verkostoon sitoutuvien investointien ja pääoman määrää.

SPSS:llä suoritetun Kruskal-Wallis-testin mukaan ryhmien välillä havaituista eroista tilastollisesti merkitsevyyttä ei kuitenkaan ole kuin pääomakulujen osuudella liikevaihdosta, merkitsevyytason (Sig.) saadessa arvon 0,000. Vaikka edellä esitetyn kuvan mukaan näyttäisi siis siltä, että esimerkiksi käyttö- ja kunnossapitokuluissa on yhtiöryhmien välillä eroa, ei sillä kuitenkaan tilastollisesti ole merkittävää merkitystä, riskitason ollessa niin korkea (n. 35 %).

Tutkielmassa tehtiin edellisen kaltainen kuluvertailu myös jakamalla yhtiöt vain kahteen ryhmään asiakastiheyden mukaan. Tämä sen vuoksi, jotta voitiin nähdä onko ryhmäkokojen kasvattamisella, ennen kaikkea kaupunkiyhtiöiden osalta, vaikutusta riskitasoihin. Tällöin taajamayhtiöitä (34 kpl) olisivat yhtiöt, joilla on yli kahdeksan asiakasta ja maaseutuyhtiöitä (51 kpl) ne, joilla asiakkaita on alle kahdeksan linjakilometriä kohden. Erot kuluissa ovat tässä vertailussa samansuuntaiset, mutta erotukset ryhmien välillä eivät ole yhtä suuria (ks. liite 2). Tässä tarkastelussa merkitsevyytaset laskevat aiempaan kolmen ryhmän vertailuun nähden, mutta ainoana tilastollisesti merkitseväenä erona ryhmien välillä säilyy pääomakulut.

Seuraavat kaksi kuvaa ovat Energiateollisuus ry:n vuonna 2005 julkaisemia ja ne kuvaavat sähköverkkoyhtiöiden asiakkaiden keskeytysaikojen ja määrien jakautumista eri verkstorakenteiden mukaan.



Kuva 4. Keskeytysaikojen jakautuminen eri johdotusratkaisujen välillä.

Kuvan 4 mukaan 89 % kaikesta keskeytysajasta, joka kaikilla asiakkailla vuoden aikana ilmenee, syntyy avojohdoissa olevista katkoksista. Näin suuri ero selittänee edellä ollutta havaintoa, jonka mukaan kaupunkiyhtiöiden liikevaihdosta joudutaan käyttämään pienempi osa käyttö- ja kunnossapitokuluihin. Huolimatta siitä, että maakaapeleista johtuvat keskeytykset ovat yleensä kalliimpia ja usein myös hitaampia korjata, on niiden keskeytysaikojen vuosittainen kesto huomattavasti vähäisempi verrattaessa avojohdojen vastaavaan arvoon. Lisättäessä pidempään keston seuraavasta kuvasta ilmenevä huomattavasti suurempi vikataajuus voidaan maaseutuyhtiöiden kunnossapitokulujen suurempi osuus liikevaihdosta selittää entistä paremmin.

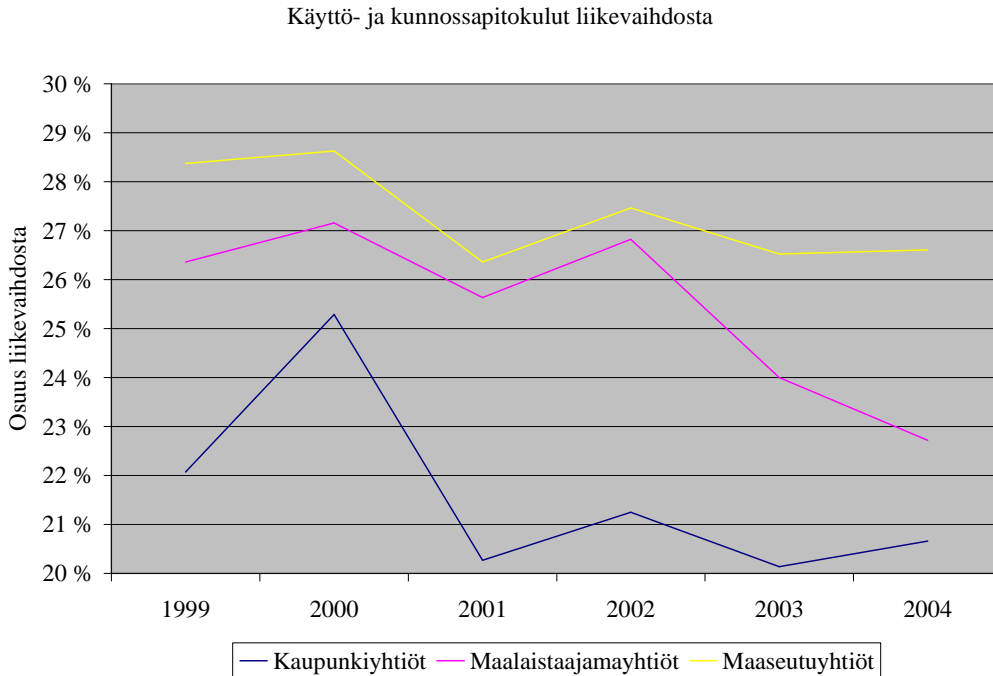


Kuva 5. Keskeytysmäärien jakautuminen eri johdotusratkaisujen välillä.

Kuvasta 5 voidaan nähdä keskeytysten määrän jakautuminen sen perusteella missä verkoston komponentissa tai minkälaisessa johdotusratkaisussa vika ilmenee. Energiateollisuus Ry:n mukaan 85 % kaikista keskeytyksistä sähkönjakelussa ilmenee avojohtojen alueella. Kaapeloidun verkon keskeytysmäärä on puolestaan vain 3 % kaikista keskeytyksistä. Näin ollen pidemmät keskeytysajat ja suuremmat keskeytysmäärät avojohdoissa korostavat erilaisten johdotusratkaisujen käyttö- ja kunnossapitokulujen eroja, joita selvitetään tarkemmin myöhemmässä vaiheessa.

Huolimatta siitä, että maaseutuyhtiöillä suurin osa johdoista on avojohtoja ja niissä esiintyy siis enemmän vikoja, ei verrattaessa kuluja liikevaihtoon, ole havaittavissa keskimääräisesti kuin aikaisemmin nähty alle 6 prosenttiyksikön ero. Myöhemmin nähtävässä kuvassa 8 puolestaan nähdään lähes kolminkertainen erotus käyttö- ja kunnossapitokuluissa linjakilometriä kohden. Tämä omalta osaltaan selittää sitä, miksi kuluvertailussa ei ollut niin selkeää eroa käyttö- ja kunnossapitokuluissa, kuin edellä nähdyt keskeytysajat ja taajuudet antaisivat olettaa.

5.2. Käyttö- ja kunnossapitokulut



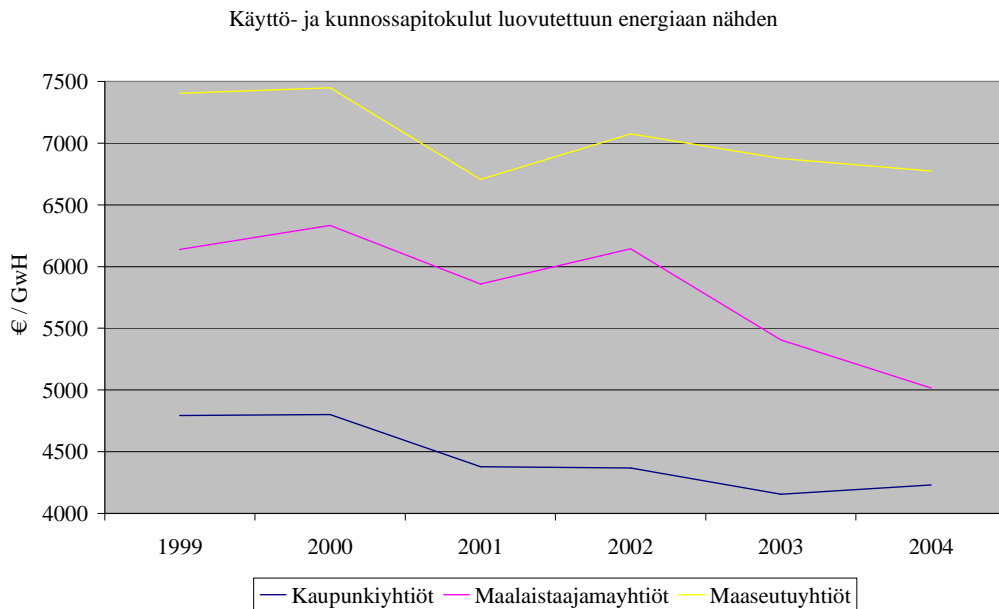
Kuva 6. Yhtiöryhmien käyttö- ja kunnossapitokulujen osuus liikevaihdosta.

Kuvassa 6 on käyttö- ja kunnossapitokulujen osuus liikevaihdosta eri yhtiöryhmillä kuuden vuoden ajalta. Pystyakselilta voidaan nähdä käyttö- ja kunnossapitokulujen keskimääräinen prosentuaalinen osuus koko liikevaihdosta yhden vuoden ajalta.

Kaupunki- ja maaseutuyhtiöillä käyttö- ja kunnossapitokulujen osuudet ovat laskeneet kuudessa vuodessa keskimäärin noin kaksi prosenttiyksikköä, maalaistaajamayhtiöiden laskun ollessa hieman nopeampaa. Kulujen osuuden pienentymisen lisäksi voidaan nähdä eri ryhmien sisällä tapahtuvien vuosittaisien muutoksien olevan hyvinkin samanaikaisia ja samansuuntaisia, joka viittaa myrskyjen tai muiden, yhtiöiden toiminnasta riippumattomien tekijöiden, aiheuttamiin kunnossapitokulujen lisäyksiin. Lievästi laskevia trendejä voidaan selittää, myöhemmin nähtävillä kasvaneilla yhtiöiden investointien määrillä, uudemman ja mahdollisesti paremman verkon vaatiessa

vähemmän kunnossapitoa. Kulujen lasku on myös oikeassa suhteessa verrattaessa regulaatioiden tavoittelemiin tehostamisvaatimuksiin.

Laskevien trendien lisäksi, graafisen esityksen perusteella, yhtiöryhmien välillä näyttäisi siis olevan myös eroja käyttö- ja kunnossapitokulujen suhteessa liikevaihtoon. Kulujen määrissä eri yhtiöiden välillä esiintyy kuitenkin niin paljon vaihtelua, että tilastollisesti erot eivät ole merkitseviä, vuosittaisen riskitason ollessa käyttö- ja kunnossapitokulujen osalta vertailtavien ryhmien välillä keskimäärin 35 %.

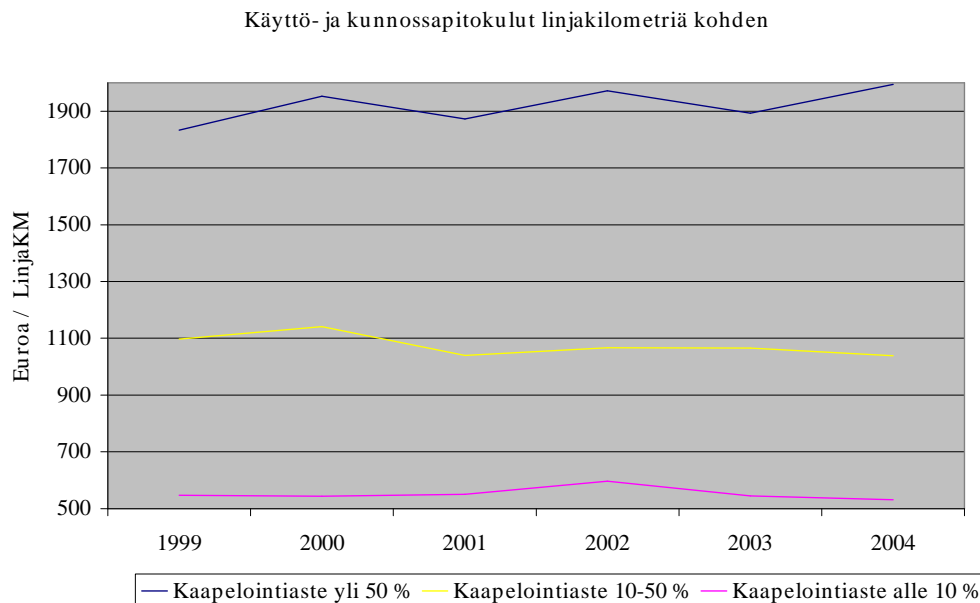


Kuva 7. Käyttö- ja kunnossapitokulut suhteutettuna luovutetun energian määrään.

Edellä olevassa kuvassa 7 yhtiöiden käyttö- ja kunnossapitokulut on jaettu kulutukseen luovutetun energian määrällä. Pystyakselilta nähdään keskiarvo sille, kuinka monta euroa jokaista kulutukseen luovutettua gigawattituntia kohden on jouduttu kirjaamaan käyttö- ja kunnossapitokuluja. Yhtiöryhmien välillä voidaan havaita selkeät erot kaupunkiyhtiöiden kulujen ollessa vuosittain noin 4500 euron luokkaa, kun maaseutuyhtiöiden vastaava arvo on 7000 euron molemmin puolin. Edellä havaitut erot kolmen yhtiöryhmän välillä

ovat myös tilastollisesti erittäin merkitseviä, vuosittaisten riskitasojen ollessa keskimäärin noin 4 %. Aiemmin todettu, toiminnan tehostamisen myötä syntyvä, lievä laskusuhdanne kunnossapitokuluissa näkyy myös verrattaessa kuluja siirrettyyn energiaan. Toisaalta myös jatkuva energian kulutuksen kasvu vaikuttaa kulujen suhteelliseen vähentymiseen, eikä näin ollen voida täysin pitävästi väittää, että yhtiöiden toiminta olisi tämän tarkastelun perusteella välttämättä tehostunut.

Workshopissa huomioitiin myös se, että edellisessä kuvassa nähtävä jatkuva käyttö- ja kunnossapitokulujen lasku ei välttämättä ole aina optimitilanne. Yleiset vaatimukset sähkönlaadun ja sen kulutuksen osalta ovat kasvussa ja verkoston tulisi pystyä myös vastaamaan näihin haasteisiin. Tällöin voidaankin kysyä tuleeko kunnossapitokulujen siirrettyyn energiaan nähden laskea pidemmällä tähtäimellä loputtomasti vai alkaako verkoston kova kuormitus vaatia jossain vaiheessa myös suurempaa panostusta kunnossapidon osalta.



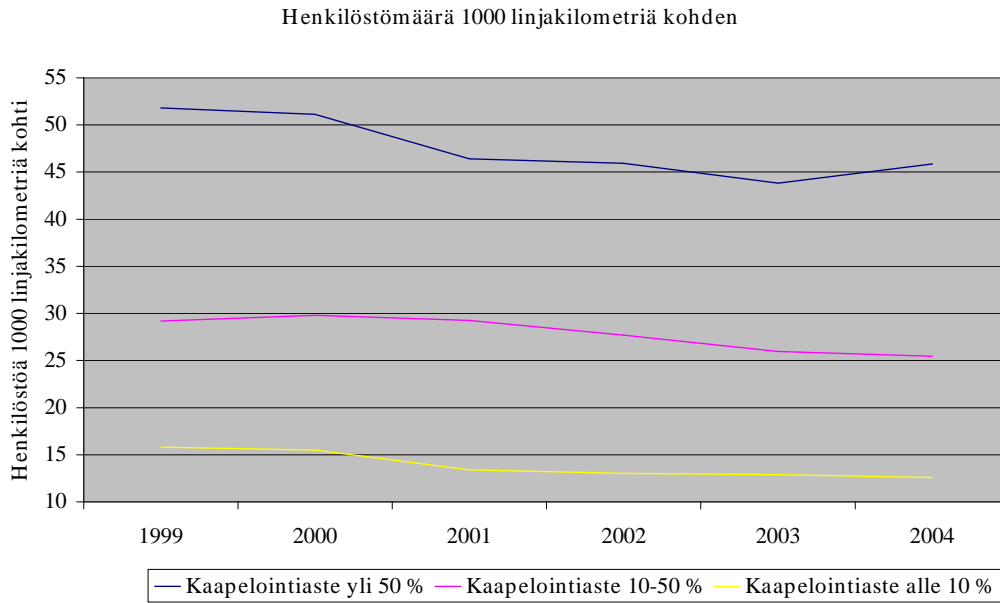
Kuva 8. Kaapelointiasteen vaikutus käyttö- ja kunnossapitokulujen määrään linjakilometriä kohden.

Kuvassa 8 jakeluverkonhaltijat on jaettu kolmeen ryhmään vuoden 2004 keskijänniteverkon (6–70 kV) kaapelointiasteen mukaisesti. Ns. kaupunkiyhtiö nimitys annetaan tässä osassa yhtiöille, joilla kaapelointiaste on yli 50 %, maalaistaajamayhtiöitä ovat 10...50 % kaapeloineet yhtiöt ja vastaavasti maaseutuyhtiöitä ovat yhtiöt, joilla keskijänniteverkosta on kaapeloituna alle 10 %. Kaupunkiyhtiöihin kuuluu siis 12 yritystä, maalaistaajamayhtiöihin 20 ja maaseutuyhtiöihin loput 53 yhtiötä. Kuvaajaan on laskettu kunkin ryhmän vuosittaiset keskiarvot käyttö- ja kunnossapitokuluista linjakilometriä kohden. Luvuissa ei ole suuria ryhmän sisäisiä muutoksia vertailuajanjakson aikana, eniten kaapeloitujen yhtiöiden pysyessä 1900 euron molemmin puolin, maaseutumaisempien yhtiöiden kulujen ollessa n. 1100 ja 500 euroa linjakilometriä kohden. Ryhmien väliset erot ovat myös tilastollisesti erittäin merkitseviä, Kruskal-Wallis testin riskitason ollessa jokaisena vuonna 0 %.

Kuvasta voidaan havaita vuosittaisen erotuksen kuluissa, kahdella ääripään ryhmällä, olevan huomattavan suuri, lähes 1500 euroa linjakilometriä kohden. Osaltaan suurta eroa voitaneen selittää kaapeloidun johdon suuremmilla laitteisto- ja komponenttivaatimuksilla, suuremman määrän verkostokomponentteja vaatiessa myös enemmän kunnossapitoa. Edellä esitetystä kuvaajasta ilmenee kaapeloitujen johtojen kunnossapitämisen kalleus, mutta samalla se tuo esiin jo aikaisemmin todetun maaseutuyhtiöiden avojohtojen virhealttiuden. Siitäkin huolimatta, että vähemmän kaapeloitujen verkostojen käyttö- ja kunnossapitokulut linjakilometriä kohden ovat kuvan mukaan huomattavasti pienemmät, kuluu maaseutuyhtiöillä kuitenkin aikaisemmin tehtyjen havaintojen mukaan suurempi osuus liikevaihdosta juuri kunnossapitokuluihin. Kulujen suurempaa osuutta liikevaihdosta voidaan selittää avojohtojen suuremmalla vikaherkkyydellä, joka kävi ilmi kahdesta aiemmin esillä olleesta Energiateollisuus ry:n julkaisemasta kuvasta.

Tutkielman osana tehtiin myös vertailu, jossa suhteellistettiin käyttö- ja kunnossapitokulut linjakilometreihin, mutta jaotteluperusteena ryhmien välillä käytettiin kaapelointiasteen sijaan asiakastiheyttä. Tässä vertailussa voitiin nähdä samansuuntainen jakauma eri yhtiöryhmille, kuin edellä käytetyssä asiakastiheyden perustuvassa jaottelussa: Mitä suurempi asiakasmäärä linjakilometriä kohden, sitä suuremmat ovat myös kunnossapitokulut linjakilometriä kohden (ks. liite 3).

Eräänä selittävänä tekijänä, enemmän kaapelointia käyttäneiden yhtiöiden, suurille käyttö- ja kunnossapitokuluille voidaan pitää seuraavasta kuvasta nähtävää suurta henkilöstön määrää linjakilometriä kohden.



Kuva 9. Kaapelointiasteen vaikutus henkilöstön määrään linjakilometriä kohden.

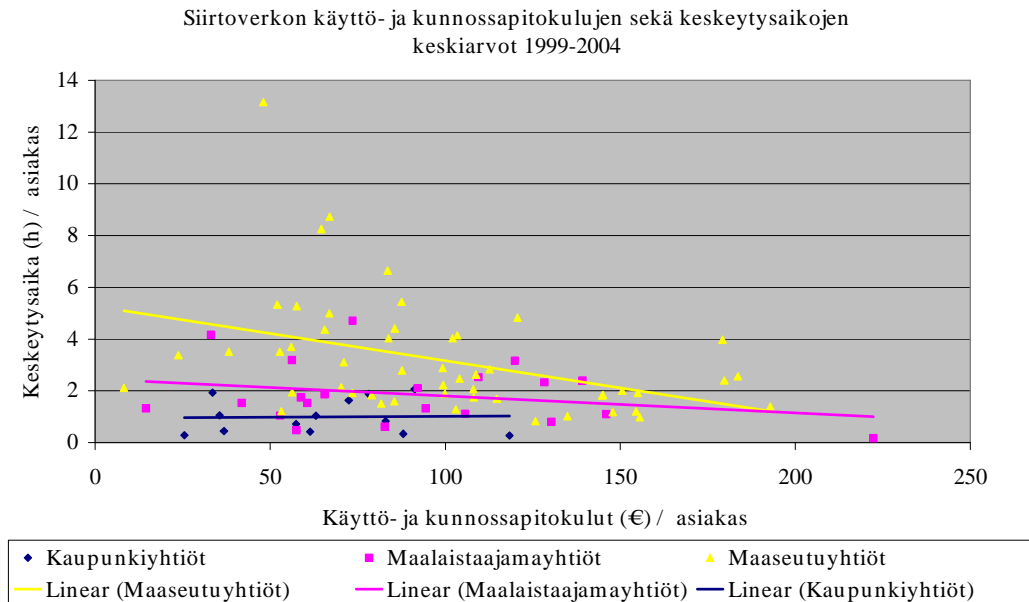
Kuvassa 9 yhtiöt on jaoteltu kaapelointiasteen mukaan kolmeen ryhmään ja laskettu henkilöstön määrä verkoston pituuteen nähden. Pystyakseli kertoo siis kuinka monta työntekijää kullakin yhtiöryhmällä on keskimäärin jokaista käytössä olevaa tuhatta verkostokilometriä kohden. Kaupunkiyhtiöillä on jopa kolminkertainen (n. 50 kpl/1000 km) määrä henkilöstöä jokaista tuhatta linjakilometriä kohden verrattaessa vähemmän kaapeloituihin maaseutuyhtiöihin (n. 15 kpl/1000 km). Kaapeloidun verkoston vian korjaaminen voi vaatia enemmän työntekijöitä, joka osaltaan selittää suurta henkilöstön määrää. Toisaalta kaupunkiyhtiöillä on palveltavanaan suurempi asiakasmassa, joka saattaa aiheuttaa korkeamman varmuustason vaatimuksen. Suuremman henkilöstömäärän avulla pystytään reagoimaan sähkökatkoksiin nopeammin ja tehokkaammin. Nopeamman vian korjauksen tarve korostuu katkoksen sattuessa taajama-alueella, siitä kärsiessä huomattavasti suuremman asiakasmäärän, kuin vastaavasta katkoksesta esimerkiksi maaseudulla.

Varmuustasojen lisäksi henkilöstömäärää kasvattanee myös normaalin palvelutason ylläpidon tarve. Suuremman asiakasmassan käsittelyn vaatiessa sopimusten, asiakaspalautteen ja laskutuksenkin osalta enemmän työntekijöitä.

Henkilöstön lukumäärään yhtiöillä saattaa vaikuttaa myös toimintojen ulkoistamiseen liittyvät ratkaisut. Kaupunkiyhtiöillä työntekijät saattavat olla osittain itse verkkoyhtiön omistaman kaupungin palveluksessa, joka ei välttämättä rasita suoranaisesti yhtiön kulurakennetta yhtä paljon. Toisaalta kaupunkien omistamissa sähköverkkoyhtiöissä saatetaan kiinnittää huomiota yhtiön työllistämisaikutuksiin, eikä näin ollen välttämättä pyritä ensisijaisesti mahdollisimman suureen toiminnan tehostamiseen, esimerkiksi kunnossapidon ulkoistamisen muodossa.

Kuvasta nähtävä laskeva trendi jokaisen yhtiöryhmän henkilöstömäärän kohdalla selittyy kaupunki- ja maaseutuyhtiöiden kohdalla Helsingin Energian ja Atro Oyj:n tekemistä järjestelyistä. Vuoteen 2000 asti Helsingin Energian ilmoittamissa tunnusluvuissa henkilöstön määrä oli n. 400, kun taas vuodesta 2001 alkaen henkilöstön määräksi on ilmoitettu hieman alle 100 työntekijää. Vuonna 2001 puolestaan Savon Voima Oyj vaihtui Atro Oyj:ksi, jonka seurauksena sen henkilöstömääräksi ilmoitetaan vuodesta 2001 alkaen 230 työntekijän sijasta alle 100 työntekijää. Nämä vähennykset johtunevat pääasiassa jakeluverkonhaltijoiden eri toimintojen siirtämisestä toisten yhtiöiden alaisuuteen ulkoistamisen myötä. Henkilöstön lukumäärällistä vähentymistä voi osaltaan selittää myös workshopissa mainittu, ikääntyvä ja pääasiassa eläkeikää lähestymässä oleva työvoima. Yhtiöiden tehostuvan toiminnan, yleisen teknisen kehityksen ja atk-järjestelmien parantumisen myötä, ei välttämättä ole niin suurta tarvetta tai halua palkata uusia työntekijöitä eläkkeelle jäävien tilalle.

5.3. Keskeytysajat



Kuva 10. Käyttö- ja kunnossapitokulujen vaikutus keskeytysaikoihin.

Käyttö- ja kunnossapitokulut suhteessa keskeytysaikoihin jakautuivat edellä olevan kuvan mukaisesti. Pystyakselilla on keskimääräinen aika tunteina, jonka yksi asiakas on vuoden aikana ollut ilman sähköä. Vaaka-akseli kertoo vuosittain yhdelle asiakkaalle suhteellisesti kohdistuvat käyttö- ja kunnossapitokulut. Kuvassa kolme eri yhtiöryhmää on merkitty erivärisillä pisteillä. Yksittäisten yhtiöiden pisteiden lisäksi kuvaan on lisätty erikseen jokaisen ryhmän lineaarinen-sovite, kuvaamaan kunkin ryhmän käyttäytymismallia.

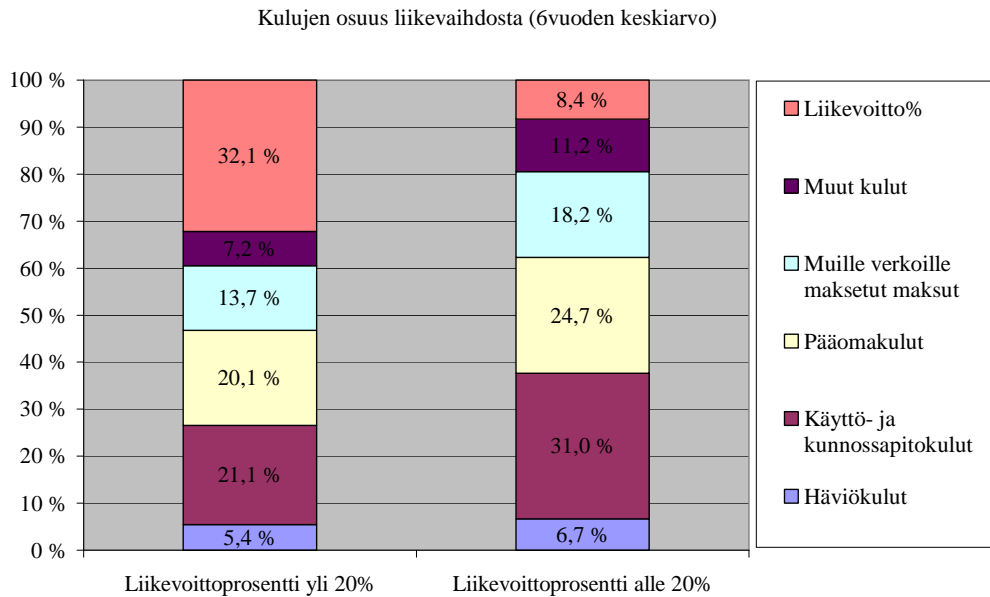
Maalaistaajama- ja maaseutuyhtiöillä havaittavaa lievästi laskevaa trendiä voidaan mahdollisesti selittää kunnossapitokulujen kasvun vaikutuksella keskeytysaikaan. Mitä enemmän yhtiöt ovat panostaneet verkoston kunnossapitoon asiakasta kohden, sitä pienemmäksi tulevat keskeytysajat. Vastaavasti kaupunkiyhtiöillä ei edellä olleen kuvan mukaan ole nähtävissä kunnossapitokulujen vaikutusta keskeytysaikoihin. Aikaisemmin nähtyjen Energiategollisuus Ry:n kuvien mukaan varsinkin vahvasti kaapelointia käyttävillä kaupunkiyhtiöillä keskeytysajat ovat joka tapauksessa huomattavan

paljon vähäisemmät, eikä niihin välttämättä pystytä niin paljon vaikuttamaan verkoston kunnossapitokuluja lisäämällä. Tämän lisäksi tulee huomioida kaapeloinnin, varsinkin kaupunkiympäristössä tehtäessä, sen vaatimat suuremmat investointikustannukset. Esimerkiksi jo valmiiksi rakennetulla alueella saatetaan joutua tekemään suuriakin kaivauksia tai pohjatöitä, jotta uutta mahdollisesti vahvempaa johtoa saadaan asennettua. Tällöin, kaapeloinnin kohdalla asennuksella on huomattavasti suurempi merkitys sen tulevaisuuden kunnan kannalta, kuin avojohtoa vedettäessä. Avojohtojen kunnossapidon merkitystä lisää se, että keskeytysaikoihin voidaan lisäksi vaikuttaa asennuksen jälkeisellä kunnossapidolla, johtokaturien raivauksen ja suojausten muodossa. Hyvän raivauksen ansiosta esimerkiksi johtojen päälle kaatuvat puut eivät voi aiheuttaa niin paljon keskeytyksiä kuin täysin luonnonvaraisessa maastossa sijaitsevassa verkostossa saattaa esiintyä.

Laskettaessa SPSS-ohjelmistolla käyttö- ja kunnossapitokulujen korrelaatiokerroin keskeytysaikoihin nähden, saadaan pearsonin korrelaatiokertoimeksi $-0,189$ (Sig $0,042$). Tämä tulos tukee myös aiempaa graafista esitystä, jossa nähtiin lievän negatiivisen korrelaation olemassaolo.

5.4. Taloudelliset tunnusluvut

Tarkasteltaessa jakeluverkonhaltijoita kulujen liikevaihdosta vähentämisen jälkeen jäljelle jäävän liikevoitto-osuuden kannalta, vertailuryhmiksi otettiin kuuden vuoden aikana keskiarvoltaan yli (43 kpl) ja alle (42 kpl) 20 % liikevoittoprosentin saavuttaneet yhtiöt. Yhtiöiltä laskettiin siis koko vertailujakson ajalta liikevoittoprosenttien keskiarvo, jonka jälkeen yhtiöt asetettiin tämän mukaisesti paremmuusjärjestykseen. Vertailussa paremman tuloksen saaneilla yhtiöillä liikevoittoprosentti oli kuvan 11 mukaisesti keskimäärin yli 30 %, heikompien jäädessä alle 10 prosenttiin.



Kuva 11. Kulujen osuus liikevaihdosta liikevoittoprosentin mukaisen jaottelun mukaan.

Käyttö- ja kunnossapito kulut ovat suurin yksittäinen erottava tekijä vertailuryhmien välillä. Suuremman liikevoittoprosentin saavuttaneilla yhtiöillä kunnossapitokulut ovat keskimäärin 10 prosenttiyksikköä pienemmät kuin vähäisempään liikevoittoprosenttiin yltäneet. Tämän lisäksi yli 20 prosenttiyksikön ero liikevoittoprosentissa koostuu tasaisesti muista kuluryhmistä. Pienemmän liikevoittoprosentin saavuttaneilla yhtiöillä kuluryhmät ovat keskimäärin noin neljä prosenttiyksikköä suuremmat, kuin paremman tuloksen saaneilla. Tässä vertailussa ainoastaan häviökulujen erotus jäi suhteellisen merkityksettömäksi. Tilastollinen tarkastelu vahvistaa edellä tarkastellun kahden ryhmän välisiä eroja, riskitasojen ollessa selkeästi alle asetetun 5 % merkitsevyystason.

Tutkielmassa pyrittiin löytämään tilastollisen tarkastelun pohjalta yhteisiä tekijöitä yhtiöille, jotka edellä tehdyn jaottelun mukaisesti ovat liikevoittoprosentin näkökulmasta menestyneet parhaiten. Tulosten perusteella näyttäisi siltä, että jaoteltaessa jakeluverkonhaltijat linjakilometrikohtaisen asiakasmäärän mukaan, ei tällä jaottelulla ole keskiarvotarkastelussa vaikutusta yhteenlaskettujen kulujen määrään. Suuremman liikevoittoprosentin saaneilla

yhtiöillä on suuremmat asiakasmäärät, mutta toisaalta myös enemmän linjakilometrejä. Asiakasmäärän tarjoaman suuremman volyymin ansiosta toiminta on myös yleensä tehokkaampaa ja yhtiöt pystyvät kasvattamaan liikevaihtoaan. Asiakasmäärältään pienemmät yritykset joutuvat silti investoimaan uuteen infrastruktuuriin ja verkkonsa kehittämiseen, suhteessa enemmän kuin suuremmat yhtiöt, joka puolestaan näkyy investointien suurempana osuutena liikevaihdosta. Pienemmän volyymin yritysten tehokkuutta vaikeuttaa luonnollisesti myös kustannusten jakautuminen pienemmän asiakasmäärän jaettavaksi.

Seuraavassa kappaleessa on pyritty löytämään yhdistäviä tekijöitä niiden jakeluverkonhaltijoiden välille, joilla oman pääoman tuottoprosentti on ollut vertailujakson aikana keskimäärin suurempi, kuin muilla vertailussa mukana olleilla yhtiöillä. Tunnuslukujen pohjalta löydetyt yhteiset tuntomerkit menestyville yhtiöille voidaan yhdistää myös liikevoittoprosentin valossa hyvin pärjänneisiin jakeluverkonhaltijoihin.

5.4.1. Oman pääoman tuottoprosentti

Tarkasteltaessa jakeluverkonhaltijoita muutamien tärkeimpien yrityksen toimintaa kuvaavien taloudellisten tunnuslukujen, oman ja sijoitetun pääoman tuottoprosenttien ja liikevoittoprosentin kannalta, voidaan todeta että näiden mittareiden mukaan menestyneiltä yrityksiltä löytyy useita yhdistäviä tekijöitä. Liitteessä 3 olevissa kuvissa yhtiöt on jaoteltu kolmeen ryhmään oman pääoman tuottoprosentin mukaisesti. Ensimmäiseen ryhmään kuuluu 19 yhtiötä, joilla pääoman tuottoprosentti on kuuden vertailuvuoden aikana ollut keskimäärin yli 10 %. Tämän yhtiöryhmän yksittäisen yhtiön keskimääräinen tuotto omalle pääomalle oli noin 18 %. Toinen ryhmä koostuu 28 yhtiöstä, joilla tuottoprosentti on ajanjakson aikana ollut 4...10 %:n välillä (keskimääräinen tuotto noin 6 %). Kolmas ja suurin ryhmä sisältää 38 yhtiötä, joilla keskimääräinen oman pääoman tuotto oli vertailuajanjakson aikana alle 4 %:a (keskimääräinen tuotto hieman alle 1 %).

Käytössä olleen aineiston mukaan näyttäisi siltä, että suurempia pääoman tuottoprosentteja saavuttaneilla yhtiöillä on keskimäärin hieman enemmän

asiakkaita linjakilometriä kohden (ks. liite 4:1), huolimatta siitä, että näillä on omistuksessaan myös yleensä huomattavan paljon enemmän rakennettua sähköverkostoa. Vähemmän tuottavilla yhtiöillä keskimääräinen verkkopituus on alle 2500km, kun menestyneemmällä yhtiöillä pituus on lähempänä 4000 kilometriä (ks. liite 4:2). Pystyäkseen rakentamaan yhä kattavampia ja pidempiä verkostoja yhtiöiltä vaaditaan kasvavia investointeja. Suurempi asiakasmassa antaa yhtiöille enemmän pääomaa, joka puolestaan mahdollistaa suuremmat investoinnit (ks. liite 4:3). Paremmiin menestyneillä yhtiöillä on euromääräisesti keskimäärin kaksinkertaiset investoinnit verrattaessa heikommin menestyneihin yhtiöihin. Tästä huolimatta euromääräisesti enemmän investoineilla yhtiöillä investointien osuus liikevaihdosta on kuitenkin keskimäärin hieman pienempi (ks. liite 4:4), kuin heikommin menestyneillä yhtiöillä. Huomattavaa on myös se, että tuottavammilla yhtiöillä kaapelointiaste on keskimäärin noin 10 % korkeampi, joka myös osaltaan viitanee esitettyyn oletukseen, jonka mukaan kaupunkiyhtiöillä on parempi mahdollisuus menestyä taloudellisesti. Oman pääoman suurempi tuotto näkyy myös, normaalien sähköverkkotoiminnasta johtuvien kulujen liikevaihdosta vähentämisen jälkeen, jäljelle jäävässä liikevoittoprosentissa (ks. liite 4:5), paremmiin menestyneillä yhtiöillä liikevoittoprosentin ollessa keskimäärin 15-20 prosenttiyksikköä korkeampi kuin heikommin menestyneillä.

Osaltaan yhtiöiden menestystä voitaneen selittää pienillä eroilla omavaraisuusasteissa (ks. liite 4:6). Ryhmien välinen, keskimäärin 15 prosenttiyksikön erotus, antaa yhtiöille pienen liikkumavaran, jolla pystytään vaikuttamaan taloudellisten tunnuslukujen antamaan yrityskuvaan. Tämä siis siksi, koska nykyisten korkotasojen ollessa suhteellisen alhaisella tasolla, on lainarahan ns. halpaa. Lainatulla rahalla pystytään siis tekemään teoriassa tehokkaampia investointeja kuin suoralla tulo-rahoituksella. Aiemmin todettu suurempi asiakasmäärä johtaa luonnollisesti myös suurempaan luovutetun energian määrään (ks. liite 4:7). Yli 10 prosentin oman pääoman tuottoon yltäneillä yhtiöillä vuosittain luovutetun energian määrä oli keskimäärin 600 GwH, muiden yhtiöryhmien jäädessä noin 300 GwH:iin.

Huomattava ero yhtiöryhmien välillä saadaan myös tässä vertailussa käyttö- ja kunnossapitokuluissa asiakasta kohden. (ks. liite 4:8). Vähiten tuottoa omalle pääomalle saaneiden yhtiöiden käyttö- ja kunnossapitokulut olivat 100 euron

yläpuolella, kahden muun ryhmän kulujen ollessa keskimäärin alle 85 euron. Aikaisemmin esitetystä, käyttö- ja kunnossapitokulujen määrä linjakilometriä kohden, vertailussa kaupunki- ja maaseutuyhtiöiden välillä havaittu ero toteutuu samansuuntaisena myös tässä vertailussa (ks. liite 4:9). Eniten tuottaneilla yhtiöillä käyttö- ja kunnossapitokulut olivat keskimäärin 950 euroa, kun taas vertailussa heikommin pärjänneiden yhtiöiden kulujen ollessa noin 830 euroa linjakilometriä kohden.

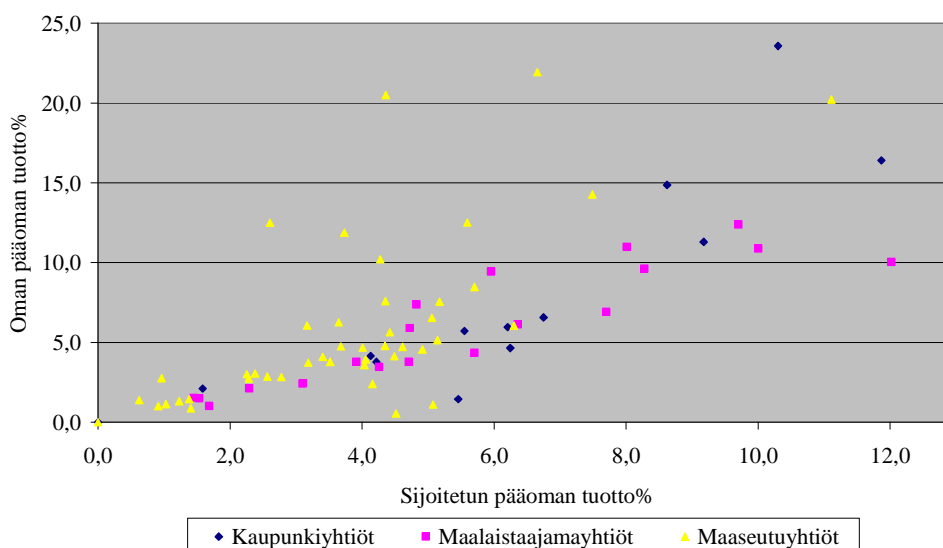
Edellä esitettyjen havaintojen perusteella näyttäisi siis siltä, että yhtiöiden kaupunkimaisuus asiakastiheyden, kaapelointiasteen jne. osalta johtaisi myös hyvään taloudelliseen menestykseen. Tätä ei voitane kuitenkaan suoraan yleistää jokaiseen suomalaiseen sähköyhtiöön. Jo tilastoissa esiintyvien poikkeavuuksien myötä voidaan todeta, että taloudellisten tunnuslukujen perusteella voivat menestyä myös asiakasmäärältään pienemmät maaseudulla sijaitsevat yhtiöt. Eikä näin ollen esimerkiksi suurempi kaapelointiaste automaattisesti tee yhtiöstä menestyvää. Tilastollisten poikkeamien olemassaolo korostaakin normaaleja liiketaloudellisia toiminnan malleja, joissa yhtiöiden oman toiminnan laatu ja tehokkuus nousevat myös tärkeiksi tekijöiksi, yhtiön koosta tai muista esim. ulkoisista tekijöistä riippumatta. Vaikka jakeluverkonhaltijan kaupunkimaisuus ei siis automaattisesti takaa yhtiölle menestyksestä tulevaisuutta, antaa se ainakin tutkielmassa mukana olleiden tilastojen mukaan, suurimmassa osassa tapauksista paremmat lähtökohdat menestyksen tekemiselle.

5.4.2. Sijoitetun pääoman tuotto prosentti

Tehtäessä edellä esitetyn kaltainen vertailu, oman pääoman tuoton sijaan, sijoitetun pääoman tuotto prosenttin mukaisella jaottelulla, saadaan hyvin samankaltaisia tuloksia. Sijoitetun pääoman tuotoissa kolmen ryhmän väliset erot tuotto prosentteissa ovat hieman pienemmät kuin oman pääoman tuotoissa, eniten tuottoa sijoitetulle pääomalle tuottaneiden yhtiöiden päätyessä keskimäärin 9 % tuotto-osuuteen. Keskimääräinen ryhmä tuottaa noin 5 % ja vähiten tuottava ryhmä keskimäärin hieman alle 2 % voittoa sijoitetulle pääomalle. Vertailujen samankaltaisuutta selittää jäljempänä oleva kuva 12, josta voidaan nähdä positiivinen korrelaatio tuotto prosenttien välillä.

Kuvan 12 mukaisesti yhtiöt, joilla oman pääoman tuottoprosentti on korkeampi, saavuttavat yleensä myös korkeamman tuoton sijoitetulle pääomalle. Aikaisemmin esitettiin suhteellisen selkeitä yhdistäviä muuttujien arvoja niiden yhtiöiden välillä, joilla on korkeampi tuottoprosentti oman pääoman osalta. Havaittu korrelaatio sijoitetun ja oman pääoman tuottojen osalta antaa mahdollisuuden yleistää näitä yhtenäisyyksiä myös niille yhtiöille, joilla sijoitetun pääoman tuotto on korkeampi. Tätä käsitystä tukevat myös tilastolliset havainnot näiden yhtiöiden kaupunkimaisuudesta.

Oman ja sijoitetun pääoman tuottoprosentit



Kuva 12. Oman ja sijoitetun pääoman tuottoprosentit eri yhtiöillä.

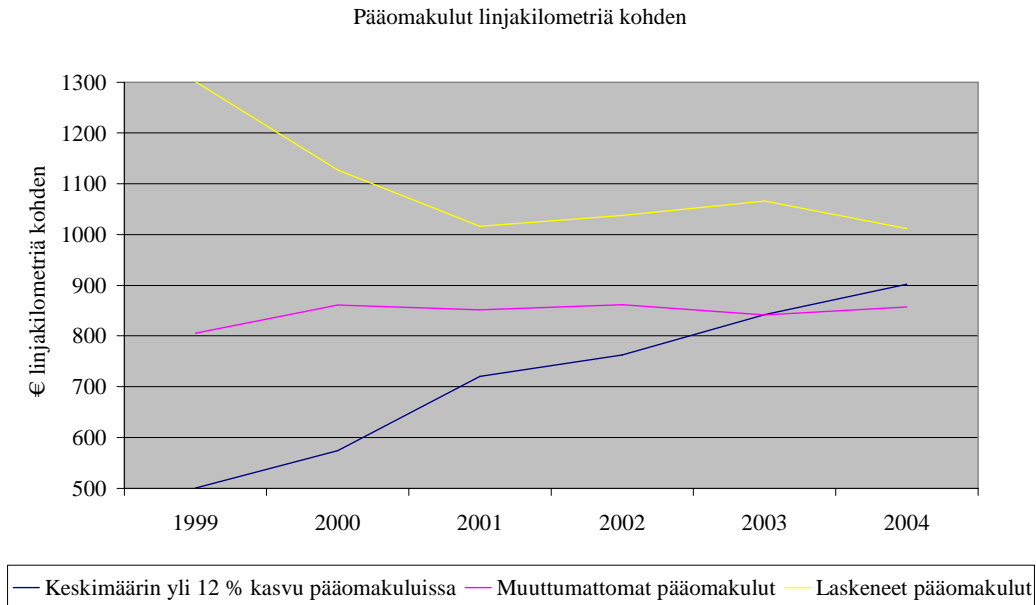
Kuvassa 12 on yksittäisten jakeluverkonhaltijoiden sijoitetun ja oman pääoman tuottoprosentit esitettynä kuuden vertailuvuoden keskiarvoina. Edellä olevassa kuvassa voidaan nähdä oikeassa reunassa neljä erillään olevaa yhtiötä, joiden oman ja sijoitetun pääoman tuotot ovat suhteellisen korkeat verrattaessa muihin jakeluverkonhaltijoihin. Nämä neljä yhtiötä ja niiden oman pääoman tuottoprosentit ovat Jyväskylän Energia Oy (23,6 %), Atro Oyj (20,2 %), Oulun Energia (16,4 %) ja Porin Energia (10,0 %).

Kuvan 12 mukaiset selkeästi erottuvat korkeammat pääomien tuotto prosentit saattavat johtaa sallitun tuoton ylittymiseen, joihin Energiamarkkinaviraston tulisi tarvittaessa puuttua. Esimerkkinä voidaan mainita EMV:n ja myös korkeimman hallinto-oikeuden (myöhemmin KHO) päätökset Jyväskylän Energian vuosien 1997 ja 1999–2001 toiminnan osalta. EMV totesi vuonna 2003 antamassaan päätöksessä Jyväskylän Energian toimineen sähkömarkkinalain vastaisesti sähkön siirron hinnoittelussa. Päätöksessä oli todettu Jyväskylän Energian keränneen kyseisinä vuosina sähköverkkotoiminnasta ylituottoa. KHO:n vuonna 2005 antaman päätöksen mukaan EMV on voinut arvioida Jyväskylän Energian hinnoittelun kohtuullisuutta yhtiön oman kustannusrakenteen ja kannattavuuden perusteella. Lisäksi KHO katsoi Energiamarkkinaviraston käyttäneen sähkömarkkinalain mukaista harkintavaltaansa hinnoittelun kohtuullisuuden arviointiperusteiden kehittämisessä. Näiden päätösten pohjalta Jyväskylän Energia velvoitettiin korjaamaan siirtihinnoittelunsa kohtuulliselle tasolle. KHO:n päätös ei kuitenkaan sisältänyt velvoitetta maksujen palauttamiseksi asiakkaille. (Energiamarkkinavirasto 2007d.)

5.5. Pääomakulujen kehityksen vaikutus

Tutkielmassa esitettiin aiemmin alkuoletus, jonka mukaan pääomakulujen laskun tulisi johtaa käyttö- ja kunnossapitokulujen nousuun. Tämän oletuksen pohjalta tutkielman osana tehtiin vertailu pääomakulujen laskun, tai nousun vaikutuksesta käyttö- ja kunnossapitokuluihin. Molemmat muuttujat suhteutettiin yhteenlaskettuun linjakilometrien määrään. Yhtiöt jaettiin tarkastelussa kolmeen ryhmään sen mukaan, kuinka yhtiöiden pääomakulujen osuus liikevaihdosta on kehittynyt verrattaessa vuoteen 1999. Vuosien 2000–04 muutosprosentit laskettiin yhteen, jonka jälkeen yhtiöt voitiin järjestää kuvan 13 mukaisesti ryhmiin. Ensimmäiseen ryhmään kuuluu 28 yhtiötä, joilla pääomakulujen muutosprosentti verrattaessa vuoteen 1999 on vuosittain keskimäärin ollut yli 12 %. Toisen ryhmän (28 yhtiötä) pääomakulut ovat keskimäärin pysyneet samalla tasolla, kun taas kolmannen ryhmän 29 yhtiöllä pääomakulut ovat selvästi laskeneet verrattaessa vuoteen 1999. Jäljempänä olevassa kuvassa voidaan nähdä kuinka tämän jaottelun yhtiöiden

pääomakulujen euromääräiset keskiarvot linjakilometriä kohden ovat kehittyneet vertailujakson aikana.

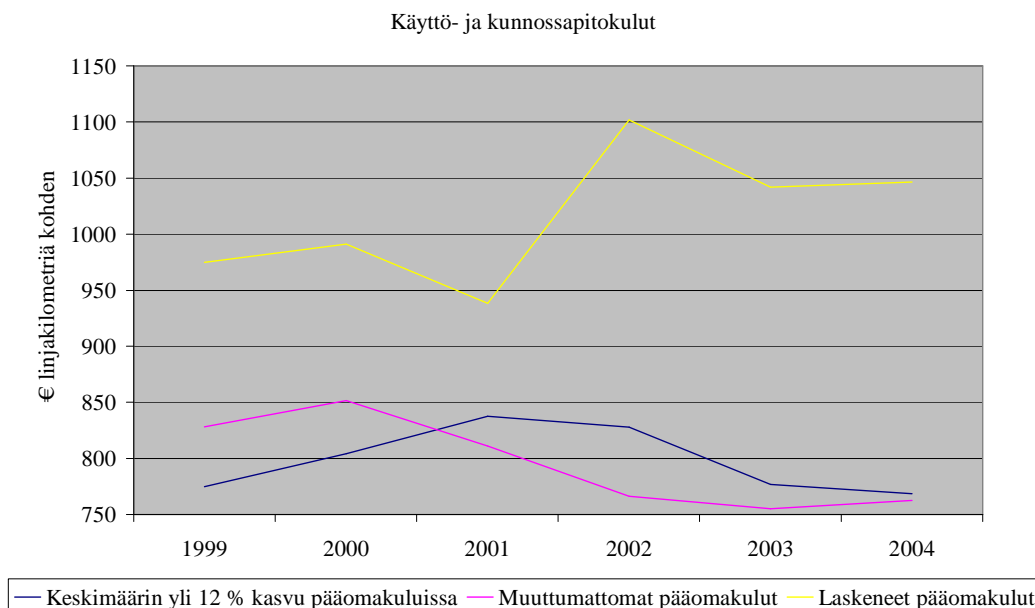


Kuva 13. Pääomakulujen kehitys linjakilometreihin nähden.

Edellä olleen kuvaajan mukaan yhtiöillä, joilla pääomakulut nousivat eniten vertailuajanjakson aikana, oli myös selkeästi alhaisempi lähtötaso niiden osalta. Tämä viittaisi tutkielmassa paljon käytettyyn jaotteluun kaupunki-, maalaistaajama- ja maaseutuyhtiöihin, jossa kaupunkiyhtiöillä on selkeästi korkeammat pääomakulut verrattaessa muihin ryhmiin. Pääomakulujen suhteuttaminen linjakilometreihin kertoo kulujen kasvaneen euromäärältään lähes kaksinkertaisiksi aloitusajankohtaan verrattuna. Yhtiöryhmä, jolla pääomakulut sen sijaan laskivat, ei muutos ollut yhtä suuri, mutta selkeä lähes 300 euron lasku on nähtävissä.

Aiemmin esitetty oletus, jonka mukaan pääomakulujen kehityksen perusteella voidaan ennustaa verkon ikä, ei kuitenkaan näy ainakaan käyttö- ja kunnossapitokulujen määrässä linjakilometriä kohden, kuten jäljempänä olevasta kuvasta voidaan todeta. Seuraavassa kuvassa on käytetty samaa jaottelukriteeriä yhtiöiden välillä kuin edelläkin, jossa on siis huomioitu

pääomakulujen kehitys vertailujakson aikana. Kuvasta nähdään tämän jaottelun mukaisten ryhmien käyttö- ja kunnossapitokulujen käyttäytyminen kuuden vertailuvuoden aikana.



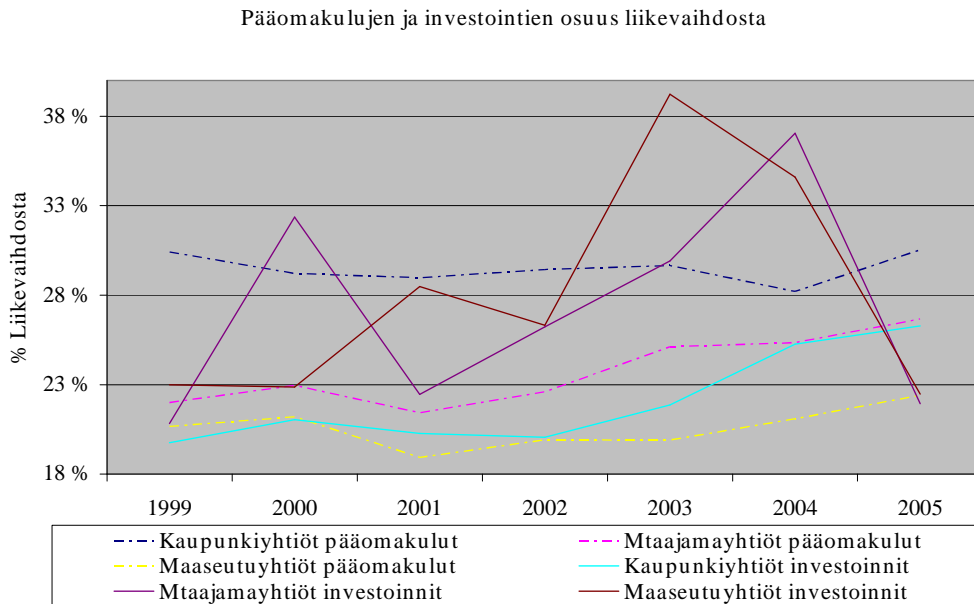
Kuva 14. Käyttö- ja kunnossapitokulujen kehitys, pääomakulujen kehityksen mukaisella jaottelulla.

Kuvasta 14 voidaan nähdä pieniä merkkejä siitä, että kunnossapitokulut laskisivat niillä yhtiöillä, joilla pääomakulut ovat nousseet. Muutos on kuitenkin niin pientä, ettei sillä voida olettaa olevan tilastollista merkitsevyyttä. Kyseessä olevan vertailun kannalta tarpeellista saattaisi olla pidemmän ajanjakson tilastojen tarkastelu. Sähköverkon käyttöikä voi olosuhteiden salliessa olla niin pitkä, etteivät muutokset esimerkiksi pääomakuluissa ehdi välttämättä näkymään käyttö- ja kunnossapitokuluissa. Toinen tekijä, joka saattaa vaikuttaa pääomakulujen kehitykseen on kunkin yhtiön yleinen taloudellinen tilanne. Mikäli yhtiön nykytila on tunnuslukujen valossa hyvä ja sen toiminta on taloudellisesti tuottavaa, saatetaan aikaisemmin otettuja lainoja maksaa suunniteltua nopeammin pois, joka puolestaan laskee pääomakulujen määrää, eikä tämä lasku välttämättä siis tarkoittaisi ikääntyvää verkostoa.

Aikaisemmin tehty havainto pääomakulujaan laskeneiden yhtiöiden kaupunkimaisuudesta pätee myös käyttö- ja kunnossapitokulujen osalta, sillä

kuvasta voidaan nähdä näillä yhtiöillä kunnossapitokulujen linjakilometriä kohden olevan keskimäärin selkeästi korkeammat kuin kahdella muulla yhtiöryhmällä.

5.6. Investointien vaikutukset



Kuva 15. Pääomakulujen ja investointien osuus liikevaihdosta.

Kuva 15 kertoo eri yhtiöryhmien pääomakulujen ja investointien osuuden liikevaihdosta kuuden vertailuvuoden ajalta. Yhtiöryhmien pääomakulujen väliset erotukset todettiin edellä tilastollisesti erittäin merkitseväksi. Sen sijaan eroavaisuudet investointien osuuksissa liikevaihdosta kolmen ryhmän välillä, eivät ole tilastollisesti merkitseviä, sillä riskitasot ovat vuosittain keskimäärin noin 40 % luokkaa.

Kaupunkiyhtiöillä investointien osuus liikevaihdosta on kasvanut vertailujakson aikana noin viisi prosenttiyksikköä, kun taas muilla ryhmillä kasvu on ollut vuosiin 2003–04 asti yli 10 prosenttiyksikköä, jonka jälkeen on nähtävissä huomattavan jyrkät laskut sekä maalaistaajama-

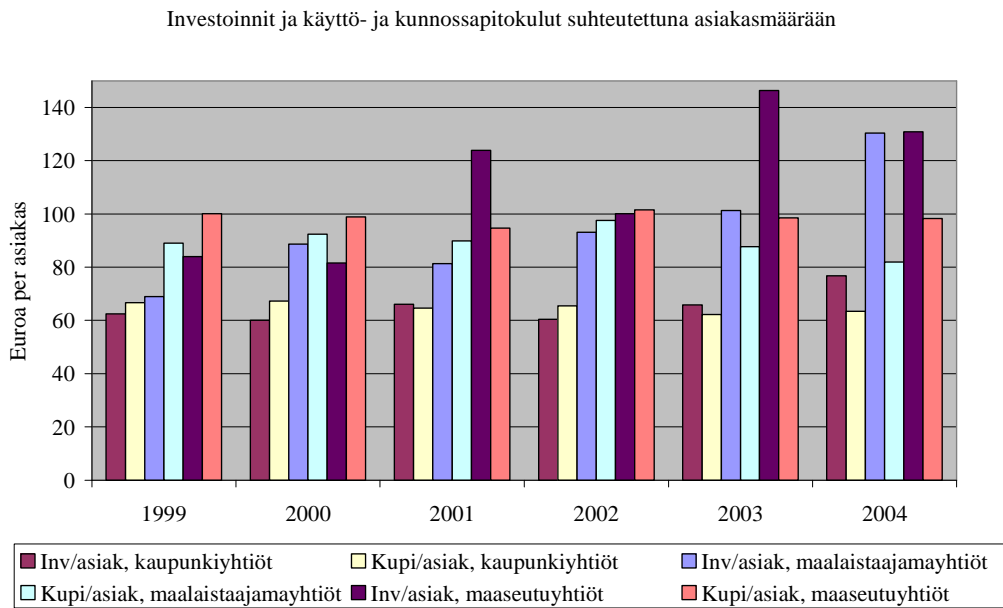
maaseutuyhtiöillä. Investointien lisääntymistä voitaneen selittää verkon jatkuvalla vanhentumisella, joka pakottaa yhtiöitä rakentamaan uutta infrastruktuuria vanhan tilalle. Erityisesti kaupunkimaisessa ympäristössä toimivilla yhtiöillä investointeja saattaa aiheuttaa verkoston vanhentumisen lisäksi, sen riittämättömyys vastata koko ajan kasvavaan sähkönkulutukseen. Normaalin energiankulutuksen kasvusta johtuvan siirtokapasiteetin kasvattamisen lisäksi uutta sähköverkostoa tarvitaan kaupunkien laajentumisen myötä kasvavilla asutusalueilla.

Edellä mainittujen asiakkaiden määrän ja verkoston pituuden kasvusta huolimatta kuormituksen lisääntyminen taajamissa ja asutuskeskuksissa vaihtelee, on sekä selvästi kasvavan kuormituksen alueita, mutta myös alueita joissa kuormitus on lähes vakiintunutta. Kuormituksen kasvun ohella oman haasteensa uusille investoinneille aiheuttavat ympäristölliset ja erityisesti tilankäyttölliset ongelmat. Tiheästi asutuilla alueilla ei välttämättä ole tilanpuutteen vuoksi mahdollisuutta rakentaa halutunlaista verkostoa, tai se voi olla taloudellisesti huomattavan kallista. Suurkaupunkien alueella, varsinkin kesäisin huolta aiheuttaa lisäksi kuormituksen myötä kasvava lämmöntuotto, joka puolestaan lisää jakelumuuntamoiden jäähdytyksen tarvetta. Tästä johtuen kaupunkiyhtiöiden on pystyttävä tekemään ylimääräisiä investointeja riittävän jäähdytyksen takaamiseksi. (Heine, Imris, Järventausta, Kaipia, Kauhaniemi, Kivikko, Komulainen, Kumpulainen, Laaksonen, Lassila, Lehtonen, Lågland, Martikainen, Partanen, Saaristo, Silvast, Verho & Viljainen 2006: 11.)

Workshopissa tuli esiin myös mahdollinen selitys investointien suhteelliselle kasvulle ennen vuotta 2005. Syyksi esitettiin nykyisin vallalla olevalla ns. muoti-ilmiö, jossa avojohtoja pyritään korvaamaan kaapeloidulla verkostolla. Jakeluverkonhaltijoiden ollessa mukana normaalissa yritysten välisessä kilpailussa sijoittajien mielenkiintoa tulee pyrkiä herättämään erilaisten trendien mukaisesti. Nykyisin lieneekin huomattavasti mielekkäämpää käyttää mahdollisimman paljon maan alla olevia kaapeloituja johtoja, niiden pienempien häiriötaajuuksien vuoksi. Tämä siitakin huolimatta, että vielä ei olla täysin varmoja siitä, onko kaapeloitujen johtojen koko elinkaaren kustannukset edullisemmat kuin vastaavanlaiseksi rakennetulla avojohtoverkostolla.

Kuvassa 15 on mukana kaikki 85 vertailuryhmän yhtiötä, joten investointien osuuden jyrkkää laskua liikevaihdosta selittää osittain muutamien yhtiöiden ilmoittamat poikkeukselliset nolla- tai negatiiviset investoinnit. Toisaalta maaseutuyhtiöiden ryhmän ollessa niin suuri, ryhmälle laskettu keskiarvo ei muutu niin suuresti muutamien yhtiöiden huomattavien poikkeamien seurauksena. Asiakastiheydeltään pienempien yhtiöiden osalta voidaankin todeta investointien osuuden liikevaihdosta vähentyneen selkeästi vertailujakson lopussa. Tämä siitäkin huolimatta, että euromääräisesti investoinnit ovat kaikilla ryhmillä keskimäärin tasaisessa nousussa. Huomattavaa suhteellista laskua voitaneen selittää aikaisemmin esitellyllä regulaatiomallin muutoksilla, jotka pakottavat yhtiöt perustamaan investoinneista tehtävien poistojen suuruuden pääasiassa niiden todelliseen elinikään, huomattavan paljon lyhyemmän kolmen vuoden keskiarvoon perustuvan poistoajan sijasta. Huomattavaa on myös se, että vuoden 2005 investointien osuus liikevaihdosta on kuitenkin käytännössä samalla tasolla kuin vertailujakson alussa. Tämä puolestaan viittaa yhtiöiden halukkuuteen investoida mahdollisimman paljon juuri ennen regulaatiomallin muutosta.

Kaupunkiyhtiöillä pääomakulujen osuus liikevaihdosta on keskimäärin pysynyt muuttumattomana koko seitsemän vertailuvuoden aikana. Pienemmillä yhtiöillä voidaan havaita muutamien prosenttiyksiköiden nousu. Huolimatta siitä, että yhtiöt ovat investoineet hyvinkin paljon 2000-luvun alussa, on sähköverkoston arvo pääomakulujen mukaan pysynyt lähestulkoon ennallaan. EMV:n tilastoista ei kuitenkaan voi erotella onko investointeja käytetty vanhan verkon uusimiseen, kokonaan uuden verkoston rakentamiseen vai muuhun tarkoitukseen. Tästä ja vertailuajanjakson suhteellisesta lyhydestä johtuen ei tässä tutkielmassa pystytä tekemään riittävän tarkkoja päätelmiä verkoston nykyarvosta tai suoraan siihen sijoitetun pääoman määrästä. Mikäli verkoston arvo pystyttäisiin määrittelemään tarkemmin, antaisi se mahdollisuuden mielenkiintoisille lisätutkimuksille. Tällöin pystyttäisiin esimerkiksi arvioimaan kunkin yhtiön sähköverkoston ikä ja sen vaatimat mahdolliset lisäinvestoinnit. Tämän lisäksi pystyttäisiin myös näkemään mihin kohteisiin yhtiöiden investointeihin kirjaamat rahamäärät on käytetty. Tiedettäessä verkoston ikä olisi myös mielenkiintoista arvioida käyttö- ja kunnossapitokuluja sen mukaan, kuinka paljon enemmän vanha verkosto vaatisi kunnossapitoa verrattaessa uudempaan.



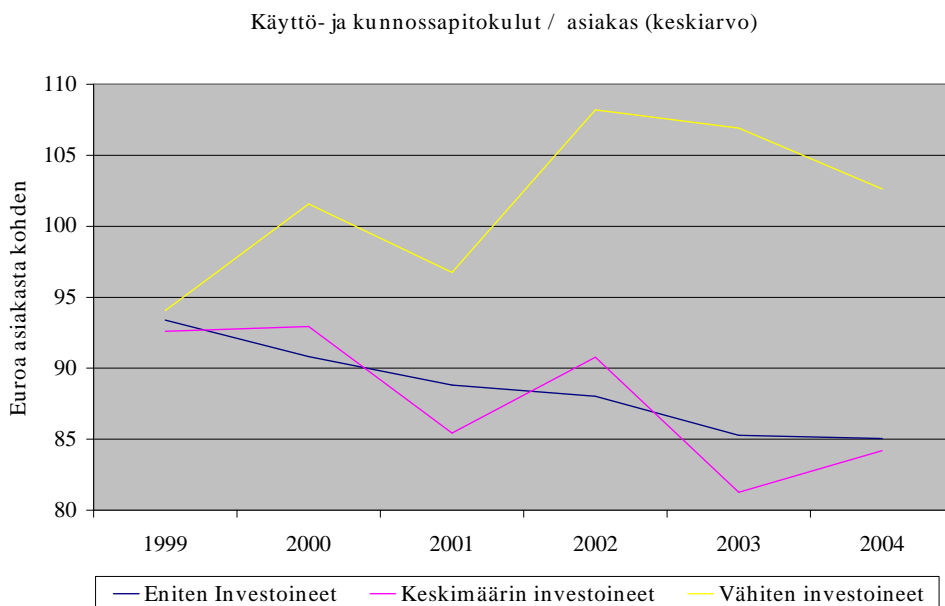
Kuva 16. Investoinnit sekä käyttö- ja kunnossapitokulut asiakasta kohden.

Kuvassa 16 yhtiöryhmien investoinnit sekä käyttö- ja kunnossapitokulut ovat suhteellistettuna yhteenlaskettuun asiakasmäärään. Yksikkönä on käytetty euroa yksittäistä asiakasta kohden. Pystyakseli kuvaa siis euromääräisen keskiarvon kolmen yhtiöryhmän vuosittaisten investointien, sekä käyttö- ja kunnossapitokulujen määrästä, jokaista yhtiön asiakasta kohden. Graafisessa esityksessä havaittavat erot investointien osalta ryhmien välillä, ovat myös tilastollisesti merkitseviä, vuosittaisten riskitasojen ollessa keskimäärin alle 5 %. Käyttö- ja kunnossapitokulujen kohdalla riskitasot ovat hiukan korkeammat, eikä näin ollen jokaisen vuoden osalta voida osoittaa eroilla olevan tilastollista merkitsevyyttä.

Aikaisemmin todettu investointien kasvu näkyy varsinkin maalaistaajama- ja maaseutuyhtiöillä asiakasmäärään suhteutettuna useiden kymmenien eurojen kasvuna kuuden vuoden aikana. Kuvaajasta voidaan nähdä alueellisen jakautumisen aiheuttamat eroavuudet investointien osalta, jossa maaseutuyhtiöt joutuvat investoimaan vuosittain enemmän asiakasta kohden verrattaessa kaupunki- ja maalaistaajamayhtiöihin. Pienempi asiakasmäärä on yleensä maantieteellisesti enemmän hajallaan ja maaseutuyhtiöt joutuvat

rakentamaan verkostoaan laajemmalle alueelle kappalemääräisesti vähempien asiakkaiden vuoksi, jolloin myös investointeja asiakasta kohden vaaditaan enemmän. Alueellisten erojen lisäksi havaitaan myös trendi, jossa myöhempinä vuosina kaikilla ryhmillä, investointien määrä asiakasta kohden ylittää vastaavan käyttö- ja kunnossapitokulujen määrän. Kuvasta 15 nähty investointien kasvu liikevaihtoon nähden vertailujakson aikana, heijastuu siis myös yksittäistä asiakasta kohden tehtyihin laskelmiin. Tämän todettiin siis mahdollisesti johtuvan regulaatiomallin muutoksiin varautumisesta.

Huolimatta siitä, että pientä laskua voidaankin havaita, eivät käyttö- ja kunnossapitokulut asiakasta kohden ole laskeneet merkittävästi vertailuajankohdan aikana. Tämä siitäkin huolimatta, että aikaisemmin esitetystä kuvassa 6 oli havaittavissa trendi kunnossapitokulujen osuuden pientymisestä liikevaihtoon nähden. Toisaalta investointien kasvua voitiin selittää regulaatiomallin muutoksen lisäksi vanhentuneen verkon uusimisella. Tällöin käyttö- ja kunnossapitokulujen pysymistä samalla tasolla vuodesta toiseen voitaneen pitää hyvänäkin asiana, investointien estäessä verkoston ikääntymisestä aiheutuvia ongelmia ja kunnossapitokulujen nousua. Mikäli inflaatio otetaan huomioon ko. vertailussa, voidaan asiakaskohtaisten käyttö- ja kunnossapitokulujen todeta itse asiassa laskeneen.



Kuva 17. Investointien vaikutus käyttö- ja kunnossapitokuluihin.

Tutkielmassa tehtiin laskelma, jossa käytettiin verrokkina yhtiöiden vuosittaisia nettoinvestointeja linjakilometriä kohden. Vuosien 2000–2004 investointeja verrattiin vuoden 1999 vastaavaan lukuun ja voitiin laskea prosentuaaliset muutokset verrattuna tarkastelujakson ensimmäiseen vuoteen. Yhtiöt asetettiin näiden muutosprosenttien mukaiseen järjestykseen, josta voitiin nähdä yhtiöt, joiden investoinnit olivat kehittyneet positiivisesti tai negatiivisesti eniten verrattaessa vuoteen 1999. Pystyakselilta voidaan seurata asiakaskohtaisten käyttö- ja kunnossapitokulujen kehitystä eri tavalla investoineiden yhtiöiden välillä.

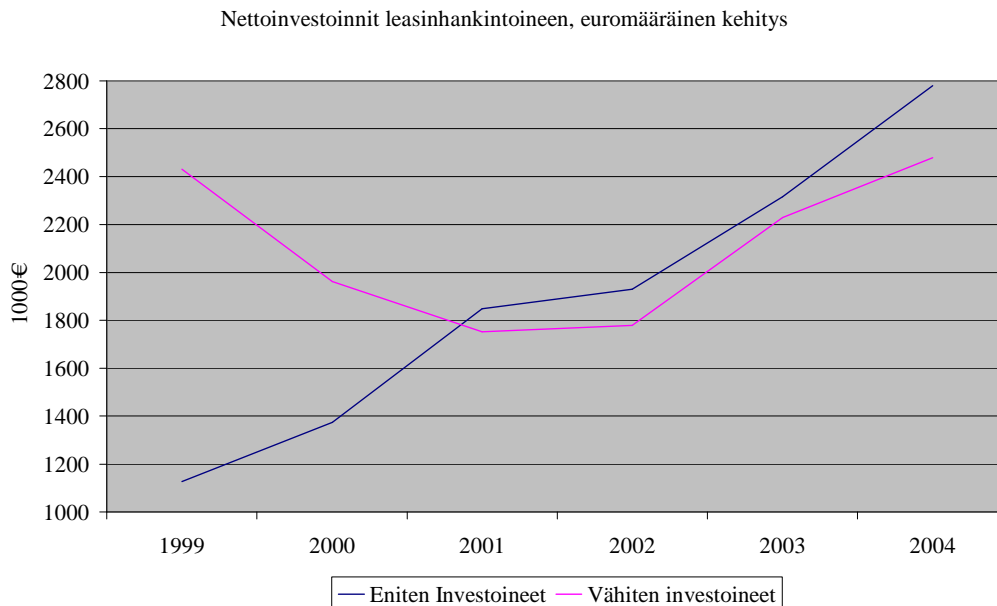
Kuvassa yhtiöt on jaoteltu kolmeen ryhmään: eniten, keskimäärin ja vähiten investoineisiin. Vertailuun ei otettu mukaan kahdeksaa laskelman mukaisesti selkeästi eniten investoinutta yhtiötä, koska näiden suuret investointien muutosprosentit aiheutuivat huomattavan suurista yhden vuoden investointipiikeistä. Nämä suuret kertainvestoinnit saattavat johtua yhtiön omistajarakenteen uudistuksista tai muista vastaavista yrityksellisistä muutoksista, eivätkä niinkään panostuksesta itse verkon parantamiseen. Eniten investoineisiin yhtiöihin otettiin mukaan ne 21 yhtiötä, joilla yhteenlaskettu investointien muutosprosentti positiiviseen suuntaan oli, vertailusta poisjätettyjen seitsemän yhtiön jälkeen suurin. Keskimäärin investoineisiin luettiin seuraavat 30 yhtiötä muutosprosentin mukaan ja vähiten investoineisiin otettiin mukaan 27 vähiten investoinutta yhtiötä.

Tarkasteltaessa ryhmien käyttö- ja kunnossapitokuluja asiakasta kohden havaitaan, että yhtiöt asettuvat investointien mukaisesti melko loogiseen järjestykseen. Yhtiöiden kunnossapitokulut olivat vuonna 1999 käytännössä samalla tasolla, mutta jo vertailuajanjakson aikana kahdella enemmän investoineella ryhmällä kulut ovat laskeneet. Yhtiöillä, jotka ovat investoineet eniten verkkoonsa, kunnossapitokulut ovat laskeneet n. 85 euroon asiakasta kohden, kun taas yhtiöillä, joilla investoinnit ovat jopa laskeneet verrattaessa vuoteen 1999, kunnossapitokulut asiakasta kohden ovat nousseet 100 euron yläpuolelle.

Edellä olleen graafisen tarkastelun perusteella voitaisiin siis olettaa, että korkeilla investointikustannuksilla pystytään vaikuttamaan verkon

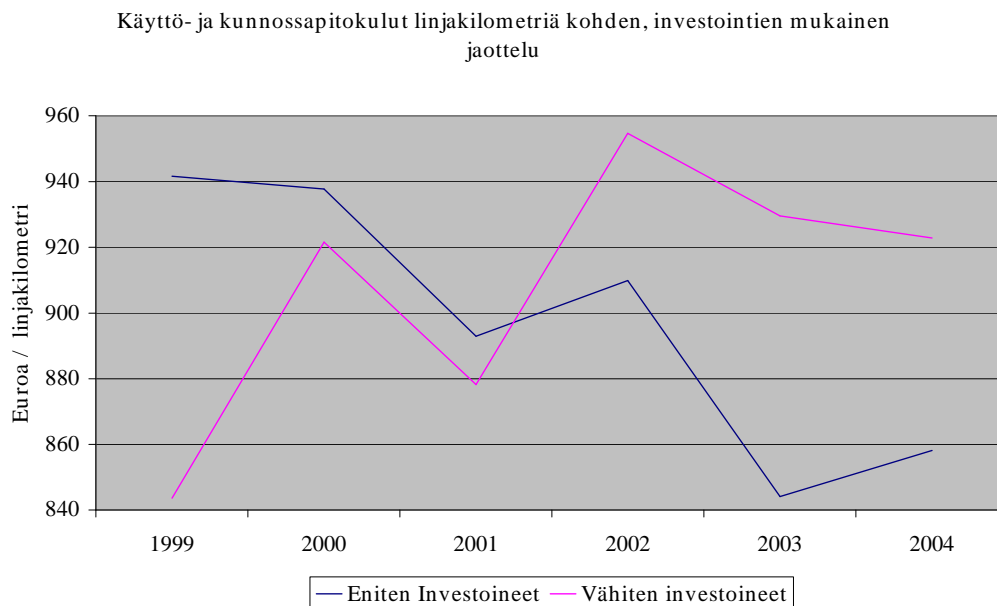
kunnossapitokuluihin laskevasti. Tilastollisen tarkastelun perusteella kuitenkin voidaan todeta, että yhtiöiden jaottelulla investointien mukaan ei ole tilastollisesti merkitystä. Suuret vaihtelut yhtiöiden käyttö- ja kunnossapitokuluissa aiheuttavat tilastollista epävarmuutta. Tästä johtuen riskitasot ovat pienimmillään 10 % luokkaa ja varsinkin vertailujakson kolmena alkuvuonna vielä tätäkin huomattavasti suurempia (50–75 %).

Edellä olleen vertailun lisäksi tehtiin laskelma, jossa jaottelu investointien mukaan tehtiin kolmen ryhmän sijasta kahteen osaan. Tässä jaottelussa kumpaankin ryhmään kuuluu 39 yhtiötä. Tästä vertailusta on siis edelleen poistettuna yhtiöt, joilla esiintyi yhden vuoden kestävä huomattavan korkea investointien nousu. Tulokset ovat nähtävissä kahdesta seuraavasta kuvasta, joissa on seurattu nettoinvestointien sekä käyttö- ja kunnossapitokulujen euromääräistä kehitystä linjakilometriä kohden vertailujakson aikana. Seuraavassa kuvassa 18 pystyakseli kuvaa investointien vuosittaista keskiarvoa kahdella eri yhtiöryhmällä.



Kuva 18. Investointien euromääräinen kehitys eniten ja vähiten investoineiden yhtiöiden välillä.

Enemmän investoineilla yhtiöillä investointien kasvu on kuuden vuoden aikana ollut hyvinkin suurta, investointien ollessa vuonna 2004 lähes kolminkertaiset verrattuna vuoteen 1999. Vähemmän investoineilla yhtiöillä voidaan nähdä kolmen ensimmäisen vuoden aikana lähes yhtä jyrkkä laskeva trendi, joka kuitenkin vuoden 2002 jälkeen, on sekin kääntynyt nousuun. Näinkin selkeiden investointien erotuksen pohjalta voidaan aikaisemmin esitetty oletus siitä, että investointien lisääminen pienentää käyttö- ja kunnossapitokuluja, asettaa testiin. Seuraavassa kuvassa on käytetty samaa jaottelua kahteen ryhmään ja vertailtu näiden ryhmien välillä käyttö- ja kunnossapitokulujen kehitystä linjakilometriä kohden.

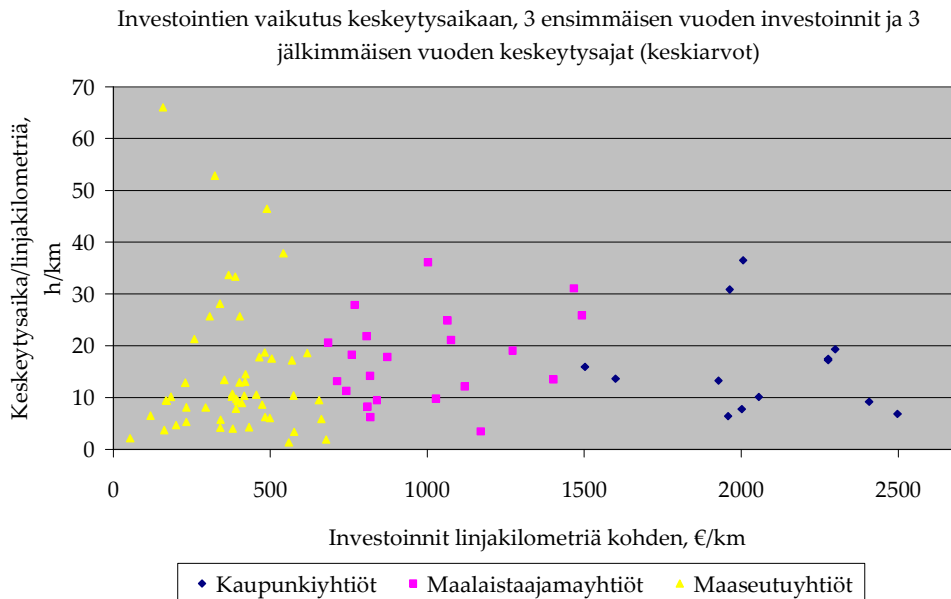


Kuva 19. Käyttö- ja kunnossapitokulujen kehitys investointien mukaisen jaottelun mukaan.

Edellä olevasta kuvasta 19 voidaan nähdä heilahteluista huolimatta selkeät trendit kummankin ryhmän välillä. Yhtiöt, jotka ovat kasvattaneet tasaisesti investointejaan vertailujakson aikana, ovat samaan aikaan pystyneet laskemaan käyttö- ja kunnossapitokulujaan lähes 100 eurolla jokaista linjakilometriä kohden. Kun taas vähemmän investoineilla kehitys on ollut täysin päinvastainen, nousun ollessa n. 100 euroa. Ei voida täysin pitävästi sanoa, johtuvatko edellä nähdyt muutokset kunnossapitokuluissa ainoastaan

investointien kehityksestä, mutta ainakin nämä havainnot tukisivat edellä esitettyä oletusta investointien kasvattamisen negatiivisesta vaikutuksesta käyttö- ja kunnossapitokuluihin.

Käyttö- ja kunnossapitokulujen lisäksi investointien vaikutusta jakeluverkonhaltijoiden tunnuslukuihin pyrittiin tutkimaan tekemällä vertailu, jossa huomioitiin kunnossapitokulujen sijaan keskeytysajat. Jäljempänä olevassa kuvassa vaaka-akselilla on keskiarvo yhtiöiden kolmen ensimmäisen vuoden (1999–01) investoinneista linjakilometriä kohden. Pystyakselilla puolestaan on kolmen jälkimmäisen vuoden (2002–04) keskiarvot keskeytysajoista linjakilometriä kohden. Muuttujien eri ajankohtien vertailulla pyrittiin näkemään investoinneista myöhempinä vuosina aiheutuva hyöty, jolloin hyödyt näkyisivät vasta muutaman vuoden viiveellä keskeytysaikojen lyhentymisen muodossa.



Kuva 20. Investointien vaikutus keskeytysaikoihin.

Edellä olevassa kuvasta voidaan nähdä, että graafisen tarkastelun perusteella investointien ja keskeytysaikojen välillä ei käytännössä ole korrelaatiota. Tilastollisessa tarkastelussa, vertailujakson alun investointien ja kolmen

jälkimmäisen vuoden keskeytysaikojen keskiarvoilla, ei voitu havaita korrelaatiota. Laskettaessa SPSS-ohjelmistolla näiden investointien ja keskeytysaikojen korrelaatiokerroin, saadaan pearsonin korrelaatiokertoimeksi 0,05 (Sig, 2-tailed 0,647). Näin ollen edellä esitettyjen havaintojen perusteella voidaan todeta, ettei ainakaan käytettävissä olevan aineiston perusteella, ko. vertailuajanjakson aikana investoinneilla ole suoraa vaikutusta keskeytysaikoihin. Tarkastelun kannalta olisikin oleellista pystyä tarkemmin määrittelemään mihin eri yhtiöt ovat investointeihin kirjaamansa varat käyttäneet. DEA-mallin kannustamana yhtiöt ovat todennäköisesti kuitenkin pyrkineet investoinneillaan pääasiassa lyhentämään keskeytysaikoja ja parantamaan verkostonsa toimivuutta.

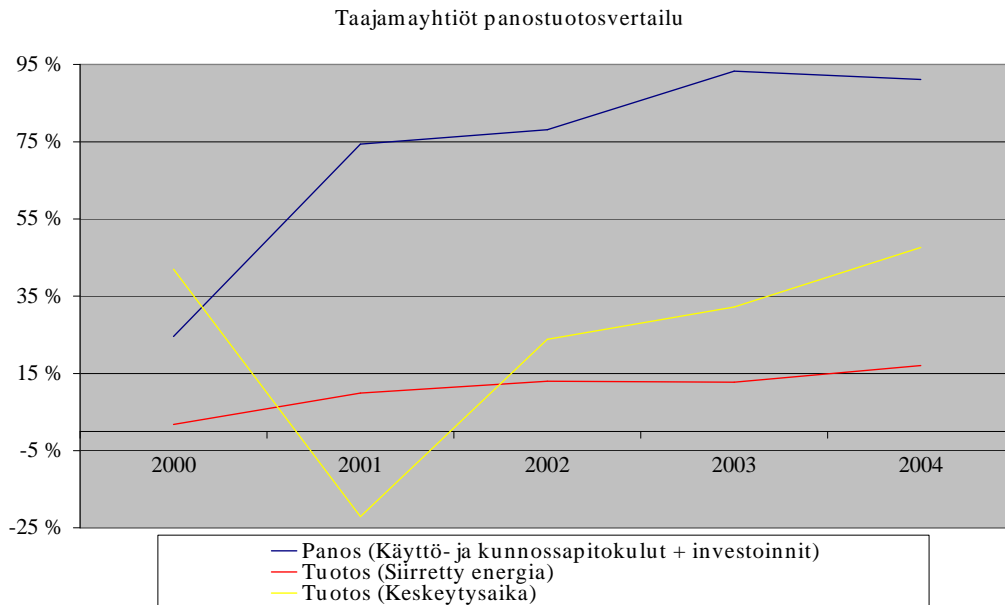
Graafisen tarkastelun lisäksi yhtiöt asetettiin kolmen ensimmäisen vuoden investointien mukaiseen järjestykseen, jolloin voidaan vertailla vuosien 1999–2001 ja 2002–2004 keskeytysaikojen erotuksia. Tässä vertailussa voitiin nähdä eniten laskeva trendi keskeytysajoissa niiden yhtiöiden kohdalla, jotka ovat investoineet eniten kolmen ensimmäisen vuoden aikana. Toisaalta näillä yhtiöillä myös keskeytysajat olivat jo lähtötasoltaan hieman korkeammat kuin vähemmän investoineilla. Tässäkään laskelmassa erot eri investoijien välillä eivät olleet niin suuret, että pystyttäisiin pitävästi tämän aineiston pohjalta osoittamaan suurilla investoinneilla olevan oleellinen negatiivinen vaikutus keskeytysaikoihin. Keskeytysaikojen vertailuun saattaa toisaalta hieman vaikuttaa yhtiöiden erilaiset tavat ilmoittaa niiden määrä. Osa yhtiöistä ilmoittaa todelliset keskeytysajat, joihin lasketaan yhteen jokaisen yksittäisen asiakkaan sähköittä olemisen aika. Osa yhtiöistä puolestaan voi käyttää ns. muuntopiirikohtaista laskentaa, jonka pohjalta ilmoitetaan keskiarvot kaikkien asiakkaiden keskeytysajoista. Tämä malli ei huomioi sitä, kuinka monta asiakasta todellisuudessa on ollut ilman sähköä keskeytyksen sattuessa harvaan asutetussa muuntopiirissä.

5.7. Panos-tuotos vertailu

Tutkielman osana tehtiin panostuotosvertailua yhtiöryhmien välillä, jossa panokseksi asetettiin kunkin yhtiön vuosittaiset käyttö- ja kunnossapitokulut,

sekä vuosittaiset investoinnit, kun taas tuotoksina käsiteltiin kulutukseen luovutetun energian määrää ja keskeytysaikaa. Kaikki neljä muuttujaa suhteutettiin, paremman vertailtavuuden saavuttamiseksi, linjakilometreihin. Kaikkien muuttujien kohdalla vuosien 2000–04 arvoja verrattiin vuoden 1999 arvoon, jotta voitaisiin seurata tuotosten ja panosten kehittymistä vertailuajanjakson aikana. Investoinnit ja verkon kunnossapitoon käytetyt panokset oletettiin molemmat samanmerkkisiksi ja näin ollen ne on kuvassa laskettu yhteen. Tuotoksissa puolestaan keskeytysajan muutosprosentin negatiivinen etumerkki tarkoittaa vähentyneitä keskeytysaikaa verrattaessa vuoteen 1999, joten sitä voidaan siis pitää etumerkistään huolimatta positiivisena tuotoksena. Kuvassa sininen käyrä kuvaa yhteenlaskettujen panosten kehittymistä ja punainen käyrä puolestaan siirretyn energian määrän kehittymistä. Keltainen käyrä kuvaa keskeytysaikojen kehittymistä, jossa laskeva trendi tarkoittaa laskeneita tuotoksia, eli kasvanutta keskeytysaikaa. Pystyakselilta nähdään siis muuttujien arvojen prosentuaalinen muutos verrattaessa vuoteen 1999.

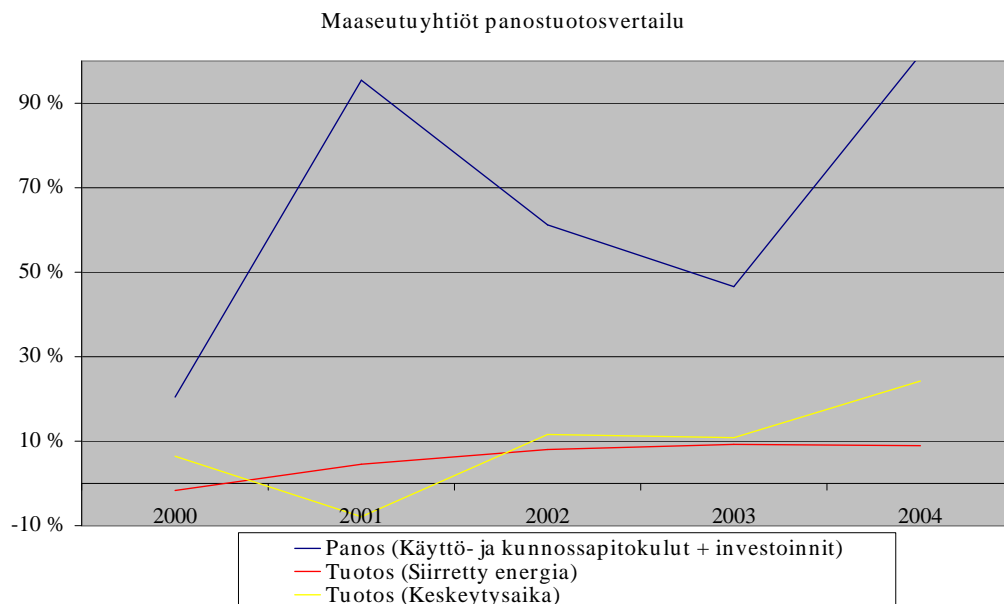
Vertailusta on jätetty pois yhtiöt, joilla keskeytysaikojen muutosprosentin keskihajonta oli viiden vertailuvuoden aikana yli 100 prosenttia. Tällä pyrittiin poistamaan ne yhtiöt, joita myrskyt ovat todennäköisesti eniten koetelleet 2000-luvun alussa. Kuten jäljempänä käy ilmi, näin suuret vaihtelut peräkkäisten vuosien keskeytysajoissa johtunevat luonnon aiheuttamista pidemmistä katkoksista sähkön siirrossa, joka puolestaan johtaa kohtuuttomiin heilahteluihin panos-tuotos vertailussa. Ryhmien pienentymisen vuoksi kaupunki- ja maalaistaajamayhtiöiden ryhmät on yhdistetty asiakastiheyden mukaan. Tässä jaottelussa ryhmien koot ovat 24 taajamayhtiötä ja 41 maaseutuyhtiötä.



Kuva 21. Taajamayhtiöiden panos-tuotos vertailu.

Taajamayhtiöiden kohdalla panokset ovat kasvaneet vuosien 2000 ja 2001 aikana huomattavasti verrattaessa vuoden 1999 arvoihin. Tämän jälkeen panokset ovat pysyneet suhteellisen muuttumattomina. Kahden ensimmäisen vuoden suhteellisen jyrkkää investointien kasvua voidaan selittää muutamien yhtiöiden, lähinnä Raahen ja Seinäjoen Energialaitosten ja Haminan Energia Oy:n suurilla yhden vuoden kertaluontoisilla investoinneilla. Huomattavaa on kuitenkin, että aikaisemmin todettu investointien kasvu näkyy myös tässä panos-tuotos vertailussa. Tätä nousua selitettiin siis regulaatioiden muutoksilla. Toisaalta vuoden 2001 panosten ja tuotosten täysin päinvastaista kehittymistä, jossa panokset ovat jatkaneet nousuaan tuotosten laskiessa, voitaisiin tulkita myös yhtiöiden reagoitina luonnon aiheuttamiin katkoksiin. Keskeytysaikojen kasvu, joka siis näkyy tuotosten suurehkona laskuna, on saattanut kannustaa yhtiöitä kasvattamaan investointejaan, jotta vastaaviin luonnonilmiöihin voitaisiin paremmin varautua tulevaisuudessa. Toisen tuotoksen eli siirretyn energian osalta ei suuria heilahteluja ole havaittavissa vertailujakson aikana. Energian kulutuksen kasvun myötä myös siirretyn energian määrä on tasaisessa kasvussa kuvasta nähtävien viiden vuoden aikana.

Tuotosten suurta laskua vuonna 2001 voidaan siis selittää marraskuussa Suomea koetelleilla kovilla myrskyillä, joille annettiin nimet Pyry ja Janika. Näistä varsinkin jälkimmäinen teki suurta vahinkoa sähkönjakelujärjestelmän toimivuudelle ja aiheutti pitkäkestoisia katkoksia sähkönsiirrossa eri puolilla maata. Myrskyjen aiheuttamat sähkökatkokset koskettivat yli 800 000 asiakasta. Yli vuorokauden kestäneitä katkoksia oli yli 200 000 kotitaloudella. Näistä 1600 taloudella keskeytys kesti yli viisi vuorokautta. (Hirvonen, Jauhiainen, Kinnunen, Lehtinen, Lehtisalo, Rajala, Sandholm, Seppälä, Turkki, Turunen, Öhman 2006: 8.)



Kuva 22. Maaseutuyhtiöiden panos-tuotos vertailu.

Myös maaseutuyhtiöiden osalta voidaan edellä olevassa kuvassa 22 nähdä vuoden 2001 kohdalla suuri nousu panosten osalta. Tuotoksissa ilmenevä lasku sen sijaan ei ole yhtä suuri kuin taajamayhtiöillä. Huomattavaa on myös se, että taajamayhtiöiden osalta panokset jäivät keskimäärin samalle tasolle vuoden 2001 jälkeen, kun taas maaseutuyhtiöillä voidaan havaita selkeä lasku kahtena seuraavana vuotena. Maaseutuyhtiöiden vuoden 2004 suuret investoinnit kuitenkin kääntävät myös panokset selvään nousuun vertailujakson lopussa.

5.8. Sähkönjakelusta yleisesti

Käytetyn aineiston osalta sähkönjakelualan kehityksestä yleisellä tasolla voidaan mainita ainakin liikevaihdon euromääräinen kasvu. Tätä kasvua voidaan kuitenkin selittää rahan arvon laskulla. Jos käytetään hieman yli 2 % vuosittaista inflaatiota, se riittää kattamaan 6 vertailuvuoden aikana tapahtuneen nousun. Yhtiöiden yhteenlasketut euromääräiset pääomakulut ovat vuosien 1999–2001 laskun jälkeen kääntyneet selvään nousuun. Muutamien vuosien lasku tosin viesti selkeästi verkon arvon alentumisesta varsinkin otettaessa inflaatio huomioon.

Suomen jatkuva energiankulutuksen kasvu näkyy myös jakeluverkonhaltijoiden yhteenlasketussa luovutetun energian määrässä. Yhtiöiden ilmoittamien tilastojen mukaan vuosittainen luovutetun energian määrän kasvu on n. 3,5 % luokkaa. Energiankulutuksen kasvaminen ja asutuskeskusten laajentumisen vaatiessa lisää jakeluverkostoa on kulutuksen ohella myös itse sähköverkoston pituus kasvanut vertailuajanjakson aikana. Kasvu on vuositasolla ollut vertailussa mukana olleiden yhtiöiden osalta noin 1 % luokkaa tarkoittaen kuuden vuoden (1999–2004) aikana n. 10 000 kilometrillä pidentynyttä verkostoa.

6. YHTEENVETO

Tämän tutkielman tavoitteena oli perehtyä Energiamarkkinaviraston sähkönjakeluyhtiöistä keräämiin ja julkaisemiin teknisiin ja taloudellisiin tilastoihin. Tilastoja käyttäen pyrittiin löytämään erikokoisten ja erilaisissa toimintaympäristöissä toimivien yhtiöiden välille eroavaisuuksia ja muuttujia, joiden avulla pystytään kuvaamaan jakeluverkonhaltijaa sen mukaan, minkä tyyppisessä ympäristössä toimiva yhtiö on kyseessä. Näiden lisäksi pyrittiin löytämään yhtiöiden toimintaa kuvaavien tunnuslukujen trendejä sekä näiden välisiä riippuvaisuuksia.

Sähkönjakeluyhtiöiden toimialalla vallitsevan monopolin vuoksi yhtiöiden toimintaan vaikuttaa normaalin liiketoiminnan vaikutteiden lisäksi monet ulkopuolelta tulevat ohjeet ja säännökset. Tutkielman alussa esitellään Suomen sähkönjakelualalla toimivia osapuolia ja näiden toimintaan vaikuttavia regulaatioita. Näillä regulaatioilla ja EMV:n toiminnalla on oleellinen vaikutus sähkömarkkinoilla toimivien yhtiöiden käyttäytymiseen, jota pyritään ohjaamaan sähkönsiirtopalvelun ostajan kannalta edullisempaan suuntaan.

Tutkielman teorian tarkastelun osuudessa on esitelty myös tilastollisen tutkimuksen tekemisen kannalta oleelliset menetelmät. Teoriaosuuden lopussa käytiin lävitse myös tutkielmassa asetetut alkuoletukset, joihin pyrittiin löytämään tilastollisen tarkastelun avulla todisteet puolesta tai vastaan.

Tutkielman empiria osassa käsiteltiin EMV:n tilastoista havaittuja asioita graafisen tarkastelun pohjalta. Ensimmäisessä osassa tuodaan esiin yleisiä, alalla toimivien asiakastiheydeltään erikokoisten, yhtiöiden piirteitä. Käytössä olleen aineiston pohjalta voitiin todeta, että kaupunkimaisilla yhtiöillä ilmenevien sähkökatkoksien aiheuttamat kustannukset ovat pienemmät kuin maaseudulla. Tämän lisäksi sähköverkoston kunnossapitämiseen vaadittavat kustannukset ovat myös yleensä pienemmät. Näistä seikoista huolimatta, lähinnä kaupunki-yhtiöiden, pääomakulujen suurempi osuus tasoittaa yhtiöiden kulurakennetta. Näiden havaintojen perusteella näyttäisi siis siltä, että asiakastiheydellä ei olisi vaikutusta yhtiöiden toiminnasta aiheutuvien kulujen yhteenlaskettuun määrään.

Tutkielman empirian toisessa osassa käytiin läpi tarkemmin erilaisissa toimintaympäristöissä operoivien sähkönjakeluyhtiöiden eroavaisuuksia käyttö- ja kunnossapitokulujen osalta. Kaikilla yhtiöillä voitiin havaita näiden kulujen osalta, regulaatioiden edellyttämän toiminnan tehostamisen mukaiset, lievästi laskevat trendit. Tilastoista ilmeni myös asiakastiheydeltään pienempiä yhtiöitä kohti mentäessä käyttö- ja kunnossapitokulujen osuuden kasvaminen. Tämän lisäksi havaittiin, varsinkin maaseutuyhtiöillä, käyttö- ja kunnossapitokulujen sekä asiakaskohtaisten keskeytysaikojen välillä olevan lievää negatiivista korrelaatiota.

Tutkielman seuraavassa osassa pyrittiin löytämään yhtäläisyyksiä niiden yhtiöiden välille, jotka ovat menestyneet taloudellisten tunnuslukujen valossa paremmin. Sijoitetun ja oman pääoman tuotto prosenttien mukaan yhtiöt voitiin asettaa tuottavuuden mukaan järjestykseen. Keskiarvotarkastelun mukaan näyttäisi siltä, että kaupunkimaisemmat yhtiöt pystyvät suuremman volyyminsa ansiosta, asiakasmäärien ja siirretyn energian osalta, myös yleensä toimimaan taloudellisesti tuottavammin. Tilastoista voitiin kuitenkin havaita tuotto prosenttien osalta myös poikkeavia yhtiöitä. Tämä puolestaan viittaisi siihen, että vaikka kaupunkiyhtiöt omaavat todennäköisesti paremmat lähtökohdat liiketoimintaan, ei yhtiön maaseutumaisuuden tai kaupunkimaisuuden perusteella voida automaattisesti kertoa sen liiketoiminnan tulosta.

EMV:n tilastojen pohjalta pyrittiin löytämään myös pääomakulujen kehityksen ja investointien vaikutuksia käytössä olevan sähköverkon ylläpitämisen vaatimiin kustannuksiin. Pääomakulujen kehityksen osalta, ei käytössä olleen aineiston pohjalta voitu vertailujakson ajalta todeta kovinkaan merkittäviä vaihteluja käyttö- ja kunnossapitokuluissa. Sen sijaan investoinneilla voitiin nähdä olevan vaikutusta yhtiöiden kirjaamien käyttö- ja kunnossapitokulujen määrään. Enemmän investoineilla yhtiöillä käyttö- ja kunnossapitokulut olivat aineiston perusteella selkeästi laskevassa trendissä, kun taas vähemmän investoineilla yhtiöillä ko. kulut olivat nousussa. Tutkielmassa ei kuitenkaan löydetty tilastollisesti merkitsevää korrelaatiota investointien kasvattamisen ja keskeytysaikojen pienenemisen välillä.

Tuloksissa saattaa esiintyä epätarkkuutta, sillä ei voida täysin pitävästi osoittaa jakeluverkonhaltijoiden taloudellisten tapahtumien kirjaamistapojen olevan täysin identtisiä. Näiden lukujen tarkempi erottelu antaisi mahdollisuuden huomattavasti tarkempaan tutkimukseen. Tällöin pystyttäisiin esimerkiksi investointien tai käyttö- ja kunnossapitokulujen seurannalla saamaan niiden käytöstä aiheutuneet vaikutukset paremmin selville. Oleellista saattaisi olla myös mahdollisuus tarkempaan sähköverkoston iän määrittelyyn. Tämän pohjalta voitaisiin arvioida investointien tarpeellisuutta ja ennen kaikkea pystyttäisiin paremmin arvioimaan yhtiöiden taloudellisia ja teknisiä menestymismahdollisuuksia. Näiden lisäksi, mikäli myöhemmin tehtäisiin vastaavanlainen tutkimus, olisi käytössä enemmän vuosittain kerättyjä tilastoja, jotka mahdollistavat paremman koko alan yleisten trendien seurannan. Samalla sähkömarkkinoiden vapautumisesta aiheutuneet vaikutukset alkavat olla pienempiä, jolloin myös siitä aiheutuneet liialliset muutokset yhtiöiden käyttäytymisessä olisivat todennäköisesti poissa.

Tässä tutkielmassa tehtyjä havaintoja voitaneen hyödyntää jakeluverkonhaltijoille palveluita ja laitteistoja tuottavien yhtiöiden osalta asiakastuntemuksen lisäämiseksi. Tämän lisäksi jakeluverkonhaltijoiden palvelukseen tulevalle uudehkolle työntekijälle havainnot saattavat tarjota uutta informaatiota ja mahdollisuuden tutustua alaan. Yliopiston kannalta tutkielma tarjoaa lähtökohdan tarkemmalle analyysille sähkönjakelualasta. Jatkotutkimuksen osalta saattaisi olla oleellista perehtyä aineistoon tarkemmin esimerkiksi tarkempien tilastollisten menetelmien myötä.

LÄHDELUETTELO

- Aczel Amir D. (1999). *Complete Business Statistics*. 4.painos. Library of Congress Cataloging-in-Publication Data. 919 s. ISBN 0-07-116018-3
- Antila Sauli, Jukka-Pekka Bergman, Samuli Honkapuro, Pertti Järventausta, Kimmo Kivikko, Tuomo Kässi, Petteri Laaksonen, Jukka Lassila, Antti Mäkinen, Partanen Jarmo, Martti Soininen, Kaisa Tahvanainen, Petri Trygg & Satu Viljainen (2004). *Sähköverkko liiketoiminnan tulevaisuuden näkymiä - haasteita ja mahdollisuuksia 2010*. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto.
- Elovaara Jarmo, Laiho Yrjö (1999). *Sähkölaitostekniikan perusteet*. 4.painos. Helsinki: Valopaino Oy. 487 s. ISBN 951-672-285-7
- Energiamarkkinavirasto (2007a), *Vuosikertomukset ym.* [online]. [Siteerattu 08.03.2007]. Saatavana World Wide Webistä:
<URL: http://www.emvi.fi/files/Vuosikertomus_05.pdf>.
- Energiamarkkinavirasto (2007b), *Yleistä sähkömarkkinoista*. [online]. [Siteerattu 08.03.2007]. Saatavana World Wide Webistä:
<URL: <http://www.emvi.fi/data.asp?articleid=106&pgid=38>>.
- Energiamarkkinavirasto (2007c), *Energiamarkkinavirasto*. [online]. [Siteerattu 08.03.2007]. Saatavana World Wide Webistä:
<URL: <http://www.emvi.fi/select.asp?gid=27>>.
- Energiamarkkinavirasto (2007d), *Tiedotteet 2005*. [online]. [Siteerattu 08.03.2007]. Saatavana World Wide Webistä: <URL: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=884&pgid=202>>.

- Energiateollisuus (2007a). *Energiateollisuuden kotisivut* [online]. [Siteerattu 31.1.2007]. Helsinki: Energiateollisuus ry. Saatavana World Wide Webistä: <URL: <http://www.energia.fi/page.asp?Section=4418>>.
- Energiateollisuus (2007b). *Energiateollisuuden kotisivut* [online]. [Siteerattu 31.1.2007]. Helsinki: Energiateollisuus ry. Saatavana World Wide Webistä: <URL: <http://www.energia.fi/page.asp?Section=5114>>.
- Energiateollisuus (2007c). *Lainsäädäntö ja viranomaisvalvonta* [online]. [Siteerattu 31.1.2007]. Helsinki: Energiateollisuus ry. Saatavana World Wide Webistä: <URL: <http://www.energia.fi/page.asp?Section=4423>>.
- Heikkilä Tarja, (2005). *Tilastollinen tutkimus*. 5-6.painos. Helsinki: Edita Publishing Oy. 328 s. ISBN 951-37-4135-4
- Heine Pirjo, Peter Imris, Pertti Järventausta, Tero Kaipia, Kimmo Kauhaniemi, Kimmo Kivikko, Risto Komulainen, Lauri Kumpulainen, Hannu Laaksonen, Jukka Lassila, Matti Lehtonen, Henry Lågland, Antti Martikainen, Jarmo Partanen, Hannu Saaristo, Antti Silvast, Pekka Verho & Satu Viljainen, (2006). *Verkkovisio 2030, Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio*. Espoo: Otamedia Oy.
- Hirvonen Ritva, Matti Jauhiainen, Markku Kinnunen, Harri Lehtinen, Tapio Lehtisalo, Arto Rajala, Pekka Sandholm, Päivi Seppälä, Juha Turkki, Taisto Turunen, Leila Öhman, (2006). *Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kehittäminen*. [online] Kauppa- ja teollisuusministeriön julkaisut. [Siteerattu 08.03.2007]. Saatavana World Wide Webistä: <URL: http://www.ktm.fi/files/17096/Sahkokatkostyoryhman_raportti.pdf>.
- Honkapuro Samuli, Jukka Lassila, Jarmo Partanen & Satu Viljainen (2004). *The Role of Investments in the Regulated Electricity Distribution Business in Finland*. IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Resbucturing and Power Technologies (DWT2004) April 2004 Hong Kong.

Honkapuro Samuli, Jukka Lassila, Jarmo Partanen, Kaisa Tahvanainen & Satu Viljainen (2004). *Investoinnit verkkoliiketoiminnan valvomisessa – Erityisesti tehokkuusmittauksessa*. [online] Lappeenrannan teknillisen yliopiston sähkömarkkinalaboratorion kotisivut. [Siteerattu 31.1.2007]. Saatavana World Wide Webistä: <URL: <http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/tutkimus/Investointiraportti.pdf>>.

Honkatukia Juha & Pekka Sulamaa (1999). *Tekninen tehokkuus ja kokonaistuottavuus Suomen sähköjako- ja verkko- ja kotoiminnassa 1996-1998*. Helsinki: ETLA, Elinkeinoelämän Tutkimuslaitos. 69 s. ISSN 0781-6847; no. 692.

Järventausta Pertti, Kaipia Tero, Kivikko Kimmo, Lassila Jukka, Matikainen Mika, Mäkinen Antti, Nurmi Veli-Pekka, Partanen Jarmo, Pylvänäinen Jouni, Verho Pekka, (2006). *Sähköjako- ja verkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähköjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset*. [online] Tilaustutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto. [Siteerattu 31.1.2007] Saatavana World Wide Webistä: <URL: http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/tutkimus/KTM-LTY-TTY_31_10_06_press.pdf>.

Kauppa- ja teollisuusministeriö (2005). *Kauppa- ja teollisuusministeriön kotisivut* [online]. [Siteerattu 31.1.2007] Saatavana World Wide Webistä <URL: <http://www.ktm.fi/index.phtml?s=170>>.

Kinnunen Kaisa (2004). *Investment Incentives: Regulation of the Finnish Electricity Distribution*. [online] [Siteerattu 08.03.2007]. Saatavana World Wide Webistä:
<URL:http://www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6V2W-4DF4844-2&_user=5391025&_coverDate=05%2F31%2F2006&_rdoc=1&_fmt=&_orig=search&_sort=d&view=c&_acct=C000067123&_version=1&_urlVersion=0&_userid=5391025&md5=d29f7a3f156055a1b066638464998642>.

- Korpinen Leena (toim.) (2000). *Sähkövoimatekniikka – virtuaalikirssille*. Opetusmoniste. 3. muutettu painos. Tampere: Tampereen teknillinen korkeakoulu. 176 s. ISBN 952-15-0463-3.
- Lewis, Philip E. & Merja Pakkanen (2003). Country Reports – Deregulated Markets Finland. Teoksessa: *Energyforum Global Report 2003/4 Competitive Energy & Utilities Marketing*, 64-81. Toim: Philip E. Lewis. Tukholma: Energyforum International AB. ISBN 91-631-4677-0.
- Lavaste Kari, Antti Paananen & Asta Sihvonen-Punkka (2003). Regulating the Finnish Electricity Market. Teoksessa: *Energyforum Global Report 2003/4 Competitive Energy & Utilities Marketing*, 329-339. Toim: Philip E. Lewis. Tukholma: Energyforum International AB. ISBN 91-631-4677-0.
- Olkkonen, Tauno (1993). *Johdatus teollisuustalouden tutkimustyöhön*. 2.painos. Espoo: Teknillinen korkeakoulu. 143 s. ISBN 951-22-1774-0.
- Roivainen, Pekka (2003). *Imatran seudun Sähkö Oy:n sähkön siirto- ja myyntituotteiden kehittämissuunnitelma*. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu.
- Rännäri, Osmo (1997). *Sähkön hinnoittelu ja verkostohinnoittelu oligopolistisilla markkinoilla*. Helsinki: Oy Edita Ab. Kauppa- ja teollisuusministeriön tutkimuksia ja raportteja 13/1997. 151 s. ISBN 951-739-265-6.
- Sähköenergialiitto ry (2003), *Energiasanommat 2003/5*. [online]. [Siteerattu 08.03.2007]. Saatavana World Wide Webistä: <URL: <http://www.energia.fi/attachment.asp?Section=4310&Item=3691>>.
- Sähkömarkkinalaki 386/1995.
- Viljainen, Satu (2005). *Regulation Design in the Electricity Distribution Sector – Theory and Practice*. Lappeenranta: Digipaino. 132 s. ISBN 952-214-124-0.

LIITTEET

Liite 1. Tarkastelussa mukana olleet yhtiöt

Jako kaupunki-, maalaistaajama- ja maaseutuyhtiöihin linjakilometrikohdaisen asiakasmäärän mukaan.

Kaupunkiyhtiöt (yli 18 asiakasta / linjakilometri):

Espoon Sähkö Oyj
Etelä-Savon Energia Oy, ESE-verkko
Helsingin Energia
Jyväskylän Energia Oy
Keravan Energia Oy
Kuopion Energia
Oulun Energia
Oy Turku Energia - Åbo Energi Ab
Raahen energialaitos
Rauman Energia Oy
Seinäjoen Energia Oy
Tampereen Sähkölaitos
Vantaan Energia Oy

Maalaistaajamayhtiöt (8-18 asiakasta / linjakilometri):

Ekenäs Energi
Forssan Energia Oy
Haminan Energia Oy
Haukiputaan Sähköosuuskunta
Imatran Seudun Sähkö Oy
Jakobstads Energiverk
Kemin Energia Oy
Kokkolan energialaitos
Kouvolan Seudun Sähkö Oy
Lahti Energia Oy

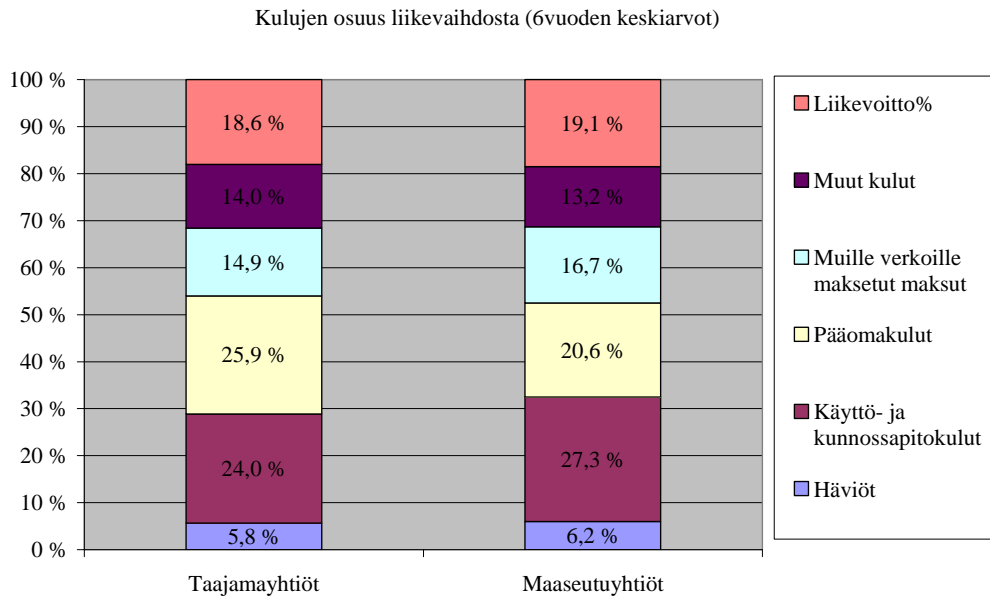
Lammaisten Sähkö Oy
Lappeenrannan Energia
Naantalin Energia Oy
Nurmijärven Sähkö Oy
Pellon Sähkö Oy
Pori Energia
Porvoo Energia Oy-Borgå Energi Ab
Tornion kaupungin energialaitos
Vaasan Sähkö Oy
Valkeakosken Energia Oy
Ääneseudun Energia Oy

Maaseutuyhtiöt (alle 8 asiakasta / linjakilometri):

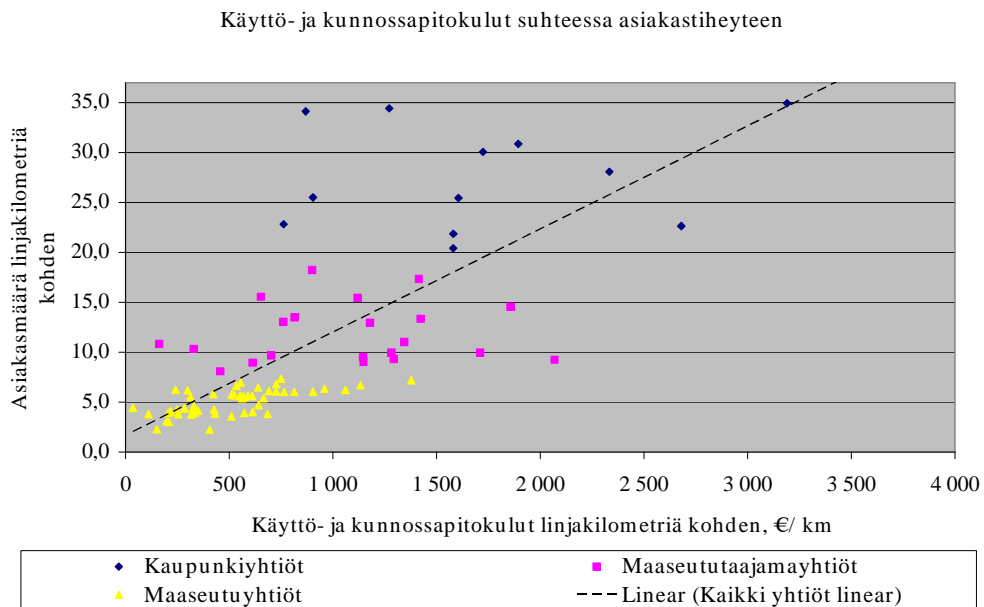
Alajärven Sähkö Oy
Asikkalan Voima Oy
Atro Oyj
Enontekiön Sähkö Oy
Esse Elektro-Kraft Ab
Etelä-Suomen Energia Oy
Herrfors Oy Ab
Hiirikosken Energia Oy
Iin Energia Oy
Iitin Sähkö Oy
Inergia Oy
Jeppo Kraft Andelslag
Joroisten Energialaitos
Joutsenon Energia Oy
Jylhän Sähköosuuskunta
Järvi-Suomen Energia Oy
Kainuun Sähkö Oyj
Keminmaan Energia Oy
Keuruun Sähkö Oy
Koillis-Lapin Sähkö Oy
Koillis-Satakunnan Sähkö Oy
Kokemäen Sähkö Oy

Korpelan Voima Kuntayhtymä
Kronoby Elverk
Kuoreveden Sähkö Oy
Kymenlaakson Sähkösaakeyhtiö
Köyliön-Säkylän Sähkö Oy
Laihian Sähkö Oy
Lankosken Sähkö Oy
Lehtimäen Sähkö Oy
Leppäkosken Sähkö Oy
Muonion Sähköosuuskunta
Mäntsälän Sähkö Oy
Nykarleby Affärsverk
Oulun Seudun Sähkö Keskusosuuskunta
Outokummun Energia Oy
Paneliankosken Voima Oy
Parikkalan Valo Oy
Pohjois-Karjalan Sähkö Oy
Rantakairan Sähkö Oy
Rovakaira Oy
Sallilan Sähkölaitos Oy
Tervolan kunnan sähkölaitos
Tornionlaakson Sähkö Oy
Utsjoen Sähköosuuskunta
Vakka-Suomen Voima Oy
Vatajankosken Sähkö Oy
Vetelin Sähkölaitos Oy
Vimpelin Voima Oy
Vörå Elektricitetsverk Ab
Yli-Iin Sähkö Oy

Liite 2. Kulujen osuus liikevaihdosta (pienempi ryhmäjako)

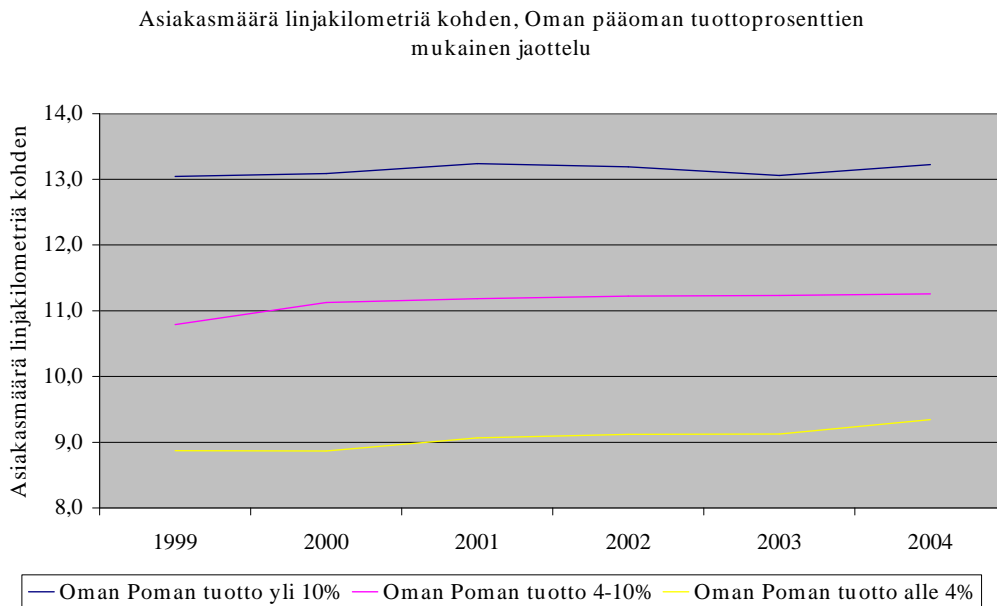


Liite 3. Asiakastiheyden vaikutus käyttö- ja kunnossapitokuluihin

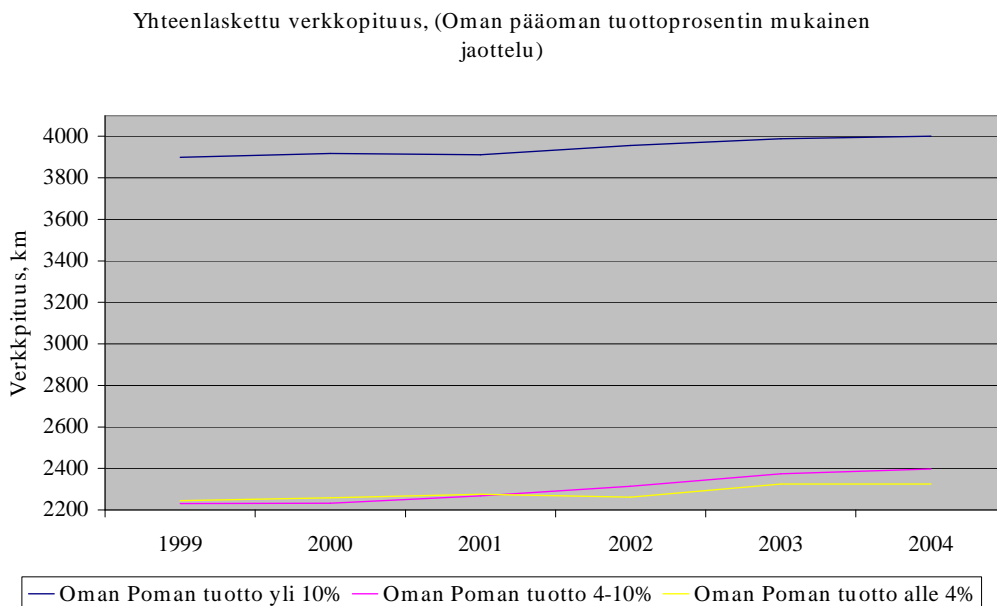


Liite 4. Oman pääoman tuotto-%n mukainen yhtiöiden jaottelu kolmeen ryhmään

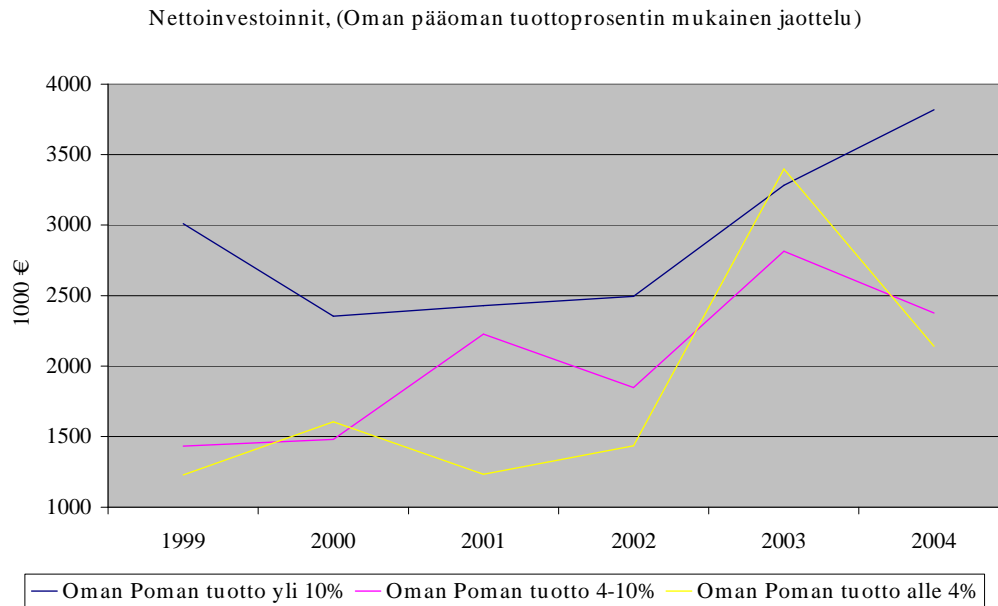
1.) Asiakastiheyden kehitys



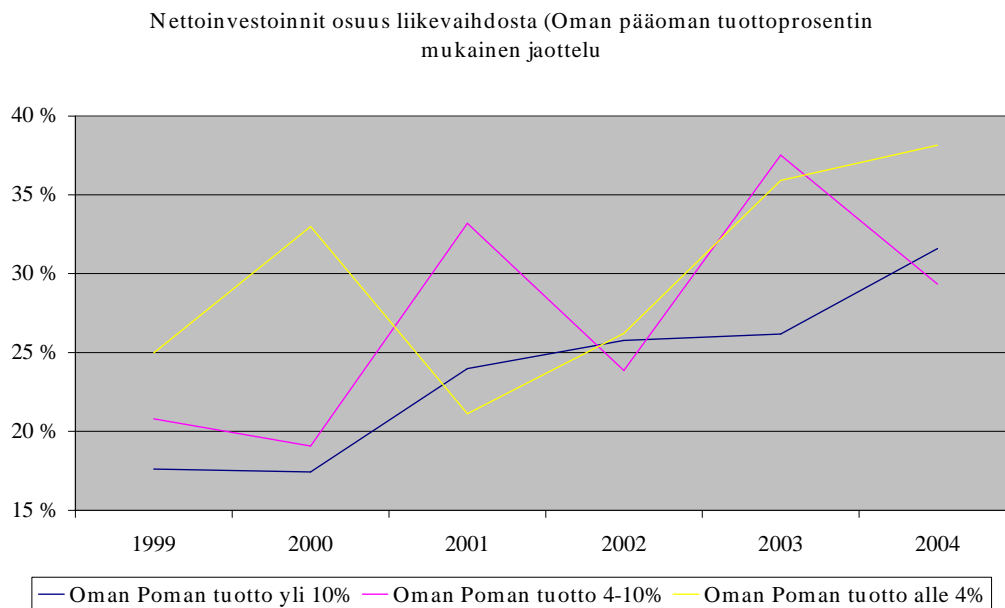
2.) Verkkopituuden kehitys



3.) Investointien euromääräinen kehitys

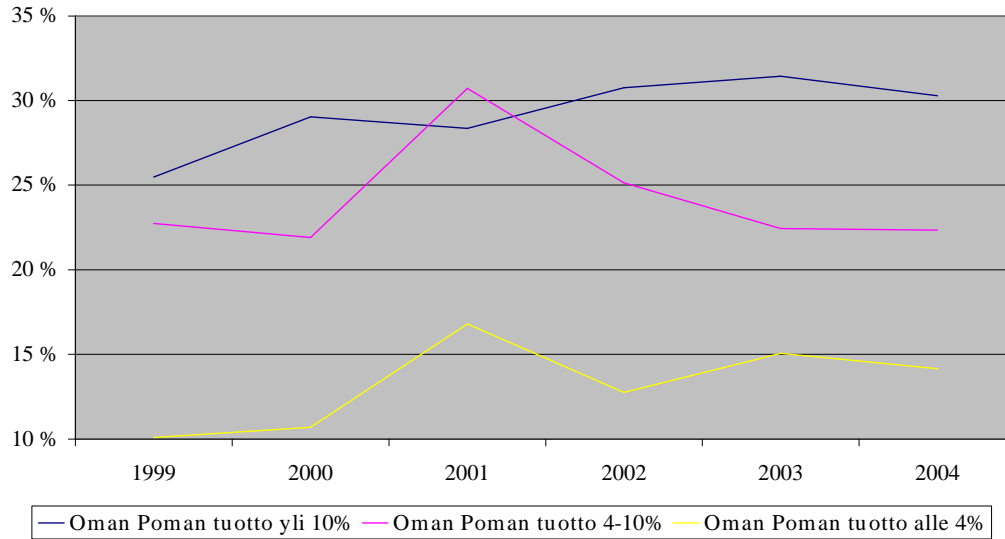


4.) Investointien kehitys liikevaihtoon nähden



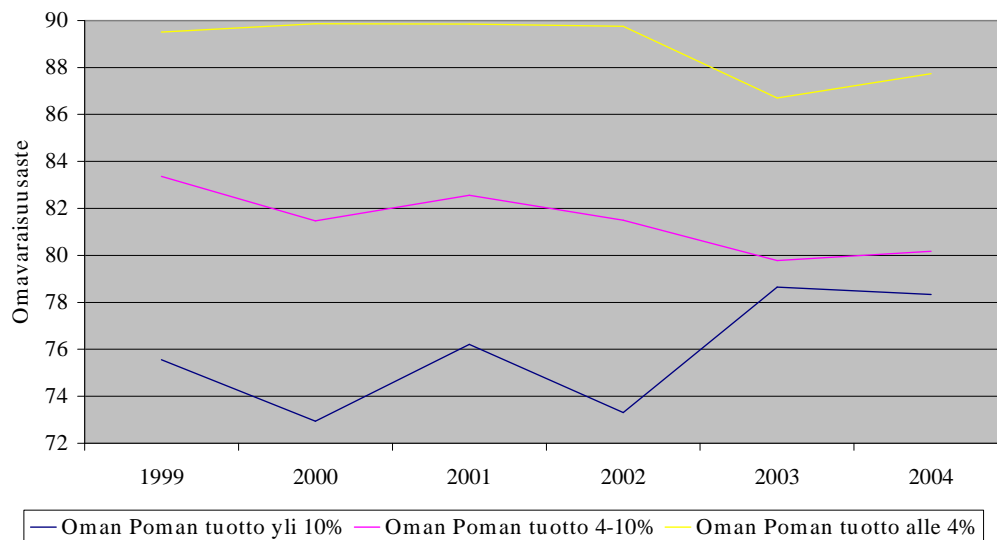
5.) Liikevoittoprosentin kehitys

Liikevoittoprosentti (Oman pääoman tuotto prosentin mukainen jaottelu)



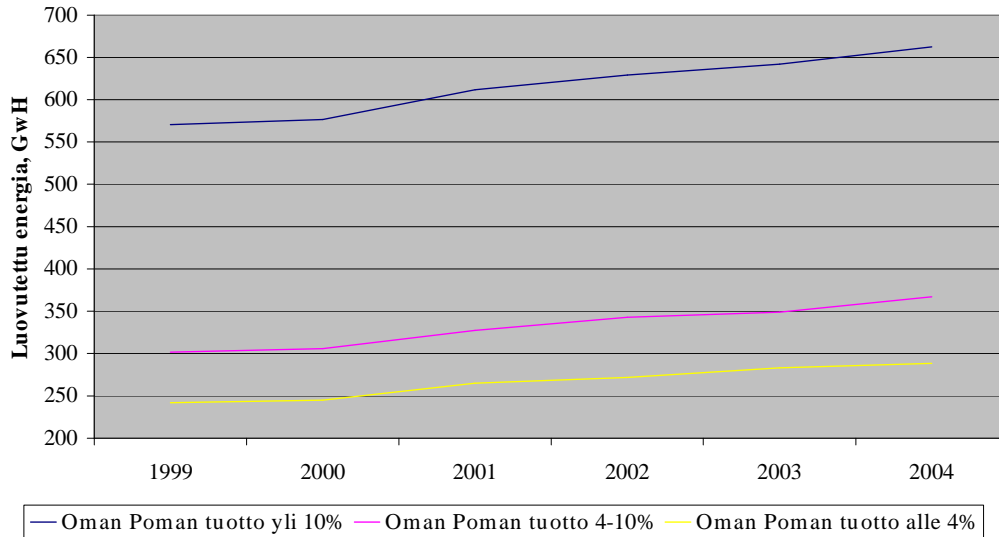
6.) Omavaraisuusasteen kehitys

Omavaraisuusaste (Oman pääoman tuotto prosentin mukainen jaottelu)



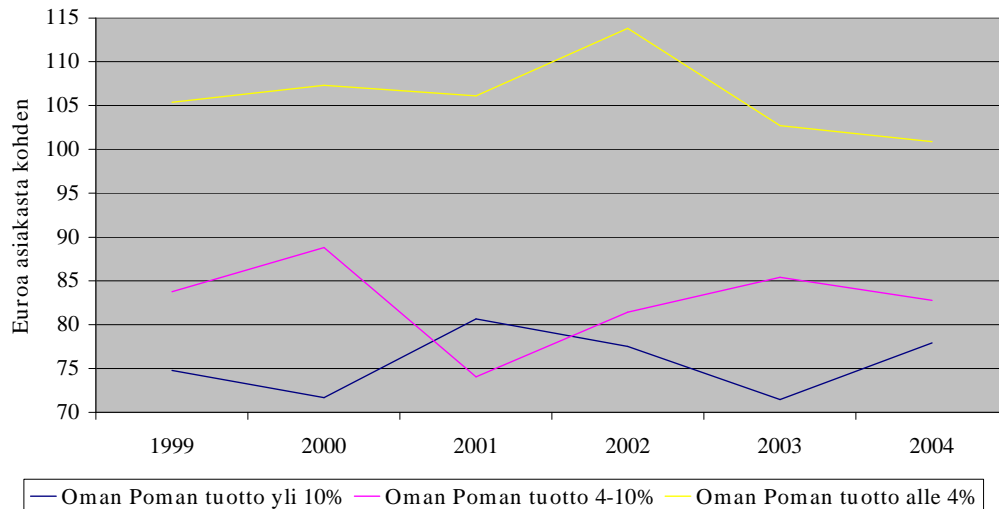
7.) Luovutetun energian määrän kehitys

Luovutettu energia yhteensä (Oman pääoman tuotto prosentin mukainen jaottelu)



8.) Asiakaskohtaisten käyttö- ja kunnossapitokulujen kehitys

Käyttö- ja kunnossapitokulut (Oman pääoman tuotto prosentin mukainen jaottelu)



9.) Käyttö- ja kunnossapitokulujen kehitys linjakilometriä kohden

Käyttö- ja kunnossapitokulut linjakilometriä kohden (Oman pääoman tuottoasteen mukainen jaottelu)

