



Tillsynsmetoder under sjätte (1.1.2024–31.12.2027) och sjunde (1.1.2028–31.12.2031) tillsynsperioden

Eldistributionsnätsverksamhet

Högspänningsdistributionsnätsverksamhet



Innehåll

1 TILLSYNSMETODER – SAMMANFATTNING	5
1.1 Sammanfattning av tillsynsmetoderna	7
1.1.1 Justering av balansräkning, dvs. beräkning av skälig avkastning	8
1.1.2 Justering av resultaträkningen, dvs. beräkning av det faktiska justerade resultatet..	8
1.1.3 Underskott och överskott.....	9
1.2 Tillsynsmetoderna som helhet	9
1.3 Ändring av beslut om fastställande.....	13
1.4 Tillsynsuppgifter	13
1.4.1 Tillsynsuppgifter som behövs vid tillsynen.....	14
1.4.2 Inlämnande av tillsynsuppgifter	15
1.4.3 Tillsynsuppgifternas riktighet	15
1.5 Särredovisning av verksamheter	16
1.6 Hyresnät.....	16
1.7 Nät som köpts och sålts under tillsynsperioden	17
1.8 Inflation.....	18
1.9 Kalkyler som utförs under tillsynsperioden	20
1.10 Tillsynsbeslut som meddelas efter tillsynsperiodens utgång	21
1.11 Att söka ändring i fastställelse- och tillsynsbeslut	24
2 JUSTERADE TILLGÅNGAR OCH JUSTERAT KAPITAL SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN	25
2.1 Justering av elnätstillgångar i bestående aktiva	26
2.1.1 Justerat återanskaffningsvärde och linjär avskrivning	38
2.1.2 Justerat nuvarande bruksvärde	45
2.2 Justering av övriga tillgångar i bestående aktiva	46
2.3 Justering av tillgångar i rörliga aktiva	48
2.4 Justering av kapital som bundits i nätverksamheten	49
2.4.1 Justering av eget kapital.....	49
2.4.2 Justering av främmande kapital.....	50
3 SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD	53
3.1 Modell för det vägda medelvärdet av kostnaden för kapital	53
3.2 Skälig kostnad för eget kapital	53
3.2.1 Riskfri räntesats för eget kapital	53
3.2.2 Landsriskpremie	54
3.2.3 Beta-koefficient	54



3.2.4 Marknadsriskpremie	55
3.2.5 Illikviditetsspremie	55
3.2.6 Kapitalstruktur	55
3.3 Skälig kostnad för främmande kapital.....	56
3.3.1 Riskfri räntesats för främmande kapital och landsriskpremie	56
3.3.2 Riskpremie för främmande kapital	56
3.4 Beräkning av skälig avkastningsgrad	57
3.5 Kontrollgrupp för att fastställa och uppdatera parametrar för skälig avkastning samt kontrollgruppens kriterier	58
4 SKÄLIG AVKASTNING	59
4.1 Justerade tillgångar och justerat kapital som bundits i nätverksamheten	59
4.2 Skälig avkastningsgrad	62
5 ELNÄTSVERKSAMHETENS INTÄKTER OCH KOSTNADER.....	66
5.1 Intäkter i nätverksamheten	66
5.2 Kostnader för nätverksamheten	68
5.3 Finansieringskostnader i nätverksamheten	73
6 INCITAMENT	75
6.1 Investeringsincitament	75
6.1.1 Justerade linjära avskrivningar	76
6.1.2 Investeringsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet	77
6.2 Kvalitetsincitament	79
6.2.1 Avbrottskostnader	79
6.2.2 Beräkning av avbrottskostnaderna under den sjätte och sjunde tillsynsperioden	81
6.2.3 Referensnivå för avbrottskostnader under den sjätte och sjunde tillsynsperioden..	84
6.2.4 Kvalitetsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet	86
6.3 Effektiviseringsincitament	87
6.3.1 Allmänt effektiviseringsmål	88
6.3.2 Variablerna för mätning av företagsspecifik effektivitet.....	89
6.3.3 Företagsspecifikt effektivitetsmål	90
6.3.4 Referensnivå för effektiviseringskostnader	94
6.3.5 Behandling av fusionerade nätinnehavare	96
6.3.6 Faktiska effektiviseringskostnader	96
6.3.7 Effektivitet hos innehavare av högspänningsdistributionsnät	97
6.3.8 Effektiviseringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat.....	101
6.4 Innovationsincitament	101
6.4.1 Kostnader för forskning och utveckling	101



6.4.2 Innovationsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.....	102
6.5	103
6.6 Incitament för flexibilitet under tillsynsperioden 2028–2031	104
7 FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT.....	105
KÄLLFÖRTECKNING	107
BILAGA 1. NÄTKOMPONENTER, JÄMFÖRPRISER OCH ANVÄNDNINGSTIDSINTERVALLER	109

1 TILLSYNSMETODER – SAMMANFATTNING

I detta dokument presenterar Energimyndigheten (myndigheten) metoderna för tillsynen över skälig prissättning inom elnätsverksamheten 2024–2031. Metoderna tillämpas på innehavare av distributionsnät och innehavare av högspänningsdistributionsnät.

Energimyndigheten fastställer de slutliga tillsynsmetoderna för nätinnehavaren som en bilaga till beslutet om fastställande före utgången av 2023.

Metoderna för tillsyn över innehavare av högspänningsdistributionsnät avviker till vissa delar från de metoder som tillämpas på distributionsnätsinnehavare. Avvikelserna gäller de incitamentsmetoder som tillämpas på beräkningen av det faktiska justerade resultatet, det vill säga kvalitetsincitament (som behandlas i avsnitt 6.2 i detta dokument) och effektiviseringsincitament (6.3).

Riktlinjerna har utformats av tjänstemän på Energimyndigheten. Motiveringarna till de här presenterade lösningarna har härletts särskilt från följande lagstiftning:

- Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen)
- lagen om tillsyn över el- och naturgasmarknaden (590/2013, tillsynslagen)
- elmarknadslagen (588/2013)
- regeringens proposition till riksdagen med förslag till ändring av lagstiftningen om el- och naturgasmarknaden (RP 20/2013 rd)
- ekonomiutskottets betänkande (EkUB 17/2013 rd)
- övriga författningar som utfärdats med stöd av elmarknadslagen.

Energimyndigheten har beaktat marknadsdomstolens och högsta förvaltningsdomstolens avgöranden gällande klagomål över de tidigare tillsynsmetoderna.

Myndigheten har i utvecklingen av tillsynsmetoderna även utnyttjat de praktiska erfarenheterna från tillsynsverksamheten.

Som bakgrundsmaterial vid beredningen av riktlinjerna och tillsynsmetoderna har myndigheten även använt expertutredningar och -utlåtanden, vilka framgår av källförteckningen.

Under beredningen av riktlinjerna för tillsynsmetoderna har myndigheten hört intressentgrupperna. I början av 2022 inrättade Energimyndigheten en kommitté för intressentgrupper för att effektivisera hörandet. Kommittén för intressentgrupper

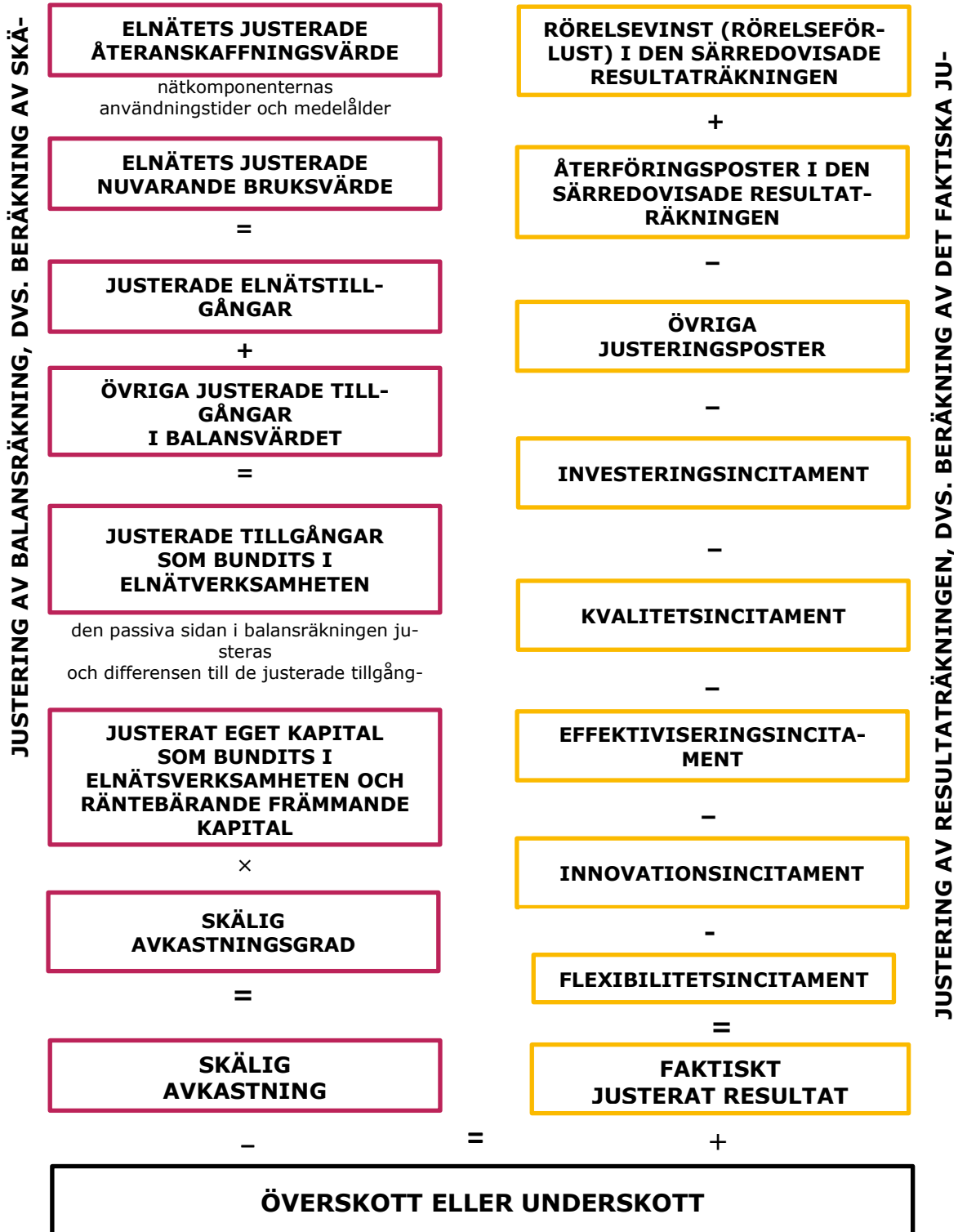


hade som funktion att föra en diskussion och på så sätt för sin del bedöma effekterna av de föreslagna ändringarna. Under 2022 redogjorde Energimyndigheten vid kommitténs åtta möten om ändringarna i tillsynsmetoderna. Energimyndigheten har utarbetat publicerade promemorior om diskussionen som förts vid intressentgruppskommitténs möten samt en slutrapport om beaktandet av intressenternas perspektiv i arbetet med att stärka tillsynsmetoderna.

Vid utvecklingen av metoderna för el- och naturgasnätverksamheten fästs dessutom särskild uppmärksamhet vid konsekvensbedömningen av de ändringar som görs i metoderna för att öka transparensen genom hela utvecklingsprocessen.



1.1 Sammanfattning av tillsynsmetoderna



Figur 1. Tillsynsmetoder för tillsynsperioderna 2024–2027 och 2028–2031



Tillsynsmetoderna består av flera olika metoder som sammantagna bildar den helhet som presenteras i bild 1. Den används för övervakning av skälig prissättning i nätverksamheten. Alla enskilda metoder beskrivs i detta dokument.

Till vänster i bild 1 finns metoderna för justering av balansräkningen, med andra ord för beräkning av skälig avkastning (2, 3 och 4). Till höger finns metoderna för justering av resultaträkningen, med andra ord för beräkning av det faktiska justerade resultatet (5, 6 och 7).

ORIENTERING I TILLSYNSMETODERNA

En allmän bild av tillsynsmetoderna ges i kapitlen 1, 4 och 7 i detta dokument. En mer ingående beskrivning finns i kapitlen 2, 3, 5 och 6.

1.1.1 Justering av balansräkning, dvs. beräkning av skälig avkastning

De justerade tillgångar som bundits i elnätsverksamheten består av elnätstillgångar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen (2.1), övriga tillgångar i bestående aktiva (2.2) och tillgångar i rörliga aktiva (2.3).

Det justerade kapitalet som bundits i elnätsverksamheten erhålls genom att räkna ihop de justerade värdena för eget kapital (2.4.1), räntebärande främmande kapital (2.4.2) och räntefritt främmande kapital (2.4.2). Till detta läggs en utjämningspost (2.4.1) för avstämning av balansräkningen.

Den skäliga avkastningsgraden (3) beräknas utifrån det vägda medelvärdet av kostnaden för kapital (WACC).

Skälig avkastning räknas som produkten av justerat kapital som bundits i elnätsverksamheten (2.4) och den skäliga avkastningsgraden (3.4).

1.1.2 Justering av resultaträkningen, dvs. beräkning av det faktiska justerade resultatet

Beräkningen av det faktiska justerade resultatet utgår från rörelsevinsten (rörelseförlusten) i nätinnehavarens särredovisade resultaträkning.

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet återförs (5.1) den årliga förändringen i återbetalningsbara anslutningsavgifter enligt den särredovisade balansräkningen samt näthyror enligt den särredovisade resultaträkningen, avskrivningarna på affärsvärde, planenliga avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar enligt den särredovisade resultaträkningen och försäljningsförlust av försäljning av nätandel som upptagits som övriga kostnader. Försäljningsvinst av försäljning av



nätandel som upptagits som övriga intäkter avdras däremot (5.1) vid beräkning av det justerade faktiska resultatet.

Därefter avdras en korrigeringspost till resultatet, som består av skäligen kostnader för finansieringstillgångar (5.3).

Dessutom avdras effekterna av incitamenten. Dessa är investeringsincitamentet (6.1), kvalitetsincitamentet (6.2), effektiviseringsincitamentet (6.3), innovationsincitamentet (6.4) och flexibilitetsincitamentet (6.5).

Beräkningarna ger till slut det faktiska justerade resultatet.

1.1.3 Underskott och överskott

Underskott och överskott på avkastningen beräknas genom att den skäligen avkastningen avdras från det faktiska justerade resultatet.

Avkastningen visar på överskott om differensen är positiv. Avkastningen visar på underskott om differensen är negativ.

1.2 Tillsynsmetoderna som helhet

I detta dokument redogör Energimyndigheten för den helhet som tillsynsmetoderna utgör. Med hjälp av den fastställs den enligt helhetsbedömning skäligen prissättning som avses i elmarknadslagstiftningen.

Tillsynsmetoderna utgör en noga avvägd helhet. Enligt marknadsdomstolens beslut (MD:271–344/06) ska beslutet om fastställande avspegla en noga avvägd helhet, förutom att det ska vara möjligt att analysera och bedöma de enskilda beslutsdelarna och metodparametrarna var för sig. Marknadsdomstolen har dessutom i sitt avgörande (MAO: 247/17) konstaterat att Energimyndigheten vid prövningen av utvecklingen av metoderna ska bedöma ärendet med tanke på hela nätverksamheten i fråga och dess särskilda tillsyn. Högsta förvaltningsdomstolen har på motsvarande sätt i sitt avgörande (HFD: 2017: 124) konstaterat att de nättinnehavarspecifika avtalsarrangemangen eller synpunkter i anslutning till skattelagstiftningen inte har någon rättslig betydelse i tolkningskontexten till beslutet om fastställande. Det ovannämnda ska beaktas vid utarbetandet av helheten och de enskilda metoderna, eftersom metoderna och variablerna står i växelverkan med varandra.

Vid bedömning av de enskilda delarna utanför helhetssammanhanget ska en viss försiktighet iaktas (försiktighetsprincipen). Då ger till exempel eventuella ändringar inte upphov till interna motstridigheter, inkonsekvenser eller överlappningar



i tillsynsmetoderna. Speciellt är det små avvikelser i de valda parametervärdena som kan leda till betydande skillnader i utfallet för metodhelheten.

Med tanke på förvaltningsbeslutets tydlighet är det inte motiverat, eller ens praktiskt möjligt, att formulera tillsynsmetoderna med en sådan noggrannhet att varje enskild faktor skulle redogöras för i detalj.

Energimyndigheten preciserar vid behov innehållet i tillsynsmetoderna genom skriftliga anvisningar. I dessa kompletterande anvisningar tillämpar myndigheten samma metoder och principer som i fastställandebeslutet för att nätinnehavarna ska ha jämlika verksamhetsbetingelser.

MÅLEN MED TILLSYNYN

Enligt elmarknadslagstiftningen är de primära målen för specialtillsynen över ett naturligt monopol att prissättningen av nättjänster är skälig och att nätet ska utvecklas. Energimyndigheten eftersträvar just detta genom de sammantagna tillsynsmetoderna och metodernas styrande effekt i praktiken på nätinnehavarnas affärsverksamhet.

Utöver huvudmålen för tillsynen är andra centrala mål till exempel jämlikhet och total effektivitet samt långsiktighet och kontinuitet i affärsverksamheten, och utnyttjande av innovation och flexibilitet.

Enligt artikel 18 i elmarknadsförordningen ska de metoder som tillämpas på distributionstarifferna ge distributionsnätinnehavarna incitament för en så kostnadseffektiv användning och utveckling som möjligt av näten, även genom upphandling av tjänster. I detta syfte ska regleringsmyndigheterna erkänna de relevanta kostnaderna och inkludera dessa kostnader i distributionstarifferna, och de kan införa resultatmål för att ge incitament för de systemansvariga för distributionssystemen att förbättra effektiviteten i sina nät, bland annat genom att främja energieffektivitet, flexibilitet och utbyggnad av smarta nät och smarta mätsystem.

Med opartiskhet avses den inre intäktsfördelningen i samhället mellan ägarna och kunderna till de företag som omfattas av tillsynen. Bland annat får inte avkastningsnivån vara för hög i förhållande till investeringar som ägarna eventuellt kan göra i andra verksamheter med motsvarande riskprofil.

Långsiktighet, kontinuitet och utveckling handlar om att man genom tillsynen ska säkerställa de nödvändiga investeringarna och övriga utvecklingsåtgärder med tanke på en tillräcklig leveranssäkerhet. Därtill gäller det att säkerställa ändamålsenlig utveckling av affärsverksamheten och dess vitalitet på lång sikt.



Effektivitet innebär att den service kunden önskar tillhandahålls till så låga kostnader som möjligt. Marknaden pressar inte prissättningen inom nätverksamheten och därigenom saknar nätinnehavarna incitament till att effektivisera sin verksamhet. Utan tillsyn vore det möjligt att de skulle kompensera kostnadsineffektiviteten med högre priser. Tillsyn över att monopolprissättningen är skälig behövs därmed för säkerställande av att nätinnehavarens ligger på en nivå som nätinnehavaren de facto kan uppnå.

Konsumenternas rättigheter

Enligt punkt 4 i det inledande stycket i direktivet om den inre marknaden för el (2019/944/EU) är energiunionens centrum medborgare som åtar sig att förändra energisystemet, dra nytta av ny teknik genom att minska sina energiräkningar och aktivt delta i marknadens funktion, vilket skyddar utsatta konsumenter.

Energimyndighetens uppgift som den nationella tillsynsmyndigheten är att se till att konsumenternas rättigheter tillgodoses.

UTVECKLING AV TILLSYVEN

De viktigaste delarna av tillsynsmetoderna har etablerats på basis av Energimyndighetens beslut och de avgöranden som marknadsdomstolen och högsta förvaltningsdomstolen har fattat utifrån dessa beslut.

Till myndighetens uppgifter hör att utveckla tillsynsmetoderna. Enligt förarbetena till tillsynslagen (RP 20/2013 rd, detaljmotivering till 10 §) ska Energimyndigheten bereda ett nytt beslut om fastställande, i vilket de metoder som anges i beslutet vid behov har utvecklats utifrån erfarenheterna av tillsynen. Myndigheten ska göra utkastet tillgängligt för tillräcklig offentlig diskussion.

Vid utvecklingen av tillsynen ska Energimyndigheten beakta målen och principerna för specialtillsynen över naturliga monopol som fastställts i elmarknadslagstiftningen och genom rättspraxis. Myndigheten ska också beakta dem vid tillämpningen av tillsynsmetoderna.

PRÖVNINGSRÄTT

Energimyndigheten är behörig på förhand i centrala tillsynsärenden. Syftet med lagstiftningen (direktiv 2003/54/EG, inledningsstycke 15) i övergången till förhandstillsyn var att minska osäkerheten samt dyra och tidskrävande tvister.

I elmarknadslagstiftningen har myndigheten fått omfattande prövningsrätt i fråga om tillämpningen av lagstiftningen. Detta gäller även tillsynsmetoderna samt



utvecklingen och tillämpningen av dem. Hur detaljerade tillsynsmetoderna än är, kvarstår oundvikligen frågor som lämnar rum för tolkning och som Energimyndigheten i egenskap av oberoende tillsynsmyndighet måste avgöra inom ramen för sin prövningsrätt.

Även högsta förvaltningsdomstolen har konstaterat (HFD 2010/86) att Energimyndigheten i lagstiftningen har fått omfattande prövningsrätt när det gäller att utveckla tillsynsmetoderna.

Vid utvecklingen och tillämpningen av tillsynsmetoderna samt vid tillsynen även i övrigt beaktar myndigheten för alla parter i den särskilda tillsynen de gränser som principerna för god förvaltning och de grundläggande fri- och rättigheterna ställer för användningen av prövningsrätten.

OPARTISKHET OCH SKÄLIGHET UR NÄTINNEHAVARENS PERSPEKTIV

De nätinnehavare som är föremål för tillsynen ska behandlas på ett opartiskt sätt.

Enbart det faktum att delfaktorerna i metoderna ger olika slutresultat för olika nätinnehavare är dock inte en grund för att denna metod inte ska tillämpas. Högsta förvaltningsdomstolen har i sitt avgörande (HFD: 2017:124) konstaterat att de nätinnehavarspecifika synpunkterna inte har någon rättslig betydelse i tolkningskontexten till beslutet om fastställande.

Å andra sidan har de särskilda skyldigheter som följer av lagstiftningen i rättspraxis godkänts som grund för olika behandling av stamnäsinnehavare och distributionsnäsinnehavare i tillsynsmetoderna (MAO: 268/06).

När det ur nätinnehavarens synvinkel granskas om tillsynsmetoderna som helhet i praktiken har lett till ett skäligt slutresultat enligt sitt syfte, ska vissa omständigheter beaktas. Till dessa faktorer hör enligt förarbetena till lagstiftningen (RP 20/2013 rd, detaljmotivering till 24 §) bland annat om nätinnehavaren har haft möjlighet att

- investera tillräckligt i nätet
- klara av kostnaderna
- betala avkastning till sina ägare.

Om nätinnehavaren har uppnått detta, eller kunde ha uppnått detta, har nätinnehavaren fullföljt sina åtaganden enligt tillsynsmetoderna.

1.3 Ändring av beslut om fastställande

Energimyndigheten kan ändra ett beslut om fastställande under pågående tillsynsperiod under de omständigheter som fastställs i 13 § i tillsynslagen.

UPPDATERING AV FASTSTÄLLANDEBESLUTETS PARAMETRAR FÖR DEN SJUNDE TILLSYNSPERIODEN

För den sjunde tillsynsperioden uppdaterar verket följande parametrar för tillsynsmetoder under 2027

- marknadsriskpremie för skälig avkastning (3.2.4)
- jämförelsenivå för avbrottskostnader (6.2.3)
- effektivitetsfront (6.3.3)
- jämförpriset (bilaga 1)

Dessa uppdateringar är inga metodändringar. Det är fråga att uppdatera parametrarna i tillsynsmetoderna, vilket kan jämföras med att parametrarna justeras varje år till exempel för beräkning av skälig avkastningsgrad. Värdet på den riskfria räntan uppdateras årligen vid beräkning av avkastningsgrad. Dessutom uppdateras betakoefficienten för skälig avkastningsgrad (3.2.3), kapitalstruktur (3.2.6) och riskpremien för främmande kapital (3.3.2) med ett intervall på två år vid beräkningen av avkastningsgrad.

Parametrarna uppdateras för den sjunde tillsynsperioden på samma sätt som de fastställdes för den sjätte perioden, det vill säga genom användande av de metoder som beskrivs i detta dokument.

Myndigheten utfärdar inga separata beslut om uppdateringarna, utan de delges nätinnehavarna genom tillsynsbrev.

1.4 Tillsynsuppgifter

För tillsynen krävs att nätinnehavarna lämnar till myndigheten de tillsynsuppgifter som behövs. Uppgifterna ska vara riktiga, i rätt form och lämnas in inom utsatt tid.

Enligt 30 § i tillsynslagen är nätinnehavaren skyldig att lämna för tillsynen behövliga uppgifter till Energimyndigheten.

1.4.1 Tillsynsuppgifter som behövs vid tillsynen

De tillsynsuppgifter som behövs för tillämpning av tillsynsmetoderna fastställs i följande dokument:

- Arbets- och näringsministeriets förordning om särredovisning av elaffärsverksamheter (HIMf 1305/2019, särredovisningsförordningen)
- Energimyndighetens föreskrift om nyckeltal för elnätsverksamheten och deras publicering (EV 2167/002/2016, föreskrift om nyckeltal). Föreskriften om nyckeltal uppdateras under 2023 och publiceras samtidigt som besluten om fastställande.
- tillsynsmetoderna (detta dokument).

Väsentliga uppgifter för tillsynen är uppgifter från särredovisat bokslut, uppgifter om nätstrukturen, ekonomiska och tekniska nyckeltal. Det måste dock noteras att all information som behövs myndighetens tillsyn är tillsynsinformation. Därför är ytterligare information som myndigheten begär från nätinnehavare för tillsynsändamål också tillsynsinformation.

FÖRORDNING OM SÄRREDOVISNING

Nätinnehavaren ska i tillsynsuppgifterna tillställa de fastställda särredovisade boksluten (resultaträkningarna och balansräkningarna) jämte tilläggsuppgifter och noter så som fastställs i 10 § 2 mom. i förordningen om särredovisning.

FÖRESKRIFT OM NYCKELTAL

Nätinnehavaren ska i tillsynsuppgifterna tillställa de uppgifter och nyckeltal som anges i bilagorna till föreskriften om nyckeltal.

TILLSYNSMETODER

Nätinnehavaren ska i uppgifterna om nätstrukturen uppge antalet och genomsnittsåldern för de nätkomponenter i elnätet som denne har i sin besittning och faktiskt använder. Uppgifterna lämnas uppdelade som i bilaga 1 och till värden per den sista december respektive år.

Nätinnehavaren ska använda samma uppdelning för de uppgifter som lämnas in om antalet komponenter som investerats i nätet eller tagits bort från nätet under året. Om nätinnehavaren har köpt eller sålt elnät ska nätinnehavaren använda samma uppdelning för de uppgifter som lämnas in om de köpta eller sålda

nätkomponenternas antal och genomsnittsålder. Dessutom ska nätinnehavaren enligt samma uppdelning rapportera antalen ersättningsinvesteringar. Även användningstiderna för nätkomponenter ska rapporteras vid behov.

Nätinnehavaren ska också tillställa övriga specifikationer som behövs för justering av den särredovisade balansräkningen och resultaträkningen för nätverksamheten. Dessa nämns i kapitlen 2.1, 2.2, 2.4.2, 5.1, 5.2, 5.3, 6.4.1 och 6.5.2. Nätinnehavaren ska kunna verifiera specifikationernas riktighet på ett tillförlitligt sätt.

1.4.2 Inlämnande av tillsynsuppgifter

Uppgifterna om nätstrukturen ska lämnas in till Energimyndigheten varje år före utgången av mars månad. Uppgifterna om bokslutet och de tekniska nyckeltalen ska lämnas in till myndigheten före utgången av maj.

Nätinnehavaren ska i regel rapportera tillsynsuppgifterna via Energimyndighetens webbaserade rapporteringssystem. Myndigheten ger särskilda skriftliga anvisningar om uppgifterna ska lämnas på något annat sätt.

Om nätinnehavaren underlåter att tillställa tillsynsuppgifterna till Energimyndigheten, kan myndigheten förelägga vite med stöd av 31 § i tillsynslagen.

1.4.3 Tillsynsuppgifternas riktighet

De tillsynsuppgifter som nätinnehavaren rapporterar ska vara riktiga, med andra ord verkliga och tillförlitliga.

När nätinnehavaren fastställer och rapporterar tillsynsuppgifterna ska denne följa de skriftliga anvisningar, definitioner och specifikationer som framgår av

- förordningen om särredovisning
- föreskriften om nyckeltal
- tillsynsmetoderna
- rapporteringssystemet
- myndighetens övriga anvisningar.

I oklara fall ska nätinnehavaren be myndigheten om preciserande anvisningar.

Tillsynsuppgifternas riktighet grundar sig i huvudsak på det förtroende som Energimyndigheten visar nätinnehavaren. Nätinnehavaren beräknar och rapporterar uppgifterna självständigt. Myndigheten saknar resurser för att till alla delar kontrollera uppgifterna. På denna punkt framhävs nätinnehavarens juridiska och moraliska ansvar för att tillsynsuppgifterna är riktiga.



Energimyndigheten ska rätta felaktiga tillsynsuppgifter så att de överensstämmer med tillsynsmetoderna om nätinnehavaren inte gör det själv.

Nätinnehavaren ska kunna verifiera de rapporterade tillsynsuppgifterna på Energimyndighetens kontrollbesök eller om myndigheten begär om verifiering.

1.5 Särredovisning av verksamheter

Enligt 77 § i elmarknadslagen ska nätinnehavaren särredovisa elnätsverksamhet och övriga elaffärsverksamheter samt elaffärsverksamheter och övriga affärsverksamheter. Särredovisningsskyldigheten gäller även juridiskt åtskilda nätinnehavare.

Enligt 5 § i förordningen om särredovisning ska nätinnehavaren i elnätsverksamhetens särredovisade bokslut direkt ta upp intäkter (5.1) och kostnader (5.2) samt tillgångsposter (2.1, 2.2 och 2.3) och kapitalposter (2.4) som direkt kan hänföras till elnätsverksamheten.

Verksamhet som omfattas av fri konkurrens kan inte särredovisas för elnätsverksamhet annat än som annan affärsverksamhet av ringa betydelse. Exempel på sådan verksamhet är anläggning av anslutningsledningar. Sådan verksamhet omfattas inte heller av tillsynsmetoderna.

I Energimyndighetens rekommendation om kalkylmässig särredovisning av el- och naturgasaffärsverksamheterna¹ preciseras hur frågor om särredovisningen behandlas i tillsynsmetoderna.

1.6 Hyresnät

Nätinnehavarna behandlas lika oberoende av om de äger eller på andra grunder förfogar över det elnät som ingår i nättillståndets ansvarsområde.

Om nätinnehavaren hyr hela eller delar av det elnät som används, är nätinnehavaren till denna del verksam i hyresnät. Hyresarrangemanget kommer att upplösas genom justeringen av den särredovisade balansräkningen och resultaträkningen för elnätsverksamheten i tillsynsmetoderna.

Nätinnehavare som är verksamma i hyresnät ska i enlighet med förordningen om särredovisning också direkt i elnätsverksamhetens särredovisade bokslut ta upp

¹ Energimyndighetens rekommendation, Kalkylmässig särredovisning av el- och naturgasaffärsverksamheterna (dnr 2449/421/2015), 18.12.2015, rekommendationen kommer att uppdateras innan den sjätte tillsynsperioden inleds



intäkter och kostnader samt tillgångs- och kapitalposter som direkt kan hänföras till elnätsverksamheten (1.5).

Om nätinnehavaren hyr det elnät som används, eller delar av nätet, ska denne i tillsynsuppgifterna även rapportera uppgifter om nätägarens affärsverksamhet. Uppgifterna ska rapporteras för nätinnehavarens verksamhet enligt nättillståndet och det elnät som ingår i dess ansvarsområde.

Nätinnehavare som verkar i hyresnät ska vid behov tillställa myndigheten en specifikation över de kostnadsposter som ingår i näthyran. Enligt högsta förvaltningsdomstolens avgörande (HFD: 2017:124) minskas inte de allmänna kostnadstillägg och den allmänna täckningen som ingår i bolagets separata bokslut för nätverksamheten som bolagets kostnad vid hävning av hyresarrangemang i tillsynsmetoderna.

1.7 Nät som köpts och sålts under tillsynsperioden

När nätverk slås ihop under tillsynsperioden är det den nätinnehavare som fortsätter verksamheten som även ansvarar för affärsverksamheten och skyldigheterna som anknyter till näten. Likaså får nätinnehavaren de rättigheter som hänför sig till dessa nät.

Den nätinnehavare som fortsätter nätverksamheten behandlas vid tillsynen på samma sätt som vid ett utvidgat nät. Detta innebär att de förenade nätinnehavarnas affärsverksamhet behandlas som en affärsverksamhet.

Vid en sammanslagning som sker mitt under året bildas av bolagen en kalkylmässig nätinnehavare som anses vara verksam som en nätinnehavare under hela det aktuella året.

BERÄKNING AV ÅTERANSKAFFNINGSVÄRDE OCH NUVARANDE BRUKSVÄRDE

Vid justering av värdet för de elnätstillgångar som bildas för köparen

- ska uppgifterna om justerat återanskaffningsvärde och justerat nuvarande bruksvärde hos köparens elnät summeras med uppgifterna om nätkomponenternas antal och åldersinformation i det elnät som köps
- ska användningstiden för de köpta nätkomponenterna bestämmas enligt de användningstider som köparen tidigare valt för respektive nätkomponent.

Vid en företagsaffär där endast en del av nätinnehavarens elnät övergår till en ny ägare ska uppgifterna om nätkomponenternas antal och åldersinformation i det



sålda elnätet avdras från uppgifterna om återanskaffningsvärde och nuvarande bruksvärde i säljarens elnät.

TILLSYNSUPPGIFTER

Sammanlagning av nätinnehavare beaktas i tillsynsuppgifterna från och med början av sammanslagningsåret och uppgifterna slås i tillsynsmetoderna ihop till ett bolag.

Den nätinnehavare som fortsätter att driva verksamheten svarar för rapporteringen av tillsynsuppgifterna för åren före och efter sammanslagningen.

UNDERSKOTT OCH ÖVERSKOTT

Den övertagande eller mottagande nätinnehavaren svarar för utjämning av överskottet till den överlåtande eller avgivande nätinnehavarens kunder. Detsamma gäller även utjämningskyldigheten för den del av tillsynsperioden som föregår överlåtelsen eller fusionen.

Den övertagande eller mottagande nätinnehavaren får på motsvarande sätt tillgodoräkna sig utjämningen av underskott. Detsamma gäller även utjämningsmöjligheten för den del av tillsynsperioden som föregår överlåtelsen eller fusionen.

Energimyndigheten kan på den överlåtande eller övertagande partens begäran fatta separat beslut om att fastställa underskottet eller överskottet vid överlåtelsepunkten.

Om bara en del av nätinnehavarens nät slås samman med eller avskiljs till ett annat nät och bägge nätinnehavarna fortsätter att utöva tillståndspliktig nätverksamhet ska underskotten och överskotten för tillsynsperioderna inte slås samman.

TILLSYNSBESLUT

Energimyndigheten meddelar tillsynsbeslut efter tillsynsperioden endast till den nätinnehavare som fortsätter att utöva nätverksamheten. I tillsynsbeslutet beaktas både den mottagande och den avgivande nätaffärsverksamheten för hela tillsynsperioden.

1.8 Inflation

Den årliga förändringen av penningvärdet, det vill säga inflationens inverkan, beaktas vid beräkningen av skälig avkastning och det faktiska justerade resultatet på det sätt som beskrivs nedan.



BEAKTANDE AV INFLATION VID BERÄKNING AV SKÄLIG AVKASTNING

Skälig avkastningsgrad (WACC-%) fastställs enligt nominella värden, med andra ord utan avdrag för inflationseffekten. För att inflationseffekten inte ska beaktas dubbelt vid beräkningen av skälig avkastning, måste inflationseffekten tas bort under justering av elnätstillgångarna. I princip menar detta att man använder justering som liknar redovisningmässig värdering, där varje enskilt investeringsår måste ha sina egna jämförpriser som ska används för bara justering av investeringar för det året. För övrigt bundet justerat kapital används värden i den särredovisade balansräkningen för det aktuella året.

Den skäliga avkastningen beräknas genom att värdena för justerat eget kapital som årligen bundits i nätverksamheten och räntebärande främmande kapital multipliceras med det nominella värdet för skälig avkastningsgrad (WACC-%). Den nominella skäliga avkastningsgrad som används i beräkningarna för det aktuella året inkluderar även den förväntade inflationen, varigenom inflationseffekten redan har beaktats.

BEAKTANDE AV INFLATION VID BERÄKNING AV FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT

Vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet görs inflationsjusteringen i kvalitetsincitamentet och effektiviseringsincitamentet. Vid inflationsjusteringen används konsumentprisindexet.

För kvalitetsincitamentet (6.2) görs inflationsjusteringen utifrån avbrottens jämförpriser enligt penningvärdet år 2021 (tabell 7). Korrigeringen görs för varje år vid beräkningen av jämförelsenivån och utfallet för avbrottskostnader.

För effektiviseringsincitamentet görs inflationskorrigeringen varje år vid beräkningen av jämförelsenivån för effektiviseringskostnaderna.

Vid inflationsjusteringen används förändringen av konsumentprisindexets (2005=100) totalindex.

Som indextal för respektive år används medelvärdet av konsumentprisindexets indextal i april–september för det aktuella året. Till exempel som indextal för 2024 används medelvärdet av konsumentprisindexets indextal i april–september 2024.

Konsumentprisindexets ändring presenteras i formel 1.



$$\Delta KHI_t = \frac{KHI_t}{KHI_{t-1}} - 1 \quad (1)$$

där

ΔKHI_t = förändring i konsumentprisindexet för år t

t = granskningsåret

KHI_t = medelvärdet för konsumentprisindexets (2005=100) indextal i april-september år t

KHI_{t-1} = medelvärdet för konsumentprisindexets (2005=100) indextal i april-september år $t-1$

1.9 Kalkyler som utförs under tillsynsperioden

Energimyndigheten beräknar med hjälp av rapporteringssystemet årligen följande uppgifter för nätinnehavaren:

- justerat återanskaffningsvärde för elnätstillgångarna
- justerat nuvarande bruksvärde för elnätstillgångarna
- justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångarna
- justerat eget kapital som bundits i elnätsverksamheten
- justerat räntebärande främmande kapital som bundits i elnätsverksamheten
- justerat räntefritt främmande kapital som bundits i elnätsverksamheten
- justerat kapital som bundits i elnätsverksamheten
- skälig avkastning
- faktiskt justerat resultat
- underskott eller överskott
- poster av vinstutdelningskaraktär.

Energimyndigheten meddelar uppgifterna till nätinnehavaren via rapporteringssystemet. Myndigheten gör också uppgifterna allmänt tillgängliga för till exempel nätinnehavarens kunder och media.

Energimyndigheten beräknar de ovannämnda uppgifterna med hjälp av de tillsynsmetoder som beskrivs i detta dokument och utifrån de tillsynsuppgifter som nätinnehavaren har rapporterat.



Efter att ha delgivits den årliga kalkylen ska nätinnehavaren kontrollera den och informera Energimyndigheten om eventuella fel. Vid behov sänder myndigheten en ny kalkyl för kännedom. De årliga kalkylerna är inte bindande för Energimyndigheten, och nätinnehavaren är själv ansvarig för att de rapporterade tillsynsuppgifterna är riktiga.

Även om nätinnehavaren inte kommenterat de årliga kalkylerna omedelbart efter delfåendet, får denne ändå uttala sig om ärendet senare. Det sista tillfället för yttranden är om utkastet till tillsynsbeslut. För att tillsynen ska löpa så förutsägbart och smidigt som möjligt, rekommenderar myndigheten ändå att nätinnehavaren helst ska lämna sina kommentarer omedelbart efter att ha delgivits kalkylerna.

Energimyndighetens årliga kalkyler under tillsynsperioden innehåller inga ålägganden för nätinnehavaren och är därmed inga förvaltningsbeslut där mottagaren har besvärsmätt. Efter utgången av tillsynsperioden fastställer Energimyndigheten kalkylerna för hela perioden genom ett tillsynsbeslut (1.10) som kan överklagas (1.11).

1.10 Tillsynsbeslut som meddelas efter tillsynsperiodens utgång

När tillsynsperioden har gått ut meddelar Energimyndigheten med stöd av 14 § i tillsynslagen ett tillsynsbeslut till nätinnehavaren. Genom beslutet fastställer myndigheten det belopp i euro med vilket nätinnehavarens faktiska justerade resultat för hela tillsynsperioden underskrider eller överskrider den skäliga avkastningen.

UNDERSKOTT OCH ÖVERSKOTT

I tillsynsbeslutet summerar Energimyndigheten, enligt metoderna i fastställelsebeslutet och utifrån tillsynsuppgifterna i nätinnehavarens rapporter, de faktiska justerade resultaten från åren under tillsynsperioden och avdrar från denna summa summan av skäliga avkastningar under samma år. Genom beräkningarna erhålls underskottet eller överskottet för hela tillsynsperioden.

Om de faktiska justerade resultaten för hela tillsynsperioden underskrider den skäliga avkastningen under tillsynsperioden, uppstår ett underskott för nätinnehavaren.

Om de faktiska justerade resultaten för hela tillsynsperioden överskrider den skäliga avkastningen, uppstår ett överskott.



RÄNTEPÅFÖLJD FÖR ÖVERSKOTT

Om tillsynsperiodens faktiska justerade resultat, från vilket det potentiella underskottet från den tidigare tillsynsperiodens har avdragits eller till vilket det potentiella överskottet har lagts, ska överskrida den skäligen avkastningen med minst fem procent under tillsynsperioden, ska nätinnehavaren betala ränta på överskottet. Som räntesats används medelvärdet för den skäligen kostnaden för eget kapital (3.2) för de år som ingår i tillsynsperioden i fråga.

Räntepåföljden för överskott beaktas i tillsynsbeslutet vid beräkningen av det under- eller överskott som överförs till följande tillsynsperiod. Röntan beräknas för tillsynsperiodens överskott från vilket det potentiella underskottet från den tidigare tillsynsperiodens har avdragits eller till vilket det potentiella överskottet har lagts (14 § i lagen om tillsyn över el- och naturgasmärknaden och MAO 484/15).

UNDERSKOTT ELLER ÖVERSKOTT FÖR FÖREGÅENDE TILLSYNSPERIOD

Energimyndigheten beaktar i tillsynsbeslutet nätinnehavarens underskott eller överskott för den tillsynsperiod som föregått tillsynsperioden i fråga. Myndigheten har fastställt underskottet eller överskottet i sitt tillsynsbeslut om den föregående tillsynsperioden.

BERÄKNING AV UNDERSKOTT ELLER ÖVERSKOTT SOM ÖVERFÖRS FRÅN TILLSYNSPERIOD

Beräkningen av underskott eller överskott som ska överföras från en tillsynsperiod till följande presenteras i tabell 1.



Tabell 1. Beräkning av underskott eller överskott

+	Summan av de faktiska justerade resultaten för samtliga år under tillsynsperioden
-	Summan av de skäliga avkastningarna för samtliga år under tillsynsperioden
=	Underskott (-) eller överskott (+) av tillsynsperioden
+	Eventuell räntepåföljd för överskottet av tillsynsperioden
=	Underskott (-) eller överskott (+) av tillsynsperioden, inklusive räntepåföljd
+	Underskott (-) eller överskott (+)* för föregående tillsynsperiod enligt tillsynsbeslutet
=	UNDERSKOTT (-) ELLER ÖVERSKOTT (+) SOM ÖVERFÖRS FRÅN TILLSYNSPERIODEN TILL FÖLJANDE TILLSYNSPERIOD

* Underskott som uppstått under tillsynsperioden före den föregående tillsynsperioden ska inte beaktas, även om underskottet eller en del av det inte har jämnats ut under föregående tillsynsperiod

UTJÄMNING AV UNDERSKOTT OCH ÖVERSKOTT

Om nätinnehavaren efter de beräkningar som beskrivs i tabell 1 har ett underskott som överförs till följande tillsynsperiod, kan detta underskott jämnas ut endast under följande tillsynsperiod.

Om nätinnehavaren efter de beräkningar som beskrivs i tabell 1 har ett överskott som överförs till följande tillsynsperiod, ska detta överskott jämnas ut under följande tillsynsperiod. Om överskottet kan inte jämnas ut i sitt helhet under den följande tillsynsperioden, kan Energimyndigheten fastställa straffböter för nätinnehavare.

Med vägande motivering kan nätinnehavaren ansöka om tilläggsfrist för utjämning av underskott och överskott.

Energimyndigheten ska på ansökan av nätinnehavaren förlänga utjämningsperioden för underskottet med högst fyra år, om nätinnehavaren inte har kunnat täcka underskottet på grund av bestämmelserna om höjningstak i 26 a § i elmarknadslagen. Förlängningen gäller då den del av underskottet som nätinnehavaren inte har kunnat täcka på grund av begränsningen av höjningarna av överförings- och



distributionsavgifterna enligt 26 a § i elmarknadslagen. Ansökan ska göras innan utjämningsperioden löper ut.

1.11 Att söka ändring i fastställelse- och tillsynsbeslut

Fastställelsebeslut och tillsynsbeslut som Energimyndigheten meddelar före och efter tillsynsperioden är förvaltningsbeslut. Nätinnehavaren kan söka ändring i dessa beslut enligt bestämmelserna i 36 § 2 mom. i tillsynslagen.

Ändring söks genom besvär hos marknadsdomstolen. Beslut som ges av marknadsdomstolen kan överklagas hos högsta förvaltningsdomstolen. Även Energimyndigheten kan söka ändring i marknadsdomstolens beslut genom besvär hos högsta förvaltningsdomstolen om marknadsdomstolen med sitt beslut ändrat myndighetens fastställelse- eller tillsynsbeslut.

Enligt 38 § i tillsynslagen ska fastställelse- eller tillsynsbeslutet följas även om det överklagats, om inte myndigheten genom sitt beslut bestämmer något annat. Fullföljdsdomstolen har dessutom rätt att meddela föreskrifter om verkställigheten av beslut, enligt vad som bestäms i förvaltningsprocesslagen.

Enligt 14 § i tillsynslagen får ett tillsynsbeslut inte meddelas om inte beslutet om fastställande av tillsynsperioden i fråga har vunnit laga kraft.

2 JUSTERADE TILLGÅNGAR OCH JUSTERAT KAPITAL SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

JUSTERING AV TILLGÅNGAR SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

Justeringen av tillgångar som bundits i nätverksamheten baserar sig på den aktiva sidan i nätinnehavarens särredovisade balansräkning som ska justeras på det sätt som beskrivs i avsnitten 2.1, 2.2 och 2.3.

Justering av den aktiva sidan i den särredovisade balansräkningen innebär att det värde som redovisas i den justerade balansomslutningen är de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

De justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten består av följande poster:

- justerade elnätstillgångar i bestående aktiva (2.1)
- justerade övriga tillgångar i bestående aktiva (2.2)
- justerade tillgångar i rörliga aktiva (2.3).

JUSTERING AV KAPITAL SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

Justeringen av kapital som bundits i nätverksamheten baserar sig på den passiva sidan i nätinnehavarens särredovisade balansräkning som ska justeras på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.4.

Justering av den passiva sidan i den särredovisade balansräkningen innebär att det värde som redovisas i den justerade balansomslutningen är det justerade kapital som bundits i nätverksamheten.

Det justerade kapital som bundits i nätverksamheten består av följande poster:

- justerat eget kapital (2.4.1)
- justerat räntebärande främmande kapital (2.4.2)
- justerat räntefritt främmande kapital (2.4.2)
- utjämningspost (2.4.1).

2.1 Justering av elnätstillgångar i bestående aktiva

Elnätet är den största enskilda delen av nätinnehavarens egendom som består av flera olika komponenter, dvs. bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen.

Enligt elmarknadslagen avses med elnät en för elöverföring eller eldistribution avsedd helhet som bildas av till varandra anslutna

- elledningar
- transformator- och kopplingsstationer
- andra elanläggningar och elutrustningar, system och program för användning av elnätet och produktion av elnätstjänster.

Värdet på elnätstillgångarna justeras så att det motsvarar det verkliga genomsnittliga bruksvärdet vid förvärstillfället genom att använda genomsnittliga jämförpriser vid förvärstillfället. Vid justeringen ska värdet enligt den särredovisade balansräkningen inte användas vid beräkningen av skälig avkastning. Däremot används elnätets justerade nuvarande bruksvärde (2.1.2) som beräknats utifrån elnätets justerade återanskaffningsvärde (2.1.1).

MOTIVERING FÖR ANVÄNDNING AV JÄMFÖRPRISER

Tillsynsmetoderna för skälig prissättning borde basera sig på det verkliga bruksvärdet på företagets elnätstillgångar som skulle då motsvara det företagspecifika marknadsvärdet, och inte till exempel på kommersiella marknadsvärden fastställda på basis av affärsarrangemang, som kan innefatta värderings- eller arrangemangsposter som inte ingår i elnätsverksamheten. Det finns ingen press från marknaden på prissättningen av nätverksamhet, så nätinnehavare har inga incitament att förbättra sin verksamhet. Eventuell kostnadsineffektivitet kan kompenseras med högre priser, så vid utvärdering av monopolprissättning är det nödvändigt att bedöma vad företagets kostnadsnivå är jämfört med de kostnader som företaget faktiskt skulle ha möjlighet att uppnå. Skälig prissättning innefattar ett element som uppmuntrar den ekonomiska effektiviteten genom reglering, vilket kan användas för att säkerställa att kostnadseffektiviteten i nätoperatörens verksamhet realiserar.²

Energimyndighetens uppgifter innehåller bland annat att främja ett kostnadseffektivt utvecklande av säkra, pålitliga, effektiva och icke-diskriminerande el- och naturgasnät som är kundinriktade samt främja säkerställandet av ändamålsenliga förutsättningar för att el- och naturgasnäten ska fungera effektivt och tillförlitligt med

² Regeringens proposition (RP 20/2013 rd, s. 82)



beaktande av de långsiktiga målen. I beslutet om bekräftelse av de tillsynsmetoder som ska följas vid prissättningen, värderingsprinciperna för det kapital som är bundit till nätverksamhet eller nätservice, samt målen som främjar effektiviteten i nätverksamheten, och hur de bestäms, och metoderna med vilka målen tillämpas i prissättningen, kan bestämmas.³

Huvudmålen för den särskilda tillsynen av ett naturligt monopol är jämlikhet, kontinuitet och effektivitet. Effektivitet innebär att få den service kunden vill ha till lägsta möjliga kostnad.⁴

Metoderna som tillämpas på tarifferna måste ge de systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem lämpliga incitament på både kort och lång sikt för att stödja effektiva investeringar.⁵

Med hänvisning till ovanstående används jämförpriser vid korrigeringar av elnätstillgångar, så att lagstiftningens mål om skälig prissättningstillsyn och kostnadseffektivitet av investeringar så bra som möjligt kan uppnås. Lagstiftningens mål kräver en princip som använder den kostnadseffektivitetsstyrande justeringsprincipen, som kan användas för att ta ställning till vilken storlek på investeringar den rimliga kostnadsnivån hos nätinnehavare i genomsnitt skulle ha kunnat uppnå. Nätinnehavarens elnätstillgångar justeras årligen med investeringsårsspecifika, frysta jämförpriser och tillsynsdata som samlas in från nätinnehavare, så att elnätstillgångarna motsvarar genomsnittligt deras faktiska bruksvärde.

Det bör noteras att tillämplig jämförpris beror på komponenternas investeringsår, till skillnad från tidigare metoder. Ur nättillgångars synvinkel återspeglar därför nättillgångarna justerade med jämförpriser nätets genomsnittliga nyttjandevärde, från vilket inflationseffekten har tagits bort. Inflationens effekt på den skäliga avkastningen beräknad från tillgångar på nätet beaktas endast genom avkastningen.

Nätinnehavarnas balansvärden motsvarar inte det faktiska värdet på grund av olika redovisningsprinciper och kortare avskrivningstider i företags bokföring. Jämförpriser används också för att fokusera på effektivitetskravet för investeringar och för att förhindra en artificiell eller omotiverad ökning av värdet på elnätstillgångarna, samt för att styra nätinnehavare att verka kostnadseffektivt.

Jämförpriser uppmuntrar nätoperatörer att effektivisera sina investeringar och förhindra att högre kostnader överförs till kundpriser, vilket är nödvändigt på grund av ineffektivitet eller dåliga entreprenadavtal. Dessutom är det med jämförpriser

³ Lag om tillsyn över el- och naturgasmarknaden 4 §

⁴ Regeringens proposition (RP 127/2004 rd, s. 7)

⁵ Sähkön sisämarkkina-asetuksen (2019) 18 artiklan 2 kohta



möjligt att kontrollera att nättillgångarna inte inkluderar kostnadsposter som inte hör dit. Syftet med jämförpriserna är att uppmuntra långsiktig effektivitet i investeringar och att söka efter mer kostnadseffektiva sätt att möta behoven av nätverksbyggande.

Jämförpriserna är genomsnittliga komponentspecifika priser baserade på kostnaderna för nätinnehavarens realiserade nätinvesteringar. Jämförpriserna undersöks och bestäms för varje tillsynsperiod separat, så att de på ett adekvat sätt återspeglar det nätets som ska byggas verkliga användningsvärde. Jämförpriser uppdateras inte inom tillsynsperioden, eftersom detta försvagar styreffekten för att förbättra kostnadseffektiviteten. Dessutom skulle ett tätare uppdateringsintervall komplicera metoderna, med hänsyn tagen till den nuvarande principen om en skälig avkastning och det skulle inte ha något mervärde för definiering av värdet på faktiska elnätstillgångar. Ett tätare uppdateringsintervall skulle också vara utmanande att implementera på en praktisk nivå på grund av det stora arbetet för både nätinnehavare och Energimyndigheten.

KORRIGERING AV NÄTTILLGÅNGAR SOM INTE INGÅR I BILAGA 1

Om en komponent eller investering i reglerade elnätstillgångar inte ingår i de nätkomponenter som avses i bilaga 1 kan komponenten upptas i balansvärdet utifrån bokslutet på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.2.

I samband med inlämningen av tillsynsdata av nätstruktur måste nätinnehavare lämna en tillräcklig förklaring och motivering på grund av vilket Energimyndigheten ska bedöma om komponenten ska godkännas till sitt balansvärde eller inte. Förklaringen ska visa varför den ovanliga komponenten eller lösningen i fråga har varit nödvändig eller rimlig ur nätverksamhetens synpunkt. Förklaringen ska också visa lösningens kostnadseffektivitet jämför med andra möjliga lösningar.

Nätinnehavare ska under 2024 rapportera och inlämna till Energimyndigheten uppgifter om alla kostnadsposter och komponenter, som hör till dess elnät, och som för närvarande är bokförda i andra materiella eller andra immateriella tillgångar, och som tidigare har beaktats i deras bokförda värde. Av rapporteringen ska även framgå de komponenter som tidigare beaktats i sitt balansvärde, men för vilka ett jämförpris kan hittas vid uppdatering av jämförprislistan. Med detta kontrolleras att när fördelning av komponenter förfinas ska äldre kostnadsposter med ett jämförpris enligt jämförprislistan inte beaktas i balansräkningen. I samma uppdelning ska även framgå de balansräkningskostnader som inte är anslutna till elnätet och de som är anslutna till men för vilka en riktig nätkomponent kan hittas och de för vilka ingen nätkomponent kan hittas i jämförprislistan.



Alla nätverkskomponenter för vilka ett jämförpris kan hittas bör endast beaktas genom jämförpriser och elimineras från andra råvaror.

Informationssystem för nätverksamhet och meddelandenätverk för nätdriftskontroll

Liksom under tidigare kontrollperioder kan genomsnittliga jämförpriser inte längre tillämpas på system och meddelandenät. Det beror på att, utifrån den jämförprisanalys som Energimyndigheten gjort, är en stor del av kostnaderna för systemen slitage, då systemen till stor del köps in som tjänster och med årliga betalningar.

Vissa av nätinnehavare aktiverar dock fortfarande ett visst antal kostnadsposter relaterade till informationssystem. Dessutom är det enorma skillnader i de årliga kostnaderna mellan företagen, både i utgifter och i aktiveringar. I några av företagen är kostnaderna för systemen och meddelandenäten nästan helt täckta och i några av de enskilda systemen har större aktiveringar gjorts på ett år och/eller mindre aktiveringar på flera år.

Under den fjärde och femte tillsynsperioden användes fortfarande 2010 jämförpriserna baserade på den rapport som Energimyndigheten beställt. I detta fall justerades nätinnehavares nättillgångar med jämförpriserna för de system som används så att kostnaderna redovisades till näthyrorna, så att kostnaderna inte skulle beaktas två gånger. Därför är kostnaderna eller utgifterna i fråga inte alltid inkluderade i alla aspekter av de kontrollerbara operativa kostnaderna som ingår i effektivitetsincitamentet.

Med hänvisning till ovanstående kommer systemen och meddelandenäten att hanteras på ett sådant sätt att i den sjätte och sjunde tillsynsperioden, vad gäller aktivering, beaktas nödvändiga och kostnadseffektiva systemlösningar för nätverksamhet i sitt bokslutsvärde enligt bokslutet. På motsvarande sätt beaktas kostnaderna som en genomräkningspost i den sjätte kontrollperioden medan de i de sju fyra kontrollperioderna normalt beaktas som en kontrollerbar kostnad i effektivitetsincitamentet. Följaktligen kan de realiserade kostnaderna för systemen samlas in från alla företag för den sjätte tillsynsperioden, och dessa kostnader beaktas under den sjunde tillsynsperioden i referensnivån för effektivitetsincitamentet.

PRINCIPEN OM JUSTERING AV NÄTTILLGÅNGAR OCH DESS GRUNDER

Den korrekta och motiverade justeringen av nättillgångar är kopplad till fastställandet av en skälig avkastning.



När man använder den reala avkastningen kan hela massan av nätverkstillgångar justeras med samma senaste jämförpriser. Likaså ska nättillgångarna vid användning av nominell avkastning bestämmas med en metod som motsvarar bokförda värden, där hela nättillgångarna inte kan justeras med samma jämförpriser utan varje investeringsår ska ha sina egna frysta jämförpriser, vilket används endast för investeringar gjorda under det året. Med andra ord, vid användning av den nominella avkastningen ska det för varje enskilt investeringsår skapas separata nätvärdesberäkningar för varje investeringsår med jämförpriser, som fryses för att användas i beräkningen vid bestämning av värdet av det årets investeringar för tillsynsperiodens olika år.

Skillnaden i behandling beror på korrekta och motiverade hänsyn till inflationen. Om den nominella avkastningen användes, om nättillgångarna justerades som en stor massa, skulle det äldre nätet vid granskningstillfället värderas som för stort av den ackumulerade inflationen. Med andra ord, ju äldre nätverket var, desto större skulle övervärderingen bli.

Energimyndigheten har ansett det motiverat att använda den nominella avkastningen och den nettotillgångsjustering som krävs utifrån den beställda rapporten⁶, eftersom vi på så sätt kan nå en mer stabil och kostnadseffektiv avkastning fastställd i förhållande till nätkapitalstrukturen. Användningen av den nominella avkastningen stöds också av det faktum att dess fastställande är mer berättigad jämfört med den reala avkastningen, särskilt med justeringen av jämförpriserna. Den justeringsprincip som den nominella avkastningen kräver är tillsammans med den nominella avkastningen en mer kostnadseffektiv och robust princip som skapar bättre förutsättningar för tillsynsmetoder som är förutsägbara och uppmuntrar till kostnadseffektivitet genom sina styreffekter.⁷ Med andra ord, med den nominella avkastningen och den anpassning av nättillgångarna som det kräver kommer vi fram till ett säkrare och riskfritt resultat som motsvarar kostnaden.

Att justera hela massan av nättillgångar med samma jämförpriser kan leda till omotiverade fluktuationer av den gamla nätmassan och momentant till en situation där prissättningen inte är kostnadslikvärdig från nätinnehavares eller kunders synpunkt, om utvecklingen av jämförpriserna börjar avvika avsevärt från det inflationssantagande som används i den reala avkastningen. Att fastställa den reala avkastningen innebär dessutom utmaningar om den måste fastställas för en längre period i förväg.

⁶ DFC Economics S.r.l., Rate-base adjustment for inflation in energy networks regulation: A report for Energiavirasto, 2.10.2023

⁷ En mer detaljerad beskrivning av principen och grunderna för justeringen av nättillgångarna och dess beroende av bestämningen av avkastningsgraden finns i motiveringsmemor för tillsynsmetoderna



I den sjätte övervakningsperioden indexkorrigeras jämförpriserna fram till början av 2024 och därefter indexkorrigeras jämförpriserna med den årliga genomsnittliga förändringen av konsumentprisindex årligen för de kommande åren fram till 2027. Jämförpriserna kommer att uppdateras för den sjunde tillsynsperioden till situationen 2028. Energimyndigheten bedömer samtidigt behovet av förändringar för ett eventuellt förtydligande av indelningen, så att det till exempel skulle vara möjligt att lägga till nya komponenter i listan eller rätta till eventuella påträffade gjutfel. Från 2028 och framåt kommer jämförpriserna återigen att indexkorrigeras utifrån den genomsnittliga årliga förändringen av konsumentprisindex fram till tillsynsperiodens slut.

Den väsentliga skillnaden mot den tidigare justeringen av nättillgångar är att det tillämpliga jämförpriset för varje komponent beror på investeringsåret. Justerat återanskaffningsvärde, justerat aktuellt bruksvärde och justerad linjär avskrivning av avsnittens nättillgångar kommer att beräknas årligen från flera olika massor med investeringsspecifika årliga frusna jämförpriser.

ANVÄNDNINGSTIDER

Användningstid tillämpas vid beräkningen av elnätstillgångarnas justerade nuvarande bruksvärde och justerade linjära avskrivningar.

Intervallen för användningstiderna för olika nätkomponenter framgår av bilaga 1. Om ingen användningstid har definierats för en specific nätkomponent, förblir dess korrigerade aktuella bruksvärde konstant under tillsynsperioden. Hålltiden för diken bestäms utifrån jordkablarna.

Nätinnehavaren ska inom ramen för användningstidsintervallerna välja sådana användningstider för sina nätkomponenter som motsvarar de faktiska genomsnittliga tekniskekonomiska användningstiderna. Med detta avses den genomsnittliga tid som nätkomponenterna är i faktisk användning innan de byts ut. De valda användningstiderna avspeglar nätinnehavarens underhålls- och investeringsstrategi.

Nätinnehavaren ska rapportera de genomsnittliga tekniskekonomiska användningstiderna för sina nätkomponenter. Uppgifterna ska rapporteras med uppgifterna om nätstrukturen i tillsynsuppgifterna före utgången av mars 2025 i samband med inlämningen av uppgifter av nätstrukturen. Därefter kan nätinnehavaren inte längre ändra på de angivna användningstiderna.

Vid behov kommer Energimyndigheten under tillsynsperioden att samla in uppgifter om avkopplade komponenters ålder av nätinnehavarna. Utifrån uppgifterna övervakar Energimyndigheten att de valda genomsnittliga användningstiderna under



tillsynsperioden inte avviker mycket från de faktiska användningstiderna. Om de valda användningstiderna skiljer sig avsevärt från de verkliga genomsnittliga åldersuppgifterna för avvecklingarna, kommer Energimyndigheten att justera användningstiderna för det slutliga tillsynsbeslutet så att de bättre motsvarar de faktiska genomsnittliga användningstiderna.

ÅLDERSUPPGIFTER

Åldersuppgifter används för att beräkna det korrigerade nuvarande bruksvärdet för elnätstillgångarna. Åldersuppgifter används också för att fastställa värdet av rivningar samt i övrigt vid beräkningen, då det är nödvändigt att värdera den äldre komponentens massa med index och att undersöka gällande enhetspris.

Nätinnehavaren ska utreda den faktiska åldersuppgiften för varje komponent i elnätet i slutet av varje tillsynsår. Denna uppgift ska också utredas för rivningar som genomförts under året. Med hjälp av dessa åldersuppgifter justeras nätet till rätt nivå enligt principen om nättillgångsjustering.

Med faktiska åldersuppgifter avses komponentens användningsålder, dvs. åldern beräknad från och med den första användningstidpunkten eller tillverkningsåret.

När en ny investering meddelas i tillsynsuppgifterna för första gången, ska åldern av komponenten tolkas vara 0, om investeringen i fråga är helt ny och som har tagits i bruk vid slutet av året. På motsvarande sätt ska för sådana komponenter som anskaffats i lager och tas i bruk från lagern åldersuppgift anges enligt anskaffningsåret d.v.s inte enligt året då komponenten tas i bruk.

För de komponenter för vilka nätinnehavaren inte kan utreda den verkliga åldern används den användningstid som valts som ålder vid beräkningen av nätkomponentens ålder. Med andra ord beräknas endast linjär avskrivning för dessa komponenter under antagandet att komponenten skulle ha åldern som motsvarar komponentens innehavsperiod.

KLASSIFICERING AV MILJÖFÖRHÅLLANDEN

Olika verksamhetsmiljöer för investeringar beaktas vid justering av nätegendom utöver komponentstrukturerna även genom att man utnyttjar miljöförhållandeklasserna i förteckningen över jämförpriser. Miljöförhållandeklasserna grundar sig på kartmaterial som upprätthålls av Finlands miljöcentral. Närmare definitioner för olika miljöförhållandeklasser beskrivs i definitionerna av nätkomponenter i förteckningen över jämförpriser.



Klassificeringen ska tillämpas vid fastställande av följande nätkomponenter:

- diken för 0,4 kV och 20 kV jordkabelnät
- diken för 110 kV jordkabelnät
- ersättningar för ledningsgator för 110 kV luftledning
- tomter för 110/20 kV ställverk.

Nätinnehavaren ska varje år under tillsynsperioden klarlägga klassificeringen av miljöförhållandena för de nätkomponenter i bilaga 1 för vilka specifikationen behövs. Nätinnehavaren ska vid behov på ett tydligt och transparent sätt kunna verifiera fastställandet av förhållandena till Energimyndigheten. Om nätinnehavaren inte kan verifiera klassificeringen med stöd av kartmaterialet, ska den billigaste miljöförhållanden används vid beräkningen.

KOMPONENTER UTANFÖR NÄTVERKSAMHETEN

Komponenter och tillgångsposter som inte ingår i nätverksamheten ska inte räknas med i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten. Till dessa hör bland annat markområden som inte i verkligheten används för nätverksamhet. För dessa poster beräknas ingen skälig avkastning eftersom de inte omfattas av nätverksamheten.

Till nätverksamheten hör inte de komponenter som inte

- är i nätinnehavarens besittning utan nätinnehavaren använder dem genom förmögenhetsrättsliga arrangemang där besittningsrätten till nätet inte överförs från nätets ägare (s.k. delaktighet i tillgångar)
- omfattas av nätinnehavarens utvecklingskyldighet
- utgör nätinnehavarens nätverksamhet enligt nättillståndet

Till nätverksamheten i hyresnät hör utöver det ovannämnda inte de komponenter som inte inkluderats i hyresavtalet om det hyrda elnätet.

Dessutom räknas komponenter som omfattas av fri konkurrens inte in i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten. Till dem hör bland annat komponenter som en kund låtit bygga och som uppfyller kriterierna för anslutningsledning samt komponenter som klassificeras som tilläggstjänster, såsom reservkraftgeneratorer för enskilda kunder.

Nättdelar som betjänar en eller flera produktionsanläggningar och som har byggts efter 1.9.2013 ska inte heller räknas in i justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten om inte nättdelen samtidigt betjänar annan elförbrukning än sådan som



direkt hänför sig till produktion. Om det emellertid är fråga om en lednings- eller kabelsanering som är i nätinnehavarens ägo och som uppfyller kännetecknen för en anslutningsledning och som byggts före 1.9.2013, kan det fortfarande vara fråga om byggande som omfattas av nätverksamheten, om kunden inte går med på att ta andelen i sin besittning.

KOMPONENTER UTANFÖR JUSTERADE ELNÄTSTILLGÅNGARNA

Komponenter som inte hör till nätverksamheten kan inte heller ingå i elnätstillgångarna. Till de justerade elnätstillgångarna hör inte heller de komponenter som inte

- har anslutits till nätet
- är i faktisk användning, till exempel lagrade utrustningar och material
- har orsakat anskaffningskostnader för nätinnehavaren
- är nödvändiga för nätets funktion.

Dessutom inkluderar justerade elnätstillgångar inte sådana komponenter som inte har aktiverats fullt ut vid redovisningen av investeringar. Exempelvis får en komponent, varav en del fortfarande hänger i bokföringen i oavslutade investeringar, inte redovisas i tillgångarna som ska justeras i uppgifter om nätstrukturen, eftersom tillgången annars kommer att beaktas två gånger. Motsvarande komponenter ska endast redovisas i uppgifter om nätstrukturen när alla oavslutade investeringar för dem har bokförts.

Komponenter vars utgifter bokförs som kostnader får inte heller redovisas i uppgifter om nätstrukturen i justerade nättillgångar, eftersom kostnaderna annars kommer att beaktas två gånger i tillsynsmetoderna.

Särdrag hos högspänningsdistributionsnät

I justerade elnätstillgångar kan i högspänningsdistributionsnät inräknas en nät-del som betjänar en enskild elanvändningsplats eller en eller flera produktionsanläggningar och som har byggts efter 1.9.2013 för en produktionsanläggning om nät-delen är

- finansierad av nätinnehavaren,
- i nätinnehavarens ägo och besittning,
- redan från början planerad och dimensionerad för att utöver produktionen dessutom betjäna förbrukningen av någon annan av nätinnehavarens kunder på området i närmaste framtiden,



- ur elsystemets och slutanvändarnas synvinkel den mest tekniskt och ekonomiskt förnuftiga nätlösningen, med vilken överföringstjänsten för alla nätanvändare kan produceras på ett kostnadseffektivt sätt.

Nätinnehavaren ska i samband med inlämningen av tillsynsuppgifterna lämna in en utredning om de komponenter i ett högspänningsdistributionsnät vilka betjänar en enskild elanvändningsplats eller en eller flera produktionsanläggningar och inkluderats i de justerade elnätstillgångarna, och motivationerna för varför detta har gjorts. Myndigheten bedömer behandlingen av dessa komponenter utifrån den erhållna utredningen.

I ett högspänningsdistributionsnät ska det beaktas att högspänningslednings projektstillstånd som avses i elmarknadslagen 14 § inte bestämmer hur en komponent eller en del av ett nät ska hanteras i tillsynsmetoderna.

I tillsynsmetoderna godkänns som en del av nätverksamheten och dess nätegen- dom endast sådana delar av nätet som på goda grunder kan konstateras avvika från anslutningsledningens kännetecken och uppfylla elmarknadslagens mål för kostnadseffektivitet och byggande av högspänningsdistributionsnät. I högspän- ningsnätet ska beaktas att det i första hand åligger abonnenten att bygga den nöd- vändiga anslutningskabeln för att ansluta till högspänningsnätet. Dvs. nätinneha- varen behöver inte bygga den kabeldel som abonnenten behöver nära sin utrust- ning.

Till exempel en omväg som byggts för en enskild abonnent eller för enskilda abon- nenter och som väsentligen avviker från den mest kostnadseffektiva ruten kan tolkas som byggd för abonnenters behov samt som en del av ett elsystem som uppfyller kännetecknen för anslutningsledning eller förbättrar nätets överförings- förbindelser och som en del av ett nät som är onödig och inte kostnadseffektiv för övriga kunder. I motsvarande fall godkänns nät i nättillgångarna endast på basis av den mest kostnadseffektiva, dvs. i princip den kortaste möjliga ruten, om det handlar om byggande som ingår i nätverksamheten.

Nätinnehavaren ska lämna en utredning till myndigheten om avvikelser från den kortaste, och i princip mest kostnadseffektiva lösningen för alla kunder, görs på grund av en enskild abonnent eller enskilda abonnenter. Detta säkerställer att hög- spänningsnätet som ingår i den reglerade nätverksamheten skulle byggas på lämp- ligt sätt, enligt effektivitetsprincipen, så kostnadseffektivt som möjligt för alla slu- tanvändare, endast för utveckling av överföringsförbindelser och inte för individu- ella abonnenters behov av anslutningskabel. Utifrån utredningen bedömer myndig- heten vilken andel av nätet som kan beaktas vid anmälan av strukturuppgifter om nättillgångar. Nätinnehavaren kan fortfarande implementera högspänningsnätet



som den finner lämpligt inom ramen för projekttillstånden, men med metoderna beskrivna i detta dokument är syftet att säkerställa att slutanvändare inte behöver betala högre distributionsavgifter för lösningar där högspänningsnätet har i praktiken endast gjorts på grund av enskilda abonnenters behov, medan anslutning i liknande fall kan genomföras i princip med kostnadseffektivt urslut användarnas synvinkel med anslutningsledning istället för att konstruktionen faller inom ramen för reglerad elnätsverksamhet. Vidare är detta för att säkerställa att nätet byggs och beaktas i metoderna endast med de mest kostnadseffektiva lösningarna ur nätutvecklingssynpunkt, så att överföringspriserna inte stiger på grund av en onödigt stor nätmassa.

Om det i efterhand framgår för myndigheten att nätinnehavaren har meddelat ovan nämnda kostnadseffektiva lösningar i nätegendomen för att betjäna en enskild abonnent och nätinnehavaren inte har lämnat in någon utredning om detta till myndigheten eller frågat om saken, kan myndigheten baserat på sin bedömning korrigera hela andelen från ifrågavarande tillsynsperiod och beaktandet av nätdelen bedöms först under följande tillsynsperiod. Syftet med detta är att säkerställa att högspänningsdistributionsnätet byggs på ett kostnadseffektivt sätt och att den enskilda abonnentens behov inte går före andra kunders behov eller före nätinnehavarens kostnadseffektiva utveckling av elsystemet, och därmed utan grund höjer överföringspriserna för alla kunder på grund av en onödigt stor nätmassa.

Myndigheten ger vid behov närmare anvisningar om tolkningen av nätverksamheten eller av nätdelar som inte omfattas av nätegendomen.

ERHÅLLNA STÖD FÖR ANLÄGGNING AV NÄT

Nätinnehavaren kan få stöd eller annan form av kompensation för investeringar i nätet, till exempel från finska staten eller Europeiska unionen. I princip är det alltid fråga om stöd om någon aktör deltar direkt i nätinnehavarens byggkostnader. Ledningar för gemensam användning beaktas i princip dock inte som stöd i metoderna och de ska anmälas enligt anvisningarna för ifyllande av konstruktionsavgifter. Som en generell princip när det gäller anmälan av samutnyttjade linjer är att tillgången kvantitativt observeras bara en gång oavsett nätinnehavarens eller nätinnehavarnas kostnadsandel. Detta menar att till exempel den anmälda totala mängden av samutnyttjad linjen mellan stamnätföretaget och ett distributionsnätföretag måste motsvara projektets totala mängden. Naturligtvis gäller samma princip också samutnyttjade linjer mellan två distributionsnätinnehavare.

Komponenter som finansierats med stöd eller kompensationer för nätanläggning räknas inte med i det justerade återanskaffningsvärdet och nuvarande bruksvärdet på elnätstillgångarna, om stödet inte ökar nätinnehavarens justerade resultat.



Motsvarande stöd elimineras från beräkningen genom att endast den andel av nät-komponenterna som inte fått stöd anges. Den understödda andelen får inte uppges i strukturuppgifterna. Detta gäller alla, även äldre investeringar.

Stöd som hänför sig till nätkomponenter och som syns i nätinnehavarens bokföring som en post som ökar det justerade resultatet beaktas vid korrigeringen av näte-gendomen vid anmälan av strukturuppgifter så att en skälig avkastning inte ska fås med stödets andel. Informationen av den nätdel som finansieras med stödet ska anmälas i tilläggsinformation enligt de instruktioner som ska ges separat.

Nätinnehavaren ska i samband med att strukturuppgifterna för nätet lämnas in lämna in en utredning om beloppen av alla stöd och andra kompensationer som nätinnehavaren fått i fråga om de nätkomponenter som faktiskt används. Av redogörelsen ska radspecifikt framgå nätkomponenten och det stödbelopp som riktats till den. Av redogörelsen ska dessutom framgå hur stödet har uppgetts i boksluts-uppgifterna och strukturuppgifterna.

När det gäller de intäkter som tillfaller nätinnehavaren från linjeöverföringar som genomförs på kundernas begäran och behov, anses betalningar för kostnaderna för linjeöverföring inte som erhållna subventioner för byggandet av nätet. Enligt tillsynsmetoderna anses den ersättning som kunden betalar för linjeöverföringar inte vara riktad till själva investeringen utan till kostnaderna för att flytta nätet. I detta fall bör dessa linjeöverföringskostnader specificeras i bokföringen och den aktuella ersättningen redovisas mot dem, antingen i resultaträkningen eller i balansräkningen. När det gäller kostnader som påverkar resultatet skulle stödet intäktsföras och vad gäller kostnader som påverkar balansräkningen som en minskning av anskaffningskostnaden.

Energimyndigheten ger vid behov närmare anvisningar för inrapportering av komponenter finansierade med stöd.

HYRESNÄT

Komponenterna i ett hyrt elnät ska inkluderas i de justerade nättillgångar som bundits i elnätsverksamheten. Hyresarrangemanget upplöses enligt samma principer för både de enskilda komponenterna och den större helheten.

Nätinnehavaren ska kunna specificera samtliga komponenter som ingår i hyran för nätet.

Nätinnehavaren kan rapportera de hyrda komponenterna i tillsynsuppgifterna endast om komponentens ägare inte har rapporterat komponenten i sina egna nättillgångar enligt nättillståndet.

ADEKVAT ANMÄLNING AV UPPGIFTER OM NÄTSTRUKTUR

Principerna i detta dokument och de anvisningar som ges av Energimyndigheten, samt instruktioner och specifikationer relaterade till deklaration av komponenter, ska följas vid anmälan av nätverkets struktur. Om det på initiativ av Energimyndigheten under tillsynsperioden visar sig att nätinnehavare felaktigt har angett komponenter eller tillsynsuppgifter som rör strukturdata av nätet i strid med givna anvisningar och specifikationer, kan nätinnehavaren bli föremål för en beräknad påföljd inom ramen för tillsynsmetoderna.

Påföljdens storlek baseras eventuellt på den vinst nätinnehavaren får på den felaktiga anmälan. Behovet av påföljden bedöms dock från fall till fall. Ingen påföljd tillämpas på felkorrigeringar som uppmärksammas och utförs på nätinnehavarens eget initiativ.

2.1.1 Justerat återanskaffningsvärde och linjär avskrivning

Det justerade återanskaffningsvärdet och den linjära avskrivningen för elnätstillgångar bestäms för varje år under tillsynsperioden per den sista december respektive år.

Fastställandet av återanskaffningsvärdet baseras på värderingen av investeringsårens tidpunkt, det vill säga en princip som simulerar redovisningsvärden där värdet av den gamla massan inte ökar utan fryses till anskaffningsårets genomsnittliga jämförpris. Detta måste göras så att inflationen beaktas, eftersom den nominella avkastningen kommer att användas för att bestämma den rimliga avkastningen.

Principen för beräkningen av återanskaffningsvärde per nätkomponent för år 2024 presenteras i formeln nedan.

$$JHA_{2024} = JHA_{vanha\ massa} + INV_{määrä_{2024}} \times YH_{2024} - Purut_{2024} \quad (2)$$

$Purut_{2024}$	=	Återanskaffningsvärdet beräknat för nedmonteringar från året 2024 med hjälp av jämförpriserna under investeringsåren för nedmonteringar
$JHA_{vanhamassa}$	=	JHA fastställd före 2024 för den gamla massan
$INV_{määrä}$	=	investeringsmängd för år 2024

$$YH_{2024} = \text{jämförpris i år 2024}$$

Beräkningen för 2025 motsvarar beräkningen av 2024, men i det här fallet inkluderar återanskaffningsvärdet för den gamla massan 2024 års investeringar och den minskning som nedmonteringarna orsakat. Samma princip kommer att fortsätta till 2031. Formeln nedan visar hur den gamla massan beräknas år 2024.

$$JHA_{\text{vanha massa}} = JHA_{2011} + \sum_{t=2012}^{2023} (INV_{\text{määrä}_t} \times YH_t - Purut_t) \quad (3)$$

$Purut_t$	=	Återanskaffningsvärdet beräknat för nedmonteringar från året t med hjälp av jämförpriserna under investeringsåren för nedmonteringar
JHA_{2011}	=	JHA-ackumuleringen under år 2011 beräknas med hjälp av jämförpriserna vid investeringstillfället definierat med hjälp av åldersinformation
$INV_{\text{määrä}_t}$	=	investeringsmängden i år t
YH_t	=	jämförpris i år t

Återanskaffningsvärdet vid utgången av 2011 bestäms utifrån Energimyndighetens tillsynsdata.⁸ Baserat på uppgifter om medelålder av komponenten vid utgången av 2011 beräknas det genomsnittliga inköpsåret för en nätkomponent, till vilket jämförpris i bruk vid utgången av 2011 justeras bakåt med hjälp av konsumentprisindex.

Nätinnehavare har möjlighet att lämna in till Energimyndigheten exakta och verifierbara åldersspridningsdata (på finska *ikähajontatiedot*) med komponentuppdelningen enligt den tredje tillsynsperioden. Detta kan göras antingen direkt enligt situationen 2011 eller enligt situationen 2024. Om informationen är verifierbar och överallt av god kvalitet kan Energimyndigheten göra en rättelse för det gamla året 2011 genom att använda mer detaljerad information som erhållits från

⁸ Tillsynsdata äldre än 2011 är inte tillräckligt korrekta och kostnadsreflekterande i förhållande till aktuella behov. Detta beror på att värderingen av kabelgravar under den andra tillsynsperioden inte baserades på faktiska dikelängder och att grävningförhållandena och andra nätkomponenter var inte ännu väldigt exakt fastställda. Dessutom baserades värderingen inte på medelåldersdata utan man baserade beräkningen på antagandet att nätet åldras genom linjära avskrivningar. Även om uppdelningen inte har varit lika exakt under den tredje tillsynsperioden (slutet av 2011 – slutet av 2014) som nuförtiden, fanns det heller motsvarande behov av det vid den tiden som det nu finns, och jämförpriserna återspeglade kostnader i genomsnitt på en god nivå enligt bokslutet. På grund av den snävare listan över komponenter tillämpades av motiverade skäl företagsspecifika jämförpriser på vissa nätinnehavare för sådana lösningar för vilka det inte var motiverat att använda ett genomsnittligt jämförpris. Utifrån ovanstående anser Energimyndigheten att jämförpriserna och komponentuppdelningen vid utgången av 2011, oavsett den snävare listan över jämförpriser, är det bästa året att börja utvärdera jämförpriser baklänges för att kunna utvärdera nätmassan av situationen i 2011.



nätinnehavare, istället för att utföra beräkningen med en förenkling som förutsätter att alla investeringar gjorts exakt vid den tidpunkten som motsvarar medelåldersdata.

Investeringar gjorda under perioden 2012-2023 beaktas direkt med investeringsdata enligt tillsynsdata. På motsvarande sätt är det nödvändigt att göra en förenkling för rivningar, vilket menar att den nedmonterade delen har demonterats inom innehavstiden och att korrigera värdet av rivningen till värdet vid investeringstillfället. Med andra ord används jämförpriset för rivningen som jämförpriset äldre än innehavstiden, vilket bestäms med hjälp av konsumentprisindex och jämförpriset för det aktuella rivningsåret.

När det gäller luftledningar kommer den nedre gränsen för innehavstiden att användas vid beräkningen som innehavstid, om nätinnehavare inte kan verifiera att dess faktiska nedmonteringstider har varit väsentligt äldre än genomsnittligt detta under perioden 2012-2023.⁹

Om däremot nätinnehavare kan lämna in åldersspridningsdata utöver fördelningen vid utgången av 2011 även med fördelningen enligt utgången av 2016 i situationen 2024, så kan den gamla massan före 2024 fastställas direkt baserat på dessa uppgifter och de jämförpriser som använts under åren 2012-2023. Med ovanstående princip finns det inget behov av att ta hänsyn till nedmonteringar separat, eftersom de ingår i situationen redan i slutet av 2024.

System och meddelandenät eller andra nätkomponenter som beaktas från 2024 i sitt balansvärde beaktas inte vid beräkning av gamla tillsynsdata, eftersom de beaktas i deras balansvärde.

När det gäller den gamla massan går det även att ta hänsyn till åldersspridningen mer exakt utifrån åldersspridningen, om nätoperatören kan förse Energimyndigheten med kvalitativt heltäckande, verifierbar åldersavvikelseinformation för de demonterade komponenterna. Det finns dock inget behov av detta förutom i situationen, om beräkningarna måste ta hänsyn till de nedmonteringar som gjorts före 2024 för den gamla massan.

Vid behov ger Energimyndigheten anvisningar för att lämna ytterligare information.

Indexkorrigering av jämförpriser

⁹ Baserat på nedskrivningsdata om försörjningstrygghetsincitamentet från nätinnehavarna har luftledningarnas faktiska innehavstid varit betydligt kortare än de rapporterade innehavstiderna och nära den nedre gränsen för innehavstidsintervallet i den fjärde och femte tillsynsperioderna.



För varje investeringsår fastställs en separat investeringsårsspecifik jämförpris som endast används för att värdera det årets investeringar under komponentens livscykel. För att anpassa investeringsårets komponenter så att jämförpriset i genomsnitt motsvarar den genomsnittliga kostnadsnivån vid investeringstillfället, det vill säga att jämförpriset bättre motsvarar värdet vid investeringstillfället, kommer jämförpriserna att justeras genom att konsumentprisindex eller levnadskostnadsprisindex ändras för olika år, exklusive den faktiska uppdateringen av jämförpriserna. För att fastställa jämförpriserna för investeringar äldre än 2011 används den årliga förändringen av levnadskostnadsindex från 2011 tillbaka. För år 2025 och framåt kommer den årliga förändringen av konsumentprisindex att användas, med undantag för den separata beräkningen av jämförpriserna för år 2028, från vilken de investeringsårsspecifika jämförpriserna återigen kommer att korrigeras med årskursen förändring i konsumentprisindex fram till 2031. Formeln nedan beskriver principen för hur jämförpriset bestäms för år efter 2024.

$$YH_t = \frac{KHI_t}{KHI_{2024/2028}} \times YH_{2024/2028} \quad (4)$$

där

YH_t = jämförpris för investeringen under år t

t = året i fråga

KHI_t = genomsnittet av april-september indexpoäng för konsumentprisindex (2005=100) under året t

$KHI_{2024/2028}$ = genomsnittet av indexpoäng för april-september för konsumentprisindex (2005=100) 2024 under den sjätte tillsynsperioden och 2028 under den sjunde tillsynsperioden

$YH_{2024/2028}$ = Under den sjätte tillsynsperioden jämförpriset 2024 och under den sjunde tillsynsperioden jämförpriset 2028

På samma sätt, som bakåt justeringen av jämförpriserna, används ett levnadskostnadsindex, som motsvarar konsumentprisindex, men dess statistik sträcker sig bara till betydligt äldre år. Principen som beskrivs i formeln nedan, visar hur jämförpriser bestäms för investeringar äldre än 2011.



$$YH_t = \frac{EKI_t}{EKI_{2011}} \times YH_{2011} \quad (5)$$

där

YH_t = jämförpris för investeringen under år t

t = året i fråga

EKI_t = indexpoäng för levnadskostnadsindex år t

EKI_{2011} = indexpoäng för levnadskostnadsindex år 2011

YH_{2011} = jämförpriser i början av 2012, d.v.s. i slutet av 2011

Beräkningen av linjär avskrivning

Den frysta linjära avskrivningen beräknas normalt från det frysta återanskaffningsvärdet genom att dividera det fastställda frysta återanskaffningsvärdet med innehavstiden för nätkomponenten. Den linjära avskrivningen av nätkomponenten består av summan av de frusna återanskaffningsvärdena för respektive nätkomponent under de olika investeringsåren, baserat på de komponenter som faktiskt används. I detta fall är den linjära avskrivningen för hela nätet (TP i formeln nedan) beräknad som summan av den linjära avskrivningen av de nätkomponenter som används.

Linjär avskrivning beräknas inte för komponenter som inte skrivs av. Enligt principen presenterades nedan linjär avskrivningen fastsälls för hela nätet.

$$TP = \sum_i^n \frac{JHA_i}{pitoaika_i} \quad (6)$$

JHA_i = Summan av den frusna linjära avskrivningen av nätkomponent i , beräknad från olika investeringsår

$pitoaika_i$ = JHA-ackumulationen 2011 beräknas utifrån åldersinformation till jämförpriset vid investeringstillfället

Fastställande av återanskaffningsvärdet för jordkabeldiken under tillsynsperioderna



Fastställandet av värdet på det markbundna kabelnätet kommer att ändra dess beräkningsprinciper för att närmare återspegla behandlingen av andra nätkomponenter.

Årligen ska nätoperatören förtfarande redovisa antalet diken som faktiskt är i bruk för olika förhållanden vid årets slut, men utöver detta ska nätinnehavaren även redovisa antalet nya grävda diken det året samt antalet nedmonterade diken under olika förhållanden. Uppdelningen i olika tillståndsklasser görs endast utifrån de jordkabeldiken där faktiskt använda jordkablar passerar.

Alla fall där ett dike har grävts upp igen på befintlig underjordisk viltstråk och fall där diketskablar tas ur bruk ska redovisas som nedmonterat dike. Med detta sagt ska det totala antalet underjordiska jordkabeldiken alltid motsvara investeringarna och nedmonteringarna och det totala antalet föregående år.

Angående det nya diket ökar återanskaffningsvärdet direkt som en produkt av det aktuella enhetspriset och mängden av grävningen, om de gamla dikena inte har öppnats eller nedmonterats. Ett nedmonterat dike tolkas som en normal nedmontering av en komponent, varvid även det frusna återanskaffningsvärdet ska bestämmas för den, vilket dras av från beräkningen av återanskaffningsvärdet för nätmassan ock därmed även den linjära avskrivningen.

Det frysta återanskaffningsvärdet för den nedmonterade diket bestäms av det indexkorrigerade jämförpriset på tillståndet som motsvarar ålderinformationen för den nyaste jordkabeln som går i diket. Nedan följer ett förenklat räkneexempel på en situation där ett befintligt dike öppnas igen från ett avstånd av 1 km och det redan finns två jordkablar i diket, åldern på den nyare är 20 år.

$$\text{Puretun ojan } JHA_{2024} = YH_{2024} \times \left(\frac{KHI_{2004}}{KHI_{2024}} \right) \times \text{puretun ojan määra} \quad (7)$$

Om nätinnehavaren inte på ett trovärdigt sätt fastställer det nedmonterade dikets ålder, används vid beräkningen gällande jämförpriser i nedmonteringsårets värde.

Utredning och tolkning av dikesdata

Det är möjligt att utreda de faktiska dikeslängderna baserat på lokalisering informationen för jordkablarna. Enligt 123 § i elmarknadslagen ska elnätsinnehavare senast vid utgången av 2014 skicka information om var jordkablar finns i digitalt format. Genom att utveckla nätverksinformationssystem är det möjligt att bestämma dikeslängder utan platspecifika kontroller, till exempel kan kablar i samma dike automatiskt tolkas som ett dike med hjälp av systemen. I princip tolkas intelligande jordkablar på samma sida av vägen som att de går i ett dike. På motsvarande sätt



handlar det redan när det gäller jordkablar som går på olika sidor av vägen som två skilda diken.

I vissa undantagsfall kan det med Energimyndighetens tillstånd vara möjligt att jordkablar som går nära varandra på samma sida av vägen tolkas som att de ligger i två separata diken. I liknande fall måste nätinnehavaren kontakta myndigheten och kontrollera saken. Om situationen avser ett stort område och det är öppet verifierbart att det med säkerhet är två separata diken, kan myndigheten ge sitt godkännande för förtydligandet av informationen. Det går dock inte att rätta till enskilda småsaker med detta utan snarare bredare ytor vilket kan bero på till exempel att dokumentationen är felaktig.

Tillståndsklasser för grävning

Fastställande av grävningsförhållanden har specificerats mer kostnadseffektivt och entydigt jämfört med tidigare kontrollperioder. Utifrån jämförprisundersökningen har Energimyndigheten undersökt vilka material som bäst beskriver nivån på grävningens kostnaderna. Utifrån rapporten har Energimyndigheten kommit fram till att det tidigare använda CLC-materialet kommer att överges, förutom stenig jord, och material som rent beskriver stadslandskapet och jordmånen kommer att användas istället. I framtiden baseras tillståndsbestämningen på följande mest exakta möjliga material:

Tillståndskategorierna för distributionsnätsdiken är följande:

1. Lätt: områden utanför planen (och andra villkor).
2. Vanligt: inom platsplanen (men utanför övriga villkor)
3. Normal: stenig jord eller CLC steniga områden (utanför kategorierna innerstad eller centrumområde)
4. Svårt: innerstadsområde (men utanför stadskärnområdets kategorier)
5. Mycket svårt: centrum av ett tätortsområde mer än 30 kvadrater (men mindre än 100 kvadrater) och stora och små delcentra som är delcentra av en stor stad (centrum av ett tätortsområde minst 100 kvadrater)
6. Mycket svårt: centrum av tätorten minst 100 rutor

Ovanstående kategorier används också delvis som ett hjälpmedel vid bestämning av 110 kV jordkabeldiken, linjeområdesersättningar, transformatorstations tomter och byggnader.



Vid behov ger Energimyndigheten närmare anvisningar om villkorens fastställande. Om det under övervakningsperioderna uppstår problem angående stenig jordmaterial när det gäller styreffekter och kostnadsreflektering tar Energimyndigheten bort kategori 3 från den sjunde tillsynsperiodens jämförprislista. Energimyndigheten anser dock med utgångspunkt i den aktuella rapporten att kategorin är motiverad utifrån kostnadernas korrelation även om det är känt att berggrundsmaterialets lämplighet för att bestämma grävningförhållanden kan ifrågasättas på grund av dess felaktighet.

2.1.2 Justerat nuvarande bruksvärde

Det justerade nuvarande bruksvärdet av elnätstillgångarna beräknas för varje år under tillsynsperioden som ett värde motsvarande situationen den sista december varje år med hjälp av återanskaffningsvärdet.

I beräkningen ska användas en värderingsprincip som simulerar en fryst redovisningsvärdering (på ett liknande sätt som i beräkningen av återanskaffningsvärdet), eftersom en nominell avkastning används för att fastställa en rimlig avkastning. Det justerade nuvarande bruksvärdet beräknas per investeringsår baserat på de frysta ersättningsvärdena för varje nätkomponent, samt information om ålder och hållbarhet. Nedan finns beräkningsprincipen sammanfattad för nuvärdet i bruk (NPV) 2024.

$$NKA_{2024} = NKA_{vanha\ massa} + INV_{määrä_{2024}} \times YH_{2024} - Purut_{2024} \quad (8)$$

Beräkningen följer principerna om återanskaffningsvärde, men vid bestämning av det aktuella bruksvärdet beräknas restvärdet av komponenterna under olika år istället för återanskaffningsvärdet (investeringskostnad). I detta fall, förutom investeringsårets jämförpris, tar beräkningen hänsyn till komponentens ålder som en faktor som minskat värdet. Det aktuella användningsvärdet för en enskild komponent bestäms av formeln nedan.

$$NKA = \left(1 - \frac{ikä}{pitoaika}\right) \times JHA_{jäädtyetty} = \left(1 - \frac{ikä}{pitoaika}\right) \times YH_{jäädtyetty} \quad (9)$$

$JHA_{jäädtyetty}$	=	Komponentille laskettu jäädtyetty arvo investointivuoden eli ikätiedon perusteella
$ikä$	=	Komponentin ikä laskentavuotena
$pitoaika$	=	Komponentin pitoaika
$YH_{jäädtyetty}$	=	Komponentin jäädtyetty yksikköhinta investointivuoden eli komponentin ikätiedon perusteella

Förenklat baserar beräkningen sig på att varje investering under ett annat år ska använda sitt eget frusna jämförpris. Med andra ord bestämmer komponentens ålder jämförprisinivån. På grund av detta består beräkningen av summan av bruksvärdesberäkningar av komponenterna gjorda under olika år. Eftersom beräkningen praktiskt taget bygger på volym- och jämförprisuppgifter för investeringar från olika år, och inte direkt på antalet nätkomponenter, måste beräkningen beakta nedmonteringar, så att nuvarande bruksvärdet inte beräknas för de nedmonterade komponenter.

2.2 Justering av övriga tillgångar i bestående aktiva

Vid justering av tillgångar som bundits i nätverksamheten beaktas andra tillgångar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen än elnätstillgångar i princip till sitt balansvärde. En sådan post är till exempel pågående anskaffningar. I fråga om dem justeras likväl affärsvärdet och placeringarna genom att de elimineras.

ÖVRIGA TILLGÅNGAR SOM UPPTAGITS I ELNÄTSTILLGÅNGARNA

Nätinnehavaren ska i noterna till bokslutet uppge sådana poster i elnätstillgångarna som inte beaktas i beräkningen av justerat återanskaffningsvärde och nuvarande bruksvärde. Dessa poster beaktas i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten till det värde till vilket de har upptagits i den särredovisade balansräkningen. Som en skälig avskrivningsnivå tillåts för dessa en planlig avskrivning som baserar sig på den särredovisade resultaträkningen. Dyliga poster är bland annat lagrade anläggningar och material för elnätsverksamheten.

Komponenter som ingår i de ovannämnda posterna beaktas inte vid beräkningen av elnätstillgångarnas justerade återanskaffningsvärde, oavsett om de ingår i komponentförteckningen i bilaga 1. Sådana komponenter beaktas till sitt särredovisade balansvärde. Nätinnehavaren ska vid behov redogöra för komponenternas bokförda värden.

ELNÄTSKOMPONENTER SOM UPPTAGITS I ANDRA ÄN ELNÄTSTILLGÅNGARNA

Om elnätskomponenter har upptagits i den särredovisade balansräkningen i andra poster än elnätstillgångar i bestående aktiva ska komponenternas balansvärde elimineras från dessa poster. Elimineringen görs för de komponenter som finns i förteckningen över nätkomponenter i bilaga 1 och är i faktisk användning i elnätet. Dessa komponenter beaktas i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten till sitt justerade nuvarande bruksvärde enligt avsnitt 2.1.2.



AFFÄRSVÄRDE

Affärsvärde enligt den särredovisade balansräkningen elimineras i samband med justeringen av de tillgångar som bundits i nätverksamheten.

I förarbetena till lagstiftningen (RP 20/2013 rd) finns ett ställningstagande till företagsaffärer och andra arrangemang där elnätstillgångarna betingar ett högre pris än sitt faktiska bruksvärde.

Tillsynsmetoderna bör således utgå från det faktiska bruksvärdet för nätinnehavarens elnätstillgångar, som beskriver det företagsspecifika marknadsvärdet, och inte från till exempel de kommersiella marknadsvärden som fastställts på basis av företagsarrangemang och som kan innehålla värderings- eller justeringsposter som inte hör till elnätsverksamheten.

Elnätstillgångarna i den särredovisade balansräkningen justeras till sitt justerade nuvarande bruksvärde på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.1. Det beskriver elnätstillgångarnas faktiska bruksvärde i tillsynsmetoderna.

Energimyndigheten anser alltså att affärsvärdet i balansräkningen, som uppstått genom en företagsaffär, beskriver ett sådant immateriellt värde som inte kunnat hänföras till andra tillgångsposter.

Fusionsaktiva

Andelen för affärsvärde i fusionsaktiva som uppkommer genom sammanslagning behandlas på samma sätt som affärsvärde.

PLACERINGAR

I samband med justering av tillgångar som bundits i nätverksamheten elimineras placeringar bokförda i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen.

Till placeringar i bestående aktiva hör bland annat placeringar i annat syfte än att uppnå vinst i direkt anknytning till nätverksamheten eller att utvidga verksamheten. Dyliga placeringar kan inte anses vara nödvändiga för elnätsverksamheten. Därför är det inte heller motiverat att räkna in dem i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

2.3 Justering av tillgångar i rörliga aktiva

FINANSIERINGSTILLGÅNGAR

Vid bestämning av de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten elimineras finansieringstillgångar i den särredovisade balansräkningen.

Till de finansieringstillgångar som ska elimineras hör följande poster i de aktiva i den särredovisade balansräkningen:

- kort- och långfristiga fordringar
- finansiella värdepapper
- kassa och bank samt jämförbara poster.

Enligt Högsta förvaltningsdomstolens beslut (HFD:2010:86) ska kundfordringar inte elimineras.

Hanteringen av finansieringstillgångar är finansieringsteoretiskt inte egentlig el-nätverksamhet. Därför är det inte heller motiverat att räkna in dem i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

De kostnader som orsakas av finansieringstillgångar som är nödvändiga för att trygga nätverksamhetsutövandet beaktas vid beräkningen av faktiskt justerat resultat enligt kapitel 5.3.

OMSÄTTNINGSTILLGÅNGAR

Vid bestämning av de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten elimineras omsättningstillgångarna i den särredovisade balansräkningen.

Omsättningstillgångarna kan vara avsedda att användas för eget bruk eller överlåtas vidare (BokfL 4 §). I båda fallen är det fråga om periodisering av utgiften i omsättningstillgångar som aktiverats för balansräkningen. När omsättningstillgångarna är avsedda att konsumeras för bolagets eget bruk kan de inte anses vara förenade med affärsmässiga risker på basis av vilka lagren borde få skälig avkastning.

Överlåtelse av nyttigheter hör i princip inte till affärsverksamheten i eldistributionsnätet. Om den egendom som är avsedd att överlåtas är nätegendom som har tagits ur bruk och är avsedd att säljas, har bolaget redan fått avkastning på den medan den användes. Det är inte motiverat att få en skälig avkastning på de nätdelar som tagits ur bruk.

2.4 Justering av kapital som bundits i nätverksamheten

Den passiva sidan i nätinnehavarens justerade balansräkning fastställs genom att det justerade kapital som bundits i nätverksamheten delas upp i

- justerat eget kapital
- justerat räntebärande främmande kapital
- justerat räntefritt främmande kapital.

2.4.1 Justering av eget kapital

I den justerade balansräkningen betraktas som eget kapital det egna kapitalet i den särredovisade balansräkningen.

I den justerade balansräkningen anses som eget kapital även frivilliga reserveringar och avskrivningsdifferensen minskade med den kalkylerade skatteskulden samt de återbetalningsbara anslutningsavgifter som aktiverats i den särredovisade balansräkningen efter 2004. Även koncernbidrag beaktas vid justeringen av eget kapital.

I den justerade balansräkningen lägger man dessutom till en utjämningspost på det egna kapitalet.

KONCERNBIDRAG

Nätinnehavarna behandlas lika oavsett om de bedrivs som koncern eller inte ingår i en koncern.

Givet koncernbidrag

Vid justering av eget kapital som bundits i nätverksamheten återförs beloppet på koncernbidraget minskat med den latent skatteskulden.

Detta ska göras oavsett om det är fråga om givet koncernbidrag som nätinnehavaren beslutat ge vid bokslutstidpunkten och som även utbetalats eller som inte ännu har utbetalats.

Givet koncernbidrag är en post av vinstutdelningskaraktär som hos en nätinnehavare som inte ingår i en koncern upptas i den särredovisade balansräkningen under räkenskapsperiodens vinst.

Erhållet koncernbidrag

Vid justering av kapital som bundits i nätverksamheten ska beloppet på erhållet koncernbidrag, minskat med den latent skatteskulden, subtraheras från det egna



kapitalet. Även erhållet koncernbidrag är en post av vinstutdelningskaraktär som ökar räkenskapsperiodens resultat.

Vid beräkning av skälig avkastning elimineras fordringarna på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.3. Vid elimineringen beaktas de erhållna koncernbidragen.

UTJÄMNINGSPOST

Utjämningsposten avspeglar differensen mellan de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten enligt den justerade balansräkningen och värdet av den aktiva sidan i den särredovisade balansräkningen.

Utjämningsposten används till att utjämna den aktiva och passiva sidan i den justerade balansräkningen. Den upptas i eget kapital på den passiva sidan i den justerade balansräkningen.

Utjämningspostens värde bestäms som differensen mellan den aktiva och den passiva sidan i den justerade balansräkningen.

Utjämningsposten kan ha ett negativt värde, om värdet på de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten enligt den justerade balansräkningen är mindre än värdet på den aktiva sidan i den särredovisade balansräkningen.

2.4.2 Justering av främmande kapital

Vid justering av främmande kapital som bundits i nätverksamheten delas det främmande kapitalet upp i räntebärande och räntefritt främmande kapital.

JUSTERAT RÄNTEBÄRANDE FRÄMMANDE KAPITAL

Räntebärande främmande kapital i den särredovisade balansräkningen upptas oförändrat i justerat räntebärande främmande kapital. Andelen eget kapital i den räntebärande koncernbidragsskulden elimineras dock.

Poster inom räntebärande främmande kapital är till exempel långfristiga bank-, pensions- och övriga lån i den särredovisade balansräkningen, samt amorteringsposter för dessa som står under kortfristigt främmande kapital.

Vid justeringen av kapital som bundits i nätverksamheten betraktas eventuella kapitallån och nätinnehavarens andra räntebärande lån från ägare som räntebärande främmande kapital.



JUSTERAT RÄNTEFRITT FRÄMMANDE KAPITAL

Räntefritt främmande kapital i den särredovisade balansräkningen upptas oförändrat i det justerade räntefria främmande kapitalet. Till dessa poster hör till exempel leverantörsskulder, resultatregleringar och övriga kortfristiga skulder. Andelen eget kapital i den räntefria koncernbidragsskulden ska ändå elimineras. Andelen latent skatteskulden i den räntefria koncernbidragsskulden och avskrivningsdifferensen ska upptas i det justerade räntefria främmande kapitalet.

Avsättningar i den särredovisade balansräkningen behandlas i sin helhet som räntefritt främmande kapital.

NEGATIVT SALDO PÅ KONTOT FÖR FINANSIERINGSTILLGÅNGAR

Om kontot för rörliga aktiva som hänför sig till nätverksamheten är negativt är posten till sin natur nätverksamhetens skuld. Det negativa saldot för posten finansieringstillgångar som hänför sig till nätverksamheten läggs till det justerade räntefria främmande kapitalet.

Med en post för finansieringstillgångar avses här:

- kort- och långfristiga överföringsfordringar
- kort- och långfristiga övriga fordringar
- finansiella värdepapper
- kassa och bank samt därmed jämförbara poster.

Negativa poster bland finansieringstillgångarna som beaktas i räntefria skulder beaktas inte vid beräkningen av de skäligena kostnaderna för finansieringstillgångarna enligt punkt 5.3.

ANSLUTNINGSAVGIFTER

Komponenter som finansierats med anslutningsavgifter ska räknas med i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

Nätinnehavarna behandlas lika oavsett om de tillämpar återbetalningsbara eller icke återbetalningsbara anslutningsavgifter.

Återbetalningsbara anslutningsavgifter

Att det finns ett formellt villkor om återbetalning gör att anslutningsavgiften till sin karaktär liknar skulder, även om återbetalningar i praktiken är sällsynta. Till



skillnad från andra långfristiga skulder är anslutningsavgifterna inte belagda med ränta, det vill säga de utgör räntefritt främmande kapital. Enligt bokföringsnämndens utlåtande¹⁰ kan återbetalningsbara anslutningsavgifter inte upptas i eget kapital i den särredovisade balansräkningen.

Vid justering av det kapital som bundits i nätverksamheten behandlas återbetalningsbara anslutningsavgifter som upptagits i den särredovisade balansräkningen före utgången av 2004 som räntefritt främmande kapital.

Återbetalningsbara anslutningsavgifter som upptagits i den särredovisade balansräkningen efter 2004 ökar inte det räntefria främmande kapitalet i den justerade balansräkningen.

Nettoförändringen av anslutningsavgifterna ska återbetalas vid beräkning av det faktiska justerade resultatet på det sätt som beskrivs i avsnitt 5.1.

Nätinnehavaren ska specificera som egen post det årliga beloppet på återbetalningsbara anslutningsavgifter bokförda i balansräkningar hos ägaren eller ägarens andra bolag och lämna in specifikationen i noterna till det särredovisade bokslutet.

Icke återbetalningsbara anslutningsavgifter

Icke återbetalningsbara anslutningsavgifter utgör intäkter i nätverksamheten enligt avsnitt 5.1.

¹⁰ Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1650/2001)

3 SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD

3.1 Modell för det vägda medelvärdet av kostnaden för kapital

Vid bestämning av godtagbar skälig avkastningsgrad för det justerade kapital som bundits i nätverksamheten används modellen viktat medelvärde av kostnaden för kapital (Weighted Average Cost of Capital, WACC).

3.2 Skälig kostnad för eget kapital

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad beräknas den skäliga kostnaden för eget kapital med hjälp av CAP-modellen (Capital Asset Pricing Model).

Beräkningarna för modellen presenteras i formel 10.

$$C_E = R_f + \beta_{\text{velallinen}} \times MRP + LP + CRP \quad (10)$$

där

C_E = skälig kostnad för eget kapital

R_f = riskfri räntesats

$\beta_{\text{velallinen}}$ = skuldbelagd betakoefficient

MRP = marknadsriskpremie

LP = illikviditetspremie

CRP = landsriskpremie

3.2.1 Riskfri räntesats för eget kapital

Vid fastställandet av en rimlig avkastning används som riskfri räntesats som grund för rimliga kostnader för eget kapital den tyska statens tioåriga obligationer. Värdet av den riskfria räntesatsen uppdateras årligen med användning av det genomsnittliga dagsvärdet av räntan på den tyska statens tioåriga obligationer i april-september föregående år. Till exempel bestäms värdet för 2024 utifrån medeltalet av de faktiska dagsvärdena för april-september 2023 och är 2,48 %.

De faktiska dagsvärdena har publicerats av den tyska centralbanken (Deutsche Bundesbank)¹¹.

¹¹ <https://www.bundesbank.de/en/statistics/money-and-capital-markets/interest-rates-and-yields/daily-yields-of-current-federal-securities-772220>

Det ovan beskrivna värdet på den riskfria räntesatsen används också som riskfria räntesatser som ligger till grund för skäliga kostnader för främmande kapital (3.3.1).

3.2.2 Landsriskpremie

Landsriskpremiens värde uppdateras årligen med användning av medeltalet av de faktiska dagsvärdena i april-september föregående år av räntan på finska statens tioåriga obligationer, från vilket dras av medeltalet av den tyska statens tioåriga obligationer för samma tid. Landsriskpremien är 0,59 % i 2024 och det ska uppdateras årligen.

De faktiska dagsvärdena som återspeglar räntenivån i Finland har publicerats av Finlands Bank.

Det ovan beskrivna värdet för landsriskpremien används också som landsriskpremie som beaktas i skälig kostnad för främmande kapital (3.3.1).

3.2.3 Beta-koefficient

Under den sjätte tillsynsperiodens första hälft (2024–2025) används som skuldbelagd betakoefficient värdet 0,89 för att fastställa en skälig avkastningsgrad.

Skuldbelagd beta uppdateras under metodperioden med två års mellanrum, före utgången av 2025, 2027 och 2029, på basis av motsvarande beräkningsmetod gällande den skuldfria betakoefficienten samt kapitalstrukturen som tillämpas under den sjätte tillsynsperiodens första hälft.

Som värdet på den skuldfria betakoefficienten används medianen 0,44^{12,13}, som fastställts för eldistributionsnätsbranschen.

Den skuldfria betakoefficienten justeras till skuldbelagd betakoefficient med hjälp av Hamada-formeln. Hur justeringen görs med beaktande av skuldsättningsgrad och samfundsskattesats presenteras i formel 11.

$$\beta_{velallinen} = \beta_{velaton} \times \left(1 + (1 - yvk) \times \frac{g}{1-g} \right) \quad (11)$$

där

$\beta_{velallinen}$ = skuldbelagd betakoefficient

¹² Dessa har beräknats genom att använda så kallad Blumen-metod (m.a.o. adjusted beta) där råbetavärdet har korrigerats genom att vikta en tredjedel av marknadens genomsnittliga risk: $\beta_{oikaistu} = \frac{2}{3} \times \beta_{oikaisematon} + \frac{1}{3} \times 1$

¹³ Fortum Abp och RWE AG, som inte äger distributionsnätverk, har strukits ur kontrollgruppen som KPMG tillämpat.

$\beta_{velaton}$ = skuldfri betakoefficient

yvk = samfundsskattesats

g = räntebärande främmande kapital i den optimala kapitalstrukturen

$1 - g$ = eget kapital i den optimala kapitalstrukturen

Kontrollgruppen som används vid uppdateringen ska innehålla flera bolag som har eldistributionsnätsverksamhet vid tidpunkten för uppdateringen av betakoefficienten. I annat fall tillämpar myndigheten det senast fastställda betakoefficientvärdet.

3.2.4 Marknadsriskpremie

Under den sjätte tillsynsperioden (2024–2027) används marknadsriskpremiens värde, som baserar sig på en implicit aktiemarknadspremie i en AAA-kreditvärderad stat, för att fastställa den skäliga avkastningsgraden¹⁴.

För den sjunde tillsynsperioden (2028–2031) uppdateras marknadsriskpremien före utgången av 2027 på basis av motsvarande beräkningsmetod.

Det värde som tillämpas under varje tillsynsperiod grundar sig på föregående septembers värde vid tidpunkten för uppdateringen. Således är marknadsriskpremien för den sjätte tillsynsperioden fastställd på basis av värde för september 2023, och den är 4,4 %.

Om databasen inte är tillgänglig vid uppdateringstillfället, tillämpar myndigheten under den sjunde tillsynsperioden marknadsriskpremiens värde 5 %.

3.2.5 Illikviditetspremie

Skälig avkastningsgrad bestäms med hjälp av illikviditetspremien 0,6 %.

3.2.6 Kapitalstruktur

För att fastställa en skälig avkastning används median- eller övre kvartilen av kapitalstrukturintervallet som härrör från referensföretag, i enlighet med de kriterier som beskrivs i avsnitt 3.5. Under den första hälften av den sjätte tillsynsperioden (2024–2025) är vikten av räntebärande skulder 56 % i enlighet med den övre kvartilen av intervallet och vikten av eget kapital är 44 %.¹⁵

¹⁴ Som källa används professor Damodarans 12 månaders löpande medeltal för den implicita marknadsriskpremien "ERP (T12 m with sustainable payout)", som publiceras varje månad.

¹⁵ Fortum Abp och RWE AG, som inte har distributionsnätverk, har strukits ur kontrollgruppen som KPMG tillämpat.

Kapitalstrukturen uppdateras under metodperioden med två års mellanrum före utgången av 2025, 2027 och 2029 med motsvarande metod.

Kontrollgruppen som används vid uppdateringen ska innehålla flera bolag som har eldistributionsnätsverksamhet vid tidpunkten för uppdateringen av kapitalstrukturen. I annat fall tillämpar myndigheten den senast fastställda kapitalstrukturen.

3.3 Skälig kostnad för främmande kapital

Beräkning av modellen för skälig kostnad för främmande kapital beskrivs i formel 12.

$$C_D = R_r + DP + CRP \quad (12)$$

där

C_D = skälig kostnad för främmande kapital

R_r = riskfri räntesats

DP = riskpremie för främmande kapital

CRP = landsriskpremie

3.3.1 Riskfri räntesats för främmande kapital och landsriskpremie

Vid fastställandet av en skälig avkastningsgrad beräknas värdet av den riskfria räntesats och landriskpremie som ligger till grund för den skäliga kostnaden för främmande kapital på samma sätt som för eget kapital (3.2.1 och 3.2.2).

3.3.2 Riskpremie för främmande kapital

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad under första hälften av den sjätte tillsynsperioden (2024–2025) tillämpas riskpremien för främmande kapital 2,1 %, som härletts från kontrollbolag.

Riskpremien för främmande kapital uppdateras under metodperioden med två års mellanrum före utgången av 2025, 2027 och 2029 med motsvarande metod.

Den ovannämnda kontrollgruppen ska innehålla flera olika bolag vid uppdaterings-tidpunkten för riskpremien. I annat fall tillämpar myndigheten som riskpremie för främmande kapital det senast fastställda värdet.

3.4 Beräkning av skälig avkastningsgrad

I tillsynsmetoderna används viktat medelvärde av kostnaden för justerat kapital som bundits i nätverksamheten som skälig avkastningsgrad (WACC-%).

I tillsynsmetoderna tillämpas skälig avkastningsgrad före skatt (pre-tax).

Skälig avkastningsgrad beräknas först efter skatt (post-tax) på det sätt som presenteras i formel 13.

$$WACC_{post-tax} = C_E \times (1 - g) + C_D \times (1 - yvk) \times g \quad (13)$$

där

$WACC_{post-tax}$ = skälig avkastningsgrad efter samfundsskatter

C_E = skälig kostnad för eget kapital

C_D = skälig kostnad för räntebärande främmande kapital

g = räntebärande främmande kapital i den optimala kapitalstrukturen

$1-g$ = eget kapital i den optimala kapitalstrukturen

yvk = gällande samfundsskattesats

Därefter justeras den ovannämnda skäliga avkastningsgraden efter skatt (post-tax) med den gällande samfundsskattesatsen. På så sätt erhålls skälig avkastningsgrad före skatt (pre-tax) som beräknas enligt formel 14.

$$WACC_{pre-tax} = \frac{WACC_{post-tax}}{(1 - yvk)} \quad (14)$$

där

$WACC_{pre-tax}$ = skälig avkastningsgrad före samfundsskatt

På nätinnehavaren tillämpas en uppdatering kapitalstruktur där andelen räntebärande främmande kapital och andelen eget kapital härledas från kontrollgruppen. Därmed beräknas skälig avkastningsgrad före samfundsskatt (pre-tax) enligt formel 15.

$$WACC_{pre-tax} = \frac{C_E \times (1 - g)}{(1 - yvk)} + C_D \times g \quad (15)$$

3.5 Kontrollgrupp för att fastställa och uppdatera parametrar för skälig avkastning samt kontrollgruppens kriterier

Det branschspecifika betavärdet, skuldpremien för främmande kapital samt den optimala kapitalstruktur som använts vid beräkningen av den viktade genomsnittliga kostnaden för eget kapital härleds utifrån den branschspecifika kontrollgruppen, som i stor utsträckning grundar sig på den kontrollgrupp. Den kontrollgrupp som ska tillämpas under metodperioden för eldistributionsnätsverksamheten och högspänningsdistributionsnätsverksamheten presenteras i tabellen nedan.

Tabell 2. *Eldistributionsnätets och högspänningsdistributionsnätets kontrollgrupp*

Tabell: Kontrollgrupp för eldistributionsnät och högspänningsdistributionsnät
E ON SE
Edison International
EDP Energias de Portugal SA
Electricite de France SA
Enel SpA
Iberdrola SA
SSE PLC

För de parametrar som härleds från referensgrupperna (skuldfritt betavärde, kapitalstruktur och skuldpremie för externt kapital) tillämpas referensgruppens medianvärde, om den genomsnittliga andelen av omsättningen för referensföretagen från reglerad nätverksamhet överstiger 50 % av hela koncernens omsättning baserat på den senaste tillgängliga bokslutsdata. I annat fall används den nedre fjärdedelen av referensgruppens intervall vid beräkningen av det skuldfria betavärdet och skuldpremien för det skuldsatta kapitalet, och när det gäller kapitalstrukturen, den övre fjärdedelen av skulddelen av kapital tillämpas. Om det under metodperioden sker betydande förändringar i kontrollgruppen och en betydande del av kontrollbolagen inte längre bedriver nätaffärsverksamhet, tillämpas senaste bekräftade värden för varje parameter.

4 SKÄLIG AVKASTNING

Skälig avkastning för nätinnehavaren räknas som produkten av det justerade kapital som bundits i elnätsverksamheten (2.4) och den skäliga avkastningsgraden (3.4).

Nätinnehavaren får alltså en skälig avkastning

- justerat eget kapital som bundits i nätverksamheten
 - justerat främmande räntebärande kapital som bundits i nätverksamheten.
- På räntefritt främmande kapital som bundits i nätverksamheten beräknas ingen skälig avkastning, eftersom dess avkastningskrav är noll.

Skälig avkastning före samfundsskatt (pre-tax) beräknas enligt formel 16.

$$R_{k, pre-tax} = WACC_{pre-tax} \times (E + D) \quad (16)$$

där

$R_{k, pre-tax}$ = skälig avkastning före samfundsskatt, euro

$WACC_{pre-tax}$ = skälig avkastningsgrad, procent

E = justerat eget kapital som bundits i nätverksamheten, euro

D = justerat räntebärande främmande kapital som bundits i nätverksamheten, euro

$E + D$ = justerat kapital som bundits i nätverksamheten, euro

4.1 Justerade tillgångar och justerat kapital som bundits i nätverksamheten

JUSTERADE TILLGÅNGAR SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

De justerade tillgångar som bundits i elnätsverksamheten består av elnätstillgångar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen (2.1), övriga tillgångar i bestående aktiva (2.2) och tillgångar i rörliga aktiva (2.3).

Den viktigaste tillgångsposten i elnätsverksamheten, elnätstillgångar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen, ersätts med justerade elnätstillgångar (2.1). Posten utgörs av elnätets justerade nuvarande bruksvärde (2.1.2), som beräknas utifrån elnätets justerade återanskaffningsvärde (2.1.1) med hjälp av nätkomponenternas användningstider och genomsnittsålder. Det justerade



återanskaffningsvärdet beräknas utifrån nätkomponenternas antal och jämförpriser (bilaga 1).

Som följande steg justeras övriga tillgångar som bundits i elnätsverksamheten (2.2 och 2.3).

I tabell 3 presenteras i form av en balansräkning principen för hur de aktiva i balansräkningen justeras vid beräkningen av de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

Tabell 3. Justering av den aktiva sidan i balansräkningen

AKTIVA

SÄRREDOVISAD BALANSRÄKNING

JUSTERAD BALANSRÄKNING

Bestående aktiva

Justerade bestående aktiva

Elnät

Elnät enligt justerat nuvarande bruksvärde

Affärsvärde

Placeringar

Övriga bestående aktiva

Balansvärde av övriga bestående aktiva

Rörliga aktiva

Justerade rörliga aktiva

Omsättningstillgångar

Förvärv motsvarande nätrelaterade oavslutade investeringar bokförda i omsättningstillgångar till balansvärdet av hyrenäts nätinnehavare

Kundfordringar

Balansvärde av kundfordringar

Finansieringstillgångar

AKTIVA TOTALT

JUSTERAD BALANSOMSLUTNING



JUSTERAT KAPITAL SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

Det justerade kapital som bundits i elnätsverksamheten erhålls genom att räkna ihop justerat eget kapital (2.4.1), justerat räntebärande främmande kapital (2.4.2) och justerat räntefritt främmande kapital (2.4.2). Till detta läggs en utjämningspost (2.4.1) för avstämning av balansräkningen.

I tabell 4 presenteras i form av en balansräkning principen för hur de passiva i balansräkningen justeras vid beräkningen av det justerade kapital som bundits i nätverksamheten.

Tabell 4. *Justering av den passiva sidan i balansräkningen*

PASSIVA

SÄRREDOVISAD BALANSRÄKNING

Eget kapital

Eget kapital

JUSTERAD BALANSRÄKNING

Justerat eget kapital

Balansvärde av eget kapital

Givna koncernbidrag minskade med latent skatteskuld

Avskrivningsdifferens minskad med latent skatteskuld och frivilliga reserver

Nettoförändring av anslutningsavgifter som in-flutit efter 2004

- Erhållna koncernbidrag minskade med latent skatteskuld

Utjämningspost i justerad balansräkning

Akkumulerade bokslutsdispositioner

Avskrivningsdifferens och reserver

Avsättningar

Avsättningar



Främmande kapital

Räntebärande

Räntebärande skulder
Kapitallån

Räntefritt

Räntefria skulder

PASSIVA TOTALT

Justerat främmande kapital

Räntebärande

Balansvärde av räntebärande skulder
Balansvärde av kapitallån
- Andel eget kapital i givet men ej utbetalt
räntebärande koncernbidrag

Räntefritt

Balansvärde av räntefria skulder
- Andel eget kapital i givet men ej utbetalt
räntefritt koncernbidrag
- Nettoförändring av anslutningsavgifter som
influtit efter 2004
Balansvärde av avsättningar
Andel av latent skatteskuld i avskrivningsdiffe-
rensen
Negativt saldo på finansieringstillgångar

JUSTERAD BALANSOMSLUTNING

4.2 Skälig avkastningsgrad

Den skäliga avkastningsgraden beräknas utifrån det vägda medelvärdet av kostna-
den för kapital (WACC).

Genom substituering i formel 16 av definitionen av skälig avkastningsgrad enligt
formel 15 erhålls beräkningen av skälig avkastning på justerat kapital som bundits
i nätverksamheten före samfundsskatt (pre-tax) enligt formel 17.

$$R_{k,pre-tax} = \left(\frac{C_e \times (1 - g)}{(1 - yvk)} + C_D \times g \right) \times (E + D) \quad (17)$$

Skälig kostnad av justerat eget kapital som bundits i nätverksamheten i formel 17
beräknas enligt formel 18.

$$C_E = R_r + \beta_{velaton} \times \left(1 + (1 - yvk) \times \frac{g}{1 - g} \right) \times MRP + LP + CRP \quad (18)$$

Skälig kostnad av justerat räntebärande främmande kapital som bundits i nätverk-
samheten i formel 17 beräknas enligt formel 19.



$$C_D = R_r + DP + CRP \quad (19)$$

i formlerna 17, 18 och 19

$R_{k, pre-tax}$	= skälig avkastning före samfundsskatt
C_E	= skälig kostnad för eget kapital
C_D	= skälig kostnad för räntebärande främmande kapital
yvk	= samfundsskattesats
g	= räntebärande främmande kapital i den optimala kapitalstrukturen
$I-g$	= eget kapital i den optimala kapitalstrukturen
R_r	= riskfri räntesats
$\beta_{velaton}$	= skuldfri betakoefficient
MRP	= marknadsriskpremie
LP	= illikviditetspremie
DP	= riskpremie för främmande kapital
CRP	= landsriskpremie

Tabell 5 visar de parametrar för skälig avkastning som tillämpas under den sjätte och sjunde tillsynsperioden.

Tabell 5. Parametrarna för skälig avkastningsgrad och uppdateringsfrekvens under sjätte och sjunde tillsynsperioden

PARAMETER	TILLÄMPLIGT VÄRDE	UPPDATERINGSFREKVENNS
RISKFRI RÄNTESATS	2,48 % i 2024, medeltalet av den tyska statens 10-åriga obligationsränta enligt dagsvärdena i april-september föregående år	Årligen



LANDSRISKPREMIE	0,59 % i 2024, differensen mellan medeltalet av den tyska och den finska statens 10-åriga obligationsränta enligt dagsvärdena i april-september föregående år	Årligen
SKULDFRI BETA	0,44, uppdateras med veckoavkastning under två år på värderingsdagen	Vartannat år
SKULDBELAGD BETA	0,89, uppdateras i samma sammanhang som skuldfri beta och kapitalstruktur	Vartannat år
MARKNADSRISKPREMIE	4,4 %, månadens värde före Damodarans databas uppdateringen (september 2023 och september 2027)	Vart fjärde år
ILLIKVIDITETSPREMIE	0,6 %	
KAPITALSTRUKTUR (skulder/eget kapital)	56 % / 44 %, uppdateras med värdet på värderingsdatumet	Vartannat år
RISKPREMIE FÖR FRÄMMANDE KAPITAL	1,6 %, uppdateras med genomsnittet av avkastningen för veckan som föregår värderingsdagen (Mid Yield)	Vartannat år
SAMFUNDSSKATTSATS	20 %	



UPPDATERING AV PARAMETRAR FÖR SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD

Energimyndigheten uppdaterar:

- årligen den riskfria räntesatsen och landriskpremiens värde
- vid behov årligen samfundsskattesatsen så att den motsvarar det gällande värdet
- riskpremien för främmande kapital, skuldfri och skuldbelagd beta samt kapitalstrukturen för den skäliga avkastningsgraden varannat år
- marknadsriskpremien för varje tillsynsperiod (vart fjärde år).

Värdet på illikviditetsspremien förblir detsamma under hela den åttaåriga metodperioden.

5 ELNÄTVERKSAMHETENS INTÄKTER OCH KOSTNADER

Beräkningen av faktiskt justerat resultat utgår från rörelsevinsten (rörelseförlusten) i den särredovisade resultaträkningen. Den justeras med de korrigeringsposter som beskrivs i detta avsnitt. Vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet avdras därefter ännu effekterna av incitamenten (6).

5.1 Intäkter i nätverksamheten

Vid beräkningen av faktiskt justerat resultat används som intäkter i nätverksamheten de intäkter som upptagits i den särredovisade resultaträkningen i posten rörelsevinst (rörelseförlust).

Intäkter i nätverksamheten är

- intäkter från nättjänstavgifter
- intäkter från andra tjänster som anknyter till nätverksamheten
- icke återbetalningsbara anslutningsavgifter
- hyresintäkter från stolpar i sambruk
- andra jämförbara intäkter.

Vid beräkning av faktiskt justerat resultat återförs följande korrigeringsposter

- årlig nettoförändring av återbetalningsbara anslutningsavgifter
- näthyror
- planenliga avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar i bestående aktiva
- planenliga avskrivningar på affärsvärde
- försäljningsförlust av försäljning av nätandel.

Försäljningsvinst av försäljning av nätandel som upptagits som övriga intäkter ska dras av vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

ANSLUTNINGSAVGIFTER

Den årliga nettoförändringen av återbetalningsbara anslutningsavgifter som upptagits i den särredovisade balansräkningen återförs vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.



Den årliga nettoförändringen av anslutningsavgifter erhålls genom att beloppet på anslutningsavgifter föregående år dras av från beloppet på anslutningsavgifterna för räkenskapsperioden i den särredovisade balansräkningen.

Icke återbetalningsbara anslutningsavgifter utgör intäkter i nätverksamheten.

Hantering av anslutningsavgifter vid justering av balansräkningen beskrivs i avsnitt 2.4.2.

Anslutningsavgifterna periodiseras inte

Energimyndigheten har övervägt att införa en alternativ metod för hantering av anslutningsavgifter med periodisering av det stora inflödet. Frågan har också behandlats vid samråd med nätinnehavarna och i den tidigare gjorda utredningen samt i domstol på grund av klagomål från nätinnehavare (MD:13/10 och MD:427-501/12).

I ärendet har inte framförts någon sådan alternativ metod för hantering av anslutningsavgifterna som skulle säkerställa jämlik behandling av nätinnehavarna.

Anslutningsavgifterna periodiseras därmed inte, utan de behandlas som intäkter i nätverksamheten för den räkenskapsperiod som de har upptagits i det särredovisade bokslutet.

NÄTHYROR

Hyreskostnader som hänför sig till ett hyrt nät ska rapporteras i tillsynsuppgifterna som näthyror.

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet ska näthyror som nätinnehavaren har betalt enligt den särredovisade resultaträkningen återbetalas i sin helhet.

Det är möjligt att näthyran också innehåller bruks- eller underhållskostnader för det hyrda nätet. Om nätinnehavaren önskar att dessa kostnader inte ska återföras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet, ska denne i samband med rapportering av tillsynsuppgifterna lämna en redogörelse för kostnadernas andel av näthyran. Energimyndigheten ska kunna verifiera redogörelsen utifrån nätinnehavarens bokföring. Energimyndigheten bedömer redogörelsen och beslutar utifrån den hur dessa kostnader ska behandlas.

Som kostnad avdras inte de allmänna kostnadstillägg och den täckning som ingår i det särredovisade bokslutet för nätverksamheten vid hävning av hyresarrangemang i tillsynsmetoderna.

PLANENLIGA AVSKRIVNINGAR PÅ ELNÄTSTILLGÅNGAR I BESTÅENDE AKTIVA

De planenliga avskrivningar som gjorts på elnätstillgångar i den särredovisade resultaträkningen återförs vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Även nedskrivningar på elnätstillgångar som upptagits som bestående aktiva i det särredovisade bokslutet läggs till i de planenliga avskrivningar som ska återföras.

För nätinnehavare som utövar verksamhet i hyresnät återförs inte avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar som upptagits i nätinnehavarens balansräkning. Avskrivningskostnaden för dessa komponenter har redan beaktats i den nät-hyra som återförs för beräkning av det faktiska justerade resultatet.

PLANENLIGA AVSKRIVNINGAR PÅ AFFÄRSVÄRDE

De planenliga avskrivningar som gjorts på affärsvärde i den särredovisade resultaträkningen återförs vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

FÖRSÄLJNINGSVINST OCH -FÖRLUST PÅ FÖRSÄLJNING AV NÄTANDEL

Om försäljningsvinsten på försäljning av nätandel har upptagits som övriga rörelseintäkter i den särredovisade resultaträkningen, ska försäljningsvinstens belopp avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Om däremot försäljningsförlusten har upptagits som övriga rörelsekostnader i den särredovisade resultaträkningen, ska försäljningsförlusten återföras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

HYRESNÄT

Om en nätinnehavare helt eller delvis hyrt det elnät som används, räknas som intäkter i nätverksamheten alla de intäkter som även gäller för en nätinnehavare som äger sitt elnät.

Till exempel intäkter som nätinnehavaren erhåller genom nätbyggande i nätägarens elnät, upptas som sådana som intäkter i nätverksamheten.

5.2 Kostnader för nätverksamheten

Vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet används som kostnader i nätverksamheten de kostnader som bokförts i nätinnehavarens särredovisade resultaträkning. Dessa justeras med de justeringsposter som beskrivs i detta avsnitt.



Enligt 3 § 6 punkten i elmarknadslagen avses med elnätsverksamhet att mot vederlag ställa elnät till förfogande för dem som behöver elöverföring och andra nättjänster. Elnätsverksamheten omfattar

- planering, byggande, underhåll och drift av elnätet
- anslutning av kundernas elapparater till nätet
- elmätning
- andra åtgärder som hänför sig till elöverföring och som är nödvändiga för elöverföring och för övriga nättjänster.

De kostnader som härrör från dessa funktioner utgör kostnader i nätverksamheten.

Standardsättningar och andra ersättningar som nätinnehavaren betalar till kunder på grund av avbrott räknas som kostnader i nätverksamheten.

I bokföringen ska kostnaderna hänföras till affärsfunktionerna enligt orsaksprincipen.

HANTERING AV INVESTERINGAR OCH OPERATIVISKA KOSTNADER

Nätinnehavarna behandlas lika oavsett om de aktiverar sina investeringskostnader eller bokför dem som kostnader.

Kostnaden för komponenten beaktas inte två gånger i tillsynsmetoderna.

KOSTNADER UTANFÖR NÄTVERKSAMHETEN

Vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet blir bara sådana kostnader godkända som kostnader i nätverksamheten som ger nätinnehavaren motprestationer.

Kostnadsposter som saknar motprestation behandlas som poster av utdelningskaraktär och de återförs vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet. Sådana motprestationslösa kostnader är bland annat

- ersättningar för tariffskillnad
- ersättningar för resurser och resursreserver
- ersättningar för placering av komponenter.

Om nätinnehavaren önskar att sådana kostnader ska godkännas som kostnader i nätverksamheten ska denne i samband med rapporteringen av tillsynsuppgifterna lämna en redogörelse om detta. Nätinnehavaren ska i redogörelsen verifiera den



faktiska motprestation som denne erhållit mot kostnaderna. Energimyndigheten bedömer redogörelsen och beslutar utifrån den hur dessa kostnader ska behandlas.

STANDARDERSÄTTNINGAR

De standardersättningar enligt 100 § i elmarknadslagen och andra ersättningar som nätinnehavaren betalar till kunder på grund av avbrott utgör kostnader i nätverksamheten. Även standardersättningar som behandlats som justering av försäljning utgör kostnader i nätverksamheten.

Nätinnehavaren ska som egen kostnadspost i noterna till det särredovisade bokslutet specificera erlagda standardersättningar och andra ersättningar för avbrott till kunder.

KOSTNADER FÖR ANSLUTNING AV ANNAN ELNÄTSINNEHAVARE I ELNÄTET

Hantering av kostnader för anslutning av annan elnätsinnehavare i elnätet, inklusive anslutningsavgifter, beror på om kostnaderna är återbetalningsbara eller icke återbetalningsbara.

Återbetalningsbara kostnader

Återbetalningsbara kostnader och anslutningsavgifter som medförs av att en annan elnätsinnehavare ansluts till elnätet elimineras eftersom de enligt bokföringsnämndens utlåtande (1670/2001)¹⁶ ska upptas som "övriga fordringar" under placeringar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen. Elimineringen görs på samma sätt som för placeringar (2.2).

Icke återbetalningsbara kostnader

Icke återbetalningsbara kostnader och anslutningsavgifter som medförs av att en annan elnätsinnehavare ansluts till elnätet beaktas i de tillgångar som bundits i nätverksamheten om nätinnehavaren i enlighet med bokföringsnämndens utlåtande (1905/2013)¹⁷ har bokfört dem som "immateriella rättigheter" i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen. De ska beaktas till sitt balansvärde på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.2.

¹⁶ Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1670/2001)

¹⁷ Bokföringsnämndens utlåtande om upptagande av anslutningsavgifter för stamnätet i abonnentens bokslut (1905/2013)



Om nätinnehavaren har utgiftsfört de icke återbetalningsbara kostnaderna, har dessa redan beaktats i rörelsevinsten (rörelseförlusten) i den särredovisade resultaträkningen.

PLANENLIGA AVSKRIVNINGAR PÅ ÖVRIGA TILLGÅNGAR I BESTÅENDE AKTIVA

Vid beräkningen det faktiska justerade resultatet görs avskrivningarna på övriga tillgångar i bestående aktiva än elnätstillgångar som avskrivningar enligt plan baserade på den särredovisade resultaträkningen. Dessa poster har redan beaktats i rörelsevinsten (rörelseförlusten) i den särredovisade resultaträkningen. Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet görs inte heller en separat korrigering för dem.

Om elnätskomponenter ändå har upptagits i den särredovisade balansräkningen i andra poster än elnätstillgångar i bestående aktiva, ska avskrivningarna på dessa komponenter elimineras från avskrivningarna på övriga tillgångar bland bestående aktiva. Detta ska göras eftersom elnätskomponenterna beaktas i de justerade linjära avskrivningarna på elnätstillgångarna enligt avsnitt 6.1.1.

KONTROLLERBARA OCH ICKE KONTROLLERBARA OPERATIVA KOSTNADER

De kostnader med resultat inverkan som funktioner i elnätsverksamheten medför för nätinnehavaren kan vid beräkningen av faktiskt justerat resultat delas in i kontrollerbara operativa kostnader och icke kontrollerbara operativa kostnader. Kontrollerbara operativa kostnader är föremål för effektiviseringsmålet enligt effektiviseringsincitamentet (6.3).

Bestämning av kontrollerbara operativa kostnader (KOPEX) beskrivs i tabell 6.



Tabell 6. *Kontrollerbara operativa kostnader*

KOPEX	=	Material, förnödenheter och varor
	+	Ökning eller minskning av lager (om det inte ingår i Material, förnödenheter och varor)
	+	Personalkostnader
	+	Bruks- och underhållskostnader som ingår i näthyror och leasingavgifter för nätet
	+	Hyeskostnader
	+	Övriga externa tjänster
	+	Övriga av övriga rörelsekostnader
	+	Erlagda standardersättningar (om de inte ingår i övriga kostnader)
	+	Utgiftsförda komponenter (om de inte ingår i jämförpriset eller i andra ovan nämnda poster)
	-	Anskaffningskostnader för förlustenergi
	-	Tillverkning för eget bruk
	-	Byggkostnader för anläggning av eget nät för hyresnät
	-	DSO Entity medlemsavgift

Kostnader i nätverksamheten utöver de som framgår av tabell 6 utgör icke kontrollerbara operativa kostnader. Dessa inkluderar till exempel avgifter för stamnätverkstjänster och serviceavgifter för centraliserat datautbyte som lagts ut på Fingrid Datahub Oy.

Aktiverade nedmonteringskostnader för ersättningsinvesteringar i nätverkstillgångar

De aktiverade demonteringskostnaderna för ersättningsinvesteringar i nättillgångar läggs till kontrollerbara operativa kostnader på beräkningen av skälig avkastning.

Under den sjätte (2024-2027) och sjunde (2028-2031) tillsynsperioden ska 1/8 av de aktiverade nedmonteringskostnaderna för ersättningsinvesteringar i nättillgångar enligt bokslutet för 2023 läggas till på de kontrollerbara operativa kostnaderna.



HYRESNÄT

Om en nätinnehavare helt eller delvis hyrt det elnät som används, räknas som kostnader i nätverksamheten alla de kostnader för nätverksamheten som även gäller för en nätinnehavare som äger sitt elnät.

En nätinnehavare som utövar sin verksamhet i hyresnät ska årligen som egen kostnadspost specificera de operativa kostnader som nätinnehavarens investeringar i det hyrda nätet medför och lämna in specifikationen i noterna till det särredovisade bokslutet. De ska inte räknas in i de skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna.

Täckningsbidrag och icke-specificerade merkostnader som hänför sig till försäljningspriset för nätdelar som innehavare av hyresnät har byggt i ett elnät enligt nättillståndet och sålt till nätets ägare ska inte dras av från de kontrollerbara operativa kostnaderna eller från näthyrorerna.

5.3 Finansieringskostnader i nätverksamheten

Skäliga kostnader för finansieringstillgångar beaktas som finansieringskostnader vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

SKÄLIGA KOSTNADER FÖR FINANSIERINGSTILLGÅNGAR

Utövandet av elnätsverksamhet förutsätter vissa finansieringstillgångar. De behövs för regelbundna utbetalningar, då nätinnehavarens utbetalningar i viss mån sker vid annan tidpunkt än inbetalningarna till kassan. Dessutom behövs de för att upprätthålla beredskap inför oförutsedda utgifter.

Vid beräkningen av faktiskt justerat resultat beaktas därför de skäliga kostnaderna för finansieringstillgångar som är nödvändiga för att trygga nätverksamhetsutövandet. De beaktas med en metod som ger en kostnad för finansieringstillgångarna som enligt Högsta förvaltningsdomstolens beslut (HFD:2010:86) inte är orimligt liten eller otillräcklig sett från nätinnehavarens synvinkel.

Av finansieringstillgångarna i den särredovisade balansräkningen beaktas

- kort- och långfristiga fordringar, exkl. kundfordringar
- finansiella värdepapper
- kassa och bank samt jämförbara poster.

Av finansieringstillgångarna i den särredovisade balansräkningen beaktas inte



- kundfordringar
- ovan nämnda konton för finansieringstillgångar med negativt saldo.

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet ska av finansieringstillgångarna beaktas endast den andel som motsvarar 10 % av nätverksamhetens omsättning.

Skäliga kostnader för finansieringstillgångarna erhålls genom att maximibeloppet för finansieringstillgångarna multipliceras med den skäliga kostnad för främmande kapital som används vid beräkningen av skälig avkastningsgrad (3.3).

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet avdras sedan de på detta sätt erhållna skäliga kostnaderna för de finansieringstillgångar som är nödvändiga för att säkerställa utövändet av nätverksamheten.

6 INCITAMENT

6.1 Investeringsincitament

Investeringsincitamentet är avsett att sporra nätinnehavaren till i genomsnitt kostnadseffektiva investeringar och att möjliggöra att rimliga investeringskostnader kan tas ut från kunderna för genomförda investeringar.

Investeringsincitamentet består av jämförprisernas incitamentseffekt och linjära avskrivningar på det justerade återanskaffningsvärdet.

Jämförprisernas incitamentseffekt styr nätinnehavarna att göra investeringar som är effektivare än genomsnittet och att göra kostnadseffektiva nätinvesteringar. Samtidigt begränsar jämförpriserna ineffektiviteten och säkerställer att nätinnehavarna inte har intresse av att höja sina egna investeringskostnader, när jämförpriserna förhindrar att investeringarnas kostnadseffektivitet överförs till kundernas priser.

Incitamenteffekten uppstår av differensen mellan kostnaderna för de investeringar som beräknats med de genomsnittliga jämförpriserna och de faktiska investeringarna. Genom att investera mer kostnadseffektivt än genomsnittet gynnas nätinnehavaren vid justeringen av nättillgångarna, och omvänt, om nätinnehavaren investerar ineffektivt, minskar jämförpriserna kostnaderna som överskrider jämförpriserna vid justeringen av nättillgångarna.

Incitamenteffekten av den linjära avskrivning som beräknas på nätinnehavarens justerade återanskaffningsvärde styr tillsammans med det nuvarande bruksvärdet nätinnehavaren att upprätthålla sitt nät i den faktiska användningen enligt de användningstider som nätinnehavaren valt samt gör det möjligt att göra nätinvesteringar och täcka kostnaderna för dem med avgifter som tas ut av kunderna.

Incitamenteffekten av den linjära avskrivning uppkommer genom att metoderna tillåter nätinnehavaren att, enligt justerade linjära avskrivningar, uppnå en genomsnittlig avskrivningsnivå per år utifrån de valda användningstiderna. Kalkylmässiga linjära avskrivningar får alltid göras till fullt belopp så länge som komponenten är i faktisk användning. Kalkylmässiga linjära avskrivningar beräknas för en komponent oavsett om användningstiden har överskridits, om komponenten fortfarande är i faktisk användning. Incitamenteffekten av linjära avskrivningar beräknade från nätinnehavarens justerade återanskaffningsvärde tillsammans med aktuell nuvarande bruksvärde, styr nätinnehavaren att underhålla sitt nät i faktisk användning så länge som möjligt enligt de innehavstider som valt. Detta leder i sin tur till proaktivt underhåll och längre livscykler för komponenter.

När användningstiden har valts genomsnittligt rätt, är det möjligt att betäcka genom den linjära avskrivningen av investmentincitament en investeringkostnad för varje komponent under komponentens livscykel. Med andra ord möjliggör investeringsincitamentet det att avskrivningarna kan göras i sina helhel för nätkomponenter. För komponenter vars användningstid har överskridits tillåts avskrivningar i proportion till restvärdet hos de komponenter som nedmonterats innan de nådde slutet av sin användningstid. Därmed beaktas i incitamentet också alla förtida ersättande investeringar.

6.1.1 Justerade linjära avskrivningar

Justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångar beräknas per nätkomponent utifrån elnätstillgångarnas justerade återanskaffningsvärde (2.1.1). De justerade linjära avskrivningarna beräknas för varje år under tillsynsperioden per den sista december respektive år.

Beräkningen av justerade linjära avskrivningar av enstaka nätkomponenten i under den sjätte och sjunde tillsynsperioden presenteras i formeln nedan.

$$TP_i = \frac{JHA_i}{användningstid_i} \quad (20)$$

För hela elnätet beräknas de justerade linjära avskrivningarna som summan av de justerade linjära avskrivningarna på nätkomponenterna enligt formeln nedan.

$$TP = \sum_{i=1}^n \left(\frac{JHA_i}{användningstid_i} \right) \quad (21)$$

i formlerna 20 och 21

TP_i	=	justerade linjära avskrivningar för komponent i
TP	=	justerade linjära avskrivningar för elnätstillgångarna
JHA_i	=	det justerade återanskaffningsvärdet för nätkomponenten i
$användningstid_i$	=	teknisk-ekonomisk användningstid för nätkomponenten i

6.1.2 Investeringsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet

Beräkningen tar hänsyn till möjliga kostnadseffektivitetsfördelar vid beräkning av linjära avskrivningar för kunder varje år inom tillsynsperioden.

Under tillsynsperioder dras årligen hälften av nätinnehavarens kostnadsnytta i förhållande till jämförpriserna av från summan av de linjära avskrivningarna. På så sätt fördelas hälften av de avskrivningsfördelar som uppstår genom nätinnehavarens kostnadseffektivitet direkt till kunderna och hälften kvarstår hos nätinnehavaren. Detta säkerställer att för företag som investerar kostnadseffektivt går hälften av nyttan till kunderna under tillsynsperioder. Utan en motsvarande princip kvarstår de påtagliga fördelarna endast hos nätinnehavaren, särskilt om hela branschen inte kan effektivisera verksamheten. Dessutom, eftersom justeringen av nättillgångar baseras på den investeringsårsspecifika värderingsprincip som krävs av den nominella avkastningen, där värdet av den gamla nätmassan beräknas med hjälp av komponenternas jämförpris enligt investeringsåret, kan fördelarna för kunderna förbli ganska små, även om jämförpriserna skulle sjunka för nästa period till följd av effektiviteten, eftersom de lägre jämförpriserna bara skulle påverka periodens resultat för värdering av investeringar. Om nätinnehavaren till exempel under det granskade året har gjort investeringar som är en miljon euro billigare än jämförpriserna, dras 500 000 euro av från summan av de linjära avskrivningarna. Nätinnehavaren drar alltså nytta av jämförpriser på 500 tusen euro och kunderna drar nytta av lägre prissättning redan under tillsynsperioden.

Ett annat väsentligt skäl till att halvera kostnadseffektivitetsnyttan av investeringsincitamentet kommer från nätinnehavarnas redovisning. Energimyndigheten har konstaterat att hos flera nätinnehavare släpar investeringsredovisningen efter och kostnadsandelen för de komponenter som tas i bruk från pågående investeringar aktiveras inte i balansräkningen som färdiga investeringar i enlighet med tillräckligt noggrann redovisningspraxis. Detta leder inte bara till en snedvridning när det gäller kostnadseffektivitet, utan också till en ytterligare dubbel avkastning från den tidpunkt då komponenten har deklarerats felaktigt i strukturdatan och samtidigt har dess kostnad beaktas i oavslutade investeringar. Utan att halvera nyttan av kostnadseffektiviteten uppmuntrar metoderna till felaktig redovisning, men när den beräknade nyttan av kostnadseffektiviteten halveras är det inte lönsamt för nätinnehavaren att fördröja aktivering av oavslutade investeringar, eftersom det kan leda till en situation där nätinnehavaren får inte avskrivning i sin helhet.

Till exempel, om nätinnehavaren har investerat 1 miljon euro med kostnader enligt jämförpriserna, men på grund av eftersläpande bokföring, verkar företaget vara 1 miljon mer effektivt än jämförpriserna baserat på tillsynsdata, vilket halverar nyttan av investeringsincitamentet skär bort hälften av de avskrivningar som tas ut



för komponenten. Av ovanstående skäl vägleder principen starkt nätinnehavare att förbättra nuvarande redovisningspraxis för att bli mer exakt. Motsvarande kontroleffekt är central ur skälig prissättningssynpunkt och dess kontroll, eftersom myndighetens förutsättningar för att övervaka och korrigera lös redovisning är begränsade och lös redovisning i sig leder till dubbel hänsyn till nättillgångar och därmed dubbla inkomster.

Baserat på ovanstående, investeringsincitamentens inverkan på det justerade resultatet beräknas årligen enligt formeln nedan 22, om nätinnehavaren har kunnat investera i genomsnitt billigare än genomsnittliga enhetspriser.

$$IKV = TP - (investoinnit_{yh} - investoinnit_{tase})/2 \quad (22)$$

där

IKV = investeringsincitamentets inverkan på det justerade resultatet

TP = linjär avskrivning av nät beräknad utifrån återanskaffningsvärdet

$investoinnit_{yh}$ = investeringar som beräknats med jämförpriser

$investoinnit_{tase}$ = investeringar enligt balansräkningen

För nätinnehavaren, som inte kunnat investera kostnadseffektivt till priser som är lägre än jämförpriserna i jämförprislistan, beräknas effekten av investeringsincitamentet i det realiserade justerade resultatet direkt enligt normal avkastning. Effekten är med andra ord direkt summan av värdeminskningen av de nätverkskomponenter som faktiskt används.

Med den ovan nämnda principen säkerställs kostnadsreflekterade prissättning, när i de effektivt fungerande företagen nyttan av effektiviteten går omedelbart in i kundernas prissättning, och släpande bokföring leder inte till omotiverade vinster. Dessutom har det ansetts annars också vara motiverat att begränsa fördelarna med incitamenteffekten till en rimligare gräns än för närvarande. Skillnaderna har varit stora för varje företag.

Baserat på principen av den tidigare investeringsincitamentet kunderna har inte dragit nytta av kostnadseffektivitet, om inte hela den genomsnittliga kostnadsnivån också minskar. Med principen av den nya investeringsincitamentet ska säkerställas att även om kostnaderna stiger i genomsnitt så kommer även kunderna till effektivt fungerande företag att dra nytta av kostnadseffektiviteten bättre än tidigare. Den prissättningsramen som tillsynsmetoderna tillåter är för effektivare nätoperatörer

med andra ord också relativt billigare ur kundernas synvinkel i framtiden än för de ineffektiva. Hälften av effektivitetsvinsterna vid linjära avskrivningar kvarstår dock fortfarande till förmån för nätinnehavaren, så att nätoperatören har incitament att investera i de mest kostnadseffektiva lösningarna.

6.2 Kvalitetsincitament

Syftet med kvalitetsincitamentet är att sporra nätinnehavarna att utveckla kvaliteten på elöverföringen och -distributionen.

Nätinnehavarna uppmuntras att uppnå åtminstone den nivå på leveranssäkerheten som fastställs i elmarknadslagen. Energimyndigheten vill också styra nätinnehavarna till att på eget initiativ höja kvaliteten på elöverföring och -distribution över den lagstadgade miniminivån.

En del av nätinnehavarna har redan uppnått den ovannämnda leveranssäkerhetsnivån och i takt med att utvecklingsåtgärderna för nätet framskrider uppnår en allt större del av nätinnehavarna denna nivå. I fråga om dessa nätinnehavare är syftet med kvalitetsincitamentet framför allt att uppmuntra till att upprätthålla en god leveranssäkerhet för nätet.

6.2.1 Avbrottskostnader

Avbrottskostnader, det vill säga den skada som avbrotten har orsakat, beräknas utifrån avbrottens antal, varaktighet och jämförpriser.

AVBROTT

I kvalitetsincitamentet används för avbrott de uppgifter som avbrottens antal och varaktighet enligt föreskriften om nyckeltal som nätinnehavaren har rapporterat i tillsynsuppgifterna.

DISTRIBUTIONSNÄTSINNEHAVARE

Under den sjätte och sjunde tillsynsperioden beaktas i mellanspänningsnätet och högspänningsdistributionsnätet

- antal och varaktighet av oplanerade avbrott
- antal snabbåterinkopplingar
- antal fördröjda återinkopplingar.

Antal och varaktighet av planerade avbrott beaktas bara i mellanspänningsnätet.



Utöver dessa beaktas under den sjätte och sjunde tillsynsperioden för första gången i lågspänningsdistributionsnätet

- antal och varaktighet av planerade avbrott
- antal och varaktighet av oplanerade avbrott.

INNEHAVARE AV HÖGSPÄNNINGSDISTRIBUTIONSNET

Under den sjätte och sjunde tillsynsperioden beaktas i mellanspänningsnätet och högspänningsdistributionsnätet

- antal och varaktighet av oplanerade avbrott
- antal snabbåterinkopplingar
- antal fördröjda återinkopplingar.

JÄMFÖRPRISER FÖR AVBROTT

Som jämförpriser för avbrott används värdena i tabell 7, som baserar sig på en utredning som verket låtit göra av AFRY Management Consulting Oy¹⁸.

I utredningen definieras jämförpriserna separat för hushåll, jordbruk, offentliga och privata tjänster samt industrin utifrån analytiska metoder och statistiska utgångsuppgifter. I de parametrar som används i beräkningen har man också beaktat intervjuer med intressentgrupper som ordnats som en del av utredningen. Utifrån dessa har de jämförpriser som tillämpas vid beräkningen av kvalitetsincitamentet bildats.

Jämförpriserna i tabellen anges i penningvärdet för 2021. Vid beräkningen av jämförelsenivån för avbrottskostnaderna och de faktiska avbrottskostnaderna justeras priserna per enhet till respektive års penningvärde med konsumentprisindexet i enlighet med kapitel 1.8.

¹⁸ AFRY Management Consulting Oy / Tkachenko Evgenia, Vihavainen Petri, Selvitys keskeytyksen aiheuttaman haitan kustannuksista, marraskuu 2022

Tabell 7. Jämförpriser för olägenhet orsakad av avbrott

Oväntat avbrott		Planerat avbrott		Fördröjd återinkoppling	Snabb återinkoppling
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suunn}$	$h_{W,suunn}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€ / kWh	€ / kW	€ / kWh	€ / kW	€ / kW	€ / kW
11,16	1,05	6,14	0,58	1,05	0,53

6.2.2 Beräkning av avbrottskostnaderna under den sjätte och sjunde tillsynsperioden

Avbrottskostnaderna beräknas per spänningsnivå enligt formlerna 23, 24 och 25.

Beräkningen av de faktiska avbrottskostnaderna för lågspänningsdistributionsnätet presenteras i formel 23.

$$KAH_{t,k}^{PJ} = \left(KA_{odott,t}^{PJ} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{PJ} \times h_{W,odott} + \right) \times \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2021}} \right)$$

$$KA_{suunn,t}^{PJ} \times h_{E,suunn} + KM_{suunn,t}^{PJ} \times h_{W,suunn}$$

(23)

Beräkningen av de faktiska avbrottskostnaderna för mellanspänningsdistributionsnätet presenteras i formel 24.

$$KAH_{t,k}^{KJ} = \left(KA_{odott,t}^{KJ} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{KJ} \times h_{W,odott} + \right) \times \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2021}} \right)$$

$$KA_{suunn,t}^{KJ} \times h_{E,suunn} + KM_{suunn,t}^{KJ} \times h_{W,suunn} + AJK_t^{KJ} \times h_{AJK} + PJK_t^{KJ} \times h_{PJK}$$

(24)

Beräkningen av de faktiska avbrottskostnaderna för högspänningsdistributionsnätet presenteras i formel 25.

$$KAH_{t,k}^{SJ} = \left(KA_{odott,t}^{SJ} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{SJ} \times h_{W,odott} + \right) \times \left(\frac{W_k}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2021}} \right)$$

$$AJK_t^{SJ} \times h_{AJK} + PJK_t^{SJ} \times h_{PJK}$$

(25)



I formlerna 23, 24 och 25:

$KAH^{PJ,KJ,SJ}_{t,k}$ = faktiska avbrottskostnader för spänningsnivån (PJ, KJ, SJ) i distributionsnätet i fråga år t enligt penningvärdet år k , euro

$KA^{PJ,KJ,SJ}_{odott,t}$ = med årsenergi viktad avbrottstid på grund av oväntade avbrott i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (PJ, KJ, SJ), timmar

$h_{E,odott}$ = jämförpris för skada orsakad av oplanerade avbrott för avbrottens varaktighet, euro/kilowattimme

$KM^{PJ,KJ,SJ}_{odott,t}$ = med årsenergi viktade antalet avbrott på grund av oväntade avbrott i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (PJ, KJ, SJ), st.

$h_{W,odott}$ = jämförpris för olägenhet orsakad av oplanerade avbrott, euro/kilowatt

$KA^{PJ,KJ}_{suunn,t}$ = med årsenergi viktad avbrottstid på grund av planerade avbrott i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (PJ, KJ), timmar

$h_{E,suunn}$ = jämförpris för skada orsakad av planerade avbrott för avbrottens varaktighet, euro/kilowattimme

$KM^{PJ,KJ}_{suunn,t}$ = med årsenergi viktade antalet avbrott på grund av planerade avbrott i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (PJ, KJ), st.

$h_{W,suunn}$ = jämförpris för olägenhet orsakad av planerade avbrott, euro/kilowatt

$AJK^{KJ,SJ}_t$ = med årsenergi viktade antalet avbrott på grund av fördröjd återkoppling i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (KJ, SJ), st.

h_{AJK} = jämförpris för olägenhet orsakad av fördröjd återinkoppling för antalet avbrott, euro/kilowatt

$PJK^{KJ,SJ}_{suunn,t}$ = med årsenergi viktade antalet avbrott på grund av snabbåterkoppling i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (KJ, SJ), st.

h_{PJK} = jämförpris för skada orsakad av snabbåterinkopplingar för antalet avbrott, euro/kilowatt



W_k	=	överförd energimängd via spänningsnivån i fråga år k , kilowattimmar
W_t	=	överförd energimängd via spänningsnivån i fråga år t , kilowattimmar
T_t	=	antal timmar år t
KHI_k	=	konsumentprisindex år k
KHI_{2021}	=	konsumentprisindex år 2021
k	=	granskningsåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2024, 2025, 2026 eller 2027 samt under den sjunde tillsynsperioden 2028, 2029, 2030 eller 2031
t	=	k

DISTRIBUTIONSNÄTSINNEHAVARE

De nätinnehavarspecifika avbrottskostnaderna består för distributionsnätsinnehavaren av avbrottskostnaderna för lågspänningsdistributionsnätet, medelspänningsdistributionsnätet och högspänningsdistributionsnätet, dvs. summan av formlerna 23, 24 och 25 enligt formel 26.

$$KAH_t = KAH^{PJ}_t + KAH^{KJ}_t + KAH^{SJ}_t \quad (26)$$

Skillnaden mellan formlerna 23, 24 och 25 är:

$t = k$	=	granskningsåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2024, 2025, 2026 eller 2027 samt under den sjunde tillsynsperioden 2028, 2029, 2030 eller 2031
W_k	=	I fråga om distributionsnätsinnehavarens högspänningsdistributionsnät används som energimängd som överförts via spänningsnivån år k den energi som tagits emot i högspänningsdistributionsnätet i enlighet med tillsynsbrev 2538/402/2020, med avdrag för den fasta förlustprocenten. Som fast förlustprocent används 4 %.

INNEHAVARE AV HÖGSPÄNNINGSDISTRIBUTIONSNÄT

De faktiska avbrottskostnaderna för innehavare av högspänningsdistributionsnät KAH^{SJ}_t beräknas enligt formeln 25.

6.2.3 Referensnivå för avbrottskostnader under den sjätte och sjunde tillsynsperioden

Fastställandet av referensnivån för kvalitetsincitamentet har undersökts i en utredning¹⁹ som Energimyndigheten låtit Gaia Consulting Oy göra. Där granskades frågan särskilt med tanke på leveranssäkerhetskraven i elmarknadslagen. Ärendet har också behandlats i en utredning som ämbetsverket låtit göra vid Tammerfors tekniska universitet och Villmanstrands tekniska universitet²⁰. Där granskades frågan särskilt med tanke på risken för störningar. Definitionen av referensnivån har vidare behandlats i utlåtandet²¹ från den akademiska arbetsgrupp som tillsatts av arbets- och näringsministeriet.

Som referensnivå för avbrottskostnaderna används medeltalet av nätinnehavarens faktiska avbrottskostnader under de två föregående tillsynsperioderna, dvs. under åtta år. Under den sjätte tillsynsperioden används som referensnivå medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna 2016–2023 och medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna under den sjunde tillsynsperioden 2020–2027.

Referensnivån korrigeras med den årsenergi som överlätits till kunderna, för att referensnivån för avbrottskostnaderna med avseende på den överförda energimängden ska vara jämförbar med de faktiska avbrottskostnaderna.

DISTRIBUTIONSNÄTSINNEHAVARE

Som referensnivå för den sjätte tillsynsperioden används medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna i distributionsnätet 2016–2023 och i högspänningsdistributionsnätet 2018–2023. Beräkningen av referensnivån för distributionsnätinnehavarens avbrottskostnader under den sjätte tillsynsperioden presenteras i formeln 27.

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2016}^{2023} \left[KAH_{t,k}^{PJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) + KAH_{t,k}^{KJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{8} + \frac{\sum_{t=2018}^{2023} \left[KAH_{t,k}^{SJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{6} \quad (27)$$

$KAH_{ref,k}$ = referensnivå för avbrottskostnader för år k , euro

¹⁹ Gaia Consulting Oy, Karttunen Ville, Vanhanen Juha, Partanen Jarmo, Matschoss Kaisa, Bröckl Marika, Haakana Juha, Hagström Markku, Lassila Jukka, Pesola Aki ja Vehviläinen Iivo, Selvitys laatukannustimen toimivuudesta ja kehitystarpeista vuosille 2016–2023, 27.10.2014

²⁰ Tampereen teknillinen yliopisto, Lappeenrannan teknillinen yliopisto / Verho Pekka, Strandén Janne, Nurmi Veli-Pekka, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Hagqvist Olli, Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Honkapuro Samuli, Nykyisen valvontamallin arviointi – suurhäiriöriski, 24.11.2010

²¹ Järventausta Pertti, Collan Mikael, Liski Matti, Huhta Kaisa, Akademisk arbetsgrupp om beräkningsmetoder för tarriffer för elöverföring och -distribution, arbetsgruppens utlåtande till Energimyndigheten, 31.5.2022



$KAH^{PJ,KJ,SJ}_{t,k}$ = enligt formlerna 23, 24 och 25 faktiska avbrottskostnader för spänningsnivån (PJ, KJ, SJ) i distributionsnätet i fråga år t enligt penningvärdet år k , euro

k = granskningsåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2024, 2025, 2026 eller 2027

t = referensåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 eller 2023

Som jämförelsenivå för den sjunde tillsynsperioden används medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna i distributionsnätet 2020–2027. Beräkningen av referensnivån för distributionsnätsinnehavarens avbrottskostnader under den sjunde tillsynsperioden presenteras i formeln 28.

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2020}^{2027} \left[KAH_{t,k}^{PJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) + KAH_{t,k}^{KJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) + KAH_{t,k}^{SJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{8} \quad (28)$$

$KAH_{ref,k}$ = referensnivå för avbrottskostnader för år k , euro

$KAH^{PJ,KJ,SJ}_{t,k}$ = enligt formlerna 23, 24 och 25 faktiska avbrottskostnader för spänningsnivån (PJ, KJ, SJ) i distributionsnätet i fråga år t enligt penningvärdet år k , euro

k = granskningsåret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2028, 2029, 2030 eller 2031

t = granskningsåret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 eller 2027

INNEHAVARE AV HÖGSPÄNNINGSDISTRIBUTIONSNET

Som referensnivå för den sjätte tillsynsperioden används medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna i högspänningsdistributionsnätet 2018–2023. Beräkningen av referensnivån för avbrottskostnaderna för högspänningsdistributionsnätet under den sjätte tillsynsperioden presenteras i formel 29.

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2018}^{2023} \left[KAH_{t,k}^{SJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{6} \quad (29)$$

där

$KAH_{t,k}^{SJ}$ = faktiska avbrottskostnader i distributionsnät för högspänning årt i penningvärdet år k , euro.

k = granskningsåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2024, 2025, 2026 eller 2027

t = referensåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 eller 2023

Som referensnivå för den sjunde tillsynsperioden används medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna i högspänningsdistributionsnätet 2020–2027. Beräkningen av referensnivån för avbrottskostnaderna för högspänningsdistributionsnätet under den sjunde tillsynsperioden presenteras i formel 30.

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2020}^{2027} \left[KAH_{t,k}^{SJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{8} \quad (30)$$

k = granskningsåret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2028, 2029, 2030 eller 2031

t = granskningsåret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 eller 2027

6.2.4 Kvalitetsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet

Kvalitetsincitamentets effekt avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Kvalitetsincitamentets effekt beräknas genom att de faktiska avbrottskostnaderna dras av från avbrottskostnadernas referensnivå.

Kvalitetsincitamentets maximala effekt på beräkningen av det faktiska justerade resultatet jämkas. De största avvikelserna i de årliga avbrottsmängderna och -tiderna beaktas genom att man ställer gränsvärden för kvalitetsincitamentet, så kallade tak- och golvvärden. Detta innebär att en differens mellan avbrottskostnadernas referensnivå och de faktiska avbrottskostnaderna som är större än det ställda gränsvärdet inte påverkar beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

Kvalitetsincitamentets effekt som beaktas vid beräkning av det faktiska justerade resultatet kan uppgå till högst 15 % av nätinnehavarens skäligen avkastning under



det aktuella året. Detta gäller kvalitetsbonus för bättre kvalitet och kvalitetssanktion till följd av sämre kvalitet.

Kvalitetsincitamentet ska vara symmetriskt även för nätinnehavare vars högsta möjliga kvalitetsbonus är mindre än 15 procent av nätinnehavarens skäliga avkastning under året i fråga. Därför kan en eventuell kvalitetssanktion vara högst lika stor som den största möjliga kvalitetsbonusen.

6.3 Effektiviseringsincitament

Syftet med effektiviseringsincitamentet är att uppmuntra nätinnehavarna till kostnadseffektiv verksamhet. Nätinnehavarens verksamhet är kostnadseffektiv när inputen, det vill säga kostnaderna för verksamheten, är så liten som möjligt i förhållande till verksamhetens output.

I fråga om eldistributionsnätsverksamheten bedöms kostnadsnivån enligt en effektiv operativ verksamhet med hjälp av effektivitetsmätmetoder, varvid effektivitetsfronten estimeras utifrån alla nätinnehavares input- och output-uppgifter. Den enskilda nätinnehavarens potential att effektivisera den operativa verksamheten observeras genom att de faktiska kostnaderna jämförs med kostnaderna enligt effektivitetsfronten.

Effektivitetsgranskningen grundar sig i allmänhet på en granskning av den statiska och dynamiska effektiviteten. Den statiska effektiviteten granskar effektiviteten vid en viss tidpunkt i förhållande till referensbolag och uppmuntrar ineffektiva bolag att agera effektivare än i nuläget. Granskningen av den statiska effektiviteten förutsätter att nivån på kostnadseffektiviteten mäts i referensgruppen. Dynamisk effektivitet å sin sida beskriver den tekniska utvecklingen över tid och uppmuntrar effektivt verksamma bolag att ytterligare effektivisera sin verksamhet. En granskning av den dynamiska effektiviteten förutsätter att man mäter förändringen i kostnadseffektiviteten.

OM BERÄKNING AV EFFEKTIVISERINGSINCITAMENTET

Effektiviseringsincitamentet för distributionsnätinnehavare består av följande faktorer

- allmänt effektiviseringsmål (6.3.1)
- variablerna för mätning av företagsspecifik effektivitet (6.3.2)
- företagsspecifikt effektiviseringsmål (6.3.3)
- företagsspecifika faktiska effektiviseringskostnader (6.3.4)

- effektiviseringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat (6.3.5).

Beräkning av effektiviseringsincitament för innehavare av högspänningsdistributionsnät beskrivs i avsnitt 6.3.6. Frågan tas även upp i avsnitt 6.3.7.

6.3.1 Allmänt effektiviseringsmål

Syftet med det allmänna effektiviseringsmålet är att sporra nätinnehavare, även sådana som i effektivitetsmätningar konstaterats vara effektiva, att effektivisera sin verksamhet enligt den allmänna produktivitetsutvecklingen. Det allmänna effektivitetsmålet, det vill säga effektivitetsincitamentets dynamiska komponent, är lika stort för alla bolag och strävar efter att beakta den effektiviseringspotential som den tekniska utvecklingen inom branschen medför.

I tillsynen över monopolverksamhet är det naturligt att ställa upp ett allmänt effektiviseringsmål för företagen.

UTVECKLING AV PRODUKTIVITETEN INOM NÄTBRANSCHEN

I en utredning²² som Energimyndigheten låtit göra har nivån av det allmänna effektiviseringsmålet bedömts genom analyser av produktivitetsutvecklingen inom olika nätfunktioner.

Produktivitetssiffrorna varierar beroende på nätfunktion och det tidsintervall som granskats. Rekommendationen enligt utredningen är att det allmänna effektiviseringsmålet ska fastställas utifrån produktivitetsutvecklingen under en längre tid.

Utifrån detta rekommenderas i utredningen att samtliga nätfunktioner har samma allmänna effektiviseringsmål på två procent per år.

TILLÄMPLIG NIVÅ

Som värde för det allmänna effektiviseringsmålet under sjätte tillsynsperioden används 0 % istället för de två procent som bestäms utifrån den långsiktiga produktivitetsutvecklingen. Under sjunde tillsynsperioden i sin tur tillämpas 1 % som värde för det allmänna effektiviseringsmålet.

På en mer måttlig nivå av det generella effektiviseringsmålet beaktas det kostnadstryck, som den komplicerade verksamhetsmiljön och å andra sidan nya verksamhetsmetoder och krav orsakar, när det gäller operativa kostnader.

²² ECKTA Oy / Kuosmanen, T. Yleinen tehostamistavoite sähköön ja maakaasun verkkotoiminnoissa 6. ja 7. valvontajaksoilla 2024 – 2031, 15.11.2022

6.3.2 Variablerna för mätning av företagsspecifik effektivitet

Variablerna för effektivitetsmätning vid beräkning av det företagsspecifika effektivitetsmålet är variablerna för input, output och omvärld. Dessutom används kontrollvariabeln i det första skedet av estimeringen av kostnadsfronten.

INPUTVARIABLER

Som inputvariabler används

- kontrollerbara operativa kostnader (KOPEX), euro
- elnätets nuvarande bruksvärde (NKA), euro.

Kontrollerbara operativa kostnader och återanskaffningsvärde behandlas som separata variabler och ska inte räknas ihop.

I modellen beräknas kontrollerbara operativa kostnader som varierande input som är föremål för effektiviseringsmålet. Det nuvarande bruksvärdet har i modellen ett fast värde som inte omfattas av effektiviseringsmålet.

I tabell 6 i avsnitt 5.2 presenteras de poster som ingår i de kontrollerbara operativa kostnaderna.

OUTPUTVARIABLER

Som outputvariabler används

- överförd energimängd, GWh
- elnätets totala mängd, km
- antal driftsställen, st.
- avbrottskostnader (KAH), euro.

I den överförda energimängden beaktas den genomsnittliga belastningen på elnätet och de kostnader som den ger upphov till. Energimängden har viktats med de genomsnittliga nationella överföringspriserna för olika spänningsnivåer.

Genom elnätets totala längd och antal driftsställen beaktas de kostnader som beror på nätets omfattning. Dessa variabler och relationstalet för dem (total längd/antal driftsställen) skiljer dessutom åt nätinnehavarna i tätorter och på glesbygden.

I avbrottskostnaderna beaktas de kostnader som uppkommer genom avbrott och undvikande av avbrott. Avbrottskostnaderna ingår inte i de normala



outputvariablerna. Det är inte möjligt att öka outputen genom att öka på avbrottskostnaderna. De är inte heller nödvändiga för verksamheten utan bara en biprodukt. I modellen upptas de som en önskad outputvariabel eller olägenhet. När det gäller beräkningen av avbrottskostnaderna beaktas de uppdaterade jämförpriserna för avbrott enligt den utredning som verket låtit AFRY Management Consulting Oy göra.

OMVÄRLDSVARIABEL

Som omvärldsvariabel används relationstalet mellan antalen anslutningar och driftsställen (anslutningar/driftsställen, L/K-kvot).

Genom L/K-kvoten beaktas de högre kostnaderna på glesbygden. Kvoten anger hur stor andel av driftsställena som är anslutna till nätet via samma anslutning. Den är en lämplig variabel för modellen eftersom den förblir relativt konstant med tiden.

Kvotens värde ska ligga mellan noll och ett. Det lägsta värdet gäller för nätinnehavare som verkar i stadsmiljöer. För många nätinnehavare i glesbygdsmiljöer ligger det nära ett.

KONTROLLVARIABEL

Den så kallade endogenitetsillusionen²³ kan lindras genom att man tar med en kontrollvariabel i estimeringsfasen. Som kontrollvariabel används nätinnehavarnas årliga förlustprocent.

Kontrollvariabeln $\tilde{z}_{i,t}$ modelleras explicit endast i estimeringsfasen 1) däremot i effektivitetsanalysens faser 2) och 3) används kontrollvariabeln inte, eftersom syftet är att estimeras effektlöshetstermen $u_{i,t}$.

6.3.3 Företagsspecifikt effektivitetsmål

Syftet med det företagsspecifika effektiviseringsmålet är att sporra en nätinnehavare som i en effektivitetsmätning konstaterats vara ineffektiv att uppnå en effektivare verksamhetsnivå.

Verket har låtit ECKTA Oy göra en utredning²⁴ av effektivitetsmätningen, där man bedömde StoNED-metoden (Stochastic Non-smooth Envelopment of Data) som tillämpades vid effektivitetsmätningen av eldistributionsnätinnehavare. I

²³ Med endogen variabel avses i ekonometrin en variabel som förklarar modellen och korrelerar med feltermen. Den illusion som orsakas av endogeniteten korrigeras genom att man använder en kontrollvariabel, med hjälp av vilken man kan precisera estimaterna och skilja åt de förklarande variabelernas inverkan från feltermen.

²⁴ ECKTA Oy / Kuosmanen, T., Kuosmanen, N, Dai, S., Kohtuullinen muuttuva kustannus sähköjälkeluoverkkoyhtiöiden valvontamallissa: Ehdotus tehostamiskannustimen kehittämiseksi 6. ja 7. valvontajakoilla vuosina 2024 – 2031, 12.9.2022



utredningen ansågs den modell för villkorlig mätning²⁵ som föreslogs i den utredning om effektivitetsmätning som Energimyndigheten beställde 2014 av Sigma-Hat Economics Oy fortfarande vara den metod som föredras för att fastställa referensnivån för de operativa kostnader som kan kontrolleras. I ECKTA Ab:s utredning presenterades dock förslag till fortsatt utveckling av metoden och den tillämpade modellens variabelval. Metoden har utvecklats för effektivitetsincitament i fråga om modellspecifikation och estimering.

Dessutom gav Energimyndigheten i juni 2023 i uppdrag till ECKTA Oy en tillägsrapport²⁶. Baserat på rapporten, effektivitetsfronten kommer att uppskattas i den sjätte och sjunde tillsynsperioden vartannat år.

MODELLSPECIFIKATION FÖR EFFEKTIVITETSFRONT

Effektivitetsfronten estimeras med hjälp av StoNED-metoden. Den modellspecifikation som används vid beräkningen presenteras i formel 31.

$$\ln x = \ln IR(x, y) + \delta'z + u + v \quad (31)$$

där

x = kontrollerbara operativa kostnader

IR = funktion för inputbehov, som uppfyller de fastställda villkoren för monotonitet, konvexitet och skalavkastning

x = vektorn för fast input

y = outputvektor

δ' = vektor för marginaleffekterna av heterogenitet

z = vektor för heterogenitetsfaktorer

u = väntevärde för ineffektivitet – estimeras utan distributionsantaganden med hjälp av den icke parametriska metoden för kärnavfaltung (kernel deconvolution)

²⁵ Sigma-Hat Economics Oy / Kuosmanen, T., Saastamoinen, A., Keshvari, A., Johnson, A., & Parmeter, C., Tehostamiskannustin sähköjen jakeluverkkoyhtiöiden valvontamallissa: Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämiseksi neljännellä valvontajaksolla 2016 – 2019, 21.10.2014

²⁶ ECKTA Oy / Kuosmanen, T., Tekninen kehitys, pääoman syveneminen ja kustannusrintaman siirtyminen: Uusimman paneeliaineiston vaikutus estimoituun StoNED-rintamaan, 28.6.2023



v = slumpmässigt fel

ESTIMERING AV EFFEKTIVISERINGSFRONT

Effektivitetsfronten, som används som grund för beräkningen av nätinnehavarens effektiviseringsmål, estimeras med de metoder som presenteras i denna bilaga. Energimyndigheten estimerar effektiviseringsfronten och beräknar effektiviseringsmålen för de enskilda nätinnehavarna när alla nödvändiga ingångsdata har kontrollerats senast 31.12.2023.

Effektivitetsfronten estimeras för den första hälften av den sjätte tillsynsperioden, d.v.s. för år 2024-2025 och som ingångsdata för estimeringen används variablerna definierats i avsnittet 6.3.2 är nätinnehavarnas tillsynsuppgifter för 2016-2022.

Som kontrollerbara operativa kostnader används kostnadsposterna enligt tillsynsuppgifterna för 2016-2022. Dessa justeras med konsumentprisindexet till 2022 års nivå.

Som nuvarande bruksvärde används de justerade nuvarande bruksvärdena för elnätstillgångar enligt tillsynsuppgifterna för 2016-2022. Dessa justeras med konsumentprisindexet till 2022 års nivå.

Estimeringen görs på nytt för den andra hälften av den sjätte tillsynsperioden. Som estimeringens ingångsdata för variabler enligt avsnittet 6.3.2 används tillsynsuppgifterna från år 2018-2024.

Effektivitetsfronten estimeras under den sjunde tillsynsperioden för första gången i slutet av 2027 med hjälp av tillsynsuppgifter från år 2020-2026, och på nytt i slutet av 2029 med tillsynsuppgifter från år 2022-2028. Estimeringar görs på samma sätt som under den sjätte tillsynsperioden. Estimeringarna använder ingångsdata för variablerna enligt avsnitt 6.3.2 i den sjätte tillsynsperioden, och de monetära variablerna korrigeras med konsumentprisindex till prisnivån för det sista året i varje dataperiod. De data som används vid estimering av effektivitetsfronten behandlas som obalanserade paneldata.

Nätinnehavare som har lagt ner sin nätverksamhet upptas i data som separata observationsenheter tills verksamheten har upphört. Fusionerade nätinnehavare behandlas som en observationsenhet från och med fusionsåret.



EFFEKTIVITETSTAL

Effektivitetstalet anger förhållandet mellan den skäliga kostnadsnivån och den faktiska kostnadsnivån. Effektivitetstalet kan beräknas i samband med estimering av effektivitetsfronten för varje år i estimeringsintervallet.

Under den fjärde tillsynsperioden 2016–2019 slopades den övergångsperiod som tillämpades i effektivitetsincitamentet och de bolagsspecifika effektivitetsmålen från och med 2020. Därmed jämförs nätinnehavarens faktiska kontrollerbara operativa kostnader direkt med nivån för skäliga kontrollerbara operativa kostnader enligt effektivitetsfronten. I praktiken beräknas effektivitetstalet årligen som kvoten av de skäliga kontrollerbara operativa kostnaderna enligt effektivitetsfronten enligt formel 32.

$$TL_t = \frac{SKOPEX_t}{KOPEX_t} \quad (32)$$

där

$SKOPEX_t$ = referensnivå för nätinnehavarens effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader år t

$KOPEX_t$ = nätinnehavarens faktiska kontrollerbara operativa kostnader år t

TL_t = nätinnehavarens effektivitetstal år t

t = år 2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030 eller 2031

SKÄLIGA KOSTNADER ENLIGT EFFEKTIVITETSFRONTEN

Med hjälp av effektivitetsfronten bestäms nätinnehavarens skäliga kontrollerbara kostnader enligt outputnivån för effektiv verksamhet. Dessa skäliga kostnader (SKOPEX) används som referensnivå för de faktiska kontrollerbara operativa kostnaderna.

Vid estimeringen av effektivitetsfronten används olika skuggprisprofiler för beaktande av nätinnehavarnas olika verksamhetsbetingelser och outputprofiler.



Effektivitetsfronten kan presenteras i formen av skuggprisprofiler som baserar sig på marginalkostnader. Skuggpris anger det belopp i euro där en ändring på en enhet i outputvariabeln inverkar på beräkningen av SKOPEX. Elnätets nuvarande bruksvärde estimeras i modellen på samma sätt som outputvariabeln och får ett skuggpris.

Skuggprisprofilerna i effektivitetsfronten skiljer sig från varandra med avseende på hur högt skuggpris de tillåter för outputvariablerna. Vissa profiler betonar till exempel den överförda energimängden medan andra betonar antalet kunder eller elnätets längd.

Med undantag för avbrottskostnader kan outputvariablernas skuggpriser endast ha ett positivt värde och därmed ökar de SKOPEX. Skuggpriset för avbrottskostnader kan vara både ett positivt eller negativt tal, med andra ord kan det öka eller minska SKOPEX. Skuggpriset för elnätets nuvarande bruksvärde är alltid negativt eller lika med noll, och därigenom minskar den SKOPEX eller har ingen inverkan.

För nätinnehavaren väljs automatiskt den skuggprisprofil som ger maximal SKOPEX.

SKOPEX beräknas som produkten av skuggpriserna i det maximerande skuggprisprofilen och outputn, som multipliceras med effekten av omvärldsvariabeln och väntevärdet för ineffektivitet.

De skäliga kontrollerbara operativa kostnaderna beräknas enligt formel 33.

$$SKOPEX = I\hat{R}^{StoNED}(x, y) \times \exp(\hat{\delta}'z) \quad (33)$$

där

$I\hat{R}^{StoNED}(x, y)$ = produkten av output och skuggpriserna enligt den skuggprisprofil som maximerar SKOPEX

$\exp(\hat{\delta}'z)$ = effekten av omvärldsvariabeln och väntevärdet för ineffektivitet

6.3.4 Referensnivå för effektiviseringskostnader

Referensnivån för effektiviseringskostnaderna utgörs av de skäliga kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX). Referensnivån beräknas årligen.

Genom att referensnivån beräknas årligen beaktas även förändringarna i outputvariablerna.

Vid inflationsjusteringen används medelvärdet av konsumentprisindexets poängtal för april–juni under granskningsåret enligt avsnitt 1.8.

REFERENSNIVÅ UNDER DEN SJÄTTE TILLSYNSPERIODEN

Referensnivån beräknas under åren 2024–2025 enligt formel 34.

$$SKOPEX_t = I\hat{R}^{StoNED}(x_t, y_t) \times \exp(\delta'z_t) \times (KHI_t/KHI_{2022}) \quad (34)$$

där

$SKOPEX_t$ = referensnivå för effektiviseringskostnaderna, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader

$I\hat{R}^{StoNED}(x_t, y_t)$ = produkten av output och skuggpriserna enligt den skuggprisprofil som maximerar SKOPEX

$\exp(\delta'z_t)$ = effekten av omvärldsvariabeln och väntevärdet för ineffektivitet

KHI_t = konsumentprisindex år t

KHI_{2022} = konsumentprisindex år 2022

t = år 2024 eller 2025

Referensnivån beräknas under åren 2026–2027 enligt formel 35.

$$SKOPEX_t = I\hat{R}^{StoNED}(x_t, y_t) \times \exp(\delta'z_t) \times (KHI_t/KHI_{2024}) \quad (35)$$

där

KHI_{2024} = konsumentprisindex år 2024

t = år 2026 eller 2027

REFERENSNIVÅ UNDER DEN SJUNDE TILLSYNSPERIODEN

Referensnivån beräknas under åren 2028–2029 enligt formel 36.

$$SKOPEX_t = I\hat{R}^{StoNED}(x_t, y_t) \times \exp(\delta'z_t) \times (1 - YL)^{t-2027} \times (KHI_t/KHI_{2026}) \quad (36)$$

där skillnaderna i jämförelse med formel 34 och 35 är

$$\begin{aligned} KHI_{2026} &= \text{konsumentprisindex år 2026} \\ (1 - YL)^{t-2027} &= \text{teknisk utveckling 2028–2029} \\ t &= \text{år 2028 eller 2029} \end{aligned}$$

Referensnivån beräknas under åren 2030–2031 enligt formel 37.

$$SKOPEX_t = I\hat{R}^{StoNED}(x_t, y_t) \times \exp(\hat{\delta}'z_t) \times (1 - YL)^{t-2027} \times (KHI_t/KHI_{2028}) \quad (37)$$

där

$$\begin{aligned} KHI_{2028} &= \text{konsumentprisindex år 2028} \\ t &= \text{år 2030 eller 2031} \end{aligned}$$

6.3.5 Behandling av fusionerade nätinnehavare

Vid sammanslagning av två eller flera nätinnehavare ska referensnivån för det genom fusion uppkomna bolaget, med andra ord de skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX), fastställas i förhållande till den estimerade effektivitetsfronten. Effektivitetsfronten estimeras för varje tillsynsperiod skilt på det sätt som framgår av avsnitt 6.3.3.

6.3.6 Faktiska effektiviseringskostnader

Som faktiska effektiviseringskostnader används kontrollerbara operativa kostnader. De faktiska effektiviseringskostnaderna beräknas varje år.

Som kontrollerbara operativa kostnader används kostnadsposterna i den särredovisade resultaträkningen för respektive år. I tabell 6 i avsnitt 5.2 presenteras de poster som ingår i kontrollerbara operativa poster. Under den sjunde tillsynsperioden behandlas kostnaderna för flexibla lösningar som förvärvats på marknadsmässiga villkor som en genomsfaktureringspost, vilket menar att dom inte ingår i effektiviseringsincitamentet. Under den sjätte tillsynsperioden ingår kostnaderna för flexibilitet i de kontrollerbara operativa kostnaderna, men en separat bonusmekanism tillämpas på dem genom flexibilitetsincitamentet.

6.3.7 Effektivitet hos innehavare av högspänningsdistributionsnät

Under den sjätte tillsynsperioden är värdet av det allmänna effektivitetsmålet 0 % istället för de två procent som bestäms utifrån en långsiktig produktivitet utveckling. Under den sjunde tillsynsperioden tillämpas 1 % (6.3.1) som värdet av det allmänna effektivitetsmålet.

REFERENSNIVÅ FÖR EFFEKTIVISERINGSKOSTNADER UNDER DEN SJÄTTE TILLSYNSPERIODEN

Beräkningen av referensnivån 2024 presenteras i formel 38.

$$SKOPEX_{2024} = \frac{1}{4} \sum_{t=2020}^{2023} ((1 + \Delta KHI_{2024}) \times (1 + \Delta K_{2024}) \times KOPEX_t) \quad (38)$$

där

$SKOPEX_{2024}$ = referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader 2024

ΔK_{2024} = förändring av nätvolym från år t till år 2024

ΔKHI_{2024} = ändring av konsumentprisindex från år t till år 2024

$KOPEX_t$ = faktiska kontrollerbara operativa kostnader år t

Referensnivån för de följande åren 2025–2027 i tillsynsperioden beräknas enligt formel 39.

$$SKOPEX_t = (1 + \Delta KHI_t) \times (1 + \Delta K_t) \times SKOPEX_{t-1} \quad (39)$$

där

$SKOPEX_t$ = referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader år t

$SKOPEX_{t-1}$ = referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader år $t-1$

ΔK_t = förändring av nätvolym från år $t-1$ till år t

ΔKHI_t = förändring av konsumentprisindex från år $t-1$ till år t

t = år 2025, 2026 eller 2027

REFERENSNIVÅ FÖR EFFEKTIVISERINGSKOSTNADER UNDER DEN SJUNDE TILLSYNSPERIODEN

Beräkningen av referensnivån 2028 presenteras i formel 40.

$$SKOPEX_{2028} = \frac{1}{4} \sum_{t=2024}^{2027} ((1 + \Delta KHI_{2028}) \times (1 + \Delta K_{2028}) \times (KOPEX_t) \times (1 - YL)^1$$

(40)

där

$SKOPEX_{2028}$ = referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader 2028

$(1 - YL)^1$ = teknisk utveckling år 2028

ΔK_{2028} = förändring av nätvolym från år t till år 2028

ΔKHI_{2028} = ändring av konsumentprisindex från år t till år 2028

$KOPEX_t$ = faktiska kontrollerbara operativa kostnader år t

Referensnivån för de följande åren 2029–2031 i tillsynsperioden beräknas enligt formel 41.

$$SKOPEX_t = (1 + \Delta KHI_t) \times (1 + \Delta K_t) \times SKOPEX_{t-1} \times (1 - YL)^{t-2027}$$

(41)

där

$SKOPEX_t$ = referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader för år t

$SKOPEX_{t-1}$ = referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader år $t-1$

$(1 - YL)^{t-2027}$ = teknisk utveckling 2029–2031

ΔK_t = förändring av nätvolym från år $t-1$ till år t



ΔKHI_t = förändring i konsumentprisindexet från år $t-1$ till år t

t = år 2029, 2030 eller 2031

JUSTERING AV NÄTVOLYM

Förändringarna i verksamhetens omfattning hos en innehavare av högspänningsdistributionsnät beaktas enligt en modell som presenteras i en utredning²⁷ som PA Consulting Group Oy utfört på uppdrag av Energimyndigheten.

Nätvolymen för en komponent beräknas genom att antalet komponenter multipliceras med en komponentspecifik koefficient som framgår av tabell 8. Nätvolymen för hela nätet erhålls genom att räkna ihop de komponentspecifika nätvolymerna.

Tabell 8. Koefficienter för omfattningen av en högspänningsdistributionsnätsinnehavares nät

Komponent	Koefficient
1 km 110 kV luftledning	4,2
1 km 110 kV jordkabel	2,3
1 kund	0,025

Beräkningen av nätvolymen presenteras i formel 42.

$$VV = 4,2 \times IJ_{sj} + 2,3 \times MK_{sj} + 0,025 \times AS \quad (42)$$

där

VV = nätets omfattning totalt, dvs. nätvolym

IJ_{sj} = 110 kV luftledningsnätets längd, kilometer

MK_{sj} = 110 kV jordkabelnätets längd, kilometer

AS = antal anslutna kunder i nätet, st.

Beräkningen av förändringen i nätvolymen 2024 presenteras i formel 43.

²⁷ PA Consulting Group Oy / Kuusela Akke, Sähköjen jakeluverkkotoiminnan laajenemisen kustannusvaikutuksiin liittyvä konsulttityö, 24.5.2004



$$\Delta K_{2024} = \frac{VV_{2024}}{VV_t} - 1 \quad (43)$$

där

ΔK_{2024} = förändring av nätvolym 2024

VV_{2024} = nätvolym i slutet av 2024

VV_t = nätvolym vid utgången av år t

Beräkningen av förändringen i nätvolymen 2028 presenteras i formel 44.

$$\Delta K_{2028} = \frac{VV_{2028}}{VV_t} - 1 \quad (44)$$

där

ΔK_{2028} = förändring av nätvolym 2028

VV_{2028} = nätvolym i slutet av 2028

VV_t = nätvolym vid utgången av år t

Ändring av nätvolymen de övriga åren under den sjätte och sjunde tillsynsperioden (2025–2027 och 2028–2031) beräknas enligt formel 45.

$$\Delta K_t = \frac{VV_t}{VV_{t-1}} - 1 \quad (45)$$

där

ΔK_t = förändring av nätvolym år t

VV_t = nätvolym vid utgången av år t

VV_{t-1} = nätvolym vid utgången av år $t - 1$

t = år 2025, 2026, 2027, 2029, 2030 eller 2031

FAKTISKA EFFEKTIVISERINGSKOSTNADER

Som faktiska effektiviseringskostnader används kontrollerbara operativa kostnader. De faktiska effektiviseringskostnaderna beräknas varje år.

Som kontrollerbara operativa kostnader används kostnadsposterna i den särredovisade resultaträkningen för respektive år. I tabell 6 i avsnitt 5.2 presenteras de poster som ingår i kontrollerbara operativa poster.

6.3.8 Effektiviseringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat

Effektiviseringsincitamentets effekt tilläggas vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Effektiviseringsincitamentets effekt beräknas så att de faktiska effektiviseringskostnaderna avräknas från referensnivån för effektiviseringskostnaderna samma år.

Effektiviseringsincitamentets maximala effekt på beräkningen av det faktiska justerade resultatet jämkas. De största avvikelserna i de årliga kontrollerbara operativa kostnaderna beaktas genom att man ställer gränsvärden för effektiviseringsincitamentet, så kallade tak- och golvvärden. Detta innebär att en differens mellan effektiviseringskostnadernas referensnivå och de faktiska effektiviseringskostnaderna som är större än det ställda gränsvärdet inte påverkar beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

Effektiviseringsincitamentets effekt som beaktas vid beräkning av det faktiska justerade resultatet kan uppgå till högst 20 % av nätinnehavarens skäligen avkastning under det aktuella året. Detta gäller både effektiviseringsbonus och effektiviseringsstraff för minskning respektive ökning av kostnaderna.

6.4 Innovationsincitament

Syftet med innovationsincitamentet är att uppmuntra nätinnehavaren att aktivt utveckla innovativa tekniska och funktionella lösningar samt att utnyttja dessa lösningar som en del av nätverksamheten.²⁸

6.4.1 Kostnader för forskning och utveckling

Till de viktigaste målen för forskning och utveckling inom nätverksamheten är framtagning och implementering av intelligenta elnät och andra nya tekniker och

²⁸ Innovationsincitamentets funktion och eventuella utvecklingsförslag för incitamentet har utvärderats bland annat i en utredning som verket låtit göra: Gaia Consulting Oy / Vehviläinen Iivo, Rynnänen Erkka, Hjelt Mari, Descombes Laura, Vanhanen Juha, Energiaviraston valvontamenetelmissä sovellettavan innovaatiokannustimen arviointi, 18.9.2014



verksamhetssätt. Med hjälp av innovationsincitamentet strävar man framför allt efter att uppmuntra nätinnehavarna att utveckla projekt i anslutning till intelligenta elnät, såsom att utveckla flexibla lösningar.

Energimyndigheten uppmuntrar nätinnehavare till aktiv forsknings- och utvecklingsverksamhet med hjälp av avdrag för skäliga forsknings- och utvecklingskostnader vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Forsknings- och utvecklingskostnader som kan godkännas ska anknyta direkt till framtagning av ny information, teknik, produkt eller verksamhetsform för branschen inom nätverksamheten. Eftersom nätinnehavaren kan orsakas forsknings- och utvecklingskostnader redan innan de nya teknikerna och verksamhetssätten används och kan utnyttjas fullt ut, är det också möjligt att på vissa villkor inkludera forsknings- och utvecklingskostnader i innovationsincitamentet.

Resultaten av projekt vars kostnader har godkänts inom innovationsincitamentet ska vara offentliga så att till exempel andra nätinnehavare kan tillgodogöra sig dem i sin nätverksamhet. Konfidentiell information om kunder behöver inte offentliggöras. Detsamma gäller resultat som omfattas av immaterialrättigheter. De resultat som ska göras offentliga skickas till Energimyndigheten som publicerar dem på sin webbplats.

Godkända forsknings- och utvecklingskostnader ska upptas som utgifter i den särredovisade resultaträkningen. Aktiverade forsknings- och utvecklingskostnader godkänns inte i beräkningen av innovationsincitamentet.

Nätinnehavaren ska specificera de icke aktiverade forsknings- och utvecklingskostnaderna som egen kostnadspost i noterna till det särredovisade bokslutet.

6.4.2 Innovationsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet

Innovationsincitamentets effekt avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Innovationsincitamentets effekt beräknas genom att en andel som motsvarar högst 0,5 % av summan av nätverksamheternas omsättning i nätinnehavarens särredovisade resultaträkningar för tillsynsperioden behandlas som skäliga forsknings- och utvecklingskostnader. Syftet är att inrikta incitamentets styrande effekt på utvecklingen av flexibilitetslösningar.

Beloppet för godkända forsknings- och utvecklingskostnader för ett år kan med andra ord överskrida eller underskrida andelen på 0,5 % av nätverksamhetens omsättning under det aktuella året.

Incitament för flexibilitet

6.5

Energimyndigheten uppmuntrar nätoperatörer att utveckla och utnyttja flexibilitetslösningar i distributionsnätverksamheten, varför ett separat flexibilitetsincitament ingår i övervakningsmetoderna. Denna paragraf beskriver innehållet i det flexibla incitamentet. Syftet med flexibilitetsincitamentet för övervakningsperioden 2024–2027 är att uppmuntra nätföretag att utveckla olika flexibilitetslösningar, medan flexibilitetsincitamentet för övervakningsperioden 2028–2031 är avsett att styra de lösningar som utvecklats under föregående övervakningsperiod att bli en del av distributionsnätets verksamhet. Av denna anledning har separata flexibla incitament skapats för varje kontrollperiod.

I samband med flexibilitetsstimulansen definierar Energimyndigheten flexibilitet som den definieras i 3 § 1 mom. 30 punkten Elmarknadslagen (588/2013) Med flexibilitet menas enligt den aktuella klausulen en förändring av elenergin eller last som matas in i nätet som svar på marknadssignaler eller som svar på en ändring som görs antingen individuellt eller genom aggregering för att acceptera ett erbjudande om en ökning eller minskning av mängden el som matas in i eller tas från nätet. På motsvarande sätt definierar Energimyndigheten förbrukningsflexibilitet som den definieras i 3 § 1 mom. 30 a § i elmarknadslagen. Enligt det aktuella avsnittet innebär konsumtionsflexibilitet en förändring av slutanvändarens belastning jämfört med dennes vanliga eller nuvarande konsumtionsmönster som svar på marknadssignaler, tidsrelaterade elpriser eller incitamentsbetalningar, eller som svar på acceptans av ett lämnat erbjudande av slutanvändaren, antingen ensam eller genom aggregering, som avser minskning av efterfrågan eller försäljning av ytterligare energi till ett visst pris för genomförandet av artikel 8.2 och 8.6 i förordning (EU) nr 1227/2011 Europaparlamentet och rådet om rapportering av information om integriteten och granskningsbarheten av grossistmarknaden för energi, enligt definitionen i artikel 2.4 i kommissionens genomförandeförordning (EU) nr 1348/2014 på organiserade marknader.

Energimyndigheten uppmuntrar nätt innehavarna att utveckla flexibilitetslösningar, så ett separat incitament för ökad leveranssäkerhet inkluderas i tillsynsmetoderna. I detta avsnitt beskrivs innehållet i incitamentet för flexibilitet för tillsynsperioden 2024–2027.

Det nyhetskrav som gäller innovationsincitamentet för branschen vad gäller ny information gäller inte projekt som antecknats under incitamentet för flexibilitet, eftersom flexibilitetsprojekt och olika flexibilitetslösningar för incitament för flexibilitet sannolikt är mycket likartade mellan bolagen. På motsvarande sätt kan också de lösningar som nätt innehavarna använder redan i övrigt vara i användning inom branschen.

Kostnader

Naturligtvis kan kostnaderna inte samtidigt ingå i både innovationsincitamentet och flexibilitetsincitamentet. De kostnader som genereras av eventuella uppföljningsåtgärder för ett flexibilitetsprojekt som tidigare (under en tidigare tillsynsperiod) godkännts som en del av innovationsincitamentet kan dock godkännas som en del av flexibilitetsincitamentet under en senare tillsynsperiod.

Incitament för flexibilitet vid beräkning av det faktiska justerade resultatet

Incitamentets effekt avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Effekten av flexibilitetsincitamentet beräknas genom att en andel som motsvarar högst 1 % av summan av nätverksamheternas omsättning i nätinnehavarens särredovisade resultaträkningar för tillsynsperioden behandlas som skäliga forsknings- och utvecklingskostnader.

Således kan andelen kostnader som bokförts i incitamentet för ökad leveranssäkerhet för ett enskilt tillsynsår överstiga eller underskrida 1 % av nätverksamhetens omsättning under året i fråga.

6.6 Incitament för flexibilitet under tillsynsperioden 2028–2031

Denna paragraf beskriver innehållet för incitamentet för flexibilitet under tillsynsperioden 2028–2031. Energimyndigheten ser den sjätte tillsynsperioden som en övergångsperiod för att skapa marknadsförutsättningar för flexibilitet och möjliggör genomfakturering av flexibilitetskostnader i den sjunde tillsynsperioden. Följaktligen kommer flexibilitetsincitamentet att ingå som en del av tillsynsmetoderna för tillsynsperioden 2028–2031, då huvudsyftet med incitamentet är att uppmuntra nätinnehavare att anta marknadsbaserade flexibilitetslösningar som utvecklats under kontrollperioden 2024–2027.

KOSTNADER

Under tillsynsperioden 2028–2031 utgör kostnaderna för flexibla lösningar upphandlade på marknadsmässiga villkor en genomräkningsnota för nätinnehavare. Det är möjligt för nätinnehavare att inkludera högst 2 % av summan av nettoomsättningen av de differentierade resultaträkningarna för nätinnehavares tillsynsperiod i posten som ska faktureras.

7 FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT

Beräkningen av det faktiska justerade resultatet utgår från rörelsevinsten (rörelseförlusten) i den särredovisade resultaträkningen.

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet återförs (5.1) den årliga förändringen i återbetalningsbara anslutningsavgifter enligt den särredovisade balansräkningen samt näthyror enligt den särredovisade resultaträkningen, planemässiga avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar, avskrivningarna på affärsvärde och försäljningsförlust av försäljning av nätandel som upptagits som övriga kostnader. Försäljningsvinst av försäljning av nätandel som upptagits som övriga intäkter avdras däremot (5.1) vid beräkning av det justerade faktiska resultatet.

Därefter avdras en korrigeringspost till resultatet, som består av skäliga kostnader för finansieringstillgångar (5.3).

Investeringsincitamentets effekt beräknas genom att dra av den justerade linjära avskrivningen på nättillgångarna.

Kvalitetsincitamentets effekt beräknas genom att från de realiserade avbrottskostnaderna dras av kostnaderna enligt avbrottskostnadernas referensnivå. Effekten av kvalitetsincitamentet läggs till vinsten.

Effektiviseringsincitamentets effekt beräknas genom att från de realiserade effektiviseringskostnaderna dras av kostnaderna enligt effektiviseringskostnadernas referensnivå. Effekten av effektiviseringsincitamentet läggs till vinsten.

Innovationsincitamentets effekt beräknas utifrån nätinnehavarens skäliga forsknings- och utvecklingskostnader. Effekten av incitamentet dras av från vinsten.

Effekten av det flexibilitetsincitamentet beräknas utifrån skäliga kostnader för att implementera flexibilitetsincitamentet. Effekten av incitamentet dras av från vinsten.

Beräkningarna ger till slut det faktiska justerade resultatet.

Den ovan beskrivna beräkningen presenteras i tabell 9.



Tabell 9. Beräkning av det faktiska korrigerade resultatet

RÖRELSEVINST (RÖRELSEFÖRLUST) FÖR NÄTVERKSAMHET I DEN SÄRREDOVISADE RESULTATRÄKNINGEN
+ Återföringsposter i den särredovisade resultaträkningen
+ Nettoförändring av återbetalningsbara anslutningsavgifter
+ Betalda näthyror
+ Planenliga avskrivningar på affärsvärde
+ Försäljningsförlust av försäljning av nätandel som upptagits som övriga kostnader
- Försäljningsvinst av försäljning av nätandel som upptagits som övriga intäkter
+ Planenliga avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar
- Justeringsposter till resultatet
+ Skäliga kostnader för finansieringstillgångar
- Investeringsincitament
+ Justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångarna
+ Kvalitetsincitament
+ Faktiska avbrottskostnader
- Referensnivå för avbrottskostnader
+ Effektiviseringsincitament
+ Faktiska effektiviseringskostnader
- Referensnivå för effektiviseringskostnader
- Innovationsincitament
- Skäliga kostnader för forskning- och utveckling
- Flexibilitetsincitament 2024-2027
- Skäliga kostnader för att implementera flexibilitetsincitament
= FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT

KÄLLFÖRTECKNING

- 1 Energimyndighetens rekommendation, Kalkylmässig särredovisning av el- och naturgasaf-färsverksamheterna (dnr 2449/421/2015), 18.12.2015
- 2 Regeringens proposition (RP 20/2013 rd)
- 3 Lag om tillsyn över el- och naturgasmarknaden 590/2013
- 4 Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1650/2001)
- 5 KPMG Oy Ab, Selvitys kohtuullisen tuottoasteen määrittämisestä sähkö- ja maakaasuverk-kotoimintaan sitoutuneelle pääomalle, 20.9.2022
- 6 Martikainen Teppo, Lausunto Sähkömarkkinakeskukselle jakeluverkkotoimintaan sitoutu-neen pääoman kohtuullisesta tuottoasteesta, utlåtande 4.11.1998
- 7 PricewaterhouseCoopers, Lausunto koskien sähkön jakeluverkkotoiminnan pääoman keski-kustannusta, utlåtande 7.4.2004
- 8 Deloitte & Touche Oy, Energimarknadsverket – Sähköverkkotoiminnan WACC-mallin ja sen parametrien arviointi, utlåtande 6.8.2010
- 9 DFC Economics S.r.l., Rate-base adjustment for inflation in energy networks regulation: A report for Energiavirasto, 2.10.2023
- 10 Kallunki, Juha-Pekka, Lausunto Energiamarkkinaviraston käyttämästä sähköverkkotoimin-nan valvontamallista, 29.4.2011
- 11 Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1670/2001)
- 12 Bokföringsnämndens utlåtande om upptagande av anslutningsavgifter för stamnätet i abonnentens bokslut (1905/2013)
- 13 AFRY Management Consulting Oy / Tkachenko Evgenia, Vihavainen Petri, Selvitys keskey-tyksen aiheuttaman haitan kustannuksista, marraskuu 2022
- 14 Gaia Consulting Oy, Karttunen Ville, Vanhanen Juha, Partanen Jarmo, Matschoss Kaisa, Bröckl Marika, Haakana Juha, Hagström Markku, Lassila Jukka, Pesola Aki och Vehviläinen Iivo, Selvitys laatukannustimen toimivuudesta ja kehitystarpeista vuosille 2016–2023, 27.10.2014
- 15 Villmanstrands tekniska universitet, Tammerfors tekniska universitet / Verho Pekka, Strandén Janne, Nurmi Veli-Pekka, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Hagqvist Olli,



Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Honkapuro Samuli, Nykyisen valvontamallin arviointi – suurhäiriöriski, 24.11.2010

- 16 Järventausta Pertti, Collan Mikael, Liski Matti, Huhta Kaisa, Akateeminen työryhmä sähkönsiirron ja -jakelun tariffien laskentamenetelmistä, työryhmän lausunto Energiavirastolle, 31.5.2022
- 17 ECKTA Oy / Kuosmanen, T. Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun verkkotoiminnoissa 6. ja 7. valvontajaksoilla 2024–2031, 15.11.2022
- 18 ECKTA Oy / Kuosmanen, T., Kuosmanen, N, Dai, S., Kohtuullinen muuttuva kustannus sähkön jakeluverkkoyhtiöiden valvontamallissa: Ehdotus tehostamiskannustimen kehittämiseksi 6. ja 7. valvontajaksoilla vuosina 2024–2031, 12.9.2022
- 19 Sigma-Hat Economics Oy / Kuosmanen, T., Saastamoinen, A., Keshvari, A., Johnson, A., & Parmeter, C., Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun siirto- ja jakeluverkkotoiminnan valvontamalleissa sekä tehostamiskannustimen arviointi: Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämiseksi neljännellä valvontajaksolla 2016 – 2019, 21.10.2014
- 20 PA Consulting Group Oy / Kuusela Akke, Sähkön jakeluverkkotoiminnan laajenemisen kustannusvaikutuksiin liittyvä konsulttityö, 24.5.2004
- 21 Gaia Consulting Oy / Vehviläinen Iivo, Ryyänen Erkka, Hjelt Mari, Descombes Laura, Vanhanen Juha, Energiaviraston valvontamenetelmissä sovellettavan innovaatiokannustimen arviointi, 18.9.2014

BILAGA 1. NÄTKOMPONENTER, JÄMFÖRPRISER OCH ANVÄNDNINGSTIDSINTERVALLER

Jämförpriserna i bilagan har fastställts på basis av en jämförprisutredning som gjorts under 2023. jämförpriserna i bilagan används under den sjätte tillsynsperioden. För den sjunde tillsynsperioden kommer nätkomponenterna och jämförpriserna att uppdateras.

Samtliga innehavare av distributionsnät och högspänningsdistributionsnät ombads uppge de faktiska investeringskostnaderna i svaren på jämförprisenkäten.

FASTSTÄLLANDE AV JÄMFÖRPRISER

Jämförpriserna har fastställts enligt samma principer som tidigare. Jämförpriserna har i princip bestämts utifrån ett medeltal som viktats enligt investeringsmängderna. Vid fastställandet av det viktade medelvärdet har man delvis utnyttjat en justering som baserar sig på standardavvikelse, där man endast beräknat ett viktat medelvärde av uppgifterna inom standardavvikelsen. Justering av standardavvikelsen har använts om den inte sänker urvalet för betydande projekt, så att jämförpriserna i genomsnitt blir så kostnads motsvariga och sanningsenliga som möjligt. Närmare bestämningsgrunder finns i den bifogade motiveringspromemorian om grunderna för bestämmande av jämförpriserna (publiceras först när jämförpriserna har fastställts).

För vissa jämförpriser har man varit tvungen att använda andra metoder på grund av det ringa urvalet och de icke-linjära resultaten. Sådana är till exempel medelvärdet av nätinnehavarnas svar eller det pris per enhet som fastställts med hjälp av jämförpriser för andra motsvarande nätkomponenter. Om det inte ens på så sätt har varit möjligt att fastställa jämförpriset för dessa, har jämförpriset fastställts som jämförpriset enligt föregående tillsynsperiod. Vid fastställandet av jämförpriserna har man varit tvungen att använda de olika beräkningsprinciper som räknas upp ovan för att jämförpriserna för liknande nätkomponenter inom komponentgruppen ska vara linjära i förhållande till varandra samt även i övrigt leda till skäliga helheter som motsvarar kostnaderna och motsvarar den verkliga situationen.

Nedan beskrivs principen för fastställande av jämförpriser stegvis:

1. För nätkomponenten fastställs ett viktat medelvärde och standardavvikelse.
2. Om inga betydande projekt lämnas utanför standardavvikelsen och urvalet inte minskar proportionellt, tillämpas i detta skede istället för det vägda medelvärdet det vägda medelvärdet inom standardavvikelsen som jämförpris för



nätkomponenten. Kriterierna för att tillämpa ett viktat medelvärde som justerats med standardavvikelse är följande:

- a. Urvalet får inte överstiga 25 % för den bebyggda kvantiteten.
 - b. Nätinnehavarnas urval ska vara minst 3 stycken inom standardavvikelsen.
 - c. Den byggda kvantitetens förhållande till antalet nätinnehavare ska vara större inom standardavvikelsen.
3. Efter ovanstående steg ska varje preliminärt jämförpris gås igenom och kontrolleras att jämförpriset är linjärt och går i rätt riktning i förhållande till motsvarande nätkomponenter i omgivningen. Om det finns missförstånd och avvikelser i förhållande till de omgivande nätkomponenterna, ersätts principen för beräkning av jämförpriset med en sådan princip att man uppnår en förnuftig och tillförlitlig helhet i förhållande till motsvarande nätkomponenter. Med detta avses i praktiken att jämförpriset för en nätkomponent som i verkligheten är billigare och har en lättare struktur inte kan vara högre jämfört med en nätkomponent med tyngre och dyrare struktur. Med principen avses också att jämförpriset ligger på en förnuftig nivå i förhållande till andra motsvarande jämförpriser för nätkomponenter med bättre urval. Nedan finns en förteckning över tillämpliga beräkningsprinciper och en ordning för justering av eventuella avvikelser tills jämförpriserna blir linjära och förnuftiga i förhållande till varandra:
- a. Viktat medelvärde som beräknats inom standardavvikelsen.
 - b. Viktat medelvärde.
 - c. Medeltalet av nätinnehavarnas jämförkostnader.
 - d. Jämförpris som fastställts med hjälp av tillförlitliga jämförpriser runt nätkomponenten. Detta kan innebära bland annat följande beräkningar:
 - i. Medelvärdet av jämförpriset för nätkomponenter med en större och en mindre tvärsnittsarea.
 - ii. I förhållandet mellan nominella effekter och jämförpriser beräknas en vinkelkoefficient med hjälp av vilken man kan fastställa jämförpriset till exempel för de större huvudtransformatorer för vilka jämförkostnader inte hittas.
 - iii. Ett förhållande som grundar sig på de mest tillförlitliga uppgifterna om jämförpriset och som till exempel kan användas för att fastställa kostnadseffekten för jordningstransformatoren i ett jordförläkningsystem och på så sätt fastställa jämförpriset på ett mer tillförlitligt och rationellt sätt även för det lilla urvalet av jordförläkningsystem som inte innehåller en jordningstransformatör.
 - e. Det gamla jämförpriset används som sista alternativ endast om man har bedömt att det inte är möjligt att fastställa priset enligt ovan nämnda principer.

4. Efter stegen ovan har man kunnat skapa ett slutligt jämförpris för varje nät-komponent.

FÖRTECKNING ÖVER JÄMFÖRPRISER ²⁹

Nätkomponenternas innehållsdefinitioner och tolkningsanvisningar för anmälan av olika komponenter finns i Energimyndighetens tillsynsdatasystem. Energimyndigheten ger vid behov preciseringar i definitionerna av nätkomponenter.

Jämförpriserna för nätkomponenter på över tusen euro har avrundats till närmaste hundratal och för komponenter på under tusen euro till närmaste tiotal.

Energimyndigheten har fastställt intervallen för användningstid utifrån svaren i jämförprisenkäten 2023. Intervallen är beräknad som medeltalet för de tekniskekonomiska användningstiderna som majoriteten av nätinnehavarna använder.

Verkkokomponentti	Yk-sikkö	€/yksikkö	Pittoaika
JAKELUVERKON ILMAJOHTOVERKKO			
0,4 kV Ilmajohdot			
AMKA 16 -25 mm ²	km	16 400	35-45
AMKA 35 - 50 mm ²	km	16 900	35-45
AMKA 70 mm ²	km	18 200	35-45
AMKA 95 mm ²	km	19 500	35-45
AMKA 120 mm ²	km	20 900	35-45
0,4 kV Pylväsvarokkeet			
Pylväsvaroke	kpl	476	30-45
20 kV Ilmajohdot			
SPARROW tai pienempi	km	22 900	40-50
RAVEN	km	23 900	40-50
PIGEON	km	27 200	40-50
AL132 mm ² tai suurempi	km	34 900	40-50
Päällystetty avojohto 35 mm ²	km	27 900	40-50
Päällystetty avojohto 50 mm ²	km	29 400	40-50
Päällystetty avojohto 70 mm ²	km	31 300	40-50
Päällystetty avojohto 95 mm ²	km	34 600	40-50
Päällystetty avojohto 120 mm ²	km	40 600	40-50
Päällystetty avojohto 160 mm ²	km	44 400	40-50

²⁹ Jämförprislistan kommer att uppdateras efter jämförprisutredningen. Den preliminära listan ska vara färdigt under våren 2023 och den slutliga listan med jämförpriser senast i slutet av 2023.



Yleiskaapeli 70 mm² tai pienempi	km	46 100	40-50
Yleiskaapeli 95 mm²	km	46 000	40-50
Yleiskaapeli 120 mm²	km	53 200	40-50
Yleiskaapeli 150 mm²	km	60 800	40-50
20 / 0,4 kV Pylväsmuuntamot			
1-pylväsmuuntamo	kpl	4 400	35-45
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 100	35-45
4-pylväsmuuntamo	kpl	6 400	35-45
20 kV Ilmajohdoverkon johtoerottimet ja erotinasemat			
Johtoerotin: 1-vaiheisesti erotettavissa oleva 3-vaiheinen huoltoerotin	kpl	1 800	25-35
Johtoerotin: kevyt	kpl	3 100	25-35
Johtoerotin: katkaisukammiolla varustettu	kpl	5 600	25-35
Erotinasema: 1 erotin	kpl	9 900	25-35
Erotinasema: 2 erotinta	kpl	16 500	25-35
Erotinasema: 3 erotinta	kpl	22 200	25-35
Erotinasema: 4 erotinta	kpl	35 500	25-35
20 kV Ilmajohdoverkon suojaus ja automaatio			
Pylväskatkaisija: katkaisijakohtainen	kpl	19 400	25-35
Kauko-ohjauslaitteisto: moottoriohjain, erotin- tai katkaisijakohtainen	kpl	3 500	25-35
Ilmajohdoverkon vianpaikannuslaitteisto: erotinkohtainen	kpl	2 700	15-25
Tiedonsiirtolaitteisto: muuntamo tai erotinasemakohtainen	kpl	2 800	15-25
45 kV Ilmajohdoverkko			
Puupylväsjohto	km	45 000	45-55
Erotinasema: 1 erotin	kpl	14 900	45-55
JAKELUVERKON KAAPELIVERKKO			
Maadoitusjohtimet			
Kaapeliojaan asennettava erillinen maadoitusjohdin Cu 16 mm²	km	2 600	40-55
Kaapeliojaan asennettava erillinen maadoitusjohdin Cu 25 mm²	km	3 300	40-55
Kaapeliojaan asennettava erillinen maadoitusjohdin Cu 35 mm²	km	3 700	40-55
Kaapeliojaan asennettava erillinen maadoitusjohdin Cu 50 mm²	km	6 300	40-55
Kaapeliojaan asennettava erillinen maadoitusjohdin Cu 70 mm²	km	12 900	40-55
Kaapeliojaan asennettava erillinen maadoitusjohdin Cu 95 mm² tai suurempi	km	18 700	40-55
0,4 kV Maakaapelit			
Maakaapeli 25 mm² tai pienempi	km	6 800	35-50
Maakaapeli 35 mm²	km	7 400	35-50



Maakaapeli 50 mm²	km	8 000	35-50
Maakaapeli 70 mm²	km	10 100	35-50
Maakaapeli 95 mm²	km	10 700	35-50
Maakaapeli 120 mm²	km	12 700	35-50
Maakaapeli 150 mm²	km	13 800	35-50
Maakaapeli 185 mm²	km	18 000	35-50
Maakaapeli 240 mm²	km	20 800	35-50
Maakaapeli 300 mm²	km	28 600	35-50
0,4 kV Vesistökaapelit			
Vesistökaapeli 35 mm² tai pienempi	km	12 000	35-50
Vesistökaapeli 50 mm²	km	13 600	35-50
Vesistökaapeli 70 mm²	km	16 600	35-50
Vesistökaapeli 95 mm²	km	22 200	35-50
Vesistökaapeli 120 mm²	km	25 000	35-50
Vesistökaapeli 150 mm²	km	27 800	35-50
Vesistökaapeli 185 mm²	km	28 400	35-50
Vesistökaapeli vähintään 240 mm²	km	34 200	35-50
Armeerattu vesistökaapeli 35 mm² tai pienempi	km	20 400	35-50
Armeerattu vesistökaapeli 50 mm²	km	23 200	35-50
Armeerattu vesistökaapeli 70 mm²	km	28 200	35-50
Armeerattu vesistökaapeli 95 mm²	km	37 800	35-50
Armeerattu vesistökaapeli 120 mm²	km	42 500	35-50
Armeerattu vesistökaapeli 150 mm²	km	47 200	35-50
Armeerattu vesistökaapeli 185 mm²	km	48 200	35-50
Armeerattu vesistökaapeli vähintään 240 mm²	km	58 100	35-50
Vesistökaapelin rantautuminen			
Vesistökaapelin rantautuminen	kpl	1 610	40-50
Armeeratun vesistökaapelin rantautuminen	kpl	2 000	40-50
0,4 kV Maakaapelitarvikkeet			
0,4 kV haaroituskotelo (ei sulakkeita, tähän ilmoitetaan myös talovarokekotelomaiset rakenteet, joissa ei sulakkeita)	kpl	370	30-45
0,4 kV talovarokekotelo	kpl	460	30-45
0,4 kV haaroituskaappi	kpl	520	30-45
0,4 kV Jakokaapin kiskoliitin	kpl	70	30-45
0,4 kV jonovarokeytkin enintään 100 A	kpl	150	30-45
0,4 kV jonovarokeytkin 160 A	kpl	180	30-45
0,4 kV jonovarokeytkin 250 A	kpl	230	30-45
0,4 kV jonovarokeytkin 400 A	kpl	270	30-45
0,4 kV jonovarokeytkin 630 A	kpl	370	30-45



0,4 kV jonovarokeytkin yli 630 A	kpl	530	30-45
0,4 kV Jakokaapit			
Ei metalliset jakokaapit In enintään 630 A			
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen (leveys alle 400 mm)	kpl	680	30-45
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen 00 (400 - alle 600 mm)	kpl	820	30-45
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen 0 (600 - alle 800 mm)	kpl	1 080	30-45
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen 01 (800 - alle 990 mm)	kpl	1 230	30-45
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen 02 tai 03 (990 - alle 1200 mm ja yli 1200 mm)	kpl	1 680	30-45
Ei metalliset In 1000 A tai yli			
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen (leveys alle 400 mm)	kpl	1 230	30-45
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen 00 (400 - alle 600 mm)	kpl	1 390	30-45
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen 0 (600 - alle 800 mm)	kpl	1 640	30-45
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen 01 (800 - alle 990 mm)	kpl	1 810	30-45
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen 02 (990 - alle 1200 mm)	kpl	1 970	30-45
0,4 kV jakokaappi: ei metallinen 03 (1200 mm ja yli)	kpl	2 200	30-45
Metalliset jakokaapit In 630 A			
0,4 kV jakokaappi: metallinen (leveys alle 400 mm)	kpl	840	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 00 (400 - alle 600 mm)	kpl	1 000	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 0 (600 - alle 800 mm)	kpl	1 150	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 01 (800 - alle 990 mm)	kpl	1 440	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 02 (990 - alle 1200 mm)	kpl	1 580	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 03 (1200 mm ja yli)	kpl	2 040	30-45
Metalliset jakokaapit In 1000 A tai yli			
0,4 kV jakokaappi: metallinen (leveys alle 400 mm)	kpl	1 430	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 00 (400 - alle 600 mm)	kpl	1 630	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 0 (600 - alle 800 mm)	kpl	1 920	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 01 (800 - alle 990 mm)	kpl	2 120	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 02 (990 mm - alle 1200 mm)	kpl	2 300	30-45
0,4 kV jakokaappi: metallinen 03 (1200 mm ja yli)	kpl	2 580	30-45
1,0 kV Verkon erityiskomponentit			
1,0 kV suojalaitteisto	kpl	2 700	25-35
1 kV / 0,4 kV puistomuuntamo	kpl	6 300	35-50
1 kV / 0,4 kV pylväsmuuntamo	kpl	5 600	35-45
20 kV Maakaapelit			
Maakaapelit ilman keskusköyttä			
Maakaapeli 70 mm² tai pienempi	km	11 900	40-55
Maakaapeli 95 mm²	km	14 600	40-55
Maakaapeli 120 mm²	km	16 200	40-55



Maakaapeli 150 mm²	km	17 900	40-55
Maakaapeli 185 mm²	km	22 400	40-55
Maakaapeli 240 mm²	km	25 800	40-55
Maakaapeli 300 mm²	km	29 800	40-55
Maakaapeli 400 mm²	km	36 500	40-55
Maakaapeli 500 mm²	km	43 300	40-55
Maakaapeli 630 mm²	km	52 000	40-55
Maakaapeli 800 mm²	km	63 500	40-55
Maakaapelit keskusköydellä			
Maakaapeli 70 mm² tai pienempi	km	19 400	40-55
Maakaapeli 95 mm²	km	21 400	40-55
Maakaapeli 120 mm²	km	23 200	40-55
Maakaapeli 150 mm²	km	24 400	40-55
Maakaapeli 185 mm²	km	27 400	40-55
Maakaapeli 240 mm²	km	29 700	40-55
Maakaapeli 300 mm²	km	33 700	40-55
Maakaapeli 400 mm²	km	40 500	40-55
Maakaapeli 500 mm²	km	47 200	40-55
Maakaapeli 630 mm²	km	56 000	40-55
Maakaapeli 800 mm²	km	67 400	40-55
20 kV Vesistökaapelit			
Vesistökaapeli 70 mm² tai pienempi	km	26 800	40-55
Vesistökaapeli 95 mm²	km	28 700	40-55
Vesistökaapeli 120 mm²	km	31 000	40-55
Vesistökaapeli 150 mm²	km	33 700	40-55
Vesistökaapeli 185 mm²	km	36 900	40-55
Vesistökaapeli 240 mm²	km	42 000	40-55
Vesistökaapeli 300 mm² tai suurempi	km	47 500	40-55
Armeeratut vesistökaapelit			
Armeerattu vesistökaapeli 70 mm² tai pienempi	km	66 200	40-55
Armeerattu vesistökaapeli 95 mm²	km	86 900	40-55
Armeerattu vesistökaapeli 120 mm²	km	89 800	40-55
Armeerattu vesistökaapeli 150 mm²	km	93 200	40-55
Armeerattu vesistökaapeli 185 mm²	km	97 300	40-55
Armeerattu vesistökaapeli 240 mm²	km	103 700	40-55
Armeerattu vesistökaapeli 300 mm² tai suurempi	km	108 700	40-55
Vesistökaapelin rantautuminen			
Vesistökaapelin rantautuminen	kpl	1 960	40-55
Armeeratun vesistökaapelin rantautuminen	kpl	2 340	40-55



20 kV Kaapelitarvikkeet			
Päätteet ja haaroituskaapit			
Ulkopääte, ilmaeristeinen	kpl	1 370	35-50
Sisäpääte, ilmaeristeinen	kpl	640	35-50
Pistokepääte	kpl	830	35-50
20 kV haaroituskaappi	kpl	4 240	35-50
Ylijännitesuojaus 20 kV kojeisto- ja pylväspäätteissä sekä jakelumuuntajilla			
Ylijännitesuoja, ilmaeristeinen	kpl	640	35-50
Ylijännitesuoja, pistokeliitäntä	kpl	1 350	35-50
Jatkot			
Muovikaapelijatko korkeintaan 150 mm²	kpl	880	35-50
Muovikaapelijatko yli 150 mm²	kpl	1 260	35-50
Seka- tai öljykaapelijatko (muovi-paperi ja paperi-paperi) korkeintaan 150 mm²	kpl	1 370	35-50
Seka- tai öljykaapelijatko (muovi-paperi ja paperi-paperi) yli 150 mm²	kpl	1 820	35-50
Vesistökaapelin jatkot			
Vesistökaapelin jatko	kpl	980	35-50
Armeeratun vesistökaapelin jatko	kpl	3 940	35-50
Maakaapeliverkon jakelumuuntamot 20/0,4 kV			
Puistomuuntamot, pj-keskuksen In enintään 630 A			
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 0: ilman erotinta	kpl	7 500	35-50
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 1: 1 kenno erottimella	kpl	13 100	35-50
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 2: 2 kennoa erottimilla	kpl	14 600	35-50
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 3: 3 kennoa erottimilla	kpl	16 300	35-50
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 4: 4 kennoa erottimilla	kpl	19 200	35-50
Puistomuuntamo: sisältä hoidettava luokka 0: ilman erotinta	kpl	13 400	35-50
Puistomuuntamo: sisältä hoidettava luokka 1: 1 kenno erottimella	kpl	15 800	35-50
Puistomuuntamo: sisältä hoidettava luokka 2: 2 kennoa erottimilla	kpl	18 200	35-50
Puistomuuntamo: sisältä hoidettava luokka 3: 3 kennoa erottimilla	kpl	20 100	35-50
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 4: 4 kennoa erottimilla	kpl	23 100	35-50
Puistomuuntamot, pj-keskuksen In yli 630 A			
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 1: enintään 1 kenno erottimella	kpl	13 600	35-50
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 2: 2 kennoa erottimilla	kpl	19 100	35-50
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 3: 3 kennoa erottimilla	kpl	22 000	35-50



Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 4: 4 kennoa erottimilla	kpl	24 000	35-50
Puistomuuntamo ulkoa hoidettava luokka 5: vähintään 5 kennoa erottimilla	kpl	28 800	35-50
Puistomuuntamo: sisältä hoidettava luokka 1: enintään 1 kenno erottimilla	kpl	21 100	35-50
Puistomuuntamo: sisältä hoidettava luokka 2: 2 kennoa erottimilla	kpl	24 200	35-50
Puistomuuntamo: sisältä hoidettava luokka 3: 3 kennoa erottimilla	kpl	27 400	35-50
Puistomuuntamo: sisältä hoidettava luokka 4: 4 kennoa erottimilla	kpl	30 500	35-50
Puistomuuntamo sisältä hoidettava luokka 5: vähintään 5 kennoa erottimilla	kpl	33 700	35-50
Paloeristetyt puistomuuntamot			
Paloeristetty puistomuuntamo luokka 1: enintään 4 kennoa erottimilla	kpl	40 400	35-50
Paloeristetty puistomuuntamo luokka 2: vähintään 5 kennoa erottimilla	kpl	45 400	35-50
Kiinteistömuuntamot			
Kiinteistömuuntamo luokka 1: enintään 3 kennoa erottimilla	kpl	49 400	35-50
Kiinteistömuuntamo luokka 2: 4 kennoa erottimilla	kpl	51 600	35-50
Kiinteistömuuntamo luokka 3: vähintään 5 kennoa erottimilla	kpl	77 500	35-50
Kaksoismuuntamot			
Kaksoispuistomuuntamo: vähintään 4 kennoa erottimilla	kpl	44 700	35-50
Paloeristetty kaksoispuistomuuntamo: vähintään 4 kennoa erottimilla	kpl	85 500	35-50
Kaksoiskiinteistömuuntamo: vähintään 4 kennoa erottimilla	kpl	76 900	35-50
20 kV Maakaapeliverkon erotinasemat			
Erotinasema: puistomuuntamotyyppinen rakenne luokka 1: 1 kenno erottimilla	kpl	6 900	35-50
Erotinasema: puistomuuntamotyyppinen rakenne luokka 2: 2 kennoa erottimilla	kpl	13 400	35-50
Erotinasema: puistomuuntamotyyppinen rakenne luokka 3: 3 kennoa erottimilla	kpl	19 200	35-50
Erotinasema: puistomuuntamotyyppinen rakenne luokka 4: 4 kennoa erottimilla	kpl	22 300	35-50
Erotinasema: puistomuuntamotyyppinen rakenne luokka 5: vähintään 5 kennoa erottimilla	kpl	25 900	35-50
20 kV Maakaapeliverkon suojaus ja automaatio			
Katkaisija: muuntamolla tai erotinasemalla, katkaisijakohtainen	kpl	12 100	30-40
Kauko-ojauslaitteisto: erotin- tai katkaisijakohtainen moottoriohjain	kpl	790	20-35
Maasulun vianindikointilaitteisto: asennettuna muuntamolle tai erotinasemalle, lähtökohtainen	kpl	700	15-30
Tiedonsiirtolaitteisto: muuntamo tai erotinasemakohtainen	kpl	4 500	15-30
45 kV Maakaapelit			



30 - 45 kV Maakaapeli 300 mm² ja alle	km	34 300	40-55
Jakeluverkon maakaapelin kaivutyö (0,4 KV - 45 KV)			
1. Helppo: asemakaavan ja muiden olosuhteiden ulkopuolinen alue	km	14 600	
2. Tavallinen: Asemakaavan sisällä mutta muiden olosuhteiden ulkopuolella	km	26 300	
3. Tavallinen: Maanpäälliset kallioalueet sekä kallioinen maaperä tavallisessa tai helppossa olosuhteessa	km	46 600	
4. Vaikea: Sisempi kaupunkialue	km	79 700	
5. Erittäin vaikea: Suurkaupunkien (keskusta-alue yli 100 ruutua) alakeskukset sekä kaupunkiseudun keskusta-alueet (yli 30 ruutua)	km	109 800	
6. Erittäin vaikea: Suurkaupunkien laajat ydinkeskustat (yli 100 ruutua keskusta-alue)	km	166 400	
JAKELUVERKON MUUNTAJAT			
20 / 0,4 kV Jakelumuuntajat			
Muuntajat tier 2			
Muuntaja 16 kVA	kpl	3 100	35-45
Muuntaja 30 kVA	kpl	3 300	35-45
Muuntaja 50 kVA	kpl	4 200	35-45
Muuntaja 100 kVA	kpl	5 300	35-45
Muuntaja 200 kVA	kpl	7 500	35-45
Muuntaja 315 kVA	kpl	9 000	35-45
Muuntaja 400 kVA	kpl	10 400	35-45
Muuntaja 500 kVA	kpl	12 000	35-45
Muuntaja 630 kVA	kpl	13 000	35-45
Muuntaja 800 kVA	kpl	14 900	35-45
Muuntaja 1000 kVA	kpl	19 100	35-45
Muuntaja 1250 kVA	kpl	22 900	35-45
Muuntaja 1600 kVA	kpl	28 200	35-45
Muuntajat tier 1 tai tier 0			
Muuntaja 16 kVA	kpl	2 700	35-45
Muuntaja 30 kVA	kpl	2 900	35-45
Muuntaja 50 kVA	kpl	3 000	35-45
Muuntaja 100 kVA	kpl	3 900	35-45
Muuntaja 200 kVA	kpl	5 000	35-45
Muuntaja 315 kVA	kpl	6 100	35-45
Muuntaja 400 kVA	kpl	7 100	35-45
Muuntaja 500 kVA	kpl	7 800	35-45
Muuntaja 630 kVA	kpl	9 100	35-45
Muuntaja 800 kVA	kpl	10 600	35-45
Muuntaja 1000 kVA	kpl	13 100	35-45



Muuntaja 1250 kVA	kpl	17 800	35-45
Muuntaja 1600 kVA	kpl	20 800	35-45
1 / 0,4 kV Jakelumuuntajat			
Muuntaja 30 kVA	kpl	2 900	35-45
Muuntaja 50 kVA	kpl	3 400	35-45
Muuntaja vähintään 100 kVA	kpl	4 700	35-45
Muut jakeluverkon muuntajat ja jännitteen säätö			
Kolmikäämimuuntaja enintään 150 kVA	kpl	6 800	35-45
Kolmikäämimuuntaja yli 150 kVA	kpl	8 200	35-45
Muuntaja 20 / 10 kV (Ilmoita lisätietoihin yksikkökustannus eri ko- koisille tehoille)	kpl	165 300	35-45
Muuntaja 45 / 20 kV (Ilmoita lisätietoihin yksikkökustannus eri ko- koisille tehoille)	kpl	194 200	35-45
PJ-verkon jännitteensäätäjä	kpl	7 700	35-45
Energiamittarit			
Energiamittauslaitteistot (Asiakasmittaus)			
Energiamittari: etäluettava suora mittaus (enintään 63 A aiemmin)	kpl	200	10-20
Energiamittari: etäluettava virtamuuntajamittaus (aiemmin yli 63 A)	kpl	410	10-20
Energiamittari: etäluettava 10-45 kV	kpl	1 030	10-20
Energiamittari: etäluettava yli 45 kV	kpl	2 390	10-20
Suurjänniteverkko ja sähköasemalaitteistot			
110 kV Ilmajohdot			
Pylväät			
<u>Puupylväät</u>			
Puupylväs ilman haruksia	kpl	19 500	50-60
Puupylväs, harustettu	kpl	22 100	50-60
Puupylväs, harustettu, 2 osajohdinta	kpl	24 100	50-60
<u>Putkipylväät, harustettu</u>			
Putkipylväs: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	kpl	23 100	50-60
Putkipylväs: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	kpl	25 100	50-60
Putkipylväs: kaksi virtapiiriä, yksi osajohdin	kpl	31 400	50-60
Putkipylväs: kaksi virtapiiriä, kaksi osajohdinta	kpl	33 400	50-60
Kiristäjäpylväs: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	kpl	33 600	50-60
Kiristäjäpylväs: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	kpl	35 600	50-60
Kiristäjäpylväs: kaksi virtapiiriä, yksi osajohdin	kpl	39 300	50-60
Kiristäjäpylväs: kaksi virtapiiriä, kaksi osajohdinta	kpl	41 300	50-60
<u>Teräsristikopylväät, harustettu</u>			
Teräsristikopylväs, harustettu: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	kpl	25 800	50-60
Teräsristikopylväs, harustettu: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	kpl	28 100	50-60



Teräsristikopylväs, harustettu: kaksi virtapiiriä, yksi osajohdin	kpl	35 200	50-60
Teräsristikopylväs, harustettu: kaksi virtapiiriä, kaksi osajohdinta	kpl	37 500	50-60
Kiristäjäpylväs: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	kpl	37 700	50-60
Kiristäjäpylväs: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	kpl	39 900	50-60
Kiristäjäpylväs: kaksi virtapiiriä, yksi osajohdin	kpl	44 000	50-60
Kiristäjäpylväs: kaksi virtapiiriä, kaksi osajohdinta	kpl	46 300	50-60
Teräsristikopylväät, vapaasti seisova			
Teräsristikopylväs, vapaasti seisova: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	kpl	57 700	50-60
Teräsristikopylväs, vapaasti seisova: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	kpl	59 700	50-60
Teräsristikopylväs, vapaasti seisova: kaksi virtapiiriä, yksi osajohdin	kpl	81 800	50-60
Teräsristikopylväs, vapaasti seisova: kaksi virtapiiriä, kaksi osajohdinta	kpl	83 800	50-60
Kiristäjäpylväs: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	kpl	89 700	50-60
Kiristäjäpylväs: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	kpl	91 700	50-60
Kiristäjäpylväs: kaksi virtapiiriä, yksi osajohdin	kpl	158 300	50-60
Kiristäjäpylväs: kaksi virtapiiriä, kaksi osajohdinta	kpl	160 300	50-60
Johtimet (johdinkohtaisesti)			
ACSR 67 - 149 mm ² (Suursavo ja Suursavo strong)	km	2 300	50-60
ACSR 150 - 299 mm ² (Ostrich ja Hawk)	km	5 500	50-60
ACSR 300 - 459 mm ² (Duck)	km	8 600	50-60
ACSR 450 - 650 mm ² (Finch)	km	10 300	50-60
Ukkosjohdin	km	2 900	50-60
Optinen ukkosjohdin (OPGW)	km	7 400	50-60
110 kV Ilmajohdoverkon johtoerottimet			
Johtoerotin, paikalliskäyttöinen	kpl	31 600	40-50
Johtoerotin, kauko-ohjattu	kpl	44 300	40-50
Maadoituserotin/-kytkin	kpl	4 400	40-50
110 kV Ilmajohdoverkon johtoaluekorvaukset			
Johtoaluekorvaus helppo: asemakaavan ulkopuolinen alue	km	7 800	
Johtoaluekorvaus tavallinen: asemakaavan sisäpuolinen alue	km	15 700	
Johtoaluekorvaus vaikea: sisempi kaupunkialue asemakaava-alueen sisällä	km	54 400	
Johtoaluekorvaus erittäin vaikea: keskusta-alueet (yli 30 ruutua yhtenäisen alue) sekä suurkaupungin alakeskukset sisemmän kaupunkialueen sisällä	km	76 300	
110 kV Kaapelit (3-vaihetta)			
Alumiinikaapelit			
Maakaapeli Al enintään 1600 mm ² tai pienempi	km	267 100	50-60



Maakaapeli Al yli 1600 mm ²	km	340 300	50-60
Kuparikaapelit			
Maakaapeli Cu enintään 1600 mm ²	km	568 900	50-60
Maakaapeli Cu yli 1600 mm ²	km	637 300	50-60
Vesistökaapelit (3-vaihetta)			
Armeerattu vesistökaapeli	km	1 236 200	50-60
110 kV Kaapelitarvikkeet			
Päätteet			
Kojeistopääte (GIS), enintään 800 mm ²	kpl	25 600	45-55
Kojeistopääte (GIS), 1000 - 1600 mm ²	kpl	27 400	45-55
Kojeistopääte (GIS), yli 1600 mm ²	kpl	29 300	45-55
Pylväspääte, enintään 800 mm ²	kpl	21 400	45-55
Pylväspääte, 1000 - 1600 mm ²	kpl	27 500	45-55
Pylväspääte, yli 1600 mm ²	kpl	33 500	45-55
Jatkot			
Jatko	kpl	19 700	45-55
Jatko crossbonding	kpl	29 100	45-55
Armeeratun vesistökaapelin jatko	kpl	45 000	45-55
Vesistökaapelin rantautuminen			
Armeeratun vesistökaapelin rantautuminen	kpl	40 000	45-55
110 kV Maakaapelin kaivutyö			
1. Helppo: asemakaavan ja muiden olosuhteiden ulkopuoliset alueet	km	22 700	
2. Tavallinen: asemakaavan sisäiset mutta muiden olosuhteiden ulkopuoliset alueet	km	102 900	
3. Vaikea: sisempi kaupunkialue asemakaava-alueella	km	303 400	
4. Erittäin vaikea - Kaupunkien ydinkeskusta (yli 30 ruutua) ja suurten kaupunkien alakeskukset	km	544 900	
5. Erittäin vaikea - Suurkaupunkien ydinkeskusta-alueet	km	815 700	
110 kV Päämuuntajat ja perustukset			
Päämuuntajat			
Päämuuntaja 6 MVA	kpl	256 200	40-65
Päämuuntaja 10 MVA	kpl	268 300	40-65
Päämuuntaja 16 MVA	kpl	336 500	40-65
Päämuuntaja 20 MVA	kpl	364 300	40-65
Päämuuntaja 25 MVA	kpl	398 300	40-65
Päämuuntaja 31,5 MVA	kpl	472 800	40-65
Päämuuntaja 40 MVA	kpl	481 900	40-65
Päämuuntaja 50 MVA	kpl	549 300	40-65
Päämuuntaja 63 MVA	kpl	630 500	40-65
Päämuuntaja 80 MVA	kpl	736 700	40-65



Päämuuntaja 100 MVA	kpl	861 600	40-65
110 kV päämuuntajan tai reaktorin perustukset			
Muuntajaperustus	kpl	64 200	40-65
Muuntajaperustus suojaseinillä	kpl	130 000	40-65
Muuntajaperustus katettu bunkkeri	kpl	292 700	40-65
110 kV Ilmaeristeiset kojeistot			
Kojeistot: Ilma			
1-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenttä	kpl	189 300	40-50
1-kiskokojeiston kenttä pelkillä erottimilla/erottimella	kpl	52 800	40-50
2-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenttä	kpl	208 800	40-50
2-kiskokojeiston kenttä pelkillä erottimilla/erottimella	kpl	56 600	40-50
Kiskokatkaisijakenttä	kpl	123 300	40-50
Mittauskenttä (kiskojännitemuuntaja) tai johtojännitemuuntaja	kpl	33 800	40-50
Kiskomaadoituserotin	kpl	14 600	40-50
Useampiryhmäiset kojeistot			
Ryhmäerotin	kpl	22 800	40-50
Ryhmäerottimen automaatio	kpl	24 500	20-30
Suojausautomaatio			
1-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	37 300	20-30
2-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	62 500	20-30
Kentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	kpl	27 900	20-30
110 kV SF6-Eristeiset kojeistot			
Kojeistot: SF6			
1-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenno	kpl	227 900	40-50
1-kiskokojeiston kenno pelkillä erottimilla/erottimella	kpl	63 600	40-50
2-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenno	kpl	251 400	40-50
2-kiskokojeiston kenno pelkillä erottimilla/erottimella	kpl	70 100	40-50
Kiskokatkaisijakenno	kpl	176 900	40-50
Mittauskenttä (kiskojännitemuuntaja) tai johtojännitemuuntaja	kpl	37 800	40-50
Kiskomaadoituserotin	kpl	28 900	40-50
Useampiryhmäiset kojeistot			
Ryhmäerotin	kpl	34 800	40-50
Ryhmäerottimen automaatio	kpl	24 500	20-30
Suojausautomaatio			
1-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	59 700	20-30
2-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	74 900	20-30



Kentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	kpl	47 600	20-30
Kiskodifferentiaalirelesuojaus SF6 tai ilmaeristeiset			
1-kiskoisen kytkinlaitoksen kiskodifferentiaalirelesuojaus: asema-kohtainen perusosa	kpl	16 500	20-30
2-kiskokosen kytkinlaitoksen kiskodifferentiaalirelesuojaus: asema-kohtainen perusosa	kpl	23 400	20-30
Kiskodifferentiaalirelesuojaus: kenttäkohtainen osa	kpl	6 800	20-30
45 kV Kojeistot			
Kojeistot			
1-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenttä	kpl	146 600	40-50
1-kiskokojeiston kenttä pelkillä erottimilla/erottimella	kpl	40 900	40-50
2-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenttä	kpl	161 700	40-50
2-kiskokojeiston kenttä pelkillä erottimilla/erottimella	kpl	43 900	40-50
Kiskokatkaisijakenttä	kpl	95 500	40-50
Mittauskenttä (kiskojännitemuuntaja) tai johtojännitemuuntaja	kpl	26 100	40-50
Kiskomaadoituserotin	kpl	21 000	40-50
Suojausautomaatio			
1-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	31 000	20-30
2-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	49 000	20-30
Kentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	kpl	18 000	20-30
20 kV Kojeistot			
Ilmaeristeiset kojeistot			
1-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenttä	kpl	21 600	40-50
1-kiskokojeiston kenno pelkillä erottimilla/erottimella (omakäyttökenttä)	kpl	13 100	40-50
2-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenttä	kpl	34 600	40-50
2-kiskokojeiston kenno pelkillä erottimilla/erottimella (omakäyttökenttä)	kpl	24 500	40-50
Kiskokatkaisijakenttä	kpl	29 900	40-50
Mittauskenttä (kiskojännitemuuntaja)	kpl	13 000	40-50
Johtojännitemuuntaja (ei sisällytetä lähtö/syöttökentän kustannuksia)	kpl	5 800	40-50
Kiskomaadoituserotin	kpl	5 000	40-50
Useampiryhmäiset kojeistot			
Ryhmäerotin	kpl	10 300	20-30
Suojausautomaatio			
1-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	24 800	20-30
2-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	35 500	20-30
Kentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	kpl	8 200	20-30



Kaasueristeiset SF6 kojeistot			
1-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenno	kpl	25 300	40-50
1-kiskokojeiston kenno pelkillä erottimilla/erottimella (omakäyttökenno)	kpl	9 200	40-50
2-kiskokojeiston katkaisijallinen lähtö- tai syöttökenno	kpl	41 900	40-50
2-kiskokojeiston kenno pelkillä erottimilla/erottimella (omakäyttökenno)	kpl	15 300	40-50
Kiskokatkaisijakenno	kpl	36 500	40-50
Mittauskenttä (kiskojännitemuuntaja)	kpl	15 100	40-50
Johtojännitemuuntaja (ei sisällytetä lähtö/syöttökennon kustannuksia)	kpl	5 500	40-50
Suojausautomaatio			
1-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	28 300	20-30
2-kiskoisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asema-kohtainen perusosa	kpl	40 600	20-30
Kentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	kpl	7 900	20-30
20 kV Kompensointilaitteistot			
Kondensaattorit (keskitetty)			
Kondensaattori enintään 3 Mvar	kpl	38 800	40-50
Reaktorit (keskitetty)			
Reaktori enintään 1 Mvar	kpl	36 000	40-50
Reaktori enintään 2 Mvar (ja yli 1 Mvar)	kpl	46 200	40-50
Reaktori enintään 3 Mvar (ja yli 2 Mvar)	kpl	59 300	40-50
Reaktori enintään 4 Mvar (ja yli 3 Mvar)	kpl	85 700	40-50
Reaktori enintään 6 Mvar (ja yli 4 Mvar)	kpl	118 200	40-50
Reaktori enintään 8 Mvar (ja yli 6 Mvar)	kpl	150 600	40-50
Reaktorin väliottokytkin	kpl	3 600	40-50
Reaktorin käämikytkin	kpl	42 200	40-50
Reaktorin käämikytkimen tai väliottokytkimen moottoriohjain	kpl	11 000	40-50
Reaktorin perustukset ja avoin suojarakenne/koppi	kpl	19 600	40-50
Kuristimet (keskitetty)			
Keskitetyt maasulkuvirran kompensointikelat:			
Maasulkuvirran kompensointilaitteisto 50 - 140 A (Kela ilman säätäjää)	kpl	59 200	40-50
Maasulkuvirran kompensointilaitteisto 200 - 320 A (Kela ilman säätäjää)	kpl	71 900	40-50
Maasulkuvirran kompensointilaitteisto 140 A (Kela ilman säätäjää)	kpl	106 700	40-50
Maasulun kompensointilaitteiston maadoitusmuuntajat (tähtipistemuuntajat):			
Muuntaja enintään 5000 kVA	kpl	39 400	40-50
Keskitetty kompensointisäätö:			



Kompensointilaitteiston säätäjä mahdollisella virtainjektioilaitteistolla	kpl	15 200	25-40
Maasulkuvirran kompensointilaitteiston koppi, jos asemalla ei ole tilaa:			
Maasulkuvirran kompensointilaitteiston koppi	kpl	18 200	40-50
Hajautettu kompensointi			
Rinnakkaiskuristin maasulkuvirran ja loistehon kompensoinnilla tai pelkkä maasulun kompensointilaitteisto (suurimman säätöasetuksen mukaan)			
Hajautetun kompensoinnin laitteisto	kpl	10 500	40-50
Jakelumuuntaja maasulkuvirran kompensoinnilla			
Muuntaja enintään 50 kVA	kpl	11 400	40-50
Muuntaja 100 - 200 kVA	kpl	12 700	40-50
Muuntaja vähintään 315 kVA	kpl	14 700	40-50
Jakelumuuntaja rinnakkaiskuristimella ja maasulkuvirran kompensoinnilla			
Muuntaja rinnakkaiskuristimella ja maasulkuvirran kompensoinnilla	kpl	22 000	40-50
110 kV Kompensointilaitteistot			
110 kV kompensointilaitteistot (käytetään päämuuntajien perustuksia)			
Reaktori ONAN/ONAF jäähdytys			
Reaktori 6 Mvar	kpl	230 900	40-50
Reaktori 10 Mvar	kpl	298 800	40-50
Reaktori 16 Mvar	kpl	400 700	40-50
Reaktori 20 Mvar	kpl	468 600	40-50
Reaktori 25 Mvar	kpl	553 500	40-50
Reaktori 30 Mvar	kpl	638 400	40-50
Reaktori 40 Mvar	kpl	808 200	40-50
Reaktori vähintään 50 Mvar	kpl	978 100	40-50
Tähtipistekuristin			
Enintään 100 kVar	kpl	38 000	40-50
Sähköasemarakennukset			
Tehdasvalmisteiset/elementtirakenteiset			
Pieni kevyt sähköasemarakennus (alle 30 m²)	kpl	137 800	45-55
Haja-asutusalueen sähköasemarakennus (30 - 90 m²)	kpl	194 000	45-55
Taajaman sähköasemarakennus (yli 90 m² ja alle 270 m²)	kpl	271 900	45-55
Kaupunkiympäristöön paikan päällä rakennetut			
Kaupunkiasema (200 - 600 m²)	kpl	552 000	45-60
Suuri kaupunkiasema (yli 600 m²)	kpl	2 864 400	45-60
Suurkaupungin suuri keskusta-asema (vähintään 800 m²)	kpl	5 795 300	45-60
Sähköasematontit			
Haja-asutusalue (sisemmän kaupunkialueen ulkopuolella)	kpl	39 400	



Kaupunki/taajama (jakeluverkon kaivuolosuhde 4)	kpl	123 100
Suurkaupungin keskusta (jakeluverkon kaivuolosuhde 5 j 6)	kpl	415 100