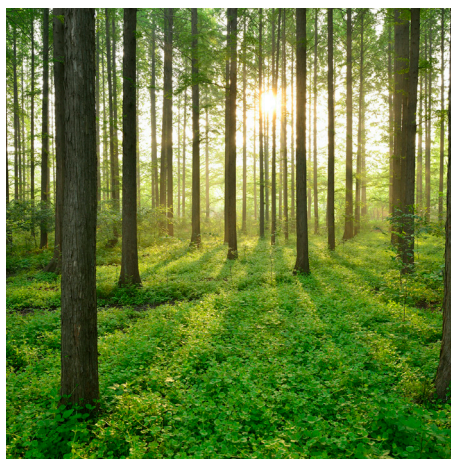
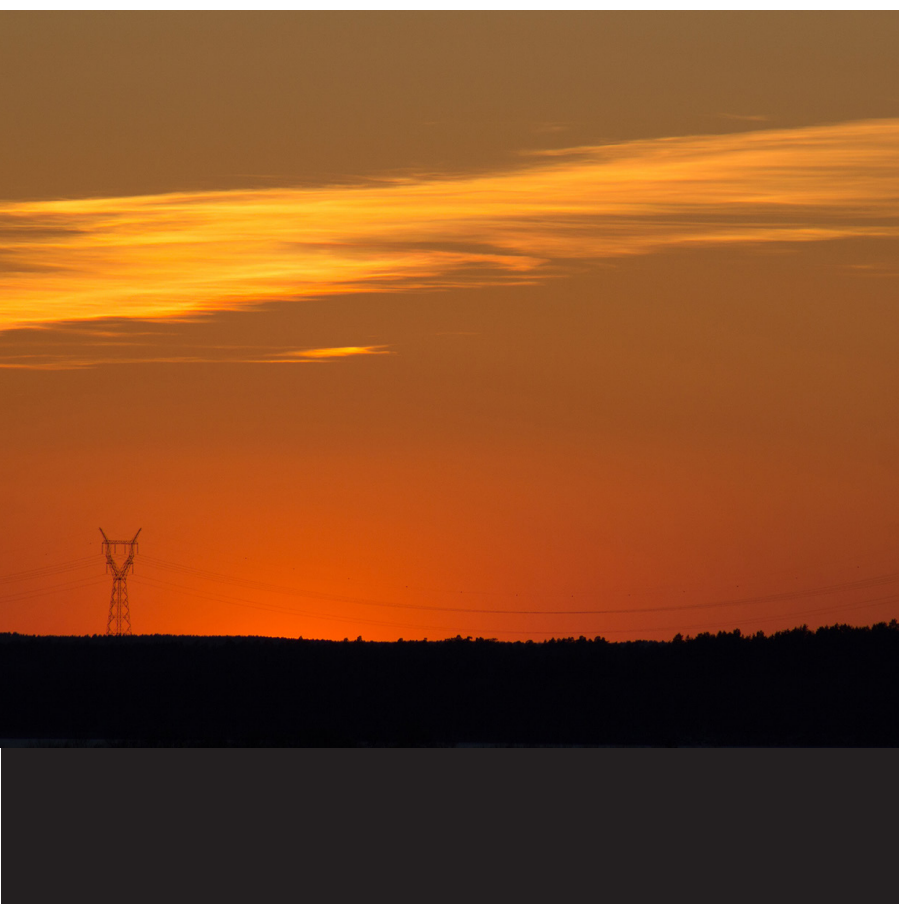


# REFORMERAD INTÄKTSREGLERING

RAPPORT 2024-1034



INTÄKTSREGLERING  
AV ELNÄTET



# Reformerad intäktsreglering

LARS BERGMAN, EIRIK S. AMUNDSEN, BO DICZFALUSY,  
NILS-HENRIK MØRCH VON DER FEHR, ERIK LUNDIN, KENTH SKOGSVIK

ISBN 978-91-89919-34-1 | © Energiforsk juli 2024

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se



## Förord

Sedan 2011 har regleringen av den svenska elnätsverksamheten formen av förhandsreglering av elnätsföretagens intäkter. Hittills har denna reglering tillämpats i en miljö med i stor sett konstant årlig användning av el. Men sedan någon tid och av olika skäl förväntas nu elanvändningen komma att öka mycket snabbt. Detta kommer bland annat att ställa stora krav på investeringar i det svenska elnätet. Det handlar om investeringar i såväl transmissionsnätet som region- och lokalnäten.

I denna studie görs en bred analys av hur väl intäktsregleringen hittills fungerat och hur väl den kan förväntas fungera under ett skede med stora behov av kapacitetshöjande investeringar. Analyserna utmynnar i ett antal förslag till reformer av intäktsregleringen. Till dessa hör förslag som syftar till att i framtiden minska risken för tidsödande rättsliga tvister mellan Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen.

Studien har genomförts av professor Nils-Henrik Mørch von der Fehr, professor em. Eirik S. Amundsen, Universitetet i Bergen och Köpenhamns Universitet, professor em. Kenth Skogsvik, Handelshögskolan i Stockholm, ekon. dr. Erik Lundin, Institutet för Näringslivsforskning, och civilekonom Bo Diczfalusy, Bodiz Consulting AB. Projektet har letts av professor em. Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm, som också har skrivit rapporten. Projektdeltagarna är ensamma ansvariga för alla analyser och slutsatser som redovisas i rapporten, liksom för de fel och missuppfattningar som kan ha insmugit sig i texten.

## Sammanfattning

### *Bakgrund*

Den svenska elnätsbranschen består av ca. 160 företag med varierande storlek, associationsform, ägande och finansiering. Men vart och ett av elnätsföretagen har koncession, d.v.s. ensamrätt, att distribuera el inom ett visst område eller längs en viss linje. Att varje elnätsföretag har ett legalt lokalt monopol beror på att elnätsverksamhet är ett s.k. naturligt monopol. I frånvaro av konkurrens är elnätsföretagen därför föremål för en reglering vars grundläggande uppgift är att förmå dem att vara effektiva och hålla låga priser.

I enlighet med ett EU-direktiv har den svenska elnätsregleringen formen av förhandsreglering. Det som regleras är de högsta intäkter som respektive elnätsföretag får ha under en kommande s.k. tillsynsperiod på fyra år. Intäktsregleringen kan ses som en indirekt reglering av elnätsföretagens priser.

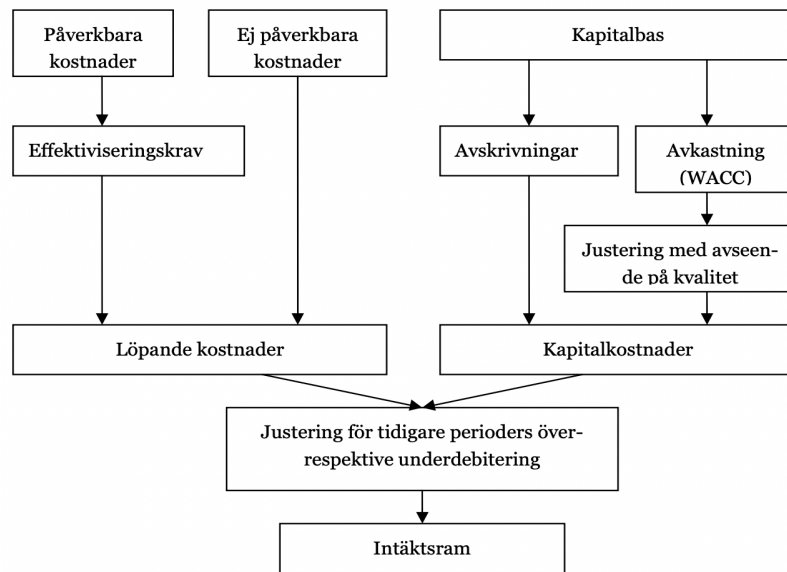
I sin nuvarande form har den svenska intäktsregleringen funnits sedan 2011. Oavsett övriga omständigheter är det nu på tiden att analysera vunna erfarenheter och överväga behovet av reformer av intäktsregleringen. Men under senare år har en i sammanhanget viktig ny omständighet som motiverar översyn av intäktsregleringen tillkommit: Efter att ha legat på ungefär samma nivå i under flera decennier väntas nu den svenska elanvändningen öka snabbt under de kommande decennierna. En viktig fråga är mot denna bakgrund om den nuvarande intäktsregleringen ger de incitament till investeringar som den nya situationen kräver.

### *Syfte*

Syftet med denna studie är att göra en bred analys och utvärdering av den svenska intäktsregleringen med ett visst fokus på de incitament att genomföra kapacitetshöjande investeringar som intäktsregleringen ger. Därutöver analyseras orsaker till och konsekvenser av de återkommande rättsliga tvister som varit mellan Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen. Målet är att, mot bakgrund av nämnda granskning och utvärdering, identifiera och föreslå samhällsekonomiskt och på andra sätt motiverade reformer av den svenska intäktsregleringen.

### *Intäktsregleringens utformning*

Den intäktsram som Energimarknadsinspektionen bestämmer för respektive elnätsföretag baseras på en analys av företagets kostnader. Proceduren beskrivs i nedanstående diagram.



Källa: Energimarknadsinspektionen

Som framgår av bilden beaktas ett antal centrala storheter i en viss ordning. Den viktigaste är ett elnätsföretags "kapitalbas". Denna definieras i ellagen som "det kapital som krävs för att bedriva verksamheten". Kapitalbasen värderas enligt en "kapacitetsbevarande" princip vilket innebär att befintliga anläggningar värderas till sitt nuanskaffningsvärde med hjälp av en "normprislista". Denna uppdateras löpande med byggkostnadsindex, vilket är ett index som under senare år stigit betydligt snabbare än konsumentprisindex.

Med "avkastning" menas här den regulatoriska avkastningen i form av en tillåten real kalkylränta. Denna beräknas som ett vägt medelvärde av kostnaden för eget respektive lånat kapital ("WACC"). Kostnaden för eget kapital beräknas med hjälp av en allmänt använd modell, CAPM (Capital Asset Pricing Model). De parametervärden som ingår i beräkningen, t.ex. den "riskfria räntan", reflekterar aktuella förhållanden på aktie- och räntemarknaderna samt jämförelser med en grupp utvalda utländska elnätsföretag.

Förutom kapitalbasens värde och den tillåtna reala kalkylräntan påverkas intäktsramen av hur väl elnätsföretagen lyckas effektivisera sin verksamhet och hålla en hög kvalitet i sina leveranser. Det sistnämnda innebär huvudsakligen att hålla nere risken för oplanerade avbrott. För att dessa incitament ska vara verkningsfulla krävs emellertid att intäktsramen är bindande.

#### *Utvärdering av intäktsregleringen*

Slutsatsen av den genomförda analysen av den svenska intäktsregleringen är att denna uppvisar tre anmärkningsbara brister. Den första är att flertalet av elnätsföretagen har intäkter som varaktigt och sannolikt avsiktligt ligger under intäktsramen. Även om det finns många inslag i regleringen som påverkar även dessa företag är detta ett misslyckande för själva regleringsmodellen. Den

grundläggande idén är ju att intäktsramen ska vara ett instrument för att styra elnätsföretagens priser och arbete med effektivitets- och kvalitetsutveckling.

Den andra bristen är att det är en svag koppling mellan lönsamheten i nyinvesteringar och incitamenten att investera. Det finns flera skäl till detta. Ett är att anläggningar som ännu inte tagits i drift inte får räknas in i kapitalbasen och därmed bidra till att höja intäktsramen. Ett annat hänger samman med den kapacitetsbevarande princip som används för att värdera kapitalbasen i förening med att byggkostnadsindex under en längre tid stigit i förhållande till konsumentprisindex. Det betyder att uppvärderingen av gamla anläggningar betyder mer för företagens lönsamhet än avkastningen på nya investeringar.

Den tredje bristen är återkommande rättsliga tvister mellan Energimarknadsinspektionen. Tvisterna har haft sin grund i olika syn på viktiga parametrar i regleringen, särskilt den reala kalkylräntan, men också om behovet av stabilitet i regelverket. Konsekvensen av dessa rättsliga tvister är att intäktsramarna, efter betydande fördröjning, fastställts av förvaltningsdomstolar. I allmänhet har domarna utfallit till elnätsföretagens fördel.

Rätten att överklaga förvaltningsbeslut är en grundläggande rättighet och det är inte ett problem om denna rättighet emellanåt utnyttjas. Men om överklaganden och rättstvister blir så frekventa att det i praktiken är domstolar och inte regleraren som regelmässigt fattar de aktuella förvaltningsbesluten är det ett problem. Regleringen fungerar helt enkelt inte som den är avsedd att fungera.

Förslag till reformer

Efter analys av dessa brister och relaterade frågor har projektgruppen kommit fram till följande förslag till reformer av intäktsregleringen:

- Vidga definitionen av "kapitalbas" så att även anläggningar som är under uppförande eller färdiga men ännu inte tagna i drift ingår i denna.
- Begränsa definitionen av kapitalbas så att redan avskrivna anläggningar som fortsatt är i drift inte längre ingår i kapitalbasen.
- Övergå från en real kapacitetsbevarande till en real förmögenhetsbevarande princip vid värdering av respektive elnätsföretags kapitalbas. Inför genomförandet av denna reform bör varje enskilt elnätsföretags kapitalbas värderas med såväl en kapacitetsbevarande som en förmögenhetsbevarande princip. Därefter får varje företag välja vilket av dessa värden som ska vara startvärde när man börjar tillämpa den förmögenhetsbevarande principen.
- Övergå till att sätta den reala riskfria räntan och aktiemarknadsrisken i formeln för CAPM med respektive variablers genomsnittliga värde över en mycket lång period. Detta för att öka förutsägbarheten i kommande beslut om den reala kalkylräntan. När det gäller den riskfria räntan bör det långsiktiga sambandet mellan BNP-tillväxt och realränta beaktas.
- Dela upp bestämmelserna om avbrottsersättning i ett system som avser elnätsföretagens incitament att hålla en hög kvalitet och i ett annat system som avser direkta ersättningar till kunder vid långa oplanerade avbrott.
- Definiera ersättning till drabbade kunder vid långa oplanerade avbrott som "påverkbara kostnader".

- Förstärk incitamenten för ökad effektivitet i de elnätsföretag som varaktigt har intäkter som ligger under respektive intäktsram. De kan exempelvis åläggas ett krav på att minska sina kostnader i en viss takt. Om detta inte sker bör de påföras en sanktionsavgift vars storlek är i paritet med den minskning av intäktsramen som skulle ske om denna vore bindande.
- Minska risken för rättstvister mellan Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen genom att i möjligaste mån:
  - Förenkla intäktsregleringen.
  - Koppla utvecklingen av nyckelparametrar till en långsiktig norm.
  - Etablera en princip om samråd och framförhållning vid förändringar i intäktsregleringens regelverk och hur detta tillämpas.

#### *Avslutande kommentar*

Den svenska elnätsbranschen är mycket heterogen i många dimensioner; företagens storlek, associationsform, ägande och finansiering. Energimarknadsinspektionen bör begrunda hur man på bästa sätt ska utforma en reglering som är ändamålsenlig och effektiv för en så heterogen bransch som den svenska elnätsbranschen. Inte minst bör man beakta att de största elnätsföretagen för sin finansiering är beroende av den internationella kapitalmarknaden och dess avkastningskrav.

## Nyckelord

elnät, elnätsavgifter, intäktsreglering elnät, elnätsföretagens intäkter, rättstvister elnät



## Summary

### *Background*

The Swedish electricity distribution industry consists of around 160 companies with varying sizes, legal status, ownership and financing. But each one of the electricity distribution companies has a legal monopoly within a certain area or along a certain stretch. This is because electricity distribution is considered a so-called natural monopoly. In the absence of competition the electricity distribution companies therefore are subject to regulation, the purpose of which is to foster efficiency and low prices.

In accordance with EU Directives the Swedish regulation of electricity distribution companies is designed as ex ante regulation. That what is regulated is the maximum revenue which each company may have during an upcoming four-years supervisory period. This revenue cap regulation may be seen as indirect regulation of electricity distribution prices.

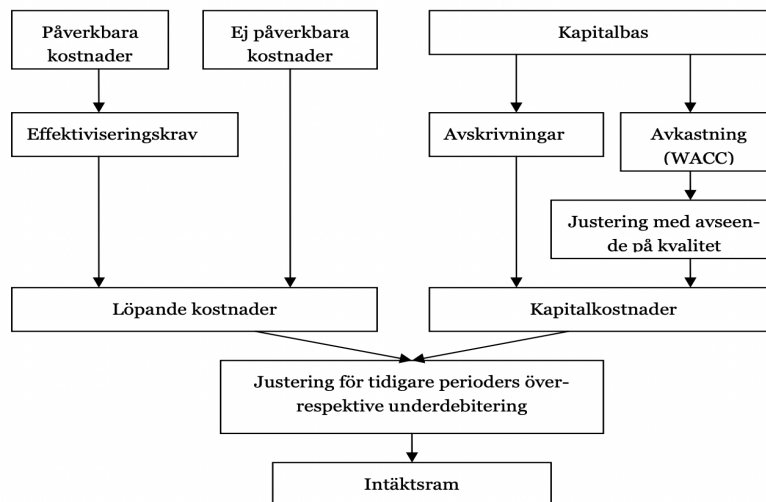
In its current form the Swedish revenue regulation has existed since 2011. Regardless of other circumstances, now is the time to evaluate lessons learned and consider the need for revenue regulation reforms. But in recent years a new circumstance has arisen which justifies a review of the revenue regulation: After being close to constant for several decades the demand for electricity is now expected to grow fast during the decades to come. An important question then is whether the current revenue regulation provides the incentives for investments that the new situation requires.

### *Purpose*

The purpose of this study is to make a broad analysis and evaluation of the Swedish revenue regulation. Primarily the incentives to carry out capacity-enhancing investments that the revenue regulation provides are analyzed. In addition, causes and consequences of the recurring legal disputes between The Swedish Energy Markets Inspectorate (Ei) and the electricity distribution companies. The goal of the study is to identify and propose reforms that are socio-economically and otherwise justified against the background of the aforementioned analysis and evaluation.

### *The design of the revenue regulation*

The revenue cap that The Swedish Energy Market Inspectorate determines for each electricity distribution enterprise is based on an analysis of the enterprise's costs. The procedure is described in the figure below.



Source: The Swedish Energy Market Inspectorate

As can be seen in the figure, several factors are considered in a certain order. The most important one is the “capital base”. In the Electricity Act this is defined as “the capital required to run the business”. The capital base is valued according to a capacity preservation principle. This means that existing facilities are valued at their current acquisition value using a standard price list. This list is continuously updated with the construction cost index, which in recent years has risen significantly faster than the consumer price index.

By “return” is meant the regulatory return in the form of a permitted real discount rate. This rate is calculated as a weighted average value of the cost of equity and the cost of borrowed capital (“WACC”). The cost of equity capital is calculated using a widely used model, CAPM (Capital Asset Pricing Model). The parameter values included in the calculation, for example the risk-free interest rate, reflect current conditions on the stock and interest markets as well as comparisons with a group of selected foreign electricity distribution companies.

In addition to the value of the capital base and the permitted discount rate the revenue cap is affected by how well the companies manage to streamline their operations and maintain high quality in their deliveries. The latter mainly means keeping down the risk of unplanned interruptions. However, for these incentives to be effective, the revenue cap must be binding.

#### *Evaluation of the revenue regulation*

The conclusion of the analysis of the Swedish revenue regulation is that it exhibits three notable shortcomings. The first is that most of the electricity distribution companies have revenues that are permanently and probably intentionally below the revenue cap. Although there are many elements in the regulation that also affect these companies this is a failure of the regulatory model. The basic idea is that the revenue cap should be an instrument to control the electricity distribution companies’ prices and their work to develop efficiency and quality.

The other shortcoming is that there is a weak connection between the profitability of new investments and the incentives to invest. There are many reasons for this. One is that facilities that have not yet been put into operation may not be included in the capital base and thereby contribute to raising the revenue cap. Another reason is related to the capacity preservation principle used to value the capital base in combination with the construction cost index rising faster than the consumer price index.

The third shortcoming is recurring legal disputes between The Swedish Energy Market Inspectorate and the electricity distribution companies. The disputes have had their basis in different views on important parameters in the regulation, especially the real discount rate, but also on the need for stability in the regulatory framework. The consequence of these legal disputes is that the revenue caps, after considerable delay, have been determined by the courts. Generally, the verdicts have been in favor of the electricity distribution companies.

The right to appeal administrative decisions is a fundamental right and it is not a problem that this right occasionally is used. But if appeals and legal disputes become so frequent that it is effectively the courts and not the regulator who makes the administrative decisions in question, then it is a problem. The regulation simply does not work as it should.

#### *Proposals for reforms*

After analyzing these shortcomings, the project team has arrived at the following proposals for reforms of the revenue regulation:

- Broaden the definition of “capital base” so that facilities under construction or completed but not yet put into operation are also included.
- Narrow the definition of “capital base” so that already depreciated facilities that are still in operation are no longer included.
- Switch from a real capacity preservation principle to a real wealth preservation principle when valuing each company’s capital base. Before the implementation of this reform, each individual electricity distribution company’s capital base should be valued with a real capacity preservation principle as well as with a real wealth preservation principle. After that each company can choose which of these values should be the starting value when the real wealth preservation principle is implemented.
- Switch to putting the real risk-free interest rate and the stock market premium into the CAPM formula with the respective variable’s average value over a very long period. This will increase predictability in future decisions about the real discount rate. As far as the risk-free interest rate is concerned, the long-term relationship between GDP growth and the real interest rate should be considered.
- Split the provisions on outage compensation into a system that concerns the companies’ incentives to maintain high quality and a separate system that concerns direct compensation to customers in the event of long unplanned outages.
- Define compensation to customers in the event of long unplanned outages as “influenceable costs”.

- Strengthen the incentives for increased efficiency in the companies that permanently have revenues lower than their revenue caps. For example, they may be required to reduce their costs at a certain rate. If this does not happen, they should be subject to a penalty fee the size of which is on par with the lowering of the revenue cap that would occur if the cap was binding.
- Reduce the risk of legal disputes between The Swedish Energy Inspectorate by, as far as possible,
  - Simplify the revenue regulation
  - Link the development of key parameters to long-term norms
  - Establish a principle of consultation and foresight in the event of changes in the revenue regulation

*Closing comment*

The Swedish electricity distribution industry is very heterogenous in many dimensions, the size of the companies, type of company, ownership and financing. The Swedish Energy Market Inspectorate should consider how best to design a regulation that is effective and efficient for such a heterogenous industry. Not least, it should be considered that the largest electricity distribution companies are dependent on the international capital market and its yield requirements for their financing.

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Bakgrund och syfte</b>	<b>14</b>
1.1	En ny tid och nya utmaningar	14
1.2	Syfte	15
<b>2</b>	<b>Det svenska elnätet och elnätsföretagen</b>	<b>16</b>
2.1	Elnätsbranschen; Struktur och ägande	17
2.2	Elnätsbranschen: Lönsamhet	17
2.3	Kommentarer till nyckeltalsberäkningarna	19
<b>3</b>	<b>Investeringar i elnät: Drivkrafter, risker och avkastning</b>	<b>21</b>
3.1	Drivkrafter	21
3.2	Risker	21
3.3	Sammanfattning	22
<b>4</b>	<b>Reglering av elnätsverksamhet</b>	<b>23</b>
4.1	Direkt reglering av monopolföretagets priser	23
4.2	Indirekt reglering av monopolföretagets priser	24
<b>5</b>	<b>Den svenska intäktsregleringen</b>	<b>26</b>
5.1	Den legala grunden för intäktsregleringen	26
5.2	Intäktsregleringens övergripande utformning	27
5.3	Beräkning av kapitalkostnader	28
5.3.1	Kapitalbasen	28
5.3.2	Värdering av kapitalbasen	28
5.3.3	Avskrivningar	29
5.3.4	Avkastning	29
5.3.5	Justering med avseende på kvalitet	30
5.3.6	Påverkbara kostnader och effektiviseringskrav	31
<b>6</b>	<b>Rättsprocesser och kritik mot intäktsregleringen</b>	<b>33</b>
6.1	Kort historik om räntebesluten och efterföljande domar	33
6.2	Orsaker till de återkommande rättstvisterna	34
6.3	Konsumentkritik	34
<b>7</b>	<b>Elnätsregleringen i Norge, Danmark och Finland</b>	<b>36</b>
7.1	<i>Några huvuddrag</i>	36
7.2	Elnätsbranschen: Struktur och ägande	36
7.3	Utvecklingen av nätavgifterna i de fyra nordiska länderna	37
7.4	Intressanta skillnader mellan den svenska och de övriga nordiska ländernas intäktsreglering	38
<b>8</b>	<b>Aktuella förslag om förändringar i intäktsregleringen</b>	<b>40</b>
<b>9</b>	<b>Utvärdering av den svenska intäktsregleringen</b>	<b>42</b>
9.1	Vad ska intäktsregleringen åstadkomma?	42
9.2	Hur väl har intäktsregleringen fungerat?	43

9.2.1	Icke bindande intäktsramar	44
9.2.2	Svag koppling mellan incitamenten att investera och lönsamheten i nyinvesteringar	44
9.2.3	Återkommande rättsliga tvister	45
9.3	Slutsatser	45
<b>10</b>	<b>Förslag om en reformerad intäktsreglering</b>	<b>46</b>
10.1	Definition av kapitalbasen	46
10.2	Värdering av kapitalbasen	49
10.3	Beräkning av den reala kalkylräntan	50
10.4	Incitament till kvalitetsförbättring	54
10.5	Incitament till ökad effektivitet	55
10.6	Rättstvister och förenklingar av intäktsregleringen	55
10.7	Avslutande kommentar	56
<b>Bilaga A:</b>	<b>Reglering av distributionsnät i Sverige</b>	<b>57</b>
<b>Bilaga B:</b>	<b>Angående regleringen av kapitalkostnader för svenska elnätsföretag</b>	<b>74</b>
<b>Bilaga C:</b>	<b>Om elnätregleringen i Norge och Danmark</b>	<b>95</b>

# 1 Bakgrund och syfte

Elnätsverksamhet är i de flesta länder föremål för reglering. Det grundläggande syftet med denna är att motverka oskäligen priser ("monopolpriser") på elnätstjänster och att samtidigt främja kvaliteten i de tjänster som elnätsföretagen producerar. Sedan 2011 är regleringen av den svenska elnätsverksamheten, i enlighet med ett EU-direktiv, utformad som förhandsreglering<sup>1</sup> (även kallad *ex ante* reglering). Det är med andra ord numera en reglering som i förväg anger villkoren för elnätsföretagens verksamhet under en viss framtida period.

EU-direktivet anger dock inte hur regleringen i detalj ska vara utformad, men som i bland annat Norge och Danmark har regleringen av elnätsverksamheten i Sverige formen av s.k. intäktsreglering. Det betyder att regleringsmyndigheten (Energimarknadsinspektionen) anger en övre gräns för respektive elnätsföretags intäkter under en kommande "tillsynsperiod". I Sverige är denna fyra år och den första var 2012 - 2015. Beslut om intäktsramar m.m. under tillsynsperioden 2024 – 2027 har nyligen fattats av Energimarknadsinspektionen.

## 1.1 EN NY TID OCH NYA UTMANINGAR

Under de år då intäktsregleringen har tillämpats har den årliga elanvändningen i Sverige varit i stort sett konstant. Det som stått i Energimarknadsinspektionens fokus har därför varit effektivitet, ersättningsinvesteringar och gradvis anpassning av elnätet till förändringar i elanvändningens och elproduktionens geografiska fördelning. Men i ljuset av den förväntade kraftigt ökade elektrifieringen inom särskilt transportsektorn och stålindustrin väntas den svenska elanvändningen komma att öka snabbt under de kommande decennierna. Detta förutsätter en motsvarande ökning av produktionen av men också kapaciteten i det ledningsnät som ska överföra elen från kraftverken till de slutliga användarna.

Det betyder att elnätsbranschen står inför en period då behov av betydande kapacitetshöjande investeringar är stort. En viktig fråga är därför om den nuvarande intäktsregleringen ger de incitament som krävs för att kapacitetshöjande investeringar i elnätet ska komma till stånd i tillräcklig omfattning och i rätt tid.

Intäktsregleringen har nu (maj 2024) alltså funnits på plats i mer än ett decennium, vilket bara det motiverar en utvärdering av denna. Till detta kommer att såväl elnätsföretagen som deras kunder har uttryckt en hel del kritik mot intäktsregleringen. När det gäller elnätsföretagen har kritiken gällt såväl beslut om den s.k. kalkylräntan som förändringar i regelverket. När det gäller elnätsföretagens kunder har kritiken mot intäktsregleringen i huvudsak varit att denna inte förhindrat betydande ökning av elnätsavgifterna.

<sup>1</sup> Dessförinnan tillämpades *ex post*-reglering som innebar att elnätsföretagens tariffer och leveransvillkor skulle uppfylla vissa allmänna krav på rimlighet och stabilitet. En intressant beskrivning av hur regleringen av elnätsverksamheten utformats för att så småningom bli dagens intäktsreglering ges i Håkan Heden, "Energimarknadsinspektionen – En sekellång historia". Energimarknadsinspektionen, 2012.

## 1.2 SYFTE

Syftet med detta projekt är att göra en bred granskning och utvärdering av den svenska intäktsregleringen och därvid särskilt uppmärksamma dess inverkan på elnätsföretagens incitament att genomföra kapacitetshöjande investeringar. Som en del av granskningen analyseras också orsaker till och konsekvenser av de återkommande rättsliga tvisterna mellan elnätsföretagen och Energimarknadsinspektionen. Målet är att, mot bakgrund av denna granskning och utvärdering, identifiera och föreslå samhällsekonomiskt och på andra sätt motiverade reformer av den svenska intäktsregleringen.



## 2 Det svenska elnätet och elnätsföretagen

Det svenska elnätet är ett sammanhängande tekniskt system som binder samman de kraftverk där elen produceras med de anläggningar och apparater i företag och hushåll där elen slutligen används. Från driftsynpunkt är elnätet emellertid uppdelat i tre olika spänningsnivåer. På den högsta (intervallet 220 – 400 kV) finns transmissionsnätet, tidigare kallat "stamnätet". Det är elnätets "motorväg" och sträcker sig över hela landet. Via utlandsförbindelserna är det kopplat till transmissionsnäten i angränsande länder (se nedanstående bild). Det dominerande flödet i transmissionsnätet går från norra Sverige, där produktionen överstiger användningen, till mellersta och södra Sverige, där det motsatta förhållandet gäller.



Källa: Svenska kraftnät

På elnätets lägsta spänningsnivå, från 230 V upp till 20–30 kV, finns ett stort antal lokala elnät. Dessa är kopplade till transmissionsnätet via de s.k. regionnäten där

spänningsnivåerna ligger i intervallet 20 – 130 kV. Det kan nämnas att man i de flesta länder inte gör någon distinktion mellan regionnät och lokalnät utan de går under den gemensamma beteckningen "distributionsnät".

## 2.1 ELNÄTSBRANSCHEN; STRUKTUR OCH ÄGANDE

Även om elnätet är ett integrerat tekniskt system så är det med avseende på ägande och drift uppdelat mellan ca. 160 olika företag. Det statliga affärsverket Svenska kraftnät (SvK) förvaltar och driver det av staten ägda transmissionsnätet och utlandsförbindelserna. SvK är också "systemoperatör", d.v.s. den som ansvarar för att elsystemets frekvens kontinuerligt hålls inom snäva intervall.

Merparten av regionnäten ägs och drivs av tre stora företag: Det statliga Vattenfall och de privata företagen Ellevio och E.ON<sup>2</sup>. Dessa tre äger och driver även lokalnät i stora geografiska områden samt i flera större städer. Det betyder de har ca. en miljon kunder var, vilket motsvarar ca. 60 procent av landets elnätskunder. De kommunalt ägda elnätsföretagen har omkring 24 procent av elnätskunderna, medan ca. 12 procent av dessa är kunder hos lokala och i allmänhet små privata elnätsföretag. Återstående ca. 4 procent får sin el via en lokal ekonomisk förening.

Men trots de stora skillnaderna med avseende på storlek och typ av ägare mellan de olika elnätsföretagen har dessa en sak gemensamt: De har ensamrätt, koncession, på distribution av el inom ett geografiskt område eller längs en linje. Med andra ord har vart och ett av elnätsföretagen legalt monopol där det bedriver sin verksamhet. Det är detta förhållande som är orsaken till att elnätsföretagens verksamhet är föremål för reglering.

Som antyds av siffrorna ovan skiljer sig de olika elnätsföretagen inte bara med avseende på ägande och associationsform utan också med avseende på storlek. Trots en ganska omfattande konsolidering under det första decenniet efter den stora elmarknadsreformen vid mitten av 1990-talet finns det alltså fortfarande många små eller mycket små elnätsföretag i Sverige.

## 2.2 ELNÄTSBRANSCHEN: LÖNSAMHET

Det finns veterligen ingen samlad statistik över elnätsföretagens lönsamhet. För att i viss mån ändå belysa lönsamheten i den svenska elnätsverksamheten har redovisningsbaserade data från Ellevio, E.ON och Vattenfall för åren 2016 – 2023<sup>3</sup> ställts samman. Gemensamt för de tre företagen är att de som nämnts äger och driver en avsevärd del av det svenska elnätet. Samtidigt är de i många avseenden mycket olika varandra.

Ellevio är ett onoterat svenskt företag med huvudsaklig verksamhet inom eldistribution medan E.ON är ett tyskt börsnoterat företag inriktat på distribution

<sup>2</sup> Ellevio ägs av fyra pensionsfonder: OMERS Infrastructure (50 procent), Tredje AP-fonden (20 procent), Folksam (17,5 procent) och AMF (12,5) procent. E.ON är en privat tysk energikoncern med diversifierat ägande, varav 60 procent är institutionella ägare.

<sup>3</sup> Åren 2016 - 2022 för Ellevio.

av el, värme och gas i Europa. Vattenfall är ett statligt svenskt företag med elproduktion och distribution av el, värme och gas i Sverige och utomlands.

De redovisningsdata som har kunnat insamlas avser Ellevio AB (juridisk person), koncernen E.ON och Vattenfalls *affärssegment för svensk energidistribution*. Två olika nyckeltal har beräknats, nämligen vinstmarginal<sup>4</sup> och räntabilitet på totala tillgångar<sup>5</sup>. Genomsnittsvärden för perioderna 2016 – 2019 och 2020 – 2023 (2020 – 2022 för Ellevio) redovisas i nedanstående tabeller.

Eftersom elnätsverksamhet fordrar stora investeringar i materiella anläggningstillgångar med mycket lång livslängd, kan man förvänta sig att elnätsföretagen, för att kunna täcka sina fasta kapitalkostnader, har höga vinstmarginaler. Som framgår av tabellerna är detta också fallet, särskilt för Vattenfall och Ellevio. För att kunna säga något om avkastningen på investerat kapital måste vinstmarginalerna emellertid relateras till respektive företags totala tillgångar. Man måste alltså se på de tre företags räntabilitet.

När det gäller räntabilitet på totalt kapital uppvisar Vattenfall en förhållandevis hög lönsamhet, särskilt under perioden 2016 – 2019. E.ON's räntabilitet på totala tillgångar är lägre och Ellevio uppvisar ovanligt svaga räntabilitetstal. I och med att företagets vinstmarginaler är höga betyder det att de har mycket låg omsättningshastighet på sina tillgångar. Detta är naturligt för bolag vars anläggningstillgångar har mycket lång livslängd. Men det kan också vara en konsekvens av intäcksregleringens utformning. Som diskuteras längre fram i rapporten är regleringen utformad så att en stor tillgångsbas ger möjlighet till högre intäktsram.

Mot bakgrund av företagets höga vinstmarginaler är den förhållandevis låga räntabiliteten (utom för Vattenfall) något förvånande; de borde ha kunnat öka rörelsevinsterna och förmodligen även räntabiliteten på totala tillgångar genom att öka försäljningsvolymen. Detta tyder på att intäcksregleringen inte har stimulerat företagen att genomföra mer omfattande nyinvesteringar. Den verkar snarare ha motiverat företagen att hålla nere driftkostnaderna för historiskt genomförda investeringar.

### Nyckeltal för Ellevio 2016 – 2022

Period	Vinstmarginal	Räntabilitet totala tillgångar
2016 - 2019	29,0 %	2,5 %
2020 - 2022	27,9 %	2,2 %

<sup>4</sup> Vinstmarginal = (rörelsevinst + finansiella intäkter) / omsättning.

<sup>5</sup> Räntabilitet på totala tillgångar = (rörelsevinst + finansiella intäkter) / (totala tillgångar, ingående balans).

**Nyckeltal för E.ON 2016 - 2023**

Period	Vinstmarginal	Räntabilitet totala tillgångar
2016 - 2019	9,2 %	5,5 %
2020 - 2023	5,4 %	4,2 %

**Nyckeltal för Vattenfall 2016 - 2023**

Period	Vinstmarginal	Räntabilitet totala tillgångar
2016 - 2019	41,1 %	11,5 %
2020 - 2023	23,2 %	5,2 %

De årsvisa nyckeltalsvärden som ligger bakom de genomsnitt som anges i tabellerna har varierat en hel del mellan åren. En trend är dock att särskilt E.ON:s och Vattenfalls vinstmarginaler och räntabilitet på totala tillgångar sjunker över tiden (särskilt för Vattenfall). Däremot finns det ingen tydlig trend i företagets omsättningstillväxt. E.ON som uppvisar höga värden för perioden 2020 – 2023, medan Ellevio och Vattenfall hade förhållandevis svag omsättningstillväxt under båda delperioderna.

Som redovisas längre fram i rapporten ökade de svenska elnätsavgifterna med i genomsnitt ca. tre procent per år under perioden 2010 – 2020. För de tre här studerade företagen var avgiftsökningarna ännu högre. Men detta har uppenbarligen inte gjort något tydligt avtryck i företagets lönsamhetsutveckling. I stället verkar en betydande del av elnätsavgifternas ökning ha absorberats av rörelsemässiga kostnadsökningar. Exempelvis kostnaderna för de åtgärder som i spåren av stormen Gudrun genomförts för att höja driftsäkerheten i överföringen av el. De ökade kostnaderna bör därför inte tolkas som att elnätsföretagen blivit mindre kostnadseffektiva över tiden.

**2.3 KOMMENTARER TILL NYCKELTALSBERÄKNINGARNA****Ellevio**

- Nyckeltal har inte beräknats för Ellevio år 2023, eftersom företagets årsredovisning detta år inte var offentligt tillgänglig vid mitten av april 2024.
- Nyckeltalen avser den *juridiska personen Ellevio AB*, vilket betyder att särskilt räntabilitet på totala tillgångar kan vara påverkat av kontraktsmässiga och/eller bokslutspolitiska överväganden.

**E.ON**

- E.ON har sin hemvist i Tyskland och är verksamt inom europeisk energidistribution (inkluderande transmission av el, gas och värme).
-

- Beräknade värden på nyckeltalet *omsättningstillväxt* uppvisar ovanligt hög variation över tiden, vilket tyder på rörelsemässiga omstruktureringar och ändrade redovisningsprinciper. Detta minskar jämförbarheten mellan de studerade tidsperioderna.

#### **Vattenfall**

- Beräknade nyckeltalsvärden baseras på lämnad segmentinformation för affärsområdet *svensk energidistribution* (inkluderande transmission av el, gas och värme).
- Vattenfalls segmentinformation år 2023 innehåller inte någon särredovisning av svensk energidistribution, varför nyckeltalsvärdena för 2023 inkluderar såväl svensk som utländsk energidistribution.

## 3 Investeringar i elnät: Drivkrafter, risker och avkastning

### 3.1 DRIVKRAFTER

Ett elnätsföretags koncession avser således rätten att distribuera el inom ett visst område eller längs en viss linje. Med koncessionen följer en rad skyldigheter, varav två är särskilt viktiga. Den ena är att överföringen av el ska ske med "god kvalitet", d.v.s. ske med ett minimum av oplanerade avbrott. Den andra är den s.k. anslutningsplikten. Den innebär att ett elnätsföretag måste ansluta en ny kund om denne så önskar och uppfyller vissa grundläggande krav.

För att kunna uppfylla de krav som följer med koncessionen måste ett elnätsföretag göra underhålls- och ersättningsinvesteringar, men också kapacitetshöjande investeringar. I stora drag initieras underhålls- och ersättningsinvesteringarna av kvalitetskraven, medan de kapacitetshöjande investeringarna initieras av manifesterade och förväntade önskemål om anslutning till elnätsföretagets elnät. En faktor som driver kapacitetshöjande investeringar är inflyttning till nya bostadsområden i växande städer.

Dock har företagen en viss flexibilitet med avseende på när investeringarna ska genomföras och hur omfattande de ska vara. En faktor som då påverkar företagens investeringsbeslut är de kostnader som företaget åsamkas om föråldrade anläggningar leder till att antalet och längden av oplanerade avbrott ökar. En annan är, givetvis, den avkastning som nya investeringar förväntas ge.

### 3.2 RISKER

Investeringar i elnät och relaterade anläggningar har i allmänhet ansetts ha låg risk och har därför kunnat finansieras vid en förhållandevis låg nivå på den förväntade avkastningen. Det skäl som vanligen anförs är att el är en "nödvändighetsvara" och att efterfrågan på el därför är okänslig för pris- och inkomstförändringar. Konsekvensen är att ett elnät genererar en jämn och säker intäktsström. Men frågan om finansiella risker i elnätsverksamhet måste utgå från hur regleringen av den verksamhet är utformad. En observation är då att intäktsregleringen är utformad så att elnätsföretagens intäkter med viss marginal ska täcka deras kostnader. Det innebär att den s.k. obeståndsrisk är mycket låg.

En annan observation är att, som diskuteras längre fram i rapporten, den tillåtna intäktsramen till stor del bestäms av den s.k. kapitalbasen, d.v.s. det kapital som investerats i elnäten, och hur denna är värderad. Oväntade förändringar i intäktsramen är den kanske viktigaste finansiella risk som elnätsföretagen har att förhålla sig till. De regler som definierar vad som ska ingå i kapitalbasen och hur denna ska värderas (och en hel del annat) bestäms av Energimarknadsinspektionen. De finansiella risker som hänger samman med oförutsedda förändringar i dessa regler kan därför kallas "regulatoriska risker".

Men det finns också finansiella risker som hänger samman ned elnätsföretagens kostnader. Som beskrivs längre fram i rapporten (kapitel 5) kallas en kategori av elnätsföretagens kostnader "påverkbara kostnader". För dessa kostnader gäller ett effektiviseringskrav som under en tillsynsperiod inte kan påverkas av respektive elnätsföretag. Avvikelser mellan utvecklingen av ett elnätsföretags "påverkbara kostnader" och detta effektiviseringskrav påverkar elnätsföretagets lönsamhet och utgör därför en finansiell risk.

Ett förhållande som diskuterats en del under senare år att elnätsbranschen hittills haft en konservativ investeringsstrategi som inneburit att man varit försiktig med att "investera på spekulering". Med andra ord har man i allmänhet gjort kapacitetshöjande investeringar först när ökad efterfrågan på elnätstjänster med hög sannolikhet kommer att uppstå eller redan har uppstått. Därmed blir risken för felinvesteringar liten. Samtidigt bidrar denna strategi till långa väntetider för nya anslutningar till elnätet. Av detta skäl har det på senare år höjts röster för att elnätsföretagen i större utsträckning än hittills bör bygga ut elnätet på basis av prognoser på ökad efterfrågan på elnätstjänster.

Frågan är då om detta skulle öka risken i elnätsverksamhet. Det finns ju en risk för att de tillkommande anläggningarna inte skulle utnyttjas i den utsträckning som man förväntat sig och därmed inte generera de elnätsavgifter som gör att investeringarna i fråga blir lönsamma. Men eftersom de nya nätdelarna och den relaterade utrustningen skulle ingå i kapitalbasen så skulle de bidra till att höja intäktsramen. De intäkter som de nya anläggningarna eventuellt inte skulle generera skulle därför kunna kompenseras med högre elnätsavgifter.

Men investeringarna i nya anläggningar kan medföra oväntat höga kostnader och det kan finnas hinder mot höjda elnätsavgifter. Detta talat för att investeringar "på spekulering" skulle vara mer riskfyllda än investeringar som ska tillgodose existerande efterfrågan. Sammantaget är dock slutsatsen att ökade investeringar "på spekulering" inte nödvändigtvis innebär ökade finansiella risker i elnätsverksamhet.

### 3.3 SAMMANFATTNING

Jämfört med företag i flertalet andra branscher styrs elnätsföretagens investeringar troligen mer av skyldigheter kopplade till innehavda koncessioner än av förväntad lönsamhet. Men investeringarnas förväntade lönsamhet spelar en viktig roll när det gäller att attrahera kapital till elnätsföretagens investeringar.

Möjligheten att attrahera kapital på gynnsamma villkor beror också på hur (finansiellt) riskfyllda som investeringar i elnät anses vara. Historiskt har sådana investeringar betraktats som "lågriskinvesteringar". Av allt att döma kommer risken i själva elnätsverksamheten att även fortsättningsvis vara låg. De finansiella risker som har störst betydelse torde i stället vara av karaktären "regulatoriska risker".

## 4 Reglering av elnätsverksamhet

Att elnätsbranschen är organiserad som ett antal legala monopol beror på att elnätsverksamhet inom ett visst område eller längs en viss linje betraktas som ett s.k. naturligt monopol. Ett sådant uppstår om en viss verksamhet kan drivas till en lägre kostnad av ett företag än av två eller flera företag som tillsammans har lika stor kapacitet. Att en sådan situation uppstår beror i allmänhet på att verksamheten i fråga har höga fasta kostnader, vilket innebär att kostnaden per producerad enhet är lägre ju större produktionen är. Konsekvensen av en sådan kostnadsstruktur är att det på sikt, allt annat lika, bara kan (och bör) finnas ett enda företag på den aktuella marknaden.

Ett vinstmaximerande företag som har monopol på sin marknad kan höja marknadspriset genom att begränsa sin produktion, d.v.s. tillämpa "monopolprissättning". Men det är i princip också den enda skillnaden mot företag som arbetar under konkurrens. Liksom konkurrensutsatta företag har vinstmaximerande monopolföretag skäl att driva sin verksamhet med så låga kostnader som möjligt.

Att det finns skäl att reglera ett naturligt monopols priser är en sak. Hur denna reglering bäst ska utformas är en annan sak. Men innan denna fråga diskuteras närmare bör det påpekas att regleringen av naturliga monopol, utöver den strikt ekonomiska regleringen, i allmänhet även innehåller tekniska och administrativa föreskrifter.

### 4.1 DIREKT REGLERING AV MONOPOLFÖRETAGETS PRISER

Det från samhällsekonomisk synpunkt enda relevanta målet för reglering av naturliga monopol är således att motverka monopolprissättning. I teorin är målet att regleringen ska leda till ett pris på monopolföretagets produkt som, liksom på en marknad med effektiv konkurrens, är lika med den relevanta marginalkostnaden för att producera och leverera denna. I "verkligheten" är situationen dock betydligt mer komplex.

Bland annat producerar monopolföretag ofta flera olika produkter, vilket innebär att "priset" måste vara ett prisindex för en grupp av varor eller tjänster. Ytligt sett producerar elnätsföretag bara en produkt, överföring av el, men denna grundläggande tjänst är differentierad i flera dimensioner, t.ex. spänning, risk för avbrott m.m. Dessutom är elnätstariffer, på goda grunder, en blandning av fasta och rörliga avgifter.

Det är därför inte helt lätt, men ändå fullt möjligt, att konstruera ett rättvisande prisindex för elnätstjänster<sup>6</sup>. Men till problemet att definiera ett rättvisande pris kommer att reglereraren i allmänhet inte har den insyn i företagets kostnader som krävs för att kunna avgöra vad den relevanta marginalkostnaden för respektive produkt är.

<sup>6</sup> Längre fram i rapporten redovisas utvecklingen av index för elnätsavgifter i de nordiska länderna under perioden 2010 - 2020.



Konsekvensen är att reglering av naturliga monopol i praktiken oftast innebär att man i stället för att direkt reglera monopolföretagets priser har valt att tillämpa en indirekt metod, d.v.s. att reglera något som är kopplat till företagets prissättning. En utmaning med detta är att utforma regleringen så att det finns en direkt och varaktig koppling mellan det som regleras och det relevanta priset på monopolföretagets produkter.

## 4.2 INDIREKT REGLERING AV MONOPOLFÖRETAGETS PRISER

Det finns flera varianter av indirekt reglering av naturliga monopol. Ett är avkastningsreglering som tidigare var vanligt i USA. Men under senare år har intäktsreglering<sup>7</sup> av flera skäl blivit den allmänt förekommande metoden för att reglera naturliga monopol både i USA och Europa. Exempelvis bygger regleringen av elnätsverksamheten i samtliga nordiska länder på intäktsreglering, låt vara att detaljerna i regleringens utformning skiljer sig mellan länderna.

Skillnaden mellan intäktsreglering och avkastningsreglering är dock inte så stor. Den intäktsram som regleraren bestämmer bygger på en beräkning av företagets kostnader och i denna ingår en bedömning av vad som är en skälig avkastning på investerat kapital.

Frågan är då om intäktsreglering är en effektiv metod att förhindra monopolprissättning. Svaret beror på om företaget fritt kan välja hur mycket man ska producera. Om så är fallet skulle företaget kunna agera som en monopolist; utan att överskrida en given intäktsram skulle det ju kunna minska sin produktion och höja sina priser (och därmed sin vinst). Det betyder att regleraren inte kan använda intäktsramen för att styra företagets priser.

Emellertid har ett elnätsföretag, givet det regelverk<sup>8</sup> som det arbetar under, begränsade möjligheter att minska sin produktion. Därmed finns det ett tydligt samband mellan den intäktsram som fastställs och de priser som ett elnätsföretag kan sätta; en lägre intäktsram kan med andra ord förhindra monopolprissättning av elnätstjänster. Det som i någon mån kan motverka detta är att ett elnätsföretag kan öka sin vinst genom att sänka sina kostnader mer än vad regleraren förväntat sig. Från samhällsekonomisk synpunkt är detta gynnsamt. Men det finns också sätt att minska företagets kostnader som är mindre gynnsamma från samhällsekonomisk synpunkt.

Ett är lägre kvalitet på överföringen av el (t.ex. flera och/eller långa oplanerade avbrott) eller på de kringtjänster som elnätsföretaget erbjuder sina kunder. En annan är att eftersätta underhållet av befintliga anläggningar eller att senarelägga investeringar i nya anläggningar. Det kan också finnas möjligheter att stänga ute (eller fördröja anslutningen av) kunder som på olika sätt är mer kostnadskrävande

<sup>7</sup> Formellt kan intäktsreglering beskrivas med formeln  $px \leq \bar{I}$ , där  $p$  är priset på företagets produkt,  $x$  är antalet enheter av denna produkt och  $\bar{I}$  är den maximala tillåtna intäkten. Motsvarande formel för avkastningsreglering är  $(px - c(x))/k \leq \bar{r}$  där  $c(x)$  är företagets kostnad som funktion av den producerade kvantiteten,  $k$  är det investerade kapitalet och  $\bar{r}$  den maximalt tillåtna avkastningen på investerat kapital.

<sup>8</sup> Regelverket innefattar bland annat anslutningsplikt men samtidigt inga begränsningar på hur mycket el som kunderna får använda.

än andra. Mot denna bakgrund kan man identifiera vissa tumregler för hur en intäktsreglering bör vara utformad.

Den viktigaste är att intäktsregleringen innehåller delar som säkerställer den önskade kvaliteten på de tjänster som elnätsföretagen levererar. En annan är att intäktsregleringen främjar samhällsekonomiskt motiverade ny- och underhållsinvesteringar och att dessa sker i "rätt" omfattning och tid. En tredje är att intäktsregleringen innefattar anslutningsplikt, d.v.s. skyldighet att ansluta alla som så önskar och uppfyller vissa grundläggande krav. Frågan om hur effektivt som verksamheten bedrivs kan däremot lämnas till företagen; det ligger ju i dessas intresse att utnyttja alla möjligheter för att inom ramen för regleringen nå så goda vinster som möjligt.

Frågan är då hur väl som den svenska intäktsregleringen uppfyller dessa krav. Det är det övergripande temat i den fortsatta framställningen. Närmast följer en beskrivning av den svenska intäktsregleringen. Kommentarer och förslag till förändringar kommer längre fram i rapporten.

## 5 Den svenska intäktsregleringen

### 5.1 DEN LEGALA GRUNDEN FÖR INTÄKTSREGLERINGEN

Den grundläggande principen i den svenska regleringen av elnätsverksamhet, den om förhandsreglering, är fastställd genom EU:s s.k. elmarknadsdirektiv. Där ställs en rad krav på regleringen av elnätsverksamheten i respektive medlemsland. Ett är att tillsynsmyndigheterna, i Sverige Energimarknadsinspektionen, ska ansvara för att fastställa eller godkänna åtminstone de metoder som används för att beräkna eller fastställa villkoren för bl.a. anslutning och tillträde till nationella nät.

Ett krav på medlemslandet är att regleringsmyndigheten ska vara oberoende i förhållande till regering och marknadsaktörer. Detta krav har nyligen preciserats genom en dom i EU-domstolen, "Tysklandsdomen". Eftersom statliga förordningar hittills i viktiga hänseenden styrt Energimarknadsinspektionen har denna dom betydelse för den framtida regleringen av de svenska elnätsföretagen.

EU:s elmarknadsdirektiv säger emellertid inget om huruvida regleringen ska avse elnätsföretagens priser, intäkter, avkastning eller någon annan variabel. Däremot anges att regleringen ska utformas så att den främjar effektivt resursutnyttjande och samhällsekonomiskt effektiva investeringar.

Att den ekonomiska regleringen av elnätsverksamhet ska ha formen av intäktsreglering fastställs alltså inte av EU men däremot i den svenska ellagen. Där lyder den första paragrafen i dess femte kapitel:

*1 § En nätverksamhet ska för en tillsynsperiod ha en bestämd intäktsram som inte ska vara större än vad som behövs för att*

- 1. täcka kostnader för driften av en nätverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt,*
- 2. täcka avskrivningar, och*
- 3. ge en sådan avkastning på kapitalbasen som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar.*

*Med kapitalbas avses det kapital som krävs för att bedriva verksamheten.*

Ellagen anger också att tillsynsperioden ska vara fyra år och att ett företag får överföra outnyttjat "intäktsutrymme" till närmast kommande tillsynsperiod. Men därutöver ställs inte några krav på hur intäktsregleringen ska vara utformad. Sådana krav finns i stället i en av regeringen utfärdad förordning, "intäktsregleringsförordningen", samt mer i detalj i en av Energimarknadsinspektionen utfärdad föreskrift.

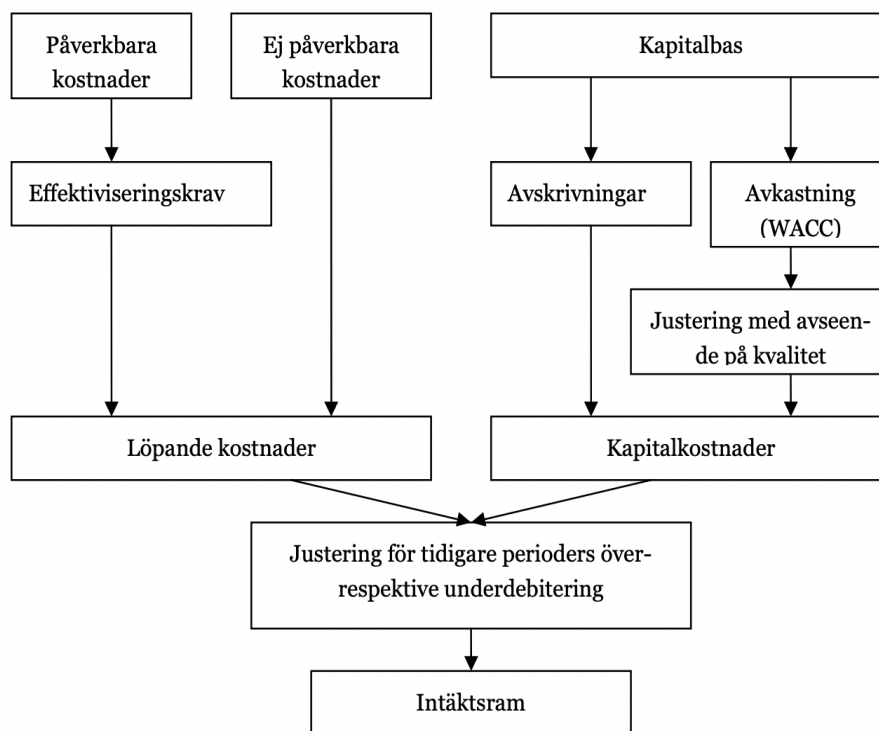
Den ovan nämnda "Tysklandsdomen" innebär som nämnts att regleringens utformning och tillämpning i fortsättningen ska bestämmas självständigt av Energimarknadsinspektionen. Därmed kommer den nämnda förordningen inte längre att vara styrande. Bland mycket annat betyder detta att de förslag på

förändringar i intäcksregleringen som förs fram i denna rapport inte är riktade till regering och riksdag utan till Energimarknadsinspektionen.

## 5.2 INTÄKTSREGLERINGENS ÖVERGRIPANDE UTFORMNING

Nedanstående bild visar vilken indelning av elnätsföretagens kostnader som elnätsregleringen bygger på och via vilka steg som Energimarknadsinspektionen kommer fram till sina beslut avseende respektive elnätsföretags intäktsram. Notera att samma struktur och process gäller för alla, stora som små, elnätsföretag.

Nedanstående bild visar vilken indelning av elnätsföretagens kostnader som elnätsregleringen bygger på och via vilka steg som Energimarknadsinspektionen kommer fram till sina beslut avseende respektive elnätsföretags intäktsram. Notera att samma struktur och process gäller för alla, stora som små, elnätsföretag.



\*

Källa: Energimarknadsinspektionen

I det följande beskrivs kortfattat principerna för att beräkna dels kapitalkostnader, dels löpande kostnader. En mer ingående beskrivning av regleringens utformning ges i Bilaga 1.

## 5.3 BERÄKNING AV KAPITALKOSTNADER

### 5.3.1 Kapitalbasen

Beräkningen av ett elnätsföretags kapitalkostnad utgår från det som kallas *kapitalbasen*, vilken i ellagen alltså definieras som ”*det kapital som krävs för att bedriva verksamheten*”. Förutom den avgränsning som görs i och med att realkapitalet i fråga behövs för kärnverksamheten görs tre viktiga avgränsningar.

Den första är att kapital som ligger i anläggningar under uppförande eller är färdiga men ännu inte tagits i drift inte får räknas in i kapitalbasen. Denna regel kan vara en konsekvens av hur kapitalbasen definieras; det realkapital som inte tagits i bruk kan ju inte sägas vara nödvändigt för verksamheten.

Den andra avgränsningen rör de anslutningsavgifter som betalas av nya kunder. Principen är att en kund som vill ansluta sig till elnätet måste betala hela den s.k. kundspecifika kostnaden<sup>9</sup> för den anläggning som då krävs. Anläggningen i fråga räknas sedan in i kapitalbasen, men ägs av elnätsföretaget.

Den tredje avgränsningen är att kapital som ligger i helt avskrivna anläggningar som fortfarande används får räknas in i kapitalbasen.

Dessa tre avgränsningar av kapitalbasen kommenteras i samband med projektgruppens förslag till förändringar av intäktsregleringen som redovisas och motiveras i det avslutande kapitlet 10.

### 5.3.2 Värdering av kapitalbasen

En i sammanhanget mycket viktig fråga rör värderingen av det realkapital som utgör kapitalbasen. På denna punkt tillämpas en s.k. *kapacitetsbevarande* princip, vilket innebär att realkapitalet i fråga värderas med sitt aktuella nuanskaffningsvärde. I praktiken innebär detta att de befintliga anläggningarna återkommande uppvärderas men hjälp av en ”normprislista” som anger det aktuella priset på i princip alla de komponenter som ingår i en elnätsanläggning. Uppräkningen av normprislistan baseras på byggkostnadsindex.

Alternativet till en kapacitetsbevarande princip är en *förmögenhetsbevarande* princip. Denna innebär att realkapitalet värderas med utgångspunkt i det faktiska anskaffningsvärdet efter avskrivningar uppskrivet med inflationen (Konsumentprisindex, KPI). Detta är den metod som i allmänhet används, bland annat vid värderingen av de norska och danska elnätsföretagens kapitalbas.

Att man i Sverige valde den således ovanliga metoden att värdera kapitalbasen till nuanskaffningsvärde beror enligt uppgift på att detta var ett starkt önskemål från elnätsföretagen vid tiden för införandet av förhandsregleringen och utvecklingen av den s.k. nätnyttomodellen<sup>10</sup>. I ett senare skede föreslog en statlig utredning att man skulle övergå till en förmögenhetsbevarande princip, men Energimarknadsinspektionen motsatt sig detta vilket ledde till att den

<sup>9</sup> Kostnaden för eventuella följdinvesteringar i andra delar av elnätet samt framtida underhållskostnader bärs av nätägaren.

<sup>10</sup> Utvecklingen, tillämpningen och avvecklingen av nätnyttomodellen beskrivs i Håkan Hedens bok ”Energimarknadsinspektionen. En sekellång historia”.

kapacitetsbevarande metoden blev kvar. Vilken metod som är lämplig för värdering av kapitalbasen diskuteras ingående i kapitel 10.

### 5.3.3 Avskrivningar

”Kapitalkostnad” definieras på gängse sätt som summan av kapitalavkastning och avskrivning. Avskrivningar görs med en fast andel av anläggningarnas nuanskaffningsvärde, d.v.s. med en real linjär metod. Den andel av nuanskaffningsvärdet som årligen skrivs av bestäms med utgångspunkt i anläggningens ”regulatoriska livslängd”<sup>11</sup>. Denna är en uppskattning av respektive anläggningstyps tekniska och ekonomiska livslängd. För en anläggningstillgång som nått sin regulatoriska livslängd men fortfarande används ska andelen beräknas med utgångspunkt i anläggningens ålder. Dock bara fram tills denna nått sin ”maximala” ålder.

En viktig konsekvens av den linjära avskrivningsmetoden är att kapitalbasen och därmed intäktsramen, allt annat lika, krymper år för år. För att undvika detta måste ett elnätsföretag kontinuerligt investera i nya anläggningar eller i uppgradering av gamla.

### 5.3.4 Avkastning

Den regulatoriska avkastningen, definierad som den tillåtna reala kalkylräntan, bestäms som ett vägt genomsnitt av avkastningskrav på eget kapital och ränta efter skatt på lånat kapital, d.v.s. som en WACC (Weighted Average Cost of Capital). Här ges en översiktlig beskrivning av hur den reala kalkylräntan beräknas, medan en mer ingående beskrivning ges i Bilaga 1.

Formellt definieras WACC efter skatt,  $WACC^T$ , men före justering för inflation, som:

$$WACC^T = R^D \times (1 - T) \times S + R^E \times (1 - S)$$

där  $R^D$  betecknar kostnad för lånat kapital före skatt,  $R^E$  kostnad för eget kapital,  $T$  statlig bolagsskatt och  $S$  nettoskuldssättningsgrad.

Kostnad för eget kapital,  $R^E$ , beräknas med en standardmetod kallad CAPM, Capital Asset Pricing Model. Metoden är utvecklad för att beräkna hur en investerares avkastningskrav påverkas av en typ av finansiell risk<sup>12</sup>. När den används inom ramen för intäktsregleringen är det emellertid inte en investerare utan Energimarknadsinspektionen som måste välja de värden på de olika parametrar som ingår i CAPM.

Som grund för dessa val används värden för ett antal, för närvarande fem, utländska jämförelseföretag. Ett sådant ska ha överföring av el som sin huvudsakliga verksamhet, vara noterat på en europeisk handelsplats och ha sitt säte i Europa. En konsekvens av detta sätt att beräkna den tillåtna reala

<sup>11</sup> Den bokföringsmässiga avskrivningen av elnätsföretagens tillgångar styrs av delvis andra hänsyn, t.ex. skattehänsyn, och kan skilja sig från den på den regulatoriska livslängden baserade avskrivningen.

<sup>12</sup> Som visas i Bilaga 2 finns det modernare metoder som gör det möjligt att beräkna  $R^E$  med hänsynstagande till i princip alla relevanta risker.

kalkylräntan är att denna inte är differentierad mellan de olika elnätsföretagen i Sverige trots att dessa kan ha olika skuldsättningsgrad och ägare med olika avkastningskrav.

Formeln för beräkning av  $R^E$  skrivs:

$$R^E = R^F + \beta^E \times M^{RP}$$

Där  $R^F$  är riskfri ränta,  $\beta^E$  är "aktiebета" som speglar ett börsnoterat företags risk, mätt som historisk volatilitet i dess aktiekurs, i förhållande till marknadens risk. Ett värde lägre (högre) än 1,0 innebär att den aktuella investeringens risk är lägre (högre) än hela aktiemarknadens risk. Parametern  $M^{RP}$  anger "aktiemarknadsriskpremie", dvs den extra avkastning utöver den riskfria räntan som krävs för att attrahera investeringar i aktier.

Om  $WACC^T$  divideras med  $(1-T)$  fås WACC före skatt varefter den reala kalkylräntan fås genom justering av denna storhet med hänsyn till inflation, d.v.s.

$$WACC^R = \frac{1+WACC^T}{1+I} - 1$$

Ett beslut om real kalkylränta gäller under en tillsynsperiod och det finns ingen direkt koppling mellan kalkylräntan under två eller fler angränsande perioder. Eftersom flertalet av elnätets olika anläggningar har en mycket lång livslängd säger den tillåtna reala kalkylräntan under en viss tillsynsperiod därför inte så mycket om den långsiktiga avkastning som en investerare i det svenska elnätet och relaterade anläggningar kan förvänta sig.

### 5.3.5 Justering med avseende på kvalitet

Regleringen ställer som sig bör krav på att ett elnätsföretags leveranser ska hålla viss kvalitet. Med "kvalitet" menas här funktionskrav med avseende på antal planerade och oplanerade avbrott och dessas längd samt på överföringens spänningskvalitet. Baserat på diverse kostnadsuppskattningar av kvalitetsindikatorerna justeras den regulatoriska kapitalbasen upp eller ned. Kapitalbasen justeras även med avseende hur effektivt nätet har utnyttjats. Dessutom ställs krav på trädsäkring av ledningar, men det som görs för att efterkomma detta krav påverkar inte intäktsramen.

#### *Beräkning av löpande kostnader*

Allt som inte klassificeras som kapitalkostnader utgör "Löpande kostnader". Dessa är uppdelade i "påverkbara" och "ej påverkbara" kostnader. De sistnämnda innefattar exempelvis kostnader för nätförluster och kostnader för abonnemang till överliggande och angränsande nät. Nätbolagen får full täckning för de ej påverkbara löpande kostnaderna, givet att dessa är nödvändiga för driften av nätet. Det innebär bland annat att de effektiviseringskrav som gäller för "påverkbara kostnader" (se nedan) inte har någon motsvarighet för "ej påverkbara" kostnader.



### 5.3.6 Påverkbara kostnader och effektiviseringskrav

De påverkbara kostnaderna är samtliga övriga kostnader, vilka till ungefär 40 procent utgörs av personalkostnader. Här ingår även kostnader för administrativa IT-system, lokalhyror, fordon och andra maskiner. Som en del av intäktsgregeringen ställs kvantifierade krav, som är differentierade mellan de olika elnätföretagen, på kontinuerlig effektivisering av dessas verksamhet.

Med utgångspunkt i de påverkbara kostnaderna under föregående tillsynsperiod beräknas varje elnätföretags relativa effektivitet med hjälp av en benchmarkmodell. De effektivaste företagen tilldelas ett krav på effektivisering som ska reflektera branschens genomsnittliga produktivitetstutveckling. Det innebär att de årligen ska minska sina påverkbara kostnader med en procent. De mindre effektiva företagen får ett högre individuellt krav för att komma i kapp de effektiva företagen.

Tanken är att man genom att jämföra företagen mot varandra simulerar ett konkurrenstryck där företagen ges incitament att minska sina kostnader i förhållande till sina konkurrenter. Konkret innebär effektiviseringskraven att respektive företags intäktsram justeras nedåt. Men som nämndes i det föregående kapitlet ligger det i företagens intresse att vara så effektiva som möjligt<sup>13</sup>. Huruvida effektiviseringskraven faktiskt påverkar elnätföretagens produktivitet är därför oklart. Det som är säkert är dock att effektiviseringskraven, allt annat lika, sänker intäktsramen.

#### *Kostnader för avbrottsersättning*

Ersättningar till kunder för avbrottsersättning regleras i ellagen (kapitel 10). Enligt denna har en elkund som regel rätt till avbrottsersättning om elavbrottet varat under en sammanhängande period om minst tolv timmar. Detta förutsätter dock att elen inte bryts av säkerhetsskäl eller för att bevara god drift- och leveranssäkerhet, liksom om felet beror på ett hinder utanför nätföretagets kontroll.

Ersättningen till kunden vid ett avbrott baseras i normalfallet på en schablon utan direkt koppling till den kostnad som avbrottet åsamkat kunden. Den innebär att den ersättning som utgår är 12,5 procent av kundens beräknade årliga nätkostnad och ökar sedan med 25 procentenheter för varje påbörjad 24-timmarsperiod som avbrottet pågått. Ett avbrott anses ha upphört om elen fungerat oavbrutet i minst två timmar i sträck. I vissa fall kan kunderna ha rätt till skadestånd från elnätföretaget vid skador på grund av elavbrott oavsett avbrottets hur långt som detta varit.

Efter en regeländring anses numera vissa av kostnaderna för avbrottsersättning vara rimliga för en ändamålsenlig och effektiv drift av elnätet och får därför ingå i beräkningen av intäktsramen. Detta är kopplat till att alla avbrott (även längre än tolv timmar) från och med tillsynsperioden 2020–2023 ingår i beräkningen av kvalitetsincitament, vilket de inte gjorde tidigare. Detta är utformat för att ge

<sup>13</sup> Ett förhållande som dock kan hålla tillbaka företagens effektiviseringsarbete under en tillsynsperiod är att detta kan påverka intäktsramen negativt under kommande tillsynsperioder.



elnätsföretagen incitament att vidta åtgärder för att säkerställa hög kvalitet i leveranserna, d.v.s. låg risk för oplanerade avbrott.

#### *Flexibilitets tjänster*

En flexibilitetsresurs är en resurs som kan variera sitt uttag eller inmatning av energi eller effekt och på så sätt leverera flexibilitet. Flexibilitetsresurser kan till exempel vara värmepumpar, elbilar, eller olika typer av energilager såsom batterier. Den flexibla resursen kan aktiveras genom direkt eller indirekt styrning.

Både elmarknadsdirektivet och ellagen innehåller bestämmelser för att främja nätbolagens och oberoende aggregatorers<sup>14</sup> möjligheter att erbjuda flexibilitets tjänster. Således finns det bestämmelser i ellagen om att ett elnätsföretags intäktsram ska bestämmas med hänsyn till i vilken utsträckning som flexibilitets tjänster erbjuds.

För ett elnätsföretag är det viktigaste dock att denna flexibilitet används för att begränsa den maximala momentana belastningen på det egna elnätet. Framgångsrik tidsmässig utjämning av utnyttjandet av elnätet har stor betydelse för behovet av kapacitetshöjande investeringar. Ett viktigt instrument för att åstadkomma detta är prissättning av momentant utnyttjad nätkapacitet ("effektarriff"). Huruvida ett elnätsföretag gör detta är upp till företaget att avgöra; intäktsregleringen innehåller inga specifika regler om elnätstariffernas utformning.

#### *Nätutvecklingsplaner*

I en av regeringen tidigare utfärdad förordning ställs krav på att elnätsföretagen ska utarbeta "nätutvecklingsplaner" för de kommande tio åren. Dessa ska beskriva hur en eventuellt ökad efterfrågan på distribution av el ska tillgodoses genom flexibilitets tjänster, utbyggnad av nätet eller med andra typer av resurser. Eftersom elnätsföretagen självständigt fattar sina investeringsbeslut ger dessa nätutvecklingsplaner Energimarknadsinspektionen ett underlag för att bedöma hur elnätet kan komma att byggas ut i ett tioårsperspektiv. Någon roll för att koordinera eller styra utbyggnaden av elnätet har Energimarknadsinspektionen dock inte.

---

<sup>14</sup> En aggregator är en aktör på elmarknaden som samlar ihop flera flexibla resurser och paketerar dessa till större enheter som i sin tur kan säljas på elmarknaden.

## 6 Rättsprocesser och kritik mot intäktsregleringen

Rättstvister mellan elnätsföretagen och regleringsmyndigheten är ovanliga i Sveriges nordiska grannländer. Men sedan den nuvarande intäktsregleringen infördes 2011 har de svenska elnätsföretagen överklagat Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsramar inför varje tillsynsperiod t.o.m. 2020–2023. De skiljaktiga uppfattningarna har i första hand rört besluten om den tillåtna reala kalkylräntan, men också om andra faktorer som påverkar elnätsföretagens intäktsramar och planeringsförutsättningar. Tvisterna har avgjorts i förvaltningsdomstolarna (Förvaltningsrätten och i Kammarrätten) och i väsentliga delar då till elnätsföretagens fördel.

Den grundläggande idén med regleringen av elnätsverksamhet är att det är regleraren (i detta fall Energimarknadsinspektionen) som genom sina förvaltningsbeslut anger de villkor som företagen måste förhålla sig till. Konsekvensen av hur rättstvisterna mellan elnätsföretagen och Energimarknadsinspektionen hittills utfallit är att delar av intäktsregleringen, speciellt den som avser den reala kalkylräntan, inte har bestämts av regleraren utan av domstolarna (och indirekt av nätföretagen, eftersom domstolen i mångt och mycket bifallit dessas yrkanden).

### 6.1 KORT HISTORIK OM RÄNTEBESLUTEN OCH EFTERFÖLJANDE DOMAR

Inför den första tillsynsperioden, d.v.s. 2012 – 2015, fastställde Energimarknadsinspektionen den reala kalkylräntan till 5,20 procent. Elnätsföretagen ansåg att denna nivå var för låg och överklagade till Förvaltningsrätten vars dom innebar att elnätsföretagen fick gehör för sin uppfattning. Energimarknadsinspektionen överklagade till Kammarrätten som emellertid gick på Förvaltningsrättens linje och fastställde den reala kalkylräntan till 6,50 procent.

Inför tillsynsperioden 2016 – 2019 beslöt Energimarknadsinspektionen att den reala kalkylräntan skulle vara 4,50 procent. Elnätsföretagen ansåg att denna nivå var för låg och överklagade myndighetens beslut till Förvaltningsrätten. Där fick de återigen gehör för sin uppfattning, vilket innebar att den reala kalkylräntan ändrades till 5,85 procent. Då Kammarrätten inte beviljade prövningstillstånd blev detta den reala kalkylränta som gällde under tillsynsperioden 2016 – 2020.

Inför tillsynsperioden 2020 – 2023 beslutade Energimarknadsinspektionen att den reala kalkylräntan skulle vara 2,16 procent. Liksom inför de tidigare tillsynsperioderna överklagades Energimarknadsinspektionens beslut. Under den följande rättsliga processen accepterade Energimarknadsinspektionen några av elnätsföretagens invändningar och valde att höja kalkylräntan till 2,35 procent. Med hänvisning till nya rättsliga förutsättningar<sup>15</sup> kom dock hela ärendet att

<sup>15</sup> Efter den s.k. Tysklandsdomen ska Energimarknadsinspektionen inte längre beakta den av regeringen utfärdade intäktsramsförordningen.

återförvisas av Kammarrätten. Ett slutgiltigt beslut om intäktsramarna, inklusive kalkylräntan, för tillsynsperioden 2020 – 2023 kom i maj 2024. I detta fastställs den reala kalkylräntan till 3,39 procent.

Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsramarna för tillsynsperioden 2024 – 2027 meddelades i april 2024. Den reala kalkylräntan har där satts till 4,53 procent. Elnätsföretagen har inte överklagat detta, men några elnätsföretag har överklagat andra delar av Energimarknadsinspektionens beslut.

## 6.2 ORSAKER TILL DE ÅTERKOMMANDE RÄTTSTVISTERNA

Rättigheten att överklaga förvaltningsbeslut är viktig i ett rättssamhälle. Men om denna rättighet utnyttjas närmast rutinmässigt finns det skäl att granska orsakerna till detta. Ytligt sett är orsaken till de återkommande rättstvisterna uppenbar: Elnätsföretagen har överklagat Energimarknadsinspektionens beslut därför att man dels varit missnöjd med besluten i fråga, dels ha trott sig ha goda möjligheter att i domstol vinna gehör för sin uppfattning. Till saken hör att ett överklagande enligt gällande regler inte kan leda till villkor som är sämre för elnätsföretagen än de som beslutats av Energimarknadsinspektionen.

Det som framgår av ovanstående historik är att Energimarknadsinspektionens beslut om den reala kalkylräntan genomgående dels har inneburit en lägre nivå på denna parameter än vad elnätsföretagen ansett vara motiverad, dels har skilt sig väsentligt mellan de olika tillsynsperioderna. Det sistnämnda beror på att besluten i fråga inte baserats på någon långsiktig norm utan på de vid tidpunkten gällande förhållandena. Eftersom dessa har förändrats mellan de olika tillsynsperioderna har den beslutade kalkylräntan också förändrats.

Frågan om kalkylräntans nivå har varit den sak som rättstvisterna till stor del handlat om. Men elnätsbranschen är också kritisk mot Energimarknadsinspektionen i andra avseenden. En uppfattning som delas av flertalet av elnätsbranschens företrädare är att intäcksregleringen brister när det gäller långsiktighet, stabilitet och robusthet mot tillfälliga omvärldsförändringar.

Som utomstående får man därför intrycket att det saknas en ömsesidig förståelse och möjligen respekt mellan Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen. En reformering av regleringen av de svenska elnätsföretagen handlar därför inte bara om regleringens grundläggande principer och hur enskilda parametrar bestäms. Det handlar också om att få till stånd en förändring av den kultur inom vilken regleringen tillämpas liksom om relationen och kommunikationen mellan myndigheten och de reglerade företagen.

## 6.3 KONSUMENTKRITIK

Det är emellertid inte bara elnätsföretagen utan även företrädare för konsumenterna av elnätstjänster som har varit och är kritiska mot intäcksregleringen. Konsumenternas kritik har främst förts fram av organisationen Villaägarnas Riksförbund och primärt rört utvecklingen av elnätsavgifterna. Närmare bestämt anser Villaägarnas Riksförbund att det sätt på vilket

Energimarknadsinspektionen tillämpat intäktsregleringen har möjliggjort alltför stora ökningar av elnätsavgifterna.

Som grund för sin kritik pekar man bland annat på att elnätsavgifterna har ökat snabbare i Sverige än i de nordiska grannländerna. Att det förhåller sig så framgår av ett index för de svenska elnätsavgifterna som redovisas längre fram i rapporten. Där framgår att de svenska elnätsavgifterna ökade med i genomsnitt ca. 3 procent per år mellan 2010 och 2020. I Norge och Danmark var elnätsavgifterna i genomsnitt stabila under denna period, även om de varierade från år till år. I Finland ökade elnätsavgifterna trendmässigt, men långsammare än i Sverige.

## 7 Elnätsregleringen i Norge, Danmark och Finland

Regleringen av elnätsverksamhet i Sveriges nordiska grannländer (exklusive Island) har stora likheter med den svenska, men det finns också viktiga skillnader. En mer ingående beskrivning av regleringen av elnätsföretagen i Norge och Danmark ges i Bilaga 3. I detta kapitel diskuteras främst de skillnader mellan länderna som är särskilt värda att beakta i samband med en reformering av den svenska intäktsregleringen.

### 7.1 NÅGRA HUVUDDRAG

Liksom i Sverige tillämpar Norge, Danmark och Finland förhandsreglering av elnätsföretagens intäkter. Dock skiljer sig många av detaljerna i regleringens utformning mellan länderna. Exempelvis är tillsynsperioden ett år i Norge, fyra år i Sverige och Finland samt fem år i Danmark. En annan skillnad rör värderingen av kapitalbasen. I Norge och Danmark utgår man från bokförda värden medan man i Finland, liksom i Sverige, utgår från nuanskaffningsvärden.

I Danmark kombineras målet om effektiv drift av elnätet med ett mål om lägsta möjliga elnätsavgifter och i Finland är det ett ännu starkare fokus på elnätsavgifterna. Exempelvis får dessa inte stiga med mer än åtta procent från ett år till ett annat. Förutom Norge har länderna krav på löpande effektivisering av elnätsföretagens verksamhet. Man har också sanktioner vid oplanerade avbrott i elleveranserna. Detaljerna i dessa delar av regleringen skiljer sig dock mellan länderna. I Norge drivs effektiviseringen i stället av incitament som är inbyggda i beräkningen av respektive företags intäktsram.

Den svenska elnätsregleringens "reala kalkylränta" har sin motsvarighet i de övriga tre länderna (i Norge kallad "referanserente" och i Danmark "forrentningssatsen"). Liksom i Sverige bestäms denna med hjälp av CAPM (Capital Asset Pricing Model). Hur de enskilda parametrarna i CAPM bestäms skiljer sig dock mellan länderna.

### 7.2 ELNÄTSBRANSCHEN: STRUKTUR OCH ÄGANDE

På samma sätt som i Sverige är de nordiska grannländernas elnät uppdelade i tre nivåer, transmissionsnät, regionnät och lokala nät, och det drivs av ett stort antal företag. I Norge fanns det 97 elnätsföretag 2021 inklusive det statliga Statnett. Av de 97 elnätsföretagen förvaltare 88 lokala elnät. Statnett förvaltar transmissionssätet och utlandsförbindelserna och är tillika systemoperatör ("TSO").

Liksom i Sverige varierar elnätsföretagens storlek kraftigt. Exempelvis har det största elnätsföretaget i Norge, Elvia AS, ca. tio gången så många kunder som det

tionde största, Tensio TN AS. Med undantag för Statnett är de flesta norska elnätsföretagen kommunalt ägda aktiebolag.

Som helhet uppvisar den norska elnätsbranschen en relativt hög avkastning, mellan drygt 3 och drygt 10 procent i nominella termer mellan 2013 och 2021. I genomsnitt var avkastningen under denna period 6,62 procent. För de lokala elnätsföretagen var avkastningen högre. Avkastningen är då beräknad som driftsöverskott dividerat med "avkastningsgrunlaget", som är ett genomsnitt av det ingående och utgående bokförda värdet av nätanläggningen plus en procent för "arbetskaptal". Under samma period varierade den nominella "referanserenten" mellan 5,15 och 6,90 med ett medelvärde på 6,06 procent.

I Danmark finns det ca. 50 elnätsföretag som driver lokala elnät. Det statliga Energinet driver transmissionsnätet och utlandsförbindelserna och är systemoperatör ("TSO"). Liksom i Sverige och Norge är det stora skillnader mellan elnätsföretagen när det gäller antalet kunder. Således hade det största elnätsföretaget (Energinet oräknat), Radius A/S Øst Sjælland, år 2021 ca. 1 000 000 abonnenter, medan motsvarande siffra för det tionde största elnätsföretaget, Elnet Midt A/S Viborg, var drygt 20 000.

Flertalet danska elnätsföretag är aktiebolag som ägs av samfälligheter med lokal förankring. Det finns alltså en nära koppling mellan ägare och brukare av de lokala elnäten. Detta gäller speciellt för de mindre elnätsföretagen. Ägandeformen och skillnaderna mellan företagens storlek kan förklara den relativt låga avkastningen. Således var avkastningen på det bokförda kapitalet i genomsnitt 5,8 procent nominellt mellan 2013 och 2022 för Radius A/S, Øst Sjælland men bara 2,6 procent för Midt A/S, Viborg. Flertalet av de övriga tio största elnätsföretagen hade en avkastning i nivå med Midt A/S, Viborg.

I Finland finns det ca. 80 elnätsföretag med en blandning av statliga, kommunala och privata ägare. De tre största privata ägarnas marknadsandel är ca. 40 procent. Den finska elnätsbranschen har som helhet stora likheter med den svenska och detsamma gäller regleringen av elnätsföretagens verksamhet. Bland annat tillämpas liksom i Sverige en kapacitetsbevarande princip vid värderingen av kapitalbasen. Den största skillnaden rör beräkningen av de effektiviseringskrav som man ställer på elnätsföretagen och det fokus på elnätsavgifternas utveckling som nämndes ovan.

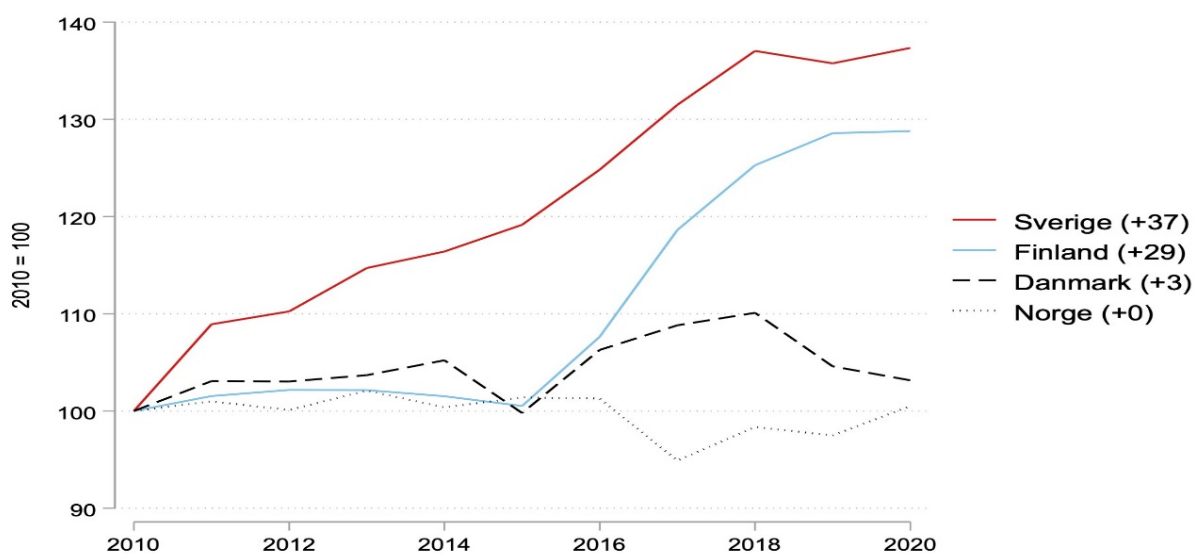
### 7.3 UTVECKLINGEN AV NÄTAVGIFTERNA I DE FYRA NORDISKA LÄNDERNA

I sin av SNS utgivna bok "Analys av priser och reglering på den svenska elnätsmarknaden. Vad kan vi lära av våra grannländer?" redovisar Erik Lundin och Magnus Söderberg<sup>16</sup> utvecklingen mellan 2010 och 2020 av ett av dem själva konstruerat prisindex för elnätstjänster i de fyra nordiska länderna.

Som framgår av nedanstående diagram ökade elnätsavgifterna i Sverige och Finland, medan den norska och danska elnätsavgifterna i genomsnitt var i stort sett konstanta under den aktuella perioden. Mest ökade elnätspriserna i Sverige, 37

<sup>16</sup> Lundin, Erik och Magnus Söderberg, "Analys av priser och reglering på den svenska elnätsmarknaden. Vad kan vi lära av våra grannländer?". SNS Förlag 2022.

procent vilket motsvarar ett genomsnitt på ca. 3 procent per år under perioden. Dock var det en stor skillnad mellan elnätsföretagen när det gäller elnätsavgifternas utveckling. Således ökade de tre största elnätsföretagens (Vattenfall, Ellevio och E.ON) avgifter med sammanlagt 52 procent, medan motsvarande siffra för de övriga elnätsföretagen var 26 procent under den aktuella perioden.



Källa: Lundin och Söderberg, 2022.

#### 7.4 INTRESSANTA SKILLNADER MELLAN DEN SVENSKA OCH DE ÖVRIGA NORDISKA LÄNDERNAS INTÄKTSREGLERING

Det finns en mängd mer eller mindre betydelsefulla skillnader mellan specifika delar i de fyra nordiska ländernas intäcksreglering. Av dessa är några särskilt intressanta i samband med en översyn av den svenska intäcksregleringen. Det gäller då:

- **Värderingen av kapitalbasen:** I Norge och Danmark värderas kapitalbasen med utgångspunkt i bokförda värden, d.v.s. med en förmögenhetsbevarande princip. Detta till skillnad mot den kapacitetsbevarande princip som tillämpas i Sverige.
- **Bestämningen av den riskfria realräntan i CAPM:** I Norge anges en realränta som avses vara långsiktig och i princip oberoende av det aktuella läget på marknaden för långsiktiga obligationer med låg risk. Dock sänktes räntan i fråga nyligen från 2,5 procent till 1,5 procent under intryck av utvecklingen på

den långsiktiga räntemarknaden. Avsikten med den "administrativt" bestämda räntan är att underlätta för företagen att bedöma den framtida utvecklingen av regulatoriska avkastningen.

- Incitament till högre kvalitet: I Norge har man en särskild mekanism för att belasta elnätsföretagen med de kostnader som ett avbrott i leveranserna åsamkar kunderna. Mekanismen i fråga kallas KILE (Kostnadsjusterte inntektsrammer ved Ikke-Levert Energi) och beräknas med hänsyn till avbrottets längd, när det äger rum och vilka kundgrupper som det gäller. Man tar också hänsyn till om kunderna varslats om avbrottet. De kundkostnader som beräknas omfattar bl.a. kostnaderna förlorad arbetstid, minskad produktion och minskad försäljning. KILE, som alltså är en extern kostnad för avbrott i elleveranserna, minskar intäktsramen.
- Kompensation till kunderna vid avbrott: KILE betalas inte ut till kunderna, men liksom i Sverige ersätts kunderna enligt särskilda regler vid avbrott som är minst tolv timmar. Mekanismen för detta kallas USLA, "Utbetaling ved Svært Langvarige Avbrudd". Den kompensation som betalas ut till kunderna vid avbrott räknas emellertid inte in i intäktsramen, vilket är fallet i Sverige.
- Konkurrens mellan elnätsföretagen: I Norge bestäms en intäktsram för elnätsbranschen som helhet. Denna innebär att branschens samlade kostnader, inklusive avskrivningar och avkastning på kapital, täcks. Beroende på om ett enskilt elnätsföretag är mer eller mindre effektivt än genomsnittet kan det få en intäktsram som överstiger respektive understiger företagets kostnader. Man kan därför säga att de enskilda elnätsföretagen får konkurrera om fördelningen av den samlade intäktsramen.



## 8 Aktuella förslag om förändringar i intäktsregleringen

År 2018 väckte EU-kommissionen talan mot den tyska staten angående fördragsbrott vad avser genomförandet av flera artiklar i el- och gasmarknadsdirektiven. Artiklarna avser den nationella tillsynsmyndighetens skyldighet att fastställa eller godkänna metoderna för att beräkna eller fastställa villkoren för anslutning och tillträde till nationella nät, inklusive tillämpliga tariffer, samt villkoren för tillhandahållande av balanstjänster.

I sin dom (Mål C-718/18, Europeiska kommissionen mot Förbundsrepubliken Tyskland, EU:C:2021:662), den s.k. Tysklandsdomen, gav EU-domstolen Kommissionen i allt väsentligt rätt. Domstolen uttalade också att de nationella tillsynsmyndigheterna ska agera självständigt, dvs. "utöva sina befogenheter oberoende av offentliga eller politiska organ".

Med anledning av domen tillsatte den svenska regeringen på våren 2022 en offentlig utredning med uppdrag att bl.a. analysera hur domen påverkar den svenska tillsynen av elnätets verksamhet. Utredningen skulle också se över reglerna för de avgifter som nätföretagen tar ut liksom bestämmelserna om överklagande av den nationella tillsynsmyndighetens beslut. Den skulle också "på ett tydligt sätt ta till vara kundernas intressen och nätföretagens roll i utvecklingen och utbyggnaden av el- och naturgasnäten i Sverige".

I sitt betänkande<sup>17</sup>, som lämnades under 2023, konstaterar utredningen att nuvarande regelverk om förhandsprövningen av intäktsramar innehåller regler som inte föranleds av krav i EU-rätten. Lagstiftningen måste därför ändras så att Energimarknadsinspektionen ges exklusiv befogenhet att utföra prövningen inom de nämnda områdena utan att begränsas av materiella regler som fastställts av riksdag eller regering. Den konkreta innebörden av detta är att Energimarknadsinspektionen i fortsättningen självständigt ska fastställa intäktsramar genom att meddela föreskrifter<sup>18</sup>.

Förutom de förändringar i Energimarknadsinspektionens ställning och befogenheter som föreslogs förde utredningen också fram några förslag som rör intäktsregleringens utformning och tillämpning. Det som troligen har störst betydelse för elnätsföretagen är förslaget att öka möjligheterna till "överullning" av outnyttjad intäktsram till senare tillsynsperioder. Den gällande regeln är att elnätsföretagen får "rulla över" delar av en tillsynsperiod intäktsram till närmast följande tillsynsperiod. Det som utredningen föreslår är att ett elnätsföretag, efter medgivande från Energimarknadsinspektionen, ska få "rulla över" intäktsutrymme ytterligare en tillsynsperiod framåt i tiden.

<sup>17</sup> "Ett förändrat regelverk för framtidens el- och gasnät". SOU 2023:64.

<sup>18</sup> Även när det gäller förhandsprövningen gällande balanstjänster föreslår utredningen att den justeras för att stämma bättre överens med kraven i EU-rätten.

Utredningens egen bedömning är att den samlade effekten av dess förslag kan komma att leda till lägre intäktsramar för elnätsföretagen. Detta skulle enligt utredningen kunna leda till att investeringar i el- och gasnätet riskerar att utebli eller försenas och att investeringsviljan i respektive bransch kan komma att minska. Mot bakgrund av behovet av ökade investeringar för att tillgodose en växande efterfrågan på el är detta olyckligt.

När det gäller frågan om överklagande av Energimarknadsinspektionens beslut föreslår utredningen att den nuvarande ordningen med tre instanser bibehålls. Men för att få snabbare och mer effektiva rättsprocesser föreslås att ett skyndsamhetskrav införs vid handläggningen i de allmänna förvaltningsdomstolarna och att ekonomiska experter utses att delta vid rättsprövningen. Utredningen föreslår också att Energimarknadsinspektionen, som ett sätt att stärka kundernas ställning, ska publicera preliminära metoder och ge relevanta aktörer, däribland nätkunder och elnätsföretag, möjlighet att lämna synpunkter.

Betänkandet har remissbehandlats och en proposition planeras till hösten 2024.

Mot bakgrund av bland annat "Tysklandsdomen" har Energimarknadsinspektionen inlett en egen översyn av intäktsregleringen. Avsikten är att ha nya regler på plats i god tid före tillsynsperioden 2028 – 2031.

## 9 Utvärdering av den svenska intäktsregleringen

I detta kapitel görs en övergripande utvärdering av den svenska intäktsregleringen. Inledningsvis diskuteras mot vilken norm som en sådan utvärdering lämpligen bör göras. Med andra ord: Vad är det som intäktsregleringen ska åstadkomma?

### 9.1 VAD SKA INTÄKTSREGLERINGEN ÅSTADKOMMA?

Förslag om förändringar i intäktsregleringen måste utgå från en bedömning av hur väl denna hittills har fyllt sitt syfte. En sådan bedömning bör vara både tillbakablickande och framåtblickande. Den förra handlar uppenbarligen om hur väl intäktsregleringen hittills uppfyllt sina syften, medan den senare handlar om hur den kan väntas fungera under ett framtida skede. Det sistnämnda är särskilt viktigt eftersom efterfrågan på elnätstjänster väntas öka väsentligt under de närmaste decennierna.

Men en bedömning av hur väl intäktsregleringen uppfyller sina syften måste utgå från en tydlig bild av vad dessa syften egentligen är. I ett samhällsekonomiskt perspektiv är det naturliga målet med regleringen av naturliga monopol att denna ska främja såväl effektivt utnyttjande av befintliga resurser som samhällsekonomiskt effektiva investeringar i de reglerade företagen.

Innebörden av detta är att verksamheten ska drivas kostnadseffektivt och att investeringar ska genomföras i "rätt tid" och med "rätt" omfattning och inriktning. Det innebär också att elnätsavgifterna ska vara "effektiva", d.v.s. spegla de relevanta marginalkostnaderna för att leverera de aktuella tjänsterna (vilket utesluter monopolprissättning av dessa).

I EU:s direktiv<sup>19</sup> finns skrivningar som innebär att regleringen av elnätsverksamheten i respektive medlemsland ska utformas så att den främjar effektivt resursutnyttjande och samhällsekonomiskt effektiva investeringar. Denna syn på elnätsverksamheten kan också spåras både i den norska och den danska ellagstiftningen.

I Norge ska regleringen således säkerställa (med författarens översättning) *"en samhälleligt rationell nätverksamhet genom att främja effektiv drift, utnyttjande och utveckling av elnätet"*. I Danmark gäller det att regleringen ska *"säkra användarnas intressen genom att bidra till hög effektivitet, lägsta möjliga priser på kort och lång sikt samt en stabil överföring och en kostnadseffektiv teknologikutveckling"*.

I Sverige uttrycks målet med regleringen av elnätsverksamhet emellertid i mer "jordnära" termer och utan någon hänvisning till samhällsekonomisk effektivitet i vare sig drift eller investeringsverksamhet. I ellagens tredje kapitel, första paragraf anges således att:

<sup>19</sup> Kapitel 7 i Europaparlamentets och Rådets Direktiv (EU) 2019/944.

Ett nätföretag ska i fråga om sitt elnät ansvara för

4. drift och underhåll,
5. utbyggnad vid behov,
6. eventuella anslutningar till andra ledningsnät,
7. att nätet är säkert, tillförlitligt och effektivt, och
8. att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.

Energimarknadsinspektionens beskrivning av sin uppgift ligger i linje med denna skrivning i ellagen. I ett nyligen publicerat dokument<sup>20</sup> skriver man således att: *”Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, naturgas, fjärrvärme och fjärrkyla. Vi ska också ta till vara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.* En snarlik formulering finns på myndighetens hemsida.

Även om denna beskrivning av Energimarknadsinspektionens uppgift inte direkt strider mot ett mål om effektivt resursutnyttjande och samhällsekonomiskt effektiva investeringar i elnätverksamheten så är den så allmänt hållen att den kan tolkas på flera olika sätt. Således kan, men behöver inte, ”väl fungerande” betyda att intäktsgregeringen ska främja ”effektivt resursutnyttjande och samhällsekonomiskt effektiva investeringar”. Att ”ta till vara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna” kan, men behöver inte, tolkas som ett gynnande av kunderna som sträcker sig längre än att motverka monopolprissättning och i övrigt oskäligen avtalsvillkor.

Det viktiga är givetvis hur Energimarknadsinspektionen faktiskt sköter sitt uppdrag. Ändå är det angeläget att myndigheten preciserar beskrivningen av detta. Inte minst är detta angeläget med hänsyn till möjligheterna att utvärdera hur väl intäktsgregeringen uppfyller sitt syfte. Den följande utvärderingen av intäktsgregeringen utgår dock, rätt eller fel, från att dess syfte är att främja effektivt utnyttjande av befintliga resurser och samhällsekonomiskt effektiva investeringar i den svenska elnätverksamheten.

## 9.2 HUR VÄL HAR INTÄKTSREGLERINGEN FUNGERAT?

Det ligger i sakens natur att här fokusera på de delar av intäktsgregeringen som inte fungerat så väl. Med denna utgångspunkt finns det skäl att peka på tre övergripande problem: Ett är att den beslutade intäktsramen inte är bindande för ett stort antal elnätföretag. Ett annat är att elnätföretagens incitament att investera i nya anläggningar har förhållandevis svag koppling till dessa investeringars förväntade lönsamhet. Ett tredje är de återkommande rättsliga tvisterna om innehållet i Energimarknadsinspektionens beslut.

I det följande kommenteras dessa problem och i det sistnämnda fallet skisseras några förslag till reformer.

<sup>20</sup> Se Energimarknadsinspektionen, ”Kalkylränta för tillsynsperioden 2024 – 2027.

### 9.2.1 Icke bindande intäktsramar

Intäktsreglering innebär att regleraren sätter en övre gräns för det reglerade företags intäkter, men innebär inget krav på att intäkterna ska vara så höga som intäktsramen tillåter. Men det implicita antagandet är att företagen strävar efter att maximera sin vinst och därför har ett starkt intresse av att ha så höga intäkter som den fastställda intäktsramen möjliggör. De praktiska erfarenheterna stöder emellertid inte detta antagande.

Även om de faktiska intäkterna ligger i nivå med de största elnätsföretagens intäktsramar har en mycket stor andel av de ca. 160 elnätsföretagen intäkter som varaktigt ligger under intäktsramen. Dessa elnätsföretag står därmed i praktiken utanför intäktsregleringen. Konkret innebär detta att de incitament till kvalitetsförbättring och effektivisering som är knutna till intäktsramen är verkningslösa för dessa elnätsföretag.

Energimarknadsinspektionen borde därför genomföra en grundlig analys av varför så många elnätsföretags intäkter ligger under intäktsramen. Baserat på denna analys är huvudalternativet att intäktsramarna anpassas så att de genomgående blir bindande. Om detta av någon anledning inte är lämpligt bör man överväga en annan utformning av incitamenten för ökad kvalitet och effektivitet i de företag som varaktigt och avsiktligt har intäkter som inte når upp till intäktsramen.

### 9.2.2 Svag koppling mellan incitamenten att investera och lönsamheten i nyinvesteringar

Som beskrivits ovan drivs elnätsföretagens investeringar till stor del av de skyldigheter som följer med den eller de koncessioner som de innehar. Men när det gäller kapacitetshöjande investeringar på en växande elmarknad är frihetsgraderna större och andra incitament än de som följer av koncessionerna har större betydelse. Dock finns det flera faktorer som försvagar dessa incitament. En sådan är att anläggningar som ännu inte tagits i drift inte får räknas in i kapitalbasen och därmed bidra till att höja intäktsramen. Men den viktigaste faktorn hänger samman med värderingen av kapitalbasen.

Den s.k. kapacitetsbevarande princip som för närvarande tillämpas innebär att ett företags kapitalbas värderas med nuanskaffningsvärdet på företags samtliga befintliga (i drift varande) anläggningar. Vid beräkningen av nuanskaffningsvärdet används som nämnts en "normprislista" som uppdateras med byggkostnadsindex. Eftersom byggkostnadsindex under en längre tid ökat snabbare än konsumentprisindex (KPI) har värdestegringen på äldre anläggningar kommit att ha stort inflytande på uppvärderingen av kapitalbasen värde.

En konsekvens av detta är att företagen har starka incitament att hålla gamla anläggningar "vid liv" och dessa incitament kan vara starkare än incitamenten att investera i nya anläggningar. En annan konsekvens är att lönsamheten för en nyinvestering mer beror på utvecklingen av byggkostnadsindex i förhållande till konsumentprisindex än på utfallet av en konventionell lönsamhetskalkyl vid den tidpunkt då investeringen genomförs. Om man i stället tillämpar en

förmögenhetsbevarande princip beror investeringens lönsamhet, som framgår i Bilaga 2, däremot primärt på företagets avkastningskrav.

Sammantaget framstår incitamenten att genomföra kapacitetshöjande investeringar som besvärande svaga i förhållande till det stora behovet att, i ljuset av den väntade ökningen av elanvändningen, öka elnätets kapacitet.

### 9.2.3 Återkommande rättsliga tvister

Ett övergripande problem i den svenska intäktsregleringen är de återkommande rättsliga tvisterna mellan Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen. Det finns givetvis mer än en orsak till dessa rättstvister, men oavsett de grundläggande orsakerna har de haft flera negativa konsekvenser för elnätsföretagen och deras kunder.

En är att det i praktiken är förvaltningsdomstolar och inte Energimarknadsinspektionen som har bestämt villkoren för elnätsföretagens verksamhet. Förutom att detta i sig är en märklig ordning har den reala kalkylräntan kommit att fastställas på en relativt hög nivå, vilket troligen har bidragit till att de svenska elnätsavgifterna ökat snabbare än i de nordiska grannländerna.

En annan konsekvens är att intäktsramarna för respektive tillsynsperiod har fastställts först mot slutet av, eller till och med efter, denna. Detta har skapat osäkerhet om vilka villkor som faktiskt gäller och troligen bidragit till att många elnätsföretags intäkter ligger under respektive intäktsram.

Det finns ingen trollformel som gör slut på tvisterna mellan Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen. Men en reformerad intäktsreglering som mer präglas av långsiktighet och förutsägbarhet skulle sannolikt göra det mindre angeläget för elnätsföretagen att överklaga Energimarknadsinspektionens beslut. Samtidigt måste intäktsregleringens regelverk och de värden på enskilda parametrar som myndigheten beslutar om självfallet kunna förändras när de yttre förutsättningarna med tiden förändras.

## 9.3 SLUTSATSER

Slutsatsen av diskussionen ovan är att regleringen av de svenska elnätsföretagen bör reformeras på ett antal punkter. Dock finns det inte några starka skäl för att övergå från intäktsreglering till någon annan regleringsmodell eller att ändra tillsynsperiodernas längd. De förslag till reformer som föreslås i det avslutande kapitlet avser alltså enskildheter, låt vara nog så viktiga och i en del fall långtgående sådana, inom ramen för den nuvarande intäktsregleringen.

## 10 Förslag om en reformerad intäktsreglering

Mot bakgrund av den genomförda analysen av den svenska intäktsregleringen och bedömningen av hur väl denna fyllt sitt syfte presenteras i detta kapitel ett antal förslag till reformer. Förslagen, som projektgruppen i sin helhet står bakom, är i allt väsentlig riktade till Energimarknadsinspektionen. Myndigheten har ju efter "Tysklandsdomen" större frihet än tidigare att självständigt bestämma intäktsregleringens utformning och innehåll. Vissa av de förslag som förs fram kan dock förutsätta ändringar i ellagen.

Kapitalbasen och värderingen av denna spelar en mycket stor roll i intäktsregleringen. Det är därför lämpligt att inleda diskussionen om en reformerad intäktsreglering med frågan om hur kapitalbasen bör definieras.

### 10.1 DEFINITION AV KAPITALBASEN

Det som ellagen anför i frågan är som nämnts: *"Med kapitalbas avses det kapital som krävs för att bedriva verksamheten"*. Detta har, inte överraskande, tolkats som att kapitalbasen utgörs av det kapital i form av fysiska anläggningar som är i drift och som är nödvändiga för att driva elnätsverksamhet. Det ter sig därför logiskt att dels utesluta anläggningar som är under uppförande eller ännu inte tagits i drift, dels inkludera avskrivna anläggningar som fortfarande är i drift. Likaså ter det sig logiskt att bortse från hur en anläggning är finansierad, vilket innebär att anslutningsinvesteringar som finansierats av den tillkommande kunden också inkluderas i kapitalbasen. Men att dessa tre avgränsningar av kapitalbasen ter sig logiska betyder inte att de från samhällsekonomisk synpunkt nödvändigtvis är lämpliga.

När man diskuterar vilka avgränsningar av kapitalbasen som från samhällsekonomisk synpunkt är lämpliga bör man skilja mellan det som ekonomer kallar "allokerings effekter" och det som kallas "fördelningseffekter". Med allokerings effekter avses effekter som innebär att den samlade resursanvändningen blir mer eller mindre effektiv (i termer av bidrag till nationalinkomsten). Fördelningseffekter, å andra sidan, avser hur intäkter och eller kostnader i en viss verksamhet fördelas mellan berörda parter.

Det finns en väsentlig skillnad mellan dessa två typer av effekter. Kriterierna för att avgöra huruvida en viss allokerings effekt bidrar till en från samhällsekonomisk synpunkt effektivare resursanvändning är tydliga och väl etablerade. Det finns alltså grund för att beteckna en viss allokerings effekt som "gynnsam" eller "ogynnsam". Huruvida en viss fördelningseffekt är "gynnsam" eller "ogynnsam" beror däremot på värderingar som inte nödvändigtvis delas av alla. Av främst detta skäl handlar nationalekonomers analyser av t.ex. olika ekonomisk-politiska åtgärder för det mesta om allokerings effekter och mera sällan om fördelningseffekter.



I det följande diskuteras var och en av de tre nämnda avgränsningarna av kapitalbasen.

*Avgränsning #1: Anläggningar som är under uppförande eller ännu inte tagits i drift*

Med hänsyn till elnätsföretagens incitament att investera i nya anläggningar är det olämpligt att exkludera anläggningar som är under uppförande eller ännu intagits i drift från kapitalbasen. Avgränsningen medför ju att en investering i en ny anläggning under flera år inte ger någon avkastning i form av tillskott till intäktsramen. Allt annat lika minskar detta investeringens förväntade avkastning, vilket ökar risken för ett samhällsekonomiskt motiverade investeringar uteblir. Regeln har alltså ogynnsamma allokeringseffekter.

Men det är inte uppenbart att det skulle strida mot ellagen att inkludera anläggningar under uppförande eller ännu inte tagna i drift i kapitalbasen. Med ett långsiktigt perspektiv på elnätsverksamheten är det rimligt att betrakta även dessa anläggningar som något "som krävs för att bedriva verksamheten". Utan kontinuerliga ny- och ersättningsinvesteringar kan ju elnätsverksamheten inte fungera långsiktigt.

Projektgruppens förslag är därför att det kapital som lagts ned i uppförandet av nya anläggningar, inklusive anläggningar som är färdiga men ännu inte tagits i drift, fortsättningsvis inkluderas i kapitalbasen. Avskrivning av detta kapital ska dock inte ske förrän anläggningarna i fråga varit i drift under minst ett år.

*Avgränsning #2: Kundfinansierade anläggningar*

Den gällande regeln är att en ny kund måste finansiera den direkta kostnaden för sin anslutning till elnätet. En konsekvens av detta är att anslutningen kommer till stånd endast om kunden i fråga anser att denna är värd minst lika mycket som den kostar. Detta är gynnsamt från allokeringssynpunkt; att ansluta en ny kund till elnätet medför oundvikligen en kostnad och om denna inte påförs kunden är det sannolikt att man kommer att göra anslutningar som kostar mer än de är värda för kunderna.

Men det som kunden betalar är inte hela kostnaden för ny anslutning. Denna kan leda till följdkostnader på andra håll i nätet och dessa kostnader finansieras av elnätsföretaget. Detsamma gäller både för underhållet av den nya anläggningen och för de framtida ersättningsinvesteringar som kan bli aktuella. Den nya kunden betalar således mindre än den fulla kostnaden för den nya anslutningen, vilket kan leda till att anslutningar som inte är samhällsekonomiskt lönsamma kommer till stånd. Men från allokeringssynpunkt är detta bättre än om anslutningen vore gratis för kunden<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Det kan också vara så att kundernas skyldighet att betala en avgift för nya anslutningar stärker elnätsföretags incitament att prioritera genomförandet av nya anslutningar. Om så skulle vara fallet så gör anslutningsavgiften att samhällsekonomiskt motiverade anslutningar till elnätet genomförs tidigare än vad som annars vore fallet, vilket från allokeringssynpunkt är gynnsamt.



När det gäller regelns fördelningseffekter kan man resonera på två olika sätt. Ett är att anslutningsavgiften är en avgift för rätten att till gängse avgifter utnyttja elnätet. I det fallet är avgiften ett pris på en tjänst och som elnätsföretaget levererar och således en reguljär intäkt för detta. Därmed uppstår det inga fördelningseffekter och det är helt i sin ordning att den nya anläggningen ingår i kapitalbasen.

Ett annat sätt att se på saken är att betrakta kundens anslutningsavgift som ett bidrag till finansieringen av den nya anläggningen och att fokusera på fördelningseffekter. Dessa uppstår som en konsekvens av att de av kunderna (delvis) finansierade anläggningar i sin helhet ingår i kapitalbasen. De kommande avskrivningarna på anläggningen kommer att, allt annat lika, att bidra till att höja framtida intäktramar. Detta leder till högre elnätsavgifter som även de kunder som bidragit till finansieringen får betala. I monetära termer torde dessa effekter dock att vara närmast försumbara. Med detta synsätt borde kundernas bidrag till finansieringen av nya anslutningar inte ingå i kapitalbasen.

Projektgruppen tar inte ställning i valet mellan dessa två synsätt. Samtidigt kan man konstatera att ellagen i sin definition av "kapitalbas" inte säger något om hur de anläggningar som ingår där har finansierats.

#### *Avgränsning #3: Avskrivna anläggningar*

Den tredje avgränsningen är att kapital som ligger i helt avskrivna anläggningar som fortfarande används får räknas in i kapitalbasen. Idealt ska den regulatoriska avskrivningstiden sammanfalla med anläggningarnas tekniskt-ekonomiska livslängd. I praktiken är det dock inte alltid så. Vissa anläggningar uttrangeras innan den regulatoriska livslängdens slut, medan andra "lever" längre. Om en anläggning uttrangeras i förtid minskar elnätsföretagets kapitalbas snabbare än beräknat. Men om en anläggning däremot kan användas längre än den regulatoriska livslängden och därtill får räknas in i kapitalbasen kommer den att bidra till kapitalbasen längre än beräknat.

En första fråga är om det är rimligt att fokusera på nettot av förtida uttrangerade anläggningar och anläggningar som med lönsamhet kan användas längre än avskrivningstiden. Projektgruppens bedömning är att det här rör sig om två olika saker. När ett elnätsföretag investerar i en ny anläggning så vet man att denna kan komma att uttrangeras innan den planerade avskrivningstidens slut. Man tar med andra ord en medveten risk och denna är oberoende av att andra anläggningar kan komma att kunna användas längre än den planerade avskrivningstiden.

När det gäller den sistnämnda typen av anläggningar medför regeln att dessa får ingå i kapitalbasen att det uppstår fördelningseffekter. Att anläggningarna i fråga är helt avskrivna innebär ju att kunderna till fullo betalat dessa. Samtidigt som de måste fortsätta att betala för att utnyttja anläggningarna i fråga. Alternativt kan man säga att regeln medför att elnätsföretagen i detta fall överkompenseras. Detta talar för att avskrivna anläggningar inte bör ingå i kapitalbasen.

Om regeln skulle ändras så att de aktuella anläggningarna inte längre får ingå i kapitalbasen så uppstår det emellertid allokeringseffekter. Men dessa skiljer sig mellan elnätsföretag som utnyttjar respektive inte utnyttjar hela sin intäktsram. För

den sistnämnda typen av företag spelar det ingen roll om en avskrivnen anläggning ingår eller inte ingår i kapitalbasen; intäktsramen är ju ändå inte bindande. Det avgörande är om anläggningen genererar intäkter som överstiger dess rörliga kostnader<sup>22</sup>. Om så är fallet är det från samhällsekonomisk synpunkt gynnsamt att anläggningen fortsatt är i drift.

För elnätsföretag som utnyttjar hela intäktsramen, i praktiken de största elnätsföretagen, är situationen dock en annan. Om avskrivna men fortsatt lönsamma anläggningar inte längre får ingå i kapitalbasen så kommer detta att sänka dessa företags intäktsramar. Konsekvensen kan bli att anläggningar som från samhällsekonomisk synpunkt är lönsamma ändå utrangeras och ersätts med nya. Detta talar för att den gällande regeln bör behållas.

Frågan om avskrivna anläggningar ska ingå i kapitalbasen är uppenbarligen delikat. Givet att så många av de medelstora och mindre elnätsföretagen inte utnyttjar sin intäktsram är den gällande regeln något som bara gynnar de största elnätsföretagen. Dessa är samtidigt de som, om regeln ändras, kan komma att utrangera anläggningar som är samhällsekonomiskt lönsamma. Projektgruppens bedömning är att den överkompensation av vissa företag som den gällande regeln medför talar för att avskrivna anläggningar fortsättningsvis inte bör ingå i kapitalbasen.

## 10.2 VÄRDERING AV KAPITALBASEN

Nackdelarna med den kapacitetsbevarande princip som för närvarande används för att värdera kapitalbasen diskuterades i det föregående kapitlet. Slutsatsen av den diskussionen är att man bör övergå till en förmögenhetsbevarande princip. Konkret innebär detta att kapitalbasens reala värde inte längre ska beräknas som kostnaden för att i dag anskaffa de aktuella anläggningarna. I stället ska detta värde beräknas som värdet av det kapital som ursprungligen investerats i anläggningarna uppskrivet med konsumentprisindex (som ju är det inflationsmåt som vanligen används).

Det finns flera fördelar med att använda en förmögenhetsbevarande princip. Den viktigaste är att den ger ett direkt samband mellan den reala kalkylräntan och avkastningen på investeringar. En investering ger ju en real ökning av intäktsramen som är lika stor som värdet av den nya anläggningen multiplicerat med den reala kalkylräntan. Denna reala avkastning på investeringen, efter avskrivningar, består under anläggningens livslängd och dess storlek beror på vilken real kalkylränta som tillämpas. Om man i stället tillämpar en kapacitetsbevarande princip beror avkastningen på en investering i hög grad på hur byggkostnadsindex utvecklas över tid i förhållande till konsumentprisindex.

En övergång till en förmögenhetsbevarande princip innebär emellertid en mycket stor förändring av intäktsregleringen<sup>23</sup>. Det är därför utomordentligt viktigt att

<sup>22</sup> Noga räknat måste alternativet ”fortsatt drift av den befintliga anläggningen” vara lönsammare än alternativet ”ersätta den befintliga anläggningen med en ny”.

<sup>23</sup> Det kan inte uteslutas att den nämnda ”normprislstan” ger elnätsföretagen incitament att säkerställa att en ny anläggning inte kostar mer än vad som anges i denna lista. Om detta är fallet bör man överväga att skapa motsvarande incitament på något annat sätt.

utformar reglerna för hur transformationen från ett nuanskaffningsvärde till ett förmögenhetsvärde så att elnätsföretagen inte skadas. En rimlig princip, inte minst från acceptanssynpunkt, är att den initiala effekten av övergången inte ska leda till en reduktion av elnätsföretagens intäktsramar.

Detta kan åstadkommas genom att kapitalbasens värde för respektive elnätsföretag beräknas med båda metoderna (förmögenhets- och kapacitetsbevarande). Därefter får varje företag välja vilket av de två värdena som ska vara startvärde för framtida uppskrivningar av respektive företags kapitalbas. Dessa uppskrivningar ska då göras med utgångspunkt i en real förmögenhetsbevarande princip.

Projektgruppens förslag är att man vid beräkningen av kapitalbasens värde övergår från en kapacitetsbevarande till en förmögenhetsbevarande princip och att transformeringen av aktuella nuanskaffningsvärden sker på det ovan beskrivna sättet. Det som föreslås är alltså en övergång från ett till ett annat sätt att beräkna kapitalbasens reala värde. Eftersom avkastningen på kapitalbasen beräknas med en real ränta är detta logiskt.

Men därutöver skulle en nominell värdering av kapitalbasen ge orimliga resultat; med de långa livslängder som gäller för många av elnätsbranschens anläggningar är det nominella anskaffningsvärdet på många av dessa mycket lågt. En övergång från en real kapacitetsbevarande till en nominell förmögenhetsbevarande princip skulle därför medföra en mycket betydande minskning av elnätsföretagens intäktsramar.

### 10.3 BERÄKNING AV DEN REALA KALKYLRÄNTAN

Enligt ellagen ska investeringar i elnätsverksamhet "ge en sådan avkastning på kapitalbasen som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar". Den parameter som ska säkerställa detta är den reala kalkylräntan. Innebörden av den citerade lagtexten är att bedömningen av huruvida kalkylräntan är tillräckligt hög avgörs av de potentiella investerarna. Det är ju deras beslut som avgör om elnätsföretagen långsiktigt kan finansiera de investeringar som de önskar genomföra.

Som beskrivits tidigare i rapporten fastställs den reala kalkylräntan, med beaktande av inflation, skatt och skuldandel, som ett vägt medelvärde (WACC) av avkastning på eget kapital och ränta på lånat kapital. För en potentiell investerare i elnätsföretagens är det främst avkastningen på eget kapital som är av intresse. Denna storhet beräknas med hjälp av ett inom finansiell analysverksamhet ofta använd jämviktsmodell kallad Capital Asset Pricing Model (CAPM).

CAPM är ett hjälpmedel för en placerare som överväger en viss aktieplacering och som då tar hänsyn till den s.k. kovariansrisken, d.v.s. den risk som den aktuella aktiens avkastning bidrar med i förhållande till en väl diversifierad marknadsportfölj av placeringstillgångar. Den ansats som används inom intäktregleringen kan beskrivas som att man simulerar situationen för en aktieplacering som överväger att investera i den svenska elnätsbranschen. I stället för att investeraren gör egna bedömningar hämtas värdena på relevanta parametrar från ett antal utländska jämförelseföretag.

En invändning mot CAPM är att man med denna metod bara beaktar en typ av risk, nämligen kovariansrisken. Som framgår i Bilaga 2 finns en metod för att ta hänsyn till i princip alla för en investerare relevanta risker. Det finns skäl för Energimarknadsinspektionen att sedermera sätta sig in i och utvärdera denna metod. Men i väntan på utfallet av en sådan utvärdering finns det ingen anledning att ersätta CAPM med någon ny metod att uppskatta de avkastningskrav som potentiella aktieinvestorer i svenska elnätsföretag har.

Däremot finns det skäl att vid tillämpningen av CAPM beakta att de typiska investerarna i elnätsföretag är pensionsfonder, livförsäkringsbolag och andra aktörer som söker långsiktiga placeringsobjekt med låg risk. Frågan är då hur man bäst kan simulera beslutssituationen för en investerare med ett långsiktigt perspektiv och aversion mot risk. Konkret handlar det om att sätta värden på de olika parametrar som ingår i CAPM, inledningsvis den riskfria räntan.

Ett rimligt antagande är att en sådan placerare bygger sin bedömning av den riskfria räntan på dess förväntade långsiktiga utveckling i reala termer. Det finns emellertid inte någon löpande officiell statistik på denna variabel. Däremot finns det studier genomförda av forskare och analytiker inom den finansiella sektorn. En sådan studie genomfördes nyligen av Henrik Lundvall vid Riksbanken inom ramen för en statlig utredning<sup>24</sup>. Rapporten innehöll statistik för realräntans<sup>25</sup> utveckling i Sverige och femton andra länder under perioden 1950 till 2020.

Studien visade att den svenska realräntan inte har skilt sig nämnvärt från realräntan i relevanta jämförelseländer. Den visade också att realräntan varierar kraftigt över tid, med långa perioder med låg realränta följda av perioder med hög realränta. I genomsnitt över de 70 år som studien täcker har realräntan, både i Sverige och ett stort antal jämförbara länder, varit drygt 2 procent. Under samma period var tillväxten i Sveriges BNP, justerad för inflation, 2,3 procent<sup>26</sup> per år.

Att tillväxttakten i BNP var något högre än realräntan ligger i linje med ett känt mönster i den ekonomiska utvecklingen. Fenomenet har kommit att kallas "räntetillväxt-differensen". Med nobelpristagaren Robert Solows berömda modell för ekonomisk tillväxt skapades en teoretisk grund för detta samband, låt vara att tillväxttakten i BNP där var lika med realräntan.

En ingående studie av det empiriska sambandet mellan BNP-tillväxt och realränta har nyligen genomförts av Marcus Mossfeldt vid Finansdepartementet<sup>27</sup>. Där konstateras att räntetillväxt-differensen har uppvisat betydande kortsiktiga variationer. Samtidigt är förväntningar om en långsiktig konvergens mot det historiska medelvärdet vanliga.

Mot denna bakgrund torde en långsiktig investerare i svenska elnätsföretag, givet att den reala BNP-tillväxten väntas att vara 2,0–2,5 procent per år, förvänta sig att

<sup>24</sup> Lundvall, H., "Drivkrafter bakom globala trender i den neutrala räntan". Bilaga 2 till Långtidsutredningen 2023. SOU 2023:87.

<sup>25</sup> Med "realränta" avsågs den nominella räntan på statsobligationer med lång löptid, i de flesta fall tio år, minus förväntad inflation enligt BNP-deflatoren.

<sup>26</sup> Det finns ingen officiell statistik för BNP-tillväxten under en så lång period, så siffran bygger på författarens egna beräkningar.

<sup>27</sup> Mossfeldt, M., "Räntetillväxt-differensen – utveckling och drivkrafter". Bilaga 3 till Långtidsutredningen 2023. SOU 2023:88.

den reala riskfria räntan i genomsnitt över en längre period kommer att ligga på nivån 2,0 procent. Givet Riksbankens inflationsmål på 2,0 procent per år torde investeraren i fråga räkna med att motsvarande nominella riskfria ränta kommer att ligga på nivån 4,0 procent.

Projektgruppens rekommendation är att den riskfria räntan fortsättningsvis sätts på denna nivå. Med andra ord att man, liksom i Norge, i stället för att utgå från aktuella marknadsdata fastställer ett långsiktigt värde på den riskfria räntan på "administrativ väg". Detta innebär bland annat att elnätsföretagens ränterisk minskar, vilket långsiktigt torde leda till lägre avkastningskrav.

Med detta som grund kan man beräkna den långsiktige aktieinvesterarens avkastningskrav med hjälp av CAPM, d.v.s. med formeln  $R^E = R^F + \beta^E \times M^{RP}$ . I denna är  $R^E$  avkastningen på eget kapital,  $R^F$  den riskfria räntan,  $\beta^E$  "aktiebета" (d.v.s. aktieplacerares risk, mätt som samvariationen mellan avkastningen på eget kapital och avkastningen på marknadsportföljen av aktier) och  $M^{RP}$  aktiemarknadens riskpremie (d.v.s. den extra avkastning som krävs utöver den riskfria räntan för att attrahera investeringar i marknadsportföljen av aktier).

I rapporten "Kalkylräntan för tillsynsperioden 2024 – 2027" har Energimarknadsinspektionen redovisat vilka numeriska värden som man har satt på de ovan nämnda och övriga parametrar som ingår i beräkningen av WACC, företagets vägda kapitalkostnad efter skatt. Således har man satt värdet 0,54 på  $\beta^E$ , vilket möjligen ter sig något lågt. Det värde som man har satt på  $M^{RP}$ , 6,68 procent, är däremot högt i ett historiskt perspektiv, där värden kring 5,0 har varit vanliga.

Bedömningen att Energimarknadsinspektionens skattning av  $M^{RP}$  är hög styrks av resultaten i en stor studie omfattande 96 länder i vilken tre forskare<sup>28</sup> vid den spanska handelshögskolan IIESE Business School har undersökt förväntade värden på bland annat  $M^{RP}$ . Det värde som man finner för Sverige är 5,4 procent, som alltså även det är något högt jämfört med historiska medelvärden. Det kan också nämnas att andra aktuella skattningar av den svenska aktiemarknadens  $M^{RP}$  har karaktäriserats som "rekordhöga". Mot denna bakgrund ter det sig rimligt att det långsiktiga värdet på  $M^{RP}$  är ungefär 5,0 procent.

Med de här redovisade bedömningarna av den långsiktiga riskfria räntan och aktiemarknadsrisken, blir den potentielle investerarens avkastningskrav i nominella termer:

$$R^E = 4,0 + 0,54 \times 5,0 = 6,70 \text{ procent}$$

Nästa steg är att använda detta värde i beräkningen av den reala kalkylräntan, d.v.s. "real WACC". Som redovisades tidigare i rapporten definieras nominell WACC efter skatt för en tillsynsperiod som:

$$WACC^T = R^D \times (1 - T) \times S + R^E \times (1 - S)$$

<sup>28</sup> Fernandez, P., D. Garcia de la Garza och L. Fernandez Acin, "Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024.

där  $R^D$  betecknar kostnad för lånat kapital före skatt,  $R^E$  kostnad för eget kapital,  $T$  statlig bolagsskatt och  $S$  nettoskuldssättningsgrad (finansiella nettoskulder i relation till marknads-värdet på investerat finansiellt kapital)

I den ovan nämnda redovisningen anger Energimarknadsinspektionen låneräntan till summan av den riskfria räntan och en kreditriskpremie, vilket blir 4,01 procent. Skattesatsen är 20,60 procent och skuldandelen 36 procent. Med dessa parametervärden och det ovan beräknade värdet på  $R^E$  (6,70 procent), blir nominell WACC före skatt:

$$\text{WACC}^T = 4,01 \times 0,794 \times 0,36 + 6,70 \times 0,64 = 1,146 + 4,288 = 5,43$$

procent

För att få WACC före bolagsskatt divideras detta värde med  $(1-T)$ , d.v.s. 0,794, vilket ger 6,84 procent, vilket efter omräkning med 2,02 procent inflation ger en real WACC före skatt, d.v.s. "real kalkylränta", lika med 4,82 procent. Detta är något högre än den reala kalkylränta på 4,53 procent som

Energimarknadsinspektionen har fastställt för tillsynsperioderna 2020 – 2023 och 2024 – 2027, men lägre än de värden för tillsynsperioderna 2012–2015 och 2016 – 2019 som blivit utfallet i tvisterna mellan Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen.

Projektgruppens rekommendation är inte att kalkylräntan långsiktigt ska vara just 4,82 procent. Däremot synes det rimligt att Energimarknadsinspektionen övergår till att fastställa en långsiktig real kalkylränta som är baserad på långsiktiga investerarens avkastningskrav och en bedömning av den långsiktiga aktiemarknadsrisken. Övriga parametrar i beräkningen av WACC kan bestämmas på det sätt som Energimarknadsinspektionen hittills har tillämpat. Inför kommande tillsynsperioder kommer det sannolikt att vara motiverat att sätta andra värden på dessa parametrar. Men det bör då bero på förändringar som är externa i förhållande till Energimarknadsinspektionen och implementeras med god framförhållning.

Även om dessa förslag beaktas så kommer förändringar i enskilda parametervärden i beräkningen av WACC att oundvikligen leda till nya värden på den reala kalkylräntan. Men med ett långsiktigt stabilt värde på den riskfria räntan och på aktiemarknadens riskpremie kan dessa förändringar förväntas vara förhållandevis små. Därmed kommer den reala kalkylräntans utveckling, jämfört med vad som hittills har varit fallet, vara mer långsiktig och förutsägbar. Dock kommer den liksom hittills att fastställas för en tillsynsperiod i sänder.

Med den föreslagna metoden är det sannolikt att den reala kalkylräntan fortsättningsvis kommer att ligga i intervallet 4 – 5 procent. Om detta räcker för att säkerställa finansieringen av den stora utbyggnad av elnätet som den förväntade ökningen av elanvändningen förutsätter kan bara framtiden utvisa; som bekant är "the proof of the pudding in the eating". Men ett sätt att föregripa vad framtiden kommer att utvisa är att Energimarknadsinspektionen löpande för en dialog med livförsäkringsbolag, pensionsfonder och andra potentiella långsiktiga investerare om vilka avkastningskrav som dessa har vid investeringar i svenska elnätsföretag.



#### 10.4 INCITAMENT TILL KVALITETFÖRBÄTTRING

Ökad kvalitet är närmast synonymt med lägre risk för oplanerade avbrott. En aspekt på intäktsregleringen är vilka incitament som intäktsregleringen ger elnätsföretagen att påverka risken för oplanerade avbrott. Principen bör vara att elnätsföretagens kostnad för att minska risken för oplanerade avbrott på marginalen ska vara lika med de kostnader som sådana avbrott åsamkar kunderna.

En annan aspekt är i vilken utsträckning som kunderna får ersättning för de olägenheter som ett oplanerat avbrott innebär. Annorlunda uttryckt är frågan om de avgifter som kunderna betalar innefattar en premie för en försäkring mot oplanerade avbrott och vilken ersättning som utgår om ett sådant avbrott inträffar.

Inom ramen för den svenska intäktsregleringen finns det regler om avbrottsersättning som dels ger företagen incitament att hålla en hög kvalitet, dels ger kunderna ersättning vid oplanerade avbrott. Den del av reglerna om avbrottsersättning som ska ge elnätsföretagen incitament att hålla en hög kvalitet gäller alla oplanerade avbrott och definierar en kostnad för dessa. De beräknade kostnaderna är differentierade mellan olika typer av kunder, men någon direkt ersättning till kunderna utgår inte.

Den kostnad som belastar ett visst elnätsföretag bygger på inrapporterad avbrottsstatistik och jämförs med en viss norm som baseras på hur väl samtliga elnätsföretag med liknande förutsättningar i genomsnitt presterar. Beroende på hur väl ett elnätsföretag presterar i förhållande till normen får det ett tillägg till eller ett avdrag från intäktsramen. I denna del liknar det svenska systemet det norska KILE-systemet som beskrevs i kapitel 7. Dock sker kostnadsberäkningen på ett annat sätt i det norska systemet.

Ersättning till kunderna utgår endast om ett oplanerat avbrott varat minst tolv timmer. Om avbrottet är 12 - 24 timmar uppgår ersättningen till 12,5 procent av kundens årskostnad för elnätstjänster och ökar därefter med 25 procent för varje påbörjad 24-timmarsperiod upp till ett tak på 300 procent av kundens årskostnad. Systemet liknar det norska USLA-systemet (Utbetaling ved Svært Langvarige Avbrudd). Skillnaden är att ersättningen till kunderna ingår i beräkningen av intäktsramen i det svenska systemet, men inte i det norska.

Projektgruppens bedömning är att det skulle skapa större tydlighet om man liksom i Norge skulle göra en tydlig åtskillnad mellan systemet för att ge elnätsföretagen incitament att hålla en hög kvalitet och systemet för ersättning till kunderna vid långvariga avbrott. Den kompensation till kunderna som utgår enligt det sistnämnda systemet borde betraktas som en "påverkbar kostnad". Det skulle förstärka incitamenten att minska risken för särskilt långa oplanerade avbrott.

## 10.5 INCITAMENT TILL ÖKAD EFFEKTIVITET

Med gällande regler ingår kraven på ökad effektivitet i beräkningen av respektive företags intäktsram. Men eftersom denna inte är bindande för flertalet elnätsföretag torde dessa krav ha begränsade eller inga effekter på effektiviseringen av elnätsverksamheten. För dessa företag borde effektiviseringskraven skiljas från beräkningen av intäktsramarna.

Det skulle alltså finnas krav på att varje elnätsföretags kostnader, exempelvis de "påverkbara kostnaderna" eller de totala kostnaderna (TOTEX), skulle reduceras i en viss takt. En möjlighet är att de elnätsföretag som inte lever upp till detta krav skulle drabbas av en sanktionsavgift i paritet med den minskning av intäktsramen som skulle ske om denna vore bindande.

## 10.6 RÄTTSTVISTER OCH FÖRENKLINGAR AV INTÄKTSREGLERINGEN

De återkommande rättstvister mellan elnätsföretagen och Energimarknadsinspektionen beror åtminstone till en del på den brist på långsiktighet och förutsägbarhet, sammanfattningsvis kallad "regulatorisk risk", som elnätsföretagen upplever. Emellertid går det inte att i alla delar göra intäktsregleringen långsiktig och förutsägbar; över tid gör nya omständigheter att förändringar i intäktsregleringen är oundvikliga. Däremot kan den regulatoriska risken begränsas. Det finns då tre typer av delvis överlappande åtgärder som ter sig värda att pröva.

Den första är att så långt möjligt *förenkla intäktsregleringen*. Ju färre parametrar som kan behöva ändras mellan olika tillsynsperioder desto lägre blir osäkerheten om vad som kommer att gälla.

Den andra är att koppla utvecklingen av vissa nyckelparametrar till *en långsiktig norm*. Det ovan framförda förslaget om en ny metod för att bestämma den riskfria räntan är ett exempel på en sådan reform.

Den tredje är en definierad princip om *framförhållning*, d.v.s. att förslag om förändringar i intäktsregleringen ska utformas efter samråd med berörda parter, elnätsföretag såväl som representanter för kundkollektivet, och att beslut om sådana förändringar meddelas i god tid innan de implementeras.

*Sammanfattning av projektgruppens viktigaste förslag till förändringar av intäktsregleringen:*

- Vidga definitionen av "kapitalbas" så att även anläggningar under uppförande eller färdiga men ännu inte tagna i drift ingår i denna.
- Begränsa definitionen av kapitalbas så att redan avskrivna anläggningar som fortsatt är i drift inte ingår i kapitalbasen.
- Övergå från en real kapacitetsbevarande till en real förmögenhetsbevarande princip vid värdering av respektive elnätsföretags kapitalbas. Inför genomförandet av denna reform bör varje enskilt elnätsföretags kapitalbas värderas med såväl en kapacitetsbevarande som en förmögenhetsbevarande



- princip. Därefter får varje företag välja vilket av dessa värden som ska vara startvärde när man börjar tillämpa den förmögensbevarande principen.
- Övergå till att sätta den reala riskfria räntan och aktiemarknadsrisken i formeln för CAPM med respektive variabels genomsnittliga värde över en mycket lång period. Detta för att öka förutsägbarheten i kommande beslut om den reala kalkylräntan. När det gäller den riskfria räntan bör det långsiktiga sambandet mellan BNP-tillväxt och realränta beaktas.
  - Dela upp bestämmelserna om avbrottsersättning i ett system som avser elnätsföretagens incitament att hålla en hög kvalitet och ett annat system som avser direkta ersättningar till kunder vid långa oplanerade avbrott.
  - Definiera ersättning till drabbade kunder vid långa oplanerade avbrott som "påverkbara kostnader".
  - Förstärk incitamenten för ökad effektivitet i de elnätsföretag som varaktigt har intäkter som ligger under respektive intäktsram. De kan exempelvis åläggas ett krav på att minska sina kostnader i en viss takt. Om detta inte sker bör de påföras sanktionsavgift vars storlek är i paritet med den minskning av intäktsramen som skulle ske om denna vore bindande.
  - Minska risken för rättstvister mellan Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen genom att i möjligaste mån:
    - Förenkla intäcksregleringen.
    - Koppla utvecklingen av nyckelparametrar till en långsiktig norm.
    - Etablera en princip om samråd och framförhållning vid förändringar i intäcksregleringens regelverk och hur detta tillämpas.

## 10.7 AVSLUTANDE KOMMENTAR

Den svenska elnätsbranschen är mycket heterogen i många dimensioner. När det gäller associationsform finns det ett statligt affärsverk, ett stort antal aktiebolag och ett icke obetydligt antal ekonomiska föreningar. Bland elnätsföretagens ägare finns svenska staten, kommuner, pensionsstiftelser och ett utländskt aktiebolag. Till skillnad mot flertalet av elnätsföretagen är en handfull av de största exponerade mot den internationella kapitalmarknaden och dess avkastningskrav.

Mot denna bakgrund finns det ingen "one size fits all" reglering av de svenska elnätsföretagen. Den befintliga regleringen av den svenska elnätsverksamheten är, med sina fel, brister och förtjänster, förhållandevis väl anpassad till de största elnätsföretagen. Men för de mindre elnätsföretagen är den rent ekonomiska delen av regleringen, d.v.s. regleringen av intäkterna, av mindre betydelse och i många fall helt utan betydelse.

Energimarknadsinspektionen bör begrunda hur man på bästa sätt ska utforma en reglering som är ändamålsenlig och effektiv för en så heterogen bransch som den svenska elnätsbranschen. Inte minst bör man beakta att de största elnätsföretagen för sin finansiering är beroende av den internationella kapitalmarknaden.

## Bilaga A: Reglering av distributionsnät i Sverige

*Erik Lundin*

### INTRODUKTION

Denna rapport ger en översiktlig genomgång av den svenska elnätregleringen, med fokus fastställandet av intäktsramens storlek. Rapporten är avgränsad till regleringen av distributionsnät (dvs lokal- och regionnät), även om stora delar av bestämmelserna är tillämpbara även för regleringen av transmissionsnätet.

Rapporten är disponerad enligt följande. I avsnitt 2 ges en kortare introduktion till elnätets fysiska uppbyggnad samt ägarstruktur. Avsnitt 3 behandlar regleringens lagrum. Här återges även viktiga händelser under de senaste årens domstolsprocesser, i vilka ett stort antal nätbolag har överklagat Energimarknadsinspektionens (Ei:s) beslut om intäktsramar. Avsnitt 4 beskriver de konkreta beräkningsgrunderna för intäktsramens storlek. Särskild vikt läggs vid att beskriva den regulatoriska avkastningen på kapitalbasen, den s.k. kalkylräntan. Anledningen är att just beräkningen av kalkylräntan har varit det främsta föremålet för de senaste årens rättsprocesser. I avsnitt 5 ges en översiktlig beskrivning av Ei:s arbete med att främja utvecklingen av flexibilitetstjänster.

En betydande del av författningarna som rör regleringen är under förändring. Förändringarna har dels sin grund i rättstvister, dels för att göra regleringen förenlig med EU:s elmarknadsdirektiv, samt dels som en naturlig del av Ei:s egeninitierade förändringsarbete. De två första punkterna behandlas även av regeringens kommittédirektiv "Översyn av regleringen på el- och naturgasområdena", vars utredning kommer att presenteras den 31 oktober 2023 (Regeringen, 2022). Enligt direktivet ska utredningen speciellt behandla utvecklingen inom EU-rätten vad gäller kravet på Ei:s oberoende, samt bestämmelser om överklagande av Ei:s beslut. Genomgången i denna rapport tar i möjligaste mån hänsyn till de förändringar som har skett inom regleringen under de senaste åren, och hänvisar i övrigt till Ei:s informationssidor som uppdateras löpande. Av speciellt intresse är Ei (2023), vilken är en samlingssida för dokument rörande den kommande tillsynsperioden. För en utförlig beskrivning av elnätregleringen under det senaste decenniet fram till december 2021, hänvisas till Ei (2022d).

### ELNÄTETS UPPBYGGNAD OCH ÄGARSTRUKTUR

Elnätet kan delas in i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät, och lokalnät. De två senaste nivåerna benämns gemensamt för distributionsnät. Transmissionsnätet kallades tidigare för stamnät. Transmissionsnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Det förvaltas av affärsverket Svenska Kraftnät (SvK). SvK har även rollen som systemansvarig myndighet och ansvarar för balansering av kraftsystemet. Från transmissionsnätet transformeras elen ner till lägre spänningsnivå, för att därefter föras över till regionnäten.

Regionnäten transporterar el vidare till större elanvändare och producenter, och vidare ner till lokalnäten, vilka har den lägsta spänningsnivån. Lokalnäten transporterar sedan el till hushåll och andra slutkunder samt vissa mindre producenter. Regionnäten ägs huvudsakligen av Ellevio, E.ON, och Vattenfall. Ellevio ägs av fyra pensionsfonder: OMERS Infrastructure (50 procent); Tredje AP-fonden (20 procent); Folksam (17.5 procent); samt AMF (12.5 procent) (Ellevio, 2023). E.ON är en privat tysk energikoncern med diversifierat ägande, varav 60 procent är institutionella ägare (E.ON, 2023). Vattenfall är helägt av svenska staten.

Lokalnäten ägs till ungefär 60 procent av de tre företagen nämnda ovan, vilka har cirka 900 000 uttagsabonnemang vardera. Resterande nät ägs av olika privatrespektive kommunägda företag, samt ekonomiska föreningar. Runt 60 procent av elnätsföretagen är kommunägda och har till antalet varit relativt konstant under det senaste decenniet. Näst störst till antalet är de privatägda elnätsföretagen med ungefär 30 procent. Antalet ekonomiska föreningar är den minsta gruppen, runt 10 procent, och har minskat något under det senaste decenniet till följd av uppköp av främst privata företag. Sammanlagt finns ungefär 160 elnätsföretag på lokalnätssidan (Ei, 2022d s. 85). Det är främst de tre största, samt ett fåtal mindre elnätsföretag vars intäktsramar har varit bindande. Resterande, i många fall kommunala företag, har alltså inte utnyttjat hela sina intäktsramar. Dock är det ju över 60 procent av kunderna som är anslutna till ett nät där intäktsramarna är bindande.

## REGLERINGENS LAGRUM

Nätföretagen regleras genom en intäktsreglering, som sätter en övre gräns för de tillåtna intäkterna för varje nät. Grundprinciperna för regleringen beskrivs av EU-rätten (speciellt elmarknadsdirektivet) samt ellagen. Däröver utfärdar regeringen förordningar, vilka förtydligar och preciserar lagen. Däröver får Energimarknadsinspektionen (Ei) utfärda föreskrifter som ger mer detaljerade bestämmelser för hur intäktsramen ska bestämmas. Av den formella lagkraftens princip följer att en författning av lägre valör inte får strida mot en författning av högre valör, där följande rangordning gäller: EU-rätten, svensk lagstiftning, förordningar, och slutligen föreskrifter.

### Elmarknadsdirektivet

EU:s elmarknadsdirektiv (EU, 2019) ställer flera krav på regleringen av elnät. Exempelvis ställs höga krav på tillsynsmyndighetens oberoende gentemot regering och marknadsaktörer (Kap. 57), men direktivet innehåller även vissa krav på att nätbolagen ska regleras på ett sådant sätt som främjar samhällsekonomiskt effektiva investeringar och ett effektivt resursutnyttjande av näten.

### Svenska lagar

Den lag som är mest relevant för reglering av elnät är Ellagen (1997:857).

När det gäller intäktsramens storlek är dock ellagen mycket kortfattad. Intäktsramen behandlas i kap 5, och 1 § anger att:

1 § En nätverksamhet ska för en tillsynsperiod ha en bestämd intäktsram som inte ska vara större än vad som behövs för att

1. täcka kostnader för driften av en nätverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt,
2. täcka avskrivningar, och
3. ge en sådan avkastning på kapitalbasen som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar.

*Med kapitalbas avses det kapital som krävs för att bedriva verksamheten.*

Av kap 5 framgår även att tillsynsperioden ska vara fyra år (den första tillsynsperioden var 2012-2015 och den nuvarande är 2020-2023); att beräkningen av intäktsramen ska ta hänsyn till kvaliteten i nätverksamheten (där kvalitet främst mäts i termer av olika avbrottsindikatorer); samt i vilken utsträckning nätverksamheten bidrar till ett effektivt resursutnyttjande av elnäten. Kapitlet innehåller även ett antal ytterligare paragrafer, men ingen paragraf som närmare bestämmer hur intäktsramen ska beräknas.

Det finns även möjlighet att föra med sig outnyttjade medel ifrån föregående tillsynsperiod, för de företag som inte utnyttjat hela sin intäktsram. Outnyttjade medel får dock endast föras över till nästkommande tillsynsperiod (§ 29). Ett undantag till denna bestämmelse infördes dock genom Lag (2021: 311) om särskilt investeringsutrymme för elnät. Lagen trädde i kraft i juni 2021 och ger elnätsföretag med en outnyttjad intäktsram från tillsynsperioden 2012–2015 möjlighet att utöka intäktsramarna under perioden 2020–2027, givet att ökningen gäller vissa typer av investeringar. Syftet med lagen är att öka investeringarna i elnätet för att möta kommande kapacitetsutmaningar. Ei (2022a) utvärderar effekten av lagen under de första åren.

### Förordningar

Det finns ungefär ett halvt dussin förordningar som styr elnätsföretagens aktiviteter, vilka är samlade på Ei:s hemsida (Ei, 2023a). Däremot är det endast en av dessa, Förordning 2018:1520 om intäktsram för elnätsverksamhet, som explicit styr hur intäktsramen ska beräknas. Förordningen tillkom inför den nuvarande tillsynsperioden (dvs 2020-2023) och beskriver i förhållandevis precisa termer hur den regulatoriska avkastningen ("kalkylräntan") ska beräknas (se § 17-26). Beräkningsgrunderna är i princip identiska med de föreskrifter som Ei redan använde för tidigare tillsynsperioder, men eftersom ett flertal elnätsbolag tidigare hade överklagade kalkylräntan var förordningen ett försök att stärka beräkningsmetodens legitimitet.

Nätbolagen överklagade dock kalkylräntan även denna gång, och anförde då ett flertal argument. Exempelvis hävdades att § 17-26 i intäktsramsförordningen inte är förenliga med 1 § i ellagen, eftersom "*förordningen inte anlägger ett framåtblickande, långsiktigt och stabilt perspektiv vid bestämmandet av de parametrar som krävs för att beräkna kalkylräntan och ger inte en sådan avkastning som anges i 5 kap. 1 § ellagen. Förordningen tillämpar inte heller en särskild riskpremie*".

Man hävdade även att förordningen var såpass detaljerad att den förhindrade Ei:s oberoende och därmed var oförenlig med elmarknadsdirektivet.

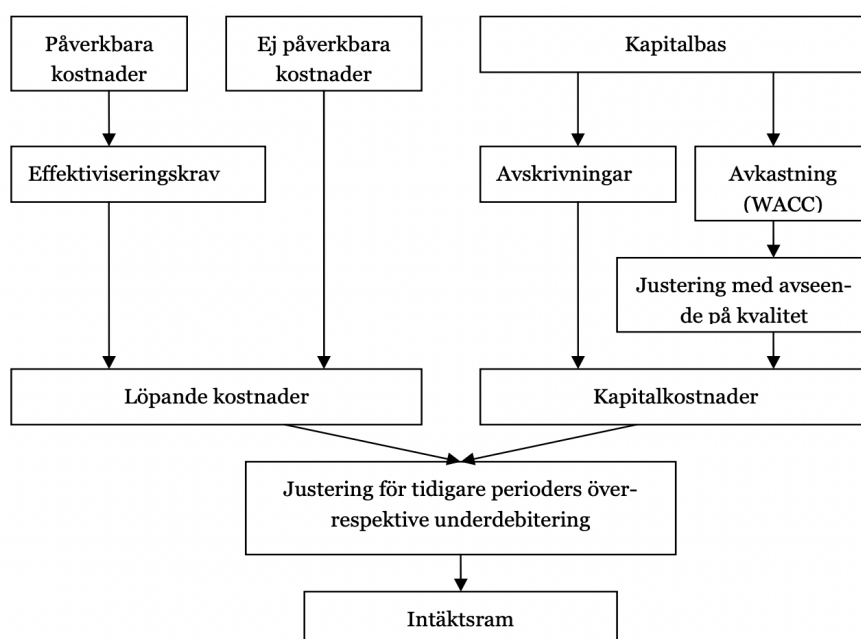
Förvaltningsrätten gav nätbolagen rätt i bägge argument och anmodade Ei att självständigt räkna om kalkylräntan utan beaktande av förordningen. Ei överklagade domen till Kammarrätten. Kammarrätten menade visserligen att förordningen inte strider mot ellagen, utan *“får i detta avseende anses väl komplettera den överordnade bestämmelsen”*. Dock menade även kammarrätten att förordningen frantog Ei sitt oberoende som tillsynsmyndighet, och anmodade Ei att självständigt räkna om kalkylräntan (Ei, 2022b). Bolagen överklagade till den högsta instansen, högsta förvaltningsdomstolen, som dock inte medgav prövningstillstånd (Ei, 2023b). Ei har dock ännu inte offentliggjort några nya beräkningar gällande kalkylräntan, vilket gör att förordningen är den senast gällande författningen som behandlar kalkylräntan.

### Föreskrifter

Det finns ett stort antal föreskrifter som i detalj bestämmer hur intäktsramen ska beräknas, och som citeras löpande i texten nedan. Samtliga gällande föreskrifter finns även samlade av Ei (2023c).

### BERÄKNINGSGRUNDERNA FÖR INTÄKTSRAMEN

Nätbolagens kostnader kan delas in i två huvudgrupper: Kapitalkostnader samt löpande kostnader. Kapitalkostnaderna delas i sin tur upp i avkastningskrav (dvs räntekostnader samt utdelning till ägarna) samt avskrivningar. De löpande kostnaderna delas upp i påverkbara samt opåverkbara kostnader. En schematisk bild av intäktsramsregleringen ges i Figur 1.



Figur 1: Schematisk bild av intäktsramsregleringen. Not: Källa: Ei.

Nedan behandlas regleringen av intäktsramen gällande respektive kostnadsgrupp i separata avsnitt.

## KAPITALKOSTNADER

### Kapitalbas

Inför varje tillsynsperiod värderas kapitalbasen utifrån nuanskaffningsvärdet, dvs en kapacitetsbevarande princip tillämpas. Enligt 7-8 §, Förordning 2018:520, ska nuanskaffningsvärdet motsvara ett normvärde för en anläggningstillgång som i huvudsak är likadan som den tillgång som ingår i kapitalbasen. Ett normvärde ska beräknas med utgångspunkt i den utgift som nätbolaget skulle ha för att förvärva eller tillverka en anläggningstillgång under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt. Här används ofta en indexering gentemot byggkostnadsindex (tidigare kallat faktorprisindex) som sammanställs av SCB (SCB, 2023). Förordning 2018:520, § 10, anger även explicit att detta index bör användas. Investeringar får endast inräknas i kapitalbasen till den mån de faktiskt används. Nätbolagen får alltså i nuläget inte bygga på spekulation om förväntat behov.

För att bestämma normvärden anlitar Ei konsultexpertis. Rapporten inför nuvarande tillsynsperiod är framtagen av Sweco (2019). De föreslagna normvärdena baseras på energiföretagens egenutvecklade kostnadskataloger (ElnätsBranschens Riktlinjer); uppräknningar med prisindex; samt konsultens egna intervjuer och undersökningar. Ei gör sedan en självständig genomgång av konsultrapporten, och fastställer sedan normvärdeslistan. Sweco (2019, s 35) noterar även att *“Nackdelen med EBR-indexet är framförallt att det är framtaget och kontrolleras av elnätsbranschen, det vill säga av den bransch som omfattas av förhandsregleringen...Det faktum att elnätsbranschen kan ha ett incitament att publicera priser som är högre än marknadspriserna motiverar i sig att EBR-index bör användas endast som ett komplement snarare än som en bas vid framtagande av nya normvärden. Detta bör vara utgångspunkten även om det inte föreligger några indikationer på att priserna i EBR-katalogerna är högre än vad som skulle ha varit fallet om katalogpriserna inte användes inom ramen för elnätsregleringen.”* Sweco genomför även en enklare analys av för- och nackdelar med olika prisindex lämpliga för att beräkna nuanskaffningsvärden, se Sweco (2019, Bilaga 2, s 34-41.). För gällande normvärdeslista, se Ei (2019a).

Inför nästkommande tillsynsperiod (2024-2027) planerade Ei ursprungligen ett metodbyte gällande beräkningen av kapitalbasen, och anta en förmögenhetsbevarande snarare än kapacitetsbevarande princip. Vid ett förmögenhetsbevarande perspektiv baseras kapitalbasen på det faktiska anskaffningsvärdet istället för nuanskaffningsvärdet. Ei argumenterade då att *“det finns ett antal övergripande problem med det faktum att det under många år varit stor skillnad mellan prisutvecklingen på elnätskomponenter och den allmänna inflationen, eftersom det har inneburit högre kostnader för kunderna än om ett förmögenhetsbevarande perspektiv hade tillämpats...För att förbättra regleringen och säkerställa att hela metoden ger en rimlig kompensation samt att elnätsföretagen får ersättning för faktiska investeringskostnader har Ei därför*



*intentionen att i de kommande besluten om intäktsramar genomföra metodändringar.” (Ei, 2022c)*

Ett antal elnätsföretag överklagade dock det planerade metodbytet redan innan nya föreskrifter hade offentliggjorts. En anledning var att Ei redan på förhand begärt att samla in uppgifter om anskaffningsvärdet på nätkomponenterna, vilket ett flertal nätbolag inte ansåg vara skäligt. Kammarrätten dömde även att Ei inte får begära ut dessa uppgifter. Metodbytet skjuts därmed på framtiden (Ei, 2023d). För en generell diskussion om varför Ei från början valde en kapacitetsbevarande princip, se Ei (2009).

### Kalkylränta

Förordning 2018:520 bestämmer att kalkylräntan ska beräknas enligt den standardiserade beräkningen av Weighted Average Cost of Capital, dvs det volymvägda genomsnittet av avkastningskravet för eget kapital och skulder, där värdet på det egna kapitalet är marknadsvärdet av samtliga aktier. Kostnaden för eget kapital beräknas genom Capital Asset Pricing Model (CAPM).

Förordningen slår fast att parametrarna i modellen ska beräknas baserat på ett antal jämförelseföretag utanför Sverige. Det är alltså en form av benchmark-reglering, men där jämförelseföretagen är utländska. En i all väsentlighet identisk modell har använts även inför de föregående tillsynsperioderna, även om modellen då istället har fastställts i föreskrift av Ei. Förordningen bestämmer att ett jämförelseföretag ska uppfylla följande krav:

1. Ha överföring av el som sin huvudsakliga verksamhet.
2. Vara noterat på en europeisk handelsplats.
3. Ha sitt säte i Europa.

Nominell WACC efter skatt (WACCT) bestäms enligt förordningen av följande standardformel:

$$WACCT = RD \times (1 - T) \times S + (RE \times (1 - S)) \quad (1)$$

Där:

$RD$  = kostnad för lånat kapital före skatt =  $RF + CR$ , där  $RF$  = riskfri ränta och  $CR$  = kreditriskpremie

$T$  = statlig bolagsskatt. Notera att  $RD$  är avdragsgillt, därav multiplikation med  $(1-T)$ .

$S$  = regulatorisk nettoskuldssättningsgrad =  $D / (D + E)$ , där  $D$  = nettoskuldssättning och  $E$  = eget kapital

$RE$  = kostnad för eget kapital

$RE$  bestäms av CAPM, dvs:

$$RE = RF + (\beta E \times MRP) \quad (2)$$

Där:

$\beta^E$  = aktiebeta och  $MRP$  = aktiemarknadsriskpremie (dvs den extra avkastning som krävs utöver den riskfria räntan för att attrahera investeringar i aktier).

Aktiebeta speglar ett börsnoterat företags risk (mätt som historisk volatilitet i aktiekurs) i förhållande till marknadens risk. Ett värde lägre (högre) än 1 innebär att risken är lägre (högre) än index.

Aktiebetat ska enligt förordningen i sin tur först beräknas genom Hamada-ekvationen, dvs:

$$\beta^E = \beta^A \times [1 + (1 - T) \times (D/E)] \quad (3)$$

Där  $\beta^A$  är tillgångsbeta, vilket är det hypotetiska betavärdet för ett företag utan skuldsättning, och  $D/E$  är det regulatoriska kvoten mellan skulder och eget kapital.<sup>29</sup> Hamada-ekvationen belyser det faktum att en hög skuldsättningsgrad innebär en högre risk, eftersom långivarna betalas innan ägarna. En hög bolagsskatt innebär tvärtom en relativt lägre risk om bolaget är belånat, eftersom räntekostnader betalas innan skatten (till skillnad ifrån utdelningar som betalas efter skatt).

Slutligen justeras ekvation (1) för skatt, genom att dividera den nominella kalkylräntan  $WACC^T$  med  $(1-T)$ . Vi får då kalkylräntan före skatt,  $WACC$ . Eftersom kapitalbasen justeras uppåt med prisindex, justeras kalkylräntan även för inflation för att erhålla real kalkylränta,  $WACC^R$ , enligt:

$$WACC^R = \frac{1+WACC^T}{1+I} - 1 \quad (4)$$

Där  $I$  är inflation. Notera att i Bilaga 2 till Förordning 2018:520 skrivs ekvationerna (1) - (3) ihop till samma ekvation.  $WACC^R$  ovan motsvarar därmed förordningens  $W$ .

Vidare, bestämmer förordningen att parametrarna ska bestämmas enligt följande (se § 19-26):

Den riskfria räntan  $R^f$  beräknas som genomsnittet av:

1. Den årliga avkastningen på tioåriga svenska statsobligationer under de fyra kalenderår som föregår Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsram, och
2. En marknadsmässig prognos för avkastningen på tioåriga svenska statsobligationer under tillsynsperioden.

Avkastningen enligt punkt (1) ska beräknas som ett genomsnitt utifrån samtliga bankdagar under den aktuella tiden.

Kreditriskpremien  $C^R$  beräknas som skillnaden i avkastning mellan:

1. jämförelseföretagens obligationslån med tio års löptid, och

<sup>29</sup> I förordningen uttrycks denna ekvation som  $\beta^E = \beta^A \times L$  och benämns inte explicit som Hamada-ekvationen.



2. tioåriga statsobligationer under de åtta kalenderår som föregår Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsram. Statsobligationerna ska ha utfärdats i Europa. Obligationslånerna och statsobligationerna ska så långt som möjligt spegla samma marknad.

Skatten T bestäms som:

- Den skatt som följer av 65 kap. 10 § inkomstskattelagen (1999:1229), dvs ungefär 21% (notera dock att den svenska skattesatsen inte gäller vid den initiala omräkningen enligt Hamada-ekvationen).
- Nettoskuldsättningen D beräknas som:
- Genomsnittet av jämförelseföretagens nettoskuldsättning för de tio kalenderår som föregår Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsram. Detta värde motsvarar alltså den regulatoriska nettoskuldsättningen.
- Eget kapital E beräknas som:
- Genomsnittet av jämförelseföretagens börsvärde under de tio kalenderår som föregår Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsram. Detta värde motsvarar alltså den regulatoriska nettoskuldsättningen.
- Inflationen ska bestämmas som genomsnittet av:
  - 1. den årliga förändringen av ett konsumentprisindex med fast bostadsränta under de fyra kalenderår som föregår Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsram, och
  - 2. en fyraårig marknadsmässig prognos för ett konsumentprisindex med fast bostadsränta för tillsynsperioden.
- Tillgångsbeta  $\beta^A$  ska bestämmas utifrån data över:
  - Ett genomsnitt av jämförelseföretagens aktiekursutveckling i förhållande till ett globalt aktiemarknadsindex för de tio kalenderår som föregår Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsram. Beräkningen ska utgå från publicerade veckovärden och aktuella skattesatser för jämförelseföretagen.
  - Rent beräkningsmässigt, är här värt att notera att förordningen inte explicit bestämmer *hur* denna beräkning ska göras. Rent beräkningsmässigt, måste  $\beta^E$  för varje individuellt jämförelseföretag nämligen beräknas *före*  $\beta^A$ . För att beräkna  $\beta^E$  behövs endast tidsserier över den procentuella förändringen i aktiemarknadsindex ( $r^{\text{INDEX}}$ ), samt motsvarande tidsserie för aktiekursutvecklingen för det aktuella bolaget ( $r^E$ ). Eftersom  $\beta^E = \text{kovarians}(r^E, r^{\text{INDEX}}) / \text{varians}(r^{\text{INDEX}})$ , kan  $\beta^E$  enligt standardmetoden beräknas genom regressionsanalys enligt:
    - $r^E = a + \beta^E r^{\text{INDEX}} + \varepsilon$ , där  $\beta^E$  är den skattade koefficienten och  $\varepsilon$  är feltermen.
  - För att sedan omvandla respektive företags aktiebeta  $\beta^E$  till tillgångsbeta  $\beta^A$  används även här Hamada-ekvationen (3), men med aktuella skattesatser och observerade värden på skulder och eget kapital för respektive jämförelseföretag. Att Hamada-ekvationen ska användas även i detta steg nämns inte heller av förordningen, utan är ett beslut taget självständigt av Ei (Ei, 2019b, s. 6, sista stycket). Slutligen beräknas ett genomsnitt av  $\beta^A$  för samtliga jämförelseföretag, och detta värde används sedan som ingångsvärde för  $\beta^A$  i ekvation (3).
- Aktiemarknadsriskpremien  $M^{RP}$  ska beräknas som:

- Den avkastning som krävs utöver den riskfria räntan för att attrahera investeringar i aktier.

Ei anlitar konsultexpertis för att ta fram lämpliga jämförelseföretag samt att göra den efterföljande bedömningen av parametrarna nettoskultsättning, eget kapital, tillgångsbeta, samt kreditriskpremie, även om Ei naturligtvis i slutändan tar ett oberoende beslut om det regulatoriska värdet på parametrarna. Inför den nuvarande tillsynsperioden anlätades Montell & Partners för att beräkna parametrarna skuldandel, tillgångsbeta, kreditriskpremie, samt aktiemarknadsriskpremie. Efter övervägande, valde Ei dock att själva beräkna aktiemarknadsriskpremien enligt en metod utvecklad av PwC, (Ei, 2019b, s.12-17).

För tillsynsperioden 2020-2023 bestämde Ei (2019b) den reala kalkylräntan före skatt till 2,16 procent (vilket motsvarade en förväntad nominell kalkylränta på 3,92 procent före skatt). Efter att ett stort antal nätbolag överklagade kalkylräntan, medgav Ei i domstolsprocesserna att kalkylräntan skulle ändras från 2,16 till 2,35 procent. Medgivandet baserades på att det framkommit nya uppgifter som innebar att ytterligare ett jämförelseföretag användes (Ei, 2022, s. 59). Som beskrivits ovan i avsnitt 3.3, är dock Ei anvisade att själva räkna om kalkylräntan för den nuvarande tillsynsperioden utan hänsyn till Förordning 2018:520.

Även inför nästkommande tillsynsperiod (2024-2027) har Ei anlitat Montell & Partners för att beräkna samma parametrar som inför den nuvarande tillsynsperioden, med undantag av aktiemarknadsriskpremien. Montell & Partners (2023) beskriver närmare hur dessa har beräknats, och en sammanfattning återges i Tabell 1. Ei kommer att fastställa kalkylräntan senast den 31 oktober 2023, dvs två månader innan den nya tillsynsperioden. Övriga parametrar beräknar Ei självständigt.

Parameter	Resultat	Tillvägagångssätt	Kommentar
Skuldandel	47%	Skuldandelen baseras på veckovisa observationer av börskursen samt årsredovisningar för respektive bolag för tio års historisk data	Jämförelseföretag som ingått i bedömning: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elia Group SA-NV</li> <li>• National Grid PLC</li> <li>• Red Eléctrica Corporación S.A.</li> <li>• REN – Redes Energéticas Nacionales S.A.</li> <li>• Terna S.p.A</li> </ul>
Tillgångsbeta	0,31	Tillgångsbeta är beräknat genom Hamadas formel utifrån aktiebete baserat på 10 års veckoobservationer, skuldkvot från årsredovisningar och årsvisa skattesatser för respektive land	Jämförelseföretag som ingått i bedömning: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elia Group SA-NV</li> <li>• National Grid PLC</li> <li>• Red Eléctrica Corporación S.A.</li> <li>• REN – Redes Energéticas Nacionales S.A.</li> <li>• Terna S.p.A</li> </ul>
Kreditriskpremie	1,23%	Beräknas som skillnaden mellan avkastningen på företagsobligationer, vilka representeras av IGEEUB10 från Bloomberg, och avkastningen på 10-åriga tyska statsobligationer för en femårsperiod	• Kreditrating på BBB, baserat på jämförelsebolagens rating, ligger till grund för val av index

Tabell 1: Konsultens föreslagna parametrar för bestämning av kalkylräntan inför perioden 2024-2027.

Not: Parametrar för bestämning av kalkylränta inför perioden 2024-2027. Källa: Montell & Partners (2023).

Avslutningsvis nämns här något om domstolsprocesserna gällande kalkylräntan under de två första tillsynsperioderna, vilka diskuteras översiktligt av exempelvis

Ei (2022d). Under den första tillsynsperioden justerade förvaltningsrätten upp den ursprungliga kalkylräntan från 5,2 till 6,5 procent, bland annat eftersom rätten i linje med nätföretagen bedömde att BNP-metoden var bäst lämpad att bestämma den långsiktiga riskfria räntan (och inte priset på statsobligationer, vilket Ei förespråkade). Enligt BNP-metoden bedöms den riskfria räntan som summan av Riksbankens långsiktiga inflationsmål på 2 procent och en förväntad långsiktig real BNP-tillväxt om 2 procent. Kammarrätten fastställde senare förvaltningsrättens dom om 6,5 procent, och Högsta förvaltningsdomstolen nekade Ei prövningstillstånd.

Under den andra tillsynsperioden var det endast skuldandel och betavärde som förvaltningsrätten bedömde inte skulle ändras i relation till Ei:s ursprungliga beslut, och höjde kalkylräntan ifrån 4,53 till 5,85 procent. Kammarrätten nekade därefter Ei:s prövningstillstånd.

### Kvalitetsjustering av kalkylräntan

Regleringen ställer krav på att leveransen ska hålla viss kvalitet. Med kvalitet menas här funktionskrav som ställs på antal avbrott, avbrottens längd, spänningskvalitet, samt krav på trädsäkring av ledningar. Detaljerna regleras av föreskrift EIFS 2013:1. Föreskriften indikerar dock endast om en nätägare når upp till kraven för god kvalitet, men kvantifierar inte kostnaden för dessa i monetära termer. Denna föreskrift är nu under revidering (Ei, 2023e).

Baserat på diverse kostnadsuppskattningar av kvalitetsindikatorerna, justeras sedan den regulatoriska kapitalbasen upp eller ned. Detaljerna regleras i föreskrift EIFS 2019:4. Kapitalbasen justeras även med avseende hur effektivt nätet har utnyttjats.

Vid beräkningen av kvalitetskostnaderna används följande indikatorer:

- AIF (Average Interruption Frequency): Effektivt medelavbrottsfrekvens för oaviserade respektive aviserade avbrott uppdelat per kundtyp.
- AIT (Average Interruption Time): Effektivt medelavbrottstid i timmar för oaviserade respektive aviserade avbrott uppdelat per kundtyp.

Vid beräkningen av effektivt nätutnyttjande används följande indikatorer:

- **Medellastfaktor:** Medelvärdet av samtliga dygnslastfaktorer under ett kalenderår, där dygnslastfaktor är kvoten mellan dygnsmedeleffekt och dygnsmaxeffekt under samma dygn.
- **Nätförlust:** Skillnaden mellan inmatad energi till nätkoncessionshavarens nät och uttagen energi från nätkoncessionshavarens nät i anläggningpunkter och gränspunkter.

Normnivåer för varje indikator fastställs före tillsynsperioden. Den totala justeringen (uppåt eller nedåt) får inte överstiga en tredjedel av kalkylräntan. Ei

överväger för närvarande att göra vissa förändringar av justeringsreglerna inför nästkommande tillsynsperiod, och EIFS 2019:4 är nu formellt sett upphävd. För vidare information angående detta arbete, se Ei (2023f).

### Avskrivningar

Enligt 13-16 §, Förordning 2018:520, ska avskrivningen för en anläggningstillgång beräknas som en fast andel av nuanskningsvärdet (dvs real linjär metod). Den fasta andelen ska beräknas utifrån anläggningstillgångens ekonomiska livslängd (dvs för en anläggning med 40 års ekonomisk livslängd skrivs 1/40=2.5 procent av per år). För en anläggningstillgång som har nått sin ekonomiska livslängd ska andelen beräknas utifrån tillgångens ålder. Avskrivning ska inte beräknas för en anläggningstillgång vars ålder överstiger dess maximala livslängd. En anläggningstillgång ska anses ha den ekonomiska samt maximala livslängd som framgår av Förordning 2018:520, Bilaga 1, s.6.

### Finansiering av investeringar i nya anslutningar

Bestämmelser kring anslutningar regleras i Ellagen kap. 4, "Anslutning till elnätet och överföring av el". Här framgår att nätföretaget är skyldigt att ansluta nya kunder, även om det under vissa förutsättningar är möjligt att neka en anslutning om det saknas ledig kapacitet och inte finns förutsättningar att åtgärda kapacitetsbristen på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan att förstärka ledningen eller ledningsnätet (1-2 §).

Anslutningsinvesteringen finansieras direkt av den enskilda kunden genom en särskild anslutningsavgift (10 §). Avgiften för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät ska utformas så att nätbolagets skäligena kostnader för anslutningen täcks. Särskild hänsyn ska tas till anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutningspunkten. I praktiken har detta inneburit att anslutningskostnaden ofta även innefattar indirekta kostnader i form av nödvändiga kapacitetsförstärkningar på angränsande och överliggande nät (Ei 2020, s. 138). Detta brukar benämnas som en "djup" anslutningsavgift, till skillnad ifrån en "grund" avgift som endast inkluderar sträckan fram till anslutningspunkten. Anslutningsavgiften kan dock även reduceras med de nyttovärden som kommer andra aktörer tillgodo, vilket kan vara fallet då nätförstärkningar har varit nödvändiga.

I redovisningen av kapitalbasen finns ingen information om vilka investeringar som har finansierats med anslutningsavgifter, och dessa investeringar ger därmed rätt till samma kalkylränta som andra investeringar.

### Löpande kostnader

I princip alla kostnader som inte kategoriseras som kapitalkostnader, kategoriseras som löpande kostnader. Dessa delas i sin tur upp i opåverkbara samt påverkbara kostnader, vilka behandlas i separata avsnitt nedan. Kostnader för avbrottsersättning är ett specialfall och räknas till viss del under intäktsramens påverkbara kostnader, och till viss del står dessa helt utanför intäktsramen, för att

på så vis ge incitament att hålla avbrotten på en låg nivå. Även avbrottskostnaderna behandlas i ett separat avsnitt.

#### *Opåverkbara kostnader*

Enligt Föreskrift EIFS 2019:2 (numera formellt upphävd men ingen information om ny föreskrift har återfunnits på Ei:s hemsida) räknas till de opåverkbara kostnaderna:

- kostnader för nätförluster fördelat på inköp och egen produktion,
- kostnader för abonnemang till överliggande och angränsande nät,
- kostnader för anslutningar till överliggande och angränsande nät,
- kostnader för ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning enligt 3 kap. 15 § ellagen (1997:857),
- kostnader för myndighetsavgifter enligt förordningen (2017:1040) om elberedningsavgift, nätövervakningsavgift och elsäkerhetsavgift och
- kostnader för nätkapacitetsreserv (dvs inköpta kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät).

Nätbolagen får full täckning för de opåverkbara löpande kostnaderna, givet att dessa är nödvändiga för driften av nätet. Vad gäller nätförlusterna, har bolagen ändå incitament att minska dessa genom justeringen av den regulatoriska avkastningen som diskuteras i avsnittet ovan.

#### *Påverkbara kostnader*

De påverkbara kostnaderna är samtliga övriga kostnader, vilka till ungefär 40 procent utgörs av personalkostnader. Här ingår även kostnader för administrativa IT-system, lokalhyror, fordon och andra maskiner. De observerade historiska kostnaderna under föregående tillsynsperiod, uppräknade med prisindex, fungerar här som utgångspunkt vid fastställandet av intäktsramen.

SCB tar här fram specifika index för kostnadsutvecklingen för lokal- respektive regionnät för Ei:s räkning, se Föreskrift EIFS 2019:2, 3§. Dessa index skiljer sig alltså ifrån de som används för indexering av kapitalbasen, i vilka SCB:s mer standardiserade byggkostnadsindex används.

Med utgångspunkt i de historiska påverkbara kostnaderna under föregående tillsynsperiod beräknas sedan varje nätbolags relativa effektivitet med hjälp av en benchmark-modell. De effektivaste företagen tilldelas ett krav som ska reflektera branschens genomsnittliga produktivitetsutveckling, vilket innebär att de årligen ska minska sina påverkbara kostnader med en procent. De mindre effektiva företagen får ett högre individuellt krav för att komma ikapp de effektiva företagen. I praktiken innebär effektiviseringskravet alltså att de påverkbara kostnaderna i intäktsramen minskar. Genom att jämföra företagen mot varandra simuleras alltså ett konkurrenstryck där företagen får incitament att minska sina kostnader i förhållande till sina konkurrenter.

Ei använder Data Envelopment Analysis (DEA) för att jämföra nätbolagens prestationer (Ei, (2019c). Kostnadsvariablerna är påverkbara löpande kostnader samt kapitalkostnader. Produktionsvariablerna är levererad energi fördelat på

hög- respektive lågspänning; antal abonnemang; antal nätstationer; och det högsta värdet av abonnerad och uttagen effekt mot överliggande nät. Eftersom regleringen är utformad för att vara neutral och ska gynna de mest kostnadseffektiva lösningarna tillämpas ett antagande om konstant skalavkastning, eftersom det inte finns något som förhindrar att företag går samman eller delar upp sig för att uppnå en effektiv storlek på företaget.

Elnätsföretagen får två tillsynsperioder (dvs åtta år) på sig att genomföra effektiviseringarna. Kostnadseffektiviseringen från modellkörningen multipliceras alltså med en realiseringsfaktor på 1/2. Effektiviseringsvinsten delas sedan lika mellan kunderna och elnätsföretagen, dvs endast hälften av potentialen dras av från intäktsramen, och kravet multipliceras alltså åter med 1/2. Vidare tillämpas även en högsta nivå för kraven på effektiviseringar, vilken är bestämd till 30 procent. Med de valda begränsningarna uppgår effektiviseringskravet per tillsynsperiod därmed till som högst 7,5 procent, motsvarande ett årligt krav på  $7,5/4=1,82$  procent. Vidare, tillämpas även ett effektiviseringsgolv på en procent årligen, vilket alltså gäller för de mest effektiva företagen. Kravet på en procent gäller även för samtliga regionnät, eftersom det här finns för få nät för att genomföra tillfredsställande modellkörningar. Ei (2022d, s. 109) noterar att produktivitet utvecklingen har varit relativt låg under det senaste decenniet, och att det kan behövas starkare incitament än i dagens reglering för att åstadkomma produktivitetsförbättringar. Det finns dock inget konkret förslag på hur en sådan modell skulle kunna utformas.

#### *Kostnader för avbrottsersättning*

Ersättningar till kunder för avbrottsersättning regleras av Föreskrift EIFS 2013:4. Sammanfattningsvis, har elanvändare som regel rätt till avbrottsersättning om elavbrottet varat under en sammanhängande period om minst tolv timmar, givet att elen inte bryts på grund av säkerhetsskäl eller för att bevara god drift- och leveranssäkerhet, alternativt om felet beror på ett hinder utanför nätföretagets kontroll som företaget inte skäligen kunde förväntas ha räknat med. Ersättningen är 12,5 procent av kundens beräknade årliga nätkostnad. Ersättningen ökar sedan med 25 procentenheter för varje påbörjad 24-timmarsperiod som avbrottet pågått. Ett avbrott anses ha upphört om elen fungerat oavbrutet i minst två timmar i sträck. Kunderna kan även i vissa fall ha rätt till skadestånd från elnätsföretaget vid skador på grund av elavbrott, vilket gäller oavsett avbrottets längd.

Av de tidigare bestämmelserna i ellagen följer att kostnad för avbrottsersättning inte ansågs vara en skälig kostnad som är nödvändig för att bedriva nätverksamheten på ett effektivt sätt. Därför räknades inga av dessa kostnader med i intäktsramen. Detta ändrades inför den innevarande tillsynsperioden. Numera kan vissa av dessa kostnader räknas med i intäktsramen, definierat som kostnader som är rimliga för en ändamålsenlig och effektiv drift. Hur dessa kostnader beräknas, bestäms av Föreskrift EIFS 2019:4.

Vissa elnätsbolag menade dock att *hela* kostnaden för avbrott borde ingå i intäktsramen, och överklagade Ei:s ursprungliga beslut. Elbolagen fick gehör för sitt klagomål i Förvaltningsrätten men Kammarrätten (2022, s. 24-26) upphävde Förvaltningsrättens dom till förmån för Ei. Kammarrätten gav dock nätbolagen rätt



i en mer teknisk fråga som handlade om huruvida prognostiserade kostnader för avbrott bör ingå i beräkningen av intäktsramen redan innan tillsynsperioden inleds.

## FLEXIBILITETSTJÄNSTER OCH INTÄKTSRAMEN

En flexibilitetsresurs är en resurs som kan variera sitt uttag eller inmatning av energi eller effekt och på så sätt leverera flexibilitet. Flexibilitetsresurser kan till exempel vara värmepumpar, elbilar, eller olika typer av energilagrar. Den flexibla resursen kan aktiveras genom direkt eller indirekt styrning. Flexibilitetsresurser kan i sin tur erbjuda flexibilitetstjänster.

Både elmarknadsdirektivet samt ellagen innehåller bestämmelser för att främja nätbolagens och oberoende aggregatorers möjligheter att erbjuda flexibilitetstjänster (en aggregator är en aktör på elmarknaden som samlar ihop flera flexibla resurser och paketerar dessa till större enheter som i sin tur kan säljas på elmarknaden). Sedan 2022 finns det i ellagen även bestämmelser om att intäktsramen ska bestämmas med hänsyn till i vilken utsträckning flexibilitetstjänster används:

12 a § När intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till i vilken utsträckning flexibilitetstjänster används och förbättrar effektiviteten i nätverksamheten. Bedömningen får medföra en ökning eller minskning av intäktsramen.

Förordning 2022:585 innehåller även vissa detaljer rörande flexibilitetstjänster, samt krav på att nätbolagen ska utarbeta nätutvecklingsplaner för de kommande tio åren. Nätutvecklingsplanerna ska beskriva hur ett eventuell ökad efterfrågan på distribution ska mötas genom flexibilitetstjänster, utbyggnad av nätet, alternativt andra typer av resurser.

Ei:s arbete kring föreskrifter angående flexibilitetstjänster är ännu under utveckling, och löpande information publiceras på Ei:s informationssida "Flexibilitet i elsystemet" (Ei, 2023g). Exempelvis fick Ei 2022 ett regeringsuppdrag att tillsammans med ett antal andra myndigheter utveckla förutsättningarna för att realisera potentialen för flexibilitet i elsystemet, och vissa av dessa rapporter är nu färdigställda. Redan nu reglerar Föreskrift EIFS 2022:1 hur nättarifferna bör utformas för att främja ett flexibelt och effektivt resursutnyttjande av elnäten.

## REFERENSER

E.ON (2023), Shareholder structure. Hemsida.

Ei (2009), Förhandsreglering av elnät - principiella val i viktiga frågor, rapport Ei 2009:9

Ei (2019a), Normvärdeslista elnät 2020-2023. Excel-dokument.

Ei (2019b), Kalkylränta för elnätsföretag för tillsynsperioden 2020–2023

Ei (2019c), Effektiviseringskrav för elnätsföretag - lokalnät. För tillsynsperioden 2020–2023.

- Ei (2020), Kapacitetsutmaningen i elnäten, rapport R2020:06.
- Ei (2022a), Uppföljning av lagen om särskilt investeringsutrymme, Rapport Ei R2022:13.
- Ei (2022b), Kammarrätten har meddelat domar om intäktsramar – Ei:s oberoende poängteras
- Ei (2022c), Ei fortsätter arbetet med att förbereda beslut om elnätsföretagens intäktsramar 2024–2027. Hemsida.
- Ei (2022d), Reglering av el- och gasnätsverksamhet - Utveckling sedan införandet av förhandsregleringen, Rapport Ei R2022:01.
- Ei (2023), Dokument - förhandsreglering av intäktsramar elnät för tillsynsperiod 2024-2027. Hemsida.
- Ei (2023a), Lagar och förordningar som rör energimarknaderna för el. Hemsida.
- Ei (2023b), Kammarrättens domar om elnätsföretagens intäktsramar 2020–2023 står fast
- Ei (2023c), Föreskrifter el. Hemsida.
- Ei (2023d), Ei pausar metodbyte för att bestämma elnätsföretagens intäktsramar. Hemsida.
- Ei (2023e), Inför uppdatering av föreskrift EIFS 2013:1. Hemsida.
- Ei (2023f), Övervägda ändringar av befintliga incitament för kvalitet och effektivt nätutnyttjande i intäktsramsregleringen för elnätsföretag inför tillsynsperioden 2024–2027. PM 2023:01.
- Ei, (2023g), Flexibilitet i elsystemet. Hemsida.
- Ellevio (2023), Finansiell information. Hemsida.
- EU (2019), Direktiv 2019/944 om gemensamma regler för den inre marknaden för el, "Elmarknadsdirektivet".
- Kammarrätten (2022), Dom i mål nr. Mål nr 1220–1222-21.
- Montell & Partners (2023), Parametrar till bedömning av kalkylränta för elnät 2024-2027. Rapport.
- Regeringen (2022), Översyn av regleringen på el- och naturgasområdena. Kommittédirektiv.
- SCB (2023), Byggekostnadsindex (BKI). Statistiksida.
- Sweco (2019), Förslag normvärdeslista 2020 - 2023.



*Lagar*

Ellagen (1997:857)

Lag (2021: 311) om särskilt investeringsutrymme för elnät

*Förordningar*

Förordning 2018:1520 om intäktsram för elnätsverksamhet

Förordning 2022:585 om elnätsverksamhet

*Föreskrifter*

EIFS 2013:1, Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet.

EIFS 2013:4, Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om information avseende avbrottsersättning respektive skadestånd till elanvändare.

EIFS 2019:2, Energimarknadsinspektionens föreskrifter om beräkning av intäktsram för elnätsföretag.

EIFS 2019:4, Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram.

EIFS 2022:1, Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet.



## Bilaga B: Angående regleringen av kapitalkostnader för svenska elnätsföretag

Kentth Skogsvik

### 1. INTRODUKTION

En utgångspunkt i föreliggande bilaga är att den intäktsram som Energimarknadsinspektionen (fortsättningsvis "Ei") fastställer, ska medge en marknadsmässig avkastning på det kapital som fordras för att finansiera svenska elnätsföretags nätanläggningar. Analysen förutsätter information om anskaffningsvärdet på de anläggningar som ingår i kapitalbasen och den ekonomiska livslängden för sådana tillgångar. Vidare antas att nukostnadsvärdet på nätanläggningar skrivs av linjärt under tillgångarnas ekonomiska livslängd.<sup>30</sup>

Bilagan är upplagt enligt följande. I nästa avsnitt diskuteras frågeställningar gällande bestämningen av kapitalbasen och hur kapitalkostnaden för denna mäts. Ei's tolkning av "kapitalkostnad" uppdelas i "avskrivning" och "kapitalavkastning", där det första begreppet avser den "förbrukning" av nätanläggningar som inträffar under ett verksamhetsår och det senare den kapitalförräntning som fordras för att finansiera nätanläggningar.

I det därpå följande avsnittet problematiseras den kapitalavkastning – *real WACC före skatt* – som fastställs av Ei. Analysen inriktas på hur förräntningskravet avseende eget kapital kan bestämmas så att fler riskfaktorer än vad som fångas upp i CAPM ("Capital Asset Pricing Model") inkluderas, samt hur avkastningskravet på eget kapital därtill kan kalibreras för obeståndsrisk.

Avslutningsvis analyseras innebörden och betydelsen av rörelserisk vid investeringar i anläggningstillgångar med mycket lång livslängd. Om ett riskjusterat avkastningskrav – i linje med gängse metodik vid investeringskalkylering – används för att nuvärdesberäkna betalningsflöden, kan beräknade kapitalvärden väsentligt underskatta tillgångarnas motiverade kapitalvärde. Detta kan hanteras genom att förväntade värden på betalningsflöden ersätts med s.k. säkerhetsekvivalenter, vilka nuvärdesberäknas med riskfri ränta. I avsnittet illustreras hur sådana investeringskalkyler kan utformas. Vidare illustreras hur användningen av ett riskjusterat avkastningskrav kan leda till att investeringar i anläggningstillgångar som är positivt värdeskapande, inte blir genomförda.

### 2. KAPITALAVKASTNING OCH AVSKRIVNINGAR PÅ NÄTTILLGÅNGAR

I linje med Ei's användning av begreppen, avses med "kapitalkostnad" summan av avskrivning och kapitalavkastning. Vidare används begreppet "kapitalbas" för att

<sup>30</sup> Enligt Ei's förordning 2018:520, § 13-16.

beteckna *nuanskaffnings-värdet* för anläggningstillgångar, dvs. den investeringsutgift som fordras för att skaffa helt *nya tillgångar* vid en viss tidpunkt.

För att konkretisera presentationen, illustreras Ei's metod för att bestämma elnätsföretagens kapitalkostnad med ett numeriskt exempel. Inledningsvis antas härvid att *inga framtida prisändringar* (dvs. ingen inflation eller specifika prisändringar) inträffar.

- *Nuanskaffningsvärdet* ("Nukost") för en nätanläggning uppgår till 100 mkr vid investeringstidpunkten  $t = 0$ .
- Nätanläggningen har en livslängd ( $N$ ) på 10 år och skrivs av linjärt.
- Förutsatt att specifika prisändringar  $s_t = 0$  och framtida inflation  $i_t = 0$ , uppgår kravet på kapitalavkastning ("kalkylränta" enligt Ei) till  $\bar{r}_A^* = 5,0\%$ .
- De betalningsflöden - före räntekostnader och amorteringar av finansiella skulder - som anläggningstillgången ger upphov till, inträffar i slutet av framtida år.

Kapitalavkastningen (" $Avk_t^*$ ") beräknas på nätanläggningens *nettonukostnadsvärde* (" $Netnukost_t$ "), vilket med linjär avskrivning under tillgångens livslängd innebär:

$$(1) \quad Avk_t^* = \bar{r}_A^* \cdot Netnukost_{t-1} = \bar{r}_A^* \cdot Nukost_t \cdot \frac{N-n(t)}{N}$$

där:

$n(t)$  = ålder på nätanläggningen i början av år  $t$ .

I det numeriska exemplet blir *kapitalavkastningen* som absoluttal år 1 och år 10 följaktligen:

$$(1') \quad Avk_1^* = 0,05 \cdot 100 \cdot \frac{10-0}{10} = \mathbf{5,00 \text{ mkr}}$$

$$(1'') \quad Avk_{10}^* = 0,05 \cdot 100 \cdot \frac{10-9}{10} = \mathbf{0,50 \text{ mkr}}$$

Kapitalavkastningen som absoluttal sjunker under anläggningens livslängd, men i relation till dess nettonukostnadsvärde i början av respektive år sammanfaller avkastningen med det upp-ställda förräntningskravet,  $\bar{r}_A^* = 5,0\%$ . Detta illustreras i Tabell 1 nedan, där nätanläggningens *nettonukostnad*, *avskrivning*, *kapitalavkastning* och *kapitalkostnad* anges för samtliga år under tillgångens livslängd.

Kapitalkostnaden,  $Kapkst_t^*$ , är som högst år 1 (15,0 mkr) och som lägst år 10 (10,5 mkr). Betingat att en anläggning har en över tiden konstant produktionskapacitet, är en över tiden sjunkande kapitalkostnad konsistent med driftskostnader som *ökar under tillgångens livslängd*. Summan av årliga kapital- och driftskostnader kan därmed vara relativt konstant, vilket är rimligt när en anläggningstillgång genererar konstanta reala betalningsflöden under sin ekonomiska livslängd.<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Se Johansson, S-E, "Skatt - Investering - Värdering", Företagsekonomiska Forskningsinstitutet vid Handels-högskolan i Stockholm, 1961; s. 49-52.

År	$Netnukost_t$	$Avskr_t^*$	$Avk_t^*$	$r_{A,t}^*$	$Kapkst_t^*$
1	100	10	5,0	5,0 %	15,0
2	90	10	4,5	5,0 %	14,5
3	80	10	4,0	5,0 %	14,0
4	70	10	3,5	5,0 %	13,5
5	60	10	3,0	5,0 %	13,0
6	50	10	2,5	5,0 %	12,5
7	40	10	2,0	5,0 %	12,0
8	30	10	1,5	5,0 %	11,5
9	20	10	1,0	5,0 %	11,0
10	10	10	0,5	5,0 %	10,5

Tabell 1: Nettonukostnad ( $Netnukost_t$ ), avskrivning ( $Avskr_t^*$ ), kapitalavkastning ( $Avk_t^*$ ), kapitalförräntning ( $r_{A,t}^*$ ) och kapitalkostnad ( $Kapkst_t^*$ ) i numeriskt exempel utan inflation och specifika prisändringar.

Förutsatt att anläggningstillgångens kapitalkostnad fullt ut inkluderas i elnätsföretagets intäkts-ram, uppnår företaget en real kapitalförräntning varje år som är  $r_{A,t}^* = 5\%$ . Exempelvis erhålls år 1,  $r_{A,1}^* = (15,0 - 10,0)/100 = (Kapkst_1^* - Avskr_1^*)/Netnukost_0 = 5,0\%$ . Således erhåller elnäts-företagets finansärer en kapitalavkastning som sammanfaller med det reala avkastningskravet varje år under tillgångens livslängd

Nätanläggningens beräknade nettonukostnad, avskrivningar och kapitalavkastning i Tabell 1 förutsätter att *specifika prisändringarna*  $s_t = 0$  och *inflationstakten*  $i_t = 0$ , vilket betyder att samtliga värden är uttryckta i penningvärdet vid  $t = 0$ . Förvisso är detta inte ett realistiskt antagande, varför intäktsgregeringen tillåter omräkning av elnätsföretags kapitalkostnader så att dessa uttrycks i det löpande, *nominella*, penningvärdet. Härvid föreligger två alternativa ansatser - den *kapacitetsbevarande principen* ("*K-mtd*") och den *förmögenhetsbevarande principen* ("*F-mtd*"). Den kapacitetsbevarande principen implicerar att elnätsföretagets *transmissions-kapacitet* bevaras över tiden, medan den förmögenhetsbevarande principen implicerar att det *reala värdet på investerat kapital* hålls konstant över tiden.

För att illustrera effekten av respektive omräkningsprincip antas att företagets intäktsram om-räknas i slutet av framtida år, så att den uttrycks i det löpande penningvärde som motiveras av den kapacitetsbevarande eller den förmögenhetsbevarande principen. Inledningsvis illustreras effekten på elnätsföretagets *reala kapitalavkastning* under nätanläggningens första verksamhetsår ( $t = 1$ ) i två alternativa omvärldsscenarioer:

*Scenario I:* Inflationstakt  $i_1 = +2\%$  och specifika prisändringar  $s_1 = +8\%$ .

*Scenario II:* Inflationstakt  $i_1 = +8\%$  och specifika prisändringar  $s_1 = +2\%$ .

### Scenario I

I detta scenario är den specifika prisändringen på nätanläggningen det första året högre än inflationstakten under samma år. Med den *kapacitetsbevarande principen* gäller därvid:

$$(2) \quad V\ddot{a}_1^{(K-mtd)} = 100 \cdot 8\% = \text{Netnukost}_0 \cdot s_1 = \mathbf{8,00}$$

där:

$$V\ddot{a}_t^{(K-mtd)} = \text{nominell värdeändring på elnätstillgång enligt den}$$

kapacitetsbevarande principen.

$$(3) \quad \begin{aligned} \text{Avskr}_1^{(K-mtd)} &= \\ (1/10) \cdot 100 \cdot 1,08 &= (1/N) \cdot \text{Nukost}_0 \cdot (1 + s_1) = \mathbf{10,80} \end{aligned}$$

$$(4) \quad \begin{aligned} \text{Avk}_1^{(K-mtd)} &= (15,00 \cdot 1,08 + 8,00 - 10,80)/100 = \\ &= \\ (\text{Kapkst}_1^* \cdot (1 + s_1) + V\ddot{a}_1^{(K-mtd)} - \text{Avskr}_1^{(K-mtd)}) / \text{Netnukost}_0 &= \\ &= \mathbf{13,4\%} \end{aligned}$$

$$(5) \quad \begin{aligned} \text{Avk}_1^{*(K-mtd)} &= (1 + 0,1340)/(1 + 0,02) - 1 = \\ &= \\ \text{Avk}_1^{(K-mtd)} / (1 + \text{infl}_1) - 1 &= \mathbf{+11,2\%} \end{aligned}$$

Med den kapacitetsbevarande principen blir således den nominella avkastningen det första året **13,4%** och den reala avkastningen **11,2%**. Det senare värdet överstiger väsentligt det reala förräntningskravet på elnätsföretagets finansiella kapital,  $\bar{r}_A^* = 5\%$ .

Om den *förmögenhetsbaserade principen* istället tillämpas, erhålls:

$$(2') \quad V\ddot{a}_1^{(F-mtd)} = 100 \cdot 0,02 = \text{Netnukost}_0 \cdot i_1 = \mathbf{2,0}$$

$$(3') \quad \begin{aligned} \text{Avskr}_1^{(F-mtd)} &= \\ (1/10) \cdot 100 \cdot 1,02 &= (1/N) \cdot \text{Nukost}_0 \cdot (1 + i_1) = \mathbf{10,20} \end{aligned}$$

$$(4') \quad \text{Avk}_1^{(F-mtd)} = 15,00 \cdot 1,02 + 2,00 - 10,20)/100 =$$

$$\begin{aligned} &= \\ (Kapkst_1^* \cdot (1 + i_1) + V\ddot{a}_1^{(F-mtd)} - Avskr_1^{(F-mtd)}) / Netnukost_0 &= \\ &= 7,1 \% \end{aligned}$$

$$(5') \quad Avk_1^{*(F-mtd)} = (1 + 0,0710) / (1 + 0,02) - 1 = 5,0 \%$$

Med den förmögenhetsbaserade principen blir företagets reala avkastning **5,0 %**, vilket överensstämmer med det reala avkastningskravet  $\bar{r}_A^* = 5,0 \%$ . Företagets ägare erhåller därmed den reala kapitalavkastning som fordrades vid investeringen i tillgången, och det reala värdet på satsat kapital bibehålls.<sup>32</sup>

### Scenario II

Med inflationstakten  $i_1 = +8 \%$  och specifika prisändringar  $s_1 = +2 \%$ , erhålls med den kapacitetsbevarande principen:

$$(6) \quad V\ddot{a}_1^{(K-mtd)} = 100 \cdot 2\% = 2,00$$

$$(7) \quad Avskr_1^{(K-mtd)} = (1/10) \cdot 100 \cdot 1,02 = 10,20$$

$$(8) \quad Avk_1^{(K-mtd)} = (15,00 \cdot 1,02 + 2,00 - 10,20) / 100 = 7,1 \%$$

$$(9) \quad Avk_1^{*(K-mtd)} = (1 + 0,071) / (1 + 0,08) - 1 = -0,8 \%$$

Med den förmögenhetsbevarande principen erhålls:

$$(6') \quad V\ddot{a}_1^{(F-mtd)} = 100 \cdot 0,08 = 8,00$$

$$(7') \quad Avskr_1^{(F-mtd)} = (1/10) \cdot 100 \cdot 1,08 = 10,80$$

$$(8') \quad Avk_1^{(F-mtd)} = (15,00 \cdot 1,08 + 8,00 - 10,80) / 100 = 13,4 \%$$

$$(9') \quad Avk_1^{*(F-mtd)} = (1 + 0,134) / (1 + 0,08) - 1 = 5,0 \%$$

<sup>32</sup> Med den förmögenhetsbevarande principen är det nominella värdet på tillgången  $90 \cdot 1,02 = 91,80$  i slutet av år 1, vilket betyder att det reala värdet på det kapital som investerades i tillgången är detsamma som när ingen inflation antogs förekomma ( $91,8/1,02 = 90,0$ ).

I scenario II är den reala kapitalavkastningen med den kapacitetsbevarande principen -0,8 %, medan den förmögenhetsbevarande principen ger en real kapitalavkastning som sammanfaller med avkastningskravet  $\bar{r}_A^* = 5,0$  %.

Sammantaget visar ovanstående beräkningar att med den kapacitetsbevarande principen avviker företagets reala kapitalavkastning från det reala avkastningskravet när specifika prisändringar avviker från inflationstakten. Härvid gäller att  $Avk_1^{*(K-mtd)}$  överstiger  $\bar{r}_A^*$  när  $s_1 > i_1$ , medan  $Avk_1^{*(K-mtd)}$  är lägre än  $\bar{r}_A^*$  när  $s_1 < i_1$ . Med den förmögenhetsbaserade principen sammanfaller företagets reala kapitalavkastning  $Avk_1^{*(F-mtd)}$  alltid med avkastningskravet  $\bar{r}_A^*$ . I sin tur betyder det att avkastningsrisken för elnätsföretagets ägare minskar när den förmögenhetsbaserade principen används. Med denna princip omräknas värden på kapitalbas och intäktsram på ett sådant sätt att osäkerheten om företagets reala kapitalavkastning i princip elimineras.

Det generella samband som gäller för elnätsföretagets reala kapitalavkastning när  $i_t = s_t = 0$  under nättillgångens livslängd, är:

$$(10) \quad r_{A,t}^* = \frac{Netnukost_0 \cdot \bar{r}_A^* + Nukost_0 \cdot \left(\frac{1}{N}\right) - Nukost_0 \cdot \left(\frac{1}{N}\right)}{Netnukost_0}$$

Om specifika prisändringar och/eller inflation förekommer under framtida år, kommer den reala kapitalavkastningen att påverkas av om företagets kapitalbas och intäktsram bestäms enligt den förmögenhetsbevarande eller den kapacitetsbevarande principen. För att förenkla notationen, låt "ackumulerade" prisändringar under åren  $\tau = 1, 2, \dots, t-1$  betecknas  $S_{t-1} = \prod_{\tau=1}^{t-1} (1 + s_\tau)$  respektive  $I_{t-1} = \prod_{\tau=1}^{t-1} (1 + i_\tau)$ , och tillgångens nettonukostnad vid tidpunkten  $t$  när  $s_\tau = i_\tau = 0$ ,  $\tau = 1, 2, \dots, t$ , betecknas  $Netnukost_t^* (= Netnukost_0^* \cdot \left(\frac{N-t}{N}\right))$ .

Real kapitalavkastning med den förmögenhetsbaserade principen år  $t$  ( $1 \leq t \leq N$ ) kan nu skrivas:

$$(11) \quad r_{A,t}^{*(F-mtd)} = (Netnukost_{t-1}^* \cdot I_{t-1} \cdot (1 + i_t) \cdot \bar{r}_A^* + \\ + Netnukost_{t-1}^* \cdot I_{t-1} \cdot i_t - Netnukost_t^* \cdot I_{t-1} \cdot i_t) \\ / (Netnukost_{t-1}^* \cdot I_{t-1} \cdot (1 + i_t)) = \\ \frac{(1+i_t) \cdot \bar{r}_A^* + i_t - i_t}{(1+i_t)} = \bar{r}_A^*$$

(11) visar att företagets reala kapitalavkastning samtliga år under nättillgångens livslängd sammanfaller med det reala avkastningskravet,  $\bar{r}_A^*$ .

Om den kapacitetsbevarande principen tillämpas vid bestämningen av elnätsföretagets kapital-bas och intäktsram, erhålls:

$$(12) \quad r_{A,t}^{*(K-mtd)} = (Netnukost_{t-1}^* \cdot S_{t-1} \cdot (1 + s_t) \cdot \bar{r}_A^* + \\ + Netnukost_{t-1}^* \cdot S_{t-1} \cdot s_t - Netnukost_t^* \cdot S_{t-1} \cdot i_t) \\ / (Netnukost_{t-1}^* \cdot S_{t-1} \cdot (1 + i_t)) =$$



$$= \frac{(1+s_t) \cdot \bar{r}_A^* + s_t - i_t}{(1+i_t)} = \bar{r}_A^* \cdot \frac{(1+s_t)}{(1+i_t)} + \frac{s_t - i_t}{(1+i_t)}$$

(12) visar att med den kapacitetsbevarade principen kommer elnätsföretagets reala kapital-avkastning bli högre än det reala avkastningskravet ( $\bar{r}_A^*$ ) om årets specifika prisändringar ( $s_t$ ) överstiger årets inflation ( $i_t$ ). Detta illustrerades i Scenario I, där  $s_1 = 8\%$ ,  $i_1 = 2\%$  och  $r_{A,1}^{*(K-mtd)} = +11,2\%$ , dvs. enligt sambandet (12):

$$(12') \quad r_{A,t}^{*(K-mtd)} = 5\% \cdot \frac{1,08}{1,02} + \frac{0,08-0,02}{1,02} = +11,2\%$$

På motsvarande sätt kommer med den kapacitetsbevarande principen företagets reala kapital-avkastning att understiga avkastningskravet  $\bar{r}_A^*$  när årets specifika prisändringar är lägre än årets inflationstakt. Detta illustrerades i Scenario II, där  $s_1 = 2\%$ ,  $i_1 = 8\%$  och  $r_{A,1}^{Real(K-mtd)} = -0,8\%$ . Förvisso följer även detta av sambandet (12) ovan:

$$(20'') \quad r_{A,1}^{*(K-mtd)} = 5\% \cdot \frac{1,02}{1,08} + \frac{0,02-0,08}{1,08} = -0,8\%$$

Sambandet (12) visar hur ett elnätsföretags reala kapitalavkastning påverkas av specifika pris-ändringar och inflation om den kapacitetsbevarande principen tillämpas. Det visar att företaget får högre real kapitalavkastning när specifika prisändringar överstiger inflationstakten med denna omräkningsprincip. Sambandet visar därtill att om inflationen ligger nära 0, överstiger elnätsföretagets reala avkastning det reala avkastningskravet med ett värde som ungefär sammanfaller med årets specifika prisändringar, dvs.  $r_{A,t}^{*(K-mtd)} - \bar{r}_A^* = \bar{r}_A^* + \bar{r}_A^* \cdot s_t + s_t - \bar{r}_A^* \approx s_t$ .

### 3. ANGÅENDE PÅGÅENDE PROJEKT, "ÖVERÅRIGA" NÄTANLÄGGNINGAR OCH KUNDFINANSIERADE TILLGÅNGAR

Exemplet i Tabell 1 kan användas för att belysa några tillkommande frågor gällande bestämningen av ett elnätsföretags kapitalbas och intäktsram:

1. Bör pågående anläggningsprojekt, dvs. nätanläggningar under uppbyggnad, ingå i kapitalbasen?
2. Bör "överåriga" nätanläggningar, dvs. tillgångar som är fullt avskrivna under tidigare räkenskapsår, ingå i kapitalbasen?
3. Bör nätanläggningar finansierade genom nätkunders anslutningsavgifter, ingå i kapitalbasen?

Vad gäller den första frågeställningen, antag exempelvis att nätanläggningen i det numeriska exemplet projekteras och byggs under två år innan den kan driftsättas. Antag vidare att anläggningens anskaffningsutgift består av en utbetalning i början av år 1 på 50 mkr och en i början av år 2 på 50 mkr, och att Ei inte tillåter att något värde på tillgången ingår i kapitalbasen förrän i början av år 3 (när nätanläggningen driftsätts).

Med årliga driftsöverskott motsvarande kapitalkostnaderna i Tabell 1, är nuvärdet av den projekterade nätanläggningen 100 mkr i början av år 3. Nuvärdet av

tillgången vid den tidpunkt som den börjar projekteras är därmed  $100/(1,05)^2 = 90,70$  mkr. Med beaktande av investerings-utgifterna i början av åren 1 och 2, blir projektets nettonuvärde ("net present value"),  $NPV_0$ :

$$(13) \quad NPV_0 = -50 - \frac{50}{1,05} + 90,70 = -6,92 \text{ mkr}$$

Nettonuvärdet enligt (13) är negativt, vilket betyder att rationella beslutsfattare inte frivilligt vill genomföra investeringsprojektet. Om projektet skulle genomföras är det ju "värdeförstörande" för företagets finansärer.

För att undvika att elnätsföretag väljer bort investeringar i anläggningstillgångar som inte omedelbart kan driftsättas, kan man låta alla investeringsutgifter ingå i kapitalbasen under den tid som ett anläggningsprojekt pågår. Några avskrivningar på pågående projekt skulle förvisso inte bli aktuella förrän de färdiga anläggningarna tas i bruk. I det numeriska exemplet skulle i så fall en kapitalavkastning på  $50,0 \cdot 5\% = 2,5$  mkr adderas till intäktsramen år 1 och

$(50,0 + 50,0) \cdot 5\% = 5,0$  mkr till intäktsramen år 2, varvid tillgångens nuvärde skulle öka med  $2,5/1,05 + 5,0/(1,05)^2 = 6,92$  mkr. Nuvärdet av de förväntade driftsöverskotten ( $90,70 + 6,92 = 97,62$  mkr) skulle då sammanfalla med nuvärdet av projektets anskaffningsutgift ( $50,0 + 50,0/1,05 = 97,52$  mkr), vilket betyder att elnätsföretaget skulle erhålla en kapitalavkastning motsvarande avkastningskravet  $\bar{r}_A^* = 5,0\%$ .

Slutsats angående frågeställning 1): Rationellt agerande elnätsföretag avstår ifrån anläggningsinvesteringar som inte kan driftsättas direkt, om företagets intäktsram inte tillåts inkludera någon kapitalavkastning för pågående (ej driftsatta) nätanläggningar.

Beträffande den *andra frågeställningen*, förutsätts att kapitalkostnaderna för överåriga nät-anläggningar har inkluderats i elnätsföretagets intäktsramar under anläggningarnas livslängd, varvid de nätavgifter som elnätsföretagets kunder därigenom har erlagt har finansierat företagets investeringsutgift. Det kan därför synas märkligt om sådana tillgångar ändå skulle kunna adderas till företagets kapitalbas. Nätkunderna har ju under tillgångens livslängd redan fullt ut kompen-serat företaget för ifrågavarande investeringsutgift.

Om tillgången i det numeriska exemplet i Tabell 1 exempelvis skulle åsättas ett värde på 20 vid utgången av år 10 och skrivas av linjärt under ytterligare fyra år, kommer tillgången att generera tillkommande kapitalkostnader år 11 tom. 14 enligt Tabell 2. Nuvärdet av de driftsöverskott som då kan erhållas är:

$$(14) \quad PV_0^{(+)} = \left[ \frac{6,0}{1,05} + \frac{5,75}{1,05^2} + \frac{5,50}{1,05^3} + \frac{5,25}{1,05^4} \right] / 1,05^{10} = 20/1,05^{10} = 12,28 \text{ mkr}$$

Nuvärdet är 12,28 mkr, vilket betyder att tillgångens nuvärde vid investeringstidpunkten nu upp-går till  $(100,00 + 12,28) = 112,28$  mkr.

Elnätsföretaget får därmed en högre real kapital-avkastning än  $\bar{r}_A^* = 5,0\%$  på

tillgången,<sup>33</sup> vilket betyder att nätkunderna har erlagt högre nät-avgifter än vad som var nödvändigt för att företaget skulle få erforderlig kapitalavkastning på anläggningstillgången.

År	$Netnukost_{t-1}$	$\bar{r}_A^*$	$Avk_t^*$	$Avskr_t^*$	$Kapkst_t^*$
1	100	5,0 %	5,0	10	15,0
2	90	5,0 %	4,5	10	14,5
3	80	5,0 %	4,0	10	14,0
4	70	5,0 %	3,5	10	13,5
5	60	5,0 %	3,0	10	13,0
6	50	5,0 %	2,5	10	12,5
7	40	5,0 %	2,0	10	12,0
8	30	5,0 %	1,5	10	11,5
9	20	5,0 %	1,0	10	11,0
10	10	5,0 %	0,5	10	10,5
11	20	5,0 %	1,0	5	6,00
12	15	5,0 %	0,75	5	5,75
13	10	5,0 %	0,5	5	5,50
14	5	5,0 %	0,25	5	5,25
15	0	0	0	0	0

**Tabell 2:** Tillkommande kapitalkostnader om nätanläggningen används efter utgången livslängd, åsätts ett värde på 20 mkr i början av år 11 och skrivs av linjärt under fyra år.

*Slutsats angående frågeställning 2):* Om överåriga anläggningstillgångar tilldelas nya nukostnadsvärden efter tillgångarnas livslängd har löpt ut och elnätsföretagens intäkts-ramar utnyttjas fullt ut, betalar nätkunderna avgifter för tillgångar som redan är finansierade via historiska nätavgifter. Detta kan medföra att elnätsföretag blir mindre villiga att genomföra nyinvesteringar i nätanläggningar.

För att belysa den tredje frågeställningen introduceras följande förutsättningar:

- Elnätsföretaget tillämpar den *förmögenhetsbevarande principen* och redovisar nyanslutna kunders finansiering av nätanläggningar som en ej räntebärande skuld, fortsättningsvis benämnd "*kundskuld*".
- *Kundskulden upplöses linjärt* under samma tidsperiod som motsvarande nätanläggning skrivs av.
- Om nättillgången inkluderas i företagets kapitalbas, inkluderar intäktsramen tillgångens kapitalkostnad (avskrivning och kapitalavkastning).

<sup>33</sup> Om nätanläggningen tilldelas ett värde på 20 i början av år 11, erhåller elnätsföretaget en interränta på investeringsprojektet på 7,24 % vilket överstiger det antagna avkastningskravet  $\bar{r}_A^* = 5,0\%$ .

Med utgångspunkt från det numeriska exemplet i Tabell 1, kommer elnätsföretagets intäktsram år

$t = 1$  därmed att inkludera:

$$(15) \quad \Delta(Iram)_1 = Avskr_1^* + \bar{r}_A^* \cdot Netnukost_0 = 10,0 + 5\% \cdot 100 = +15,0$$

där:

$\Delta(Iram)_t =$  tillskott till elnätsföretagets intäktsram år  $t$  genom kundfinansierade anläggningstillgångar.

Om elnätsföretagets avgifter tillåts inkludera  $\Delta(Iram)_t$ , kommer nätkunderna de facto att ersätta företaget för kapitalkostnader som de själva finansierar. Det finns därför anledning att hantera kundfinansierade tillgångar på annat sätt än vad som gäller för investeringar som elnätsföretaget har finansierat på egen hand.

I huvudsak två alternativ föreligger om man vill undvika att nätkunderna betalar nätavgifter som inkluderar kapitalkostnader för tillgångar som de själva har finansierat genom anslutnings-avgifter:

- A Kundfinansierade nätanläggningar *exkluderas* från elnätsföretagets kapitalbas.
- B Elnätsföretagets *intäktsram reduceras* med kapitalkostnaderna för kundfinansierade nät-anläggningar.

Med en förmögenhetsbevarande princip är kapitalkostnaden för kundfinansierade anläggningstillgångar, fortsättningsvis betecknade  $Kapkst_t^{\blacksquare}$ :

$$(16) \quad Kapkst_t^{\blacksquare} = \bar{r}_A^* \cdot Netnukost_{t-1} \cdot I_t + Nukost_t \cdot I_t \cdot \left(\frac{1}{N}\right)$$

Om kundfinansierade tillgångar tillåts ingå i elnätsföretagets kapitalbas, kan kapitalkostnaden enligt (16) subtraheras från elnätsföretagets intäktsram. Om exempelvis inflationen är 2,0 % under år 1 tom. 3, är  $Kapkst_t^{\blacksquare}$  år  $t = 3$  i det numeriska exemplet:

$$(16') \quad Kapkst_3^{\blacksquare} = 5\% \cdot 80 \cdot 1,02^3 + 100 \cdot 1,02^3 \cdot \left(\frac{1}{10}\right) = 15,92$$

Den kapitalkostnad som ingår i elnätsföretagets intäktsram år  $t = 3$  kan således elimineras genom att  $Kapkst_3^{\blacksquare} = 15,92$  subtraheras från företagets intäktsram detta år.

Slutsats angående frågeställning 3): Om kundfinansierade anläggningstillgångar ingår i elnätsföretagens kapitalbas, kan nätavgifterna inkludera kapitalkostnader för tillgångar som kunderna själva har finansierat. Detta kan medföra att nätkunder blir mindre villiga att medverka till att elnätet byggs ut.

## AVKASTNINGSKRAV FÖR SVENSKA ELNÄTSFÖRETAG

För att bestämma den reala kapitalavkastningen för svenska elnätsföretag, fordras värden på företagens kapitalbas och ett reallt avkastningskrav motsvarande den risk som föreligger vid investeringar i svenska nätanläggningar.

Kapitalavkastningen utgör en central del av den intäkts-ram som Ei tilldelar elnätsföretag. Avkastningen mäts före bolagsskatt och kan därmed direkt inkluderas i de försäljningsbelopp som företagen fakturerar mot sina kunder.

Framställningen i föreliggande avsnitt bygger på följande förutsättningar:

- Avkastningen på eget kapital ska kalibreras för *obeståndsrisk*, dvs. risken att ett företag på grund av otillräcklig lönsamhet avvecklas eller försätts i konkurs. Den modell (CAPM) som Ei använder för att bestämma avkastningskravet på elnätsföretagens eget kapital är en modell för att bestämma *förväntad avkastning*, som inte är kalibrerad för ifråga-varande risk. Detta kan medföra att Ei's avkastningskrav blir för lågt.
- Ei's modell för avkastningen på eget kapital beaktar enbart *kovarians-risk*, dvs. hur en finansiell tillgång påverkar volatiliteten på en marknadsportfölj av placeringstillgångar. Forskningen inom finansiell ekonomi under de senaste decennierna har tydligt visat att *fler riskfaktorer* verkar vara prissatta på aktiemarknaden, bl.a. faktorer som är för-knippade med företags *överlevnadsförmåga* och *lönsamhet*.<sup>34</sup> Det finns således anledning att beakta fler riskfaktorer än kovarians-risken vid bestämningen av ett avkastningskrav på eget kapital.
- Värdet på de *skattesköldar* ("tax shields") som uppstår när företag tar upp lån förutsätter i Ei's beräkningar företag med "evigt liv" och kända värden på framtida finansiella skulder. Ett mer rimligt antagande är att företag strävar efter att skulderna ska utgöra en viss *andel av* värdet på i företaget investerat finansiellt kapital, vilket betyder att företagets belåning är förknippad med *rörelserisk*. Värdet på de aktuella skattesköldarna kommer därmed att minska, vilket medför att avkastningskravet på eget kapital ökar.<sup>35</sup>

Ei's måltal för kapitalavkastningen är ett reallt förräntningskrav *före* skatt för företag som är "*going concerns*", vilket bygger på estimerade förräntningskrav på eget kapital och finansiella skulder. Om Ei's *reala* avkastningskrav betecknas  $r_{A(real,fs)}$ , är sambandet mellan detta och motsvarande *nominella förräntningskrav efter bolagsskatt*:

<sup>34</sup> Se t.ex. Fama & French, "Profitability, investment and average returns", Journal of Financial Economics, 82, 2006.

<sup>35</sup> Se t.ex. Taggart, "Consistent Valuation and Cost of Capital Expressions with Corporate and Personal Taxes", Financial Management, Vol 20, No. 3, 1991.

$$(17) \quad r_{A(real,fs)}^* = \left[ 1 + \frac{r_{A(nom,es)}^*}{(1-T_c)} \right] / (1+i) - 1$$

där:

$r_{A(nom,es)}^*$  = nominellt avkastningskrav på investerat kapital efter skatt

i "going concern".

$T_c$  = företagets skattesats.

$i$  = inflationstakt.

Om exempelvis  $T_c = 0,21$ ,  $i = 3\%$  och  $r_{A(nom,es)}^* = 7\%$ , blir det reala avkastningskravet  $r_{A(real,fs)}^* = \left[ 1 + \frac{0,07}{(1-0,21)} \right] / 1,03 - 1 = 5,69\%$ .

Det nominella avkastningskravet  $r_{A(nom,es)}^*$  bestäms som ett vägt genomsnitt av  $r_{E(nom)}^*$  = nominellt förräntningskrav på eget kapital och  $r_{D(nom)}^*$  = nominellt förräntningskrav på finansiella skulder före skatt, där såväl  $r_{E(nom)}^*$  som  $r_{D(nom)}^*$  förutsätter att företaget är en fortlevande "going concern":

$$(18) \quad r_{A(nom,es)}^* = r_{E(nom)}^* \cdot Eq + r_{D(nom)}^* \cdot (1 - T_c) \cdot (1 - Eq)$$

där:

$Eq$  = kvoten mellan marknadsvärdet på eget kapital och marknadsvärdet på

finansiellt kapital (finansiella nettoskulder + eget kapital).

Avkastningskravet på eget kapital,  $r_{E(nom)}^*$ , är det förräntningskrav som företagets ägare ställer på satsat eget kapital, medan  $r_{D(nom)}^*$  är det förräntningskrav som långivarna ställer på de finansiella skulderna före skatt. Gängse finansiella teorier för att bestämma förräntningskrav på eget kapital avser förväntade ("unconditioned") förräntningskrav, med beteckningen  $r_{E(nom)}$ . Betingat att ägarnas återvinningsandel ("recovery rate") är försumbar om företaget drabbas av finansiellt obestånd, är sambandet mellan  $r_{E(nom)}^*$  och  $r_{E(nom)}$ :<sup>36</sup>

$$(19) \quad r_{E(nom)}^* = \frac{r_{E(nom)} + p_{fail}}{1 - p_{fail}}$$

där:

<sup>36</sup> Se Skogsvik, Skogsvik & Andersson, "Bankruptcy Risk in Discounted Cash Flow Equity Valuation", Journal of Risk and Financial Management, 16, 2023; s. 9.

$p_{fail}$  = sannolikhet för att företaget drabbas av obestånd år  $t$ , betingat att företaget är en

”going concern” vid utgången av år  $t-1$ .

Notera att det är  $r_{E(nom)}^*$  som ingår i (18) när  $r_{A(nom,es)}^*$  bestäms, dvs. såväl förräntningskravet på eget kapital som på finansiella skulder ska mätas betingat att företaget är en ”going concern”.

Ei använder *CAPM* för att bestämma  $r_{E(nom)}$ , vilket betyder att företagens ägare bara kompen-seras för kovarians-risk om de satsar eget kapital i elnätsföretag. Mot bakgrund av den moderna forskningen inom finansiell ekonomi är denna begränsning mindre lämplig. Ett sätt att fånga upp effekten av fler riskfaktorer är att beräkna *implicerade förräntningskrav*, *ICC(Eq)*, baserade på aktiekurser och värderingsmodeller som bygger på prognoser av företagens förväntade aktieutdelningar. Ifrågavarande prognoser av aktieutdelningar betingas som regel av att företaget är en ”going concern”, vilket betyder att *ICC(Eq)* utgör estimat av  $r_{E(nom)}^*$ .

En utdelningsbaserad värderingsmodell som har visat sig förklara observerade marknadsvärden på eget kapital förhållandevis väl, är *residualvinstmodellen* (”*RIV*”).<sup>37</sup> Modellen kan skrivas:

$$(20) \quad Mv(Eq)_0 = BV_0 + \sum_{t=1}^T \frac{Vinst_t^* - r_{E(nom)}^* \cdot BV_{t-1}^*}{(1 + r_{E(nom)}^*)^t} + \frac{q \cdot BV_T^*}{(1 + r_{E(nom)}^*)^T}$$

där:

$Mv(Eq)_0$  = marknadsvärdet på eget kapital vid  $t = 0$ .

$BV_t^*$  = redovisat eget kapital (ex dividend) i slutet av år  $t$ , betingat ”going concern” antagande.

$Vinst_t^*$  = redovisad nettovinst år  $t$ , betingat ”going concern” antagande.

$q$  = redovisningsbetingat mätfel på eget kapital.

Residualvinstmodellen bygger på prognoser av nettovinster för åren  $t = 1, 2, \dots, T$ , vilka tillsammans med prognoser av redovisat eget kapital i början av åren  $t = 1, 2, \dots, T$  omräknas till *residualvinster* (”*residual income*”) i summationstermen i höger led i (10). Parametern  $q$  utgör ett mått på skillnaden mellan *marknadsvärdet* på eget kapital och *redovisat* eget kapital i slutet av

<sup>37</sup> Se Anesten, Möller, Skogsvik & Skogsvik, ”The pricing accuracy of alternative equity valuation models: Scandinavian evidence”, *Journal of International Financial Management & Accounting*, 31, 2019.



år  $t = T$ . Vid denna tidpunkt förväntas företaget vara i ett "steady state", med en framtida lönsamhet som sammanfaller med ägarnas förräntningskrav.

För att RIV-modellen i (20) ska kunna användas för att estimeras  $ICC(Eq) = r_{E(nom)}^*$ , måste det företag för vilket kapitalkostnaden ska bestämmas vara börsnoterat och företagets nettovinster, utdelningar och mätfelet  $q$  måste kunna prognosticeras på ett tillförlitligt sätt. Ofta kan framtida nettovinster och utdelningar prognosticeras med hjälp av analytikerprognoser, eller baseras på företagets historiska nettovinster och utdelningar.<sup>38</sup> Med hjälp av estimerade *nukostnadsvärden* på företagets materiella tillgångar och estimerade marknadsvärden på rörelseskulder (främst *latent skatteskulder*) vid värderingstidpunkten  $t = 0$ , kan som regel robusta värden på  $q$  fast-ställas. Givet finansiell information av bra kvalitet, kan  $ICC(Eq) = r_{E(nom)}^*$  förväntas utgöra en valid mätning av förräntningskravet på i företaget satsat eget kapital.

Med ett urval av börsnoterade svenska elnätsföretag, skulle värden på  $r_{E(nom)}^*$  direkt kunna estimeras med hjälp av RIV-modellen. I avsaknad av detta, måste man i likhet med Ei's metod för att bestämma kovariansmättet  $\beta_A$  istället identifiera ett representativt urval av utländska börs-noterade elnätsföretag. Fortsättningsvis antas detta vara möjligt, med en tillämpning av samma kriterier<sup>39</sup> och tillvägagångssätt som Ei har använt.

Värden på  $r_{E(nom)}^*$  och  $r_{D(nom)}^*$  för utvalda utländska jämförelseföretag kan inte förväntas vara perfekt representativa för svenska elnätsföretag, bl.a. på grund av makroekonomiska skillnader avseende förväntad inflationstakt och räntenivåer, samt företagets kapitalstruktur och obeståndsrisk. Således fordras att:

$r_{E(nom)}^*$  för jämförelseföretagen omräknas till det förväntade värdet på förräntningskravet på eget kapital,  $r_{E(nom)}$ .

$r_{E(nom)}$  omräknas till att avse företag som är helt finansierade med eget kapital, ett mått som fortsättningsvis betecknas  $r_{U(nom)}$ .

$r_{U(nom)}$  omräknas till en rörelsemässig *riskpremie*, dvs. att utländsk riskfri ränta,  $r_{f(nom)}$ , subtraheras från  $r_{U(nom)}$ .

Den rörelsemässiga *riskpremien* för svenska elnätsföretag kan estimeras som ett medelvärde av  $r_{U(nom)} - r_{f(nom)}$  för de utländska jämförelseföretagen. Till detta medelvärde adderas svensk riskfri ränta, varvid ett *rörelsemässigt förräntningskrav*

<sup>38</sup> Se exempelvis Anesten, Möller, Skogsvik & Skogsvik, "The pricing accuracy of alternative equity valuation models: Scandinavian evidence", Journal of International Financial Management & Accounting, 31, 2019, s. 6-10.

<sup>39</sup> Ei har selekterat börsnoterade europeiska företag med sin rörelseverksamhet inriktad på eltransmission.

för svenska företag,  $\hat{r}_{U(nom)}$ , erhålls. Detta omräknas med hänsyn till den finansiella struktur som anses rimlig för svenska elnäts-företag till  $\hat{r}_{E(nom)}$ , vilket i sin tur omräknas till ett förräntningskrav motsvarande en "going concern",  $\hat{r}_{E(nom)}^*$ . Tillsammans med ett för svenska elnätsföretag lämpligt värde på låneräntan  $r_{D(nom)}^*$ , kan därefter ett nominellt avkastningskrav efter skatt för svensk elnätsverksamhet beräknas enligt uttrycket (18) ovan.

Låt exponenten ...<sup>(Utl)</sup> markera att en variabel eller parameter avser de utländska jämförelse-företagen och exponenten ...<sup>(Sv)</sup> att svenska elnätsföretag avses. Den ovan beskrivna ansatsen för att bestämma förräntningskravet  $r_{A(nom,es)}^*$  illustreras schematiskt i Figur 1. I figuren anges vilka formelsamband som är aktuella vid beräkningarna av de olika förräntningskraven. Sambanden är enligt följande:

$$(21) \quad r_{E(nom)}^{(Utl)} = r_{E(nom)}^* \cdot (1 - p_{fail}^{(Utl)}) - p_{fail}^{(Utl)}$$

$$(21') \quad \hat{r}_{E(nom)}^{*(Sv)} = (\hat{r}_{E(nom)}^{(Sv)} + p_{fail}^{(Sv)}) / (1 - p_{fail}^{(Sv)})$$

$$(22) \quad r_{U(nom)}^{(Utl)} = (r_{E(nom)}^{(Utl)} + r_{D(nom)}^{(Utl)} \cdot L^{(Utl)}) / (1 + L^{(Utl)})$$

$$(22') \quad \hat{r}_{E(nom)}^{(Sv)} = \hat{r}_{U(nom)}^{(Sv)} + (\hat{r}_{U(nom)}^{(Sv)} - r_{D(nom)}^{(Sv)}) \cdot L^{(Sv)}$$

där:

$$r_{D(nom)}^{(\dots)} = \text{nominellt förräntningskrav på finansiella}$$

skulder.

$L^{(\dots)}$  = finansiella skulder i relation till marknadsvärdet på eget kapital.

$$(23) \quad \overline{rpm}_U^{(Utl)} = r_{U(nom)}^{(Utl)} - r_{f(nom)}^{(Utl)}$$

$$(23') \quad \hat{r}_{U(nom)}^{(Sv)} = \overline{rpm}_U^{(Utl)} + r_{f(nom)}^{(Sv)}$$

där:

$$r_{f(nom)}^{(\dots)} = \text{nominell riskfri ränta.}$$

$$(24) \quad \overline{rpm}_U^{(Utl)} = \sum_n (rpm_U^{(Utl)} / N)$$

där:

$n = 1, 2, \dots, N$  = (betecknar) jämförelseföretag.

Beträffande *jämförelseföretagen* fordras följande information:

*Offentliga årsredovisningar* för åtminstone *tre historiska räkenskapsår* samt *börskurser* i slutet av den vecka under vilken företagens årsredovisningar publiceras (inträffar som regel i april eller maj för företag vars räkenskapsår sammanfaller med kalenderåret). Det är fördelaktigt om det finns *fem eller fler analytikerprognoser* avseende framtida netto-vinster och aktieutdelningar tillgängliga när företagens årsredovisningar publiceras.

Med tillgång till denna information kan  $r_{E(nom)}^{*(Utl)}$  beräknas för jämförelseföretagen med hjälp av RIV-modellen.

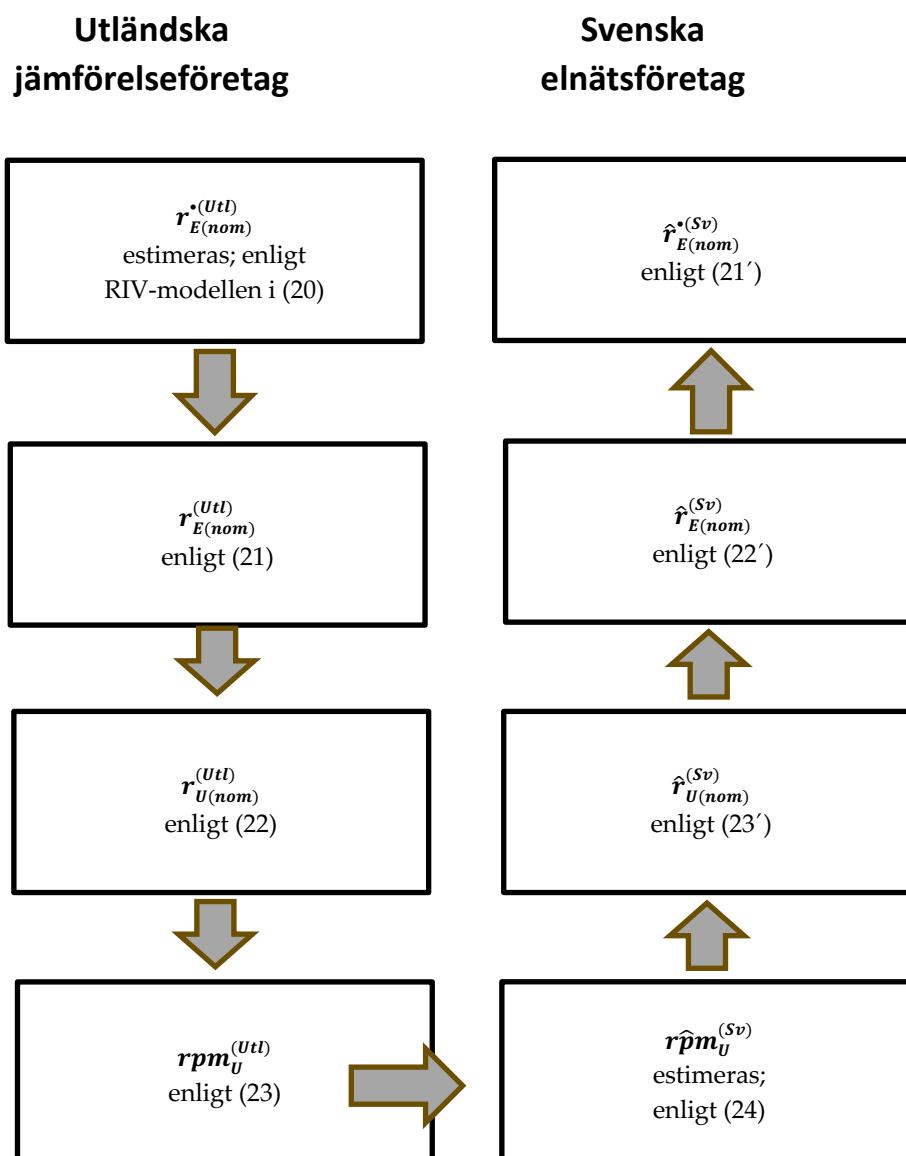
Jämförelseföretagens obeståndsrisk,  $p_{fail}$ , vid samma tidpunkt som  $r_{E(nom)}^{*(Utl)}$  estimeras. Om företagen har utestående låneobligationer med rating hos t.ex. Standard & Poor's och/eller Moody's, kan denna användas för att estimeras  $p_{fail}$ . I annat fall kan ifråga-varande sannolikheter estimeras med hjälp av företagets kontraktsevenliga låneräntor ("promised yield"),  $r_{D(nom)}^{*(Utl)}$ , på finansiella skulder och den återvinningsandel ("recovery rate") som långivarna kan förväntas erhålla om företagen går i konkurs. Därvid gäller:

$$(25) \quad r_{D(nom)}^{*(Utl)} = \left( r_{D(nom)}^{(Utl)} + p_{fail}^{(Utl)} \cdot (1 - RecR) \right) / (1 - p_{fail}^{(Utl)})$$

där:

$RecR$  = andel av marknadsvärdet på finansiella skulder som företagets långivare erhåller om företaget går i konkurs.

Förutsatt att långivarna är *riskneutrala*, sammanfaller  $r_{D(nom)}^{(Utl)}$  med den riskfria räntan,  $r_{f(nom)}^{(Utl)}$ , i det land som företaget har sin hemvist i. Med kännedom om  $p_{fail}$  kan därefter  $r_{E(nom)}^{*(Utl)}$  estimeras för jämförelseföretagen enligt (21).



Figur 1: Metod för att fastställa förräntningskravet  $r_{E(nom)}^{*(Sv)}$  för svenska elnätsföretag.

Jämförelseföretagens finansiella struktur  $L^{(Utl)}$  och låneräntan  $r_{D(nom)}^{(Utl)}$  vid den tidpunkt som  $r_{E(nom)}^{*(Utl)}$  estimeras. Marknadsvärdet på finansiella skulder kan typiskt sett antas sammanfalla med skuldernas bokförda värden och  $r_{D(nom)}^{(Utl)}$  kan approximeras med den riskfria räntan i de länder som företagen har sin hemvist i.

Med kännedom om  $L^{(Utl)}$  och  $r_{D(nom)}^{(Utl)}$  kan  $r_{U(nom)}^{(Utl)}$  beräknas enligt (22).

Riskfri ränta på lång sikt i jämförelseföretagens hemländer,  $r_{f(nom)}^{(Utl)}$ .

Med kännedom om  $r_{f(nom)}^{(Utl)}$  kan  $rpm_U^{(Utl)}$  bestämmas enligt (23).

Vad gäller de svenska elnätsföretagen, fordras följande information:

Svensk riskfri ränta på lång sikt,  $r_f^{(Sv)}$ .

Med kännedom om svensk riskfri ränta kan  $\hat{r}_{U(nom)}^{(Sv)}$  bestämmas enligt (23').

Det förväntade värdet på svenska elnätsföretags låneränta,  $r_{D(nom)}^{(Sv)}$ , och finansiella struktur,  $L^{(Sv)}$ . I linje med motsvarande antagande för jämförelseföretagen, kan  $r_{D(nom)}^{(Sv)}$  approximeras med den riskfria räntan,  $r_f^{(Sv)}$ . Finansiell struktur kan bestämmas som kvoten mellan redovisade finansiella nettoskulder och nettonukostnaden på rörelsekapital och nätanläggningar för ett urval av svenska elnätsföretag.

Med kännedom om  $r_{D(nom)}^{(Sv)}$  och  $L^{(Sv)}$  kan  $\hat{r}_{E(nom)}^{(Sv)}$  bestämmas enligt (22').

Obeståndsrisk  $p_{fail}^{(Sv)}$  för svenska elnätsföretag. I linje med motsvarande resonemang för jämförelseföretagen, kan obeståndsrisk estimeras med hjälp av den rating som representativa svenska elnätsföretag har erhållit av Standard & Poor's eller Moody's, alternativt beräknas genom en omskrivning av sambandet (25) ovan:

$$(25') \quad p_{fail}^{(Sv)} = \frac{r_{D(nom)}^{*(Sv)} - r_{D(nom)}^{(Sv)}}{r_{D(nom)}^{*(Sv)} + (1 - RecR)} \approx \frac{r_{D(nom)}^{*(Sv)} - r_f^{(Sv)}}{r_{D(nom)}^{*(Sv)} + (1 - RecR)}$$

Med kännedom om  $p_{fail}^{(Sv)}$  kan  $\hat{r}_{E(nom)}^{*(Sv)}$  bestämmas enligt (21').

Tillsammans med beräknade och/eller observerade värden på  $r_{D(nom)}^{*(Sv)}$ , skattesatsen  $T_c$  och finansiell struktur  $Eq^{(Sv)}$  (där  $Eq^{(Sv)} = 1/(1 + L^{(Sv)})$ ) kan  $\hat{r}_{E(nom)}^{*(Sv)}$  sättas in i (18), varvid  $\hat{r}_{A(nom,es)}^{*(Sv)}$  erhålls. Detta förräntningskrav sätts därefter in i (17), varvid Ei's måttal för real kapital-avkastning  $\hat{r}_{A(real,fs)}^{*(Sv)}$  erhålls.

## 5. ANGÅENDE INVESTERINGSKALKYLERING FÖR NÄTANLÄGGNINGAR

Ei's metod för att bestämma det reala avkastningskravet  $\hat{r}_{A(real,fs)}^{*(Sv)}$  utgår ifrån att långgivare och aktieägare blir kompenserade för sitt risktagande genom att förräntningskravet inkluderar en *riskpremie*. Detta är ett rimligt antagande vad gäller ett företags *obeståndsrisk*, eftersom denna ökar som en funktion av tidshorisonten. Det är dock långt ifrån självklart att den *rörelserisk* som är förknippad med nätanläggningar växer på det sätt som impliceras av en riskpremie som inkluderas i förräntningskravet. Sådana tillgångar har mycket lång livslängd, vilket kan medföra att kapitalvärden som beräknas med sådana riskjusterade förräntningskrav kan bli väsentligt *underskattade*. Det finns därför anledning att överväga andra ansatser vid ekonomiska bedömningar av sådana

investeringar. En möjlighet är därvid att nuvärdesberäkna s.k. *säkerhets-ekvivalenter* med den *riskfria räntan*.<sup>40</sup>

Sedvanlig investeringskalkylering med en riskpremie inkluderad i kalkylräntan, bygger på nedanstående värderingsmodell:

$$(26) \quad V_0(Proj) = \sum_{t=1}^T \frac{E_0(OpCF_{(nom,es)t}^*)}{(1 + r_{A(nom,es)}^*)^t}$$

där:

$OpCF_{(nom,es)t}^*$  = operativt kassaflöde efter bolagsskatt i slutet av år t.

$E_0(\dots)$  = förväntat värde av variabel (...).

Beräknade nuvärden enligt (26) baseras på *förväntade värden* på framtida operativa betalnings-flöden efter bolagsskatt, diskonterade med avkastningskravet  $r_{A(nom,es)}^*$ . Antag exempelvis att följande gäller för en projekterad nätsanläggning:

$E_0(OpCF_{(nom,es)t}^*) = 30$  mkr i slutet av framtida år.

Ekonomisk livslängd = 40 år.

Riskfri ränta  $r_f = 2,0$  % och  $r_{A(nom,es)}^* = 6,0$  %.

Med ovanstående numeriska värden blir kapitalvärdet på den projekterade nätsanläggningen:

$$(26') \quad V_0(Proj) = \sum_{t=1}^{40} \frac{30}{(1,06)^t} = 451,39 \text{ mkr}$$

Med ett nuvärde på 451,39 mkr, skulle det vara positivt värdeskapande för elnätsföretaget att anta investeringsprojektet om investeringsutgiften är lägre än 451,39 mkr.

I ovanstående beräkning diskonteras framtida betalningsflöden med förräntningskravet  $r_{A(nom,es)}^* = 6,0$  %, inkluderande riskpremien  $rpm_A = 6,0$  % - 2,0 % = 4,0 %. Nuvärdet av det betalningsflöde som inträffar om t.ex. 1 år är därmed  $30/1,06 = 28,30$  mkr, vilket betyder att det förväntade värdet reduceras med  $30 - 30/1,02 = 0,59$  mkr eftersom det inträffar om 1 år, och  $(30 - 28,30) - 0,59 = 1,11$  mkr på grund av dess rörelserisk. Nuvärdet av det betalningsflöde som inträffar efter t.ex. 25 år är  $30/(1,06)^{25} = 6,99$  mkr, dvs.  $(30 - 6,99) = 23,01$  mkr lägre än det förväntade värdet. Om betalningsflödet hade varit *riskfritt*, hade nuvärdet varit  $30 - 30/(1,02)^{24} = 11,71$  mkr lägre än det förväntade värdet. Med en riskpremie  $rpm_A = 4,0$  % inkluderad i förräntningskravet, reduceras således betalningsflödets nuvärde

<sup>40</sup> Se t.ex. Robichek & Myers, "Optimal Financing Decisions", Prentice-Hall, Inc, 1965.

med  $(23,01 - 11,71) = 11,30$  mkr. När nuvärdesberäkningar görs med det riskjusterade förräntningskravet är således risk-kompensationen ca 10 gånger större för betalningsflödet som förväntas inträffa om 25 år jämfört med betalningsflödet om 1 år. Förvisso är detta bara rimligt om betalningsflödet om 25 år är förknippat med väsentligt högre rörelserisk än betalningsflödet om 1 år.

Beträffande investeringar i nätanläggningar med livslängder på 40 – 60 år, ökar rörelserisken i framtida betalningsflöden knappast med den "ränta-på-ränta" effekt som impliceras vid en nuvärdesberäkning med ett riskjusterat förräntningskrav. Ett sätt att hantera detta är att ersätta förväntade betalningsflöden med s.k. *säkerhetsekvivalenter*<sup>41</sup> och diskontera dessa med *riskfri ränta*. En sådan värderingsmodell kan skrivas:

$$(27) \quad V_0(Proj) = \sum_{t=1}^T \frac{cer_t \cdot E_0(OpCF_{(nom,es)t}^*)}{(1+r_f)^t}$$

där:

$cer_t$  = säkerhetsekvivalent dividerad med förväntat värde på betalningsflöde i slutet av år  $t$ .

Täljarna i summationstermen i värderingsmodellen (27) utgörs av *säkerhetsekvivalenter*, beräknade som  $cer_t$  ("certainty equivalent ratios") multiplicerade med förväntade värden på  $OpCF_{(nom,es)t}^*$ . Eftersom rörelserisken för betalningsflödena förvisso inte kan förväntas minska över tiden, kan  $cer_t$  skrivas:

$$(28) \quad cer_t = cer_1 \cdot \varphi^{t-1},$$

$$0 < \varphi \leq 1,0.$$

I ovanstående exempel var  $cer_t$  år 1 respektive år 25:

$$(28') \quad \frac{cer_1 \cdot 30}{1,02} = \frac{30}{1,06}$$

$$\Rightarrow cer_1 = \mathbf{0,9623} \text{ år 1.}$$

$$(28'') \quad \frac{cer_{25} \cdot 30}{(1,02)^{25}} = \frac{30}{(1,06)^{25}}$$

$$\Rightarrow cer_{25} = \mathbf{0,3823} \text{ år 25.}$$

<sup>41</sup> En säkerhetsekvivalent är det riskfria belopp som en kapitalplacering är villig att acceptera i utbyte mot ett betalningsflöde som är förknippat med risk.



När betalningsflödena nuvärdesberäknades med  $r_{A(nom,es)}^* = 6,0\%$ , implicerades att  $cer_1 = 0,9623$  det första året  $t = 1$  och  $cer_{25} = 0,3823$  det 25:e året  $t = 25$ . Det senare betalningsflödet har således tilldelats en säkerhetsekvivalent som är mindre än 40 % av värdet på säkerhetsekvivalenten det första året.

Notera att  $cer_{25}$  sammanfaller med  $(cer_1)^{25} = (0,9623)^{25} = 0,3823$ , dvs.  $\varphi = cer_1$  i uttrycket (28) ovan. Observationen illustrerar ett generellt samband mellan värderingsmodellerna (26) och (27).  $V_0(Proj)$  blir detsamma i modellerna om  $cer_1 = \frac{1+r_f}{1+r_f+rpm_A}$  och  $\varphi = cer_1$ . En nuvärdes-beräkning med ett riskjusterat förräntningskrav enligt (26) implicerar således en över tiden *geometriskt ökande rörelserisk* i framtida betalningsflöden.

Avslutningsvis kan noteras att nuvärdet på den projekterade nätanläggningen blir väsentligt högre om rörelserisken skulle bedömas vara *oförändrad över tiden*. I så fall är  $cer_t = cer_1 = 0,9623$ , varvid  $V_0(Proj)$  blir:

$$(28) \quad V_0(Proj) = \sum_{t=1}^{40} \frac{cer_1 \cdot E_0(OPCF_{(nom,es)t}^*)}{(1+r_f)^t} = \sum_{t=1}^{40} \frac{0,9623 \cdot 30}{(1,02)^t} =$$

**789,7**

Värdet på nätanläggningen ökar således från 451,39 mkr till 789,70 mkr om rörelserisken i framtida betalningsflöden bedöms vara densamma samtliga år. Förvisso är detta inte en trivial värdeökning – nätanläggningen skulle i så fall vara positivt värdeskapande för elnätsföretaget om investeringsutgiften inte överstiger 789,70 mkr, dvs. en utgift som är 75 % större än vad som befanns vara möjligt med det riskjusterade förräntningskravet i (26') ovan.

Generellt kan visas att en värdering baserad på säkerhetsekvivalenter enligt (27) alltid ger ett högre nuvärde än en värdering med ett riskjusterat förräntningskrav enligt (26) när  $E_0(OPCF_{(nom,es)t}^*) > 0$  samtliga år  $t = 1, 2, \dots, t+N$  och  $\varphi > (1+r_f)/(1+r_f+rpm_A)$ . Värdet blir således högre enligt (27) även om rörelserisken ökar över tiden, betingat att  $\varphi$  överstiger gränsvärdet  $(1+r_f)/(1+r_f+rpm_A)$ .<sup>42</sup>

<sup>42</sup> Om t.ex.  $\varphi = 0,97$  i det numeriska exemplet, blir enligt (27)  $V_0(Proj) = \sum_{t=1}^{40} \frac{0,9623 \cdot (0,97)^{t-1} \cdot 30}{(1,02)^t} = 500,06$  mkr, vilket överstiger 451,39 mkr enligt (26).

## Bilaga C: Om elnätregleringen i Norge och Danmark

*Eirik S Amundsen*

### Inntektsrammeregulering av strømnettselskap i Norge

#### INNLEDNING

Strømnettselskapene er såkalte naturlige monopoler og er underkastet regulering. I Norge, som i de andre nordiske land, anvendes inntektsrammeregulering hvor selskapene får beregnet en «tillatt inntekt» som danner rammen for hvor meget selskapene kan ta inn av inntekter.

*Reguleringsmyndigheten for energi* (RME) er reguleringsmyndighet for strømnettselskapene i Norge og utfører regulering med bakgrunn i «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer» (Lovdata, 1999 med senere endringer).<sup>43</sup>

Inntektsrammereguleringen i Norge er ett-årig, dvs. at det hvert år beregnes en tillatt inntekt for hvert selskap. Til sammenlikning er reguleringsperioden 4 år i Sverige og 5 år i Danmark.

#### BAKGRUNNSINFORMASJON OG NØKKELTALL

Strømnettet i Norge er inndelt i tre nivåer: sentralnett, regionalnett og lokale distribusjonsnett. Den samlede lengden på nettet var ca. 356.000 km ultimo 2021.

Sentralnettet drives av Statnett SF som er et statsforetak eid av Olje- og Energidepartementet. Staten eier over 95 % av sentralnettet, mens det resterende eies av regionale nettselskaper som igjen er eid av fylkeskommuner og noen private selskaper. Statnett er systemansvarlig og følger statens prinsipper for såkalt «godt eierskap».

Regionalnettet drives av de større nettselskapene som også er tungt inne i lokal distribusjon. Dette er selskap som Elvia, BKK Nett, Tensio, Skagerak Nett, og Agder Energi Nett.

#### De største selskapene med lokal distribusjon

Per 2021 var det 97 nettselskap inkl. Statnett og 88 nettselskap med lokalt distribusjonsnett. Det har vært en kraftig reduksjon i antallet de senere år som følge av fusjoner. Tabell 1. viser de 10 største nettselskap etter antall abonnenter

<sup>43</sup> For en generell bakgrunn for inntektsreguleringen, se NOU 2022:6.

ultimo 2021. Disse står for ca. 70% av den samlede kundemasse på 3,3 millioner abonnenter i det lokale distribusjonsnettet.

Nr.	Selskap	Antall abonnenter
1	Elvia AS	952.065
2	BKK Nett AS	262.158
3	Lede AS	210.988
4	Agder Energi Nett	210.319
5	Tensio TS AS	177.523
6	LNett	159.056
7	Arva AS	120.765
8	Norgesnett AS	99.944
9	Glitre Energinett AS	99.944
10	Tensio TN AS	89.377

Tabell 1. De ti største nettselskapene i Norge etter antall abonnenter i 2021

Kilde: NVE, 2022, «Utviklingen i nøkkeltall for nettselskap», NVEs hjemmeside, 2023

## Eierform

Inntil for et par år siden var det kun de store nettselskapene med mer enn 100.000 abonnenter som hadde plikt til å være selskapsmessig og funksjonelt skilt fra sine tidligere integrerte kraftselskap som også stod for produksjon og omsetning. Men fra og med 1.1.2021 er kravet at alle selskap med inntektsramme må være rene nettselskap, og at alle nettselskap med flere enn 30 000 abonnenter også må ha gjennomført det funksjonelle skille. Det funksjonelle skillet innebærer blant annet at personer i ledelsen i nettselskapene ikke kan delta i ledelsen i andre selskap i konsernet som driver med annen virksomhet. (Se NVE: «Utvikling av nøkkeltall for nettselskap, 2023 og Energifakta – Norge, OED, 2023)

Så og si samtlige nettselskap er organisert som rene aksjeselskap med unntak av et par selskap som er organisert som samvirkeselskap og aksjeselskap med begrenset ansvar. Nettselskapene utdeler utbytte til sine eiere som stort sett kun består av kommuner, fylkeskommuner og stat. Ofte har nettselskapene mange eiere.

### Bokført verdi, nettleie og avkastning

Den totale bokførte verdi i nettselskapene var på 155 milliarder kroner i 2021. De bidragsfinansierte nettanleggene hadde en verdi på 16 milliarder kroner, slik at den totale verdien av det norske strømmettet kan anslås til 171 milliarder per 2021. Totalt, inkludert både egen- og bidragsfinansiering, investerte nettselskapene i overkant av 17 milliarder kroner i det norske strømmettet i løpet av 2021. (Se NVE: Utviklingen i nøkkeltall for nettselskap, 2023).

Fra og med 1. juli 2023 ble det innført en ny generell ordning for nettleie i Norge. Nettleien består av et kapasitetsledd og et energiledd. Det nye er at kapasitetsleddets størrelse, i motsetning til tidligere, er avhengig av mengden strøm som er brukt i de tre timene som hadde høyest strømforbruk i en måned.

Vektet avkastning for sum av nettvirksomheten var på 4,80 prosent i 2021. Dette fordelte seg på 3,69 prosent for transmisjonsnettet, 4,36 prosent for regionalnettet og 6,09 prosent for det lokale distribusjonsnettet. Referanserenten for 2021 var 5,37 prosent. Avkastning beregnes som nettvirksomhetens driftsresultat i prosent av avkastningsgrunnlaget. Avkastningsgrunnlaget er beregnet som gjennomsnittet av inngående og utgående bokført verdi av nettanleggene pluss én prosents tillegg for netto arbeidskapital. Tabell 2. viser utviklingen i avkastningen for nettselskaper fra 2013 til 2021. Som det fremgår er det ikke uvanlig at avkastningen ligger over referanserenten, spesielt når det gjelder lokale distribusjonsnett.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Transmisjonsselskap	4,08	3,15	9,27	6,97	4,83	7,47	7,93	4,85	3,80
Regionalselskap	12,13	3,04	5,94	10,75	5,87	5,17	5,53	4,78	4,36
Lokalselskap	12,71	3,31	6,49	11,98	6,22	6,51	5,86	5,62	6,09
Sum	10,11	3,32	7,36	9,95	5,67	6,60	6,62	5,15	4,80
Referanserente	6,90	6,61	6,32	6,32	6,12	6,10	5,69	5,15	5,37

Tabell 2. Utviklingen i nettselskapenes avkastning og referanserente i Norge

Kilde: NVE, 2023 a), «Utvikling i nøkkeltall for nettselskap», Digital rapport NVE, og NVE 2023 c): «Historiske parameterverdier for referanserenten», NVEs hjemmeside, 2023

For å bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av regional- og transmisjonsnettet gjennom koordinerte, langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling, er det fastsatt en ordning med kraftsystemutredninger (KSU). NVEs «Forskrift av 7. desember 2012 om energiutredninger fastsetter krav til innholdet i og utarbeidelsen av kraftsystemutredningene. Her heter det bl.a.: «Kraftsystemutredningene beskriver dagens kraftnett, forbruk og produksjonsdata, nåværende og framtidige overføringsforhold samt forventede tiltak.» Videre heter

det: «Før nettselskapene kan sende melding om nye, store kraftledninger, skal det gjennomføres en ekstern kvalitetssikring av selskapets behovsanalyse og en utredning av konseptet.»

## INNTEKTSRAMMESYSTEMET<sup>44</sup>

### Formålet med reguleringen

RME uttrykker formålet med reguleringen på følgende måte: «Formålet med den økonomiske reguleringen av nettselskaper er å sikre en samfunnsmessig rasjonell nettvirksomhet gjennom å legge til rette for en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av strømmettet.» (NVE, 2021).

RME uttrykker videre at innteksreguleringen sikter mot å gi insentiver til at nettselskapene kan utføre sine oppgaver og plikter med riktig kvalitet og ressursbruk for derigjennom å nå sine mål som kan være økt overskudd eller riktig (rimelig) pris for strømleveringen (se Faktaark 2021/1). Mer presist skal det gis insentiver til:

- Kostnadseffektivitet ved at nettselskapene kan øke sin avkastning hvis de klarer å legge om til en mer effektiv drift, utvikling og utnyttelse av nettet.
- God leveringspålitelighet gjennom KILE-ordningen (Kvalitetsjusterte innteksrammer ved ikke-levert energi) som straffer bortfall av leveranser.
- Gode løsninger for fremtiden gjennom støtte til FoU.

Innteksreguleringen er innrettet på en slik måte at bransjen totalt sett får dekket sine kostnader, avskrivninger og en rimelig avkastning på investert kapital, men enkeltvis må nettselskapene konkurrere om fordelingen av den totale inntekten.

RME skriver (Faktaark 2021/1): «Denne konkurransen simulerer et marked blant monopolselskapene, som igjen bidrar til å redusere det totale kostnadsnivået i bransjen. Dette kommer til slutt nettkundene til gode gjennom lavere nettleie.»

Videre skriver RME (Faktaark 2021/2): «Innteksreguleringen gir ikke bare insentiver til å være kostnadseffektiv, men også til å forbli kostnadseffektive. Dette henger sammen med at vi gjennomfører nye sammenlignende analyser hvert år.

Dermed må nettselskapene stadig ta nye grep for å bli eller forbli kostnadseffektive.»

### Tillatt inntekt

Tillatt inntekt uttrykker et nettselskaps maksimale tillatte inntekt fra nettleie. Denne inntekten skal dekke nettselskapets kostnader forbundet med drift, vedlikehold og oppgradering av nettet, i tillegg til en rimelig avkastning av investert kapital.

Tillatt inntekt (TI) for år  $t$ , beregnes ut ifra følgende formel:

<sup>44</sup> Fremstillingen bygger på informasjon fra diverse Faktaark utarbeidet av NVE/RME og NVE/RME-notatet «Om reguleringen av strømmettselskapenes inntekter» (2021). Fokus i denne fremstillingen er på lokal distribusjon.

$$TI_t = IR_t + E_t + KON_t + FoU_t - KILE_t + TE_t$$

hvor:

$IR_t$ : Inntektsramme

$E_t$ : Eiendomsskatt

$KON_t$ : Kostnader til overliggende strømnnett (Inkludert Statnett)

$FoU_t$ : Kostnader knyttet til forskning og utviklingsprosjekter.

$KILE_t$ : Kostnader ved ikke levert energi.

$TE_t$ : Justering for tidsetterslep for investeringer over to år:  $(AVS_t - AVS_{t-2}) + r_t^{NVE} (AKG_t - AKG_{t-2})$

$AVS$ : Avskrivninger av investert kapital

$AKG$ : Avkastingsgrunnlag, består av selskapets bokførte verdier, tillagt 1% arbeidskapital.

$r_t^{NVE}$ : Referanserente, rente som skal gi nettselskapene en rimelig avkastning.

Tillatt inntekt består dermed av en beregnet inntektsramme pluss selskapets andre kostnader som angitt. Ikke levert energi (KILE) gir selskapene en reduksjon i tillatt inntekt, som fører til redusert nettleie for kundene. Sammenhengene er illustrert i Fig. 1.

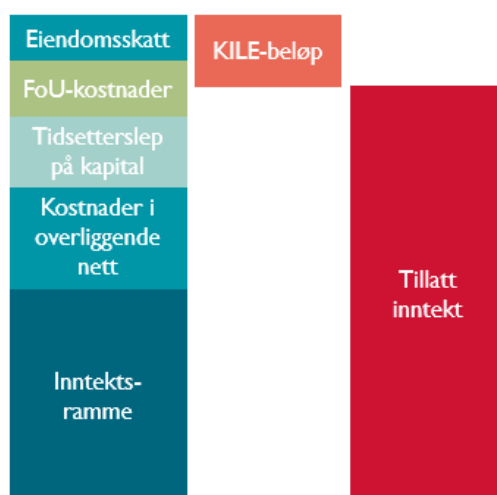


Fig. 1. Beløpsposter i tillatt inntekt Kilde: RME, Faktaark 2021/1.

Dersom det, ved årets slutt, viser seg at nettselskapets faktiske inntekt overstiger tillatt inntekt, må selskapet tilbakebetale differansen i form av redusert nettleie

fremover i tid. Dersom det omvendte er tilfelle, kan de hente inn differansen gjennom økt nettleie senere.

### Inntektsramme, kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm

Inntektsrammen (IR) fastsettes hvert år for hvert enkelt nettselskap. Den baserer seg på kostnader som selskapet har hatt to år tidligere og består av kostnadsgrunnlaget ( $K_t$ ), som er selskapets faktiske kostnader med tillegg av hva RME anser for å være rimelig avkastning på investert kapital, og kostnadsnormen ( $K_t^*$ ), som er et estimat på hva kostnadene til selskapet ville vært, dersom det var like effektivt som et nettselskap<sup>45</sup> av samme type som var det mest effektivt regnet som et gjennomsnitt over siste 5-årsperiode. Kostnadsgrunnlaget vektes 30% og kostnadsnormen vektes 70%, altså:

$$IR_t = 0,3K_t + 0,7K_t^*$$

Dersom vekten til kostnadsgrunnlaget var satt til 1, ville det kun være de faktiske kostnadene som bestemte inntektsrammen. Da ville det ikke være noen insentiver til kostnadsbesparelser. Dersom vekten var satt til 0, ville det kun være kostnadsnormen som bestemte inntektsrammen. Da ville Inntektsrammen være helt eksogen for selskapet, og insentivene til å redusere kostnader ville da være størst mulig.

Er selskapet mer effektivt enn det mest effektive selskapet<sup>46</sup> av samme type, vil de faktiske kostnadene inkludert normert avkastning (kostnadsgrunnlaget) til selskapet være lavere enn kostnadsnormen, slik at inntektsrammen blir høyere enn kostnadsgrunnlaget. Dette fører til at selskapet kan få et større overskudd enn det som svarer til at inntektsrammen kun var basert på faktiske kostnader og normert avkastning.

Sammenhengene er illustrert i Fig.2. Figuren illustrerer også at et selskap som er mindre effektivt enn gjennomsnittet får en høyere inntektsramme (fordi det også legges positiv vekt på faktiske kostnadene) enn det et gjennomsnittlig effektivt selskap får, og omvendt for et selskap som er mer effektivt enn gjennomsnittet. Men selv om det mindre effektive selskapet får en høyere inntektsramme og dermed kan ta høyere priser enn det som et ellers identisk mer effektivt selskap kan, vil det ikke være mer lønnsomt fordi inntektsrammen ikke dekker selskapets faktiske kostnader inkludert normert avkastning. For et ellers identisk selskap som er mer effektivt enn gjennomsnittet, vil inntektsrammen og prisene være lavere, men lønnsomheten høyere fordi inntektsrammen dekker mer enn de faktiske kostnadene inkludert normert avkastning.

<sup>45</sup> Det mest effektive selskapet kan godt være et «virtuelt» selskap som er konstruert ut fra effektivitetsinformasjon fra effektive selskaper som ligger tett på å være av samme type som selskapet som betraktes. Se lengre nede i teksten.

<sup>46</sup> Dette kan godt skje fordi et selskaps effektivitet beregnes ut fra siste års kostnader, mens det mest effektive selskapet er regnet som et gjennomsnitt over siste 5-årsperiode. Hvis selskapet man skal beregne effektiviteten av har vært særlig effektivt det siste året, kan det godt skåre bedre på effektivitet enn det mest effektive selskapet.





Fig. 2. Avkastningen avhenger av nettselskapets kostnadseffektivitet Kilde: RME, Faktaark 2021/1.

Elementene som inngår i beregningen av inntektsrammen forklares nedenunder.

#### *Kostnadsgrunnlaget ( $K_t$ )*

Kostnadsgrunnlaget består av drifts- og vedlikeholdskostnader fra to år tilbake i tid og er oppjustert med konsumprisindeks (KPI) for å kunne estimere årets kostnader. Kostnadsgrunnlaget omfatter også rimelig avkastning på investert kapital. Formelen for kostnadsgrunnlaget er følgende:

$$\text{Der: } K_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) \left( \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} \right) + P_t NT_{t-2} + AVS_{t-2} + r_t^{NVE} AKG_{t-2}$$

Hvor:

DV: Drifts- og vedlikeholdskostnader

KILE: Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi

KPI: Konsumprisindeks ( $KPI_t/KPI_{t-2}$ ) gir et mål på inflasjon

NT: Nettap i MWh

P: Gjennomsnittlig strømpris i området

AVS: Avskrivninger på investert kapital

AKG: Avkastningsgrunnlag som utgjøres av selskapets bokførte verdier, tillagt 1% arbeidskapital.

$r_t^{NVE}$ : Referanserente basert på kapitalkostnader som skal gi nettselskapene en rimelig avkastning.

I tillegg til drifts- og vedlikeholdskostnader, er kapitalkostnader inkludert. Kapitalkostnadene utgjøres av kostnader for avskrivninger og rimelig avkastning av

investert kapital. Sistnevnte fremkommer ved å multiplisere avkastningsgrunnlaget med referanserenten.

KILE-beløpet inngår som en kostnad, på lik linje med andre kostnader selv om selskapene ikke har direkte utgifter ved strømavbrudd. Hensikten med KILE-beløpet er å få selskapene til å ta hensyn til kostnadene som kundene har ved strømavbrudd. Dette fører til høyere beregnet inntektsramme, men siden KILE-beløpet ikke er en direkte kostnad for selskapet, blir KILE-beløpet trukket fra i tillatt inntekt. I tilfeller med langvarige avbrudd (over 12 timer) kan selskapene bli pålagt å betale kompensasjon til kundene. Denne kompensasjonsordningen for langvarige leveransebortfall går under betegnelsen USLA («Utbetaling ved svært langvarige avbrudd»). USLA tas ikke hensyn til ved beregning av inntektsramme, dvs. USLA inngår hverken i kostnadsgrunnlaget eller i tillatt inntekt.

Sammenhengene er illustrert i Fig. 3.

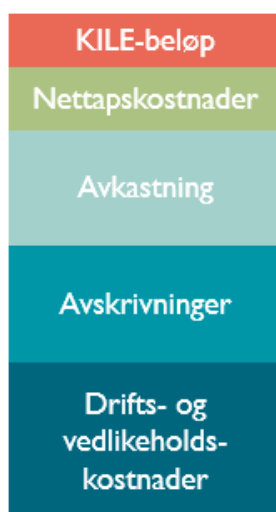


Fig. 3. Kostnadselementer i kostnadsgrunnlaget. Kilde: RME, Faktaark 2/2021

### Kostnadsnormen ( $K_t^*$ )

Kostnadsnormen er et mål på hva totalkostnaden i et nettselskap skulle vært dersom de utførte oppgavene sine på en mest effektiv måte, hensyn tatt til ulikheter selskaper i mellom og ulike rammevilkår som selskapene arbeider under (geografiske, klimatiske og miljømessige forhold). Den beregnes ved at kostnadsgrunnlaget multipliseres med en effektivitetsskåre med tillegg for kalibrering. Kostnadsnormen er i stor grad frikoplet fra selskapets egne kostnader og selskapet kan kun påvirke sin kostnadsnorm ved endringer i effektivitetsskåren.

$$K_t^* = K_t * \text{effektivitetsskåre} + \text{tillegg for kalibrering}$$

Kostnadsnormen beregnes i tre trinn.

### Trinn 1: DEA-modell (sammenliknende analyser)

Her måles selskapene mot hverandre og rangeres ut fra hvor mye ressurser de bruker på å bygge, drifte og vedlikeholde nettinfrastrukturen. Som beskrevet får hvert selskap en effektivitetsskåre ut fra hvor effektive de er. Som input benyttes kostnadsgrunnlaget og som output (såkalte «oppgaver») benyttes antall kunder, antall nettstasjoner og kilometer høyspent nett. (For de regionale distribusjonsnett benyttes vektete verdier av luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og stasjonskomponenter). Disse størrelsene fanger opp hvilke oppgaver nettselskapet står ovenfor og er ment å gi rimelige estimater på hvor stor etterspørsel nettselskapet har og hvordan etterspørselen er distribuert innen forsyningsområdet.

Effektivitetsskåren for det enkelte selskap beregnes ut fra hvor langt fra effektivitetsfronten de ligger. Effektivitetsfronten dannes på basis de faktisk mest effektive selskapene (målt som historisk gjennomsnitt over siste femårsperiode) når det gjelder å ha størst output (mest kunder, størst antall nettstasjoner, flest km høyspentnett) per kr. i kostnadsgrunnlaget. I Fig. 4., er de faktisk mest effektive selskapene representert ved  $S_1$ ,  $S_2$  og  $S_3$ . Fronten lages kontinuerlig ved å danne virtuelle effektive selskaper basert på lineærkombinasjoner (gjennomsnitt) av output per kr. i kostnadsgrunnlaget for de faktisk mest effektive selskapene. I Fig. 4. er virtuelle selskaper illustrert med  $S_4^*$  og  $S_5^*$ . På denne måten kan effektiviteten til et gitt selskap, f.eks. selskap  $S_4$  sammenliknes med effektiviteten til det virtuelt mest effektive selskapet ( $S_4^*$ ) av samme type (et selskap som har samme forholdstall mellom output variablene som selskapet som betraktes, f.eks. antall kunder/antall km høyspentnett). Effektivitetsskåren for selskap  $S_4$ , er da gitt ved avstanden langs strålen fra origo til  $S_4$ , delt på avstanden fra origo til  $S_4^*$ .

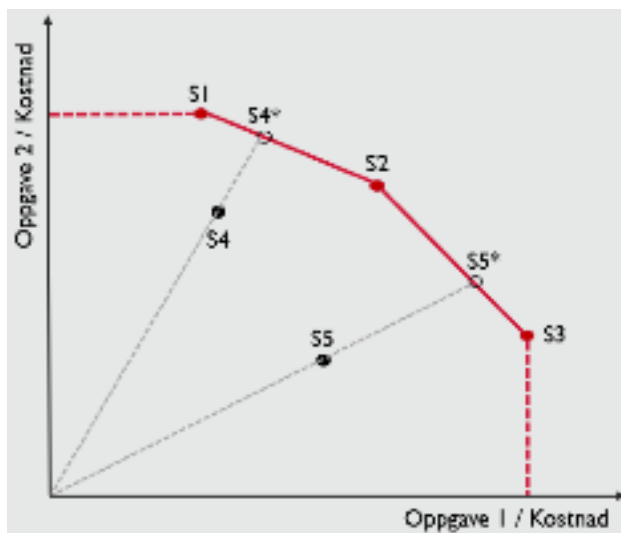


Fig. 4. Illustrasjon av metode til å sammenlikne selskaper med DEA. Kilde: RME, Faktaark 2021/4

### Trinn 2: Rammevilkårskorrigerings

Effektivitetsskåren justeres positivt eller negativt) for hvor vanskelige rammevilkår (geografiske, klimatiske, miljømessige) selskapet har. En rekke faktorer inngår (bl.a. andel jordkabler, andel luftlinjer i barskog med høy veksthastighet, terrenghelning, vindstyrke, avstand til kyst, antall øyer etc.). Selskap med lette rammevilkår får et fradrag i effektivitetsskåren, mens selskap med vanskelige rammevilkår får et tillegg i effektivitetsskåren. Enkelte selskaper kan dermed få en effektivitetsscore på over 100 prosent.

### Trinn 3: Kalibrering av kostnadsnormer

Det norske Inntektsrammesystemet er utformet på en slik måte at bransjen som helhet skal få dekket sine kostnader i tillegg til en rimelig avkastning på investert kapital. Dette innebærer at summen av de endelige kostnadsnormene må være lik summen av kostnadsgrunnlagene. Pga. beregningsmetoden for kostnadsnormen som sammenlikner faktiske effektivitet i selskapene med kostnadseffektive selskaper som ligger på effektivitetsfronten, vil summen av beregnede kostnadsnormer være lavere en summen av kostnadsgrunnlagene i bransjen (typiske effektivitetsscorer er mindre enn 1). Summen av kostnadsnormer må derfor økes (kalibreres) slik at den blir lik summen av kostnadsgrunnlagene. Det gjøres ved at differansen mellom summen av kostnadsgrunnlaget og summen av kostnadsnormene fordeles mellom selskapene basert på deres andel av bransjens totale avkastningsgrunnlag.

Når året er omme er det behov for en ytterligere kalibrering, pga. avvik mellom antatt inflasjon og faktisk inflasjon. Differansen mellom samlede forventede kostnader og samlede faktiske kostnader for året som gikk, blir fordelt mellom selskapene basert på deres andel av bransjens totale avkastningsgrunnlag.

### Referanserente

RME fastsetter en referanserente som benyttes i inntektsreguleringen. Den beregnes, basert på estimater av parameterne som inngår, i oktober, i forbindelse med varsel om kommende års inntektsramme. Deretter estimeres den to ganger i løpet av året som inntektsrammen gjelder for (i juni og oktober). Når året er omme vedtas endelig referanserente basert på faktisk parameterverdier. Dette skjer i forbindelse med endelig vedtak om inntektsrammer som finner sted i februar året etter inntektsrammeåret.

Referanserenten beregnes ved hjelp av en WACC-modell som anslår nettselskapene vektete gjennomsnittlige kapitalkostnad der kostnaden til egenkapital beregnes basert på kapitalverdimodellen (CAPM). WACC-formelen er definert i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-3. Den kan uttrykkes som:

$$r = \frac{(1-G)(R_f + Infl + \beta_e MP)}{1-s} + G(Swap + KP)$$

Der:

G: Gjeldsandel. Denne er fastsatt til 60 prosent

**Rf: Nøytral realrente.** Denne er fastsatt til 1,5 prosent for 2023. RME skriver følgende (RME Faktaark, 2021/8): «Den nøytrale realrenten er det nivået på realrenten som gjør at pengepolitikken verken er ekspansiv eller kontraktiv. Norges Bank definerer den nøytrale realrenten som den renten som er forenelig med en balansert utvikling i økonomien på mellomlang sikt, som normalt vil si fem til ti år. I et notatet I Faktaark 2021/8 står det: «Frem til 2012 brukte vi årlige priser på norske statsobligasjoner som et estimat på den nøytrale renten i WACC-modellen. Fra 2013 gikk vi over til å bruke en fast nøytral realrente på 2,5 prosent. Vi mente at en fast rente ville bidra til økt stabilitet og god forutsigbarhet for investorer, noe som ville tiltrekke kapital i en tid med stort behov for investeringer og fornyelse av strømmettet. I 2019 endret vi den nøytrale realrenten fra 2,5 til 1,5 prosent på grunn av endringer i finansmarkedene de siste årene og utsiktene om et redusert nivå.»

**Infl: Årlig justering for inflasjon.** Den er beregnet som et gjennomsnitt av KPI indeksen fra de to foregående år og for anslått KPI for de to neste år.

**βe: Egenkapitalbeta.** Denne er fastsatt til 0,875 i 2023 og har vært konstant siden 2007. RME (Faktaark 2021/8) skriver: «Fra og med 2007 har vi brukt en forretningsbeta på 0,35 i WACC-modellen, som gir en egenkapitalbeta på 0,875. Denne er basert på observerte forretningsbetaer for et utvalg europeiske energiselskaper, betraktninger lagt til grunn av flere «corporate finance»-selskaper, og på vurderinger andre europeiske reguleringsmyndigheter har gjort i forhold til risikoen i nettvirksomhet.»

**MP: Fast markedspremie.** Denne er fastsatt til 5 prosent for 2023. RME skriver (Faktaark 2021/8): «Vi bestemte at 4,5 prosent var et fornuftig nivå på markedspremien i WACC-modellen fra 2007. Basert på oppdaterte undersøkelser av risikopremie, økte vi markedspremien til 5 prosent fra 2013. Vi gjorde en ny vurdering av markedspremien i 2017, men vi konkluderte med å holde den uendret på 5 prosent.»

**s: Skattesats for nettselskaper**

**Swap:** Denne er beregnet som et gjennomsnitt av 5-årig swaprente.

**KP: Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kreditttrisikopremie.** RME skriver (Faktaark, 2021/8): «Fra 2019 benytter vi kraftkurvene 1-3, inkludert halv- kurvene 1/2 og 2/3, fra Nordic Bond Pricing (NBP) som et estimat på kredittpremier i det norske kraftmarkedet. Det er kraftkurve 1 som inkluderer selskapene med høyest kredittkvalitet. På den måten vil også kraftkurve 1 vise en lavere kredittpremie sammenlignet med kraftkurve 2 og 3. Vi vekter kraftkurvene med antall selskaper som inngår i hver av dem.»

Foreløpig anslag for referanserenten for 2024 er: 8,26 (per desember, 2023). Siden 2007 har referanserenten variert mellom 4,2 % (i 2012) og 7,83 % (i 2007).

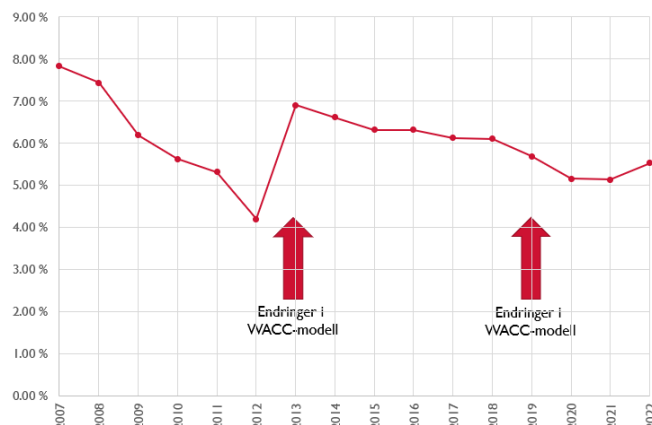


Fig. 5. Endringer i referanserenten over tid. Kilde: NVE (RME), Faktaark 2021/8

## PÅGÅENDE ARBEID MED MODELL FOR BEREGNING AV KOSTNADSNORMEN

RME opplyser at det pågår arbeid med en rekke tema for å forbedre beregningen av kostnadsnormen. Blant annet tar RME opp spørsmålet om hvordan endringer i kalibreringsgrunnlaget påvirker incentivene til å oppnå nøytralitet mellom drift og investeringer. Slik reglene er nå, fordeles differansen mellom selskapenes samlede kostnader og selskapenes samlede kostnadsnormer til det enkelte selskap i forhold til selskapets andel av det samlede *avkastningsgrunnlaget*. Dette favoriserer nettinvesteringer i forhold til driftsmessige fleksibilitetsløsninger. Det foreligger et forslag fra RME om å endre fordelingsnøkkelen til å være andelen av det samlede *kostnadsgrunnlaget* som i større grad vil gi nøytralitet i valget av de to metodene til å forbedre nettvirksomheten.

Et annet tema som tas opp er om det bør innføres alternative oppgavevariabler i DEA-modellen. Her undersøkes om det kan beregnes variabler som kan beskrive hvor meget energi og effekt et nettselskap må transporteres over lange avstander. Slike variable vil kunne være mer eksogene enn de variablene som inngår i dag som i en viss utstrekning baserer seg på løsninger som selskapene selv har valgt. (Se NVE, 2022).

I tillegg til dette foregår det også arbeid med å introdusere nye rammevilkårsvariable i Trinn 2 i kalibreringsgrunnlaget og å vurdere alternative metoder for inntektsregulering av mindre og særegne strømnetselskaper.

## REFERANSER

Lovdata Norge (1999 og senere endringer), «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen», Olje- og energidepartementet.

Norges Bank (2018), «Anslag på den nøytrale realrenten» i Pengepolitisk rapport 2/18.

NOU 2022:6, «Nett i tide – om utviklingen av strømnettet», Olje – og energidepartementet, 14. juni, 2022.

Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE), (2021) «Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter», notat, NVEs hjemmeside.

NVE/RME, 2021 og senere «Faktaark om økonomisk regulering av nettselskaper».

NVE/RME, 2022, «Alternative oppgavevariabler i DEA-modellen»

NVE, 2012 «Forskrift av 7. desember 2012 nr. 1158 om energiutredninger».

NVE/RME, 2023 a), «Utvikling i nøkkeltall for nettselskap», NVE- Digital rapport, NVEs hjemmeside, 2023.

NVE/RME, 2023 b), «Sammendrag av nøkkeltallene for nettselskapene », NVEs hjemmeside, 2023.

NVE/RME, 2023 c), «Historiske parameterverdier for referanserenten, NVEs hjemmeside, 2023.

Olje- og Energidepartementet, 2023 «Energifakta -Norge», OEDs hjemmeside, 2023.

## Inntektsrammeregulering av strømnetselskap i Danmark

### INNLEDNING

I Danmark, som i de andre nordiske land, anvendes inntektsrammeregulering hvor strømnetselskapene får beregnet en inntektsramme som setter grenser for hvor meget selskapene kan ta inn av inntekter.

*Forsyningstilsynet* er reguleringsmyndighet for strømnetselskaper i Danmark. Reguleringen foregår med utgangspunkt i: «Bekendtgørelse af lov om elforsyning», 2021 og «Bekendtgørelse om indtægtsrammer for netvirksomheder», 2022 (heretter referert til som «Bekendtgørelsen»).

Inntektsrammereguleringen i Danmark er 5-årig, dvs. at det for hvert selskap beregnes en inntektsramme før effektiviseringskrav som gjelder for hvert år i perioden. Til sammenlikning er reguleringsperioden 4 år i Sverige og 1 år i Norge.

### BAKGRUNNSINFORMASJON OG NØKKELTALL

Som i Sverige og Norge er det tre nivåer for overføring av elektrisitet i Danmark. Transmisjonsnettene drives av *Energinet* som er systemoperatør (TSO). Energinet er et selvstendig offentlig selskap under Klima- og Forsyningsministeriet.

De regionale strømnettene drives av de større nettselskapene slik som Radius og Cerius på Sjælland og N1 Net på Jylland. Disse selskapene er også dominerende lokale nettselskaper i sine regioner.

#### De ti største selskapene med lokal distribusjon

Samlet fins det ca. 50 strømnetselskaper som driver lokal distribusjon i Danmark. De ti største i antall kunder, er angitt i Tabell 1 nedenunder.



Nr.	Selskap og konsesjonsområde	Ca. antall abonnenter
1	Radius AS, Øst Sjælland	1.050.000
2	N 1, AS, Jylland	800.000
3	Cerius A/S, Vest Sjælland	410.000
4	Konstant Net A/S, Øst Jylland	235.000
5	Vores Elnet, A/S Fyn	215.000
6	Trefor El-net A/S, Trekantområdet (Vejle, Fredricia, Kolding) og Bornholm	150.000
7	Dinel A/S, Øst Jylland Jylland	110.000
8	Nord Energi Net A/S, Vendsyssel, Jylland	100.000
9	Elinor A/S, Frederikshavn	23.000
10	Elnet Midt A/S, Viborg	22.000

Tabell 1. De ti største strømnetselskapene i Danmark etter antall abonnenter i 2021.

Kilde: Informasjon hentet fra selskapenes hjemmesider av Eirik S. Amundsen

### Eierform

Strømnetselskapene i Danmark har fra 1999 vært selskapsmessig atskilt fra omsetnings- og produksjonsaktiviteter. Alle større nettselskap er organisert som aksjeselskap (A/S) som typisk er eid av energiselskap som er organisert som andelsselskap (A.M.B.A). Andelsselskaper i Danmark er i felleskap eid av alle som mottar strøm innenfor forsyningsområdet, og eierformen innebærer at eierne ikke personlig hefter for selskapets forpliktelser, kun selskapets formue gjør det. Radius og Cerius er begge eid av Andel Energi (A.M.B.A), mens N1 er eid av Norlys (A.M.B.A). Radius og Cerius har for tiden samme direktør og samme selskapsadresse.

## Avkastning, nettleie og nettutviklingsplaner

Avkastningsgraden for de ti største strømnetselskapene er vist i Tabell 2.

Nettselskap	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Radius A/S	5,7	6,1	6,4	4,6	5,2	13,7	4,0	3,6	4,0	4,7
N1 A/S	1,8	1,8	4,8	5,7	4,7	2,0	1,2	-0,5	-1,3	0,1
Cerius A/S	3,8	3,6	3,8	-7,8	4,2	4,5	11,2	4,9	-6,1	4,7
Konstant Net A/S	1,2	-0,3	-0,3	1,5	1,8	2,1	1,8	0,8	0,2	-3,0
Vores Elnet A/S	5,6	4,7	3,2	3,8	4,0	3,3	4,9	2,8	2,0	5,4
Trefor Elnet A/S	0,3	0,7	1,2	-1,6	-1,8	-2,8	1,5	0,6	2,0	2,7
Dinel A/S	3,2	3,1	1,8	3,2	3,2	2,0	2,6	2,5	2,9	4,1
Nord Energi Net A/S	-0,3	0,7	1,3	1,7	1,6	1,4	1,8	1,6	-0,3	-2,0
Elinord A/S	1,3	2,0	1,7	1,2	2,1	1,7	1,9	2,9	1,2	2,5
Elnet Midt A/S	3,6	3,8	3,6	1,3	2,5	2,4	1,7	2,6	2,4	1,8

Tabell 2. Avkastningsgrad i prosent for de ti største strømnetselskap i Danmark (Avkastningsgrad viser selskapets forrentning av samlet kapital dvs. primært resultat x 100/ aktiver)

Kilde: Bearbeidet på bakgrunn av informasjon fra Proff ApS, 2023

Som man ser er avkastningen gjennomgående lav. Som sammenlikning var forrentningssatsen for årene 2018 til 2022 satt til 3,66 pct. Forrentningssatsen for 2023-2027 er satt til 5,44 pct.

Nettariffene i Danmark styres nå etter den såkalte Nettariff 3.0. Nettbetalingen består av et abonnement pluss varierende tariffer for forbruk. Større bedriftskunder oppkreves også effektbetaling. Strukturen i nettariffene til den typiske forbruker i lokalnettet kan variere noe fra nettselskap til nettselskap. Tariffene er inndelt etter sommerforbruk og vinterforbruk og herunder også ofte delt i tre kategorier; lavlast, høylast og spisslast (typisk mellom kl. 17 – 20). Det er forsyningsplikt for nettselskaper i Danmark med tilhørende tilslutningsgebyrer.

Fra 2022 skal alle nettselskap hvert annet år fremlegge sine nettutviklingsplaner per 1. april. Disse annonseres på selskapenes hjemmesider, hvor de blir tilgjengelige for høringsvar. Forsyningstilsynet kan etter dette be selskapene om endringer i nettutviklingsplanene, men skal ikke direkte godkjenne planene, kun foreta et gjennomsyn av planene og sjekke at de formelle reglene er overholdt. Selskapene har plikt til å sende inn endelige planer per 1. desember som Forsyningstilsynet skal presentere på sin hjemmeside per 1. januar.

### **Fleksibilitetsløsninger**

I Danmark er man opptatt av fleksibilitetsløsninger som alternativ til nettutbygginger og nøytralitet ved beregningen av nettselskapenes inntektsrammer. Energistyrelsen (2021) skriver: «Det reviderede elmarkedsdirektiv 2019/944 har stillet nye krav til netvirksomhederne om anskaffelse af fleksibilitetsydelser på markedsbaserede vilkår.» og videre: «Det vurderedes endvidere, at anskaffelse af fleksibilitetsydelser ikke er en ny opgave, der bliver pålagt netvirksomhederne, men at der er tale om et alternativt redskab til investeringer i net. Netvirksomhederne godtgøres for deres omkostninger ved anskaffelse af fleksibilitetsydelser via den gældende økonomiske regulering, som sidestiller omkostninger til henholdsvis driftsløsninger og investeringsløsninger.» (Energistyrelsen, 2021).

## **INNTEKTSRAMMESYSTEMET**

### **Formålet med reguleringen**

Målet for reguleringen er uttrykt som: «Forsyningstilsynet skal sikre forbrukernes interesser i forsyningssektorene ved at arbeide for høy effektivitet, lavest mulige forbrukerpriser på kort og langt sikt, en sikker og stabil forsyning samt en omkostningseffektiv teknologiudvikling og en omkostningseffektiv grønn omstilling.» (Forsyningstilsynet, 2018).

I Bekendtgørelsens § 3, heter det: «En netvirksomheds indtægtsramme fastsættes med henblik på dækning af netvirksomhedens omkostninger ved en effektiv drift af den bevillingspligtige aktivitet og forrentning af den investerede kapital, jf. § 69, stk. 1, i Lov om elforsyning.» Inntektsrammen utgjør det høyeste beløp som nettselskapet kan ha av inntekter ved driften av nettet.

Reguleringsperioden i Danmark er 5 år. Inneværende reguleringsperiode er 2023-2027. Inntektsrammene i denne perioden baserer seg på foregående reguleringsperiodes (2018 – 2022) gjennomsnittlige kostnader og aktivbase tillagt eller fratrukket løpende justeringer. På denne måten kalibreres inntektsrammen til nyere kostnadsnivå og nivå for aktivbasen.

Inntektsrammen for et nettselskap før effektiviseringskrav ligger fast i hele reguleringsperioden. Dette gir nettselskapet incentiver til å spare kostnader fordi selskapet har muligheter til å beholde det sparte beløpet som ekstra profit.

### Inntektsramme, omkostningsramme og forrentningsramme

Inntektsrammen beregnes på følgende måte med justering for en del andre poster (Jf. § 5):

Kostnadsramme («Omkostningsramme»)

+ Forrentningsramme

+ Beløp for nettap

+ Beløp for dekning av nettokostnader for energireducerende aktiviteter

- Akkumulerte *effektivitetskrav* i inneværende reguleringsperiode til og med reguleringsåret

- Fradrag av et beløp for utilstrekkelig leveringskvalitet i året 2 år før reguleringsåret

Fig. 1. illustrerer størrelsesordenen på de ulike postene som inngår ved beregningen av inntektsrammen.

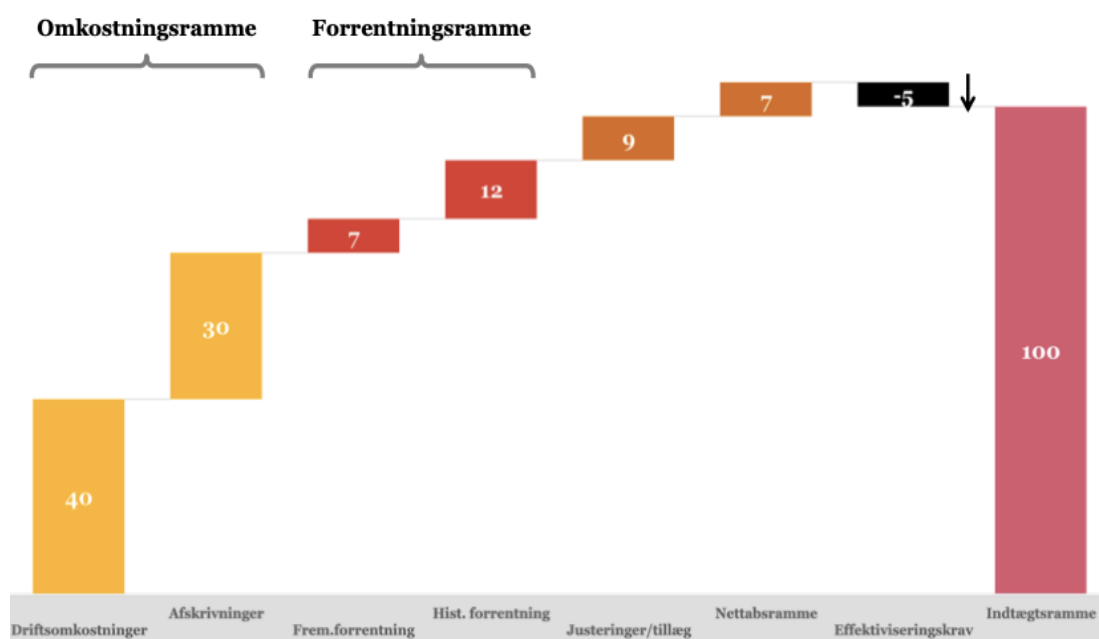


Fig.1. Illustrasjon av postene i inntektsrammen for danske strømnetselskap

Kilde: Riis og Pham, (2021)

### Kostnadsrammen (§ 6)

Kostnadsrammen for et nettselskap består av de gjennomsnittlige kostnadene i forrige reguleringsperiode, hvor de enkelte års kostnader før beregningen av gjennomsnittsberegningen er fratrukket kostnader til nettap, og bl.a. justert for

endret aktivitetsnivå og pristallsutvikling til og med utgangen av forrige reguleringsperiode.

Deretter justeres kostnadsrammen innenfor gjeldende reguleringsperiode for endret aktivitetsnivå og pristallsutvikling til og med reguleringsåret. Kostnadsrammen nedsettes dersom selskapet har vært sammenhengende ineffektivt.

#### Forrentningsrammen (§ 7)

Et nettselskaps forrentningsramme består av forrentningen av selskapets historiske forrentningsgrunnlag og fremadrettede forrentningsgrunnlag. Ved beregningen bruker Forsyningstilsynet henholdsvis forrentningssatsen (se nedenunder) for det historiske forrentningsgrunnlaget og forrentningssatsen for det fremadrettede forrentningsgrunnlaget.

Det historiske forrentningsgrunnlaget utgjør den bokførte verdi i reguleringsåret av den historiske aktivbase tillagt 2 %, mens det fremadrettede forrentningsgrunnlag beregnes på bakgrunn av det samlede forrentningsgrunnlaget.

Et nettselskaps samlede forrentningsgrunnlag i reguleringsperioden, utgjør gjennomsnittet av den bokførte verdi av nettselskapets samlede aktivbase til forrentning i reguleringsårene i den forrige reguleringsperiode, hvor de enkelte års verdier før gjennomsnittsberegningen er justert for bl.a. endret aktivitetsnivå og pristallsutvikling til og med utgangen av forrige reguleringsperiode.

Det samlede forrentningsgrunnlaget i reguleringsåret beregnes ved, at det samlede forrentningsgrunnlag i reguleringsperioden innen for inneværende reguleringsperiode justeres til og med reguleringsåret for bl.a. endret aktivitetsnivå og pristallsutvikling.

Det fremadrettede forrentningsgrunnlaget beregnes ved, at det samlede forrentningsgrunnlaget i reguleringsåret tillægges 2 % og fratrekkes det historiske forrentningsgrunnlaget.

Ved beregningen av det historiske forrentningsgrunnlaget og det fremadrettede forrentningsgrunnlag anvendes ultimoverdier for den bokførte verdi av aktiver og nettaktiver.

#### Effektiviseringskrav

I hver reguleringsperiode blir det enkelte nettselskap underlagt et effektiviseringskrav som baseres på et generelt effektiviseringskrav for bransjen som helhet og et individuelt effektiviseringskrav som retter seg mot det enkelte nettselskap.

#### Generelle effektiviseringskrav (§ 9)

Forsyningstilsynet beregner hvert år et generelt effektiviseringskrav på bakgrunn av produktivitetsutviklingen i relevante sektorer i Danmark.

Produktivitetsutviklingen beregnes som et gjennomsnitt av de forrige 5 års observasjoner av utviklingen i arbeidsproduktivitet i bygge- og anleggsbransjen som teller 70% og arbeidsproduktiviteten i den markedsmessige økonomi som teller 30%. Det generelle effektivitetskravet fratrekkes inntektsrammen.

Det generelle effektiviseringskravet beregnes som produktivitetsutviklingen fratrukket et forsiktighetshensyn på 25% korrigert med en *korreksjonsfaktor* som korrigerer produktivitetsutviklingen i forhold til andelen av kostnader som nettselskapet forventes å kunne påvirke på kort sikt. Korreksjonsfaktoren gjelder for hele reguleringsperioden og offentligjøres i året før ny reguleringsperiode.

Beregningene er som følger: (Jr. Bilag 2 i Bekendtgørelse):

$$x_g = P(1 - F) \frac{omk_d - omk_n}{omk_a + omk_d - omk_n}$$

Hvor

$x_g$ : Generelt effektiviseringskrav

P: Produktivitetsutvikling

F: Forsiktighetshensyn på 25%

$omk_a$ : Gjennomsnitt av samlede avskrivninger i de 4 første år av forrige reguleringsperiode for alle nettselskap

$omk_d$ : Gjennomsnitt av samlede driftskostnader i de 4 første år av forrige reguleringsperiode for alle nettselskap

$omk_n$ : Gjennomsnitt av samlede kostnader til nettap i de 4 første år av forrige reguleringsperiode for alle nettselskap

$$\text{Korreksjonsfaktor: } \frac{omk_d - omk_n}{omk_a + omk_d - omk_n}$$

Korreksjonsfaktoren for reguleringsperioden 2023-2027 er beregnet til 0,452.

Nettselskapets generelle effektivitetskrav og akkumulerte effektivitetskrav i reguleringsperioden beregnes, henholdsvis som:

$$\text{Selskapets generelle effektivitetskrav} = omk_r x_g$$

Hvor

$omk_r$ : Selskapets kostnadsramme

#### Individuelt effektivitetskrav (§ 10)

Forsyningstilsynet foretar benchmarking av nettselskapenes økonomiske effektivitet til bruk for beregning av et individuelt effektiviseringskrav. I Bekendtgørelsens § 10, Stk. 2: heter det: «Forsyningstilsynet udarbejder metoden for benchmarkingen. Metoden skal bygge på fagligt anerkendte metoder og i vidt omfang være neutral mellem drifts- og investeringsomkostninger. Metoden skal sikre, at de anvendte benchmarkingydelse i vidt omfang beskriver netvirksomhedernes omkostninger, og at der tages passende hensyn til individuelle, dokumenterede og fordyrende rammevilkår.»

Forsyningstilsynet har valgt å benytte en DEA/SFA – modell som benchmarkingsmodell (Data Envelopment Analysis/ Stochastic Frontier Analysis). Fra 2023 skjer det endringer ved at Forsyningstilsynet kun foretar en benchmarking for hele reguleringsperioden, i stedet for en årlig benchmarking slik det tidligere ble gjort. Dette betyr også at de individuelle effektiviseringskravene vil gjelde for hele den 5-årige reguleringsperioden.

Input i modellen er de totale kostnadene som nettselskapet har i sin virksomhet. Disse omfatter: faktiske driftskostnader og kapitalkostnader (herunder faktiske avskrivninger på aktivbasen samt forrentningskostnader ved aktivbasen). Såkalte «særlige omkostninger» kan komme til fratrekk.

Output i modellen består av 3 kategorier:

- Antall kunder som betjenes i nettområdet
- Total mengde levert elektrisitet som kundene har mottatt
- Norm-grid størrelsen som omfatter størrelse målt i antall transformatorstasjoner, lengde av ledninger og kabler m.m.

I beregningen av effektiviseringskravet tar Forsyningstilsynet også hensyn til om en kostnad kan godkjennes som upåvirkelig eller ikke. Fra 2023 vil kostnader og avbruddshendelser som relaterer seg til fleksibilitetsytelser eller forsknings-, utviklings- og demonstrasjonsprosjekter med offentlig medfinansiering ikke lenger inngå hverken i benchmarking eller beregning av leveringskvalitet. Det pågår fortsatt arbeid med å standardisere hvordan avskrivninger og aktivbase skal inngå i benchmarkingen.

Videre er Forsyningstilsynet i ferd med å utvikle en ny metode til å måle leveringskvalitet. Denne tar utgangspunkt i den mengde elektrisitet som ikke blir levert til kundene (Ikke-Levert Energi, «ILE») samt den verdi som denne elektrisiteten har for kundene (Value of Lost Load, «VoLL»). Den nye metoden skal kunne resultere i både fradrag og tillegg til inntektsrammen. (Se Forsyningstilsynet, 2022).

#### Beregning av effektiviseringskrav til det enkelte nettselskap

Som det fremgår foreligger det både et generelt effektiviseringskrav og et individuelt effektiviseringskrav som retter seg mot et nettselskap. For å unngå såkalt «dobbel telling», benyttes følgende regel når nettselskapets effektiviseringskrav beregnes:

$$\text{Effektiviseringskrav} = \text{generelt effektiviseringskrav} + \text{Max}(0, \text{individuelt effektiviseringskrav} - \text{generelt effektiviseringskrav})$$

Det er altså kun når det individuelle effektiviseringskravet overstiger det generelle effektiviseringskravet at det kreves ytterligere effektivisering fra nettselskapets side. Alle nettselskap blir derfor som minimum pålagt det generelle effektiviseringskravet.

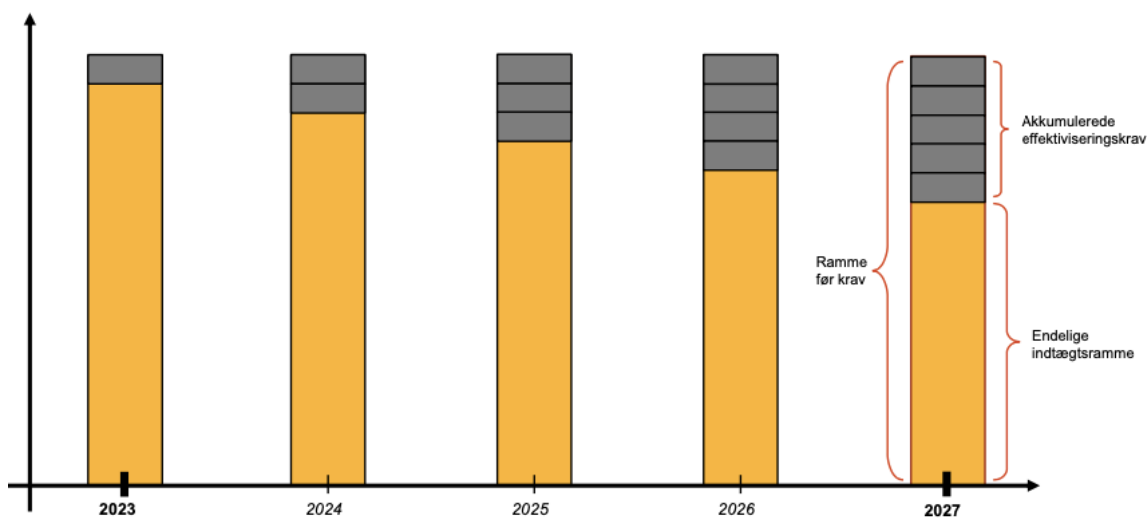


Fig. 2. illustrasjon av utviklingen i inntektsrammen for et strømmettselskap for reguleringsperioden 2023 - 2027.  
Kilde: Riis og Pham, (2021)

### Forrentningssats

Fastsettelsen av forentningssatsen er regulert ved «Bekendtgørelse om forrentningssats for netvirksomheders fremadrettede forrentningsgrundlag» (Retsinformation, 2017). I § 3, heter det: «Forrentningssatsen for det fremadrettede forentningsgrundlag fastsættes som en nominal WACC før skat» ... «Forrentningssatsen anvendes for hele reguleringsperioden».

Videre heter det i § 6: «Ved fastlæggelse af egenkapitalomkostningen (ved beregningen av WACC, ESA), jf. § 5. nr. 1, anvendes CAPM ...»

Formler som anvendes i beregningen:

WACC etter skatt er beregnet som

$$WACC_{etter\ skatt} = \frac{r_E}{(1 - \tau)}(1 - G) + r_D G$$



Hvor

$\tau$ : Selskapsskattesats. Denne er for tiden 22%.

$r_E$ : Egenkapitalkostnaden

$r_D$ : Fremmedkapitalkostnaden

$G$ : Andelen av selskapets kapital som er fremmedfinansiert. Denne er sjablongmessig fastsatt til 50% (Jf., § 8)

Egenkapitalkostnaden beregnes som

$$r_E = r_F + \beta_E MRP$$

Hvor

$r_F$ : Risikofri rente. Denne oppgjøres per 31. august året før påbegynnelsen av en reguleringsperiode og beregnes som et gjennomsnitt av de seneste 3 måneders tilgjengelige daglige observasjoner av 10-årige nullkupongrenter for danske statsobligasjoner (Jr. § 6).

$\beta_E$ : Beta egenkapital. Denne er beregnet etter formelen nedenunder hvor beta aktiv ( $\beta_A$ ) er fastsatt til 0,35 (Jf., § 6)

$MRP$ : Den forventede markedsrisikopremie. Denne er fastsatt til 5,5% (Jr., § 6)

Beta egenkapital beregnes som

$$\beta_E = \beta_A \left(1 + \frac{G}{1 - G}\right)$$

Hvor

$\beta_A$ : beta aktiv

Fremmedkapitalkostnaden beregnes som

$$r_D = r_F + DRP$$

Hvor

*DRP*: Gjeldsrisikopremie. Denne fastsettes som summen av en kredittrisikopremie og et tillegg for gebyrer for utstedelse av lån og andre engangskostnader. Disse inngår med følgende verdier: Kredittrisikopremien oppgjøres per 31. august året før påbegynnelsen av en reguleringsperiode som forskjellen mellom den effektive rente på en indeks av selskapsobligasjoner og den effektive rente på statsobligasjoner med samme løpetid og målt i samme valuta. Tillegget for gebyrer for utstedelse av lån og andre engangskostnader er 0,08 prosentpoeng. Som indeks for selskapsobligasjoner anvendes et gjennomsnitt over de på oppgjørstidspunktet seneste 3 måneders tilgjengelige data for kredittrisikopremien på J. P. Morgans Maggie Utilities obligasjonsindeks for forsyningselskaper med en kredittrating på A og BBB (S ngs) med over 10 års løpetid. Er J. P. Morgans Maggie Utilities ikke tilgjengelig, anvendes en tilsvarende indeks. (J.f. paragraf 7, 3.stk)

Samlet, med innsatte, for tiden, faste verdier, kan forrentningssatsen uttrykkes som

$$WACC_{\text{før skatt}} = \frac{r_F + 0,35 \left( \frac{1 + 0,5}{1 - 0,5} \right)^{0,055}}{(1 - 0,22)} (1 - 0,5) + (r_F + DRP) 0,5$$

For året 2023 er forrentningssatsen beregnet til 5,44%. Forrentningssatsen er den samme for alle år frem til 2027. For årene 2018 til og med 2022 var forrentningssatsen for hvert av årene 3,66%.

## REFERANSER

Energistyrelsen, 2021, «Markedsmodell 3.0: Analyse af markedsudviklingen for fleksibilitet i lokale elnet»

Forsyningstilsynet, 2018, «Forsyningstilsynets regulering», Forsyningstilsynets hjemmeside.

Forsyningstilsynet, 2022, «Nye afgørelser om benchmarking og effektivitetskrav til elnettsvirksomheder»

Forsyningstilsynet, 2023, «Hjemmeside: Effektiv forsyning til gavn for et klimaneutralt samfund og forbrugerene».

Proff ApS, 2023, "Hjemmeside".

Retsinformation, 2017 «Bekendtgørelse nr. 1595 af 18. december 2017 om forrentningsrats for netvirksomheders fremadrettede forrentningsgrundlag»

Retsinformation, 2021, «Bekendtgørelse af lov om elforsyning», LBK nr. 984, 12/5, 2021.

Retsinformation, 2022 «Bekendtgørelse nr. 1009 af den 27. juni 2022 om indtægtsrammer for netvirksomheder» nr. 1009, 27/6, 2022.

Riis, T og K. Pham, 2021, «Benchmarking af elnetvirksomhed», PWC, 21. april, 2021

# REGLERAD INTÄKTSREGLERING

Med en växande användning av el ställs stora krav på investeringar i det svenska elnätets olika delar. I denna studie analyserar författarna dels hur väl som regleringen av elnätsföretagens intäkter hittills uppfyllt sina syften, dels i vilken utsträckning som regleringen ger företagen de incitament som krävs för att de nödvändiga investeringarna ska komma till stånd. Analyserna utmynnar i ett antal förslag till reformer av intäktsregleringen. Till dessa hör förslag som syftar till att göra de hittills återkommande rättsliga tvisterna mellan Energimarknadsinspektionen och elnätsföretagen mindre frekventa.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på [energiforsk.se](http://energiforsk.se).

