

Energieffektiviserings- potentialen för infrastruktur för el och gas

Uppdrag 15 i Regleringsbrev för budgetåret 2013

Dnr-nummer: 2012-9091

Förord

Enligt artikel 15.2 i energieffektiviseringsdirektivet ska varje medlemsstat göra en bedömning av energieffektiviseringspotentialen för infrastrukturen för gas och el samt även identifiera konkreta åtgärder och investeringar för förbättringar av energieffektiviteten i nätinfrastrukturen. Energimyndigheten har fått i uppdrag att göra denna bedömning och att föreslå åtgärder för att minska förlusterna i el- och gasnäten. Förslagen ska tas fram i nära dialog med Energimarknadsinspektionen.

Syftet med utredningen har varit att belysa hur förlusterna ser ut i det svenska el- och gasnätet. Tonvikt i rapporten ligger på förluster i elnätet då det svenska gasnätet är relativt litet. Uppskattningar av förlusterna i elnätet år 2020 och 2030 har genomförts samt en bedömning av energieffektiviseringspotentialen i nätet.

Energimyndigheten har i uppdraget tagit fram två stycken tekniska rapporter med hjälp av Gothia Power, som ligger till grund för potentialbedömningarna i elnätet. Energimarknadsinspektionen har deltagit i projektgruppen och bidragit med information kring pågående arbete med att ta fram incitament för att minska förlusterna i elnätet. Avstämningar har gjorts med branschorganisationer och berörda myndigheter både när det gäller elnätet och gasnätet.

Från Energimyndigheten har följande personer deltagit: Martina Estreen och Susanne Lindmark (projektledning), Anna Andersson, Rurik Holmberg, Fredrik Lundström, Gunilla Andrée samt Michael Pellijeff (projektgruppsmedlemmar). I projektgruppen har även Linda Werther från Energimarknadsinspektionen ingått.

Eskilstuna 140610



Paul Westin

Stf avdelningschef



Susanne Lindmark

Projektledning

Innehåll

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Sammanfattning | 5 |
| 2 | Bakgrund | 7 |
| 2.1 | Uppdraget | 7 |
| 2.2 | Energieffektiviseringsdirektivet artikel 15.2 | 7 |
| 2.3 | Avgränsningar..... | 8 |
| 2.4 | Genomförande av uppdraget..... | 8 |
| 2.5 | Läsanvisningar | 9 |
| 3 | Omvärldsfaktorer och förutsättningar för elnätet | 10 |
| 3.1 | Elektricitet som energibärare möjliggör en effektiv transport av förnybar energi..... | 10 |
| 3.2 | Inre (endogena) och yttre (exogena) faktorer som påverkar energieffektiviteten i elnätet | 10 |
| 3.3 | Produktionsmixen förändras | 11 |
| 3.4 | Hur elnätet är uppbyggt | 12 |
| 4 | Förluster i elnätet | 14 |
| 4.1 | Beskrivning av förluster | 14 |
| 4.2 | Förlustinventering | 16 |
| 5 | Energieffektiviseringspotentialer i elnätet till 2020 och 2030 | 19 |
| 5.1 | Framtiden representeras av Perspektivplan 2025 | 19 |
| 5.2 | Förluster i det svenska elnätet till 2020 och 2030 | 19 |
| 5.3 | Tekniska möjligheter att minska förlusterna | 21 |
| 6 | Incitament som bidrar till att minska nätförlusterna | 26 |
| 6.1 | Intäktsramsreglering | 26 |
| 6.2 | Ändringar till följd av energieffektiviseringsdirektivet..... | 27 |
| 6.3 | Incitament till energieffektivisering inom ramen för förhandsregleringen | 28 |
| 6.4 | Potentialen att spara energi och kostnader kopplat till incitamentet för att sänka andelen nätförluster | 30 |
| 6.5 | Ekodesigndirektiv för transformatorer | 31 |
| 7 | Slutsatser och förslag för infrastrukturen för el | 32 |
| 8 | Bedömning av energieffektivisering i gasnätet | 35 |
| 8.1 | Allmän beskrivning av det västsvenska naturgassystemet samt gassystemen i Stockholm..... | 35 |
| 8.2 | Legala incitament som påverkar energieffektiviseringen..... | 37 |
| 8.3 | Energieffektiviserande åtgärder i gasnäten..... | 38 |
| 8.4 | Slutsats och förslag för infrastrukturen för gas..... | 41 |

1 Sammanfattning

Enligt artikel 15.2 i energieffektiviseringsdirektivet ska varje medlemsstat göra en bedömning av energieffektiviseringspotentialen för infrastrukturen för gas och el samt även identifiera konkreta åtgärder och investeringar för förbättringar av energieffektiviteten i nätinfrastrukturen. Energimyndigheten har fått i uppdrag att göra denna bedömning och att föreslå åtgärder för att minska förlusterna i el- och gasnäten.

De totala förlusterna i elnätet uppskattas i uppdraget till ca 13 TWh/år 2020 och ca 14 TWh/år 2030. Detta är en ökning av förlusterna från 2012 som då var ca 9 TWh. Det är framförallt i stamnätet som förlusterna ökar vilket antas vara en följd av en ökad utbyggnad av norrländsk vindkraft. Anslutning av ny elproduktion kan innebära ökade förluster om man inte styr anslutningarnas geografiska lokalisering efter att förlusterna ska minska. Uppskattningarna av förlusterna i utredningen är grova vilket innebär att alltför långtgående slutsatser inte bör dras.

Den tekniska energieffektiviseringspotentialen till 2020 bedöms till 472 GWh/år och 2030 till 820 GWh/år. Den största potentialen finns här inom ändrad elproduktion vilket ligger utanför nätbolagens ansvarsområde, och även utanför detta uppdrag. Potentialen som nätbolagen själva kan påverka ligger på 175 GWh/år till år 2020 och 400 GWh/år till år 2030. I förhållande till de totala förlusterna så är de bedömda tekniska energieffektiviseringspotentialerna förhållandevis små: 4% till 2020 och 7% till 2030.

Ei:s arbete med att ta fram indikatorer för nätförluster och belastningsutjämning på nätet bör kunna påverka nätföretagen att minska sina förluster. Ei:s förslag om en ny reglermodell kommer antagligen att leda till ökade incitament för företagen att investera, vilket i sin tur kan komma att minska förlusterna då investeringar kan göras med mer energieffektiv teknik. Inom transformatorområdet finns en relativt stor potential för att minska förlusterna och ekodesignkravet för transformatorer kan komma att bidra till en ökad besparingspotential här.

När det gäller den ekonomiska potentialen för att sänka förlusterna i elnätet fram till 2030 är det svårt att genomföra realistiska bedömningar över tid. Beräkningar pekar dock i riktningen att det skulle kunna vara lönsamt att genomföra energieffektiviserande åtgärder. Däremot finns en risk om investeringar enbart görs i syfte att minska förlusterna. En fokusering på minskade förluster i elnätet som en parameter för energieffektivisering kan leda till grova suboptimeringar i både el- och energisystemen.

Trots antagna ökade förluster i det framtida elsystemet så föreslår Energimyndigheten inga nya åtgärder för att minska förlusterna. Mot bakgrund av den relativt låga effektiviseringspotentialen i elnätet samt Ei:s pågående arbete med att ta fram indikatorer för att minska förluster i elnätet görs bedömningen att Ei:s arbete är tillräckligt i nuläget. Man bör avvakta dessa incitament för att ta

ställning till utfallet av åtgärderna innan nya eventuellt föreslås. Dessutom pekar utredningen på att det kan vara olämpligt ur ett systemperspektiv att fokusera på att minska förlusterna i nätet för att energieffektivisera.

När det gäller energieffektiviseringspotentialen i gasnätet är bedömningen att det antingen är ett begränsat läckage i gasnätet alternativt att åtgärdsplaner redan finns på plats i de fall förluster bör minskas, vilket innebär att Energimyndigheten inte föreslår några ytterligare åtgärder avseende förluster i gasnätet i denna utredning.

2 Bakgrund

2.1 Uppdraget

Av regleringsbrevet till Energimyndigheten för budgetåret 2013, uppdrag 15, framgår att myndigheten ska bedöma energieffektiviseringspotentialen för infrastrukturen för el och gas.

Av artikel 15.2 i energieffektiviseringsdirektivet framgår att en medlemsstat ska göra en bedömning av energieffektiviseringspotentialen för infrastrukturen för gas och el samt även identifiera konkreta åtgärder och investeringar för förbättringar av energieffektiviteten i nätinfrastrukturen. Mot denna bakgrund ska Energimyndigheten göra de bedömningar och identifieringar som anges i artikel 15.2 i energieffektiviseringsdirektivet.

Energimyndigheten ska genom nära dialog med Energimarknadsinspektionen (Ei) verka för att de förslag som Energimyndigheten lämnar är sådana att även Energimarknadsinspektionen kan ställa sig bakom dem. Energimyndigheten ska även inhämta synpunkter från andra berörda myndigheter (Svenska Kraftnät m.fl.), organisationer och företag. Till eventuella författningsförslag ska en fullständig konsekvensbeskrivning bifogas.

Uppdraget ska avrapporteras till Regeringskansliet (Näringsdepartementet) senast den 30 juni 2014. Uppdraget kan enligt särskild överenskommelse mellan företrädare för Näringsdepartementet och Energimyndigheten rapporteras vid annan tidpunkt än vad som här angivits.

2.2 Energieffektiviseringsdirektivet artikel 15.2

Energieffektiviseringsdirektivet¹ artikel 15.2 föreskriver att medlemsstaterna senast den 30 juni 2015 ska se till att

- a) energieffektiviseringspotentialen för infrastruktur för gas och el bedöms, särskilt rörande överföring, distribution, belastningsstyrning och interoperabilitet, samt anslutning till energiproduktionsanläggningar, inbegripet möjligheter för mikrogeneratorer att få tillträde,
- b) konkreta åtgärder och investeringar identifieras för införandet av kostnadseffektiva förbättringar av energieffektiviteten i nätinfrastrukturen, med en tidtabell för införandet.

¹ Direktiv 2012/27/EU om energieffektivisering

2.3 Avgränsningar

2.3.1 Avgränsning för infrastrukturen för el

Systemgränserna för elnätet omfattar från första transformatorn när elen lämnar produktionen fram till användaren. Det vill säga energieffektiveringspotentialen i själva produktionen eller energieffektiviseringspotentialer hos användaren ingår inte i själva uppdraget. I uppdraget ingår att studera potentialerna i stam-, regional- och lokalnät.

2.3.2 Avgränsning för infrastrukturen för gas

Två nät ska omfattas: dels det västsvenska naturgassystemet i södra och västra Sverige som berörs av naturgasdirektivet, dels Stockholm Gas system i Stockholmsområdet.

Det västsvenska naturgassystemet omfattar naturgasledningar (rörledning, mät- och reglerstation, linjeventilstation, rensdonsstation), lagringsanläggning och kompressor. På tillförselsidan begränsas systemet av inmatningspunkterna för den danska gasen samt för biogas. På slutanvändarsidan begränsas systemet till anslutningspunkten för slutanvändare.

Stockholm Gas system omfattar samma anläggningsdelar som gäller för det västsvenska naturgassystemet. På tillförselsidan begränsas systemet av inmatningspunkterna till Stockholm Gas system. På slutanvändarsidan begränsas systemet till anslutningspunkten för slutanvändare.

2.4 Genomförande av uppdraget

2.4.1 Infrastrukturen för el

Två konsultrapporter från Gothia Power har tagits fram inom ramen för detta uppdrag.

Rapport nr 1: Förlustinventering – fördelning av det svenska elkraftnätets förluster². I rapporten kartläggs nuläget med avseende på vilka förluster som finns inom den svenska infrastrukturen för el. Förutom sammanräknade förluster beskrivs även fördelningen av förlusterna inom infrastrukturen utifrån motsvarande uppdelning som gjorts i en tidigare förlustinventering från 2002³. Kartläggningen baseras på denna tidigare genomförda förlustinventering, tillgänglig statistik, litteraturstudier och telefonintervjuer med branschfolk.

² Förlustinventering – fördelning av det svenska elkraftnätets förluster, 2014, Gothia Power (på uppdrag av Energimyndigheten)

³ Förlustinventering – fördelning av det svenska elkraftnätets förluster, 2002, Solvina (på uppdrag av Energimyndigheten)

Rapport nr 2: Bedömning av energieffektiviseringspotentialen i infrastrukturen för el⁴. En uppskattning av elnätsförlusterna år 2020 respektive 2030 genomförs. Därefter har den tekniska potentialen för att sänka förlusterna inom respektive del av kraftsystemet kartlagts ovan för perioden till 2020 samt för perioden till 2030. En ekonomisk bedömning av såväl investerings- som driftskostnaderna för åtgärderna som föreslås beskrivs.

Dessa konsultrapporter ligger till grund för merparten av resonemang och resultat i kapitel 4 och 5. Slutsatser och bedömningar i uppdraget som lyfts fram är slutligen Energimyndighetens bedömningar.

Energimarknadsinspektionen har deltagit i projektgruppen för uppdraget och står bakom merparten av innehållet i kapitel 6.

2.4.2 Infrastrukturen för gas

Avstämningar har gjorts med branschen och därefter har en bedömning av energieffektiviseringspotentialen i gasnätet genomförts.

2.5 Läsanvisningar

I kapitel 3 beskrivs omvärldsfaktorer och förutsättningar för elnätet i utredningen.

I kapitel 4 presenteras förlustinventeringen som genomförts. Här finns även en teknisk beskrivning av förluster i elnätet.

I kapitel 5 redogörs för förlusterna i elnätet 2020 och 2030. Tekniska energieffektiviseringspotentialer för 2020 och 2030 presenteras samt ekonomiska bedömningar för dessa.

I kapitel 6 beskrivs pågående arbete med att ta fram incitament som bidrar till att minska elnätsförlusterna.

I kapitel 7 presenteras slutsatser och förslag för effektiviseringspotentialen i elnätet.

I kapitel 8 redogörs för energieffektiviseringspotentialen i gasnätet.

⁴ Bedömning av energieffektiviseringspotentialen i infrastrukturen för el, 2014, Gothia Power (på uppdrag av Energimyndigheten)

3 Omvärldsfaktorer och förutsättningar för elnätet

3.1 Elektricitet som energibärare möjliggör en effektiv transport av förnybar energi

Elektricitet är en effektiv energibärare som möjliggör resurseffektiv överföring av energi över långa avstånd och ett effektivt nyttiggörande då verkningsgraden i regel är mycket hög när den elektriska energin omvandlas till mekanisk rörelse. Förnybara energiproduktionsresurser kan omvandlas till elektrisk energi med befintliga tekniker och elsystemet möjliggör en hög verkningsgrad längs hela kedjan från producent till konsument, inkluderat överföring i nätet och omvandling till mekanisk energi hos slutanvändaren.

Genom elnätens förmåga att både integrera förnybara energiproduktionsresurser och effektivt överföra elenergin till slutanvändare är det därför ur ett energieffektiviseringsperspektiv viktigt att beakta att övergången till el som energibärare från andra energibärare i sig innebär en mycket större effektivitetsvinst för en viss mängd energi, än vad som kan åstadkommas i ökad verkningsgrad inom infrastrukturen för el vid överföring av samma mängd energi.

3.2 Inre (endogena) och yttre (exogena) faktorer som påverkar energieffektiviteten i elnätet

Med elnät avses här all infrastruktur som möjliggör elöverföring mellan producent och konsument. Det finns många olika faktorer som påverkar hur effektivt en viss mängd elenergi transporteras från en producent till en konsument och dessa faktorer kan delas upp i endogena faktorer (de som påverkar inom nätet) och i exogena (de som påverkar utanför nätet).

Exogena faktorer är per definition svåra att påverka utan att samtidigt förändra systemets möjlighet att utföra samma tjänster (leverera elenergi från punkt A, B, C till punkt D, E, F). Exempel på sådana faktorer är produktionsmix⁵, geografisk lokalisering av produktion och konsumtion, elens användningsområden samt väderförhållanden. Dessa faktorer sätter ramarna för hur effektivt ett visst elsystem kan vara och är i regel svåra eller omöjliga att påverka. De endogena faktorerna är enklare att påverka och till dessa hör teknikval och drift mm. Dessa kan alltid optimeras för att förbättra energieffektiviteten inom de bestämda ramarna som ges exogent. Den senare kategorin faktorer styrs i större utsträckning av ekonomiska incitament och utbudet av teknik.

Samverkan och betydelsen mellan ovan nämnda faktorer kan illustreras med ett exempel. I Sverige sker en stor del av elproduktionen från vattenkraft i landets

⁵ hur elproduktionsresurserna är fördelade mellan olika typer av elproduktion

norra delar medan konsumtionen av el är koncentrerad till landets södra delar. Långa överföringsavstånd från norr till söder medför förluster i transmissionsnätet som inte är direkt påverkbara. Eftersom den mängd elenergi som överförs beror på hur mycket el som genereras från vattenkraft vilket i sin tur beror på hur mycket nederbörd som faller under ett år så påverkas omfattningen av de årliga transmissionsförlusterna av mängden nederbörd per år på just den sträckan. Ett år med lägre produktion än konsumtion inom landet ökar istället behovet av att importera el från omkringliggande länder vilket då ökar förlusterna på andra delar i transmissionsnätet.

Avståndet har alltså betydelse för förlusterna och elnätets effektivitet men även antalet transformeringssteg som sker mellan producent och konsument har betydelse. Effektivare transformatorer kan minska förlusterna men de har lång livslängd och byts inte mot effektivare enbart för att minska förlusten. Ålderstruktur är därför en viktig parameter tillsammans med ekonomiska och tekniska avväganden som görs innan ett byte sker. Minskade förluster är nödvändigtvis inte den viktigaste parametern.

Transmissionsnätet är sammankopplat mellan länder och handel med el sker under dygnet. El transiteras genom ett land på väg till nästa vilket också påverkar storleken på förlusterna i ett land. Sverige är idag direkt sammankopplat med Norge, Finland, Danmark, Polen och Tyskland. Planer på ytterligare förstärkningar finns bl.a. genom kabeln NordBalt som kommer att gå mellan Sverige och Litauen som planeras finnas i drift kring årsskiftet 2015/2016.

3.3 Produktionsmixen förändras

År 2013 var produktionsmixen i Sverige 41 procent vattenkraft, 42 procent kärnkraft, 7 procent vindkraft och 10 procent övrig värmekraft. Vattenkraft och kärnkraft varierar mellan åren beroende på driftförhållanden och tillgången på vatten medan vindkraften ökar kraftigt varför mixen hela tiden varierar och förändras något. Idag sker utbyggnad av vindkraft, kraftvärme och fotovoltaisk kraft (solceller) kontinuerligt och var i landet den byggs påverkar förlusternas storlek. Produktion som sker nära användningen minskar förlusterna. Mer intermittent produktion ökar behovet av nätkapacitet för att klara blåsiga och soliga timmar samt timmar när förhållandet är det omvända.

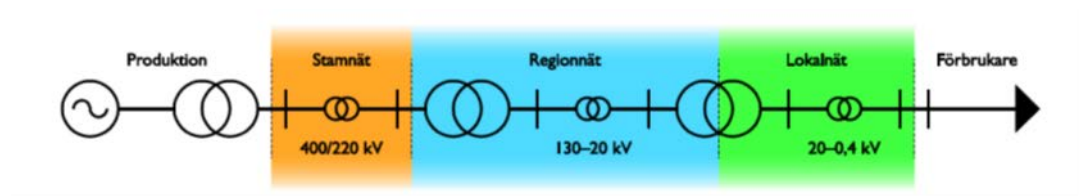
I dagens produktionsmix står alltså kärnkraft för drygt 40 procent av producerad el. Hur länge dagens reaktorer kommer att finnas kvar i drift är relativt oklart men ägarna till de tre äldsta reaktorerna har aviserats en trolig livslängd på 50 år vilket i så fall innebär att den första reaktoren stänger omkring 2022 och övriga två reaktorer stänger innan 2030. Samtidigt pågår införande av nya säkerhetskrav som ska genomföras på befintliga reaktorer. Exakt vilka krav som kommer att beslutas om, vad kostnaden blir för att genomföra dessa samt när i tiden de ska vara genomförda kommer att påverka hur länge dagens reaktorer kommer att vara i drift. Om befintliga reaktorer i någon mån kommer att ersättas med nya är i dagsläget högst oklart.

Förändringar i produktionsmixen och var ny produktion lokaliseras i elnätet kan minska framtida förluster. Investeringar i elproduktion beror dock mer på tillståndsproccessen, var och om värmeunderlag finns, vindförhållanden, tillgången till mark osv. Incitamentet att investera i elproduktion med det enda syftet att minska elnätsförluster nationellt torde vara obefintligt.

3.4 Hur elnätet är uppbyggt

Elektrifieringen av Sverige började tidigt och redan i slutet av 1800-talet fick vissa städer elektrisk belysning. Från början av 1900-talet byggdes vattenkraften ut och i samband med det växte ett stamnät fram för den el som skulle transporteras från kraftverken till städerna. Det svenska elnätet består i nuläget av 54 500 mil ledning, varav ungefär 32 950 mil är jordkabel och 21 550 mil luftledning.

Elnätet delas in i tre nivåer: stamnät, regionnät och lokalnät.



Figur 3.1. Uppdelning av det svenska elsystemet

Det svenska elkraftssystemet är förenklat indelat i produktion, stamnät, regionnät, lokalnät och lågspänningsnät, enligt Figur 3.1. I föreliggande rapport är inventeringen av förluster avgränsad till infrastrukturen för elkraft, dvs. från producentens inmatningspunkt, oavsett om det sker till stamnät, regionnät eller lokalnät, till slutförbrukarens uttagspunkt i elnätet, oavsett om det sker i stamnät, regionnät eller lokalnät. Indelningen av elnätet sker enligt de färgade områdena i Figur 3.1 vilken följer ägargränserna för respektive nät och därmed uppdelningen av inrapporterade förlustsiffror.

Stamnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Stamnätet består idag av 15 000 kilometer högspänningsledningar, både luftledningar och jordkablar, samt transformatorer mellan 400 och 220 kV. Ledningarna närmast de större kraftverken är högspänningsledningar och ingår i stamnätet.

Regionnäten transporterar el från stamnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare eller från produktionsanläggningar till stamnätet. Regionnätets ledningar (luftledningar och jordkabel) har spänningar från 130 kV ner till 20 kV. Regionnäten har transformatorer mellan stamnät och regionnät, transformatorer mellan spänningar i regionnät samt transformatorer mellan regionnät och lokalnät. Innan elen förs in i regionnätet har den transformerats från spänningsnivån 220 kV eller 400 kV till regionnätets lägre nivå. Elintensiva industrier som smältverk och pappersbruk får oftast sin el direkt från regionnätet.

Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Spänningen i lokalnäten ligger mellan 20-0,4 kV. Lokalnäten består av luftledningarna och jordkabel, transformatorer mellan regionnät och lokalnät samt transformatorer mellan spänningar i lokalnätet (hög- till lågspänning).

4 Förluster i elnätet

4.1 Beskrivning av förluster

De tekniska förlusterna i elnätet kan delas in i två typer, belastningsförluster och tomgångsförluster. Dessa förluster sker antingen i ledningar alternativt i jordkablar eller i transformatorer.

4.1.1 Belastnings- och tomgångsförluster

Effektförluster som beror på belastningen kan beskrivas som direkt proportionella mot det elektriska motståndet, t.ex. i en ledning, men växer med kvadraten på strömstyrkan. Det här innebär i praktiken att en fördubblad belastning ger fyra gånger högre förluster. I ett växelströmssystem indelas strömmen i en aktiv och en reaktiv komponent. Den aktiva komponenten kan relateras till den effekt som krävs för drift av maskiner, uppvärmning, m.m. Den reaktiva komponenten krävs bl.a. för magnetisering av transformatorer och motorer, för reaktorer i lysrörsbelysning, m.m.

Vid konstruktion dimensioneras ledningar och transformatorstationer för att optimera lönsamhet vid drift. Kostnaderna för förlusterna vägs mot investeringskostnaden i en större apparat eller grövre ledning. Värderingen av förlusterna kan variera och beror dels på kostnaden för elenergin vid byggnationen och dels på den förväntade utvecklingen av kostnaden för elenergi under apparatens livslängd.

Tomgångsförlusterna är inte beroende av belastningen utan uppstår när en ledning eller apparat är spänningssatt. Merparten av tomgångsförlusterna uppstår vid magnetisering av det järn som finns i transformatorer, reaktorer, motorer, etc. Förlusterna beror på virvelströmmar som uppstår i järnet, vilket leder till uppvärmning. Drift av pumpar och fläktar för kylning av t.ex. transformatorer eller generatorer är också tomgångsförluster.

Andra typer av väsentligt mindre förluster förekommer, t.ex. dielektriska förluster, som beror på höga elektriska fältstyrkor i isolationsmaterial och koronaförluster. Koronaförluster uppstår vid höga spänningsnivåer då de höga elektriska fältstyrkorna ger partiella genombrott i luften kring ledare, ofta vid fuktig väderlek. I ledningar är det främst i kablar som de dielektriska förlusterna är av betydelse.

Tomgångs- och belastningsförluster kan också beskrivas med maxeffekter och utnyttjningstider. Ett nätområde med mycket överförd energi har större belastningsförluster än ett nät med liten mängd överförd energi. Ett nätområde eller en maskin med stor installerad effekt har större tomgångsförluster än ett nät/maskin med liten installerad effekt. Installerad effekt avser summan av flera maskiners märkeffekt.

Elnäten i Sverige har olika varaktighetskurvor och utnyttjningstider beroende på vilken typ av belastning som dominerar i elnätet. Ett elvärt bostadsområde har hög förbrukning under vintern och låg förbrukning under sommaren. Hushåll har förbrukningstoppar morgon och kväll. Ett industriområde har en ganska jämn belastningsfördelning under året men kraftiga förbrukningstoppar under arbetstid. Ansatt varaktighetskurva och utnyttjningstid för ett nät påverkar storleken av de beräknade belastningsförlusterna i nätet. Tomgångsförluster har en utnyttjningstid om 8 760 h (helår).

4.1.2 Förluster i ledningar

Energiförlusterna i ledningarna är främst belastningsförluster. Storleken på förlusterna beror av mängden ström som går genom ledningen samt ledningens dimensioner (area och längd). Ledningar dimensioneras genom att förlustkostnaderna vägs mot investeringskostnaden då ledningen byggs. Eftersom olika företag tillämpar olika principer för denna avvägning är det svårt att uppskatta medelförlusten per km ledning. Genomförda beräkningar ger dock en uppfattning om storleken på förlusterna för några typledningar i tabellen nedan.

Tabell 4.1 Medelförluster i ledningar

| Typ av ledning | Medelförlust |
|----------------|--------------|
| 10 kV: | 5,3 kW/km |
| 50 kV: | 13,8 kW/km |
| 130 kV: | 11,5 kW/km |
| 400 kV: | 56 kW/km |

4.1.3 Förluster i transformatorer

En transformator har både belastnings- och tomgångsförluster. I Tabell 4.2 redovisas schablonvärden på dessa förluster. Transformatorförluster är kopplade till dess fysiska egenskaper och eftersom nyinvesteringar i näten inte varit omfattande sedan inventeringen utfördes bedöms tabellen fortfarande giltig.

Tabell 4.2 Schablonvärden på transformatorförluster

| Märkeffekt, MVA | Omsättning, U1/U2 | Tomgångsförluster, kW | Belastningsförluster, kW |
|----------------------------|------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| 750 | 400/130 | 200 | 1500 |
| 500 | 400/130 | 125 | 1000 |
| 63 | 130/40 | 35 | 300 |
| 40 | 130/40-11 | 30 | 170 |
| 25 | 130/40-11 | 20 | 125 |
| 16 | 40/10 | 10 | 70 |
| 10 | 40/10 | 9 | 55 |
| 6,3 | 40/10 | 7 | 40 |
| <1 MVA | 10/0,4 | 0,1-0,15 % av Sn | 1 % av Sn |

Sn= transformatorns märkeffekt (mäts i MVA eller kVA)

4.2 Förlustinventering

En inventering av förlusterna i det svenska elnätet har genomförts.

Utgångspunkten i inventeringen har varit aktuell statistik för förluster från 2012 från Energimarknadsinspektionen (Ei) och Svenska Kraftnät (SvK). Statistiken över förlusterna är uppdelad på stamnätet, regionnäten och lokalnäten.

Förlusterna i det svenska elnätet 2012 var enligt siffror från Ei 3,5 TWh för stamnätet, 1,83 TWh för regionnäten och 3,73 TWh för lokalnäten. Enligt SvK var förlusterna samma år 3,48 TWh för stamnätet, 1,95 TWh för regionnäten och 3,75 TWh för lokalnäten. När det gäller förluster i stamnätet samt lokalnäten redovisar alltså SvK och Ei siffror i samma storleksordning. För regionnäten däremot är förlustsiffrorna från SvK något högre än Ei:s. Vid förlustberäkningar i rapporten används SvK:s siffror för stamnätet, och för regionnäten och lokalnäten används Ei:s siffror. Anledningen till att använda SvK:s förlustsiffror för stamnätet är att SvK är nätägaren. Motivet till att använda Ei:s förlustsiffror för regionnäten och lokalnäten är att nätägarna rapporterar in till Ei och definitionen på elnätsförluster i dessa siffror är given (inmatad energi minus uttagen energi).

Förluster i de olika delarna av nätet presenteras nedan i Tabell 4.3. Förluster är här indelade i belastningsförluster och tomgångsförluster.

Tabell 4.3 Sammanställning av förlusterna i det svenska elnätet och fördelningen mellan typ av nät och förlusttyp.

| | Förluster i TWh (2012) | Del av totala nätförluster |
|-----------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| Totalt i nätet | 9,04 | 100 % |
| Stamnät | 3,48 | 39 % |
| Tomgångsförluster | 0,51 | 6 % |
| Belastningsförluster | 2,96 | 33 % |
| Regionnät | 1,83 | 20 % |
| Tomgångsförluster | 0,32 | 4 % |
| Belastningsförluster | 1,51 | 17 % |
| Lokalnät | 3,73 | 41 % |
| Tomgångsförluster | 0,99 | 11 % |
| Belastningsförluster | 2,74 | 30 % |

2012 var de totala förlusterna ca 9 TWh. I relation till den totala elförbrukningen, som enligt SvK var 137 TWh år 2012, var förlusterna 6,6 %.

4.2.1 Hur förluster beräknas

De totala förlusterna i de olika delarna av nätet (i Tabell 4.3) beräknas inte, utan erhålls från inrapporterad statistik från SvK och Ei (beskrivet i avsnittet ovan). För att däremot få fram fördelningen mellan belastningsförluster och tomgångsförluster genomförs beräkningar på komponentnivå för respektive nättyp. Tomgångs- och belastningsförluster beräknas utifrån fysikaliska resonemang för de komponenttyper som specificerats tidigare – luftledningar, jordkabel och transformatorer. Genom att från statistik inhämta information och göra skattningar av komponentvolymerna i respektive nät, samt ansätta fysikaliska samband om hur förluster uppstår i dessa komponenter, har beräkningar gjorts av hur stora förlusterna borde vara rent teoretiskt. Antagandet har gjorts att denna beräkning är realistisk med avseende på fördelningen mellan komponenttyper och tomgångs- och belastningsförluster i respektive nät. Således har de beräknade förlusterna skalats proportionerligt för att ge samma förluster som redovisats av Ei och SvK.

Tabell 4.4 visar en sammanställning av hur de beräknade förlusterna är fördelade mellan stamnätet, regionnäten och lokalnäten samt hur de är fördelade mellan tomgångs- och belastningsförluster.

Tabell 4.4. Sammanställning av förlusterna i det svenska elnätet och deras fördelning mellan nät och komponenttyp.

| | Förluster i TWh (2012) | Del av totala nätförluster |
|-----------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| Totalt i nätet | 9,04 | 100 % |
| Stamnät | 3,48 | 38,5 % |
| <i>Luftledning (14 820 km)</i> | | 37,6 % |
| Tomgångsförluster | 0,49 | 5,4 % |
| Belastningsförluster | 2,91 | 32,1 % |
| <i>Jordkabel (37 km)</i> | - | - |
| Tomgångsförluster | - | - |
| Belastningsförluster | - | - |
| <i>Transformator (17 st)</i> | 0,08 | 0,9 % |
| Tomgångsförluster | 0,02 | 0,2 % |
| Belastningsförluster | 0,06 | 0,7 % |
| Regionnät | 1,83 | 20,2 % |
| <i>Luftledning (29 271 km)</i> | 0,65 | 7,2 % |
| Tomgångsförluster | - | - |
| Belastningsförluster | 0,65 | 7,2 % |
| <i>Jordkabel (1 043 km)</i> | 0,06 | 0,7 % |
| Tomgångsförluster | 0,05 | 0,5 % |
| Belastningsförluster | 0,01 | 0,1 % |
| <i>Transformator (3 619 st)</i> | 1,11 | 12,3 % |
| Tomgångsförluster | 0,27 | 3,0 % |
| Belastningsförluster | 0,84 | 9,3 % |
| Lokalnät | 3,73 | 41,3 % |
| <i>Luftledning (155 934 km)</i> | 1,09 | 12,1 % |
| Tomgångsförluster | - | - |
| Belastningsförluster | 1,09 | 12,1 % |
| <i>Jordkabel (350 185 km)</i> | 1,62 | 17,9 % |
| Tomgångsförluster | 0,32 | 3,5 % |
| Belastningsförluster | 1,30 | 14,5 % |
| <i>Transformator (190 950 st)</i> | 1,02 | 11,1 % |
| Tomgångsförluster | 0,67 | 7,4 % |
| Belastningsförluster | 0,35 | 3,7 % |

De sammanlagda tomgångsförlusterna i det svenska elnätet beräknas till 1,79 TWh eller 20 % av de totala förlusterna. De sammanlagda belastningsförlusterna beräknas till 7,24 TWh eller 80 % av de totala förlusterna.

Beräkningarna avser endast tekniska förluster. Energiuttag som görs från ett elnät som inte registreras av nätägaren, t.ex. gatubelysning och parkeringsmätare för vilka mätare saknas eller stöld av elenergi genom olovlig inkoppling på elnätet finns inte med här. Denna energiförbrukning registreras av nätägaren som förluster, enligt definitionen ”skillnaden mellan totalt inmatad energi i det lokala nätet minus totalt uttagen energi i uttagspunkter”.

5 Energieffektiviseringspotentialer i elnätet till 2020 och 2030

5.1 Framtiden representeras av Perspektivplan 2025

I uppdraget görs en uppskattning av förlusterna i det svenska elnätet för år 2020 och 2030 samt potentialen för att minska dessa förluster. Framtidens utveckling av bland annat förnybar elproduktion kommer att påverka elnätets effektivitet.

Utgångspunkten i framtiden representeras här av *Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet*⁶. Perspektivplan 2025 är ett långsiktigt plandokument om utvecklingen av det svenska stamnätet på 10-15 års sikt som tagits fram av Svenska Kraftnät.

I planen framgår att under kommande år står det svenska stamnätet inför en period av mycket omfattande utbyggnad, motsvarande en sammantagen investeringsvolym på 55-60 miljarder kronor. Förstärkningarna behövs för att anslutna ny förnybar elproduktion och för att fördjupa marknadsintegrationen med omvärlden samtidigt som behovet av reinvesteringar är stort.

Utformningen av nätförstärkningarna i Sverige kommer att bero på hur och var ny elproduktion byggs i Sverige, Norge och Finland. Svenska Kraftnät beslutar inte om förstärkningsåtgärder så länge det är osäkert om produktionen verkligen blir av, var den förläggs och hur stor den blir.

Det finns antaganden i *Perspektivplan 2025* och i detta uppdrag som naturligtvis kan komma att se annorlunda ut i framtiden. Ett sådant exempel är den idag befintlig kärnkraften som i *Perspektivplan 2025* finns kvar fram till 2025. Ett annat exempel är hur den förnybara elproduktionen kommer att utvecklas. Hur stor den blir, vilket kraftslag och var i landet den byggs kommer att påverka elnäten och dess förluster.

5.2 Förluster i det svenska elnätet till 2020 och 2030

Uppskattningarna för utvecklingen till år 2020 och 2030 utgår från huvudscenariot i *Perspektivplan 2025*, som bl.a. innebär en kraftig ökning av vindkraften medan övriga kraftslag förväntas förbli relativt stabila, liksom också överföringskapaciteten till grannländerna. Grundtanken bakom scenariot är att Sverige ska ha ett elnät som motsvarar de krav som följer av 20-20-20 EU:s mål. Användningen av el antas ligga på 158 TWh, vilket innebär en ökning, i huvudsak i södra Sverige. Ökningen av främst vindkraft i norra Sverige kommer att innebära ett överskott i elproduktion på knappt 20 TWh.⁷ Andra faktorer som

⁶ Perspektivplan 2025 – En utvecklingsplan för det svenska stamnätet, Svenska Kraftnät, april 2013

⁷ Perspektivplan 2025 sid. 47-48

inverkar på flödena i det svenska kraftnätet är bl.a. utveckling av export till kontinenten, huruvida Finland bygger ut kärnkraft i norr samt mängden nederbörd i norra Sverige. För en mer detaljerad beskrivning av scenariot hänvisas till perspektivplanen.⁸

Baserat på underlag från Svenska Kraftnät, Energimyndigheten och andra källor görs här en prognos för elproduktion och elanvändning för den fortsatta analysen i enlighet med Tabell 5.1.

Tabell 5.1. Prognoserad produktion och förbrukning av el

| Elenergi [TWh] | SvK 2025 | Prognos 2020 | Prognos 2030 |
|------------------------|-----------------|---------------------|---------------------|
| Vattenkraft (normalår) | 66,8 | 66,8 | 66,8 |
| Kärnkraft | 72,6 | 72,6 | 72,6 |
| Vindkraft | 17,2 | 17 | 22 |
| Användning | 158 | 156 | 160 |

Givet dessa utgångsantaganden, uppskattas de totala förlusterna 2020 till 13,2 TWh/år och 2030 till 14,2 TWh/år. De totala förlusterna innefattar förluster för förutsatta produktionsförändringar inklusive lokalisering av denna och planerade nätinvesteringar. För uppdelning på nätnivå se tabell 5.2.

Tabell 5.2. Förluster i elnätet år 2020 och 2030 [TWh/år]

| | 2020 | 2030 |
|-------------------------|-------------|-------------|
| Stamnät | 5,6 | 6,3 |
| Regionnät | 2,6 | 2,7 |
| Lokalnät | 5,0 | 5,2 |
| Totala förluster | 13,2 | 14,2 |

De totala förlusterna i relation till den prognostiserade totala elanvändningen (i tabell 5.1) uppskattas till 8,5 % 2020 och 8,9 % 2030. Detta är en procentuell ökning jämfört med nivån 2012 som låg på 6,6%.

Ökningen av förlusterna sker främst i stamnätet. Observera att dessa förlustangivelser för stamnätet är ett genomsnitt för de olika scenarierna och att variationen mellan högsta och lägsta värde ligger på omkring 5 TWh (mellan ca 3 TWh och ca 8 TWh i bägge fallen). Denna spännvidd innebär att det är skäl att undvika ansatser till alltför detaljerade slutsatser. Det verkar dock som om främst belastningsförlusterna i stamnätet kommer att öka, medan motsvarande utveckling inte verkar ske i region – och lokalnät. Denna ökning antas framförallt bero på en

⁸ En detaljerad beskrivning finns i Svenska Kraftnäts ”Resultat från en marknadsmodellstudie. Appendix till Perspektivplan 2025”. Sida 11 -

ökad utbyggnad av norrländsk vindkraft. Även i lokalnäten kan en ökning av förlusterna konstateras, vilket antagligen beror på den ökade elanvändningen 2020 och 2030 jämfört med 2012. Förlusterna är till sin natur kvadratisk beroende av belastningsströmmen, vilket innebär att en fördubblad belastning ger fyra gånger högre förluster.

5.3 Tekniska möjligheter att minska förlusterna

Den tekniska potentialen för att sänka förlusterna inom respektive del av kraftsystemet för perioden till 2020 samt för perioden till 2030 har uppskattats. Tekniska lösningar har inventerats och värderats och begränsas inte till nuvarande konventionella lösningar. I samband med utbyggnad, förstärkning eller annan förändring av kraftnätet kan en förlustvärdering mellan olika alternativa lösningar vara avgörande. Däremot är det så att en förlustminskning i elnätet inte ensam motiverar en nätuppggradering i de flesta fall.

Den totala tekniska potentialen för energieffektivisering i elnätet bedöms vara 472 GWh/år fram till år 2020 och 829 GWh/år fram till år 2030.

Energieffektiviseringspotentialen samt den ekonomiska besparingen (som erhålls i samband med en minskad elanvändning) presenteras i tabell 5.3 nedan uppdelat på specifika åtgärder. Den ekonomiska besparingen som uppskattas för respektive åtgärd baseras på ett elpris på 40 öre/kWh för 2020 och 50 öre/kWh för 2030.

Tabell 5.3 Uppskattad energieffektiviseringspotential och ekonomisk besparing för år 2020 respektive år 2030 [GWh/år] & [MSEK/år]

| Åtgärd | 2020 | | 2030 | |
|----------------------------|------------|------------|------------|------------|
| | [GWh/år] | [MSEK/år] | [GWh/år] | [MSEK/år] |
| Ändrad produktion | 297 | 119 | 429 | 215 |
| Transformatorer | 104 | 42 | 319 | 160 |
| Driftoptimering | 44 | 18 | 44 | 22 |
| Spänningsändring | 14 | 6 | 14 | 7 |
| Ledningar | 13 | 5 | 23 | 11 |
| Reaktiv effektkompensering | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ändrad förbrukning | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Energilager | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Totalt | 472 | 190 | 829 | 415 |

Lokaliseringen av ny produktion ligger utanför nätbolagens direkta påverkan vilket innebär att summan av de energieffektiviseringsåtgärder som nätbolagen själva kan påverka direkt är 175 GWh/år för år 2020 och 400 GWh/år för år 2030.

5.3.1 Energieffektiviseringspotentialen för transformatorer

Efter ändrad produktion (se 5.3.5) finns den näst största tekniska potentialen för effektivisering inom byte av transformatorer. Här är potentialen 104 GWh/år fram till år 2020 respektive 319 GWh/år fram till år 2030. Potentialen här berör enbart

en minskning av tomgångsförlusterna då det inte antas ske någon transformatoruppgradering enbart för att minska belastningsförlusterna för tidsperspektivet 2020 respektive 2030. Anledningen till att vid utbyte välja en större märkeffekt (och därmed minskade belastningsförluster för en given nyttoeffekt) anses vara ökat kapacitetsbehov. I vissa fall kan det vara lönsamt att byta ut en transformator innan dess tekniska livslängd löpt ut.

5.3.2 Energieffektiviseringspotentialen för nätdriftoptimering

För nätdriftoptimering är energieffektiviseringspotentialen 44 GWh/år för både år 2020 och 2030. Nätdriftoptimering innebär att man optimerar användningen av parallella ledningar eller transformatorer. Vid hög belastning kan t.ex. större transformatorkapacitet krävas, men för att undvika förluster måste kapaciteten tas ur drift när behovet inte längre finns. Den större potentialen finns i en mer frekvent omkoppling av transformatorer medan ledningsförlusterna p.g.a. reaktiv effekt är rätt små. Detta kan dock vara en åtgärd man vill undvika av driftsäkerhets- och slitageskäl. Reaktiv effekt är en följd av växelströmmens karaktär och som regleras bla med hjälp av s.k. shunkondensatorer och -reaktorer. Det bedöms inte ske några förändringar fram till år 2030 utöver de regleringar som normalt redan görs.

5.3.3 Energieffektiviseringspotentialen för spänningsändring

När det gäller spänningsändringar är elnätsföretagen förhållandevis förlustmedvetna och väl insatta i driftspänningens betydelse för förlustminimeringen i näten. Mycket är redan gjort här men en effektiviseringspotential på 14 GWh/år (både för 2020 och 2030) uppskattas med förhållandevis små investeringar.

5.3.4 Energieffektiviseringspotentialen för ledningar

Effektiviseringspotentialen kopplat till byte av ledningar uppskattas till 13 GWh/år för år 2020 och 23 GWh/år för år 2030. Behovet av nya ledningar avgörs av nätoperatörerna och bedöms från fall till fall och inte som en helhet. Någon ändring av befintliga ledningar antas inte ske i förlustminimerande syfte inom överskådlig framtid. De ändringar, förstärkningar och nybyggnationer som görs, bedöms ske av andra orsaker men med förlustminskningar som följd.

5.3.5 Minskade förluster genom förändringar i produktion eller förbrukning

Den största energieffektiviseringspotentialen är genom förändringar i elproduktionen där förlusterna kan minskas med 297 GWh/år fram till 2020 respektive 429 GWh/år fram till år 2030 enligt genomförda beräkningar. Denna potential kan antagligen vara något högre och siffrorna här ska ses som en lägstanivå.

Både förändring av produktion eller förbrukning ligger utanför elnätsföretagens påverkansmöjlighet. Produktionen och förbrukningen kan däremot förändras, till storlek, lokalisering, mönster i tiden, etc., av andra orsaker, t ex teknikutveckling

eller myndighetsincitament av olika slag och därigenom påverka förlusterna i infrastrukturen för el.

Ändrad produktion

Om elproduktionen skulle förläggas närmare konsumenterna, främst genom att man i högre grad tar småskaliga produktionsenheter i bruk, skulle det resultera i betydande förlustminskningar, främst eftersom den totala överföringen minskar. Man bör även beakta den nuvarande trenden som innebär storskalig utbyggnad i norra Sverige och hur det påverkar förlusterna. Även en etablering av storskalig produktion i södra Sverige är tänkbar. Det är dock viktigt att påpeka att nätoperatörerna inte styr denna typ av utlokalisering och att beslut om lokalisering av produktionen inte bygger på förlustminskning.

Det finns ingen potential för omlokalisering av vattenkraft p.g.a. geografiska faktorer. Däremot finns det en potential för vindkraft i regionnät, vind- och solkraft i lokalnät, högeffektiv kraftvärme i både region- och lokalnät samt mikrokraftvärme och bränsleceller. Den mest bidragande förändringen är kraftvärmens och – för år 2030 – mikrokraftvärme och bränsleceller. Beträffande el från högeffektiv kraftvärme uppskattas en ökningspotential på 11 TWh, som kunde matas in direkt i region- eller lokalnät. Således skulle stamnätsförluster undvikas. Kraftvärmeanläggningarna ligger ofta nära slutanvändarna, vilket resulterar i minskade överföringsförluster. Mikroproduktion som sker på/vid enskilda byggnader eller fastigheter med exempelvis solceller eller småskalig vindkraft ger inga överföringsförluster alls så länge som produktionen inte överstiger användningen i huset.

Ändrad förbrukning

Belastningsstyrning

Det finns inget som tyder på att det skulle ske så stora förändringar i lokaliseringen av belastningen under en tidshorisont fram till år 2030 så att detta skulle få en märkbar betydelse för förlusterna. Belastningsstyrning, dvs. att användarna ges incitament att använda el under perioder av låg belastning, används inte i någon större utsträckning idag. Incitamentet för användarna kan ligga både i energikostnaden och i överföringskostnaden dvs. i nätavgifterna. Ifall plug-in hybridbilar blir vanligare i framtiden kan detta få konsekvenser för belastningen, men i dagsläget torde det vara säkrast att inte tillskriva belastningsstyrning någon större betydelse fram till år 2030, även om det är motiverat att sträva efter att kapa topparna på elanvändningen genom olika incitament.

Interoperabilitet

Interoperabilitet, dvs. koordinerad styrning av produktion och användning genom att använda nya kommunikationsmöjligheter och elektroniska elmätare i alla uttagspunkter, kan innebära minskade förluster. Det sker en snabb teknikutveckling som väntas möjliggöra interoperabilitet tom i enskilda småhus. I

dagsläget verkar det dock som om interoperabilitet inte skulle hinna få någon nämnvärd inverkan till år 2030 när det gäller minskade förluster.

Energilager

Förändring av förbrukning eller tillkomst av energilager bedöms alltför osäker för att ta med i en uppskattning av energieffektiviseringspotentialen inom infrastrukturen för el. Energilager skulle dessutom kunna ge upphov till förluster, varför sådana inte nödvändigtvis är att föredra ur effektiviseringsperspektiv i jämförelse med längre överföringar.

5.3.6 Investeringskostnader för energieffektivisering

När det gäller den ekonomiska potentialen för att sänka förlusterna i elnätet fram till 2030 är det svårt att genomföra realistiska bedömningar över tid. Beräkningar pekar dock i riktningen att det skulle kunna vara lönsamt att genomföra energieffektiviserande åtgärder. För specifika åtgärder kan följande konstateras:

- Spänningshöjning av mellanspänningsnät skulle kunna spara c:a 14 GWh/år till en investeringskostnad på storleksordningen 30 MSEK.
- Förlustminskning genom tidigareläggning av transformatorbyten skulle kunna spara c:a 100 GWh/år 2020, och storleksordningen tre gånger så mycket år 2030, till sammanlagda investeringskostnader på 220 MSEK fram till år 2020 och 840 MSEK fram till år 2030.
- Driftoptimering kan spara c:a 40 GWh per år, genom förbättrad operatörsutbildning eller installation av reglerautomatik, till en kostnad på några miljoner kronor per år.

För att få en uppfattning om investeringskostnaden i relation till den sparade mängden energi görs beräkningar av hur stor kostnaden blir per ackumulerad kWh fram till år 2020 och till år 2030 för två av åtgärderna, se tabell 5.4.

Tabell 5.4. Investeringskostnad per ackumulerad kWh för transformatorbyte och spänningsändring

| Åtgärd | Effektivisering 2020, GWh | Total kostnad 2020, Mkr | Kostnad kr/ ackumulerad kWh fram till 2020 | Effektivisering 2030, GWh | Total kostnad 2030, Mkr | Kostnad kr/ ackumulerad kWh/år 2030 |
|-------------------|------------------------------|-------------------------------|--|------------------------------|-------------------------------|--|
| Transformatorbyte | 104 | 220 | 0,85 | 319 | 840 | 0,53 |
| Spänningsändring | 14 | 30 | 0,86 | 14 | 30 | 0,17 |

Transformatorerna antas bli införda successivt fram till år 2030. Den ackumulerade effektiviseringen antas därför öka linjärt. Det är dock viktigt att påpeka att kostnaderna för olika transformatorer varierar, liksom även att effektiviseringspotentialen beror på vilka transformatorer som ersätts. Följaktligen

är värdena i tabellen ytterst approximativa och ska bara ses som riktgivande. För precisa uppskattningar bör en omfattande detaljstudie genomföras.

Märk att effektiviseringen till följd av spänningsändringarna uppfattas som en linjär årlig ökning 2015-2020, dvs. värdet 14 uppnås först år 2020. Därefter uppfattas effektiviseringen på årsnivå som en konstant fram till 2030. Kostnaden på 30 miljoner kronor som uppges år 2030 är samma kostnad som uppstod före 2020, dvs. inga nya kostnader har tillkommit.

Utöver den ackumulerade kostnaden som tagits fram i tabell 5.4 ska även den ekonomiska besparingen som presenteras i tabell 5.3 tas i beaktande här. Detta kan peka på att det skulle kunna vara ekonomiskt lönsamt att genomföra energieffektiviserande åtgärder i elnätet. Detta är dock under förutsättningen att nya investeringar ändå krävs av andra skäl än att minska nätförlusterna.

6 Incitament som bidrar till att minska nätförlusterna

För att den tekniska potential som redovisats i kapitel 5 ska realiseras krävs till viss del nya incitament för elnätsägarna. Energimarknadsinspektionen arbetar med ett flertal nya incitament vilka redovisas nedan. Ett nytt ekodesigndirektiv för transformatorer träder också i kraft under 2015 vilket kommer att bidra till att minska nätförluster, vilket redogörs för i detta avsnitt.

6.1 Intäktsramsreglering

Fram till och med 2011 bedömdes skäligheten i nätföretagens intäkter i efterhand men från och med 2012 ska elnätsavgifterna fastställas i förväg genom att Ei beslutar om en intäktsram för varje elnätsföretag för fyra år i taget.

Den reglering som tillämpas för elnätsverksamhet är en kostnadsbaserad intäktsramsreglering. Detta innebär att en intäktsram beräknas utifrån de skäligena kostnader som elnätsföretagen har. Kostnaderna är uppdelade i kapitalkostnader (räntor, avskrivningar och avkastning) och löpande kostnader. De löpande kostnaderna har dessutom delats upp i påverkbara och opåverkbara kostnader.

Nedan följer ett utdrag av det regelverk som styr beräkning av intäktsram.

6.1.1 Regler för förhandsreglering av intäktsram

En intäktsram ska enligt 5 kap. 1 § första stycket ellagen fastställas i förväg för varje tillsynsperiod som ska vara fyra kalenderår, om det inte finns särskilda skäl för en annan tidsperiod (4 §). Inför beslutet om intäktsram ska nätföretagen själva lämna förslag till intäktsram tillsammans med de uppgifter som krävs för att pröva förslaget. Det ska framgå av beslutet vilka uppgifter och metoder som har använts vid fastställandet av ramen.

Vid beräkningen av intäktsramens storlek ska ramen enligt 5 kap. 6 § ellagen täcka skäligena kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital (kapitalbas) som krävs för att bedriva verksamheten. När intäktsramen bestäms ska hänsyn även tas till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten (7 §). En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

När det gäller beräkning av skäligena kostnader i nätverksamheten avses enligt 5 kap. 8 § ellagen kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet med likartade objektiva förutsättningar. Kostnad för avbrottsersättning enligt 10 kap. 10 § ellagen ska dock inte anses vara en skälig kostnad.

Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som nätkoncessionshavaren använder för att bedriva nätverksamheten. Vidare ska hänsyn tas till investeringar och avskrivningar under tillsynsperioden. En tillgång som inte behövs för att bedriva verksamheten ska anses ingå i kapitalbasen, om det skulle vara oskäligt mot nätkoncessionshavaren att bortse från tillgången. Förutom bestämmelser i 5 kap. 6 § ellagen finns regler i regeringens förordning (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857) om hur kapitalbasen ska beräknas.

I Förordning (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857) framgår följande om värdering av anläggningstillgångar till nuanskaffningsvärde

9 § En anläggningstillgång som ingår i kapitalbasen ska åsättas ett nuanskaffningsvärde som motsvarar ett normvärde för en anläggningstillgång som är i huvudsak likadan som den tillgång som ingår i kapitalbasen.

Ett normvärde enligt första stycket ska beräknas med utgångspunkt i den investeringsutgift en nätkoncessionshavare skulle ha för att förvärva eller tillverka en anläggningstillgång under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt med tillbörlig hänsyn till sådana förutsättningar som nätkoncessionshavaren inte själv kan påverka.

6.1.2 Nytt förslag till bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar

I februari 2014 fick Ei i uppdrag av regeringen att utreda och lämna förslag till ändringar i förordningen (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857). I uppdraget ingick att jämföra olika metoder för att beräkna kapitalkostnader och beskriva för- och nackdelar med dessa. I mars 2014 lämnade Ei sitt förslag⁹ till regeringen. De två metoder som jämförts för att beräkna kapitalkostnader är real linjär metod och real annuitet. Real annuitet innebär att kapitalkostnaderna realt sett blir konstanta över en anläggnings livslängd och ersättningen för kapitalkostnaderna blir desamma oavsett vart i investeringscykeln anläggningen befinner sig. Real linjär metod innebär att kapitalkostnaderna beräknas med hänsyn till anläggningarnas ålder vilket innebär att ersättningen för kapitalkostnaderna är högre när anläggningen är ny och minskar med anläggningarnas ålder. Real linjär som kapitalkostnadsmetod blir på så vis mer investeringsdrivande eftersom avkastningen (som är en del av kapitalkostnaderna) minskar ju äldre anläggningarna blir.

6.2 Ändringar till följd av energieffektiviseringsdirektivet

Till följd av Europaparlamentets och rådets direktiv om energieffektivitet föreslås en del ändringar i ellagen där 5 kap 7 a § är av störst intresse när det gäller incitament till energieffektivisering inom ramen för förhandsregleringen.

⁹ Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar, Ei R2014:09

5 kap. 7 a § När intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till i vilken utsträckning nätverksamheten bedrivs på ett sätt som är förenligt med eller bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet. En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

6.3 Incitament till energieffektivisering inom ramen för förhandsregleringen

I ett projekt för att främja ”Smarta nät” har Ei tagit fram incitament för att främja ett effektivt utnyttjande av näten. Incitamenten kommer att tillämpas från och med de beslut som avser 2016-2019 och kommer att presenteras mer detaljerat i en kommande rapport från Ei, *Smarta nät – ett sätt att främja en effektiv nätdrift*.

I förhandsregleringen delas de löpande kostnaderna i nätverksamheten upp i opåverkbara och påverkbara kostnader. Nätförluster är en kostnad som till den första tillsynsperioden (2012-2015) hanterades som en opåverkbar kostnad tillsammans med kostnad för överliggande nät och myndighetsavgifter. Denna hantering innebär att det inte finns några incitament för nätföretagen att sänka dessa kostnader då de i sin helhet kan föras vidare till kundkollektivet.

Ei har valt att ta fram en indikator för nätförluster och en indikator som fokuserar på att jämna ut belastningen i nätet. Incitamentet att reducera nätförlusterna tillämpas för lokalnät, regionnät och stamnät. Incitamentet för att jämna ut belastningen i nätet tillämpas inte för stamnätet utan bara för lokal- och regionnät.

6.3.1 Incitament att minska nätförluster

Motivet till att använda en indikator för nätförluster är att dessa har en direkt påverkan på nätkostnader och energiåtgång. Ett incitament för nätföretagen att minska förlusterna skapar därför tydliga nyttor för nätanvändare och för samhället som helhet.

Nätförluster har i regleringen för den första tillsynsperioden behandlats som en opåverkbar kostnad vilket innebär att nätföretagen inte har något incitament att sänka denna eftersom kostnaden i sin helhet kan föras vidare till kundkollektivet. Genom att skapa en indikator för nätförluster så erhålls ett incitament att sänka denna kostnad.

Incitamentet är uppbyggt så att en reduktion av andelen förluster eller en ökad andel förluster jämfört med den egna historiken ger ett tillägg respektive avdrag på intäktsramen.

Ei utgår ifrån indikatorn nätförluster i förhållande till uttagen volym. För att skapa en norm så utgår Ei från företagens egen historik avseende nätförluster. För 2016-2019 utgår Ei från 2010-2013 för att skapa denna norm. Detta sammanfaller med de senaste kvalitetsgranskade uppgifter som Ei har tillgång till då besluten om intäktsramen för perioden 2016-2019 ska fattas 2015. Normen för 2010-2013 jämförs sedan med utfallet av indikatorn för 2016-2019 för att avgöra om andelen nätförluster ökat eller minskat.

En synpunkt som lyfts fram under arbetet med incitamenten är att nätförlusterna ibland ökar till följd av en ökad andel lokal produktion. Det finns inget tydligt samband men Ei avser ändå införa en typ av undantag för att inte hämma utbyggnaden av lokal produktion. Detta innebär att om ett nätföretag får en ökad andel nätförluster och detta beror på att den lokala produktionen ökat så sker inget avdrag för den andel av nätförlustökningen som kan visas vara kopplad till produktionsökningen.

6.3.2 Incitament att jämna ut belastning på nätet

Ett effektivt utnyttjande av nätet kan vara att jämna ut nätets belastning och kapa effektoppar. Motivet till att använda en indikator för jämna ut belastningen på nätet är att skapa incitament för att frigöra kapacitet för anslutning av exempelvis mer förnybar energi, att undvika alternativt att senarelägga investeringar i mer kapacitet och att reducera nätförluster.

Om belastningen på nätet jämnas ut kan nätföretaget göra kostnadsbesparingar när det gäller kostnader för överliggande nät. Kostnad för överliggande nät har i regleringen behandlats som en opåverkbar kostnad vilket innebär att nätföretagen inte har något incitament att sänka denna eftersom kostnaden i sin helhet kan föras vidare till kundkollektivet. Denna indikator bedöms gynna en effektiv nät drift samtidigt som kunderna och samhället kan ta del av effektiviseringsvinsten genom lägre kostnader (kostnad för överliggande nät).

För att uppnå en jämnare belastning krävs både deltagande och engagemang från kunder för att bidra till denna effektutjämnning. Kundernas förbrukningsmönster behöver alltså skiftas till en jämnare förbrukning. Det innebär att den styrmekanism som nätägaren erhåller i och med incitamentet måste föras vidare till kunderna. Även inmatningskunder (inkl. förnybar- och mikroproduktion) bör involveras för att jämna ut belastningen.

Nätföretagens möjlighet att påverka kundernas förbrukningsmönster kan ske främst genom ekonomiska incitament. För de flesta nätkunder finns idag inget incitament att anpassa sin förbrukning då inmatnings- och uttagstariffer oftast inte är tillräckligt beroende av kapacitetsutnyttjandet. Införande av effekttariffer som beror av verklig uttagen effekt ger incitament till effektivt kapacitetsutnyttjande. En tänkbar vidareutveckling kan vara att prissätta effektuttaget ”rätt” per timme. Exempelvis kan ett högt effektuttag på natten prissättas lägre än ett högt effektuttag dagtid under de timmar då belastningen på nätet är som högst.

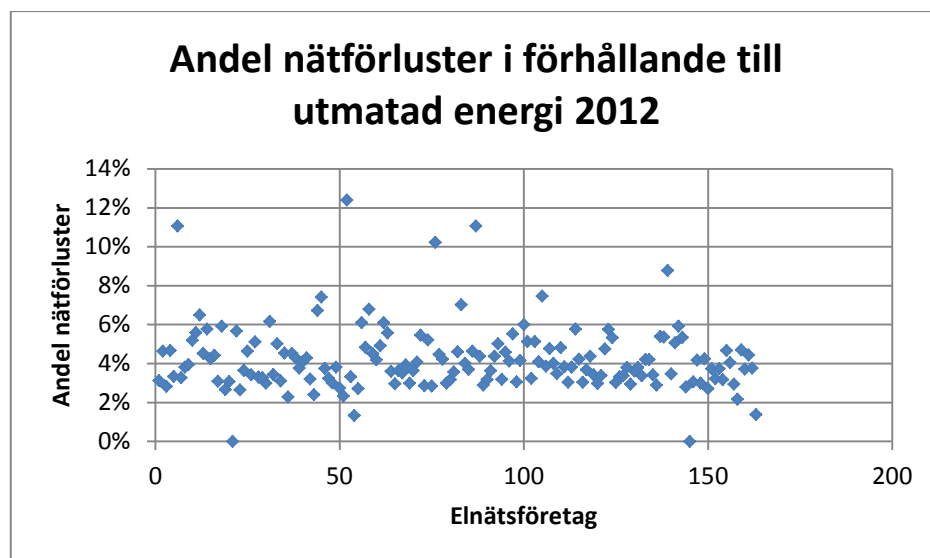
Den indikator som används för att mäta belastningen är lastfaktorn. Lastfaktorn definieras som kvoten av medeleffekt och maxeffekt. Syftet med att använda denna indikator är att koppla incitamentet till verklig effektutjämnning genom att reducera effektopparna. För lastfaktorn sätts medeleffekt/maxeffekt i absoluta tal. Det innebär att det inte spelar någon roll åt vilket håll elen går i gränspunkten, nedströms eller uppströms. Detta innebär att vid en optimal effektutjämnning är kvoten lika med 1 d.v.s. medeleffekten är lika stor som maxeffekten.

Tillsynsperiodens medellastfaktor för alla gränspunkter som elnätsföretaget har multipliceras med den verkliga besparingen avseende kostnad för överliggande nät för att erhålla det ekonomiska incitamentet.

Eftersom incitamentet kombineras med en verklig besparing av kostnad som hanteras som opåverkbar (kostnad för överliggande nät) bedömer Ei att av den kostnadsbesparing som företaget gör ska en del få behållas av företaget. Hur stor andel av besparingen som företaget får behålla beror av hur jämn belastning företaget har i gränspunkterna. Detta innebär att företaget måste ha sänkt sina verkliga kostnader för att de ska kunna få ta del av incitamentet. Hur stor del som får behållas av företaget beror av hur stor kvoten mellan medel och högsta belastning är, ju närmare 1 desto större andel får företaget behålla. Detta innebär i ett extremfall där kvoten är 1, vilket innebär att max och medeleffekt är samma över årets alla dygn, får företaget behålla hela den besparing som gjorts.

6.4 Potentialen att spara energi och kostnader kopplat till incitamentet för att sänka andelen nätförluster

Ei har tittat på hur stor andelen nätförluster är i lokalnäten och har sett en stor spridning. Andelen nätförluster för lokalnätsföretag för 2012 visas i figur 6.1. De flesta lokalnätsföretag har en andel nätförluster som uppgår till ungefär 4 procent. Utifrån detta har Ei gjort två analyser, en som baseras på sig på att samtliga elnätsföretag som har nätförluster på över 5 procent sänker förlusterna till 5 procent, och en som baseras på att samtliga elnätsföretag som har nätförluster på över 4 procent sänker dem till 4 procent.



Figur 6.1 Andel nätförluster i förhållande till utmatad energi

Om samtliga elnätsföretag som har nätförluster på mer än 5 % skulle sänka sina nätförluster till 5 % så skulle det innebära en energibesparing per år på ca. 116 GWh. Detta skulle leda till en kostnadsbesparing på ca 53 miljoner per år (463

tkr¹⁰ * 116 GWh). Dessa 53 miljoner delas lika mellan kundkollektivet och elnätsföretagen vilket innebär att ca 26 miljoner tillfaller elnätsföretagen genom högre vinst och ca 26 miljoner tillfaller kunderna genom lägre tariffer. Sett över en tillsynsperiod på fyra år blir besparingen 464 GWh (eller ca 0,5 TWh) vilket i pengar innebär ca 200 miljoner för kundkollektiv och nätföretag att dela på.

Vid en beräkning som utgår ifrån att samtliga elnätsföretag som har nätförluster på mer än 4 % skulle sänka sina nätförluster till 4 % så skulle det innebära en energibesparing per år på ca 374 GWh. Detta skulle leda till en kostnadsbesparing på ca 173 miljoner per år (463 tkr * 374 GWh). Dessa 173 miljoner delas lika mellan kundkollektivet och elnätsföretagen vilket innebär att ca 86 miljoner tillfaller elnätsföretagen genom högre vinst och ca 86 miljoner tillfaller kunderna genom lägre tariffer. Sett över en tillsynsperiod på fyra år blir besparingen nästan 1,5 TWh vilket i pengar innebär nästan 700 miljoner för kundkollektiv och nätföretag att dela på.

6.5 Ekodesigndirektiv för transformatorer

Från 1 juli 2015 måste transformatorer uppfylla ett minimikrav avseende energieffektivitet "Minimum Energy Performance Standard (MEPS)" enligt ekodesigndirektivet¹¹. Den antagna ekodesignförordningen innehåller bland annat minimikrav för energiprestanda för små- och medelstora transformatorer, krav för stora transformatorer och krav på produktinformation¹². Kraven kommer att införas i två steg, år 2015 och 2021, och omfattar distributionstransformatorer och stora krafttransformatorer med en minsta effekt på 1 kVA som används för kraftöverföring och distribution med frekvensen 50 Hz. Undantag finns för bland annat mät-, start-, och järnvägstransformatorer.

Krav på ekodesign för medelstora och stora krafttransformatorer behövs också för att teknik och konstruktion som förbättrar deras energiprestanda eller energieffektivitet ska kunna komma in på marknaden. De totala förlusterna per år för transformatorer i EU:s dåvarande 27 medlemsstater uppgick 2008 till 93,4 TWh. Den kostnadseffektiva förbättringspotentialen genom effektivare konstruktion har för 2025 uppskattats bli ca 16,2 TWh per år. Relaterat till Sveriges elanvändning skulle besparingspotentialen kunna bli ca 0,8 TWh årligen.

Ekodesignkraven anger en miniminivå och ska garantera att även transformatorer med låg belastning ska vara tillräckligt effektiva. För hög belastning skulle man behöva installera transformatorer som är mycket effektivare än vad ekodesignkravet kräver för att minimera förlusterna. I ekodesignförordningen anges att nationella regleringsmyndigheter starkt rekommenderas att beakta effektivitetskrav vid installation av nya transformatorer för att gynna mer effektiva sådana än vad förordningen kräver med hänsyn tagen till ekonomisk försvarbarhet och en realistisk värdering av förluster i ett livslängdsperspektiv.

¹⁰ Lokalnätsföretagens genomsnittliga kostnad per GWh för nätförluster 2012

¹¹ Ekodesigndirektivet 2009/125/EC för energirelaterade produkter

¹² Förordning EU 548/2014 om ekodesignkrav för små, medelstora och stora krafttransformatorer

7 Slutsatser och förslag för infrastrukturen för el

En fokusering på minskade förluster i elnätet som en parameter för energieffektivisering skulle generellt sett kunna leda till suboptimeringar i både el- och energisystemen. En övergång från andra energislag till el är i många fall en energieffektivisering i sig men med en ökad elanvändning som följd vilket även medför ökade förluster.

De totala förlusterna i elnätet uppskattas i uppdraget till ca 13 TWh/år 2020 och till ca 14 TWh/år 2030. Detta är en ökning av förlusterna 2012 som då var ca 9 TWh. De totala förlusterna i relation till prognostiserad total elanvändning uppskattas till 8,5 % år 2020 och 8,9 % år 2030. Detta är en ökning procentuellt sätt jämfört med andelen förluster år 2012 som var ca 6,6 %. Ökningen av förlusterna sker främst i stamnätet och variationerna är stora mellan de olika scenarierna, vilket innebär att alltför detaljerade slutsatser inte bör dras. Ökningen av förlusterna i stamnätet antas dock vara en följd av en ökad utbyggnad av norrländsk vindkraft. Anslutning av ny elproduktion kan innebära ökade förluster om man inte styr anslutningarnas geografiska lokalisering efter att förlusterna ska minska. Utifrån detta är förluster en dålig parameter att optimera energieffektivisering efter då den står i motsatsförhållande till många andra uppsatta mål så som bla anslutning av förnybar elproduktion.

Energieffektiviseringspotentialen till år 2020 bedöms till 472 GWh/år och till år 2030 till 820 GWh/år. Den största potentialen finns här inom ändrad elproduktion vilket ligger utanför nätbolagens ansvarsområde, och detta uppdrag. Potentialen som nätbolagen själva kan påverka ligger på 175 GWh/år till år 2020 och 400 GWh/år till år 2030. Nätbolagen skulle genom att minska sina nätförluster till 5% respektive 4% kunna uppnå besparingar på 116 GWh/år respektive 374 GWh/år. Dessa besparingspotentialer ligger inom samma område som den uppskattade tekniska potentialen till år 2020 och 2030, vilket tyder på att den tekniska potential som beräknats väl motsvarar den potential som nätbolagen skulle uppnå genom sänkning av förlusterna.

I förhållande till de totala förlusterna så är de bedömda tekniska energieffektiviseringspotentialerna förhållandevis små: 4% till 2020 och 7% till 2030. Det är antagligen inte det mest effektiva för nätföretagen att investera i nya komponenter enbart för att minska förlusterna i elnätet. Det kan finnas en risk för suboptimeringar i systemet om investeringar enbart görs i syfte att minska förlusterna. Det är många andra faktorer som påverkar förlusterna betydligt mer, t.ex. geografiskt avstånd, väderförhållanden. Det är också svårt att mäta och jämföra skillnader i förluster då förutsättningarna skiljer mycket mellan olika år vad gäller hydrologiska förhållanden, vindförhållanden, kärnkraftens tillgänglighet, förbrukningens variationer, ny produktion, nya ledningar mm.

Ei:s arbete med att ta fram indikatorer för nätförluster och belastningsutjämning på nätet bör kunna påverka nätföretagen att minska sina förluster. Ei:s förslag om en ny reglermodell kommer antagligen att leda till ökade incitament för företagen att investera, vilket i sin tur kan komma att minska förlusterna då investeringar kan göras med mer energieffektiv teknik. Inom transformatorområdet finns relativt stor potential för att minska förlusterna, speciellt tomgångsförlusterna, med moderna kärnmaterial med låga förluster. Detta är speciellt intressant inom distributionsområdet där transformatorerna över tid är ganska lågt belastade. Ekodesignkravet för transformatorer kommer att bidra till en ökad besparingspotential. I ekodesignförordningen anges att nationella regleringsmyndigheter starkt rekommenderas att beakta effektivitetskrav vid installation av nya transformatorer för att gynna mer effektiva sådana än vad förordningen kräver.

För att kunna föreslå i vilken takt t.ex. transformatorer bör bytas ut måste det finnas uppgifter om hur åldersstrukturen ser ut. I dagsläget saknas dessa uppgifter. Om Ei:s förslag till ändring av reglermodellen antas kommer företagen att behöva lämna in uppgifter om ålder på anläggningarna. Detta underlättar för framtida arbete med att uppskatta energieffektiviseringspotentialen i elnätet.

Förlustminskningspotentialen till följd av förändring av förbruknings- respektive produktionsmönster bedöms som liten för den betraktade perioden fram till 2020 respektive 2030. Däremot så förväntas en del ny produktion etableras inom region- och lokalnäten. Ju närmre förbrukningen, som tillkommande produktion kopplas in, ju större effekt på förlustminskningen i överföringen. I konceptet smarta nät nämns ofta lösningar för att kunna utnyttja näten närmare sina gränser, vilket skulle vara ett effektivare utnyttjande av näten. Driver man näten närmare sina gränser, dvs. med högre överföring, kommer dock förlusterna att öka.

När det gäller den ekonomiska potentialen för att sänka förlusterna i elnätet fram till 2030 är det svårt att genomföra realistiska bedömningar över tid. Beräkningar pekar dock i riktningen att det skulle kunna vara lönsamt att genomföra energieffektiviserande åtgärder. Däremot finns en risk om investeringar enbart görs i syfte att minska förlusterna. Fokusering på minskade förluster i elnätet som en parameter för energieffektiviseringspotential kan leda till suboptimeringar i både el- och energisystemen.

I statistiken är förlusterna i ett elnät inte alltid uppmätta och innehåller mer än bara direkta förluster. I de statistikkällor som finns utgörs förlusterna av inrapporterade värden, som en skillnad mellan inmatad energi och uttagen energi eller hanteras med hjälp av modellberäkningar. I rapporterade förluster kan skillnaden mellan inmatad och uttagen energi innehålla viss del elanvändning (gatubelysning, parkeringsmätare, olovlig inkoppling på elnätet mm) men som likställts med en förlust. Genom att göra bättre mätningar eller uppskattningar av de faktiska förlusterna så kan de antagligen minska med relativt enkla medel.

Trots antagna ökade förluster i det framtida elsystemet så föreslår Energimyndigheten inga nya åtgärder för att minska förlusterna. Mot bakgrund av

den relativt låga effektiviseringspotentialen i elnätet samt Ei:s pågående arbete med att ta fram indikatorer för att minska förluster i elnätet görs bedömningen att Ei:s arbete är tillräckligt i nuläget. Man bör avvakta dessa incitament för att ta ställning till utfallet av åtgärderna innan nya eventuellt föreslås. De ökade förlusterna är grova uppskattningar vilket också bidrar till osäkerheten i bedömningen. Dessutom pekar utredningen på att det kan vara olämpligt ur ett systemperspektiv att fokusera på att minska förlusterna i nätet för att energieffektivisera.

8 Bedömning av energieffektivisering i gasnätet

8.1 Allmän beskrivning av det västsvenska naturgassystemet samt gassystemen i Stockholm

I Sverige finns två naturgassystem, dels det västsvenska naturgassystemet dels de naturgassystem som finns i Stockholmsområdet. I det följande kapitlet görs en översiktlig beskrivning av dessa system.

8.1.1 Det västsvenska naturgassystemet

Sverige har ingen egen utvinning av naturgas. Den naturgas som förbrukas i det västsvenska naturgasnätet importeras via en rörledning som sträcker sig mellan Danmark och Sverige. Från Danmark går ledning även till kontinenten, vilket innebär att Sverige är sammankopplat med det kontinentala gassystemet. Den naturgas som används i Sverige kommer i huvudsak från de danska naturgasfälten i Nordsjön. Europeisk gas kommer till Sverige via Tyskland genom Danmark. Det västsvenska naturgassystemet tillförs även biogas i begränsade mängder.

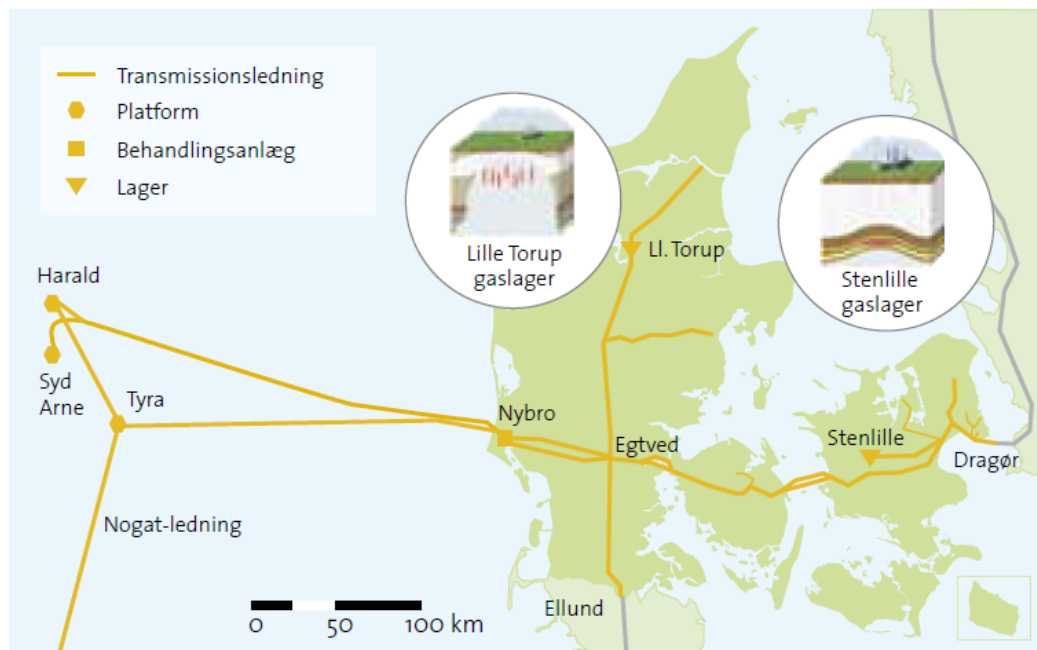
Transmissionssystemet för naturgas börjar vid Dragör i Danmark med Öresundsledningen som via Öresund går till Klagshamn söder om Malmö varifrån stamledningen går norrut upp till Stenungsund med grenledningar i Skåne och i Småland, se figur 8.1.



Figur 8.1. Det västsvenska naturgassystemets huvudsakliga utbredning. Källa: Swedegas.

Till grenledningarna finns mät- och reglerstationer (M/R-stationer) anslutna där gasen mäts och tryckreduceras. Till M/R-stationerna är lokala distributionssystem anslutna. De distribuerar gasen fram till slutanvändaren. Det västsvenska naturgassystemet består av cirka 620 km transmissionsledning och cirka 2900 km distributionsledning. I transmissionssystemet finns en odöriseringsstation och cirka 40 M/R-stationer¹³.

Sverige har inget lager för säsongutjämning för naturgas. Säsongutjämning görs i huvudsak med hjälp av två lager i Danmark, se figur 8.2.



Figur 8.2. Det dansk-svenska naturgassystemet. Källa: Energinet.dk.

Det finns ett mindre lager i södra Halland som kan utjämna förbrukningstoppar samt innehåller nödförsörjningsgas till skyddade kunder. Lagringsanläggningen ägs av Swedegas.

8.1.2 Naturgasnät i Stockholmsområdet

I Storstockholmsområdet finns ett stadsgasnät och ett fordonsgasnät som tillsammans omfattar ca 570 km ledningar. I stadsgasnätet transporteras en blandning av naturgas och luft och i fordonsgassystemet naturgas och biogas. Naturgasen som matas in i systemen är transporterad på lastbil till Stockholm i form av LNG, kondenserad naturgas.

¹³ Swedegas

8.2 Legala incitament som påverkar energieffektiviseringen

Regelverket för naturgas, naturgaslagen (2005:403), avser för närvarande enbart det västsvenska naturgassystemet. Från 1 juli 2014 träder ändringar i kraft i naturgaslagen som innebär att även naturgasnäten i Stockholm kommer att omfattas av naturgaslagens regelverk.

Tillsynen över gasnätstariffer sker tom år 2014 genom en kontroll i efterhand av gasnätstarifferna. Detta innebär att gasnätsföretagens tariffer bedöms i efterhand om de kan anses rimliga. Denna bedömning utgår från gasnätsföretagens intäkter vilka jämförs med deras årliga beräknade kostnader för använda anläggningstillgångar (kapitalkostnader) och drift och underhåll (löpande kostnader).

Förhandsreglering för gasnätstariffer kommer att ske från och med år 2015. Gasnätsföretagen erhåller beslut om intäktsram från Ei för en första tillsynsperioden om fyra år dvs 2015 - 2018. Förhandsreglering innebär att en skälig intäktsram beräknas utifrån de skäliga kostnader som gasnätsföretagen har. Kostnaderna är uppdelade i kapitalkostnader (ränta och avskrivningar) och löpande kostnader. De löpande kostnaderna har dessutom delats upp i påverkbara och opåverkbara kostnader.

Förhandsregleringen av gasnätstariffer i 11 § 6 kap naturgaslag (2005:403) berör att verksamheten för vilken intäktsram beviljas ska bedriva verksamheten på ett effektivt och ändamålsenligt sätt. Effektivitetskriterier kommer fram genom incitament för vilka påverkbara kostnader som kan anses skäliga.

Nedan följer ett utdrag av det regelverk som styr beräkning av intäktsram.

8.2.1 Regler för förhandsreglering av intäktsram

En intäktsram ska enligt 6 kap. 6 § första stycket naturgaslag (2005:403) fastställas i förväg för varje tillsynsperiod som ska vara fyra kalenderår, om det inte finns särskilda skäl för en annan tidsperiod (9 §). Inför beslutet om intäktsram ska nätföretagen själva lämna förslag till intäktsram tillsammans med de uppgifter som krävs för att pröva förslaget. Det ska framgå av beslutet vilka uppgifter och metoder som har använts vid fastställandet av ramen.

Vid beräkningen av intäktsramens storlek ska ramen enligt 6 kap. 10 § naturgaslag täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital (kapitalbas) som krävs för att bedriva verksamheten.

När det gäller beräkning av skäliga kostnader i nätverksamheten avses enligt 6 kap. 11 § naturgaslag kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet med likartade objektiva förutsättningar.

Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som nätkoncessionshavaren använder för att bedriva nätverksamheten. Vidare ska

hänsyn tas till investeringar och avskrivningar under tillsynsperioden. En tillgång som inte behövs för att bedriva verksamheten ska anses ingå i kapitalbasen, om det skulle vara oskäligt mot nätkoncessionshavaren att bortse från tillgången.

8.2.2 Miljöbalken

Även miljöbalken ger konsekvenser som innebär energieffektivisering. Detta redovisas närmare i avsnittet om Stockholm Gas.

8.2.3 Energieffektiviseringsdirektivet

Till följd av energieffektiviseringsdirektivet föreslås en del ändringar i ellagen angående en effektiv användning av elnäten. Någon motsvarande ändring föreslås inte i naturgaslagen.

8.3 Energieffektiviserande åtgärder i gasnäten

8.3.1 Innehavare av naturgasledningar i Sverige

Det finns sju innehavare av naturgasledningar i Sverige. Sex av dessa omfattar det västsvenska naturgassystemet. En av dessa är Swedegas som innehar transmissionssystemet och de övriga fem innehar distributionssystem som ansluter till transmissionssystemet. Stockholm Gas innehar två ledningsnät i Stockholmsområdet som genom ändring i naturgaslagen (2005:403) betraktas som ett naturgassystem.

Förutom transmissionssystemet innehar Swedegas också ett gaslager samt M/R-stationer. Transmissionssystemet är i praktiken utan förluster. Däremot används mindre mängder gas för värmning i M/R-stationerna samt el för drift av MR-stationer och linjeventilsstationer samt kompressorer i lagret.

Göteborg Energi Gasnät AB har i vissa delar som härstammar från stadsgastiden med ett utförande som har gett upphov till visst läckage. Detta är i huvudsak åtgärdat med hjälp av reling av de äldsta ledningarna.

Stockholm Gas stadsgassystem har ett betydande läckage vilket kräver stora åtgärder för att minska.

De övriga ledningssystemen är byggda med modern platsrörsteknik och är därför i princip fria från läckage. De utsläpp som förekommer härrör till pågrävning av rör eller då åtgärder i ledningssystemen genomförs.

I det följande begränsas redogörelsen till Swedegas, Göteborg Energi Gasnät samt Stockholm Gas.

8.3.2 Swedegas AB

Swedegas äger och driver transmissionssystemet i Sverige inklusive de M/R-stationer via vilka gasen levereras in i distributionssystemen eller direkt till slutförbrukare. Det lager som finns i Sverige ägs av Swedegas.

Det finns cirka 40 M/R-stationer i anslutning till transmissionssystemet. I M/R-stationerna trycksänks gasen vilket leder till att den blir mycket kall varför den behöver värmas. I varje station finns därför pannor för värmning av gasen innan den levereras till distributionssystemet eller till slutförbrukare. Pannorna eldas med naturgas och under 2013 uppgick gasförbrukningen i dessa pannor till 1,3 MNm³ (15 GWh). Detta motsvarar cirka 0,1 procent av den totala volymen som transporterats i transmissionssystemet.

När det gäller lagret komprimeras den gas som ska lagras till cirka 200 bar. För detta används eldrivna kompressorer. Elanvändningen beror på vilket sätt som lagret utnyttjas. Eftersom det inte är ett sk. säsongslager kan lagret komma att nyttjas för flera cykler under året. Under 2013 uppgick elanvändningen för kompressorn till 765 MWh. Byggår för lagret är 2002.

Utifrån det faktum att de anläggningar Swedegas innehar är relativt moderna är bedömningen att utifrån perspektivet för denna utredning så finns inga konkreta åtgärder att föreslå.

8.3.3 Göteborg Energi Gasnät AB

För Göteborg Energi Gasnät AB finns en stor differens mellan uppmätt inmatad gas och uppmätt konsumerad mängd gas. Inmatad gas mäts i de M/R-stationer som matar distributionssystemet i Göteborg. Konsumerad mängd gas mäts i kundanläggningar. Sannolikt är detta en följd av mättekniska orsaker.

Det läckage som finns orsakas oftast av korrosionsskador eller marksättningar. De senare är ofta orsakade av närliggande schaktarbeten. Gjorda bedömningar av läckagets omfattning är att dessa för närvarande uppgår till 0,1 GWh per år vilket motsvarar 0,01 procents läckage i förhållande till transporterad volym i det allmänna nätet.

Efter det att stadsgasen fasades ut vid årsskiftet, 2010/2011, inleddes ett omfattande upprustningsarbete av ledningssystemet. Framförallt har gjutjärnsledningar och äldre delar, med ofta förekommande läckage, rustats. För närvarande byts ledningar ut efterhand som skador upptäcks.

Det läckage som finns är mycket begränsat varför bedömningen är att utifrån perspektivet för denna utredning så finns inga konkreta åtgärder att föreslå.

8.3.4 Stockholm Gas

Stockholm Gas AB producerar, distribuerar och säljer gas i två separata men via blandningsstationer sammankopplade nät; stadsgasnätet samt fordonsgasnätet.

I huvudsak har fyra olika rörkvaliteter använts i stadsgasnätet:

- Gjutjärnsrör med blydiktade skarvar (känsliga för sättningar och temperaturvariationer, men inte så känsliga för korrosion, stor risk för läckage i skarvarna)
- Stålrör med blydiktade skarvar (känsliga för korrosion men klarar sättningar bra)

- Stålrör med svetsade skarvar (började användas 1925, kvaliteten på korrosionsskyddet var inte så bra i början, inte heller var kraven på återfyllnadsmaterial höga varför dessa ledningar är känsliga för korrosion)
- PE-rör (polyetenrör, läckagefria)

Läckor orsakas av fräthål, rörbrott, skarvar och ventiler eller yttre skador på nätet som t.ex. har orsakats av pågrävning.

I domslut 30 oktober 2007 och 20 oktober 2009 föreskrev Miljödomstolen respektive Miljööverdomstolen följande slutliga villkor:

Läckage av gas från stadgasnätet skall genom successiva åtgärder senast vid utgången av 2022 ha minskat med minst 40 procent uttryckt som mängd koldioxid ekvivalenter per år och med minst 22 720 ton koldioxidekvivalenter per år, jämfört med läckaget från stadgasnätet år 2002.

Fram till 2012 minskade läckaget, mätt i Nm³, med cirka 50 procent jämfört med utsläppen 2002. Enligt de prognoser som Stockholm gas gjort ska utsläppen 2022 ha minskat med drygt 60 procent jämfört med 2002.

Gasnätet fortsätter att åldras vilket i sig medför en risk för läckageökning samtidigt som nätdelar relinas¹⁴ eller slopas.

Stockholm Gas beskriver att företaget arbetar systematiskt med en modernisering av stadsgassystemet. Under de kommande åren kommer detta arbete att koncentreras kring:

- Uppgradering av alla äldre delar av högtrycksnätet som består av f.d. uppklassade lågtrycksledningar (klart 2014).
- Byte av ventiler för ökad sektioneringsmöjlighet och säkerhet
- Uppgradering av samtliga fem reglerstationer som ännu inte uppgraderats.
- Uppgradering av de delar av lågtrycksnätet där omfattande läckor upptäckts.
- Uppgradering av ledningar som på sikt behöver bytas ut. Det genomförs markarbeten som innebär att gasledningar kan bytas till låg kostnad eller att bolaget annars får framtida höga kostnader för byte om bolaget väntar.
- Vid utformningen av anläggningen (Högdalen) ska beaktas möjligheterna till energieffektivisering och under drift ska bolaget kontinuerligt arbeta för att effektivisera energianvändningen. Detta arbete ska redovisas årligen i miljörapporten.

Fordonsgassystemet består av äldre ledningar som relinats eller av nya ledningar och kan därför betraktas som modernt och därmed läckagefritt.

¹⁴ Ett gammalt rör som utnyttjas för förläggning av ett nytt rör genom att det nya röret dras fram genom det gamla.

Stadsgassystemet har betydande läckage men miljötillståndet innebär att Stockholm Gas kontinuerligt måste genomföra förbättringsåtgärder för att efterhand minska detta. I denna utredning föreslås därför inga ytterligare åtgärder.

8.4 Slutsats och förslag för infrastrukturen för gas

När det gäller energieffektiviseringspotentialen i gasnätet är bedömningen att det antingen är ett begränsat läckage i gasnäten (Swedegas och Göteborgs Energi Gasnät) alternativt att åtgärdsplaner redan finns på plats för de läckage som finns i nätet (Stockholm Gas) vilket innebär att Energimyndigheten inte föreslår några ytterligare åtgärder i denna utredning.