

Ärendenr: Svk 2018/1944

Version: 1

Krafttransformatorer och shuntreaktorer - Förslag på förlustvärdering för Svenska kraftnät

TILLSTYRKT

SAMRÅD



Td Ulf Moberg

RAPPORTÖR

DATUM
2019-08-21



Thomas Fogelberg (Fogelberg Consulting AB)



Niclas Schönborg (Svenska kraftnät)

Förord

Föreliggande rapport vänder sig till budgetadministration, projektplanerare, projektgenomförare och upphandlare hos Svenska kraftnät, men även till övriga elnäts- och kraftföretag som upphandlar transformatorer, samt till alla de som är engagerade i energieffektiviseringsfrågor. Rapporten presenterar verktyg och förslag till bedömning och fastställande av förlustvärderingar vid upphandling av krafttransformatorer och shuntreaktorer.

Svenska kraftnät har en ledande roll för en säker och hållbar elförsörjning i Sverige. Det svenska stamnätet byggs ut för att möta framtidens högre elförbrukning och krav på säkra elleveranser. Anslutningen av förnybara energikällor kräver också ett robust och energieffektivt stamnät.

Vid upphandling av krafttransformatorer och shuntreaktorer ingår en förlustvärdering, vars uppgift är att ge en marknadsmässig avvägning mellan förluster och användning av material.

Högre förlustvärderingar ger förutom lägre förluster också mindre tekniska påkänningar, vilket leder till högre tillförlitlighet.

Rapportens fakta, parameterantaganden och rekommendationer av hög förlustvärdering, ger som resultat samhällsvinster och företagsvinster.

Från Svenska kraftnät har de miljö- och klimatrelaterade skrivningarna granskats av Karolina Viksten (GSH), och de finansiella skrivningarna av Anders Martinsson (GFI).

Innehåll

Sammanfattning	7
1 Inledning	12
1.1 Bakgrund	12
1.2 Syfte.....	12
2 Transformatorförluster	13
3 Incitament för att reducera nätförluster inkluderande transformatorförluster	14
4 Tillvägagångssätt för att beräkna förlustvärderingsfaktorerna vid tomgång, belastning och kylning.....	17
4.1 Faktor A	17
4.1.1 Intern diskonteringsränta.....	17
4.1.2 Framtida energikostnader	19
4.2 Beräkning av Faktor A	20
4.3 Faktor B	21
4.3.1 Krafttransformatorer.....	21
4.3.2 Shuntreaktorer.....	21
4.4 Värdering av kylarförluster.....	22
4.5 Faktorer A och B för region- och lokalnät	22
5 Konsekvenser vid val av föreslagen förlustvärdering	23
6 Tillförlitlighet kontra förlustvärdering.....	26
7 Kylning och termisk prestanda kontra förlustvärdering	30
8 Ljudnivå kontra förlustvärdering	31

9	Skrotningsvärde kontra förlustvärdering.....	31
10	Framtida materialpriser	32
11	Hög förlustvärdering främjar kvalitet hos leverantörer	33
12	Kvalitetsvinster	33
13	Miljövinster	34
14	Samhällsekonomiska och företagsekonomiska värden	35
14.1	<i>Energivinst kontra ökad investeringskostnad för Sverige och Svenska kraftnät</i>	<i>38</i>
14.1.1	<i>Sverige</i>	<i>40</i>
14.1.2	<i>Svenska kraftnät</i>	<i>42</i>
15	Referenser	44
16	Appendix A - Korrekt TCO föreslås vara det rätta incitamentet för varje bolag för att reducera nätförluster.....	45

Sammanfattning

Föreliggande rapport vänder sig till budgetadministration, projektplanerare, projektgenomförare och upphandlare hos Svenska kraftnät. Den kan även läsas av andra som upphandlar transformatorer eller är engagerade i energieffektiviseringens möjligheter. Rapporten presenterar verktyg och förslag till bedömning och fastställande av förlustvärderingar vid upphandling av krafttransformatorer och shuntreaktorer.

- TCO- (Total Cost of Ownership) metodiken med faktorerna A och B används i upphandlingsprocessen av transformatorer och shuntreaktorer för att skilja olika leverantörers offerter åt. TCO = Investeringskostnaden efter installation på uppställningsplatsen, plus värdering av förluster över hela livstiden.
- Med ett pedagogiskt syfte, har förlustvärderingar beräknats utifrån tre olika internräntor; 3, 4 och 6 %. Vid beräkningen har 3 % valts och elproduktionskostnader från fossilfri (CO₂-fri) generering använts. Med de antagande som gjorts och med stöd från Energimarknadsinspektionens elnätreglering och föreskrifter om effektivitet, fås positiva företags- och samhällsekonomiska lönsamhetsresultat. Det visas att vid högre förlustvärderingar erhålls också högre kvalitet, tillförlitlighet och miljövinster.
- Förlustvärderingarna vid tomgång och kylning (faktor A), respektive belastning (faktor B) föreslås enligt:

$$\begin{aligned} A &= 100\,000 \text{ kr/kW} \\ B &= 35\,000 \text{ kr/kW} \end{aligned}$$

Dessa värden föreslås för stamnätsanslutna transformatorer med 50 års förväntad livslängd. För transformatorer anslutna till regionala och lokala nät föreslås samma värde på faktor A (eller högre beroende på lokala ägardirektiv), medan faktor B bör bestämmas från fall till fall, beroende på aktuell belastning.

För shuntreaktorer, med den förväntade livslängden 40 år, föreslås ett värde för faktor B enligt:

$$B = 60\,000 \text{ kr/kW vid 12 timmars belastning per dygn}$$

För shuntreaktorer som ständigt är inkopplade och inte används för spänningsreglering utan för konstant kompensering av reaktiv effekt, föreslås förlustvärderingen 100 000 kr/kW.

För kylarförluster föreslås värdet

$$A = 100\,000 \text{ kr/kW.}$$

- Ovanstående värden på faktorerna A och B för transformatorer och B för shuntreaktorer, får tjäna som pedagogiska riktvärden för hela elnätsbranschen i Sverige.

- Ett strategiskt mål bör vara att varje nätföretag är effektivt, trots att kostnader för förluster skickas ”nedströms” och att man själv inte behöver betala för dessa.
- Den sammanlagda märkeffekten på den installerade transformatorpopulationen i Sverige beräknas till ca 228 000 MVA. Av dessa transformatorer utgör ca 50 000 MVA distributionstransformatorer i lokalnät, medan ca 178 000 MVA är transformatorer anslutna till stam- och regionnät. Svenska kraftnäts systemtransformatorer, HVDC transformatorer och shuntreaktorer har en märkeffekt på ca 30 300 MVA.
- Elnätens samtliga transformatorer uppskattas ha en sammanlagd förlustenergi på 3 TWh per år.
- De förlustvärderingar som föreslås i denna rapport, om de tillämpas i Sverige, möjliggör att transformatorförlusterna varje år kan sänkas med 18 000 MWh. Rapportens antaganden och rekommendationer visar på samhällsvinster och företagsvinster.
- Förväntade transformator/reaktor-innovationer och konstruktionsförbättringar, som ett resultat av högre förlustvärderingar, bedöms i framtiden kunna ge ytterligare minskade förluster.
- Denna metodik kan användas i hela världen. Under nästan 100 år har transformatorförluster inneburit 1 ppm CO₂ av de 105 ppm som nu (2017) utgör den globala ökningen. Det transformatorberoende bidraget till CO₂-ökningen kan med föreslagen TCO-metod till viss del hejdas [1].
- Förslaget tolkar och använder Energimarknadsinspektionens (Ei) elnätsreglering för perioden 2020-2023, EIFS 2019:4 vilket är nya föreskrifter om incitament till sänkta elnätsförluster för ovan nämnda period. Detta förslag av förlustvärderingar är ett effektivt hjälpmedel att nå syften, som kommer från EU-kommissionen (EC), Miljö- och energidepartementet, samt Ei.
- Föreslagna värden på A och B ansluter sig väl till de ekonomiska konsekvensanalyser som gjordes vid EC:s Eko Design-process för distributionstransformatorer, gällande Steg 2 år 2021. Där skattas A (2021) utifrån de stipulerade förlustminvärdena till 150 000 kr/kW för hela EU, vid 4 % internränta, 40 års drifttid och en elkostnad på 0,80 kr/kW i lokala nät.
- Livscykelanalys ur ett miljöperspektiv eller Life Cycle Assessment (LCA) är en metod för att åstadkomma en helhetsbild av hur stor den totala miljöpåverkan är under en produkts livscykel från råvaruutvinning, via tillverkningsprocesser och användning till avveckling och skrotning, inklusive alla transporter och all energiåtgång i mellanleden.

EU-kommissionen har låtit göra förstudier inför fastställandet av förordning om Eko Design för transformatorer. I förstudierna har ingått livscykelanalyser genom den s.k. MEERP-metodiken. Studierna har visat att energiförluster i användningsfasen är den absolut viktigaste miljöaspekten som man kan påverka genom produktdesign [2]. Energiförluster innebär negativ

klimatpåverkan genom att det krävs ytterligare elproduktion för att täcka förlusterna. Storleken på denna klimatpåverkan beror huvudsakligen på hur elen produceras och vilken emissionsfaktor man använder för omräkning från kWh till CO₂. Betydande mängder råmaterial (koppars, järn, harts, aluminium m.m.) används visserligen vid tillverkning av transformatorer, men marknadsmekanismerna synes garantera en adekvat hantering i slutet av livscykeln.

Utifrån dessa analyser kan man konstatera att fokus på transformatorernas förluster vid upphandling är motiverat även ur ett miljömässigt livscykel-perspektiv

- Transformator-tillverkare som levererar till Sverige bör få stabila förlustvärderingar för att satsa på forskning och utveckling för ökad energieffektivitet. Stabilitet och långsiktighet är faktorer som leverantörer vill kunna tillgodoräkna sig för att genomföra kostsamma investeringar i utveckling, konstruktion och produktion. Tillverkarsidans stora riskpremier ger vid låg förlustvärdering inte förväntad återbetalningstid för investeringar i utvecklingsarbete, nya konstruktioner och nya produktionsmetoder. De föreslagna förlustvärderingarna bör ge incitament för utvecklingsarbete hos transformator-tillverkarna och dess underleverantörer, där TCO-modellen balanserar kostnader, prismarginaler och förlustkostnader.
- Föreslagna förlustvärderingar återfinns redan nu hos några TSO:er i Europa: Energinet i Danmark, Statnett i Norge, RTE (Réseau de transport d'électricité) i Frankrike, ELIA group i Belgien och 50Hertz i Tyskland.
- CEER (Council of European Energy Regulators) Report on Power losses [3] rekommenderar:
 - Nationella regulatorer bör använda incitament för operatörer för att minska förluster, som idag betalas av elnätsägarna, men vars kostnader förs vidare till konsumenterna
 - Användning och implementering av TCO-metoden vid nätägars investeringsbeslut bör göras
- Svenska kraftnät kan med de föreslagna förlustvärderingarna leda en energieffektivisering, där framtida transformatorupphandlingar analyseras utifrån föreliggande fakta och parametrar. Om de i rapporten påvisade möjliga mervärdena accepteras, kan rekommenderade förlustvärderingar "exporteras" till övriga EU-länder via ACER.

Resultat

Vid gjorda antaganden fås sammantaget vid ett års upphandling för Sverige:

- En förlustminskning på 18 000 MWh
- En förlustminskning vid nuvärdesberäkning värd 281 mnkr
- Ökade investeringskostnader för ett års upphandling på 102 mnkr
- Ökad kapitalkostnad på 80 mnkr.
- En möjlig ökad avkastning på 21,6 mnkr för region- och lokalnät, enligt föreskrift från Ei. Detta effektivitetsincitament har Ei, som nu har föreskriftsrätt, infört i den nya effektivitetsregleringen (EIFS 2019:4) för 2020-2023.
- En möjlig tariffökning genom att använda de högeffektiva transformatorernas anskaffningsvärde i kapitalbasen för avskrivningar och ökad avkastning.
- Elnätsbolagen får då vid en nuvärdesberäkning ett positivt nuvärde på $281 + 21,6 + 80 - 102 - 80 \approx 200$ mnkr
- Minskade CO₂-utsläpp:
 - CO₂-besparing: 234 ton CO₂-ekv (beräknat på svensk elmix 13 g CO₂ ekv per kWh)
 - CO₂-besparing: 900 ton CO₂-ekv (beräknat på nordisk elmix 50 g CO₂ ekv per kWh)
- Till detta kommer kvalitets- och miljövinster

Vid gjorda antaganden fås sammantaget vid ett års upphandling för Svenska kraftnät:

- En förlustminskning på 726 MWh
- En förlustminskning vid nuvärdesberäkning värd 11,3 mnkr
- Ökad investeringskostnad för ett års upphandling på 2,4 mnkr
- Ökad kapitalkostnad på 1,9 mnkr
- En möjlig ökad avkastning på 1 mnkr för stamnät enligt föreskrift från Ei. Detta effektivitetsincitament har Ei, som nu har föreskriftsrätt, infört i den nya effektivitetsregleringen (EIFS 2019:4) för 2020-2023.
- En möjlig tariffökning genom att använda de högeffektiva transformatorernas anskaffningsvärde i kapitalbasen för avskrivningar och ökad avkastning.

- Svenska kraftnät får då vid en nuvärdesberäkning ett positivt nuvärde på $11,3 + 1,0 + 1,9 - 2,4 - 1,9 \approx 9,9$ mnkr
- Minskade CO₂-utsläpp:
 - CO₂-besparing: 9,4 ton CO₂-ekv
(beräknat på svensk elmix 13 g CO₂ ekv per kWh)
 - CO₂-besparing: 36,3 ton CO₂-ekv
(beräknat på nordisk elmix 50 g CO₂ ekv per kWh)
- Till detta kommer kvalitets- och miljövinster

Europeisk miljövinst:

För det globala klimatets skull borde Sverige gå före och miljömässigt värdera koldioxidutsläpp från elöverföring. Om några decennier, vid ett mer utbyggt europeiskt elnät, kan det vara aktuellt att värdera förlustminskningar utifrån europeisk elmix, vilket motsvarar betydligt högre CO₂-ekvivalenter.

I denna rapport beräknas att den möjliga svenska transformatorbesparingen på 0,018 TWh per år, ger en besparing på uppemot 900 ton CO₂. I ett EU-perspektiv, med ett fullt sammankopplat EU-nät, kan den svenska reduktionen på marginalen ge ytterligare 2-5 ggr större besparing av CO₂.

Slutsatser

Att förlustoptimera transformatorer enligt föreslagna förlustvärderingar på aggregerad samhällsnivå skulle ge energi-, kvalitets- och miljöfördelar. Det bör understrykas att det handlar om optimering med realistiska parametrar och inte en förlustsänkning till varje pris. Rätt transformatoroptimering med realistiska parametrar bör vara det primära i dagens miljökontext, att använda i varje års totala upphandling av transformatorer och reaktorer. Rapportens slutsats är att det är företags- och samhällsekonomiskt positivt och miljö- och kvalitetsmässigt lönsamt att investera i högeffektiva transformatorer och reaktorer. Även om rapporten bygger på realistiska antaganden och visar på ekonomiska vinster med sedvanliga ekonomiska modeller, så är författarna övertygade att ökade investeringar i elnätens energieffektivitet kommer att betalas tillbaka senare i en framtida starkare hållbarhetsagenda. Rapporten bör därför även användas som en del i en översyn och totaloptimering av hela kraftsystemets energieffektivisering, där många aktörer nu samverkar. Därmed får rapporten betraktas som ett större inlägg i klimatdebatten och belyser de möjligheter som nu finns inom elnätssektorn.

1 Inledning

Idag uppskattas att världens transformatorförluster uppgår till ca 1100 TWh per år (United for Efficiency.org) av de 24 000 TWh per år som genereras i hela världens elproduktionsanläggningar. 75 % av dessa 24 000 TWh kommer från fossila anläggningar varje år.¹ Analogt antas att även 75 % av transformatorförlusterna här-
rör från fossila anläggningar.

De totala transformatorförlusterna under normal drift i Sverige uppskattas vara ca 3 TWh per år (Kapitel 14). Därmed är transformatorn en av de produkter i Sveriges elnät som förbrukar mest elenergi, motsvarande 2,1 % av landets totala elenergianvändning. Här noterar man att traditionen bjuder att transformatorn ska vara den mest effektiva ”växellåda” som finns.

1.1 Bakgrund

Sverige har under mer än hundra år haft en ledande ställning vad gäller att bygga elnät, både HVAC och HVDC, samt att tillverka ingående komponenter. Föregångaren till Svenska kraftnät och Vattenfall AB, Statens Vattenfallsverk, förbättrade exempelvis sina specifikationer och köpte förlustoptimerade komponenter och anläggningar för att på så vis erhålla större nationalekonomiska värden. Tekniska krav på transformatorer skulle kunna vara högre, om långsiktig hållbarhet gavs en högre eller likvärdig prioritet som avkastning på kapital.

1.2 Syfte

Denna rapport vill på ett holistiskt sätt peka på den komplexitet som råder, då svenska elnätbolag har svårt att svara på frågan vad 1 kW förlustbesparing är värd. Författarna är medvetna om att det i elnätet finns alternativa investeringar som kan ge förlustbesparingar. Dessa investeringar får dock prioriteras på sina egna meriter. I denna rapport görs ett försök att väga in en mängd parametrar för att komma närmare sanningen om värdet av lämplig kapitalisering av just transformatorers förluster.

Syftet med presenterade förslag är att tillhandahålla verktyg för Svenska kraftnät och övriga elnätbolag som vill pröva att värdera de parametrar som utgör grunden för en förlustvärdering.

Rapporten vänder sig till flera målgrupper, men främst till Svenska kraftnäts medarbetare som arbetar med upphandlingsfrågor av transformatorer, för att lyfta fram de klimat- och systemmässiga fördelar som kan uppnås vid upphandling av högeffektiva transformatorer. Dessutom ger högeffektiva transformatorer kvantifierbara kvalitetsfördelar, som redovisas i kapitlet 6 - 12. Dessa fördelar bidrar till att möta företagets krav vad gäller ekonomi och tillförlitlighet.

Förslagen i rapporten har författats som ett generellt verktyg och kan t.ex. användas i Ei:s pågående arbete för att ta fram incitament för att sänka nätförluster, samt hos de europeiska regulatorernas samarbetsorgan ACER och CEER.

¹ IEA Key World energy statistics 2017, page 30. 75 % av 24 000 TWh är fossilt genererat. $\frac{1}{3}$ av all CO₂ kommer från elgenerering = 100/3 ≈ 33 ppm. 0,75 × 33 ≈ 25 ppm kommer från fossil generering sen ca 100 år tillbaka. 25 × 0,04 = 1 ppm från historiens transformatorer. Energieffektivisering av transformatorer under kommande 30-40 år uppskattas innebära en sänkning på ca 0,5 ppm jämfört med ”business as usual”.

2 Transformatorförluster

Sverige har en installerad transformatoreffekt på ungefär 228 000 MVA, som lite slarvigt kan översättas till ca 228 000 MW (Tabell 5, Kapitel 14). Här inkluderas generatortransformatorer vid vind-, vatten-, värme- och kärnkraftverk, alla transformatorer i lokalnät, regionnät och stamnät, samt shuntreaktorer i region- och stamnät. Av dessa transformatorer utgör ca 50 000 MVA distributionstransformatorer i lokalnät, medan ca 178 000 MVA är transformatorer anslutna till region- och stamnät (70-400 kV). Av dessa 178 000 MVA uppskattas 14 000 MVA finnas i vindkraftsparker (vindturbin- och vindparkstransformatorer). Den installerade elproduktionen idag är ca 40 000 MW, medan den maximala samtidiga elgenereringen är ca 10 000 MW lägre.

Svenska transformatorförluster skattas vid sannolika laster och tomgångsförluster av författarna till ca 3 TWh per år (se Kapitel 14), vilket är ca 30 % av de totala nätförlusterna på ca 10 TWh per år². I en framtid med mindre kärnkraft, mer vindkraft i norr, men kanske framför allt, produktion längre ned i näthierarkin, kommer tomgångsförlusterna att vara oförändrade, men växande med ökad nätutbyggnad och ökande överföring. Ledningsförlusternas andel kommer att öka i framtiden när ytterligare produktion läggs ned i södra Sverige. Transformatorförlusterna är oförändrade om förbrukningen är oförändrad, men minskar när vi får mer lokal produktion längre ned i näthierarkin. Detta kan emellertid motverkas av sämre verkningsgrad hos mindre lokala generatortransformatorer, jämfört med stora generatortransformatorer. Sammantaget innebär det ändå att transformatorförlusternas andel av nätförlusterna sannolikt minskar något i framtiden.

För de olika transformator- och shuntreaktor-storlekarna har driftverkningsgrader antagits utifrån svenska medelbelastningsfakta, samt historisk verkningsgradsstatistik i drift från CENELEC, se Tabell 5, Kapitel 14. Nämnade uppskattade förlustenergi på 3 TWh per år motsvarar den årliga elförbrukningen hos 150 000 villor, med en förbrukning på 20 000 kWh per villa.

De förlustvärderingar som föreslås i denna rapport, om de tillämpas i Sverige, möjliggör att transformatorförlusterna årligen kan sänkas med 18 000 MWh, se Kapitel 14. Förväntade innovationer och konstruktionsförbättringar hos transformatorleverantörer, som ett resultat av högre förlustvärderingar för transformatorer och shuntreaktorer, bedöms i framtiden kunna ge ytterligare minskade förluster.

Denna möjliga förlustsänkning skulle betyda att samhället kan bygga cirka 1 000 villor eller 5 000 lägenheter per år, utan att ny elproduktion måste tillföras. Denna möjlighet till minskad elproduktion kan på en global nivå motsvara något minskade utsläpp av världens idag 410-415 ppm CO₂. Det är ett faktum att världens transformatorförluster har gett ett relativt stort bidrag till den globala klimatpåverkan. Av de 110 ppm som tillkommit sedan sen 1900-talets början, beräknas 1 ppm komma från transformatorer [1].

² Energiföretagen Sverige

3 Incitament för att reducera nätförluster inkluderande transformatorförluster

Transformatorer och shuntreaktorer är till stor del handbyggda, unika produkter som står för ca 30 % av nätförlusterna. Dessa måste regelbundet bytas ut, både av tekniska och åldersmässiga skäl, samt på grund av haverier. Därtill kommer all nyinstallation inom ett nät i relativt stor framtida förändring.

Under innevarande år (2018-2019) arbetar Ei med en beräkningsmodell för nätförlustnormer i lokalnät: *Framtagning av en benchmarking-funktion för beräkning av nätförlustnormer*. Funktionen är tänkt att innehålla incitament för sänkta nätförluster i intäktsramarna för svenska elnätsföretag. Funktionen för lokalnät som tagits fram är baserad på nätets kundtätthet och hur stor andel av energin som matas ut till högspänningskunder. I föreskriften EIFS 2019:4 [4], gällande 2020-2023, framgår det i 6 kap. 3 § att funktionen gäller för lokalnät. Region- och stamnät omfattas inte av en gemensam nätförlustnorm. De ska alltså precis som tidigare jämföras med sin egen historik. Finns incitament för sänkta förluster, så investerar de i högeffektiva transformatorer och får då högre kapitalavkastning, än om de inte gör det.

(Citat ur 3 §: En individuell normnivå för indikatorn andel nätförluster ska fastställas enligt 5 § för varje nätkoncessionshavare för område. För övriga nätkoncessionshavare ska en individuell normnivå fastställas genom att beräkna nätkoncessionshavarens medelvärde avseende andel nätförluster under normperioden.)

I regleringsbrevet för budgetåret 2018 avseende Svenska kraftnät (2017-12-13) skrivs i avsnittet 1.1 El:

”Affärsverket svenska kraftnät ska verka för att relevanta samhällsekonomiskt motiverade åtgärder vidtas för att säkerställa att Sverige har en god effekttillgång och att risken för effektbrist kan minskas.”

I övrigt har regleringsbrevet inget skrivet om energieffektivisering av stamnätet, men en sådan rekommendation finns i Ei:s Samhällsekonomiska analyser vid investeringar i stamnät för el: Ei R 2018:06 [5].

Ei föreslår att nätförluster ska ingå i den samhällsekonomiska analysen för stamnät (sid 79). Det antas i denna rapport att av de årliga 10 TWh nätförluster i Sverige så finns ca 4,5 TWh i lokalnäten (Ei:s sammanställda uppgifter från lokalnätsägare) och resterande 5,5 TWh antas då komma från stamnät och regionnät. Som årsmedelvärde för stamnätets förluster används 3 TWh, vilket då ger $(10 - 4,5 - 3) = 2,5$ TWh per år för regionnäten.

Utgående från Tabell 5 i kapitel 14 kan transformatorförlusternas storlek och andel av de totala nätförlusterna analyseras. Den största installerade transformatoreffekten finns i och till region- och stamnät. Transformatorförluster i dessa nät (transformatorförluster i anslutna produktionsanläggningar borträknade) beräknas till $0,799 + 0,201 = 1$ TWh per år. Av dessa 1 TWh per år utgör 0,201 TWh transformatorförluster i stamnätet, HVDC-transformatorer och shuntreaktorer medräknade $(0,201/3 \approx 6,7 \%)$.

I Kapitel 14 uppskattas distributionsnätens transformatorförluster per år vara 1,2 TWh. Om siffran 4,5 TWh per år för distributionsnäten är korrekt, så innebär det att $1,2/4,5 \approx 27\%$ av nätförlusterna utgörs av transformatorförluster i dessa nät, räknat som ett medelvärde av storstadsnät och landsbygdsnät. För regionnät är motsvarande siffra $0,799/2,5 \approx 32\%$. Att denna siffra är så pass hög beror på att här ingår dels transformatorer mellan regionnät och stamnät, samt alla transformatorer mellan regionnät och distributionsnät. Transformatorer som ingår i produktionsanläggningar, anslutna till region- och stamnät, har förluster som uppgår till 0,765 TWh per år. Dessa beräkningar är inte exakta, utan ger bara en storleksordning av transformatorförlusterna i elnätet, beroende på nätets totalförluster och antagen årsmedelbelastning.

I referens [6], "Miljöpåverkan vid eldistribution i stadsnät–Göteborgs Energi Nät AB" visas i IVL-rapporten för Göteborgs Energi Nät AB (GENAB) en miljöanalys, Tabell 1.

	130 kV ledning	130/10 kV tranformering	10 kV ledning	10/0,4 kV tranformering	0,4 kV ledning	Totalt
Överföringsförluster (GWh)	391	831	1 313	1 713	1 665	5 913
Andel av överföringsförluster (%)	6,6 %	14,0 %	22,2 %	29,0 %	28,2 %	100 %

Tabell 1 Överföringsförluster under 40 år.

Tabell 1 är intressant då den visar att transformatorförlusterna inom GENAB är ca 43 % av alla nätförluster för ett förtätnat storstadsnät. I IVL-rapporten skattas GENABs totala elöverföring till 5,3 TWh per år och elnätsförlusterna till ca 2,8%. Transformatorförlusterna är 0,064 TWh per år vilket är 1,2 %. GENAB är bara en delmängd av hela Sveriges förluster där transformatorerna står för ca 30 %. Denna storstadsrapport är en intressant verifikation av betydelsen att sänka transformatorförluster för både GENAB, Svenska kraftnät och hela Sverige under kommande års upphandlingar.

Transformatorernas stora andel av elnätets förluster antas bero på deras stora antal (228 000 MVA) och att driftverkningsgraden (PEI) nu kan skattas mer noggrant. Se Kapitel 14, där PEI (Peak Efficiency Index) förklaras. Det som nu också har tillkommit är förluster från transformatorer i vindkraftparker med ca 0,23 TWh per år. Transformatorernas andel av elnätens totalförluster är hög och verkar inte tidigare ha varit känd. Transformatorförlusterna fortsätter att stiga i proportion till nätens utbyggnad, då det idag knappast förekommer något incitament för deras reduktion. Eko Design förordningen är bara en stipulerad minimigräns. Energiförlusterna för distributionstransformatorer (1,2 TWh per år) blir automatiskt sänkta med den mer krävande EC förordningen (Eko Design) [7]. Steg T2 för dessa transformatorer kommer att träda i kraft 2021 och innebär en sänkning av förlusterna mot dagens Steg T1 med ytterligare ca 10 %. Detta är ytterligare ett exempel på att det har funnits obalanser i lagstiftningen, vad gäller förluster i överföringssystemen. Ett sätt att reducera dessa obalanser, är att tillämpa de förlustvärderingar som föreslås i denna rapport, samt att tillämpa de nya incitamentsföreskrifterna från Ei.

I Tabell 2 nedan sammanfattas årliga nätförluster i de olika delarna av kraftsystemet, samt de i dessa nätförluster ingående transformatorförlusterna. Se även Tabell 5 i kapitel 14.

	Nätförluster [TWh]	Transformatorförluster [TWh]
Stamnät	3	0,201
Regionnät	2,5	0,799
Lokalnät	4,5	1,2
Produktion	-	0,765
Summa	10	2,965 $\approx$ 3

Tabell 2. Årliga nät- och transformatorförluster i olika delar av kraftsystemet.

I Ei:s konsekvensutredning Bil 2, referens [8] antas att efter 2020 kan dessa förluster möjligen sänkas med 1 % per år, där de i denna rapport rekommenderade förlustvärderingarna kan utgöra en drivande faktor.

4 Tillvägagångssätt för att beräkna förlustvärderingsfaktorerna vid tomgång, belastning och kylning

Nedan visas ett angreppssätt för att beräkna förlustvärderingsfaktorerna vid tomgång, belastning och kylning, utifrån fyra viktiga parametrar:

1. Fastställd metodik för beräkning av internränta och krav på transformatorinvesteringens avkastning [9]
2. Lagstadgad avskrivningstid som i Eis förordning sätts lika med den tekniska livslängden³ [9]
3. Förväntade framtida energikostnader byggd på CO₂-fri produktion
4. Inkopplingstid och medellast under året i procent av märkeffekt

De två första punkterna är numera bättre definierade än tidigare, då de är angivna eller lagstadgade genom en statlig förordning.

Därmed återstår den svåra frågan om framtida energipriser. I detta kapitel kommer resonemang föras, för att på något sätt göra en skattning.

Livscykelkostnaden (TCO) brukar i upphandlingar kallas jämförelsepriset eller utvärderat pris, då man kan jämföra detta mellan olika leverantörer

$$TCO = \text{Investeringskostnad} + A \times P_o + B \times P_k + A \times P_{kyl}$$

där

A är värderingen vid tomgång (kr/kW)

P_o är tomgångsförluster (kW)

B är värderingen vid vald medelårsbelastning (kr/kW)

P_k är belastningsförluster vid märklast (kW)

P_{kyl} är effektåtgång för kylning av totala förluster

Värderingen vid strömbelastning (B) är en viktig teknikalitet för användaren, där B i praktiken ofta utgör 10–25 % av A, beroende på typ av transformator. För stamnätet räknar man med högre belastning, upp emot 50 % av märkeffekten. För generatortransformatorer för basgenerering är belastningen under ett helår 50–80 % av märkeffekten, varvid B kanske blir ca 60 % av A. För vindkraft är medelbelastningen lägre, ca 30 % av märkeffekten.

4.1 Faktor A

Här måste två viktiga parametrar diskuteras: Internränta som likställs med WACC (Weighted Average Cost of Capital) och framtida energipriser.

4.1.1 Intern diskonteringsränta

Under de senaste åren har det i olika instanser förts en definitionsmissig diskussion hur WACC ska beräknas utifrån en bedömning av 7–8 ingående parametrar i elnätmonopolet. Här finns olika synsätt inom varje EU land och i varje elnätsbolag. Nu har regeringen och Ei gett en förordning [4] som ska börja gälla från och med 2020-01-01, dvs. nästa regleringsperiod.

³ I modellen antas sålunda att den tekniska livslängden, vilket är den tidsperiod som man åtnjuter de lägre förlusterna, sammanfaller med avskrivningstiden.

Men vid vilken ränta ska en investering av en högeffektiv transformator göras? Det naturliga borde vara WACC-räntan, som också borde ange avkastningskravet på investeringen. Denna ska då balanseras mot energibesparingens nuvärde, uträknad med samma ränta. Här torde WACC vara det formellt rätta att använda.

Ett elnätbolag kan emellertid, utan att begå något fel, sätta vilken internränta som helst utanför den tvingande WACC-räntan för tariffer. Denna frihet är diskutabel ur ett klimatperspektiv.

Här ska nu ett enkelt resonemang föras för att få fram ett basvärde för WACC att utgå ifrån, om hållbarhetsstrategierna är starka inom ett bolag eller affärsverk. Svenska kraftnät har åsatts ett avkastningskrav från sin ägare, staten, och varje kraftföretag har, så länge avkastningskravet innehålls, en möjlighet att agera så klimatsmart som möjligt.

I de resonemang som förts, har aktörerna inom elnätsbranschen, enligt generell företagsekonomi, bedömt den riskfria räntan plus en riskpremie. Staten har satt ett krav på Svk:s egna och lånade kapital, att dessa kapital ska ge en avkastning på 6 % (Regleringsbrev 2018).

Eftersom Svenska kraftnät gör långsiktiga investeringar (40–50 år), bör den 30-åriga statsobligationsräntan vara en god utgångspunkt, 3,75 %. Den ansluter sig också väl till att den riskfria räntan bör vara 2 % + 2 %, dvs. snittvärdet för BNP-utvecklingen plus Riksbankens inflationsmål. Därmed antas att regeringen har satt en riskpremie, kanske uppemot 2 %, för Svenska kraftnät. Enligt Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan ökar verket sin skuldsättningsgrad till 240 %, men den eventuella risken med varierande ränta, kan anses kompenseras av att man lånar direkt av staten. Under givna förutsättningar, samt regeringens nya förordning [9], så förväntas internräntan röra sig runt 3 %.

Miljö- och Energidepartementet (Regeringen) ställde en ny nätregleringsproposition under mitten av 2018, som riksdagen antog i juni 2018. Regeringen offentliggjorde sin förordning i slutet av augusti 2018. Enkelt uttryckt gavs en formel för avkastningskravet (WACC) som är en del av intäktsramens faktorer, där de ingående parametrarna i WACC definierades för samtliga elnätbolag. Med nu gällande parametrar skulle dagens WACC bli ca 2,7 %. Med detta som bakgrund har denna rapport använt både 3, 4 och 6 % som internränta, för att skatta nuvärdet av förlustbesparingen (se Tabell 3). Detta har gjorts för att visa på internräntans eller WACC:s stora betydelse, för att erhålla en så riktig förlustvärdering som möjligt vid transformatorupphandlingar.

Nuvärdesfaktorn beräknas enligt

$$\frac{\left(1 - \frac{1}{(1+i)^n}\right)}{i}$$

där i anger internräntan och n antalet år, dvs. avskrivningstiden.

	Kalkylränta (i) [%]			
Antal år (n)	3 %	4 %	5 %	6 %
10	8,53	8,11	7,72	7,36
20	14,88	13,59	12,46	11,47

30	19,60	17,29	15,37	13,76
40	23,11	19,79	17,16	15,05
50	25,73	21,48	18,26	15,76

Tabell 3. Nuvärdesfaktorn vid olika internränta och avskrivningstider.

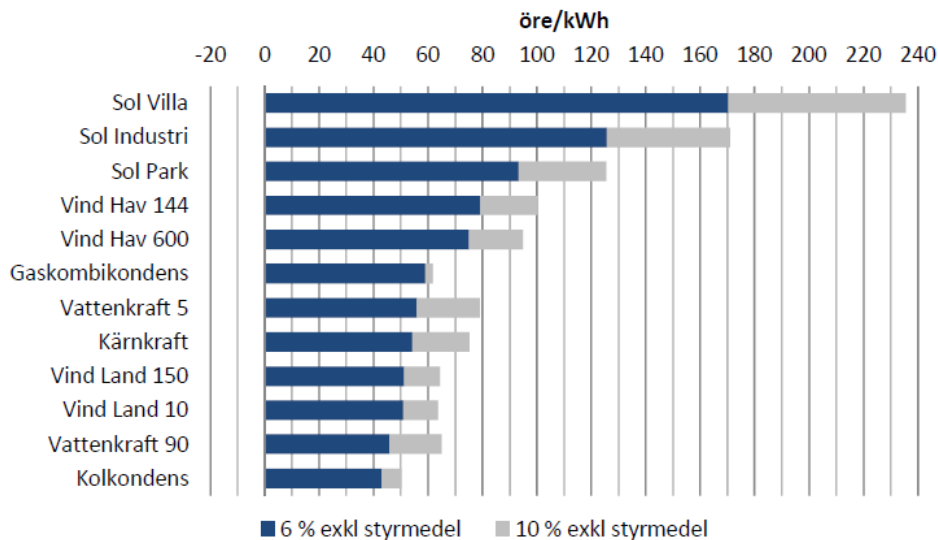
För transformatorer, med en förväntad livslängd (n) på 50 år blir nuvärdesfaktorn ca 26, 22 resp. 16 för kalkylräntan 3, 4 resp. 6 %.

För shuntreaktorer, med en förväntad livslängd (n) på 40 år blir nuvärdesfaktorn ca 23, 20 resp. 15 för kalkylräntan 3, 4 resp. 6 %.

4.1.2 Framtida energikostnader

I referens [5] föreslås att man beräknar den genomsnittliga årliga energikostnaden som ett medelpris över 40 år, där en skattning för de första 20 åren används. Detta menar författarna har för stora risker. Man bör snarare utgå från idag kända skattningar för de närmaste 10 åren. Det antas att energieffektiviseringen fortgår, men att mer elenergi kommer att användas bl.a. p.g.a. fler elbilar och satsningar på stora datorhallar. Fortsatta subventioner av vind- och solenergi under den närmsta 10-årsperioden i strävan mot ett fossilfritt samhälle, kan ge ett energiöverskott som håller ner energipriset.

Författarna önskar emellertid inte prognosticera framtida elpriser. Ett alternativt sätt att få fram ett genomsnittligt elpris, är att utgå från de sakligt och ingående framräknade produktionskostnaderna för de flesta energislag som Energiforsk AB gjorde i en rapport från 2014 [10], se Figur 1 nedan.



Figur 1. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som enbart producerar el, exkl. styrmedel, med 6 respektive 10 % kalkylränta.

Från denna rapport, sammanfattad i Figur 1, fås en grovt skattad elproduktionskostnad från de teknologier som i framtiden kommer att användas på ca 60 öre/kWh. Denna siffra skulle möjligen kunna vara något högre vid högre avkastningskrav på genereringsinvesteringen. Den motverkas dock av en pågående minskning av produktionskostnaden för vindkraftverk. Att kunna lokalisera större vindkraftsparker till land och havs, som ligger nära elnätsinfrastruktur blir emellertid svårare. Detta verkar återhållande på en teknikutveckling mot lägre kostnader

av icke-fossila anläggningar. Vid beräkning av A-faktorn blir detta värde per definition lågt räknat, då de fossilfria anläggningarna förväntas ha en livstid på 20–30 år, medan transformatorn har en livslängd på ca 50 år. Därför antas 60 öre/kWh vara en modest och relativt god approximation, byggd på en rapport av elbranschen själv.

4.2 Beräkning av Faktor A

I nedanstående avsnitt redovisas en beräkning av Faktor A, med tre skilda internräntor och en livslängd på 50 år:

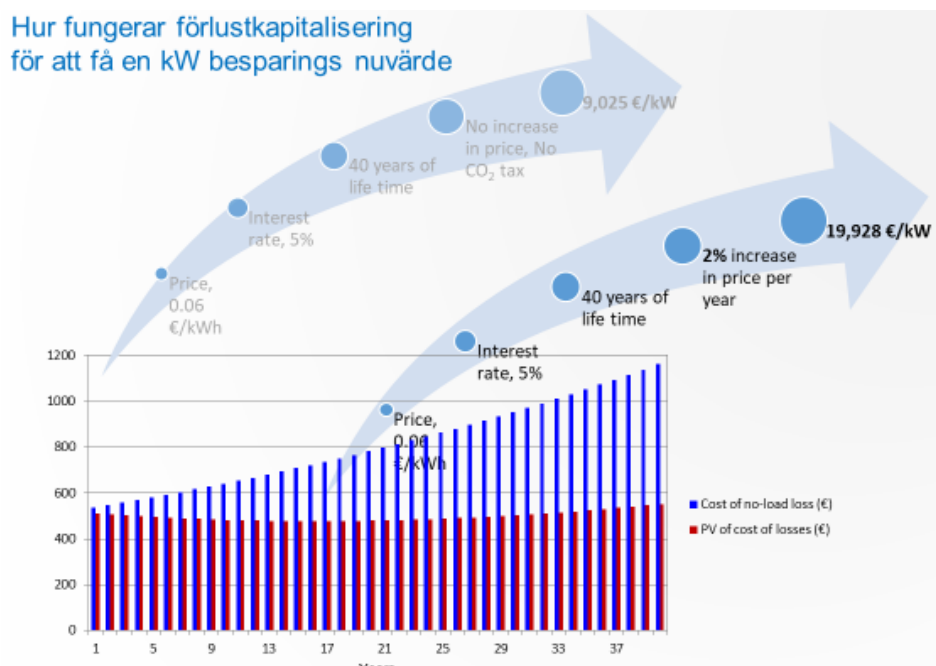
Faktor A=(8760×produktionspris×nuvärdesfaktor)

I.	$A=8760 \times 0,60 \times 26$	$=136\,000 \text{ kr/kW}$	(3 %)
II.	$A=8760 \times 0,60 \times 22$	$=115\,000 \text{ kr/kW}$	(4 %)
III.	$A=8760 \times 0,60 \times 16$	$=84\,000 \text{ kr/kW}$	(6 %)

A-faktorn, som bestämmer kapitaliserade tomgångsförluster, bör inte matematiskt bestämmas från dessa uttryck. Det är mer en fråga om att från denna analys, med de osäkerheter som belysts ovan, sätta en A-faktor som ger en signal till kunder, till dem man levererar el, samt till leverantörer, att Svenska kraftnät vid investeringar har tagit ett tillförlitlighets- och hållbarhetsbeslut, som är förankrat i de bedömningar som redovisas.

Variationen av parametrarna energikostnad och WACC (internränta), visar på den strategiska betydelsen av WACC för ett bolag med den nya förordningen [9]. Från resonemanget i 4.1.1 kring lagstiftning om regler för internräntan (WACC) har vi utgått från 3 % och därmed en nuvärdesfaktor på 26. Inberäknat osäkerheter i framtida energipriser och WACC, som visas i I-III ovan, föreslås en realistisk och balanserad förlustvärdering, att gälla några år framåt.

A-faktorn föreslås sättas till 100 000 kr/kW.



Figur 2. Uppbyggnad av förlustkapitalisering över tid.

Figur 2 visar på ett pedagogiskt sätt hur A-faktorn byggs med 2 extremantaganden. Den vill visa att 100 000 kr/kW inte är ett för högt satt värde för ett stamnät, utan kan anses som en modest skattning som kan vara ledstjärna för ytterligare något högre A-faktor för region- och lokalnät.

Figuren visar för varje år, tyvärr bara över 40 år, vad förlustkostnaden blir vid 2 % prisökning (blå stapel). Till exempel blir den för det första året 525 €/kW och för det andra året $1,02 \times 525 = 536$ €/kW. Den röda stapeln är nuvärdet vid 5 % ränta och 2 % prisökning. Om de 40 röda staplarna adderas så fås 19 928 €/kW. Staplarna vid priset 0,06 €/kWh, ingen prisökning, och 5 % ränta är inte visade, men nuvärdesfaktorn är ca 17, varvid förlustkostanden då blir $525 \text{ €/kW} \times 17 = 9\,028 \text{ €/kW}$.

4.3 Faktor B

4.3.1 Krafttransformatorer

Här antages att lastfaktorn för stamnätets systemtransformatorer är 0,5 av märkeffekten under 60 % av året, med en förväntad maximal effekt som ligger på 80 % av märkeffekten och en förväntad minimal effekt som ligger på 20 % av märkeffekten. Antagandet innebär en genomsnittlig lastfaktor på 0,5 under hela året. Faktor B för transformatorer blir då (S är förväntad medellast och S_r är märkeffekt)

$$B = A \cdot \left(\frac{S}{S_r} \right)^2$$

där $S/S_r = 50/100 = 0,5$ och $(S/S_r)^2 = 0,25$, innebärande

I.	$B = 0,25 \times (8760 \times 0,60 \times 26)$	$= 34\,160 \text{ kr/kW}$	(3 %)
II.	$B = 0,25 \times (8760 \times 0,60 \times 22)$	$= 28\,750 \text{ kr/kW}$	(4 %)
III.	$B = 0,25 \times (8760 \times 0,60 \times 16)$	$= 16\,000 \text{ kr/kW}$	(6 %)

Det kan finnas skäl att ligga något över dessa värden på Faktor B. Ett viktigt skäl är tillförlitlighetsaspekter, som vid en hög B-faktor ger större driftsmarginaler hos lindningar under ca 50 års förväntad livstid. Detta redogörs för längre fram i rapporten.

B-faktorn för transformatorer föreslås sättas till 35 000 kr/kW.

4.3.2 Shuntreaktorer

För shuntreaktorer, som antas gå 12 h per dygn med 100 % last, och med en förväntad livstid på 40 år istället för 50 år (lägre nuvärdesfaktor), fås:

I.	$A = 8760 / 2 \times 0,60 \times 23$	$= 60\,000 \text{ kr/kW}$	(3%)
II.	$A = 8760 / 2 \times 0,60 \times 20$	$= 53\,000 \text{ kr/kW}$	(4 %)
III.	$A = 8760 / 2 \times 0,60 \times 15$	$= 39\,000 \text{ kr/kW}$	(6 %)

Här görs rekommendationen att sätta ett värde $A = 60\,000 \text{ kr/kW}$.

Reaktorer som ständigt är inkopplade bör behandlas på samma sätt som vid beräkning av tomgångsförluster för transformatorer, dvs. $A = 100\,000 \text{ kr/kW}$

4.4 Värdering av kylarförluster

Formeln för livscykelkostnaden (TCO)

$$\text{TCO} = \text{Investeringskostnad} + A \times P_o + B \times P_k + A \times P_{\text{kyl}}$$

anger att ur ett energieffektiviseringsperspektiv, så bör kylarförluster värderas högre än vad man sedvanligt gör; referens [11] rekommenderar att använda B-faktorn. Fläktar och pumpar styrs vanligtvis från temperaturer och inte från laster.⁴ Om A-faktorn används för P_{kyl} vid totaloptimeringen av transformatorns TCO, så bidrar denna faktor till att kylförlusterna hålls ner. Leverantören kan därmed använda större fläktar eller frekvensstyrda motorer, dvs. dyrare men effektivare utrustning. Ljudnivån kan bringas ned och tillsammans med lägre belastningsförluster kan antalet kylarmoduler begränsas, resulterande i mindre fotavtryck och mindre yta på oljegropen. Om kylarförlusterna är låga så kommer till- och frånslag av kylutrustningen redan vid relativt låga temperaturer, resultera i att transformatorns totala förluster minimeras. I sammanhanget bör påpekas att belastningsförlusterna i en transformator minskar om man sänker temperaturen.

Därmed rekommenderas att kylarförlusterna värderas på samma sätt som tomgångsförlusterna, dvs. $A = 100\,000$ kr/kW.

4.5 Faktorer A och B för region- och lokalnät

Tidigare redovisade förslag på faktorerna A och B, gäller transformatorer och shuntreaktorer i stamnätet. Från detta nät säljs effekt och energi vidare till region- och lokalnät. Här förekommer olika anslutningsavgifter och tariffer, för att täcka nätkostnader och inköp eller produktion av förlustel. Elpriset är detsamma, men förlusterna ökar något ”nedströms”. Dessa kostnader känner bara region- och lokalnätsbolagen till, då de till Ei måste redovisa förlusterna. De betalar en tariff för att mata in och ta ut el till/från stamnätet och i den tariffen är förlusterna inkluderade. Alternativt kan de täcka förlustelen med egen generering enligt Ellagen 3 kap, 1 a§.

För att få en uppfattning om faktorerna A och B för region- och lokalnät föreslås nedanstående metodik.

Till att börja med används metoden med ovanstående elproduktionskostnad, avskrivningstider och den nya WACC förordningen [9], för att beräkna Faktor A. Då den stora majoriteten av transformatorer inte finns i stamnätet, utan i alla region- och lokalnät, är det ur samhälls- och miljösynpunkt viktigt att faktor A och B beräknas korrekt, i enlighet med kapitel 4.2 och 4.3.

A-faktorn förväntas därmed ligga över $100\,000$ kr/kW, kanske uppemot $130\,000$ kr/kW.

B-faktorn förväntas ligga mellan $10\,000$ - $25\,000$ kr/kW, vid 30-40 % medelbelastning, och behov av högre kvalitet. Vid stationer som i framtiden kan tänkas ha högre belastning vid nya produktionsmönster, måste B-faktorn öka. Vid 40 % medellast, 50 års avskrivning och 3 % WACC erhålls:

$$B = 0,16 \times (8760 \times 0,60 \times 26) \approx 22\,000 \text{ kr/kW}$$

⁴ I Svenska kraftnäts tekniska riktlinjer för krafttransformatorer, TR01-10E, anges att till- och frånslag av kylutrustning skall ske på ett sådant sätt att transformatorns totala förluster minimeras. Detta krav bidrar till en mer frekvent användning av kylutrustningen, jämfört med om bara skadliga övertemperaturer skall undvikas.

5 Konsekvenser vid val av föreslagen förlustvärdering

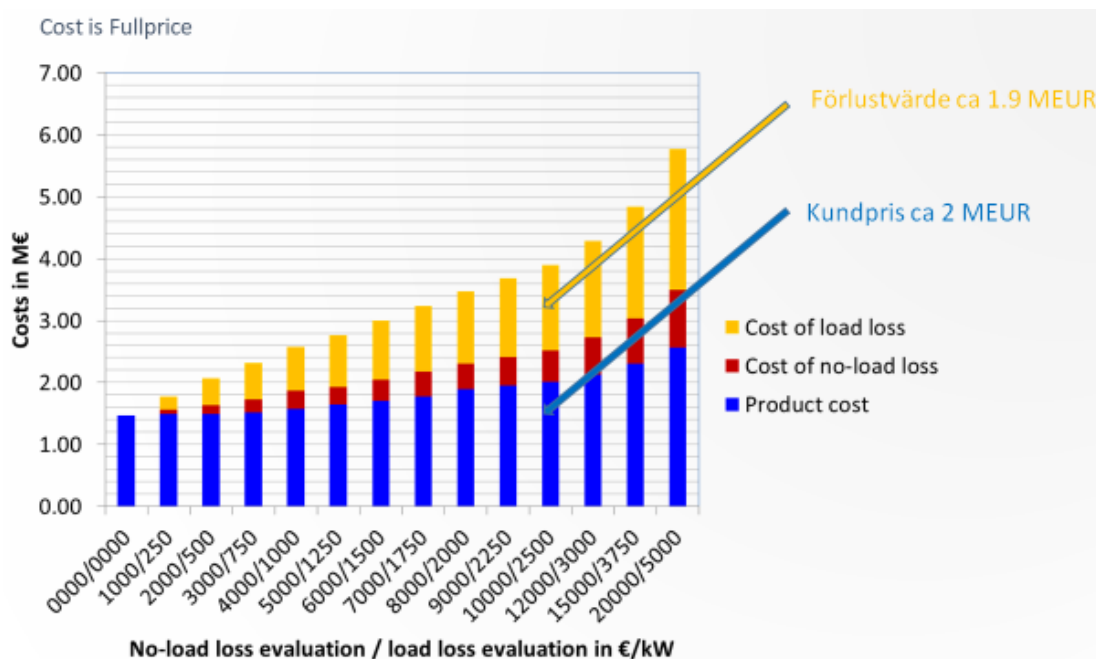
Det finns en fysikalisk orsak att inte gå för högt med förlustvärderingar, då investeringskostnaderna ökar mer än nuvärdet av förlustreduceringen (t. ex. kärnförlust per ökad investeringskostnad för låga flödestätheter, lindningsförlust per ökad investeringskostnad för låga strömtätheter, kringkostnader för station och transporter etc.).

Figur 3 visar på ett pedagogiskt sätt vad som händer om en tillverkare optimerar en 240 MVA, 240/130 kV, trelindningstransformator vid 14 olika förlustvärderingar, där belastningen över tid ligger på 50 %.

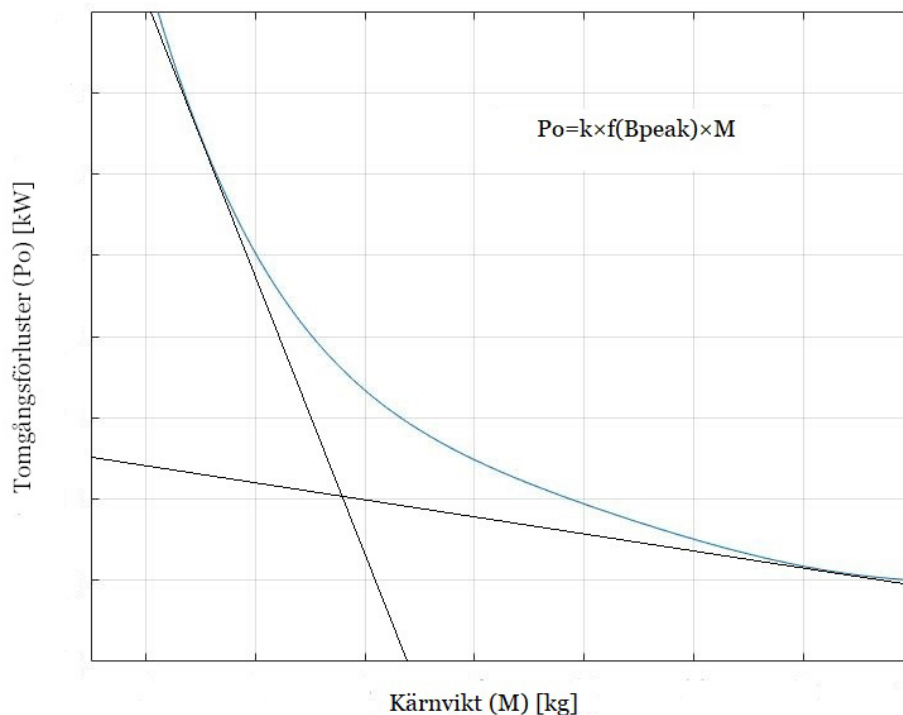
Kostnaden motsvarar 2013 års prisnivå och här antas att till produktionskostnaden adderas fasta kostnader för komponenter och alla pålägg, uppgående till ca 70 %, för att erhålla ett kundpris, som kan adderas till förlustkostnaden, dvs. TCO.

Figur 3 illustrerar ett av de fysikaliska samband som styr en transformatorberäkning. Tomgångsförlusterna (P_o) som funktion av flödestätheten (B) i Tesla [T] kan skrivas som $P_o = f(B^n)$. Potensen n är i intervallet ($1,5 T < B < 1,7 T$) ca 2,6 och i intervallet ($1,1 T < B < 1,3 T$) ca 1,5. Det betyder att vid mycket höga A-faktorer, så styrs B ned mot kanske 1,1 T. Detta innebär att kärnarean och kärnvikten stiger mer, jämfört med när man sänker flödestätheten från 1,7 till 1,5 T.

När kärnbenens omkrets ökar, stiger även mängden koppar. Detta åskådliggörs i Figur 4, som för en godtycklig konstruktion visar tomgångsförlustens sänkning som funktion av ökad kärnvikt (kärnarea) för erhållande av lägre flödestäthet (B). Till höger om de två tangenternas skärning sker en långsammare minskning av tomgångsförlusterna då kärnvikten (kärnarean) ökas.



Figur 3. Förlustvärde och kundpris som funktion av kvoten A/B.



Figur 4. Principbild för tomgångsförlusternas beroende av kärnvikt (kärnarea) för en godtycklig konstruktion. B_{peak} avser toppvärdet av den magnetiska flödestätheten.

Från beräkningarna som visas i Figur 3 antyds nämnda skärningsområde för en konstruktion som optimerats vid $A/B=100\,000/25\,000$ kr/kW, eftersom produktionskostnaderna stiger brantare vid ytterligare högre värden på A/B . Författarna menar därmed att detta är ytterligare ett skäl för rekommendationen $A/B=100\,000/35\,000$ [kr/kW].

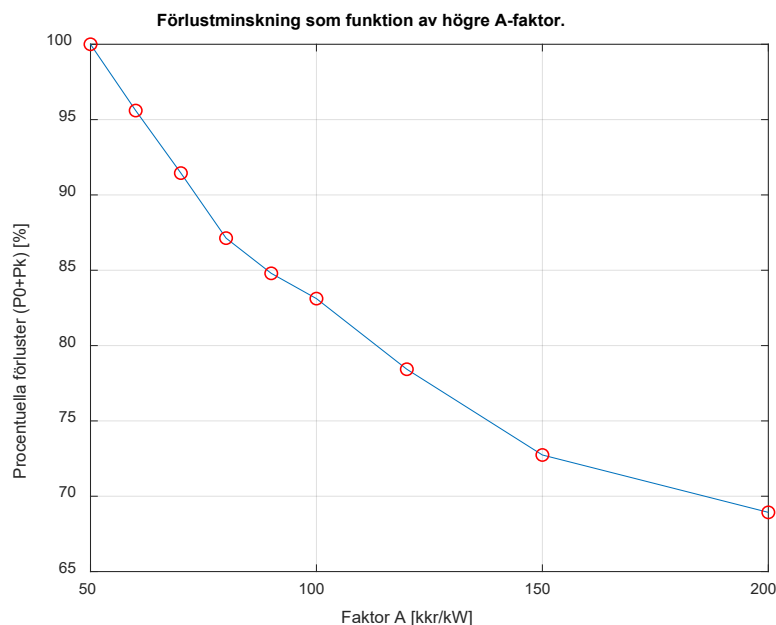
Ytterligare en intressant iakttagelse finns i Figur 3. Då förlustvärderingen överstiger $100\,000/25\,000$ kr/kW (Figur 3 visar €/kW), är förlustkostnaden lika stor eller större än kundpriset. Detta innebär att de leverantörer som med bättre material och noggrannare metoder, kan sänka sina förluster, utan att kostnaden ökar, kommer i ett fördelaktigare läge ur ett TCO perspektiv.

Figuren visar också att vid förlustvärderingar under $70\,000/17\,500$ kr/kW, så är kundpriset högre än förlustkostnaden. Vid t ex $40\,000/10\,000$ kr/kW, så är förlustkostnad mot kundpriset 1:1,6, dvs. förlustkostnaden är ca 60 % av kundpriset. Vid dessa relationer mellan kundpris och förlustkostnad, utgör tillverkarnas riskpremier ett hinder för att satsa på forskning och utveckling i syfte att erhålla lägre förluster. Detta skulle innebära väsentliga konstruktionsändringar med ökade omställningskostnader som följd. Av denna anledning är det då mer naturligt att satsa resurser för att uppnå kostnadsreduceringar.

Om däremot leverantörerna ser, mot bakgrund av lägre WACC, generellt ökade förlustvärderingar ($A/B > 100\,000/25\,000$), så kommer förlustkostnaden att överstiga kundpriset. Då blir det mer lönsamt att satsa på forskning och utveckling för erhållande av lägre förluster, jämfört med de normala produktionseffektiviseringarna. Lyckade förlustsänkande metoder blir därmed en stark konkurrensfaktor som också driver på innovationer hos underleverantörer.

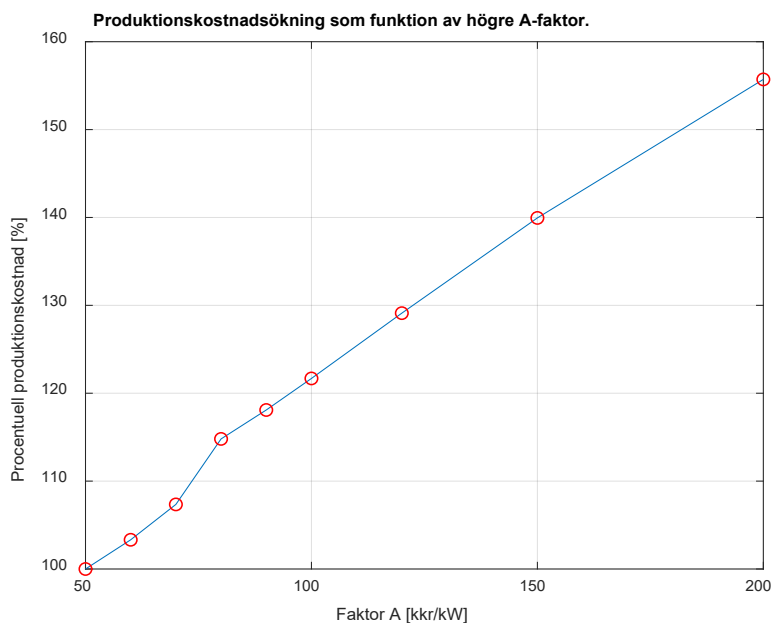
Figur 5 och Figur 6, giltiga för den aktuella trelindningstransformatorn (240 MVA, 220 kV), vill belysa hur förluster och kostnader ser ut vid olika förlustvärderingar.

Man ser i denna optimering att transformatorns kostnadsökning vid en 20 % förlustsänkning ligger kring 20 %, men denna siffra varierar uppåt och nedåt vid olika transformatorspecifikationer. För t.ex. stora tvålindade autotransformatorer är den mindre och för trelindade reglerbara fulltransformatorer något högre.



Figur 5. Förlustminskning vid högre förlustvärderingar för en 240 MVA, 240/130 kV, trelindningstransformator.

Notera att linjariteten i förluster till viss dels avbryts med avtagande derivata, då A-faktorn ökar.



Figur 6. Produktionskostnadsökning vid högre förlustvärderingar för en 240 MVA, 240/130 kV, trelindningstransformator.

6 Tillförlitlighet kontra förlustvärdering

Under åren 2010 till 2015 drev CIGRE WG A2.37 projektet "Transformer Reliability Survey", CIGRE Brochure 642 [12]. Projektledare var Prof. Stefan Tenbohlen, Uni-Stuttgart, Tyskland.

En del av resultatet som redovisas i rapporten från ca 167 000 transformatorer och 770 haverier sammanfattas i Figur 7. Även om åldersdistributionen inte var känd till fullo (dvs. hur många transformatorer det fanns som var yngre än 10 år och dito för de som var yngre än 30 år) så menade arbetsgruppen att det inte finns några statistiska slutsatser som säger att gamla transformatorer felar mer än nya. Det finns m.a.o. ingen "badkarskurva".⁵ När det gäller krafttransformatorer så inträffar sålunda felen slumpmässigt över tid.

Ett liknande resultat rapporterades av KEMA 2015 [13], nämligen att över en 20-årsperiod havererade i genomsnitt 20-25 % av alla transformatorer som genomgick ett kortslutningsprov.

Resultatet innebär att på 400 kV-nivån rapporteras en felfrekvens på knappt 1 %, (1 fel på 100 transformator-år). Det betyder att på en transformatorflotta på 25 st 400 kV enheter, så är den matematiska sannolikheten 0,25, dvs. att 1 enhet havererar vart fjärde år. Vid en felfrekvens på 0,5 % kan man säga att 1 fel kommer att inträffa ungefär vart 10:e år. Notera dock att både nät- och transformator kvalitet varierar.

Denna relativt höga felfrekvens inträffar trots att den termiska belastningen ofta är liten, då transformatorer är lågt belastade och dessutom alltid har köpts med marginal för planerade och oplanerade överlastar. Detta trots att intelligent övervakning sedan länge finns att tillgå, idag uppfyllande IEC 61850 med direkt koppling till SCADA-system.

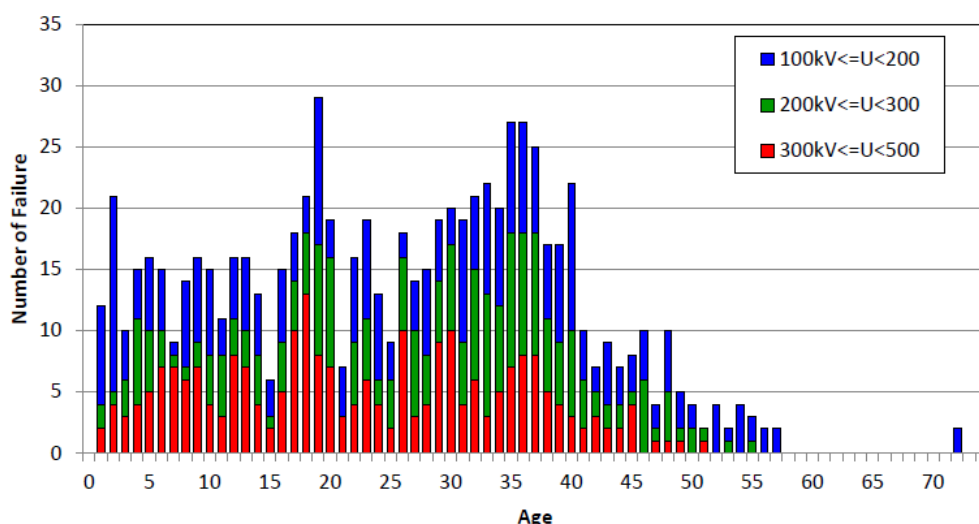


FIGURE 31: NUMBER OF FAILURES DEPENDENT ON TRANSFORMER AGE
(100 KV – 500 KV, TRANSFORMERS, WORLDWIDE, 770 FAILURES)

Figur 7. Antal transformatorhaverier som funktion av ålder.

⁵ "Badkarsresonemanget" är hårt inarbetat inom elnätsbranschen, både bland användare och leverantörer.

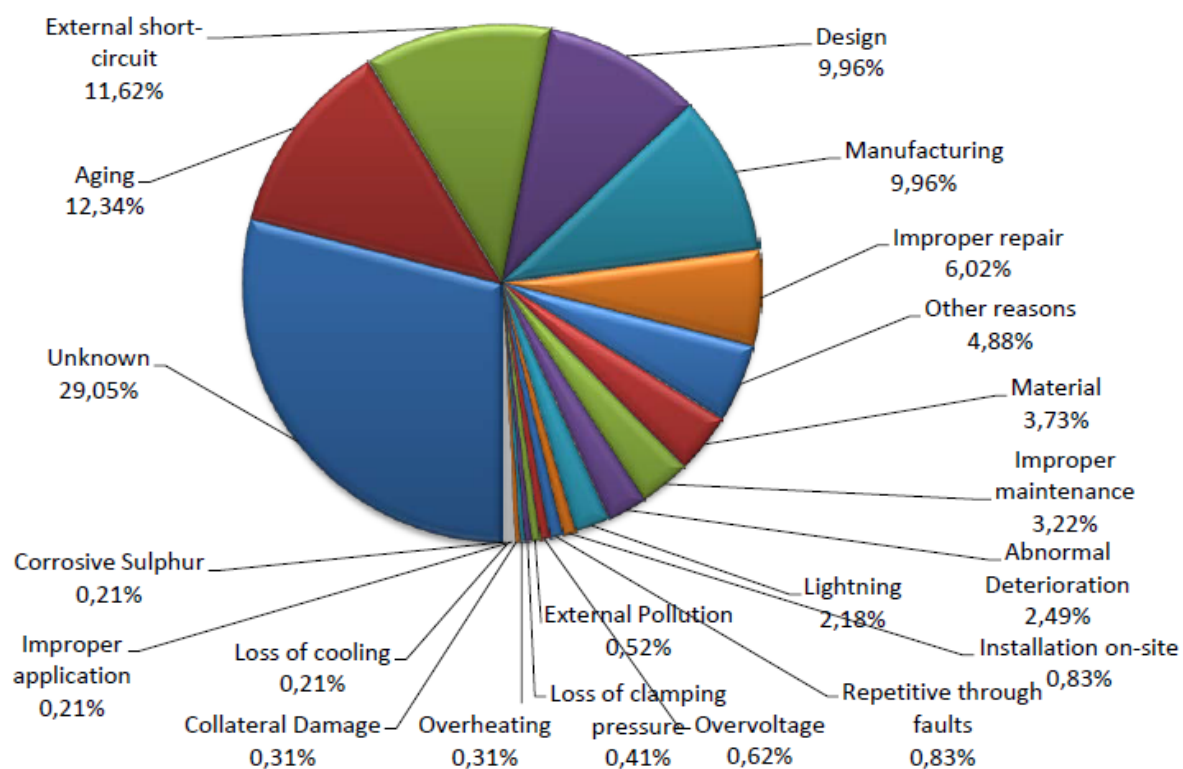


FIGURE 45: FAILURE CAUSE ANALYSIS BASED ON 964 MAJOR FAILURES

Figur 8. Analys av felorsaker från 964 allvarliga fel.

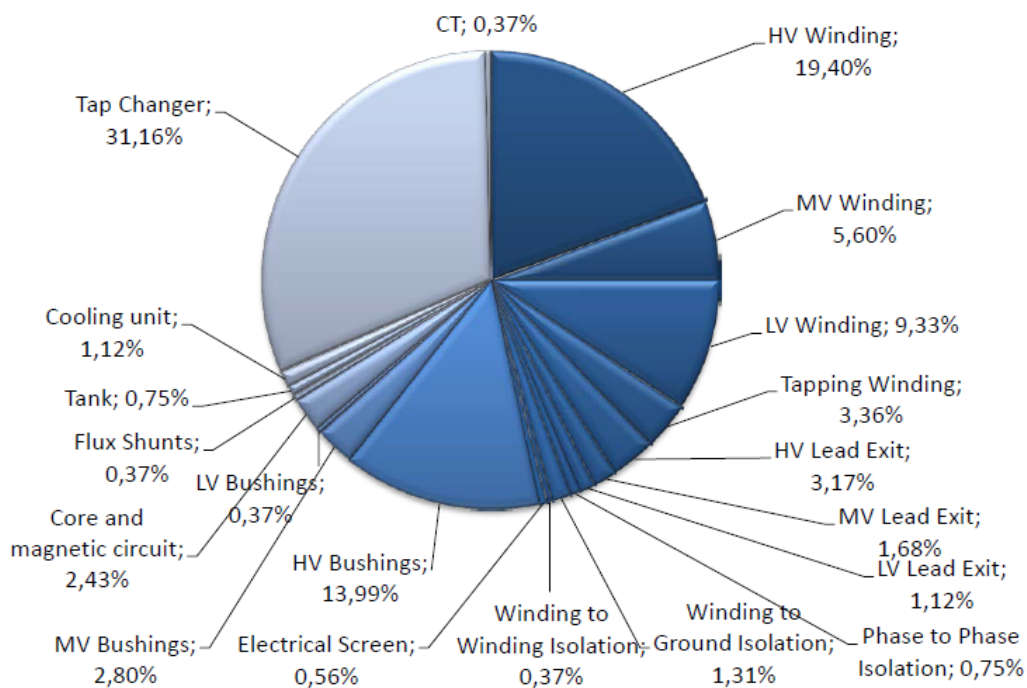


FIGURE 36: FAILURE LOCATION ANALYSIS, SUBSTATION TRANSFORMERS, $U \geq 100\text{KV}$, 536 FAILURES

Figur 9. Analys av felens lokalisering hos 536 fel i systemtransformatorer.

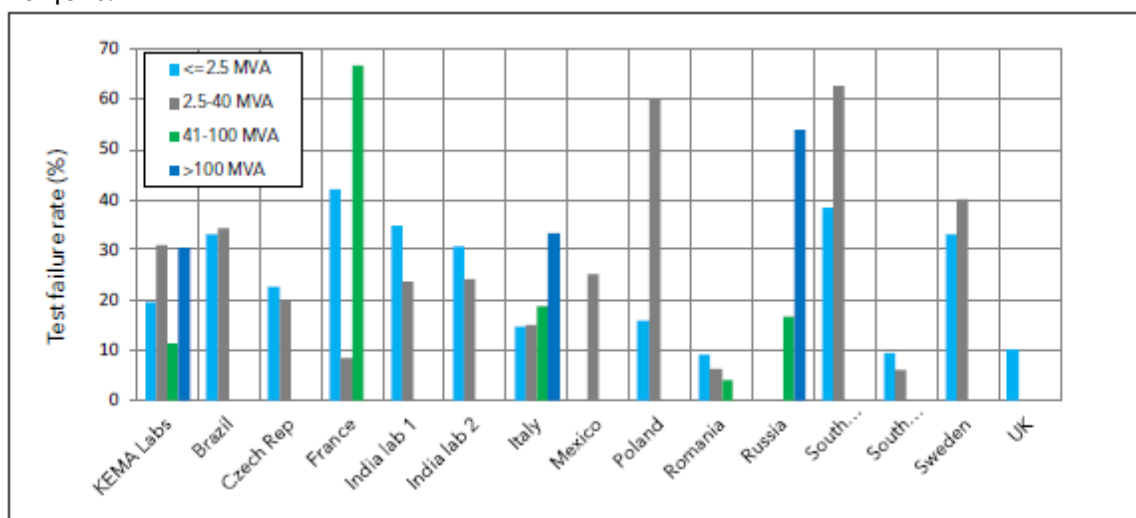
I Figur 8 och 9, från referens [12], visas felens orsak och lokalisering. Denna CIGRE-rapport gör ingen djupare analys av fel och orsak, men författarna till denna rapport menar att då lindningar finns med i nästan 50 % av fallen, och att okänd orsak är ca 30 %, så kan man förmoda att kortslutningsfelen i lindningar är större än de redovisade korslutningsfallen på ca 12 %. Kortslutningsfel i lindningar är svåra att bedöma som primärorsak, då skadorna är så stora att man bara kan säga att de är relaterade till elektriska och dielektiska skador. I CIGRE:s tidigare tillförlitlighetsrapport från 1983, innehållande fel från åren 1968 till 1978, var fel i lindningskopplare och genomföringar de mest frekventa. Nu är över 50 % av haverierna elektriskt eller dielektrisk relaterade och de är dessutom stokastiska över tid. Författarna anser att det därmed finns 2 hypoteser som samverkar och som ansluter till KEMA:s budskap, nämligen:

1. Det finns transformatorer som har otillräckliga marginaler för att kunna klara ett okänt antal felströmmar av olika amplituder.
2. Vissa transformatorer är placerade i stationer som har högre felströmmar än vad som antagits.⁶

Enligt författarnas mening finns det ett mekaniskt utslitningsfenomen som härrör från lindningskrafter och lindningsrörelser under perioder av stora eller små felströmmar. Ytterst få transformatorer genomgår kortslutningsprov p.g.a. höga kostnader (och svagt intresse från tillverkare). Vid en konstruktionsgenomgång (design review) beräknar man kortslutningskrafter, men dessa är av statisk natur. Man förmår ej på ett korrekt sätt beräkna dynamiska krafter.

Bara under 2017 genomfördes 24 kortslutningsprov hos KEMA, varvid 17 prov gick bra. Felfrekvens: 22 %! KEMA hittar många fel i lindningars transponeringspunkter, som aldrig korrekt kan återges i en beräkning.

Figur 10 nedan är hämtad från KEMA:s offentliga rapport [14] och visar en global översikt från nästan 4000 kortslutningsprov, utförda under ett flertal år från 1990 och framåt på certifierade kortslutningslaboratorier. För transformatorer med en märkeffekt över 100 MVA, och resultat från tre olika laboratorier, så havererade ca 20-40 %.



Figur 10. Felfrekvens vid olika kortslutningslaboratorier i världen.

⁶ Felströmmarna i en station kan dessutom ha ökat sedan en transformator ursprungligen installerades.

I februari 2018 publicerades en australiensisk artikel av IEEE: "On the development of power transformer failure models. An Australian case study." ISSN: 1944–9933 [15]. Transformatorhaverierna visar i denna artikel på en felfrekvens av ca 1 % från 66 kV upp till 500 kV (>1 MVA) på en population av 6 000 transformatorer under 15 år, från 15 australiensiska regionnätbolag.

Den visar på samma resultat som CIGRE-rapporten [12], att ca 50 % av alla haverier orsakas av lindningsfel. Referens [15] stärker hypoteserna i denna rapport, samt KEMA:s bekräftelse, nämligen att grundorsaken för lindningsfelen är felströmmar och spänningsvågor från underliggande nät, samt många jordfel nära transformatorn som sliter på lindningarnas mekaniska styrka.

Som felorsaker kan man föreställa sig åskstörningar, som innehåller såväl spännings- som strömpulser. Detta påkänner lindningen, rycker och sliter i alla delar med övergångar och transponeringar, som har gjorts med varierande kvalitet i ett manuellt hantverk av olika skickliga montörer. Transformatorn är inte en normalt tillverkad standardprodukt utan en "Engineering to Order" produkt, med miljontals variationer som ska utföras manuellt av tusentals olika operatörer.

Transformatorer med hög värdering av tomgångsförluster och belastningsförluster, får en högre kopparvikt, som leder till större koppararea som därvid gör kopparledaren styvare med högre hållfasthet. Hög förlustvärdering ger lägre strömtäthet i ledarna, som leder till en ökad kortslutningssäkerhet utan att behöva introducera inbyggda reaktorer, som är kostnadsdrivande och ett tillägg till komplexitet och variationsrikedom. En kopparledare i en lindning har ett böjmotstånd $\sim b \times h^2/6$, där b är bredden och h är höjden av ledaren. En ökning av b och h ger en kubisk ökning av böjmotståndet, gällande alla korsningar och övergångar. Större koppararea leder visserligen till större tillsatsförluster, men detta kan undvikas med uppdelning och limning av ledare.

Exemplet med den tidigare 240 MVA-transformatorn belyser detta. Om vi förändrar förlustvärderingen från A/B=60 000/15 000 kr/kW till 100 000/25 000 kr/kW sjunker belastningsförlusten från 638 kW till 565 kW = 73 kW. Approximativt sänks strömtätheten med 10 %, varvid böjmotståndet ökar med ca 16 %, p.g.a. det kubiska förhållandet. Vid den nya optimeringen med A/B=100 000/25 000 kr/kW blir transformatorn alltså starkare kortslutningsmässigt.

Kopparvikten för lindningarna går upp från 30 till 39 ton. Dessa extra 9 ton lindningsledare kostar idag ca 45 000 kr/ton, dvs. 405 000 kr. Vid skrotning betalas f.n. ca 30 000 kr/ton, som vid 3 % ränta diskonteras till $30\,000/(1+0,03)^{50} \approx 61\,600$ kr. Den teoretiska ökade investeringskostnaden blir alltså 405 000–61 600 ≈ 343 000 kr. Beräkningen av belastningsförlusterna resulterade i en sänkning med ca 73 kW, där 1 kW beräknas vara värd 35 000 kr, dvs. totalt ca 2 500 000 kr. Notera att detta värde inte ska ställas mot kopparkostnaden, utan mot den totala ökade investeringen.

Under 1980-talet köpte RWE och Bayernwerk i Tyskland stora systemtransformatorer (380 KV, 600 MVA), med mycket höga förlustvärderingar, som tvingade tillverkarna att bygga med lägre strömtätheter (högre böjmotstånd). Man påstod att man köpte starka transformatorer med en förväntad livslängd på 40–50 år. Det man önskade var mer tillförlitliga transformatorer, m.a.o. var det inte enbart lägre förluster som var bestämmande. Det har inträffat att tillverkare i en upphandlingsprocess, antingen har dragit tillbaka ett anbud, eller önskat förändra ett anbud mot högre vikter och priser, när en kund t.ex. önskat en option på ett kortslutningsprov.

Om man antar att felfrekvensen på stora transformatorer ligger kring 0,5–1 % (som CIGRE-rapporten säger), så är sannolikheten 1 att utav 4–8 transformatorer under 25 år, så går en sönder. Det är 50 % sannolikhet att detta haveri har med lindningen att göra. Om en transformator specificeras med en högre B-faktor, kan detta

fel inte helt undvikas, men det sker troligen efter längre tid, varvid den ökade investeringskostnaden kan antas vara helt betald för alla dessa 4-8 transformatorer. Detta tillsammans med avbrottskostnader har kanske ett större värde än förlustbesparingen för Svenska kraftnät, se kapitel 12.

För närvarande reserveras inget kapital för transformator- och reaktorhaverier. Om detta skulle göras, och uppgå till storleken 1 % per år, och man nu anser sig ha fog för (som rapporten visar) att bara reservera 0,5 % på det nyinköpta kapitalet, så är detta i sig en lönsamhetsaspekt som borde ingå i valet av förlustvärdering.

7 Kylning och termisk prestanda kontra förlustvärdering

I exemplet med 240 MVA-transformatorn, ser man hur de totala förlusterna (tomgångsförluster plus belastningsförluster) sjunker med stigande förlustvärdering, från 695 kW vid $A/B=60\,000/15\,000$ kr/kW till 604 kW vid $A/B=100\,000/25\,000$ kr/kW. Detta skulle kunna innebära en kylkrets mindre. Om vi antar att kylkretsen motsvarar 5–10 % av transformatorns pris och de totala förlusterna minskar med $(695-604)/695=13$ %, kommer transformatorpriset att gå ner med ca 1 %, vilket något reducerar den totala kostnadsökningen till följd av den ökade kopparkostnaden.

Lindningens hot-spot-temperatur, dvs. temperaturen i lindningens varmaste punkt, påverkas också. Vid den högre värderingen av belastningsförluster ($B=25\,000$ kr/kW), ökar ledartvärsnittet, och därmed också tillsatsförlusterna i lindningen, både p.g.a. det axiella och radiella magnetiska läckfältet. Värdet av dessa tillsatsförluster blir så högt att tillverkaren vill använda ledare med flera (kanske 10-20) mindre parter. Detta för med sig en större kostnad i material och arbete, som dock torde bli mindre än värdet av förlustbesparingen. Oftast kommer både hög- och låg-spänningslindningen att utföras med transponerade ledare (CTC), vilket ger en lägre hot-spot-temperatur i ändskivorna. Detta är speciellt värdefullt vid överlastsituationer.

8 Ljudnivå kontra förlustvärdering

Om vi använder exemplet med 240 MVA-transformatorn och studerar hur ljudnivån ändras, så utgår vi från förändringarna av tomgångsförlusterna. Dessa gick ned från 57 kW vid $A/B=60\,000/15\,000$ kr/kW, till 50 kW, vid $A/B=100\,000/25\,000$ kr/kW. Detta innebär en reduktion på 14 %.

Vid samma värderingar ökade kärnans vikt från 50 till 53 ton. Om man antar att viktökningen orsakades av kärnans större tvärsnitt (6 %), så sänktes flödestätheten lika mycket, kanske från 1,7 till 1,6 T. Erfarenhetsmässigt fås då en reduktion av transformatorns ljudnivå med ca 3–4 dB, vilket är en väsentlig sänkning när det gäller att innehålla Naturvårdsverkets riktvärden.

Vid den lägre förlustvärderingen och med en belastning på minst 50 %, är inte längre belastningsljudet försumbart i förhållande till tomgångsljudet. Vid lägre strömtätheter, motsvarande den högre förlustvärderingen, är det först vid en belastningsgrad på 60–70 % som belastningsljudet kommer att bidra till den totala ljudnivån. Vid ljudkänsliga stationer är hög förlustvärdering sålunda en fördel. Vill man ha flexibla transformatorer och reaktorer, som går att flytta runt, kan det vara generellt fördelaktigt med låga ljudnivåer. Även en befintlig station, som initialt saknat närboende, kan i framtiden få sådana.

9 Skrotningsvärde kontra förlustvärdering

I det använda exemplet med 240 MVA-transformatorn, så visades att vid den högre värderingen, blev lindningarna 9 ton tyngre, motsvarande en ökning med ca 30 %. I kapitel 6 visades att den teoretiska ökade investeringskostnaden för detta är 405 000 kr, men att man får tillbaka en del av denna ökning vid skrotning (diskonteras till 61 650 kr), vilket är en fördel som vanligtvis inte beaktas vid upphandlingar. Detta reducerar nuvärdet av investeringen något.

Även elplåt, som idag skrotas, bör i framtiden kunna återanvändas med upp till 80 %, om nya återanvändningsmetoder i centrala anläggningar tas fram. Detta kan bli aktuellt då förlustsänkningen i elplåt nu av fysikaliska skäl tycks bromsas in (hysteresisförluster planar ut).

10 Framtida materialpriser

Före finanskrisen 2008 började transformatorkapaciteten i världen att byggas ut. Kopparpriset gick upp mer än förväntat, men det visade sig att detta berodde mer på koppar-”hedging” än på ökad efterfrågan.⁷ Utbyggnaden av elnätet med tillhörande efterfrågan på koppar kommer förmodligen att öka ytterligare med ökad elektrifiering och stigande konsumtion i utvecklingsländer. Dock gäller även här att skrotpriset följer nypriset.

Energieffektivisering är emellertid en motverkande positiv kraft, jämte en mer distribuerad elproduktion. Nytt kan bli en stor ökning av antalet elbilar med ingående elmotorer och laddningsstationer med tillhörande kabeldragning, som mer än vanligt kan öka efterfrågan på icke orienterad elplåt och koppar/aluminium.

Elplåtstillverkningen kommer sannolikt att successivt öka, med ökande BNP i världen. I EU kommer en större efterfrågan av elplåt inträffa före år 2021, när Steg 2 i Eko Design införs med nya MEPS. Elbolag kan tänkas förinvestera i distributionstransformatorer innan Steg 2 inträder. Stegfunktioner ger alltid upphov till prisstörningar. Det är osannolikt att nya elplåtstillverkare kommer att uppstå, utan de 14 som nu finns kommer kanske att minska, då indiska och kinesiska tillverkare köper upp ståltillverkare i t ex Latin- och Nordamerika, samt Europa. Därmed kommer kanske omkring 10 stora tillverkarkoncerner att få en prisfördel, då elplåtstillverkning i stålverksanläggningar ger stora marginalbidrag till den normala ståltillverkningen.

Vad som sannolikt sker bland elplåtstillverkarna, om fler och fler kräver GOES DR080 eller DR075, är att gamla produktionslinjer för M120 stängs ned och ersätts med HI B linjer med DR produktionsmetoder.⁸ Det är redan känt att de stora leverantörerna nu arbetar med förlustsänkningar genom tunnare plåt för att möta de nya MEPS-kraven i världen för t. ex. distributionstransformatorer. Det kommer emellertid att ta tid innan man kan börja producera stora volymer, inkluderande intrimning av komplexa stålprocesser. De leverantörer som kan kompensera en 15 % tjockleksminskning med en lika stor prisökning, kommer att få en prisfördel. En förändring av tillverkningen av elplåt betyder omställningskostnader som ska betalas.

Varför ska elplåt tillverkas som har 30 % högre förluster än vad som är nödvändigt, eller kanske ännu värre, inte efterfrågas?

Kopparpriset kommer säkert att röra sig lite kring 70 000 kr/ton och elplåtets pris kring 30 000 kr/ton.

⁷ Hedging innebar i detta fall att en viss marknad garderade sig mot en prisuppgång och köpte på sig stora volymer eller terminssäkrade koppar.

⁸ GOES anger Grain Oriented Electrical Steel, DR står för Domain Refined, 080, 075 och 120 står för typiska, specifika elplåtsförluster t ex 080 = 0.80 W/kg vid 1.7 Tesla och 50 Hz, M är normalt orienterad plåt och HI B betyder hög orienterad plåt.

11 Hög förlustvärdering främjar kvalitet hos leverantörer

En viktig kvalitetshöjande parameter som följer av en hög förlustvärdering, är att denna naturligt driver leverantören att hålla sig med kvalificerad personal med tillgång till noggranna beräkningsverktyg och inköpsspecifikationer, utförliga metodbeskrivningar och ett provrum som har marknadens främsta mätinstrument för precision (liten skillnad av medelvärde mellan beräknade och uppmätta förluster) och mindre spridning (lågt 1 sigma eller 2 sigma). Allt detta sammantaget styr mot en förhöjd kvalitet.

Det har tidigare sagts att vid förlustvärderingar över $A/B=100\,000/25\,000$ kr/kW, så blir vid dagens materialpriser nuvärdet av förlusterna större än transformatorns investeringskostnad. Om A/B understiger $60\,000/15\,000$ kr/kW, eller om man köpt på MEPS, är förlustnuvärdet lägre än investeringskostnaden. Detta leder tillverkare till olika strategiskt fokus.

- Låga förlustvärderingar driver tillverkare att fokusera på kostnader och riskexponering
- Höga förlustvärderingar driver tillverkarens strategi mot operationell excellens (fokus på företagets alla processer så att spridning i alla processresultat minimeras) för att i första hand reducera förluster, medförande ökade R&D-satsningar.

Om hela marknaden har låga förlustvärderingar, så får man ett lågkostnadsscenario som långsamt medför en utslagning av både låg- och högkostnadstillverkare. Höga förlustvärderingar driver alla tillverkare till kvalitetssatsningar och större kreativitet. Om tillverkare ser en förändring mot högre förlustvärderingar, kommer detta att ge dem incitament att arbeta mot lägre förluster (bättre material, bättre processer, förfinade konstruktioner och nya tillverkningsmetoder), vilket kommer att ge dem större konkurrenskraft.

12 Kvalitetsvinster

Författarna har försökt uppskatta de kvalitetsvinster som följer av tillförlitlighetsökning, mindre kylkostnader, ljudnivåsänkning och ökade skrotvärden. Bedömning är att det kan röra sig om ca 5 % av investeringskostnaden, baserat på

- En tillförlitlighetsökning skulle kunna innebära att man i förtid slipper köpa en ny transformator. Värdet av detta kan uppskattas till ca 50 %, som med en haveririsk på ca 1 % blir värt ca 0,5 %.
- Ett minskat kylbehov till följd av lägre förluster uppskattas vara värt ca 1 %.
- En reducerad ljudnivå på 3-4 dB(A) uppskattas vara värt ca 3 %.
- Ett ökat skrotvärde uppskattas vara värt ca 0,5 %.

13 Miljövinster

Miljöpåverkan från produktionen av elektricitet är väl kartlagd. Bedömning av miljöpåverkan för ett elnätets transmission och distribution är dock inte lika utförligt gjort, eller inte alls genomgått. Flera olika aspekter påverkar förlusternas miljöpåverkan.

Det innefattar bland annat hur elnätet är uppbyggt, vad det innehåller och hur stora överföringsförlusterna är, samt vilken elproduktion som ligger bakom de förluster som ska täckas av extra elproduktion. I referens [6] finns en väl genomarbetad analys av Göteborg Energi Nät ABs eldistributionsnät som är uppbyggt i ett tätat stadsnät med stor energiförbrukning, över 5 TWh per år.

IVLs rapport visar att med köp av 5 TWh "Bra Miljöval" så blir miljöpåverkan liten. Tabell 4A och 4B nedan visar miljö/klimatpåverkan beroende på den mix av elproduktionskällor som används för att täcka upp förlusterna.

Produktionskälla	Europeisk produktionsmix (%)	Bra Miljöval (%)
Kolkraft	20,6	-
Gas	19,7	-
Kärnkraft	25,6	-
Annat fossilt	4,1	-
Vattenkraft	9,1	100
Vindkraft	11,2	-
Solceller	3,7	-
Biobränsle	6,0	-
Total	100	-

Tabell 4A Produktionskällor för elektricitetsmixarna.

Elektricitetsmix	Klimatpåverkan (g CO ₂ -ekv./kWh)
Europeisk produktionsmix	328
Bra Miljöval	8,6

Tabell 4B Klimatpåverkan för elektricitetsmixarna.

Val av produktions- eller elektricitetsmix har stor betydelse för att kompensera överföringsförlusternas miljöpåverkan. I Sverige och Norden kan allt från 0,01 kg CO₂ ekv/kWh till 0,1 kg CO₂ ekv/kWh (0,1 ton CO₂ ekv/MWh) vara möjligt och i Europa upp till 0,3 ton CO₂ ekv/MWh, dvs. i värsta fall upp till över 300 000 ton CO₂ ekv/TWh.

IVL-rapporten gör följande rekommendation:

För att skapa en fullständig bild av eldistributionens påverkan – från produktionen av elektricitet till leverans till slutkund - krävs också fler studier; av stamnätet, regionala nät och lokala nät. Dessa studier bör samordnas för att utnyttja erfarenheter på olika nivåer och att säkerställa att det går att koppla samman resultaten till en helhet.

Resultatet från detta IVL arbete ger en indikation på vilka delar i ett elnät som ger upphov till störst miljöpåverkan. Denna kunskap kan användas för att prioritera och driva förbättringsarbete i olika delar av värdekedjan, samt vid planering och investeringar. Detta kan underlättas genom att utveckla branschgemensamma kravställningar på leverantörer, till exempel avseende komponent/materialspecifik data, återvunnet material, etc.

De kommunala energirådgivarna i Sverige rekommenderar följande omräkningsfaktorer (källa <https://energiradgivningen.se/klimat/miljopaverkan-fran-el>):

Svensk elmix:	13 g CO ₂ ekv per kWh
Nordisk elmix:	50 g CO ₂ ekv per kWh

I kapitel 14.1.1 anges att vid en 20 % sänkning av varje års ”transformatorupphandlingsförlust” så skulle en möjlig miljövinst bli 18 000 MWh lägre förluster. Detta kan då omräknas till minskade CO₂-ekvivalenter enligt följande:

- CO₂-besparing: 234 ton CO₂-ekv (beräknat på svensk elmix 13 g CO₂ ekv per kWh)
- CO₂-besparing : 900 ton CO₂-ekv (beräknat på nordisk elmix 50 g CO₂ ekv per kWh)

Författarna till denna SvK-rapport menar att vi med denna Förlustvärderingsrapport har tagit ett steg på vägen för att visa på alla fördelar med högre förlustvärderingar i ett elnät.

14 Samhällsekonomiska och företagsekonomiska värden

Sverige har en stor installerad transformatoreffekt på ungefär 228 000 MVA, som lite slarvigt kan översättas till ca 228 000 MW, Tabell 5 nedan.

Transformatorer finns både som enskilda och multipla enheter, där de senare går i parallelldrift. Parallelldrift används både för att höja tillförlitligheten och för att kompensera för varierande last. Genom detta stora antal transformatorer, som omvandlar spänningen från 400 000 till 400 Volt i flera steg, flyter en belastningsström som i snitt är mycket mindre än vad transformatorn är byggd för, kanske i genomsnitt 10-50 % av märkströmmen. Transformatorers förluster består av två komponenter, tomgångsförluster som är konstanta (de är normalt alltid inkopplade⁹) och strömberoende belastningsförluster.

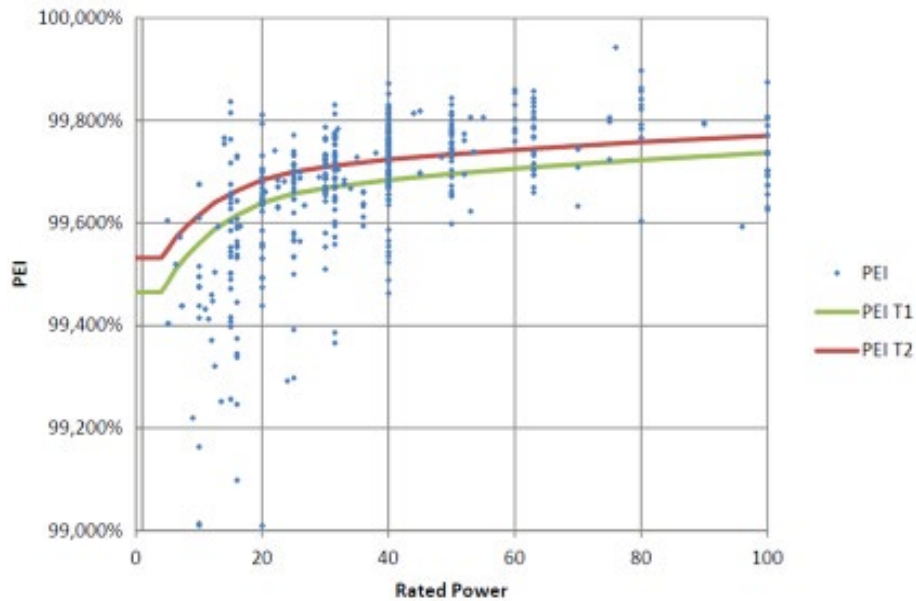
Under arbetet med EC:s ”Eko Design-direktiv” beslöt EC att transformatorer är en energirelaterad produkt, där livscykelkostnaden till mer än 95 % är relaterad till förluster [2]. Av denna anledning är nu transformatorer förlustreglerade i en specifik Eko Design-förordning, som innehåller en minimumförlust standard (MEPS). I ingressen i EC-förordningen COMMISSION REGULATION (EU) No 548/2014 framhålls att nationella regulatorer bör upprätta incitament så att transformatorer kan upphandlas med lägre förluster än vad MEPS-värdena anger.

Transformatorns driftverkningsgrad som funktion av belastningsströmmen är införd i referens [11], där den paraboliska funktionen har ett maxvärde som benämns PEI (Peak Efficiency Index), se Figur 11 nedan.

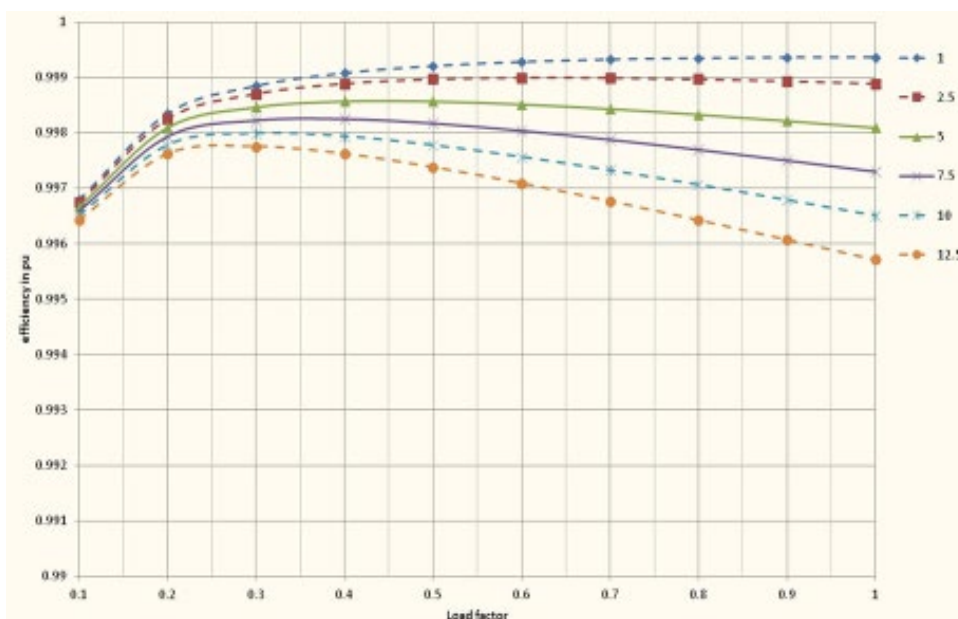
De blå prickarna anger PEI för 8160 krafttransformatorer (5-100 MVA) från 627 olika konstruktioner inom EU. Den gröna grafen anger minsta tillåtna driftsverkningsgraden, enligt definitionen av PEI fr.o.m. 2015, som får installeras. Den röda grafen anger minsta tillåtna PEI som får installeras efter juli 2021.

⁹ Det förekommer att somliga parallellkopplade transformatorer säsongskopplas, dvs kopplas ur under låglastsäsongen.

För både den gröna och röda grafen är PEI-mingränsen konstant för märkeffekter över 100 MVA. Det man vill visa med bilden är, att genom Eko Design förordningen så kommer de "blå transformatorer" som ligger under den gröna grafen, inte mer att få tillverkas. Dessa utgör ca 25 % av populationen. Detsamma kommer att gälla efter 2021 vad beträffar den röda grafen, som kan tänkas fasa ut ca 50 % av det gamla beståndet.



Figur 11. Data för existerande PEI hos en delmängd av EU:s krafttransformatorbestånd (T1 = steg 1 och gäller från 2015, medan T2 =steg 2 och gäller från 2021)



Figur 12. Driftverkningsgrad vid olika kvoter mellan tomgångsförluster och belastningsförluster (A/B).

Figur 12 visar driftsverkningsgraden för en 170 MVA-transformator vid olika kvoter på A/B.¹⁰ Man ser här hur driftsverkningsgraden minskar om man använder låg medellast vid beräkning av B. Det visar också hur mycket driftsverkningsgraden sjunker då transformatorn belastas mer än den beräknade medellasten.

För den svenska transformatorpopulationen på ca 228 000 MVA, skattas den verkliga driftverkningsgraden (PEI), vid exempelvis 10–50 % belastning, i första approximationen från 99,10 % gällande distributionstransformatorer, till 99,90 % för de allra största transformatorerna i transmissionsnätet. Förlustfaktorn beräknas från 1-PEI.

Förmodligen är driftverkningsgraden något lägre, då en stor del av den svenska transformatorpopulationen har högre tomgångsförluster än den plåt som Eko Design-analysen i Figur 11 och 12 bygger på. Skattningen på ca 3 TWh per år, som visas i Tabell 5, där alla shuntreaktor- och transformatorstorlekar ingår, är sannolikt den mest riktiga, för att få en bild av transformatorernas verkliga förluster i Sverige idag.

Så vitt författarna vet, finns inga andra dokumenterade förlustvärden från Energiföretagen i Sverige än 10 TWh per år, vilket utgör de totala genomsnittliga nätförlusterna över ett antal år. Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen (Ei) har inte aggregerat transformatorförluster i sina bedömningar.

Redovisade beräkningar, samt bakgrundsmaterial, baseras på huvudförfattarens egna utredningar inför EC och T&D Europe-arbetet 2012–2015, gällande Eko Design för transformatorer. Beräkningsmaterialet är också väl dokumenterat i referens [11], sid 10, men basmaterialet finns hos T&D Europe i Bryssel. I EC-förordningsprocessen för transformatorer finns presentationsmaterial i ”Position papers” som lagras hos ”T&D Europe”, men även hos EC-departementet för Industri (tidigare DG ENTR). PEI kommer från ca 1450 olika svenska tvålindningstransformatorer.

¹⁰ Figuren kommer från ett Positions paper för Consulting Forum 2013 och finns i Bryssel på Industridepartementet. Ursprungligen kommer det från CENELEC och National Grid tillsammans.

Transformator- typ	Märkeffekt [MVA]	Årslast -faktor	1-PEI	Energiför- lust/år [TWh]	Anm.
Aggregat (GSU) 70-400 kV	33 600	0,6	0,003	0,53	
Vindpark ≤400 kV	7 000	0,3	0,003	0,055	Inst. Effekt 6 600 MW
dito	7 000	0,3	0,01	0,18	Vindturbin
Svk 400/220 kV	14500	0,5	0,001	0,064	
Svk shuntreak- torer	8 200	0,5	-	0,057 ¹¹	
Övriga shuntre- aktorer	300	0,5	-	-	
HVDC stam- nät	7 600	0,6	0,002	0,08	
HVDC region- nät	600	0,6	0,003	0,009	Västervik- Ygne
Regionnät 400 kV	30 300	0,4	0,0011	0,12	
Regionnät 220 kV	17 500	0,4	0,0021	0,13	
Regionnät 70- 130 kV	42 300	0,4	0,003	0,44	
Övriga 70-130 kV	9 300	0,4	0,003	0,1	
Distribution <70 kV	50 000	0,3	0,009	1,2	
Summa	228 200			2,965 ≈ 3	

Tabell 5. Uppskattad märkeffekt för olika transformator typer i Sverige, samt deras årliga energiförluster.

Tabell 5 anger en uppskattad energiförlust hos dagens installerade transformatorer på ca 3 TWh per år. I beräkningarna av möjliga förlustbesparingar har det antagits att utbyteshastigheten av äldre transformatorer ligger på ca 3 %. Detta antagande baseras på en förväntad genomsnittlig livslängd på 40-50 år (~2 %). Till detta kommer utbyten av teknisk karaktär, tidigare än 40 år, samt den normala tillväxten av nätet som här har skattats lågt från en historisk effekttillväxt i Sverige (~1 %). Vid köp av nya transformatorer är det praktiskt möjligt att sänka förlusterna med ca 20 % utan större dimensionsproblem i en befintlig station (se Appendix A).

14.1 Energivinst kontra ökad investeringskostnad för Sverige och Svenska kraftnät

I detta avsnitt görs ett försök att jämföra de ekonomiska energivinsterna med ökade investeringskostnader från dagens praxis vid högre förlustvärderingar för elnätbolagen i Sverige och Svenska kraftnät.

Jämförelsen baseras på totala investeringar av transformatorer under ett (1) års upphandling för 3 % av transformatorbeståndet. För att jämförelsen skall kunna ta

¹¹ Svenska kraftnäts shuntreaktorer har en sammanlagd förlusteffekt av ca 13 000 kW, vilket vid en antagen genomsnittlig årlig utnyttjningstid på 8760/2 h resulterar i en förlusteffekt på ca 0,057 TWh.

hänsyn till påverkan på kassaflöden under olika perioder används här en nuvärdesberäkning.

De årliga **Energivinsterna** under 50 år fås genom en nuvärdesberäkning till inköpsåret. Härvid används nuvärdesfaktorn 26 enligt tidigare redovisning.

Den **ökade investeringskostnaden för all upphandling under ett år** baseras på rapportens uppskattning om årlig utbytestakt. Denna term inkluderar även kvalitetsvinster, inklusive skrotvärde, enligt kapitel 12.

Jämförelsen innehåller en uppskattning av de ökade **finansiella kostnader** som följer av den ökade investeringskostnaden. Årliga räntekostnader vid kalkylräntan 3 % under tiden $n=50$ år, diskonteras till ett finansiellt nuvärde.

Kostnadstäckningen via tariffer och högre avkastning enligt den nya föreskriften från Ei är mer komplicerad. Författarna har svårt att fullt ut tolka de reglerings- och nätförlustföreskrifter som Energimarknadsmyndigheten (Ei) kommer att ålägga elnätbolagen under regleringsperioden 2020 till 2023 och framledes [4]. Se också kommentar i kapitel 3.

Ökade investeringar utöver normvärdeslistan förstår vi kommer att höja kapitalbasen med möjlighet att öka tariffer. Om den ökade investeringen innebär en elnätsförlustssänkning medges en ökad avkastning enligt normförlustekvationen för lokalnät:

$$0,75 \times (Nf_{norm} - Nf_{utfall}) \times kNf \times Ein$$

För stam- och regionnät gäller analoga incitamentsregler.

$$0,75 \times \text{Förlustsänkning (MWh)} \times \text{Antal år} \times \text{Medelenergipris (kr/MWh)}.$$

Region- och lokalnät har 4-åriga normperioder. För regionnät påverkar incitamentet i 6 år (helårsekvivalenter) och för lokalnät under kortare tid, uppskattat till 4 år (helårsekvivalenter).

Avkastningen för stamnätet har 10-åriga normperioder och tillsyningsperioder (TP) enligt Tabell 6 nedan.

Om t ex Svenska kraftnät investerar i en högeffektiv transformator som är i drift från 1 januari 2020, så kommer denna nya transformator att påverka utfallet med 100 % under första tillsynsperioden, med 80 % under andra och med 40 % under tredje. Detta illustreras i Tabell 6 enligt:

TP	Normperiod	Andel av normperioden med ny transformator	Incitamentets styrka
2020-2023	2008-2017	0 %	100 %
2024-2027	2012-2021	20 %	80 %
2028-2031	2016-2025	60 %	40 %
2032-2035	2020-2029	100 %	0 %

Tabell 6. Ei:s incitament för Svenska kraftnät att sänka nätförlusterna genom att upphandla högeffektiva transformatorer.

Om incitamentets styrka summeras och slås ut på hela den tid som incitamentet verkar (12 år), erhålls en ekvivalent tid med full styrka på incitamentet enligt:

$$4 \times (100 + 80 + 40) / 100 = 8,8 \text{ år}$$

Eis incitamentsregler för ökad effektivitet i elnäten har sålunda olika uppbyggnad beroende på nät. Detta tas hänsyn till i nedanstående finansiella beräkningar.

I närtid, säg under de kommande fem (5) åren, bedöms ett lägre medelenergi pris än vad som anges i referens [10], nämligen 40 öre/kWh, varför detta värde används för att bestämma den ökade avkastningen.

14.1.1 Sverige

Energivinst för Sverige:

Av de totala förlusterna på ca 3 TWh per år så byts 3 % ut, dvs. ca 90 000 MWh. Dessa blir 20 % lägre, så besparingen är 18 000 MWh/år. Dessa värderas, baserat på ett antaget långsiktigt elpris enligt referens [10] på 600 kr/MWh, till 10,8 mnkr/år, vilket ger ett nuvärde på $18\,000 \text{ MWh} \times 600 \text{ kr/MWh} \times 26 \approx 281 \text{ mnkr}$.

Ökad investeringskostnad inklusive ökning av tariff och avkastning i Sverige:

Den årliga utbytestakten om ca 3 %, uttryckt i MVA, för transformatorer i Sverige, antas vara ca 6800 MVA ($0,03 \times 228\,200$). Medelkostnaden för detta beräknas med en grov skattning till ca 100 000 kr/MVA, gällande hela registret från 0,25-500 MVA, vilket resulterar i en totalkostnad vid ett utbyte av transformatorer till ca 680 mnkr/år. Vid den högre förlustvärderingen skulle den ökade investeringskostnaden (20 %) för högeffektiva transformatorer bli $0,2 \times 680 \text{ mnkr/år} = 136 \text{ mnkr/år}$.

Kvalitetsökningen uppskattas till 5 % av den nu högre investeringskostnaden, dvs. $0,05 \times 680 \text{ mnkr} = 34 \text{ mnkr}$. Den ökade investeringen minskas då till $136 - 34 = 102 \text{ mnkr}$.

Den finansiella kostnaden som vi nu adderar till den ökade investeringskostnadens nuvärde beräknas enligt:

Den ökade investeringen plus den extra kapitalkostnaden räknat till år 0 blir $102 + 102 \times (\sum_{t=1}^n \frac{1,03}{(1+i)^t}) \approx 102 + 80 = 182 \text{ mnkr}$, där i =internränta (3 %), t =tid och $n=50$ år. Faktorn $1+i=1,03$ följer av en beräknad kapitalkostnad på 3 %.

Här har räntan (i) satts till 3 % och nuvärdet av alla diskonterade ränteutbetalningar uppskattas till 80 mnkr.

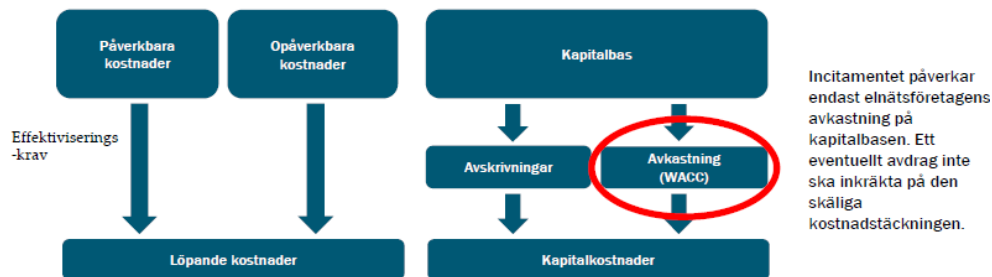
Föreskriften från Ei [4] om ett effektivt nätutnyttjande föreslår en ökad avkastning enligt ovan givna normförlustekvation enligt:

$0,75 \times 18\,000 \text{ MWh} \times 4 \text{ år} \times 400 \text{ kr/MWh} = 21,6 \text{ mnkr}$, som ett bidrag för de första 4 åren.

Här räknas med full inverkan av incitamentet under 4 år. (I den föreskrift som nu fastlagts har incitamentet räknats som 4 regleringsår plus 2 år i nästkommande reglering.)

De högeffektiva transformatorerna som upphandlas under ett år ger både en högre avskrivning och högre avkastning som ökar kapitalkostnaden, se Figur 13 (erhållen från Ei).

Incitamentet påverkar elnätsföretagens avkastning



Figur 13. Ökad investering av högeffektiva transformatorer ger möjlighet till ökad kapitalavkastning.

När det gäller de finansiella merkapitalkostnaderna för elnätsbolagen, så kan den i detta sammanhang kvittas mot regleringens högre tillåtna årliga avkastning på den ökade investeringen. Notera att i detta exempel blir effekten av kapitalkostnad för den ökade tariffen densamma som den av ökade tariffer. I våra antaganden har räntor på den ökade investeringen och WACC satts lika till 3 %. Elnätskunderna kommer att betala en ökad tariff, men samtidigt så kommer kunderna betala mindre för nätförluster under anläggningens hela livstid (eftersom det räknas som en opåverkbar kostnad som betalas till 100 % av kunderna). Detta borde långsiktigt gagna både nätföretag och kunder.

Vid gjorda antaganden fås sammantaget vid ett års upphandling för Sverige:

- En förlustminskning vid nuvärdesberäkning värd 281 mnkr
- Ökade investeringskostnader för ett års upphandling på 102 mnkr
- Ökad kapitalkostnad på 80 mnkr
- En möjlig ökad avkastning på 21,6 mnkr för region- och lokalnät, enligt föreskriften från Ei. Detta effektivitetsincitament har Ei, som nu har föreskriftsrätt, infört i den nya effektivitetsregleringen för 2020-2023.
- En möjlig tariffökning genom att använda de högeffektiva transformatorernas anskaffningsvärde i kapitalbasen för avskrivningar och ökad avkastning.
- Elnätsbolagen får då vid en nuvärdesberäkning ett positivt nuvärde på $281 + 21,6 + 80 - 102 - 80 \approx 200$ mnkr
- Till detta kommer kvalitets- och miljövinster

14.1.2 Svenska kraftnät

Energivinst för Svenska kraftnät

Om 3 % av Svenska kraftnäts systemtransformator- och reaktorförluster på ca 121 000 MWh (Tabell 5) byts mot nya transformatorer/reaktorer med 20 % lägre förluster, så fås $0,03 \times 121\,000 \times 0,2 \approx 726$ MWh lägre förluster varje år.¹² Dessa värderas, baserat på ett antaget långsiktigt elpris enligt referens [10] på 600 kr/MWh, till ca 0,43 mnkr/år. Nuvärdet för dessa förluster är $726 \text{ MWh} \times 600 \text{ kr/MWh} \times 26 \approx 11,3$ mnkr.

Ökad investeringskostnad inklusive ökning av tariff och avkastning för Svenska kraftnät

För Svenska kraftnäts transformator- och reaktorbestånd, med ett årligt utbyte av $0,03 \times 22\,700 \text{ MVA}$, fås 681 MVA. I normalfallet vid 70 000 kr/MVA¹³ ger det en kostnad på 48 mnkr/år. I rapporten har visats att den extra kostnaden för att få högeffektiva transformatorer generellt ligger ca 20 % högre. För Svenska kraftnäts del, som i huvudsak köper stora tvålindade autotransformatorer och shuntreaktorer antas den extra kostnaden bli lägre, uppskattningsvis 10 %, innebärande 4,8 mnkr i ökad investeringskostnad per år.

Kvalitetsökningen uppskattas till 5 % av den nu högre investeringskostnaden, dvs. $0,05 \times 48 \text{ mnkr} = 2,4$ mnkr. Den ökade investeringen minskas då till $4,8 - 2,4 = 2,4$ mnkr.

Den ökade investeringen plus den extra kapitalkostnaden räknat till år 0 blir $2,4 + 2,4 \times (\sum_{t=1}^n \frac{1,03}{(1+i)^t}) \approx 2,4 + 1,9 = 4,3$ mnkr, där i =internränta (3 %), t =tid och $n=50$ år. Faktorn $1+i=1,03$ följer av en beräknad kapitalkostnad på 3 %.

Föreskriften från Ei [4] om ett effektivt nätutnyttjande föreslår en ökad avkastning enligt ovan givna normförlustekvation enligt:

$0,75 \times 400 \text{ MWh} \times 8,8 \text{ år} \times 400 \text{ kr/MWh} \approx 1$ mnkr, som ett bidrag för de första 12 åren.

När det gäller de ökade kapitalkostnaderna för stamnätet, så kan den också här kvittas mot regleringens högre årliga avkastning på den ökade investeringen. I våra antaganden har räntor på den ökade investeringen och WACC satts lika till 3 %.

¹² Här är inte HVDC-transformatorerna med som ger en större skillnad.

¹³ Räknat per MVA är stora transformatorer billigare än mindre. Av denna anledning räknas med 70 000 kr/MVA för Svenska kraftnäts enheter.

Vid gjorda antaganden fås sammantaget vid ett års upphandling för Svenska kraftnät:

- En förlustminskning vid nuvärdesberäkning värd 11,3 mnkr
- Ökad investeringskostnad för ett års upphandling på 2,4 mnkr
- Ökad kapitalkostnad på 1,9 mnkr
- En möjlig ökad avkastning på 1 mnkr för stamnät enligt föreskrift från Ei. Detta effektivitetsincitament har Ei, som nu har föreskriftsrätt, infört i den nya effektivitetsregleringen för 2020-2023.
- En möjlig tariffökning genom att använda de högeffektiva transformatorernas anskaffningsvärde i kapitalbasen för avskrivningar och ökad avkastning.
- Svenska kraftnät får då vid en nuvärdesberäkning ett positivt nuvärde på $11,3 + 1,0 + 1,9 - 2,4 - 1,9 \approx 9,9 \text{mnkr}$
- Till detta kommer kvalitets- och miljövinster

15 Referenser

- [1] IEA Key World energy statistics 2017 page 30
- [2] LOT2: Distribution and power transformers by VITO and BIOS IS, Jan 2011 (P V Tichelen VITO, S Mudgal Bio) DG ENTR/2008/039
- [3] CEER (Council of European Energy Regulators) Report on Power losses (Ref: C17-EQS-80-03, 18-October-2017)
- [4] Bilaga 1 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.
- [5] Samhällsekonomiska analyser vid investeringar i stamnät för el: Ei R 2018:06
- [6] IVL Svenska Miljöinstitutet AB, "Miljöpåverkan vid eldistribution i stadsnät – Göteborg Energi Nät AB" Sept 27, 2018, B2323, ISBN 978-91-88787-82-8
- [7] EC (Eko Design) förordningen. EU No 548/2014
- [8] Bil.2 Konsekvensutredning ny incitamentsföreskrift EIFS 2019:4
- [9] SFS 2018:1520, publicerad 2018-08-22
- [10] Energiforsk AB: El från nya och framtida anläggningar, Rapport 14:40, 2014
- [11] Svensk Standard SS-EN 50629, "Transformatorer-Energiprestanda för stora krafttransformatorer ($U_m > 36$ kV eller $S_r \geq 40$ MVA)", 2015
- [12] "Transformer reliability survey." Brochure 642, WG A2.37 (CIGRÉ), Paris, France, December 2015 (S. Tenbohlen, J. Jagers, G. Bastos, B. Desai, B. Diggin, J. Fuhr, J. Gebauer, M. Krüger, J. Lapworth, P. Manski, A. Mikulecky, P. Müller, C. Rajotte, T. Sakai, Y. Shirasaka, F. Vahidi)
- [13] KEMA Laboratories, Position paper, "Secure certification of T&D equipment needs laboratory testing", Bas Verhoeven & René Smeets, DNV GL 10-2015
- [14] KEMA Laboratories, Position paper, "Power transformers need real tests to prove they can survive a short circuit", René Smeets, René Bruil, Shankar Subramanay & Wilco Rorijs, DNV GL 09-2016
- [15] IEEE: "On the development of power transformer failure models. An Australian case study." ISSN: 1944-9933
- [16] Energiforsk AB, "Ekodesign och nya standarder för Transformatorer", Rapport 2017:345, Thomas Fogelberg

16 Appendix A - Korrekt TCO föreslås vara det rätta incitamentet för varje bolag för att reducera nätförluster

Denna rapport föreslår att den s.k. TCO- (Total Cost of Ownership) metoden eller livscykelkostnaden, ska användas för transformatorer och shuntreaktorer. Denna metod rekommenderas av det europeiska standardiseringsorganet CENELEC och motsvarande internationella organ (IEC) kommer också med all sannolikhet att anamma den. Den har använts som upphandlingspraxis i Sverige sedan mer än 50 år. I referens [11] finns den med som rekommendation i det informativa Annex E (Förlustkapitalisering).

År 2021 sker en skärpning av förlusterna för transformatorer >36 kV. Ett verkningsgradsindex PEI (Peak Efficiency Index) är infört för krafttransformatorer, vilket delvis berörs i Kapitel 14, samt i en rapport från Energiforsk, 2017 [16].

Förlustkapitalisering används för att optimera den planerade investeringskostnaden, så att största energibesparingen till minsta kostnad erhålls. Transformatorns förluster sägs då vara ekonomiskt optimala, men inte minimala. Detta förfarande, att sätta rätt parametrar för att erhålla ett nuvärde av möjlig förlustbesparing, är kritisk och fordrar en mängd bedömningar av både ekonomisk, teknisk och miljömässig karaktär under en transformators livstid på ca 50 år.

Varje transformatorägare i kraftsystemet måste göra denna analys, genom att bedöma ett nuvärde av en årlig förlustbesparing, som ska ställas mot en ökad investeringskostnad. Detta ska göras utifrån unika tekniska, strategiska och tillförlitlighetsmässiga förutsättningar, samt ägardirektiv.

Utfallet från en sådan beräkning har tidigare innehållit osäkerheter. Som visats i denna rapport så är de föreslagna parametrarna som internränta, energipris och avskrivningstid att betrakta som realistiska och bör nu inte utgöra något hinder för den ekonomiska beräkningen av kapitaliseringsfaktorerna.

I Tabell A1 ges ett illustrativt exempel på en jämförelse mellan kostnader och förluster, genom användandet av 240 MVA-transformatorn, med kostnader från 2014. I den rörliga kostnaden ingår inte kostnader för bl.a. genomföringar, lindningskopplare, kontrollutrustning eller pålägg för alla omkostnader utanför fabriken.

Jämförelser i Tabell A1 kan inte vara exakt, utan visar mer på trender. Tabellen visar på förlustreduceringar från 15 % till nästan 30 %, beroende vilken design och förlustvärdering som använts hos jämförelseobjektet.

Exemplen vill visa att en förlustsänkning på omkring 20 % generellt kan förväntas, om förlustvärderingar ökar till 100 000/25 000 kr/kW och däröver.

Från den lägsta till den högsta förlustvärderingen i Tabell A1 uppskattas dimensionsökningen till ca 1 – 2 dm i alla riktningar. För mindre transformatorer (~40 MVA) inskränker sig dimensionsökningarna till ca 1 dm i alla riktningar. Uppskattningen av de förhållandevis begränsade dimensionsökningarna, baseras på att gamla transformatorer (före 1980) har plåt vars förluster uppgår till 1,30 W/kg, medan nya (från 2019) kan fås med 0,75 W/kg, vilket är en sänkning med ca 40 %.

Faktor A [kr/kW]	Faktor B [kr/kW]	Po [kW]	Pk [kW]	Ptot [kW]	Rörlig kostnad [kr]	Kärnvikt [kg]	Lindnings- vikt [kg]
30 000	7 500	72,6	780,5	853,1	7 391 132,00	46928	25940
40 000	10 000	74,9	702,3	777,2	7 677 061,00	48372	27931
50 000	12 500	56,4	671	727,4	8 062 578,00	49575	28312
60 000	15 000	57,2	638,2	695,4	8 330 565,00	50335	30190
70 000	17 500	57,3	607,9	665,2	8 655 060,00	50442	32630
80 000	20 000	52,1	581,7	633,8	9 255 945,00	51174	35555
90 000	22 500	51,6	565,2	616,8	9 521 359,00	52507	37129
100 000	25 000	50,8	553,8	604,6	9 810 819,00	52993	39176

Tabell A1. Jämförelse av beräknade förluster, kostnader och vikter vid optimering för olika A/B-värden för en 240 MVA trelindningstransformator.

Tabell A2 visar resultat från pris- och förlustkostnadsskattningar, där det framkommer att den ökade investeringen betalas av en större förlustbesparing vid nuvärdesberäkningen. För att komma till ett kundpris, innehållande täckning för fasta kostnader och övriga omkostnader, används pålägget 1,7. Beräkningarna visar att TCO-kostnaden avtar asymptotiskt från drygt 41 mnkr för den lägsta förlustvärderingen mot ca 35,5 mnkr för de högre värderingarna. I kapitel 4 visades att om endast internränta, avskrivningstid och kostnaden för fossilfri (CO₂-fri) elproduktion beaktas, så hamnar värderingen av tomgångsförluster/belastningsförluster typiskt på ca 100 000/25 000 kr/kW. Därför används denna värdering generellt för att beräkna nuvärdet av förlustkostnaderna för de olika konstruktionerna i Tabell A2. Märk att optimeringen inte har som uppgift att minimera kostnaden utan att ta fram den ”optimala” transformatorn, givet en viss förlustvärdering. Därmed förstås att den ökade investeringskostnaden bara ska ”betalas” av nuvärdet på förlustsänkningen. Det är därför som denna rapport också vill framhålla miljö- och kvalitetsvinster vid högre värderingar.

Konstruktion (A/B)	Pris [mnkr]	Nuvärde förlust- kostnad [mnkr]	TCO [mnkr]
30 000/7 500	12,6	28,6	41,2
40 000/10 000	13,1	25,0	38,1
50 000/12 500	13,7	22,4	36,1
60 000/15 000	14,2	21,7	35,9
70 000/17 500	14,7	20,9	35,6
80 000/20 000	15,7	19,8	35,5
90 000/22 500	16,2	19,3	35,5
100 000/25 000	16,7	18,9	35,6

Tabell A2. Jämförelse av TCO som pris plus förlustkostnadens nuvärde för olika A/B-värden för en 240 MVA trelindningstransformator.

En lågt vald kapitalisering kan komma att ge onödiga förluster, klimatpåverkan och mindre tekniska marginaler för framtida störningar, vilket kan orsaka haverier. Omvänt gäller att en hög värdering ger lägre förluster, mindre klimatpåverkan och större marginaler, innebärande lägre tekniska risker.

En låg förlustvärdering motsvarar ett kortsiktigt avkastningskrav, som idag kan förstärkas med höga normvärdestaxor för transformatorer, för att indirekt höja kapitalbasen i tariffsättningen. Hög förlustvärdering ökar investeringskostnaden, som måhända inte ryms inom de budgetramar som är satta för investeringar.

Det hela blir lätt ett ”Moment 22”, om inte förlustvärderingen blir en strategisk fråga inom ett nätbolag.

Praxisen med TCO som upphandlingsmetod, där den kapitaliserade förlustvärderingen är styrande för energieffektiviseringen, är en öppen och enkel metod, där en ökad investering ställs mot samhällsnyttan i en monopolverksamhet. Den har också historiskt visat sig vara det bästa instrumentet för innovationer, riktade mot förlustsänkningar och ökad hållbarhet i elnäten. Under de senaste 30 åren har förlustvärderingen mer blivit en jämförelseparameter för att likställa offerter. Därmed har den ofta blivit lågt satt.

Under mer än 50 år har den svenska branschen använt denna TCO-metod för att upphandla och installera dagens transformatorpopulation på 228 000 MVA, kanske med ett nuanskaffningsvärde på ca 21 mdkr¹⁴, där svenska kunder årligen betalar ca 3 000 000 000 kWh $\times$ 0,5 kr/kWh $\approx$ 1,5 miljarder kr plus mervärdes- och omsättningsskatt bara för transformatorförluster. 0,5 kr/kWh känner abonnenten av som energipris, 0,45 kr/kWh + 10 % i förlustkostnad. Givetvis hamnar somligt i statskassan, men skatt och mervärdesskatt på förluster som värmer omgivningen kan knappast rättfärdigas. Ei:s egen konsekvensanalys [8], gällande föreskriften för effektiv utnyttjande av elnäten [4], skattar konsumenternas kostnad för nätförluster på basis av 2016 till ca 3,2 miljarder kronor.

TCO-metoden, som huvudsakligen har använts inom EU, har inneburit att specifika elplåtsförluster under 40 år (från 1970 till 2010) mer än halverats, genom nya avancerade metallurgiska processer. Lindningars tillsatsförluster har också kunnat halveras, genom finuppdelning av ledarna och nya magnetiska skärningsmetoder.

Dessa förluster kan sänkas ännu mer, med ytterligare förfinande elektromagnetiska skärningsmetoder i nya konstruktioner. I mer än 40 år har t.ex. amorfa kärnmaterial funnits, men vidareutveckling av dessa och nya applikationer för dessa material, med 50 % lägre förluster, hindras indirekt p.g.a. brist på incitament för förlustsänkning. Stora omställningskostnader och finansiella svårigheter att ta marknadsrisker hos transformatorleverantörerna förhindrar också utvecklingen.

Den transformatorutveckling som nu skulle vara nödvändig, har efter 1990-talets avreglering mot högre avkastningar sålunda nästan upphört, p.g.a. bristande incitament.

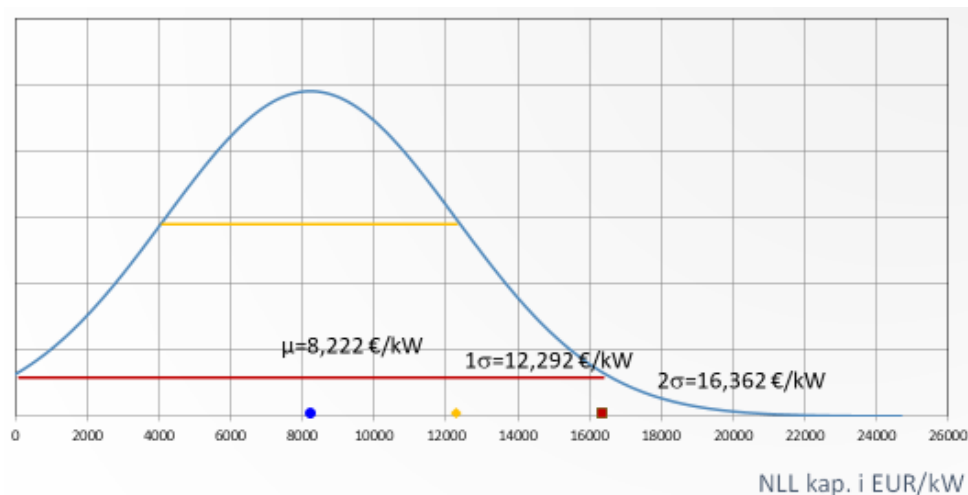
EU:s samlade regulatorkompetens inom ACER och CEER saknar verktyg och kan bara vädja om ökade incitament, då man är klar över att TCO bör implementeras. Frågans komplexitet och svårigheten att välja rätt parametervärden gör emellertid att det blir svårt att gå från ord till handling. Även om ACER eller Ei ska vara konsumentens röst, så förblir konsumenterna i underläge, oftast beroende på kortsiktiga bedömningar i elnätsbranschen.

Under 2012, vid EC:s Consultation Forum vid Eko Design-processen, gjordes en undersökning av aktuella förlustvärderingar inom EU från 350 offerter, se Figur A1. En spridning på faktor A kring 70 000 kr/kW kunde skönjas för värderingen av tomgångsförluster och den tycks ha legat där i ca 10 år. Detta underlag presenterades av leverantörernas organisation T&D Europe. Inga klimathot tycks kunna

¹⁴ 1 MVA transformatoreffekt beräknas, grovt skattat, kosta ca 100 000 kr.

ändra denna värdering, då den sannolikt styrs mer av kortsiktiga val av internränta och svängningar i energipriser.

Likväl som det finns nätbolag i EU som idag använder 40 år, 3 % och 0,40 kr/kWh, resulterande i en A-faktor på 80 000 kr/kWh, så finns de i Sverige som använder 15 år, 6 % och 0,40 kr/kWh, innebärande en A-faktor på 35 000 kr/kWh. Internräntan tillåter att man har en spridning på 3–7 % för samma verksamhet inom ett monopol. Genomsnittet i EU för internränta ligger enligt Ei:s rapporter 2017 på ca 4 %.



Figur A1. Fördelning, gällande värdering av tomgångsförluster från 350 offerter i EU.