

Ei R2023:19

Årlig uppdatering av tillförlitlighetsnormen för Sverige

Avrapportering 1 januari 2024

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.

Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, naturgas, fjärrvärme och fjärrkyla. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.

Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.

Energimarknadsinspektionen

Box 155, 631 03 Eskilstuna

Energimarknadsinspektionen R2023:19

Författare: Bashe Abdirahman Hussein, Eva Svanberg, Malin Kindmark och Sofia Nilsson

Copyright: Energimarknadsinspektionen

Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Förord

I november 2022 beslutade regeringen att tillförlitlighetsnormen för Sverige uppgår till 1 timme per år. I samband med det fick Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag av regeringen att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen och vid behov förslå en ny tillförlitlighetsnorm för Sverige i enlighet med artikel 25 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen). Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet senast den 1 januari 2024.

Under genomförandet av uppdraget har Ei fört dialog med Affärsverket svenska kraftnät och Statens energimyndighet.

Uppdraget redovisas för 2023 genom denna rapport.

Ulrika Hesslow
Generaldirektör

Bashe Abdirahman Hussein
Projektledare

Innehåll

Sammanfattning	5
1 Inledning	7
1.1 Tillförlitlighetsnormen ger en teoretisk nivå på resurstillräckligheten och behövs för att införa kapacitetsmekanismer	7
1.2 Bedömningar av resurstillräckligheten i Sverige.....	8
1.3 Läsanvisning	9
2 Värdet av förlorad last (VOLL)	10
2.1 Avbrottskostnadsundersökningen i GU-studien	10
2.2 Skillnader från den förra VOLL-beräkningen.....	11
2.3 Avbrottskostnader viktas till sammanvägt VOLL	13
2.4 Resultat VOLL	15
3 Kostnaden för ny resurs (CONE)	17
3.1 Referenstekniker.....	18
3.2 Beräkning av fast CONE	29
3.3 Beräkning av rörlig CONE.....	33
4 Resultat tillförlitlighetsnormen	35
4.1 Minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen.....	35
4.2 LOLE för respektive referensteknik	37
4.3 Tillförlitlighetsnormen är det lägsta LOLE med en summerad tillgänglig kapacitet som uppfyller minsta kapacitetsbehovet	37
4.4 Osäkerheter i resultatet	40
4.5 Vad är tillförlitlighetsnormen och vad är den till för?	46
4.6 Vad innebär ett högre respektive lägre värde på LOLE?	48
5 Slutsatser	50
6 Referenser	53
Bilaga 1 Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden	56

Sammanfattning

Enligt elmarknadsförordningen ska de länder som har eller avser införa kapacitetsmekanismer ha en tillförlitlighetsnorm. En tillförlitlighetsnorm ska på ett transparent sätt ange den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet. Med andra ord innebär det att tillförlitlighetsnormen anger antalet timmar per år som det är acceptabelt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv att utbud och efterfrågan av el inte möts. Beräkningen baseras på vad elkunder är villiga att betala för att inte vara utan el, och vad kostnaden är för att tillföra den produktionskapacitet (eller efterfrågefleksibilitet) som behövs för att täcka behovet av el vid effektbrist. VOLL är kundernas betalningsvilja för att undvika utebliven el som följd av effektbrist. Fast och rörlig CONE är kostnaden för att tillföra kapacitet i form av produktions- och eller flexibilitetsresurser som motsvarar den högsta effektbrist som kan förväntas uppstå. Hur VOLL och CONE förhåller sig till varandra ger ett teoretiskt värde på den optimala nivån på resurstillräckligheten. En tillförlitlighetsnorm ska vara beslutad enligt elmarknadsförordningen för att få införa kapacitetsmekanismer och den ska beräknas enligt den metod som i rapporten refereras till som ACER:s metod.

I rapporten *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige* (Ei R2021:05) presenterade Energimarknadsinspektionen (Ei) ett förslag på tillförlitlighetsnorm som beräknades utifrån ACER:s metod. I november 2022 beslutade regeringen om att fastställa tillförlitlighetsnormen för Sverige till en (1) timme per år, baserat på Ei:s förslag. I samband med regeringens beslut fick Ei i uppdrag att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen för Sverige, och vid behov föreslå en ny tillförlitlighetsnorm. Vid denna uppdatering av tillförlitlighetsnormen beräknar Ei den till 1,16 timmar/år. En tillförlitlighetsnorm på 1,16 timmar/år innebär en beräknad tillförlitlighet i Sverige där produktionen och importen ska kunna täcka hela det förväntade förbrukningsbehovet 99,987 procent av tiden. I denna rapport beskrivs hur den uppdaterade normen beräknats och de förändringar i beräkningarna som gjorts jämfört med beräkningarna år 2021.

Enligt ACER:s metod ska en beräkning av olika elanvändares betalningsvilja för att undvika utebliven el som följd av effektbrist beräknas och vägas samman till ett värde av förlorad last, det vill säga parametern VOLL. I den uppdaterade beräkningen av VOLL har Ei till viss del ändrat indelningen av elanvändarna i grupper jämfört med förra rapporteringstillfället. Sammantaget innebär förändringarna i beräkningen av VOLL att Ei har tillämpat ACER:s metod mer exakt än vid den förra beräkningen. Det sammanvägda VOLL-värdet för Sverige beräknas till 82,2 kr/kWh. Det är en minskning av den sammanvägda betalningsviljan på cirka

17 procent jämfört med det senast beslutade värdet då VOLL fastställdes till 82,52 kr/kWh i 2020 års prisnivå (motsvarande 99,6 kr/kWh i 2023 års prisnivå).

Vidare ska fasta och rörliga kostnader för nya resurser beräknas enligt ACER:s metod för ett antal referenstekniker som blir parametern CONE. I beräkningen av fast och rörlig CONE har Ei uppdaterat kostnadsuppskattningarna när mer aktuella siffror funnits tillgängliga. Ei har utgått från samma referenstekniker som vid förra beräkningen. Bland annat har Ei uppdaterat siffrorna på potentialer för referensteknikerna för efterfrågefleksibilitet och vi har valt att utgå från en något förändrad indelning av efterfrågefleksibilitet från industrin. Vad gäller kostnadsuppskattningarna för de olika referensteknikerna har vi för efterfrågefleksibilitet utgått från samma uppskattningar som gjordes vid det förra rapporteringstillfället. För övriga referenstekniker har kostnadsuppskattningarna setts över och uppdaterats när mer aktuella data funnits tillgängliga. Vi har även räknat om kalkylräntan som används i beräkningen av CONE enligt samma beräkningsmetod som förra gången, vilken baseras på riktlinjerna i ACER:s metod.

Tillsammans ger parametrarna VOLL och CONE ett värde på förväntad förlorad last (LOLE) för varje referensteknik. De lägsta LOLE som har tillräcklig kapacitet avgör vad tillförlitlighetsnormen blir. Vad som är tillräcklig kapacitet bestäms av det så kallade *minsta kapacitetsbehovet*, som beräknats av Svenska kraftnät genom simuleringar av risken för effektbrist. Det minsta kapacitetsbehovet för årets tillförlitlighetsnorm har beräknats till 1 450 MW. Den uppdaterade beräkningen av tillförlitlighetsnormen resulterar i att det även denna gång är referenstekniken efterfrågefleksibilitet från hushåll som sätter värdet på tillförlitlighetsnormen.

Syftet med tillförlitlighetsnormen är att det ska användas som ett referensvärde i bedömningen av ett införande av kapacitetsmekanismer, tillsammans med analyser av resurstillräckligheten i Sverige. Det LOLE som räknas fram i tillförlitlighetsnormen är ett teoretiskt framräknat värde, vilket innebär att det till exempel inte är beräknat utifrån simuleringar av elsystemet, och säger därför inte hur den faktiska situationen för resurstillräckligheten i elsystemet ser ut. Denna situation bedöms genom den europeiska eller nationella resurstillräcklighetsbedömningen och det är först i relation till den som det går att säga vad en nivå på 1,16 timmar innebär för resurstillräckligheten och hur stort behovet är av ytterligare kapacitet

I uppdragsbeskrivningen till detta uppdrag framgår att Ei ska föreslå en ny tillförlitlighetsnorm om den uppdaterade beräkningen leder till en väsentlig förändring av nuvarande tillförlitlighetsnorm. Eftersom den uppdaterade tillförlitlighetsnormen på 1,16 timmar per år inte skiljer sig väsentligt från den beslutade normen på 1 timme per år, så anser Ei att det inte är nödvändigt att en ny tillförlitlighetsnorm beslutas.

1 Inledning

I november 2022 beslutade regeringen att fastställa tillförlitlighetsnormen för Sverige till en (1) timme per år, baserat på det förslag som Energimarknadsinspektionen (Ei) presenterade i rapporten *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige (Ei R2021:05)*¹. I samband med regeringens beslut fick Ei i uppdrag² att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen för Sverige, och vid behov föreslå en ny tillförlitlighetsnorm. Uppdraget ska redovisas för Regeringskansliet senast den 1 januari 2024 respektive den 1 januari 2025. Denna rapport avser Ei:s första redovisning av en uppdaterad beräkning av tillförlitlighetsnormen för Sverige.

Ei ska vid genomförande av uppdraget föra en dialog med Affärsverket svenska kraftnät, Statens energimyndighet och, i de fall det är relevant, med övriga berörda aktörer. Tillförlitlighetsnormen ska beräknas i enlighet med den metod som Byrån för samarbete mellan EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet (ACER) beslutat³ för beräkning av värdet av förlorad last, kostnaden för nya resurser och tillförlitlighetsnormen.

1.1 Tillförlitlighetsnormen ger en teoretisk nivå på resurstillräckligheten och behövs för att införa kapacitetsmekanismer

Enligt elmarknadsförordningen⁴ ska de medlemsländer som vill tillämpa kapacitetsmekanismer⁵ ha en tillförlitlighetsnorm. En tillförlitlighetsnorm ska ange den nödvändiga nivån för landets försörjningstrygghet. De två parametrarna som tillförlitlighetsnormen beräknas utifrån är dels värdet av förlorad last (VOLL, *value of lost load*) och kostnaden för ny resurs (CONE, *cost of new entry*). Beräkningen av tillförlitlighetsnormen följer den metod som nämns i elmarknadsförordningen artikel 25 samt i regeringens uppdrag till Ei. Enligt metoden ska

¹ Energimarknadsinspektionen, *Ei:s förslag på tillförlitlighetsnorm för Sverige*, Ei R2021:05, maj 2021.

Tillgänglig: [Ei R2021:05 Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige](#)

² Infrastrukturdepartementet, *Fastställande av tillförlitlighetsnorm för Sverige och uppdrag att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen för Sverige*, 2022-11-17, I2022-103251.

³ ACER, *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*, 2 October 2020. Tillgänglig: [Microsoft Word - VOLL CONE RS - Annex I \(europa.eu\)](#) (Hämtad 2023-10-09)

⁴ Europaparlamentets och Rådets Förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el. Tillgänglig: [L_2019158SV.01005401.xml \(europa.eu\)](#) (Hämtad 2023-11-27)

⁵ En kapacitetsmekanism är en typ av åtgärd då man ger ersättning till produktionsresurser för att de ska vara tillgängliga vid behov. Åtgärder som rör stödtjänster eller hantering av överbelastning är inte kapacitetsmekanismer enligt elmarknadsförordningen.

beräkningsresultatet för tillförlitlighetsnormen uttryckas som förväntad förlorad last (LOLE, *loss of load expectation*), vilket motsvarar hur många timmar per år som tillgängliga kapacitetsresurser inte är tillräckliga för att möta behovet av el. Tillförlitlighetsnormen anger på så sätt nivån för hur lång tid det är samhällsekonomiskt acceptabelt att tillgången på el inte möter efterfrågan. Att tillförlitlighetsnormen är 1 timme per år innebär att tillgängliga kapacitetsresurser ska täcka behovet av el under 99,989 procent av tiden.

1.2 Bedömningar av resurstillräckligheten i Sverige

Tillsammans med europeiska och nationella bedömningar av resurstillräckligheten kan tillförlitlighetsnormen användas för att motivera införandet av kapacitetsmekanismer.

Resurstillräckligheten bedöms på europeisk nivå i den så kallade *European Resource Adequacy Assessment* (ERAA). Analysen tas fram av European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) utifrån en metod som beskrivs i elmarknadsförordningen⁶, och ska sedan godkännas av ACER. ERAA för 2022 blev inte godkänd⁷ av ACER av tre huvudsakliga skäl: dels på grund av förenklingar avseende hanteringen av överföringskapaciteten mellan olika budområden, dels vad gäller hanteringen av mål för minskning av växthusgasutsläpp och dels på grund av förenklingar i lönsamhetsbedömningarna (*Economic Viability Assessment*, EVA). Den sistnämnda punkten gällande lönsamhetsbedömningarna leder enligt ACER till en överskattning av resurstillräcklighetsriskerna, vilket i sin tur innebär en risk för politiska beslut fattade på felaktiga grunder gällande kapacitetsmekanismer. När denna rapport tas fram finns det alltså inte en godkänd resurstillräcklighetsbedömning på europeisk nivå än att använda för att bedöma behovet av en kapacitetsmekanism.

För att komplettera den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet får medlemsstaterna utföra nationella bedömningar av resurstillräckligheten i enlighet med elmarknadsförordningen⁸. Svenska kraftnät har ett pågående regeringsuppdrag att genomföra en bedömning av resurstillräckligheten för Sveriges elförsörjning.⁹

Om resurstillräcklighetsproblem identifieras, antingen genom den europeiska eller den nationella bedömningen, ska den berörda medlemsstaten i en genomförandeplan kartlägga alla snedvridningar eller marknadsmisslyckanden till

⁶ Elmarknadsförordningen artikel 23.

⁷ Decision No 04/2023 of the European union agency for the cooperation of energy regulators of 27 February 2023 on the European Resource Adequacy Assessment for 2022.

⁸ Elmarknadsförordningen artikel 24.

⁹ Diarienummer: KN2023/03908, *Uppdrag att genomföra en bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning*, publicerad 14 september 2023.

följd av lagstiftning som orsakat eller bidragit till att problemet med resurstillräckligheten har uppstått. Ei har i rapporten *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion* (Ei R2023:16) lämnat fem nya förslag till åtgärder som Ei anser bör ingå i genomförandeplanen. Det rör sig om åtgärder som syftar till att öka tillgänglig överföringskapacitet, att hinder för efterfrågefleksibilitet ska undanröjas och förbättringar på balansmarknaden.

1.3 Läsanvisning

Enligt elmarknadsförordningen ska tillförlitlighetsnormen beräknas med hjälp av de två parametrarna värdet av förlorad last (VOLL, *value of lost load*) och kostnaden för ny resurs (CONE *cost of new entry*). I kapitel 2 och 3 redovisas beräkningen av dessa parametrar. I kapitel 4 redovisas beräkningsresultaten av den uppdaterade tillförlitlighetsnormen. I kapitel 5 presenteras Ei:s slutsatser av den uppdaterade beräkningen.

2 Värdet av förlorad last (VOLL)

Värdet av förlorad last (value of lost load, VOLL) definieras i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen) som en uppskattning i euro/MWh av det högsta elpriset som kunder är villiga att betala för att undvika elavbrott.¹⁰ VOLL ska beräknas utifrån den metod som avses i artikel 23.6 i elmarknadsförordningen (metoden) och som ACER fattat beslut om den 2 oktober 2020.

Enligt metoden ska VOLL beräknas för olika sektorer genom att värdera kostnaderna för elavbrott med en avbrottskostnadsundersökning. Avbrottskostnadsundersökningen ska minst använda kostnadsuppskattningsmetoden betalningsvilja (willingness to pay, WTP), men flera metoder kan användas tillsammans om det innebär ett mer robust resultat. Studien ska genomföras på ett statistiskt representativt antal kunder inom respektive sektor, även när det gäller antalet användbara svar. I studien ska en lämplig statistisk process tillämpas på alla utdata. Kostnaderna ska uttryckas i kostnad per MWh utifrån förbrukningen vid avbrottstillfället.

För att ta fram ett sammanvägt VOLL för landet ska sektorerna viktas för att reflektera i vilken grad de bortkopplas vid effektbrist. Sektorerna ska innefatta åtminstone hushåll, handel och tjänster, offentlig verksamhet, små och medelstora företag inom industrisektorn (SME), stora företag inom industrisektorn (storindustri) och transport. Underkategorier får tas fram inom de definierade sektorerna och i de fall där representativa data för en sektor saknas får sektorer aggregeras.

2.1 Avbrottskostnadsundersökningen i GU-studien

Enligt artikel 11 i elmarknadsförordningen ska tillsynsmyndigheterna uppdatera VOLL minst vart femte år, eller tidigare om tillsynsmyndigheten observerar en betydande förändring. Av ACER:s metod framgår att om det gjorts avbrottskostnadsstudier inom de senaste fem åren som är i linje med metoden så kan resultatet användas för att ta fram VOLL. Inför fastställandet av tillförlitlighetsnormen 2021 använde Ei sig av resultatet från en studie om avbrottskostnader som genomfördes av Handelshögskolan vid Göteborgs universitet (GU-studien) 2017–2018. Ei gjorde bedömningen att studien i huvudsak är i linje med metoden och att den därför kunde användas i framtagandet av

¹⁰ Elmarknadsförordningen artikel 2 punkt 9.

VOLL.¹¹ I studien undersöktes olika kunders avbrottskostnader genom enkäter. Enkätstudien uppfyllde kraven på kostnadsuppskattningsmetod och statistisk representativitet. Respondenterna som mottog enkäterna informerades om syftet med undersökningen och introducerades för olika scenarier för elavbrott som de sedan skulle bedöma avbrottskostnaderna för. Scenarierna omfattade olika långa avbrott under tidpunkter när det är troligt att maxeffekten inträffar för respondenterna, vilket även är de tidpunkter när det är störst sannolikhet att kapacitetsresurserna inte kan möta efterfrågan. Respondenterna tillfrågades om både oaviserade och aviserade avbrott, vilket är i enlighet med metoden.

Studien finansierades av Energimyndigheten och ett mål var även att använda avbrottskostnaderna till incitamentet för kvalitet i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar. Det innebär att kundindelningen i regleringen användes i stället för indelningen i ACER:s metod.

Till fastställandet av tillförlitlighetsnormen 2021 beräknade Ei sammanvägda VOLL till 82,52 kr/kWh (motsvarande 7 869 euro/MWh).

2.2 Skillnader från den förra VOLL-beräkningen

Under 2023 har Sweco på uppdrag av Ei genomfört en ny bedömning av VOLL utifrån avbrottskostnadsundersökningen som genomfördes inom GU-studien för att dels spegla rådande kostnadsläge, dels följa ACER:s metod som inte fanns när avbrottskostnadsundersökningen genomfördes. Den nya bedömningen av VOLL används till att beräkna tillförlitlighetsnormen i denna rapport. Under 2023/2024 kommer en ny avbrottskostnadsundersökning genomföras som kommer att användas till att beräkna tillförlitlighetsnormen.

Under nedanstående rubriker beskrivs förändringarna som gjorts från den förra VOLL-beräkningen. De nya tillvägagångssätten liknar de som använts vid Finlands och Danmarks beräkningar av VOLL. Samtliga förändringar är avstämda med Svenska kraftnät och Energimyndigheten under en workshop. Myndigheterna var övervägande positiva och hade förbättringsförslag för att kunna uppskatta förbrukning under avbrott och vikta sektorerna utifrån förväntad bortkoppling vid effektbrist. Förslagen beskrivs under respektive underrubrik.

Hantering av protestsvar

Om den tillfrågade antingen inte svarat, så kallat nollsvar, eller fyllt i extremt höga svar på samtliga frågor har Sweco definierat dessa som så kallade protestsvar. För de som svarat genom att fylla i extremt höga värden på vissa frågor om kostnader har svaren begränsats uppåt till den beräknade kostnadsnivån för kunden att

¹¹ Energimarknadsinspektionen, *Beräkning av värdet av förlorad last (VOLL)*, Ei PM2021:01. Tillgänglig: [Beräkning av värdet av förlorad last \(VoLL\) \(ei.se\)](#)

skydda sig med batteribackup (investeringskostnaden är satt till 6 000 kr/kWh). För oaviserade avbrott på 1 timme påverkar det bara verksamheter. Sweco har tagit bort inkonsekventa svar, det vill säga svar där kortare avbrott värderas högre än längre avbrott eller där aviserade avbrott värderats högre än oaviserade, eftersom det tyder på att respondenten inte har förstått frågorna. Dessutom har svar tagits bort där energiförbrukningen är högre än vad säkringen eller den abonnerade effekten medger. Även svar som inte är komplett ifyllda och där svaren verkar slumpmässiga har tagits bort. De borttagna inkonsekventa svaren innebär att svar med både mycket höga och mycket låga avbrottskostnader har försvunnit. För hushållen innebär det att VOLL blev marginellt högre än om de inkonsekventa svaren behållits medan det blev lägre för alla verksamheter utom stora industrier.

Swecos hantering av protestsvar och inkonsekventa svar skiljer sig från den ursprungliga GU-studien som enbart tog bort extremhöga svar från verksamheter där "extremhöga svar" har definierats som de 2,5 procent högsta svaren. Swecos begränsning med batteribackup innebär att svaren från cirka 25 verksamheter begränsas men tas fortfarande med. Den tidigare gränsen på 2,5 procent skulle innebära att svar från dubbelt så många verksamheter utesluts. Genom att sätta en begränsning för de allra högsta kostnaderna inkluderas fler svar med mycket höga kostnader, samtidigt som extremvärdena inte får för stor påverkan på resultatet.

Årsförbrukning och förbrukning under avbrott

Avbrottskostnadsundersökningen i GU-studien frågade efter respondenternas uppskattade årsförbrukning av el, men många svar saknades. För att ersätta saknade värden avseende årsförbrukning för verksamheter har Sweco använt verksamheternas SNI-kod och omsättning tillsammans med statistik på årlig elförbrukning per SNI-kod. För hushållen används uppskattad förbrukning utifrån typ av boende (lägenhet eller småhus) och uppvärmningssystem (elbaserad värme eller ej elbaserad värme). I GU-studien skattades i stället hushållens förbrukning med en linjär regressionsmodell baserat på svaren från de andra hushållen. På motsvarande sätt användes verksamheternas maxeffekt. Det kan innebära en överskattning av förbrukningen eftersom det bygger på att verksamheterna använder sin maxeffekt vid varje tillfälle som de antas förbruka el.

GU-studien frågade olika sektorer om olika avbrottstillfällen som speglar den största konsekvensen för respektive sektor. För hushållen användes den 20 januari kl. 18–19 och för verksamheterna användes samma dag kl. 10–11. För att kunna omvandla avbrottskostnaderna från kronor till kronor per kilowattimme normaliserar Sweco betalningsviljan genom att använda förbrukningsprofilen för all schablonberäknad förbrukning i respektive elområde för att beräkna energin under avbrottstillfället. För verksamheterna användes förbrukningsprofilen för all förbrukning i respektive elmarknadsområde minus hushållens förbrukning.

Genom att använda olika förbrukningsprofiler för verksamheterna respektive hushållen i stället för Sveriges totalförbrukning, togs hänsyn till att verksamheter troligtvis har en högre förbrukning än det nationella snittet mellan kl. 10–11 och att hushållen har en högre förbrukning än det nationella snittet mellan kl. 18–19.

GU-studien använde i stället regressionsanalys av respondenternas angivna maxeffekt och ett antagande om hur stor del av tiden som de utnyttjar maxeffekten. Sweco har uppgett att de anser att en sådan metod leder till en överskattning av VOLL eftersom elanvändarkollektivet antas utnyttja sin maxeffekt samtidigt, vilket de menar inte är sannolikt.

Sektorsindelning

GU-studien delade in respondenterna i fem sektorer som motsvarar sektorerna som används vid intäktsramsregleringen: jordbruk, handel och tjänster, offentlig verksamhet, industri och hushåll. Dessa är dock inte samma som de i ACER:s metod, som säger att sektorerna ska delas upp i handel och tjänster, transport, små och medelstor respektive stor industri, offentlig verksamhet, transport och hushåll. För att följa ACER:s metod delas därför kategorin industri upp i små och medelstora industrier samt stora industrier. I stället för att transportsektorn ingår i sektorn handel och tjänster har den lyfts ut och utgör en egen kategori. Sektorn jordbruk lyfts in i handel och tjänster i stället för att vara en egen kategori. Skillnaderna illustreras i Tabell 1.

Tabell 1 Skillnad i uppdelning av sektorer i ACER:s metod och GU-studien

Sektorer i ACER:s metod	Sektorer i GU-studien
Hushåll	Hushåll
Offentlig verksamhet	Offentlig verksamhet
Små och mellanstora industrier	Industrier (små, medelstora och stora)
Stora industrier	Jordbruk
Handel och tjänster (inklusive jordbruk, exklusive transport)	Handel och tjänster (inklusive transport, exklusive jordbruk)
Transport	

2.3 Avbrottskostnader viktas till sammanvägt VOLL

För att beräkna ett sammanvägt VOLL ska sektorerna viktas baserat på förväntad energi som inte blir levererad (*expected energy not served*, EENS) som ska reflektera den genomsnittliga bortkopplingen för varje sektor vid effektbrist. Då behövs information om hur respektive sektor påverkas när Sverige kopplar bort förbrukning vid effektbrist.

Det har hittills inte skett någon bortkoppling till följd av effektbrist i Sverige. Vid ett sådant tillfälle ska Svenska kraftnät beordra ett antal särskilt anvisade

elnätsföretag att koppla bort förbrukning inom sina egna regionnät. Den angivna effekten ska kopplas bort via manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK) inom 15 minuter. Elnätsföretagen ska kunna verkställa bortkopplingen inom egna eller anslutna nät och vidarebefordra Svenska kraftnäts begäran till anslutna underliggande nätföretag. Frånkopplingen görs på ledningsnivå där samhällsviktiga elanvändare prioriteras. Denna prioritering görs genom att elledningar rangordnas inom ramen för en planeringsprocess som kallas Styrel.¹² Styrel är ett systematiskt sätt att identifiera och prioritera samhällsviktiga elanvändare. Planeringsprocessen genomförs av kommuner, regioner och lokalnätsföretag och när planen är klar meddelar elnätsföretagen Svenska kraftnät. Varje elnätsföretag gör en egen planering och för att få fram en viktning där EENS uttrycks per sektor behöver alla elnätsföretagens planering sammanställas. Svenska kraftnät har undersökt möjligheten men inte kunnat ta fram en sådan viktning.¹³

Ei har gjort en uppskattning av energin som inte blev levererad (*energy not served*, ENS) utifrån data i Ei:s årliga inrapportering av avbrott mellan åren 2018 och 2022. Medan EENS motsvarar den förväntade icke-levererade energin vid effektbrist motsvarar ENS den icke-levererade energin vid alla typer av avbrott. Det betyder att ENS tar med elavbrott på grund av exempelvis träd som fallit över ledningar, avgrävda kablar och åska. Det innebär vidare att viktningen i verkligheten skulle kunna fördela sig annorlunda i en bortkopplingsituation enligt Styrel än vad viktningen med ENS visar. Ei bedömer att ENS utgör en tillräckligt bra indikator och är det mest liknande alternativet till EENS som vi har tillgängligt.

ENS beräknas genom att multiplicera varje uttagspunkts medeleffekt med uttagspunktens avbrottstid och sedan summera uttagspunkterna per sektor. Avbrottstiden är tiden för oaviserade långa avbrott som beror på fel i elnätsföretagets nät eller överliggande nät. Den summerade ENS-uppskattningen per sektor divideras med total ENS för att ta fram viktningfaktorer för respektive sektor. Antagandet här är att elnätsföretagen vid avbrotten som sker idag först prioriterar samhällsviktiga kunder så att de har kortare avbrottstid och att de därefter prioriterar företag som har en högre avbrottskostnad, som även i Styrel har en hög prioritering.

I avbrottsstatistiken skiljs inte små och medelstora respektive stora företag i industrisektorn åt. Stora företag inom industrisektorn ryms sannolikt under Styrels prioriteringsklass "Elanvändare som representerar stora ekonomiska värden", vilket innebär att de kopplas bort i lägre grad undviks att bortkopplas vid effektbrist

¹² Energimyndigheten ansvarar för planeringsprocessen Styrel, som är ett systematiskt sätt att identifiera och prioritera samhällsviktiga elanvändare som ska kunna tillämpas vid manuell förbrukningsfrånkoppling.

¹³ Se ärendenummer 2023-103740, handling 0004 (Minnesanteckningar från samråd om Värdet av förlorad last med Svenska kraftnät och Energimyndigheten).

jämfört med små och medelstora industrier. Det innebär i sin tur att sektorn stor industri bör få en lägre vikt vid sammanvägningen än små och medelstora industrier.

Viktningen med ENS skiljer sig från den viktning som Sweco använt. Enligt uppdraget skulle Sweco ta fram ett VOLL som följer ACER:s metod i så hög grad som möjligt. Genom att Sweco viktar sektorerna utifrån deras andel av den totala årsenergiförbrukningen kan ACER:s sektorsindelning följas till fullo eftersom det finns uppgifter om hur energiförbrukning fördelar sig mellan små och medelstora respektive stora företag inom industrisektorn. En motsvarande fördelning saknas för avbrottsstatistik. Trots att viktningen utifrån årsförbrukning närmare följer ACER:s metod har Ei valt att använda viktningen med ENS. Valet av viktningens metod gjordes efter att Sweco levererat sin rapport och efter att Ei övervägt alternativen tillsammans med Energimyndigheten. Ei bedömer att viktningen med ENS ligger närmare bortkoppling vid effektbrist än vad årsförbrukning gör, även om det innebär att VOLL för de två industrisektorerna blir uppskattade värden. I kapitel 4.4 jämförs de båda viktningensalternativen med viktningarna som använts i Danmark respektive Finland.

2.4 Resultat VOLL

Ei har enligt artikel 11.1 i elmarknadsförordningen beslutat¹⁴ att fastställa det sammanvägda VOLL till 7 065 euro/MWh i 2023 års prisnivå.¹⁵

I Tabell 2 redovisas avrundade värden för den normaliserade avbrottskostnaden, viktningen uttryckt i procent och viktad VOLL för respektive sektor samt det sammanvägda VOLL. Kostnaderna är i 2023 års prisnivå. Det sammanvägda VOLL i kr/kWh används i beräkningen av tillförlitlighetsnorm i kapitel 4.

¹⁴ Ei:s beslut Fastställande av värdet av förlorad last (VOLL), beslutsdatum 2023-12-13, ärendenummer 2023-103740.

¹⁵ Ei:s beslut om VOLL är angivet i EUR. Anledningen är att VOLL ska anges i EUR/MWh enligt artikel 11 i elmarknadsförordningen. För att ange VOLL i valutan EUR användes valutakursen 11,63 SEK/EUR som är ett medelvärde för juli månad 2023. I beräkningen i denna rapport används dock VOLL i svenska kronor i 2023 års prisnivå.

Tabell 2 Normaliserad avbrottskostnad, vikt och VOLL per sektor samt ett sammanvägt VOLL.

Sektor	Normaliserad avbrottskostnad (kr/kWh)	Vikt (%)	Viktad VOLL (kr/kWh)
Offentlig verksamhet	59,9	6	3,5
Industrl, små och medelstor	65,2	10*	6,5
Industrl, stor	142,3	2*	3,3
Handel och tjänster	238,2	22	53,2
Transport	13,0	1	0,1
Hushåll	26,6	59	15,6
Sammanvägt VOLL	-	-	82,2

Sektorn industri står för 12 procent av den icke-levererade energin, men i avbrottsstatistiken delas inte företagen in i små och medelstora respektive stora företag i industrisektorn. Värden för de båda industrisektorerna är därför uppskattade och markerade med en asterisk (*).

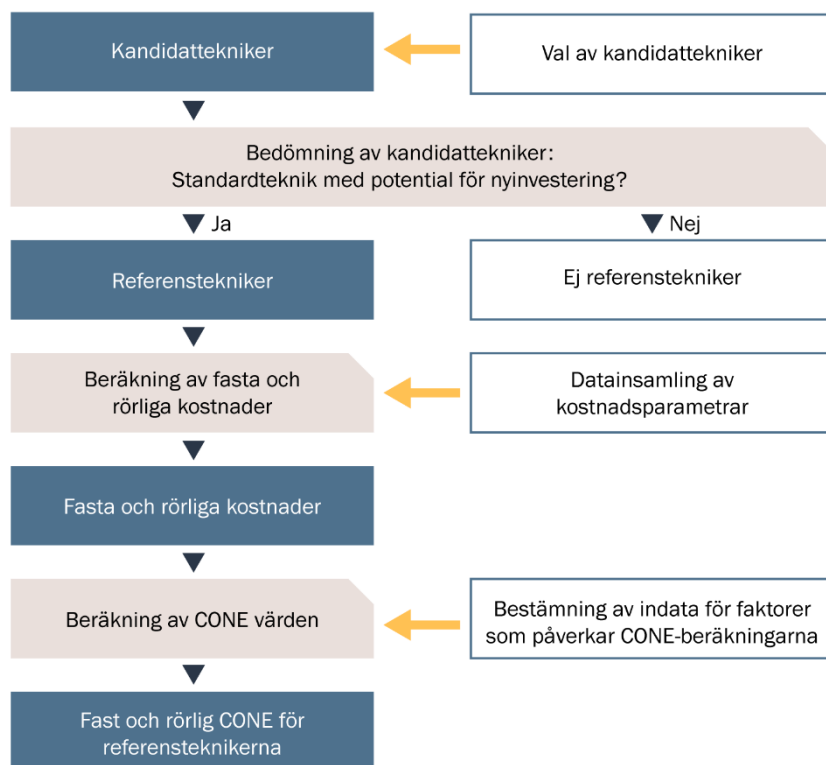
3 Kostnaden för ny resurs (CONE)

Enligt elmarknadsförordningen ska tillförlitlighetsnormen beräknas med hjälp av kostnaden för ny resurs, CONE (på engelska cost of new entry). Enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen ska följande steg följas när CONE beräknas:

- 1 Välj ut kandidattekniker som kan betraktas som referenstekniker och uppskatta potentialen för ytterligare kapacitetsresurser i enlighet med artikel 10.
- 2 Definiera de detaljerade tekniska egenskaperna för referenstekniken i enlighet med artikel 11.
- 3 Beräkna kapitalkostnader och årliga fasta kostnader för varje referensteknik i enlighet med artikel 13.
- 4 Fastställ en lämplig WACC för varje referensteknik i enlighet med artikel 14.
- 5 Beräkna fast CONE för varje referensteknik i enlighet med artikel 15.
- 6 Fastställ rörlig CONE för varje referensteknik i enlighet med artikel 16.

Beräkningsgången visas i Figur 1 nedan.

Figur 1 Olika steg för beräkning av CONE. Ei:s tolkning av stegen i ACER:s metod.



3.1 Referenstekniker

Det första steget för att identifiera referenstekniker är att analysera kandidattekkniker. Kandidattekkniker är alla tekniker i form av produktion, lagring eller efterfrågefleksibilitet som kan bidra till en ökad resurstillräcklighet under de timmar som identifierats som mest kritiska för resurstillräckligheten i Sverige.

I Tabell 3 presenteras de tekniker som Ei har bedömt som kandidattekkniker.

Tabell 3 Tekniker som bedöms vara kandidattekkniker

Kandidattekkniker
Batterilager
Efterfrågefleksibilitet industri
Efterfrågefleksibilitet hushållsel
Efterfrågefleksibilitet uppvärmning hushåll
Efterfrågefleksibilitet ventilation och uppvärmning fastigheter
Gasturbin enkelcykel
Gasturbin kombicykel
Havsbaserad vindkraft
Kolvmotor
Kondenskraftverk
Kärnkraft SMR
Kärnkraft storskalig
Landbaserad vindkraft
Mottryckskraftverk
Pumpkraft
Tryckluftslager
Vattenkraft
Vehicle-to-grid

För att en kandidattekknik också ska anses vara en referenstekknik ska följande två kriterier vara uppfyllda enligt metoden:

- Tekniken ska vara en **standardtekknik**. Att en tekknik är en standardtekknik innebär att det ska finnas tillförlitlig och generell information om kostnader för tekkniken, att kostnaderna kopplade till byggnation och drift av tekkniken ska vara i samma storleksordning från ett projekt till ett annat, samt att utvecklingen av tekkniken inte är avsevärt bunden av tekniska begränsningar.

- Tekniken ska ha **potential att träda in på marknaden med ny eller ytterligare kapacitet inom de kommande åren**. Att en teknik har potential att träda in på marknaden innebär att tekniken har utvecklats under de senaste åren, håller på att utvecklas eller är planerad att utvecklas under den aktuella tidsramen samt att framtida utveckling av tekniken är tillåten och inte hämmas nämnvärt av det nationella och europeiska regelverket.

I metoden finns inte en angiven en tidsram för när tekniken ska antas kunna träda in på marknaden, mer än att det ska vara inom kommande år. I förra avrapporteringen bedömde Ei att det är rimligt att utgå från den kommande femårsperioden, eftersom det stämmer överens med hur ofta VOLL och CONE bör ses över enligt metoden. I samband med förra beräkningen hade Ei dialog med ACER om den valda tidsramen och de hade inte något att invända emot den. Samma tidsram har därför använts även denna gång. En tidsram på fem år har Ei tolkat som att tekniken ska kunna vara driftsatt inom fem år.

Utöver bedömningen om standardiserade kostnader och potential för kapacitet ska urvalet av referenstekniker vara oberoende av vilka tekniker som eventuellt ingår i en kapacitetsmekanism.

Tekniker som bedöms vara referenstekniker

Ei:s bedömning är att samtliga referenstekniker som kategoriserades som referenstekniker vid förra rapporteringstillfället fortfarande bör kategoriseras som sådana. I samband med uppdateringen av tillförlitlighetsnormen har Ei undersökt om det också finns andra tekniker i dagsläget som lever upp till kriterierna för att vara referenstekniker. För övriga referenstekniker gör Ei samma bedömningar som i förra beräkningen, vilka beskrivs utförligt i Bilaga 1–4 till rapporten *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige* (Ei R2021:05).

Ett exempel på en sådan teknik som inte undersöktes förra gången är V2G (vehicle-to-grid), det vill säga att batterier i elbilar används för att tillföra el till elnätet vid behov. V2G är sedan våren 2022 implementerat med en europeisk laddstandard och flera stora fordonstillverkare jobbar med tekniken.¹⁶ Power Circle har, på uppdrag av Energimyndigheten, publicerat en rapport med en sammanställning av pågående forskning och behovsområden för framtida forskning inom området dubbelriktad laddning¹⁷. De aktörer som deltagit i arbetet med rapporten tror att tekniken för dubbelriktad laddning kommer finnas på marknaden inom 1–3 år, men att det tar cirka 5 år innan allt nödvändigt finns på

¹⁶ Power Circle, *Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem - en kartläggning av flexibilitetsresurser*, december 2022. Tillgänglig: [kartlaggning_flexibilitet.pdf \(powercircle.org\)](#) (Hämtad 2023-11-27)

¹⁷ Power Circle, *Forskning och utveckling av V2X i Sverige - En syntesrapport om forskningsläget och framtida forskningsbehov*, april 2023. Tillgänglig: [Forskning och utveckling av V2X i Sverige 4 maj \(powercircle.org\)](#) (Hämtad 2023-11-27)

plats för att realisera tekniken i stor skala. Mot bakgrund av den osäkerhet som finns kring huruvida V2G-teknik kommer kunna realiserar inom fem år och i vilken skala, har vi valt att inte ta med V2G som referensteknik i denna uppdatering av tillförlitlighetsnormen. Ei kommer dock att följa utvecklingen av tekniken och i kommande uppdateringar av tillförlitlighetsnormen kan det bli aktuellt att ha med tekniken som referensteknik.

I den förra rapporten från 2021 bedömdes vindkraft som referensteknik men då endast landbaserad vindkraft. Sedan 2021 har intresset för havsbaserad vindkraft ökat, vilket bland annat visat sig i det stora antalet ansökningar till Svenska kraftnät om anslutning till transmissionsnätet.¹⁸ Anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft skiljer sig mycket mellan olika projekt, men motsvarar vanligtvis 15–30 procent av totalkostnaden för ett projekt. Investeringskostnaden skiljer sig därmed mycket från projekt till projekt. Som en del av ett regeringsuppdrag¹⁹ presenterade Svenska kraftnät i juni 2022 en plan på att bygga ut transmissionsnätet till havs med sex havsbaserade anslutningspunkter för att möjliggöra anslutning till havs. Den första anslutningspunkten bedömdes kunna vara klar tidigast 2029 och den sista 2035. I oktober 2023 presenterade Svenska kraftnät en uppföljning av uppdraget från 2022 med en ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft.²⁰ Den politiska hållningen i dagsläget är att anslutningskostnaderna till sin helhet ska bekostas av den som vill ansluta. I skrivande stund har regeringen beviljat tillstånd för tre vindkraftsparkers till havs, Galatea-Galene, Kattegatt syd och Kriegers flak.²¹ Om allt går enligt plan kommer Kriegers flak, som var den första vindkraftsparken som beviljades, kunna börja producera el 2028 och vara i full drift år 2029 enligt Vattenfall.²² Att bedöma huruvida havsbaserad vindkraft bör ingå som en referensteknik i beräkningen av tillförlitlighetsnormen är därmed inte ett självklart val. Ei har i uppdraget antagit en tidshorisont på fem år för att avgöra vilka tekniker som kan bedömas vara referenstekniker utifrån potentialen att träda in på marknaden. Att vindkraftsparkerna kan förväntas vara i drift och bidra med el inom de kommande fem åren bedömer Ei i dagsläget som mycket tveksamt. Ei har därför bedömt att havsbaserad vindkraft inte kan räknas som referensteknik, eftersom det är gränsfall om tekniken har potential att vara i drift inom de kommande fem åren. I nästa års uppdatering av tillförlitlighetsnormen bör däremot en ny bedömning

¹⁸ Svenska kraftnät, *Uppdrag att förbereda utbyggnad av transmissionsnät till områden inom Sveriges sjöterritorium*, Svk 2021/4349, 2022-06-15.

¹⁹ Infrastrukturdepartementet, *Uppdrag att förbereda utbyggnad av transmissionsnät till områden inom Sveriges sjöterritorium*, I2021/02682, 2021-10-15.

²⁰ Svenska kraftnät, *Ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft – delrapport, Del 1: Överföringskapacitet och anslutningspunkter på land samt Del 2: Process och villkor för kapacitetstilldelning*, Svk 2023/2571, 2023-10-13.

²¹ Regeringen, *Beslut om utbyggnad av vindkraft till havs*, [Beslut om utbyggnad av vindkraft till havs - Regeringen.se, uppdaterad 1 november 2023](https://www.regeringen.se/uppdaterad/2023/11/13/) (Hämtad 2023-11-13)

²² Vattenfall, *Vindkraftsprojekt Kriegers flak*, [Vindkraftsprojekt Kriegers flak – Vattenfall](https://www.vattenfall.se/om-oss/nyheter/2023/11/13/vindkraftsprojekt-kriegers-flak) (Hämtad 2023-11-13)

göras om det kan det vara aktuellt att räkna med havsbaserad vindkraft som referensteknik. Eftersom havsbaserad vindkraft har en relativt hög investeringskostnad jämfört med många av referensteknikerna innebär det att det inte kommer vara en av de tekniker som påverkar vad värdet av tillförlitlighetsnormen blir.

I rapporten från 2021 gjorde Ei bedömningen att småskalig och storskalig kärnkraft inte antas vara referenstekniker. Bedömningen baserades på att det då ansågs osannolikt att ny kärnkraftsproduktion, storskalig eller småskalig, skulle vara aktuell i Sverige under tidsperspektivet av fem år. Sedan dess har ny kärnkraftsproduktion fått ökat politiskt stöd och nuvarande regering vill införa ny kärnkraft i Sverige på sikt²³. I oktober 2023 lämnades exempelvis en proposition som syftar till att utvidga förutsättningarna för att tillåta uppförande och drift av nya kärnkraftsreaktorer.²⁴ Tidsperspektivet för att ny storskalig kärnkraft ska kunna tas i drift ligger dock fortfarande bortom fem år. Småskalig kärnkraft, så kallade SMR, skulle teoretiskt kunna gå snabbare att bygga. Kanada är ett av de första länder att skriva på ett kontrakt för en mini-reaktor²⁵. Flera länder i Europa tittar också på möjligheten att bygga småskaliga reaktorer. Vattenfall har i dagsläget en pågående förstudie där de utreder SMR vid Ringhals. I studien utgår de från att en första reaktor kan vara i drift i mitten av 2030-talet.²⁶ Ei:s bedömning utifrån de pågående projekten är att det inte är rimligt att anta att vi kan ha småskalig kärnkraft i drift i Sverige inom den kommande femårsperioden. Vi kommer följa utvecklingen inom SMR men tekniken tas inte med i detta års beräkning av tillförlitlighetsnormen.

De kandidattekniker som Ei har analyserat och bedömt som referenstekniker presenteras i tabellen nedan.

Tabell 4 Kandidattekniker som bedöms vara referenstekniker

Referenstekniker
Batterilager
Efterfrågeflexibilitet industri*
Efterfrågeflexibilitet uppvärmning hushåll
Efterfrågeflexibilitet ventilation och uppvärmning fastigheter
Gasturbin enkelcykel

²³ I promemorian "Ny kärnkraft – ett första steg" Dnr KN2023/01921 lämnas förslag till ändringar i miljöbalken och lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet (kärntekniklagen) som syftar till att utvidga förutsättningarna för att tillåta uppförande och drift av nya kärnkraftsreaktorer.

²⁴ Prop. 2023/24:19 Ny kärnkraft i Sverige – ett första steg

²⁵ Ny teknik, "Första SMR-kontraktet i väst påskrivet – då ska reaktorn stå klar", 30 januari 2023.

²⁶ Vattenfall, " Vattenfalls förstudie om SMR vid Ringhals – "Nucleate West", [Förstudie om ny kärnkraft - Vattenfall](#) (Hämtad 2023-11-27)

Referenstekniker

Gasturbin kombicycle

Kolvmotor

Kondenskraftverk

Landbaserad vindkraft

*I förra beräkningen delades denna upp i elintensiv industri och övrig industri.

Samma tekniker som bedömdes som referenstekniker förra gången bedöms alltså vara referenstekniker även denna gång. För en beskrivning av respektive referensteknik och Ei:s motivering till varför eller varför inte de bedöms som referenstekniker hänvisas till bilaga 1–4 i förra rapporten²⁷.

En skillnad från den förra beräkningen av tillförlitlighetsnormen är att vi då hade två separata referenstekniker för efterfrågefleksibilitet från industrin: elintensiv industri och övrig industri. Denna gång har vi endast en referensteknik för efterfrågefleksibilitet industri. Anledningen är att den potential för övrig industri som användes förra gången kom från en rapport från 2016, *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet* (Ei R2016:15). Sedan dess har Ei ansvarat för ett myndighetsgemensamt regeringsuppdrag²⁸ för att utveckla förutsättningarna för att realisera flexibilitet i elsystemet. Inom ramen för uppdraget uppskattades potentialen för olika typer av flexibilitet i en konsultstudie av DNV²⁹, som även användes som underlag för delrapport 5 *Främjande av ett mer flexibelt elsystem* (Ei R2023:06). I denna rapportering av tillförlitlighetsnormen har vi använt konsultstudien som underlag för att uppskatta potentialerna för efterfrågefleksibilitet, vilket beskrivs vidare längre ned i texten I konsultrapporten delas potentialen för industri inte upp i elintensiv och övrig, men den typ av industri de baserar sina antaganden på är främst elintensiv³⁰.

Vilken påverkan har vår bedömning av referenstekniker på resultatet?

Vilka tekniker som bedöms som referenstekniker har påverkan på resultatet på så sätt att det är för de olika referensteknikerna som LOLE beräknas, och den billigaste tekniken med lägst LOLE och som har tillräcklig kapacitet bestämmer var tillförlitlighetsnormen blir. Därför bör alla tekniker som har potential att bidra med kapacitet, och där det är möjligt att kvantifiera standardiserade kostnader, ingå bland referensteknikerna. Störst påverkan på resultatet uppkommer dock om tekniker som har låga kostnader felaktigt bedöms inte kunna vara

²⁷ Energimarknadsinspektionen, *Ei:s förslag på tillförlitlighetsnorm för Sverige*, Ei R2021:05, maj 2021.

²⁸ Diarienummer I2022/01578, *Uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem*, publicerat 4 augusti 2022.

²⁹ DNV, *Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet*, Rapport 2023-9406, 16 juni 2023.

Tillgänglig: [Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet \(ei.se\)](https://www.ei.se/uppdrag-att-framja-ett-mer-flexibelt-elsystem) (Hämtad 2023-11-30)

³⁰ De industrier som ingår i DNV:s uppskattning är: massa- och pappersindustrin, stålindustrin, aluminium-elektrolys, kemiindustri-klorfabrik, kemiindustri-raffinaderi, cementindustri, serverhall.

referenstekniker. Däremot kommer dyrare tekniker inte påverka resultatet. Exempelvis är det Ei:s bedömning att det är troligt att havsbaserad vindkraft kommer ha högre kostnader än landbaserad vindkraft, och därför få ett högre LOLE som därmed inte kommer påverka värdet på tillförlitlighetsnormen. Dessutom är kapacitetsfaktorn för vindkraft låg, även om den troligen kan antas vara lite högre för havsbaserad vindkraft än för landbaserad. Vad gäller kärnkraften skulle den, om den kategoriserades som referensteknik, ha en hög investeringskostnad som leder till ett högt LOLE. Huruvida kärnkraft är med eller inte bland referensteknikerna kommer således inte ha en påverkan på resultatet för tillförlitlighetsnormen. En teknik som skulle kunna ha påverkan på resultat är däremot elbilsladdning (V2G, vehicle-to-grid), som troligen kan bidra med kapacitet till en låg kostnad och därmed ge ett lågt LOLE, men som nämnts tidigare så gör vi bedömningen att V2G inte kommer realiseras inom tidsramen.

Potential för nya kapacitetsresurser

Enligt ACER:s metod för att beräkna tillförlitlighetsnormen ska potentialen för ytterligare kapacitetsresurser för de olika referensteknikerna tas fram. Ei har tolkat potentialen som den tekniska potentialen som är teoretiskt möjlig att bygga ut. Det är därför endast referensteknikerna från efterfrågefleksibilitet som antas ha en begränsad potential.

Hur stor potentialen från efterfrågefleksibilitet är utreds bland annat i det myndighetsgemensamma regeringsuppdraget om flexibilitet som nämndes ovan, där Ei tillsammans med Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Swedac ska utveckla förutsättningarna för att realisera potentialen för flexibilitet i elsystemet. Inom ramen för delleveransen av deluppdrag 5³¹ i uppdraget anlitate Ei konsultföretaget DNV för att göra uppskattningar av potentialen för flexibilitet. Studien är dock användbar även i detta regeringsuppdrag och vi har därför valt att använda DNV:s rapport som underlag också i beräkningen av tillförlitlighetsnormen³².

DNV:s rapport används i detta uppdrag för att anta potentialen för efterfrågefleksibilitet från hushållsuppvärmning, ventilation och uppvärmning i fastigheter samt industri. Metoden som DNV använder för att uppskatta potentialer liknar mycket den uppskattning som gjordes i en tidigare rapport från 2021³³ som DNV gjorde på uppdrag av Ei. Uppskattningen av teknisk potential i rapporten baseras på vad som är totalt, teoretiskt och tekniskt möjligt, det vill säga

³¹ Energimarknadsinspektionen, *Främjande av ett mer flexibelt elsystem – Delleverans deluppdrag 5*, Ei R2023:06, april 2023.

³² DNV, *Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet*, Rapport 2023-9406, 16 juni 2023. Tillgänglig: [Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet \(ei.se\)](#) (Hämtad 2023-11-30)

³³ DNV-GL, *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät*, 2021-03-31. Tillgänglig: [DNV GL- Samhällsekonomiska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-elnät.pdf \(ei.se\)](#) (Hämtad 2023-11-30)

den momentana minskningen av förbrukningen som skulle kunna erhållas om alla kunder minskar så mycket de, tekniskt sett, kan samtidigt. Den teoretiska potentialen tar därmed inte hänsyn till ekonomiska incitament, praktiska svårigheter och eventuell motvilja till att ändra sitt beteende eller elkonsumention. I uppskattningen av teknisk potential finns antaganden om uthållighet och återhämtningstid, vilket innebär att förbrukningen kan flyttas eller minskas utan att en stor del av komforten försvinner.

I konsultrapporten slås potentialen från hushåll och service samman. I det här uppdraget har vi dock valt att dela upp potentialen i kategorierna uppvärmning i hushåll, ventilation och uppvärmning i fastigheter samt industri. Detta för att i så stor uträkning som möjligt följa beräkningens indelning från den förra rapporten om tillförlitlighetsnormen. Eftersom det är stor skillnad i investeringskostnad och potential för uppvärmning i hushåll respektive ventilation och uppvärmning i fastigheter riskerar det dessutom i det här sammanhanget att ge ett missvisande resultat av att slå samman dem som en och samma referensteknik vid beräkningen av tillförlitlighetsnormen.

I DNV:s rapport görs bland annat en uppskattning av den tekniska potentialen för vintern 2030/2031. Det är den uppskattningen som antas i detta uppdrag. Uppskattningen görs för två olika scenarier för att fånga de osäkerheter som finns i antagandena. Den tekniska potentialen för vintern 2030/2031 presenteras därför i ett intervall i konsultrapporten och Ei har valt att utgå från det lägre värdet i intervallet. I konsultrapporten uppskattas potentialen från hushåll och service till 4 183 MW och från industri till 533 MW. Eftersom DNV gör en sammanslagning av potentialen från hushåll och service har Ei i detta uppdrag behövt göra ett antagande om fördelningen av potentialen från uppvärmning i hushåll respektive uppvärmning och ventilation i fastigheter. Vi har då utgått från den tekniska maxpotentialen som presenteras i delleransan av deluppdrag 5³⁴ i regeringsuppdraget om flexibilitet och antar samma fördelning som där, vilken är att 82 procent av potentialen från hushåll och service kommer från uppvärmning i hushåll och 11 procent från ventilation och uppvärmning i fastigheter. Det innebär att vi i detta uppdrag uppskattar den flyttbara potentialen från uppvärmning i hushåll till 3 410 MW (cirka 82 procent av 4 183 MW) respektive 460 MW (cirka 11 procent av 4 183 MW) från uppvärmning och ventilation i fastigheter. Den flyttbara potentialen för industri antas till 530 MW utifrån uppskattningen i konsultrapporten. Den tekniska potentialen delas upp i flytt av förbrukning och reduktion av förbrukningen. På motsvarande sätt uppskattas reduktionspotentialen till 750 MW för uppvärmning i hushåll respektive 100 MW för uppvärmning och ventilation i fastigheter (cirka 82 respektive 11 procent av

³⁴ Tabell 2 i rapporten Energimarknadsinspektionen, *Främjande av ett mer flexibelt elsystem – Delleransans deluppdrag 5*, Ei R2023:06, april 2023.

925 MW). DNV har uppskattat reduktionspotentialen från industri till samma som den flyttbara potentialen och menar då att potentialen antingen kan reduceras eller flyttas. Potentialerna från flytt av förbrukning och reduktion av förbrukning för industri summeras därför inte, för de två andra teknikerna antas potentialerna från flytt respektive reduktion kunna summeras för att få en total potential för respektive referensteknik. Potentialuppskattningarna från konsultrapporten som används i detta uppdrag presenteras i Tabell 5 nedan.

Tabell 5 Teknisk potential för olika typer av efterfrågeflexibilitet

Olika typ av efterfrågeflexibilitet	Teknisk potential (MW) flytt av förbrukning vintern 2030/2031	Teknisk potential (MW) reduktion av förbrukning vintern 2030/2031
Uppvärmning hushåll	3410	750
Ventilation och uppvärmning fastigheter	460	100
Industri	530	530

Källa: Konsultrapporten *Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet* (DNV, 2023), tabell 39 i rapporten.

I december 2023 presenterar Ei och övriga myndigheter slutrapporten av det ovan nämnda myndighetsgemensamma regeringsuppdraget att främja ett mer flexibelt elsystem som pågått parallellt med detta uppdrag. I slutrapporten av uppdraget presenteras uppskattningar av potentialen från några typer av flexibilitetsresurser och i vissa avseenden skiljer sig dessa uppskattningar åt jämfört med de uppgifter som vi valt att utgå från i detta uppdrag. Exempelvis delas potentialuppskattningarna för flexibilitetsresurserna in i något andra kategorier jämfört med vad vi utgått från i detta uppdrag. Vidare antas att hälften av den totala kapaciteten från värmepumpar år 2030 skulle vara tillgänglig och realiserbar, vilket motsvarar 1 300 MW. Vi har valt att inte ändra vår beräkning i detta uppdrag eftersom vi då skulle behöva göra ytterligare antaganden för att få uppgifterna jämförbara. Vi bedömer inte heller att de uppgifter som presenteras i uppdraget att främja ett mer flexibelt elsystem skulle ha ändrat det slutliga resultatet av tillförlighetsnormen. Vi återkommer till vad olika antaganden av potentialen kan innebära för beräkningarna i avsnittet om känslighetsanalyser i rapportens kapitel 4.4.

Den potentialen för nya resurser som antagits i detta uppdrag för samtliga referenstekniker presenteras i Tabell 6 nedan. Utöver efterfrågeflexibilitet har potentialen för nya resurser från övriga referenstekniker antagits vara obegränsade, det vill säga i denna del har vi inte gjort några justeringar sedan förra beräkningen. Det är ett teoretiskt antagande, på samma sätt som den tekniska potentialen för efterfrågeflexibilitet är högre än vad som kan förväntas finnas tillgängligt. Hur mycket kapacitet som kan antas vara tillgänglig i en bristsituation bestäms också av kapacitetsfaktorn, som beskrivs i kommande avsnitt.

Tabell 6 Potential för nya resurser

Referenstekniker	Potential ny resurs (MW)
Batterilager	Obegränsad
Efterfrågeflexibilitet uppvärmning i hushåll	4160
Efterfrågeflexibilitet uppvärmning och ventilation fastigheter	560
Efterfrågeflexibilitet industri	530
Gasturbin enkelcykel	Obegränsad
Gasturbin kombicykel	Obegränsad
Kolmotor	Obegränsad
Kondenskraftverk	Obegränsad
Landbaserad vindkraft	Obegränsad

Tekniska specifikationer för referensteknikerna

Enligt artikel 11 i metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen ska ett antal tekniska specifikationer för referensteknikerna tas fram. De tekniska specifikationer som bedömdes som relevanta i den förra rapporten var: konstruktionstid, ekonomisk livslängd, bränsle och verkningsgrad. Ei gör samma bedömning även i denna rapport. De tekniska specifikationerna presenteras i Tabell 7 nedan.

Tabell 7 Tekniska specifikationer: Konstruktionstid, livslängd, bränsle och verkningsgrad.

Referensteknik	Konstruktionstid (år)	Livslängd (år)	Bränsle	Verkningsgrad
Batterilager	1	25	Ei	80 %
Efterfrågeflexibilitet industri	1	10	-	-
Efterfrågeflexibilitet uppvärmning hushåll	1	10	-	-
Efterfrågeflexibilitet ventilation och uppvärmning fastigheter	1	10	-	-
Gasturbin enkelcykel 150 MW	2	25	Naturgas	38 %
Gasturbin enkelcykel 300 MW	2	25	Naturgas	38 %
Gasturbin kombicykel 300 MW	2	25	Naturgas	55 %
Kolmotor	2	25	Naturgas	40 %
Kondenskraftverk	4	25	Flis	46 %
Vindkraft	4	25	-	-

Källa: EIA 2023³⁵, Energiforsk 2021 Årsrapport gasturbinteknik³⁶, Energiforsk 2021 Ei från nya anläggningar³⁷,

³⁵ EIA, *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2023, March 2023*. Tillgänglig: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/elec_cost_perf.pdf (Hämtad 2023-10-06)

³⁶ Energiforsk, *Gasturbinteknik – årsrapport 2021, Rapport 2021:782*. Tillgänglig: [gasturbinteknik-arsrapport-2021-782.pdf](https://www.energiforsk.se/gasturbinteknik-arsrapport-2021-782.pdf) (Hämtad 2023-08-30)

³⁷ Energiforsk, *Ei från nya anläggningar, Rapport 2021:714*. Tillgänglig: [el-fran-nya-anlaggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf](https://www.energiforsk.se/el-fran-nya-anlaggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf) (Hämtad 2023-08-30)

Konstruktionstid och ekonomisk livslängd används i beräkningen av den årliga ekvivalenta kostnaden (EAC), vilket beskrivs i avsnitt 3.2, och påverkar därmed fasta CONE. Bränsle och verkningsgrad påverkar bränslekostnaden, som ingår i de rörliga kostnader som påverkar rörliga CONE, vilket beskrivs i avsnitt 3.3. Ei har valt att utgå från samma antaganden om bränsle och verkningsgrad som i förra rapporten. En mer utförlig beskrivning om hur vi resonerade finns därför i rapporten från 2021³⁸.

Kapacitetsfaktor

Utöver de tekniska specifikationer som ska anges enligt artikel 11 i elmarknadsförordningen ska en kapacitetsfaktor bestämmas för varje referensteknik. Enligt artikel 12 ska kapacitetsfaktorn motsvara den statistiska andelen av den installerade kapaciteten som kan förväntas bidra till resurstillräcklighet i en effektbristsituation. Kapacitetsfaktorn avgör alltså hur stor tillgänglighet i procent som referenstekniken kan antas ha vid effektbrist. En kapacitetsfaktor för respektive referensteknik presenteras i Tabell 8 och motiveras nedan.

Tabell 8 Antagna kapacitetsfaktorer

Referensteknik	Kapacitetsfaktor
Batterilager	90 %
Efterfrågeflexibilitet industri	50 %
Efterfrågeflexibilitet uppvärmning hushåll	50 %
Efterfrågeflexibilitet ventilation och uppvärmning fastigheter	50 %
Gasturbin enkelcykel 150 MW	90 %
Gasturbin enkelcykel 300 MW	90 %
Gasturbin kombicykel 300 MW	90 %
Kolmotor	90 %
Kondenskraftverk	90 %
Vindkraft	9 %

Källa: Gasturbiner, kolmotor, kondenskraftverk samt vindkraft från: Bilaga 2 i Svenska kraftnät, 2023³⁹. Efterfrågeflexibilitet och batterilager är antaganden gjorda av Ei.

För tekniker som är gjorda för, eller främst är inriktade på, att avhjälpa effektbrist är kapacitetsfaktorn hög. För batterilager och gasturbiner antas kapacitetsfaktorn vara 95 procent, eftersom dessa tekniker kan förväntas ha en mycket hög tillgänglighet. För tekniker som är beroende av yttre omständigheter såsom väder kan kapacitetsfaktorn antas vara lägre, eftersom effektbristen kan bero på en låg tillgänglighet av dessa resurser. För vindkraft antas en kapacitetsfaktor på 9

³⁸ Energimarknadsinspektionen, *Ei:s förslag på tillförlitlighetsnorm för Sverige*, Ei R2021:05, maj 2021.

³⁹ Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023*, 2023/1019, 2023-05-31.

Tillgänglig: [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023 \(svk.se\)](https://www.svk.se/om-svk/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-2023)

procent, enligt tillgänglighetsfaktorn för vindkraft i Svenska kraftnäts rapport *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023*. Kapacitetsfaktorerna för kolvmotor och kondenskraftverk antas vara 90 procent baserat på tillgänglighetsfaktorerna i samma rapport. Kapacitetsfaktorerna för vindkraft respektive kolvmotor och kondenskraftverk sätts därför till samma nivå som i förra rapporten. I kraftbalansrapporten antas tillgängligheten för gasturbiner vara 90 procent, Ei antar därför kapacitetsfaktorn 90 procent för gasturbiner. Svenska kraftnät har dock inte med någon tillgänglighetsfaktor för batterilager. Ei bedömer att batterilager kan antas ha samma kapacitetsfaktor som gasturbiner, likt förra beräkningen av tillförlitlighetsnormen. Kapacitetsfaktorn för gasturbiner antas därför vara 90 procent. Vid förra rapporteringstillfället antog Ei en kapacitetsfaktor på 95 procent för gasturbiner och batterilager, i övrigt är kapacitetsfaktorerna i årets beräkning samma som förra gången för samtliga referenstekniker.

I Svenska kraftnäts kraftbalansrapport finns dock ingen uppskattad tillgänglighetsfaktor för efterfrågeflexibilitet. Svenska kraftnät har inte heller haft möjlighet att bistå Ei med en uppskattad siffra på tillgängligheten för efterfrågeflexibilitet i topplasttimmen. I brist på dataunderlag uppskattade Ei kapacitetsfaktorn för efterfrågeflexibilitet till 50 procent vid förra beräkningen av tillförlitlighetsnormen. Att göra en exakt bedömning är svårt eftersom det inte är möjligt att i förväg avgöra hur mycket av den installerade kapaciteten som kommer vara tillgänglig i en bristsituation. I jämförelse med andra referenstekniker så kan kapacitetsfaktorn för efterfrågeflexibilitet exempelvis antas vara högre än kapacitetsfaktorn för vindkraft, eftersom vindkraften troligtvis levererar en liten del av sin installerade effekt under en bristsituation. Samtidigt kan kapacitetsfaktorn antas vara något lägre än för planerbar produktion som troligtvis levererar nästintill sin maximala installerade effekt i en bristsituation. I och med det bakomliggande antagandet att effektbristtimmen uppkommer en kall vinterdag, då en bidragande faktor till att bristsituationen uppstår förväntas vara en stor momentan elförbrukning från hushållens uppvärmning, bedöms en relativt stor del av kapaciteten från efterfrågeflexibiliteten för hushållens uppvärmning finnas tillgänglig. Det kan dock inte förväntas att all kapacitet kommer att vara tillgänglig samtidigt. Ei:s bedömning är att det är troligt att mer än hälften av kapaciteten är tillgänglig vid behovstillfället. Utifrån detta resonemang och med en försiktighetsprincip gör Ei därför antagandet att kapacitetsfaktorn för efterfrågeflexibilitet från uppvärmning i hushåll är 50 procent. Samma antagande gjordes vid förra avrapporteringstillfället.

För efterfrågeflexibilitet från industri är kapacitetsfaktorerna möjligen något lägre än för hushållsuppvärmning, eftersom uppvärmningen troligtvis är en stor bidragande faktor till den höga efterfrågan på el i en effektbristsituation. Troligen uppstår dock inte effektbristsituationen om elförbrukningen från industrier är låg.

Ei antar därför samma kapacitetsfaktor för efterfrågefleksibilitet från industri och ventilation och uppvärmning i fastigheter, det vill säga 50 procent.

Eftersom antagandena om kapacitetsfaktorer för efterfrågefleksibilitet är en uppskattning finns en osäkerhet i siffrorna. Siffrorna bör därför tolkas med den osäkerheten om de används i andra sammanhang. I ett senare avsnitt görs en känslighetsanalys av vilken påverkan antagandet har på värdet av tillförlitlighetsnormen.

CORP

Utöver att ett fast och ett rörligt värde beräknas för kostnaden för ny resurs (CONE) för referensteknikerna så kan kostnaden för förnyelse av anläggning (CORP) beräknas för referensteknikerna, enligt artikel 18.3 i ACER:s metod. Ei har dock bedömt att det inte finns tillräckligt med tillförlitligt underlag för att räkna fram ett CORP för de referenstekniker där det skulle kunna vara aktuellt. Det skulle sannolikt kunna finnas anläggningar i form av gasturbiner där man skulle kunna förnya anläggningen och på så sätt förlänga livslängden och tillgängliggöra kapacitet. För att dessa tekniker ska kunna anses vara referenstekniker ska kostnaderna vara standardiserade och någorlunda likvärdiga för olika projekt. Ei gjorde samma bedömning i förslaget till tillförlitlighetsnorm 2021. I framtida beräkningar av tillförlitlighetsnormen kan det vara aktuellt att göra en ny bedömning.

3.2 Beräkning av fast CONE

Beräkningen av fasta kostnader för nya resurser, CONE har gjorts enligt samma tolkning av ACER:s metod som förra gången. Det som ändrats i denna uppdatering av tillförlitlighetsnormen är de indata som använts till beräkningen där mer aktuella siffror varit tillgängliga och därför använts. I detta avsnitt ges en övergripande beskrivning av beräkningen med underliggande ekvationer, utifrån ACER:s metod för att beräkna tillförlitlighetsnormen⁴⁰. I rapporten *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige* (Ei R2021:05)⁴¹ finns en mer detaljerad beskrivning av de antaganden som ligger bakom varje steg i beräkningen av fast CONE.

Ekvivalent årlig kostnad (EAC)

För att beräkna en referenstekniks fasta CONE-värde ($CONE_{fast,RT}$) ska en så kallad ekvivalent årlig kostnad (EAC) beräknas för varje referensteknik. EAC är en årlig kostnad för investeringar och andra fasta utgifter under referensteknikens livslängd. De parametrar som behövs för beräkningen av EAC är

⁴⁰ ACER, *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*, 2 October 2020.

⁴¹ Energimarknadsinspektionen, *Ei:s förslag på tillförlitlighetsnorm för Sverige*, Ei R2021:05, maj 2021.

investeringskostnad (CC), konstruktionstid, ekonomisk livslängd, årliga fasta kostnader (AFC) samt ett sammanvägt avkastningskrav på investerat kapital (WACC). Konstruktionstid och ekonomisk livslängd presenterades som tekniska specifikationer i Tabell 7 i avsnittet ovan. Investeringskostnad och årliga fasta kostnader (AFC) för samtliga referenstekniker presenteras i Tabell 9 nedan. De årliga fasta kostnaderna (AFC) består av årliga kostnader för drift och underhåll samt årlig fastighetsskatt.

Tabell 9 Investeringskostnad (CC) och årlig fast kostnad (AFC)

Referenstekniker	Investeringskostnad (kr/MW)	Årlig kostnad för drift och underhåll (kr/MW)	Årlig fastighetsskatt (kr/MW)	Summa fasta årliga kostnader, AFC (kr/MW)
Batterilager	12 310 993	443 583	35 500	479 083
Efterfrågeflexibilitet industri	163 031	-	-	-
Efterfrågeflexibilitet uppvärmning hushåll	364 219	-	-	-
Efterfrågeflexibilitet ventilation och uppvärmning fastigheter	9 419 582	-	-	-
Gasturbin enkelcykel 150 MW	2 903 880	68 876	-	68 876
Gasturbin enkelcykel 300 MW	2 079 310	68 876	-	68 876
Gasturbin kombicykel 300 MW	8 282 809	110 202	-	110 202
Kolvmotor	19 561 877	383 580	-	383 580
Kondenskraftverk	48 449 089	1 371 658	-	1 371 658
Landbaserad vindkraft	13 083 055.	309 000	35 500	344 500

Källa: EIA 2023 (investeringskostnad och årlig kostnad för drift-och underhåll för batterilager, kolvmotor, kondenskraftverk)⁴², Energiforsk 2021 Årsrapport gasturbinteknik (investeringskostnad gasturbiner)⁴³, Energiforsk 2021 EI från nya anläggningar (investeringskostnad och årlig kostnad för drift- och underhåll vindkraft)⁴⁴, DNV-GL 2021 (investeringskostnad för efterfrågeflexibilitet uppskattad baserat på uppgifter i rapporten)⁴⁵

⁴² EIA, *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2023, March 2023*. Tillgänglig: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/elec_cost_perf.pdf (Hämtad 2023-10-06)

⁴³ Energiforsk, *Gasturbinteknik – årsrapport 2021, Rapport 2021:782*. Tillgänglig: [gasturbinteknik-arsrapport-2021-energiforskrappport-2021-782.pdf](https://www.energiforsk.se/gasturbinteknik-arsrapport-2021-energiforskrappport-2021-782.pdf) (Hämtad 2023-08-30)

⁴⁴ Energiforsk, *El från nya anläggningar, Rapport 2021:714*. Tillgänglig: [el-fran-nya-anlaggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf](https://www.energiforsk.se/el-fran-nya-anlaggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf) (Hämtad 2023-08-30)

⁴⁵ DNV GL, *Samhällsekonomska kostnader och nyttor av smarta elnät, 2021-03-31*. Tillgänglig: [DNV GL-Samhällsekonomska kostnader och nyttor av smarta elnät.pdf \(ei.se\)](https://www.dnv.com/globalassets/energy/2021-03-31-dnv-gl-samhallsekonomska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-elnat.pdf) (Hämtad 2023-08-30)

Investeringskostnaderna för efterfrågefleksibilitet är baserade på samma antagande som i beräkningen av tillförlitlighetsnormen 2021. Då användes uppgifter från en konsultrapport som gjordes inom Ei:s uppdrag att utvärdera samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät⁴⁶. I rapporten hänvisas till en kostnad på 1 000 kr/hushåll för uppvärmning. Kostnaden gäller dock endast för utrustning och inte för installation. Ei uppskattade därför en total investeringskostnad på 2 000 kr för efterfrågefleksibilitet från uppvärmning i hushåll i förra beräkningen baserat på 2020 års prisnivå. Ei gör samma antagande i detta rapporteringstillfälle men som med övriga kostnader räknas investeringskostnaden om till årets prisnivå. Investeringskostnaden på 2000 kr motsvarar en kostnad per anläggning (eller hushåll) och för att beräkna investeringskostnaden i kr/MW har ett viktat medelvärde använts för att avgöra hur stor en typisk anläggning är uttryckt i effekt. Det viktade medelvärdet utgår från ett medel på installerad effekt mellan 5 och 18 kW per hushåll och att 75 procent av denna effekt kan förväntas gå till rumsuppvärmning. Investeringskostnaderna för efterfrågefleksibilitet från ventilation och uppvärmning i fastigheter och industri är också baserade på uppgifter i samma rapport. Samma antagande gjordes i förra beräkningen av tillförlitlighetsnormen.

Sammanvägt avkastningskrav enligt WACC-metoden

Utöver ovan nämnda parametrar ska ett sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden (kalkylränta) tas fram för referensteknikerna. Samma kalkylränta (WACC) har antagits för alla referenstekniker. En uppdatering av förra beräkningen av kalkylräntan har gjorts enligt ACER:s rekommendationer i metoden. Antagandena och resultatet av beräkningen finns presenterat i Bilaga 1. Kalkylräntan beräknades denna gång till 4,39 procent och det är denna siffra som används i den uppdaterade beräkningen av tillförlitlighetsnormen för samtliga referenstekniker.

Beräkning av ekvivalent årlig kostnad (EAC)

Ei använder följande ekvationen för att beräkna årlig ekvivalent kostnad (EAC):

Ekvation 1 Ekvivalent årlig kostnad (EAC) för en referensteknik i beräkningen:

$$EAC = \left[\frac{CC}{1 + WACC} + \sum_{i=x+1}^{x+y} \frac{AFC}{(1 + WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^{x+y}}{(1 + WACC)^y - 1}$$

Nedan beskrivs parametrarna i ekvationen och varifrån värdena till parametrarna fås.

EAC: Ekvivalent årlig kostnad [kr/MW]

⁴⁶ DNV GL, *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät, 2021-03-31*. Tillgänglig: [DNV GL-Samhällsekonomiska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-elnät.pdf \(ei.se\)](https://www.dnvgl.se/~/media/Files/2023/08/30/Samh%C3%A4llsekonomiska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-eln%C3%A4t.pdf) (Hämtad 2023-08-30)

CC: Investeringskostnad [kr/MW] enligt Tabell 9.

X: Konstruktionstid [år] enligt Tabell 7.

Y: Ekonomisk livslängd [år] enligt Tabell 7.

AFC: Årlig fast kostnad [kr/MW] enligt Tabell 9.

WACC: Sammanvägt avkastningskrav (real kalkylränta före skatt) enligt Bilaga 1.

Ekvationen kommer från ACER:s metod (artikel 15), men en mindre förenkling har gjorts. Ekvationen för att beräkna EAC är enligt ACER:s metod:

Ekvation 2 Ekvivalent årlig kostnad (EAC) för en referensteknik i metoden:

$$EAC = \left[\sum_{i=1}^x \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=x+1}^{x+y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{x+y}}{(1+WACC)^y - 1}$$

För att dela upp investeringskostnaden under konstruktionstiden krävs tillförlitliga data för hur den ska delas upp. Eftersom vi saknar sådana uppgifter har vi, likt vid den förra rapporteringen, i stället valt att göra ett något förenklat antagande av Ekvation 2. Vi antar att hela investeringen sker vid ett och samma tillfälle, det vill säga under första året i konstruktionsperioden. Den årliga fasta kostnaden förväntas sedan vara konstant under hela anläggningens livslängd. Det leder till att ekvationen för att beräkna EAC blir enligt Ekvation 1. Ei gjorde samma antagande i beräkningen inför det förra rapporteringstillfället 2021.

Utifrån ekvivalent årlig kostnad beräknas fast CONE

Värdet på fast CONE fås sedan av att EAC divideras med kapacitetsfaktorn för referenstekniken (det vill säga anläggningens tillgänglighet) enligt Ekvation 3 nedan. Detta för att enbart den del av referenstekniken som förväntas vara tillgänglig vid möjlig kapacitetsbrist kan generera de intäkter som finansierar investeringen.

Ekvation 3 Fast CONE för en referensteknik

$$CONE_{fast,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$$

CONE_{fast,RT}: Fast CONE [kr/MW] för en referensteknik.

EAC_{RT}: Ekvivalent årlig kostnad [kr/MW] för en referensteknik enligt Ekvation 1.

K_{d,RT}: Kapacitetsfaktorn [%] för en referensteknik enligt Tabell 8.

Resultat fast CONE

Ett värde på fast CONE för varje referensteknik fås från ekvationerna och värdena på parametrarna enligt ovan. Resultatet för fast CONE, som anges i kr/MW, presenteras i Tabell 10 nedan.

Tabell 10 Resultat fast CONE

Referenstekniker	Fast CONE (kr/MW)
Batterilager	1 444 389
Efterfrågeflexibilitet industri	40 985
Efterfrågeflexibilitet uppvärmning hushåll	91 562
Efterfrågeflexibilitet ventilation och uppvärmning fastigheter	2 368 012
Gasturbin enkelcykel 150 MW	301 111
Gasturbin enkelcykel 300 MW	237 340
Gasturbin kombicykel 300 MW	763 027
Kolvmotor	2 105 520
Kondenskraftverk	5 607 254
Landbaserad vindkraft	14 853 911

3.3 Beräkning av rörlig CONE

För varje referensteknik beräknas också ett rörligt CONE. Rörlig CONE är en summering av samtliga rörliga kostnader för varje referensteknik som presenteras i Tabell 11 nedan. De rörliga kostnader som påverkar värdet av rörlig CONE är drift- och underhållskostnader, bränslekostnader, utsläppsrätter, koldioxidskatt, energiskatt och aktiveringskostnader.

Ei har gjort samma antaganden för de rörliga kostnaderna som i förra rapporten⁴⁷, det som uppdaterats i denna beräkningsomgång är indata i de fall det funnits senare tillgängliga rapporter att hämta data från. För en beskrivning av hur vi resonerat kring respektive kostnad hänvisas därför till rapporten från 2021.

Tabell 11 Rörliga kostnader (drift- och underhållskostnad, bränslekostnad, utsläppsrätter, energiskatt, koldioxidskatt, aktiveringskostnad).

Referenstekniker	Drift- och underhållskostnad (kr/MWh)	Bränslekostnad (kr/MWh _a)	Utsläppsrätter CO2 (kr/MWh)	Energiskatt (kr/MWh)	Koldioxid-skatt (kr/MWh)	Aktiveringskostnad (kr/MWh)
Batterilager	0	1 250	-	78	-	-
Efterfrågeflexibilitet industri	-	-	-	-	-	129
Efterfrågeflexibilitet uppvärmning hushåll	-	-	-	-	-	3 237
Efterfrågeflexibilitet ventilation och uppvärmning fastigheter	-	-	-	-	-	6 473

⁴⁷ Energimarknadsinspektionen, *Ei:s förslag på tillförlitlighetsnorm för Sverige*, Ei R2021:05, maj 2021.

Referenstekniker	Drift- och underhållskostnad (kr/MWh)	Bränsle kostnad (kr/MWh _a)	Utsläppsrätter CO2 (kr/MWh)	Energiskatt (kr/MWh)	Koldioxid-skatt (kr/MWh)	Aktiveringskostnad (kr/MWh)
Gasturbin enkelcykel 150 MW	0	1 077	561	13	34	-
Gasturbin enkelcykel 300 MW	0	1 077	561	13	34	-
Gasturbin kombicykel 300 MW	30	744	387	9	24	-
Kolvmotor	62	1 023	533	13	33	-
Kondenskraftverk	53	517	-	-	-	-
Landbaserad vindkraft	24	-	-	-	-	-

Källa: EIA 2023 (drift- och underhållskostnad batterilager, kolvmotor, kondenskraftverk)⁴⁸, Energiforsk 2021 Årsrapport gasturbinteknik (drift- och underhållskostnad gasturbiner)⁴⁹, Energiforsk 2021 El från nya anläggningar (drift- och underhållskostnad vindkraft)⁵⁰, DNV-GL 2020 (aktiveringskostnad efterfrågeflexibilitet)⁵¹

Resultat rörlig CONE

Värdet på rörlig CONE, som anges i enheten kr/MWh, är alltså en summering av samtliga rörliga kostnader som presenterades i Tabell 11. Resultatet presenteras i Tabell 12 nedan.

Tabell 12 Resultat rörlig CONE

Referenstekniker	Rörlig CONE (kr/MWh)
Batterilager	1 328
Efterfrågeflexibilitet industri	129
Efterfrågeflexibilitet uppvärmning hushåll	3 237
Efterfrågeflexibilitet ventilation och uppvärmning fastigheter	6 473
Gasturbin enkelcykel 150 MW	1 685
Gasturbin enkelcykel 300 MW	1 685
Gasturbin kombicykel 300 MW	1 194
Kolvmotor	1663
Kondenskraftverk	570
Landbaserad vindkraft	24

⁴⁸ EIA, *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2023*, March 2023. Tillgänglig: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/elec_cost_perf.pdf (Hämtad 2023-10-06)

⁴⁹ Energiforsk, *Gasturbinteknik – årsrapport 2021*, Rapport 2021:782. Tillgänglig: [gasturbinteknik-arsrapport-2021-energiforskrappport-2021-782.pdf](https://www.energiforsk.se/gasturbinteknik-arsrapport-2021-energiforskrappport-2021-782.pdf) (Hämtad 2023-08-30)

⁵⁰ Energiforsk, *El från nya anläggningar*, Rapport 2021:714. Tillgänglig: [el-fran-nya-anlaggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf](https://www.energiforsk.se/el-fran-nya-anlaggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf) (Hämtad 2023-08-30)

⁵¹ DNV GL, *Kostnader för hantering av effektfrågan, En rapport beställd av Svensk Vindenergi*, 14 september 2020. Tillgänglig: [Kostnader för hantering av effektfrågan \(svenskwindenergi.org\)](https://www.svenskwindenergi.org/kostnader-for-hantering-av-effektfragan) (Hämtad 2023-08-30)

4 Resultat tillförlitlighetsnormen

Utifrån parametrarna värdet av förlorad last (VOLL) och kostnaden för ny resurs (CONE) beräknats värden på förväntad förlorad last (LOLE) för respektive referensteknik. Den referensteknik som har det lägsta LOLE och som samtidigt har tillräcklig kapacitet för att hantera minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen är den LOLE som bestämmer värdet på tillförlitlighetsnormen.

4.1 Minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen

För att avgöra storleken på tillförlitlighetsnormen ska ett minsta kapacitetsbehov definieras, enligt artikel 20.4 i metoden. Minsta kapacitetsbehovet ska enligt metoden vara lägre eller lika med det maximala värdet på ENS (*energy not served*) som observerats i den senaste nationella eller europeiska resurstillräcklighetsbedömningen. Maximala värdet på ENS innebär den högsta simulerade effektbristen. Ei har fått hjälp av Svenska kraftnät att ta fram ett värde på minsta kapacitetsbehovet, eller den högsta effektbristen, likt förra gången. Denna gång beräknar Svenska kraftnät värdet av minsta kapacitetsbehovet till 1 450 MW.

Svenska kraftnäts antaganden och metod som används för att beräkna minsta kapacitetsbehovet har redovisats i ett underlag till Ei.⁵² I beräkningen simuleras 35 så kallade väderår och dessa repeteras 7 gånger (alltså totalt 245 simuleringar). Utifrån simuleringarna får man ut en största effektbrist (i MW) under den mest kritiska timmen bland alla timmar i samtliga simuleringar. Simuleringarna görs för de kommande tre åren (2024, 2025 och 2026) och beräkningen visar att effektbristen ökar för varje år. Högsta effektbristen på cirka 1 450 MW inträffar 2026 och det är det värdet som Svenska kraftnät föreslår som minsta kapacitetsbehov för tillförlitlighetsnormen.

I ACER:s metod finns inte definierat för vilket eller vilka år man ska beräkna minsta kapacitetsbehovet. Den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen ERAA har en tidshorisont på 10 år och Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys (KMA) beräknar LOLE och EENS på fem års sikt. Som jämförelse simuleras EENS i KMA 2022⁵³ till 0,4 GWh/år 2026 men ökar till 6,6 GWh/år för

⁵² Svenska kraftnät, *Största möjliga effektbrist – underlag till Energimarknadsinspektionen*, 2023-06-07.

Tillgänglig: [Största möjliga effektbrist \(ei.se\)](#) (Hämtad 2023-09-02)

⁵³ Svenska kraftnät, *Kortsiktig marknadsanalys 2022, Analys av kraftsystemet 2023–2027*. SvK 2022/3235, 2022-12-20. Tillgänglig: [Kortsiktig marknadsanalys 2022 \(svk.se\)](#)

2027. Att Svenska kraftnät valde just de kommande tre åren beror på att de ser en ökad osäkerhet i indata och antaganden från 2027, samtidigt som det inte är relevant att enbart ha en framförhållning på 1–2 år. Svenska kraftnäts analyser visar alltså på att effektbristen förväntas bli betydligt högre från och med 2027 och det är därför troligt att det simulerade värdet för minsta kapacitetsbehovet kommer öka i framtiden.

Under sommaren 2023 kunde marknadsaktörerna lämna synpunkter på Svenska kraftnäts underlag som offentliggjordes på Ei:s webbplats⁵⁴. Inga synpunkter kom in på metoden eller på värdet av minsta kapacitetsbehovet. Ei har valt att använda Svenska kraftnäts förslag på 1 450 MW.

I samband med årets beräkning av minsta kapacitetsbehovet upptäckte Svenska kraftnät ett fel i den tidigare beräkning som användes som underlag till tillförlitlighetsnormen 2021⁵⁵, vilket också framgår i årets underlag⁵⁶. Värdet på minsta kapacitetsbehovet som då föreslogs och sedan användes av Ei i beräkningen av tillförlitlighetsnormen var 1 750 MW. Svenska kraftnäts bedömning i dagsläget är att värdet borde ha varit lägre om felet i beräkningsunderlaget hade identifierats. Det är dock osäkert hur felberäkningen skulle ha påverkat resultatet i Ei:s beräkning av tillförlitlighetsnormen 2021. För att det skulle ha en påverkan på resultatet måste felet vara tillräckligt stort. Om minsta kapacitetsbehovet hade varit över 838 MW hade tillförlitlighetsnormen fortfarande blivit 0,99 timme eftersom Ei:s beräkning av vilken referensteknik som blir avgörande för tillförlitlighetsnormens värde skulle varit oförändrad. Minsta kapacitetsbehovet hade alltså kunnat vara mer än hälften så stort (875 MW) utan att det hade påverkat den tidigare föreslagna tillförlitlighetsnormen. Om värdet på minsta kapacitetsbehovet skulle ha varit lägre än 838 MW hade det däremot blivit referenstekniken efterfrågefleksibilitet från elintensiv industri som hade satt tillförlitlighetsnormen till 0,43 timme.

Att i fortsättningen ha en korrekt uppskattning av det minsta kapacitetsbehovet är viktigt för att kunna ange en korrekt nivå på tillförlitlighetsnormen, vilket i sin tur är en förutsättning för att kunna fatta välgrundade beslut om resurstillräckligheten.

⁵⁴ Energimarknadsinspektionen, "Samråd om metod för att uppskatta minsta möjliga kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen", publicerad 27 juni 2023: [Samråd om metod för att uppskatta minsta möjliga kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#) (Hämtad 2023-09-02)

⁵⁵ Svenska kraftnät 2021, *Elproduktionens leveranssäkerhet och Gotlands elförsörjning – Analyser kopplade till uppdrag i regleringsbrev för Svenska kraftnät år 2020*. Ärendenummer: Svk 2020/4060.

⁵⁶ Svenska kraftnät, *Största möjliga effektbrist – underlag till Energimarknadsinspektionen*, 2023-06-07. Tillgänglig: [Största möjliga effektbrist \(ei.se\)](#) (Hämtad 2023-09-02)

4.2 LOLE för respektive referensteknik

För respektive referensteknik beräknas ett LOLE enligt Ekvation 4 nedan.

Ekvation 4 LOLE för respektive referensteknik

$$LOLE_{RT} = \frac{CONE_{fast}}{VOLL_{TN} - CONE_{rörlig}}$$

- $LOLE_{RT}$ är LOLE för en referensteknik RT, uttryckt i timmar.
- $CONE_{fast}$ är den bästa estimeringen av en fast CONE för en referensteknik, uttryckt i kr/MW.
- $VOLL_{TN}$ är den bästa estimeringen av en sammanvägd VOLL för tillförlitlighetsnormen TN, uttryckt i kr/MWh.
- $CONE_{rörlig}$ är den bästa estimeringen av en rörlig CONE för en referensteknik, uttryckt i kr/MWh. Om $CONE_{rörlig}$ är försumbar i förhållande till $VOLL_{TN}$ kan $CONE_{rörlig}$ bortses från.

LOLE för respektive referensteknik presenteras i Tabell 13 nedan.

Tabell 13 LOLE för respektive referensteknik, beräknat utifrån fast och rörlig CONE samt VOLL 82,2 kr/kWh. Sorterat på stigande LOLE.

Referensteknik	Fast CONE (kr/MW)	Rörlig CONE (kr/MWh)	LOLE (timmar)
Efterfrågeflexibilitet industri	40 985	129	0,50
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	91 562	3 237	1,16
Gasturbin enkel cykel 300 MW	301 111	1 685	2,9
Gasturbin enkel cykel 150 MW	237 340	1 685	3,7
Gasturbin kombicykel 300 MW	763 027	1 194	9,4
Batterilager	1 444 389	1 328	18
Kolvmotor	2 105 520	1 663	26
Efterfrågeflexibilitet ventilation och uppvärmning i fastigheter	2 368 012	6 473	31
Kondenskraftverk	5 607 254	570	69
Landbaserad vindkraft	14 853 911	24	181

4.3 Tillförlitlighetsnormen är det lägsta LOLE med en summerad tillgänglig kapacitet som uppfyller minsta kapacitetsbehovet

Utifrån LOLE för respektive referensteknik bestäms ett LOLE för tillförlitlighetsnormen, som är detsamma som värdet på tillförlitlighetsnormen uttryckt i timmar/år.

För att bestämma LOLE för tillförlitlighetsnormen ska två villkor vara uppfyllda.

Det första villkoret är att det lägsta LOLE för referensteknikerna är LOLE för tillförlitlighetsnormen. Det beskrivs i villkoret nedan:

$$LOLE_{mål\ för\ TN} = \min (LOLE_{gränsvärde})$$

Det andra villkoret som ska uppfyllas är att den summerade tillgängliga kapaciteten för LOLE ska vara större än minsta kapacitetsbehovet. Det beskrivs i villkoret nedan:

$$kapacitets\ resurs\ potential\ (LOLE_{gränsvärde}) \geq\ minsta\ kapacitetsbehovet\ för\ TN$$

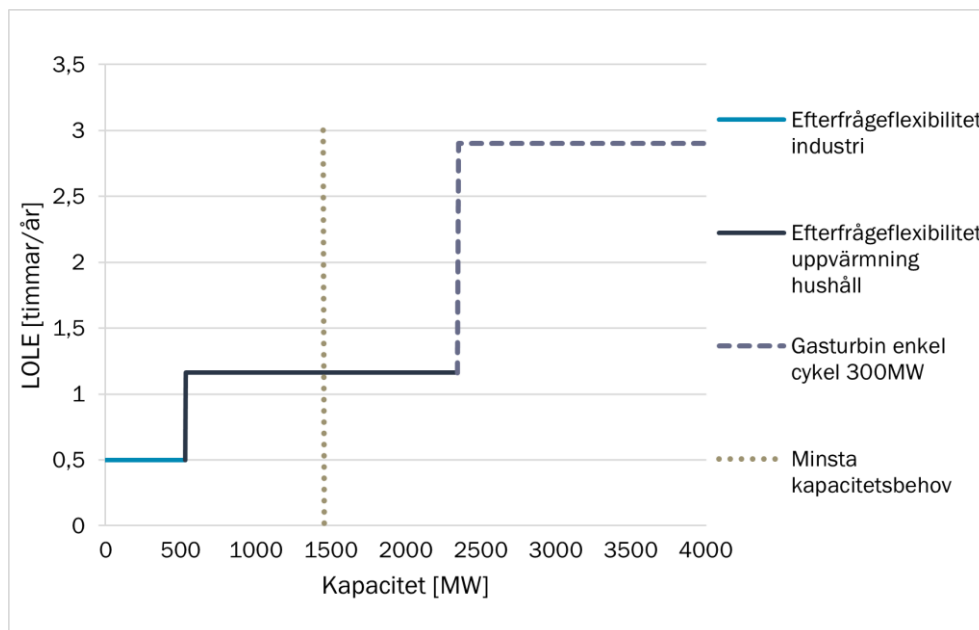
Sammantaget betyder det att den referensteknik som har det lägsta LOLE och som samtidigt har en summerad tillgänglig kapacitet som är större än minsta kapacitetsbehovet är den referensteknik som avgör vad tillförlitlighetsnormen blir. Värdet på tillförlitlighetsnormen är alltså LOLE för den billigaste referenstekniken, vilket ger ett lågt LOLE, som har tillräcklig kapacitet för att klara minsta kapacitetsbehovet. Eftersom minsta kapacitetsbehovet är 1 450 MW ska den referensteknik vars LOLE är lägst ha en summerad kapacitet som är över 1 450 MW. Potentialerna för respektive referensteknik multipliceras med en kapacitetsfaktor för varje teknik för att få en uppskattad tillgänglig kapacitet. Kapacitetsfaktorerna presenteras i Tabell 8.

Tabell 14 Beräkningsresultat fast och rörlig CONE, LOLE, tillgänglig kapacitet samt summerad tillgänglig kapacitet för referensteknikerna. Utifrån VOLL=82,2 kr/kWh. Sorterat på stigande LOLE.

Referensteknik	Fast CONE (kr/MW)	Rörlig CONE (kr/MWh)	LOLE (timmar)	Uppskattad tillgänglig kapacitet vid behovstillfället (MW)	Summerad tillgänglig kapacitet (MW)
Efterfrågeflexibilitet industri	40 985	129	0,50	265	265
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	91 562	3 237	1,16	2080	2345
Gasturbin enkel cykel 300 MW	301 111	1 685	2,9	Obegränsad	Obegränsad
Gasturbin enkel cykel 150 MW	237 340	1 685	3,7	Obegränsad	Obegränsad
Gasturbin kombicykel 300 MW	763 027	1 194	9,4	Obegränsad	Obegränsad
Batterilager	1 444 389	1 328	18	Obegränsad	Obegränsad
Kolvmotor	2 105 520	1 663	26	Obegränsad	Obegränsad
Efterfrågeflexibilitet ventilation och uppvärmning i fastigheter	2 368 012	6 473	31	280	Obegränsad
Kondenskraftverk	5 607 254	570	69	Obegränsad	Obegränsad
Landbaserad vindkraft	14 853 911	24	181	Obegränsad	Obegränsad

Resultatet presenteras också i figuren nedan. Det lägsta LOLE som har en summerad tillgänglig kapacitet som är över minsta kapacitetsbehovet, är den referensteknik vars LOLE sätter tillförlitlighetsnormen. LOLE för tillförlitlighetsnormen, det vill säga värdet på tillförlitlighetsnormen, är således 1,16 timmar per år. Den referensteknik som avgör storleken på tillförlitlighetsnormen är efterfrågeflexibilitet från hushållsuppvärmning, vilket också blev resultatet i Ei:s förra beräkning.

Figur 2 Tillförlitlighetsnormen är det lägsta LOLE som har tillräcklig kapacitet för att klara minsta kapacitetsbehovet



4.4 Osäkerheter i resultatet

I den förra beräkningen av tillförlitlighetsnormen gjordes känslighetsanalyser för att visa på vilka parametrar som har större respektive mindre påverkan på vad värdet av tillförlitlighetsnormen blir. Resultatet från känslighetsanalyserna, som också finns i bilaga 6 i *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige*⁵⁷, visar att de fasta kostnaderna generellt har större påverkan än de rörliga kostnaderna. Att de rörliga kostnaderna har liten påverkan på beror att ändringar i rörlig CONE är av mindre betydelse så länge rörlig CONE är liten i jämförelse med VOLL. Vilket följer av ekvationen för LOLE:

$$LOLE_{RT} = \frac{CONE_{fast}}{VOLL_{TN} - CONE_{rörlig}}$$

Känslighetsanalyserna visar att även mycket stora variationer i rörliga kostnader såsom aktiveringspris eller bränslepris enbart har en marginell påverkan på LOLE för respektive referensteknik. Priset på utsläppsätter kan till exempel sjunka eller stiga mycket utan att det ger någon noterbar förändring på LOLE. De fasta kostnaderna har större påverkan på vad värdet av tillförlitlighetsnormen blir än de rörliga kostnaderna.

Investeringskostnadens påverkan på LOLE

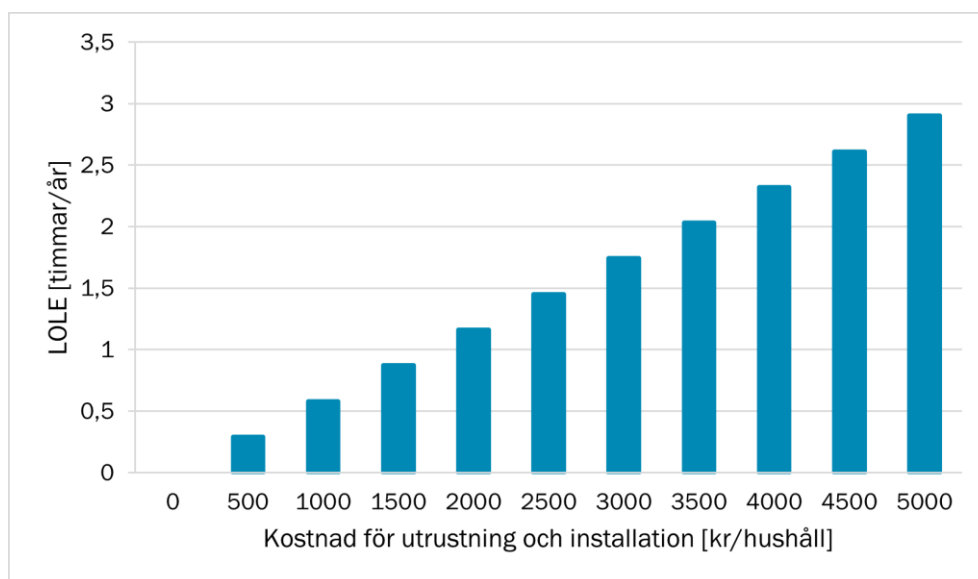
Investeringskostnaden för de olika referensteknikerna är den kostnad som framför allt påverkar vad fast CONE blir, och därmed LOLE. Investeringskostnaden för en referensteknik påverkar vad den ekvivalenta årliga kostnaden (EAC) blir, och på

⁵⁷ Energimarknadsinspektionen, *Ei:s förslag på tillförlitlighetsnorm för Sverige*, Ei R2021:05, maj 2021.

så sätt värdet av fast CONE för referensteknikerna, enligt ekvationerna som beskrivs i avsnitt 3.2.

Kostnaden för installation och utrustning antas som förra gången vara 2 000 kr. Det är därmed den investeringskostnad per hushåll som ger ett LOLE på 1,16 timmar/år. I Figur 3 nedan visas hur LOLE ändras om investeringskostnaden skulle ha varit 500–5 000 kr/hushåll i stället.

Figur 3 Investeringskostnadens påverkan på LOLE



Investeringskostnaden för efterfrågefleksibilitet från uppvärmning i hushåll har en relativt stor påverkan på vad tillförlitlighetsnormen blir eftersom efterfrågefleksibilitet från uppvärmning i hushåll är den referensteknik som sätter tillförlitlighetsnormen. Till exempel skulle LOLE bli 2,32 om investeringskostnaden dubblas, det vill säga om kostnaden för utrustning och installation skulle vara 4 000 kr i stället för 2 000 kr.

Inför nästa års rapportering av tillförlitlighetsnormen kommer Ei att göra en utredning av investeringskostnader för efterfrågefleksibilitet som en del i ett konsultuppdrag.

Kalkylräntans påverkan på LOLE

Förutom att investeringskostnaden påverkar värdet av fast CONE, och därmed LOLE och värdet på tillförlitlighetsnormen, så har också kalkylräntan (WACC) en påverkan på vad fast CONE, och därmed LOLE, blir. I bilaga 1 *Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden* finns en beskrivning av hur kalkylräntan beräknats. För att reflektera osäkerheter i beräkningen har vi, i enlighet med ACER:s metod, valt att tillämpa ett osäkerhetsintervall på 1,92–6,85 procent.

Intervall mot svarar max- och minimipunkter i beräkningen, intervallet inkluderar på så sätt samtliga tänkta observationer i vårt urval.

I Tabell 15 nedan presenteras hur LOLE skulle ändras med en högre respektive lägre kalkylränta. Den kalkylränta som använts i denna uppdatering av tillförlitlighetsnormen är 4,39 procent. Tabell 15 visar vad LOLE för de olika referensteknikerna blir med en kalkylränta på 1,92 procent respektive 6,85 procent, enligt det intervall som presenteras i Bilaga 1.

Tabell 15 Kalkylräntans påverkan på LOLE

Referensteknik	LOLE (timmar) kalkylränta 4,39%	LOLE (timmar) kalkylränta 1,92%	LOLE (timmar) kalkylränta 6,85%
Efterfrågefleksibilitet industri	0,50	0,44	0,55
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	1,16	1,02	1,28
Gasturbin enkel cykel 300 MW	2,9	2,4	3,4
Gasturbin enkel cykel 150 MW	3,7	3,0	4,4
Gasturbin kombicykel 300 MW	9,4	7,4	11,3
Batterilager	18	15	20
Kolmotor	26	21	31
Efterfrågefleksibilitet ventilation och uppvärmning i fastigheter	31	28	34
Kondenskraftverk	69	54	83
Vindkraft	181	142	219

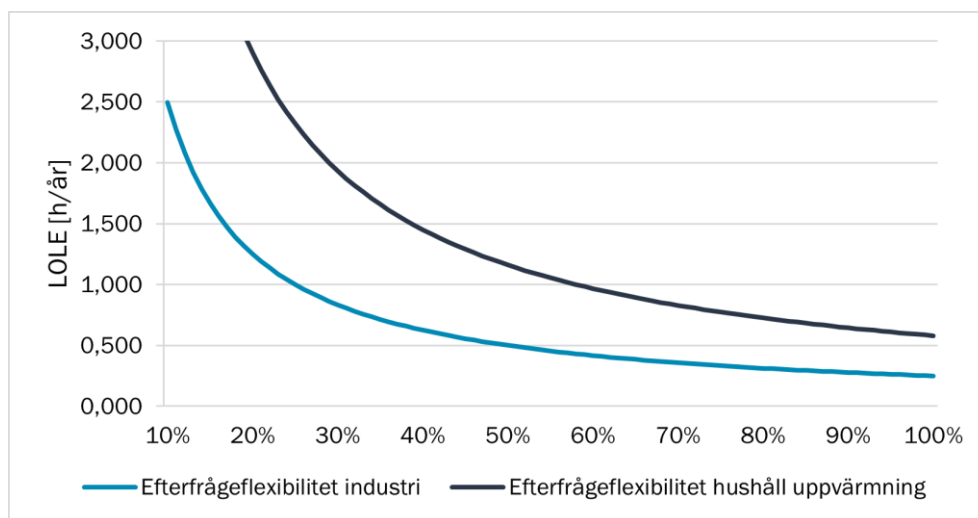
Enligt Tabell 15 påverkas inte tillförlitlighetsnormen i någon större utsträckning av att kalkylräntan ändras.

I nuvarande beräkning har Ei valt att beräkna kalkylräntan enligt samma metod som i förra beräkningen. Beräkningen följer i stort ACER:s riktlinjer, men dessa är inte bindande och det finns därför utrymme för olika tolkningar av riktlinjerna.

Hur den uppskattade kapacitetsfaktorn påverkar resultatet

I Figur 4 visas hur kapacitetsfaktorn för efterfrågefleksibilitet från industri och hushållsuppvärmning påverkar deras respektive LOLE-värden. En högre kapacitetsfaktor, det vill säga en högre antagen tillgänglighet, leder till ett lägre LOLE. Tvärtom leder en lägre kapacitetsfaktor, det vill säga en lägre antagen tillgänglighet, till ett högre LOLE.

Figur 4 Kapacitetsfaktorns påverkan på LOLE



Det uppskattade värdet på kapacitetsfaktorn för efterfrågefleksibilitet som används i beräkningarna är 50 procent.

En kapacitetsfaktor på 75 procent för efterfrågefleksibilitet skulle i stället ge ett LOLE på 0,77 timmar/år för efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning och ett LOLE på 0,33 timmar/år för efterfrågefleksibilitet industri. Eftersom kapacitetsfaktorn också används för att bestämma hur stor andel av den maximala potentialen som kan antas vara tillgänglig kapacitet, det vill säga potential för nya resurser multiplicerat med kapacitetsfaktorn, kan det också påverka vilken referensteknik som sätter normen. Vid en kapacitetsfaktor på 75 procent skulle det fortfarande vara efterfrågefleksibilitet från uppvärmning i hushåll som sätter normen.

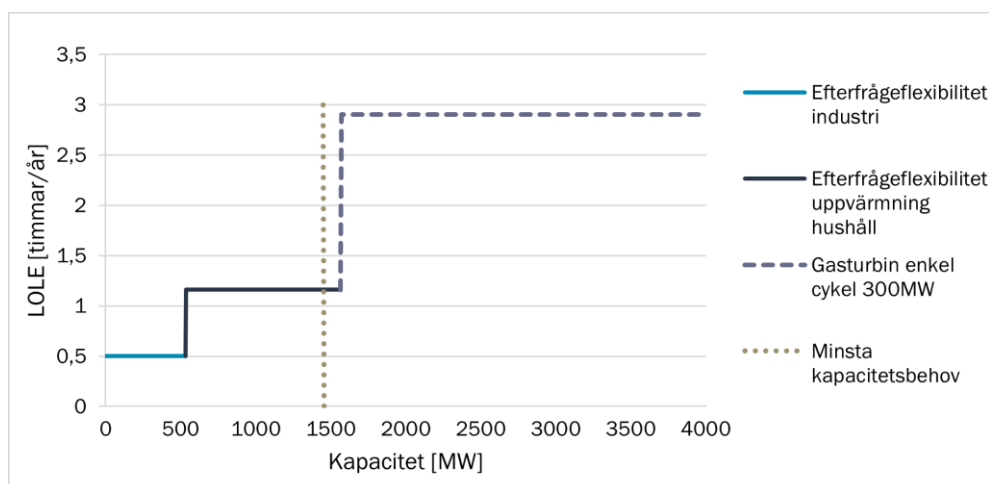
En kapacitetsfaktor på 25 procent för efterfrågefleksibilitet skulle i stället ge LOLE på 2,32 timmar/år för efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning och ett LOLE på 0,99 timmar/år för efterfrågefleksibilitet industri. En kapacitetsfaktor på 25 procent skulle innebära att den summerade kapaciteten för efterfrågefleksibilitet för hushållsuppvärmning och industri skulle bli cirka 1 170 MW och är därmed inte tillräckligt för att klara kapacitetsbehovet på 1 450 MW. Det skulle betyda att gasturbiner i stället skulle sätta normen till värdet LOLE=2,9 timmar/år.

Om kapacitetsfaktorn är plus eller minus 25 procent skulle alltså ha relativt stor påverkan på resultatet. Eftersom antagandet om en kapacitetsfaktor på 50 procent är en uppskattning som Ei gjort i uppdraget bör den tolkas med osäkerhet. I brist på statistik för hur stor andel av potentialen för efterfrågefleksibiliteten som i själva verket skulle finnas tillgängligt i en effektbristsituation, har vi i detta uppdrag valt att utgå från samma siffra som i förra beräkningen. I nästa års uppdatering av tillförlitlighetsnormen planerar Ei att se över uppskattningen av kapacitetsfaktorn för efterfrågefleksibilitet.

Hur en annan uppskattning av potentialen för efterfrågefleksibilitet skulle påverka resultatet

I kapitel 3.1 presenteras de antagna potentialerna för efterfrågefleksibilitet som används för beräkningen av tillförlitlighetsnormen i detta uppdrag. Dessa kommer från konsultrapporten *Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet* som DNV tagit fram åt Ei inom regeringsuppdraget *Främjande av ett mer flexibelt elsystem*. I slutrapporten för det uppdraget presenteras uppskattningar av potentialer för efterfrågefleksibilitet från några utvalda resurser. Bland annat har den tillgängliga och realiserbara potentialen från värmepumpar uppskattats till 1 300 MW. En bredare indelning i uppvärmning från hushåll, som inkluderar andra uppvärmningssystem än värmepumpar görs alltså inte. Det är dock troligt att värmepumpar står för en stor andel av hushållens potential från uppvärmning, vilket DNV också konstaterar. I flexibilitetsuppdragets slutrapport presenteras inte uppskattningar för indelningen i industri, utöver en uppskattning av resurser från vätgasproduktion och värme/kyla/ventilation från livsmedelsindustrin, datacenter och byggnader. Om vi skulle utgå från den uppskattning av potential från värmepumpar som anges i slutrapporten av flexibilitetsuppdraget och använda samma uppskattning av tillgänglig potential från industri som använts i detta uppdrag skulle det innebära en total summerad tillgänglig kapacitet på 1 565 MW. Potentialen skulle alltså bli mindre än antagandena vi gjort i detta uppdrag, men fortfarande större än det minsta kapacitetsbehovet. Det innebär att det fortfarande skulle vara efterfrågefleksibilitet från hushåll som sätter normen till 1,16 timmar, även om vi skulle utgå från den kapacitet som anges i slutrapporten från flexibilitetsuppdraget. Marginalen till att det skulle bli gasturbiner som sätter normen till 2,9 timmar skulle dock bli mindre. I figuren nedan visas den grafiska beskrivningen av resultatet om dessa uppskattningar skulle användas i stället. Potentialuppskattningarna för efterfrågefleksibilitet, tillsammans med kapacitetsfaktorn, har således stor påverkan på resultatet.

Figur 5 Känslighetsanalys: resultatet om annan uppskattning av potentialer skulle användas.



Viktningen i VOLL och hur det påverkar resultatet

En stor osäkerhetsfaktor för VOLL är hur sektorernas avbrottskostnader viktas. ACER:s metod lämnar visst utrymme till varje medlemsland att välja tillvägagångssätt. Finland⁵⁸ och Danmark⁵⁹ har beräknat VOLL under 2022 respektive 2023 och gör viktningen på olika sätt. Den finska transmissionsnätsägaren Fingrid bistod med en uppskattning av i vilken utsträckning olika sektorer kopplas bort vid effektbrist, medan Danmark i stället använde energiförbrukning som grund för viktningen.

Finlands och Danmarks viktning, Swecos viktning baserad på årsförbrukning och Ei:s viktning baserad på ENS visas i Tabell 16 nedan. Vikterna markerade med en asterisk (*) är uppskattade värden eftersom Ei:s statistik över avbrott inte skiljer på små, medelstora och stora industrier.

Tabell 16 Jämförelse mellan olika metoder för viktning av VOLL och sammanvägt VOLL utifrån svenska avbrottskostnader

Kundgrupp	Vikt (Finland)	Vikt (Danmark)	Vikt (Förbrukning)	Vikt (ENS)
Hushåll	50 %	37 %	31 %	59 %
Handel och tjänster	30 %	24 %	16 %	22 %
Offentlig verksamhet	10 %	8 %	11 %	6 %
Transport	0 %	4 %	2 %	1 %
Industri, små och medelstor	10 %	16 %	10 %	10 %*
Industri, stor	0 %	11 %	30 %	2 %*
Sammanvägt VOLL (kr/kWh)	97,5	97,3	101,7	82,2

I förhållande till viktningen med ENS ger Danmark högre vikt till små och medelstora samt stora industrier och lägre vikt till hushåll. Det liknar viktningen utifrån energiförbrukning, där en förhållandevis mycket hög andel av bortkoppling vid effektbrist antas drabba stora industrier. Det innebär att de stora industriernas höga avbrottskostnader slår igenom mycket och leder till ett högre VOLL, samtidigt som hushållens lägre avbrottskostnader och vikt inte påverkar VOLL nedåt i samma utsträckning.

⁵⁸ Energiavirasto, 2022. *Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaisesti luotettavuusstandardiksi*. Tillgänglig: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.PDF/35ac4bfd-11de-74f7-eff9-3a66be9bdc5/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.pdf?t=1647937046571> (hämtad 2023-11-17)

⁵⁹ Energistyrelsen, 2023. *Et Dansk Estimat for Value of Lost Load*. Tillgänglig: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/EI/hovedrapport_voll_i_dk_marts23.pdf (hämtad 2023-11-17)

Viktningen i Finland liknar mest Sveriges viktning, särskilt när det gäller den förväntade andelen bortkopplade hushåll och stora industrier. Om Danmarks och Finlands vikter för sektorerna används skulle svenska VOLL bli 97,5 respektive 97,3 kr/kWh. Även om stora industrier undantas helt i den finska viktningen kompenseras skillnaden av att hushåll samt handel och tjänster får högre vikt, vilket jämnar ut resultatet.

Fördelningen av vikt inom industrisektorn är en uppskattning utifrån att hela sektorns andel av ENS är 12 procent. I jämförelse med Finland, vars viktning mest liknar viktningen med ENS, är 10 procent vara en rimlig uppskattning av små och medelstora industrier. Om små och medelstora industrier står för hela andelen blir sammanvägda VOLL 80,3 kr/kWh. Om i stället endast stora industrier antas kopplas bort blir VOLL 89,5 kr.

Lägst VOLL av samtliga viktningsoptioner är 80,3 kr/kWh, när små och medelstora industrier står för hela andelen av industrisektorn. Det skulle innebära att LOLE blir 1,19 timmar/år. Viktningen med ENS ger 102 kr/kWh, vilket i stället är det högsta värdet. Då blir LOLE 0,93 timmar/år. Vilken viktning som används för VOLL har alltså en påverkan på LOLE. Men påverkan är inte så pass stor att viktningsoptionen medför en väsentlig skillnad från den beräknade tillförlitlighetsnormen på 1,16 timmar/år (eller den beslutade tillförlitlighetsnormen på 1 timme/år).

4.5 Vad är tillförlitlighetsnormen och vad är den till för?

Tillförlitlighetsnormen anger antalet timmar per år som det är acceptabelt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv att utbud och efterfrågan av el inte möts. Det baseras på vad elkunder är villiga att betala för att inte vara utan el, och vad kostnaden är för att tillföra den produktionskapacitet (eller efterfrågefleksibilitet) som behövs för att täcka behovet av el vid effektbrist. VOLL är alltså kundernas betalningsvilja för att undvika utebliven el som följd av effektbrist. Fast och rörlig CONE är kostnaden för att tillföra kapacitet i form av produktions- och eller flexibilitetsresurser (det vill säga referensteknikerna) som motsvarar den högsta effektbrist som kan förväntas uppstå (det vill säga minsta kapacitetsbehovet). Hur VOLL och CONE förhåller sig till varandra ger ett teoretiskt värde på den optimala nivån på resurstillräcklighet.

Syftet med tillförlitlighetsnormen är att det ska användas som ett referensvärde för att kunna bedöma ett införande av kapacitetsmekanismer som en del i att dimensionera ett eventuellt behov av ytterligare effekttillskott. En tillförlitlighetsnorm är något som måste finnas enligt elmarknadsförordningen för att få införa kapacitetsmekanismer och ska beräknas enligt den metod som vi i rapporten refererar till som ACER:s metod. Tillförlitlighetsnormen är ett teoretiskt

framräknat värde och bör tolkas som det. Det LOLE som räknas fram i tillförlitlighetsnormen är till exempel inte beräknat utifrån simuleringar av elsystemet, och säger därför inte hur den faktiska situationen för resurstillräckligheten i elsystemet ser ut. Denna situation bedöms genom den europeiska eller nationella resurstillräcklighetsbedömningen och det är först i relation till den som det går att säga vad en nivå på 1,16 timmar innebär för resurstillräckligheten.

En beslutad tillförlitlighetsnorm är alltså en förutsättning för att få införa en kapacitetsmekanism. Utöver att en tillförlitlighetsnorm måste finnas på plats måste det finnas en godkänd resurstillräcklighetsbedömning, samt att man i första hand har undanröjt hinder och vidtagit åtgärder för att förbättra marknadens funktion utifrån en så kallad genomförandeplan⁶⁰. Därefter kan en kapacitetsmekanism införas som en sista utväg för att säkerställa resurstillräckligheten, förutsatt att ett resurstillräcklighetsproblem har identifierats.

Det har tidigare nämnts i rapporten att ACER:s metod endast beskriver hur LOLE ska räknas fram som ett värde på tillförlitlighetsnormen, uttryckt i timmar per år. I elmarknadsförordningen står däremot att tillförlitlighetsnormen ska uttryckas som både förväntad energi ej levererad (EENS) och förväntad förlorad last (LOLE). Samtidigt står det i förordningen att tillförlitlighetsnormen ska beräknas utifrån den metod som tas fram av ENTSO-E och godkänns av ACER (ACER:s metod). En beskrivning av hur EENS ska tas fram finns alltså inte i ACER:s metod. Även om LOLE representerar förväntad förlorad last, säger det inte hur stor effekt som det skulle motsvara vid en bortkoppling till följd av effektbrist. Tillförlitlighetsnormen uttryckt i LOLE är på så sätt bara ett riktvärde uttryckt i tid, inte i effekt eller energi. Ei har inom detta uppdrag fört dialog med Svenska kraftnät om EENS men har inte hittat ett lämpligt sätt att gå tillväga för att uttrycka tillförlitlighetsnormen i EENS. En gemensam metodbeskrivning för EENS skulle ge bättre förutsättningar för alla länder att göra på liknande sätt vid ett eventuellt framtagande av EENS i tillförlitlighetsnormen. Ei har valt att göra som vid förra rapporteringstillfället, det vill säga att endast uttrycka tillförlitlighetsnormen i LOLE även i denna uppdatering av tillförlitlighetsnormen.

Tillförlitlighetsnormen relaterar till risk för effektbrist men kopplas ibland samman med ett nationellt leveranssäkerhetsmål för elsystemet i Sverige. Det är viktigt att poängtera att uppdraget att föreslå en tillförlitlighetsnorm inte inkluderar

⁶⁰ Ei har i ett regeringsbeslut från juni 2022 fått i uppdrag att årsvis, till och med 2025 avrapportera om ett antal åtgärder som Ei under 2020 föreslog i rapporten *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion* (Ei R2020:09). Genomförandeplanen innehåller ett flertal åtgärder avseende balansmarknaden, styrmedel och efterfrågefleksibilitet för att förbättra elmarknadens funktion. Uppföljningen som avrapporterades 2022 i rapporten *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion* (Ei R2022:09).

uppgiften att föreslå ett nationellt leveranssäkerhetsmål. Som Ei konstaterade i förra rapporten innefattar leveranssäkerheten fler aspekter än vad tillförlitlighetsnormen hanterar.

4.6 Vad innebär ett högre respektive lägre värde på LOLE?

I tidigare avsnitt har vi visat hur LOLE ändras när några viktiga parametrar i beräkningen justeras. Eftersom LOLE ger en indikation på vad som är en nödvändig nivå på resurstillräckligheten ur ett samhällsekonomiskt perspektiv, är en naturlig följdfråga vad kostnaden skulle vara för en högre eller lägre LOLE. Det är dock svårare att på ett enkelt sätt visa på den kostnaden, eftersom LOLE i tillförlitlighetsnormen är ett rent teoretiskt värde som i sig inte är tillräckligt för att säga vad ett högre respektive lägre LOLE skulle innebära i praktiken. LOLE i tillförlitlighetsnormen är en framräknad siffra utifrån kostnadsuppskattningar och ska fungera som ett referensvärde att jämföra med en simulerad LOLE som visar på situationen för resurstillräckligheten (ERAA). Tillförlitlighetsnormen är en teoretisk nivå som ska hjälpa till att avgöra så att vi inte överinvesterar eller underinvesterar i kapacitetsmekanismer mot vad som är samhällsekonomiskt försvarbart. Detta betyder exempelvis att om ett för lågt värde på tillförlitlighetsnormen skulle beslutas, till exempel på grund av felaktigheter i beräkningarna, samtidigt som LOLE-beräkningen genom ERAA är högre än normen uppkommer alltså en risk för att beslut fattas om kostsamma åtgärder som egentligen inte går att motivera från ett samhällsekonomiskt perspektiv.

Att säga vad det skulle innebära i form av kostnader att i stället ha en tillförlitlighetsnorm på till exempel +/-1 timme per år är alltså svårt att ge en pålitlig siffra på. Det man kan resonera kring är om efterfrågefleksibilitet inte skulle vara den referensteknik som sätter tillförlitlighetsnormen. Den referensteknik som är billigast efter efterfrågefleksibilitet från hushållsuppvärmning är gasturbiner. I sådana fall skulle det vara LOLE för gasturbiner som sätter tillförlitlighetsnormen till 2,9 timmar per år. Det skulle enligt beräkningarna antingen kunna ske om minsta kapacitetsbehovet skulle vara högre (över 2 610 MW) och det skulle alltså innebära att nuvarande simulerade värde skulle vara underskattat. Det skulle också kunna ske om den summerade tillgängliga potentialen för efterfrågefleksibilitet från hushållsuppvärmning och industri i själva verket är lägre än minsta kapacitetsbehovet (1 450 MW), vilket alltså skulle betyda att nuvarande antaganden om potentialer och tillgänglighet är överskattade.

Tillförlitlighetsnormen skulle också bli högre om vi skulle göra avvägandet att efterfrågefleksibilitet inte är standardteknik nog och därför inte lever upp till kraven på att vara en referensteknik. Även om det finns osäkerheter i antagandena om efterfrågefleksibilitet så är Ei:s bedömning att det bör ses som en referensteknik. I jämförelse med andra länder har Sverige en stor flexibilitetspotential i hushållsuppvärmningen, särskilt då uppvärmning kan antas stå för en stor del av

förbrukningen i en ansträngd effektsituation. Det pågår en rad arbeten för att främja potentialen för efterfrågefleksibilitet, och eftersom efterfrågefleksibilitet är en kostnadseffektiv resurs som kan bidra till resurstillräckligheten är Ei:s bedömning att den bör avspeglas i tillförlitlighetsnormen.

I ACER:s rapport *Security of EU electricity supply* från 2022⁶¹ och 2023⁶² ges en sammanställning av de olika ländernas beräknade värden på tillförlitlighetsnorm. I sammanställningen visas att Sveriges värde på LOLE är relativt lågt. Bakgrunden till varför vårt föreslagna värde på tillförlitlighetsnorm är lägre än andra länders kräver en vidare analys, vilket inte har gjorts inom ramen för detta uppdrag. ACER ska dock göra en översyn av hur de olika länderna har gått till väga när man beräknat tillförlitlighetsnormen och vilka svårigheter man haft att följa ACER:s metod. Förhoppningsvis ger det svar på om skillnaderna mellan olika länder kan bero på olika antaganden i beräkningen eller i tolkning av metoden eller om det kan bero på andra skäl som har mer att göra med de olika förutsättningarna i de olika länderna. I samband med nästa års uppdatering av tillförlitlighetsnormen kan vi troligen resonera lite mer utifrån vad ACER kommit fram till i sin analys.

⁶¹ ACER, *Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy*, October 2022. Tillgänglig: [ACER Security of EU Electricity Supply 2021.pdf \(europa.eu\)](#) (Hämtad 2023-11-13)

⁶² ACER, *Security of EU electricity supply*, October 2023. Tillgänglig: [Security of EU electricity supply 2023 \(europa.eu\)](#) (Hämtad 2023-11-13)

5 Slutsatser

Ei har i sitt uppdrag att uppdatera tillförlitlighetsnormen utgått från den senaste beräkningen som presenterades 2021 i rapporten *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige* (Ei R2021:05). Vi har gjort samma tolkningar av ACER:s metod⁶³, som är den metod som där beräkningsgången finns beskriven enligt elmarknadsförordningen (EU) 2019/943. Jämfört med förra beräkningen av tillförlitlighetsnormen har några förbättringar gjorts för att i högre grad följa ACER:s metod, utöver det har uppdateringar av indata gjorts till mer aktuella siffror i de fall sådana funnits.

De två parametrar som ingår i tillförlitlighetsnormen är VOLL (värdet av förlorad last) och CONE (kostnaden för ny resurs). Det är utifrån dessa parametrar som ett värde på LOLE (förväntad förlorad last) räknas fram. Både VOLL och CONE har uppdaterats i detta uppdrag.

I uppdateringen av VOLL har Ei med hjälp av Sweco använt sig av samma avbrottskostnadsundersökning som vid det förra tillfället (GU-studien) men ändrat metod för att hantera extremvar, inkonsekventa svar, saknad årsförbrukning och sektorsindelning. Skillnaderna i svarshantering och ersättning av saknad årsförbrukning ryms inom gränserna som ACER:s metod sätter upp för statistisk hantering. Den nya sektorsindelningen innebär att ACER:s metod följs mer korrekt än tidigare. Genom att omstrukturera vilka elanvändare som räknas till vilken sektor påverkas även hur sektorerna viktas samman till ett sammanvägt VOLL. Sektorernas avbrottskostnader ska viktas samman till ett sammanvägt VOLL enligt vilken grad de bortkopplas vid effektbrist men eftersom det aldrig skett finns inga uppgifter som går att använda. Ei bedömer att en rimlig uppskattning av bortkoppling vid effektbrist är energin som inte blir levererad på grund av elavbrott.

Sammantaget innebär förändringarna i beräkningen av VOLL att ACER:s metod följs i större utsträckning än vid den förra beräkningen. Det sammanvägda VOLL för Sverige beräknas till 82,2 kr/kWh, vilket motsvarar 7 065 euro/MWh⁶⁴. Det är en minskning på cirka 17 procent jämfört med det senast beslutade värdet när

⁶³ ACER, *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*, 2 October 2020.

⁶⁴ För att ange VOLL i valutan EUR användes valutakursen 11,63 SEK/EUR som är ett medelvärde för juli månad 2023.

VOLL fastställdes till 82,52 kr/kWh i 2020 års prisnivå (motsvarande 99,6 kr/kWh i 2023 års prisnivå).

I uppdateringen av CONE har Ei gått igenom den tidigare beräkningen och gjort uppdateringar av kostnadsuppskattningarna där mer aktuella siffror finns tillgängliga. Ei har utgått från samma referenstekniker som vid förra beräkningen, förutom den mindre ändringen att efterfrågefleksibilitet industri är en sammanslagning av elintensiv industri och övrig industri denna gång, i stället för att som förra gången vara två olika referenstekniker. Anledningen till ändringen är att vi sedan förra beräkningen har haft ett myndighetsgemensamt regeringsuppdrag om flexibilitet, där bland annat potentialuppskattningar för efterfrågefleksibilitet har tagits fram inom det uppdraget, vi har därför uppdaterat siffrorna i detta uppdrag och valt att utgå från den indelning av efterfrågefleksibilitet från industri som görs där. Vad gäller kostnadsuppskattningarna för de olika referensteknikerna har vi för efterfrågefleksibilitet utgått från den uppskattning som gjordes förra gången. För övriga referenstekniker har vi sett över kostnadsuppskattningarna och uppdaterat siffrorna när mer aktuella funnits tillgängliga. Vi har även räknat om kalkylräntan enligt samma metod som förra gången. Den uppdaterade beräkningen av kalkylräntan finns beskriven i Bilaga 1.

Utöver att VOLL och CONE har uppdaterats har Ei även fått ett uppdaterat underlag på värdet för minsta kapacitetsbehovet, som beräknats av Svenska kraftnät genom simuleringar av risken för effektbrist. Minsta kapacitetsbehovet påverkar resultatet på så sätt att den referensteknik som har det lägsta värdet på LOLE samtidigt måste ha en kapacitet som är över minsta kapacitetsbehovet. Det minsta kapacitetsbehovet beräknades till 1 450 MW för årets uppdrag.

Den referensteknik vars LOLE sätter tillförlitlighetsnormen är referenstekniken efterfrågefleksibilitet från hushållsuppvärmning, likt förra gången. Tillförlitlighetsnormen beräknas till 1,16 timmar per år. Det innebär en beräknad tillförlitlighet i Sverige där produktionen och importen ska kunna täcka hela det förväntade förbrukningsbehovet 99,987 procent av tiden. Tillförlitlighetsnormen är ett teoretiskt värde som säger hur många timmar som det är samhällsekonomiskt försvarbart att inte upprätthålla tillräckliga kapacitetsresurser för att tillgodose hela den förväntade efterfrågan.

Enligt förordningen ska tillförlitlighetsnormen även uttryckas som EENS (förväntad energi ej levererad), som är ett mått på hur mycket energi som inte levereras på grund av effektbrist. Metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen⁶⁵

⁶⁵ ACER, *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*, 2 October 2020.

beskriver bara uträkningen av LOLE. I förra uppdraget valde Ei därför att endast uttrycka normen i termer av LOLE (timmar/år) mot bakgrund att vi följer ACER:s metod, i enlighet med elmarknadsförordningen, och vi gör samma avvägande denna gång.

Resultatet av den uppdaterade beräkningen av LOLE visar att tillförlitlighetsnormen hamnar på en något högre nivå än vid förra rapporteringstillfället. Sedan november 2022 finns en beslutad tillförlitlighetsnorm på 1 timme/år för Sverige, utifrån Ei:s tidigare förslag på 0,99 timme/år. I uppdragsbeskrivningen till detta uppdrag framgår att Ei ska föreslå en ny tillförlitlighetsnorm om den uppdaterade beräkningen leder till en väsentlig förändring av nuvarande tillförlitlighetsnorm. Inom ramen för detta uppdrag har vi beräknat tillförlitlighetsnormen till 1,16 timme/år men eftersom detta värde inte innebär en väsentlig förändring av nuvarande beslutade tillförlitlighetsnorm anser Ei att det inte finns behov att föreslå att en ny tillförlitlighetsnorm beslutas.

Till nästa utvärdering av tillförlitlighetsnormen kommer en ny avbrottskostnadsundersökning genomföras, vilket kan innebära att VOLL förändras väsentligt. Det kommer i sin tur påverka LOLE. Det finns även en möjlighet att CONE kommer ändras i och med att vissa parametrar som exempelvis investeringskostnaden kommer ses över. Utöver det finns en möjlighet att minsta kapacitetsbehovet ändras i framtiden, vilket kan ha en avgörande påverkan på resultatet. Om det visar sig att tillförlitlighetsnormen förändras avsevärt i samband med nästa beräkning kan det bli aktuellt att föreslå en ny tillförlitlighetsnorm då.

6 Referenser

ACER, *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*, 2 October 2020. (Refererad till som ACER:s metod i rapporten)

Tillgänglig: [Microsoft Word - VOLL CONE RS - Annex I \(europa.eu\)](#) (Hämtad 2023-10-09)

ACER, *Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy*, October 2022. Tillgänglig:

[ACER Security of EU Electricity Supply 2021.pdf \(europa.eu\)](#) (Hämtad 2023-11-13)

ACER, *Security of EU electricity supply*, October 2023. Tillgänglig: [Security of EU electricity supply 2023 \(europa.eu\)](#) (Hämtad 2023-11-13)

DNV GL, *Kostnader för hantering av effektfrågan, En rapport beställd av Svensk Vindenergi*, 14 september 2020. Tillgänglig: [Kostnader för hantering av effektfrågan \(svenskvindenergi.org\)](#) (Hämtad 2023-08-30)

DNV GL, *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät*, 2021-03-31.

Tillgänglig: [DNV GL-Samhällsekonomiska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-elnät.pdf \(ei.se\)](#) (Hämtad 2023-08-30)

DNV, *Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet*, Rapport 2023-9406, 16 juni 2023. Tillgänglig: [Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet \(ei.se\)](#) (Hämtad 2023-11-30)

EIA, *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies*, Annual Energy Outlook 2023, March 2023. Tillgänglig:

https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/elec_cost_perf.pdf (Hämtad 2023-10-06)

Elmarknadsförordningen, *Europaparlamentet och Rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019/943 om den inre marknaden för el*. Tillgänglig: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN> (hämtad 2023-10-09)

Energiforsk, *Gasturbinteknik – årsrapport 2021, Rapport 2021:782*. Tillgänglig: [gasturbinteknik-arsrapport-2021-energiforskrappport-2021-782.pdf](#) (Hämtad 2023-08-30)

Energiforsk, *El från nya anläggningar, Rapport 2021:714*. Tillgänglig: [el-fran-nya-anlaggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf](#) (Hämtad 2023-08-30)

Energimarknadsinspektionen, *Ei:s förslag på tillförlitlighetsnorm för Sverige*, Ei R2021:05, maj 2021. Tillgänglig: [Ei R2021:05 Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige](#)

Energimarknadsinspektionen, *Beräkning av värdet av förlorad last (VOLL)*, Ei PM2021:01. Tillgänglig: <https://www.ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2021/berakning-av-vardet-av-forlorad-last-voll---ei-pm202101>

Energimarknadsinspektionen, *Främjande av ett mer flexibelt elsystem – Delleverans deluppdrag 5*, Ei R2023:06, april 2023. Tillgänglig: [Främjande av ett mer flexibelt elsystem \(ei.se\)](#)

Energimarknadsinspektionen, "Samråd om metod för att uppskatta minsta möjliga kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen", publicerad 27 juni 2023: [Samråd om metod för att uppskatta minsta möjliga kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#) (Hämtad 2023-09-02)

Energistyrelsen, 2023. *Et Dansk Estimat for Value of Lost Load*. Tillgänglig: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/hovedrapport_voll_i_dk_marts23.pdf (hämtad 2023-11-17)

Ny teknik, "Första SMR-kontraktet i väst påskrivet – då ska reaktorn stå klar", 30 januari 2023.

Power Circle, *Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem - en kartläggning av flexibilitetsresurser*, december 2022. Tillgänglig: [kartlaggning_flexibilitet.pdf \(powercircle.org\)](#) (Hämtad 2023-11-27)

Power Circle, *Forskning och utveckling av V2X i Sverige – En syntesrapport om forskningsläget och framtida forskningsbehov*, april 2023. Tillgänglig: [Forskning och utveckling av V2X i Sverige 4 maj \(powercircle.org\)](#) (Hämtad 2023-11-27)

Regeringen, "Beslut om utbyggnad av vindkraft till havs", [Beslut om utbyggnad av vindkraft till havs - Regeringen.se, uppdaterad 1 november 2023](#) (Hämtad 2023-11-13)

Vattenfall, "Vindkraftsprojekt Kriegers flak", [Vindkraftsprojekt Kriegers flak – Vattenfall](#) (Hämtad 2023-11-13)

Vattenfall, "Vattenfalls förstudie om SMR vid Ringhals – "Nucleate West", [Förstudie om ny kärnkraft - Vattenfall](#) (Hämtad 2023-11-27)

Svenska kraftnät, *Uppdrag att förbereda utbyggnad av transmissionsnät till områden inom Sveriges sjöterritorium*, Svk 2021/4349, 2022-06-15.

Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023*, 2023/1019, 2023-05-31. Tillgänglig: [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023 \(svk.se\)](#)

Svenska kraftnät, *Största möjliga effektbrist – underlag till Energimarknadsinspektionen*, 2023-06-07. Tillgänglig: [Största möjliga effektbrist \(ei.se\)](#) (Hämtad 2023-09-02)

Svenska kraftnät, *Kortsiktig marknadsanalys 2022, Analys av kraftsystemet 2023–2027*. Svk 2022/3235, 2022-12-20. Tillgänglig: [Kortsiktig marknadsanalys 2022 \(svk.se\)](#)

Bilaga 1 Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden

I den här bilagan presenteras Ei:s beräkning av ett sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden (kalkylränta) för referensteknikerna och de antaganden som legat till grund för beräkningen.

Ei har valt att beräkna kalkylräntan enligt samma metod som i förra beräkningen, då vi utgick från riktlinjerna som finns i ACER:s metod. Riktlinjerna är dock inte bindande och det finns utrymme för olika tolkningar av tillvägagångssättet inom riktlinjerna.

WACC med CAPM som teoretiskt ramverk för att uppskatta kalkylränta för referensteknikerna

Av ACER:s metod⁶⁶ för att beräkna CONE framgår att en lämplig kalkylränta ska bestämmas för respektive referensteknik och denna kalkylränta sedan ska ingå i beräkningen av ekvivalent årlig kostnad (EAC).⁶⁷

Det finns både teoretiska ramverk och vedertagna metoder som marknadsaktörer kan använda för att uppskatta avkastningskrav i olika branscher och för enskilda företag. ACER rekommenderar att man vid beräkning av CONE använder WACC-metoden med Capital Asset Pricing Model (CAPM)-modellen. Ei har därför valt att i beräkningen av CONE utgå från ACER:s beskrivna metod vid beräkning av kalkylränta för de olika referensteknikerna.

Svenska energiföretag använder både eget och lånat kapital för att finansiera sin verksamhet. För det lånade kapitalet betalar företagen ränta till långivaren. För det egna kapitalet, vanligtvis aktier i företaget, betalas en utdelning. Om företagen agerar rationellt väljer de en fördelning mellan eget och lånat kapital så att de minimerar de totala finansieringskostnaderna. Den optimala fördelningen mellan lånat och eget kapital beror på flera saker, bland annat hur riskfylld verksamheten bedöms vara och hur kapitalintensiv den bransch som företaget verkar i är.

⁶⁶ Den rekommenderade metoden utgör en bilaga till ACER:s rekommendation.

⁶⁷ ACER:s metod, artikel 9 och 14.1.

De tekniker som vi har valt som referenstekniker vid beräkningen av tillförlitlighetsnormen är de som följer av Tabell 4 i rapportens kapitel 3.

För att komma fram till en optimal fördelning (kvot) mellan eget och lånat kapital för att finansiera investeringar är det praxis att utgå från marknadsvärden. Marknadsvärden speglar bäst ett företags sanna värde för olika typer av kapital.⁶⁸ I dag finns det endast en handfull svenska energiföretag som är börsnoterade och inga företag som uteslutande använder en viss sort av de angivna referensteknikerna i sin verksamhet. Mot denna bakgrund har vi valt att utgå från jämförelseföretag och deras marknadsvärden för att skatta den optimala kvoten mellan lånat och eget kapital, vilket är ett vanligt tillvägagångssätt. Vi beskriver detta längre ned i denna bilaga.

WACC med CAPM beräknas enligt följande formel (vilket också är den formel som återges i ACER:s rekommendation).

$WACC = (RD(1-T) \times (D/(D+E))) + ((RE \times (E/(D+E)))$, där

- RD = kostnad för lånat kapital, det vill säga summan av kreditriskpremie och riskfri ränta
- RE = kostnad för eget kapital efter skatt, som skattats via CAPM vilket beskrivs nedan
- T = skattesats
- D = företagets finansiella skulder
- E = företagets eget kapital.

När ett företag är belånat utgör räntekostnaden en avdragsgill kostnad i verksamheten. Företaget får därmed betala en lägre skatt än vad som annars vore fallet. På grund av denna skattefördel görs ett avdrag för motsvarande skattesatsen när kostnaden för lånat kapital bestäms i WACC-metoden. Oftast brukar skattefördelen på svenska kallas för skattesköld och visar det överskott företaget hade betalat i skatt om inte räntekostnaden funnits. För kostnaden för eget kapital finns ingen skattesköld och därför anges avkastningen direkt efter skatt.

CAPM ger följande: $RE = RF + \beta_e (RM - RF)$, där

- RE = kostnad för eget kapital
- RF = riskfri ränta

⁶⁸ Ei R2017:07.

- RM = förväntad avkastning på aktiemarknadsindex (aktiemarknadsriskpremie och riskfri ränta)
- β_e = betavärde, aktiebeta.

Vi utgår från två olika tidsperspektiv för riskfri ränta, aktiemarknadsriskpremie och inflationsförväntning

Vid fastställande av en kalkylränta med WACC-metoden är det vedertaget att beräkna centrala parametrar, såsom riskfri ränta, kreditriskpremie och aktiemarknadsriskpremie utifrån ett givet tidsperspektiv.

Enligt WACC-metoden är det vedertaget att skattningen för ett investeringsbeslut sker vid det aktuella tillfället, vilket ofta brukar kallas för att tillämpa ett tidsperspektiv för innevarande år (i detta fall 2023). Enligt CAPM bedömer en investerare sitt avkastningskrav och därmed sin förväntade avkastning utifrån den marknadsinformation som finns tillgänglig vid investeringstidpunkten. För till exempel den riskfria räntan innebär det att den information som gäller vid investeringstidpunkten är den som investeraren förväntas basera sitt beslut på.⁶⁹ Detta gäller även vid långsiktiga investeringar. Syntsättet tillämpas både vid investeringsbedömningar och företagsvärderingar. Syftet med bedömningarna är att fastställa ett tidsvärde på framtida kassaflöden som bedöms uppkomma under tillgångens livslängd.⁷⁰

Eftersom det är svårt att uppskatta framtida marknadsrisker med att investera i referensteknikerna i Sverige har vi, utöver att utgå från 2023, även valt ett femårigt framåtblickande tidsperspektiv eftersom tillförlitlighetsnormen beräknas för perioden 2023–2028.

Sammantaget väljer vi att utgå från 2023 och femårigt tidsperspektiv för riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremie. I nedanstående avsnitt beskriver vi de metoder vi har använt för att ta fram de olika värdena. Kreditriskpremien borde även i teorin spegla dessa två olika tidsperspektiv. På grund av brist på tillförlitliga data och att få marknadsaktörer löpande gör prognoser för kreditriskpremien utgår vi i stället från jämförelseföretag för att skatta denna premie, vilket vi beskriver längre ned i denna bilaga.

Riskfri ränta

Med riskfri ränta avses den förväntade avkastningen på investeringar i finansiella instrument som saknar risk. I verkligheten finns det inga investeringar som är helt riskfria. Statspapper utgivna av finansiellt starka länder och som handlas fritt på

⁶⁹ Brealey, Myers & Allen, 2011; Bruner et al., 1998.

⁷⁰ EY, 2017.

marknaden brukar dock antas ha noll marknadsrisk⁷¹ och likviditetsrisk⁷². Det är därför vedertaget att statspapper, till exempel statsobligationer, används för att bedöma den riskfria räntan.⁷³ För att uppskatta den riskfria räntan behöver framförallt val av obligation med lämplig löptid och mätperiodens längd göras, vilket vi beskriver mer ingående nedan.

En tillgångs investeringshorisont motsvarar den tid över vilken tillgången förväntas generera kassaflöden för en investerare. Denna period kan antingen begränsas av tillgångens ekonomiska livslängd eller tidpunkten då investeraren planerar att avyttra tillgången. Den rekommenderade matchningen mellan tillgången och kassaflödena avser deras duration, vilket inte exakt motsvarar löptiden eftersom durationen alltid är kortare än löptiden. Duration definieras som den genomsnittliga tiden för de nuvärdesvägda (diskonterade) kassaflödena från investeringen. Då diskonteringsräntan är högre än noll kommer kassaflöden som ligger långt bort i tiden att få lägre vikt än de i närtid.⁷⁴

Den vanligaste räntebindningstiden för exempelvis infrastrukturinvesteringar är omkring fem till tio år. Det är också vanligt i företagsvärdering att använda ett tioårigt ränteinstrument som underliggande tillgång oavsett om det ibland är längre kassaflöden än så som ska värderas.⁷⁵ Mot denna bakgrund har vi utgått från en tioårig löptid som grund för centrala parametrar i kalkylräntan.

Av ACER:s metod för att beräkna CONE framgår att kostnader bör beräknas med utgångspunkt i det geografiska område som analyseras. Vi anser därför att obligationerna, när det är möjligt, bör representera den svenska kontexten i vilken svenska investeringar i referenstekniker skulle göras. Den teoribildning som finns inom området stödjer även detta resonemang.⁷⁶ Vi har därför valt att utgå från tioåriga svenska statsobligationer som underliggande ränteinstrument när den riskfria räntan bestäms.

Som vi har beskrivit ovan utgår vi från 2023 och ett femårigt tidsperspektiv för riskfri ränta. Vi väljer att utgå från en prognos på genomsnittliga avkastningen för svenska tioåriga statsobligationer under år 2023, vilket ger ett värde på 2,52 procent. Prognosen som används är från Konjunkturinstitutet i juni 2023. För det femåriga tidsperspektivet väljer vi att utgå från ett genomsnitt av Konjunkturinstitutets femåriga prognos (för perioden 2024–2028) från juni 2023 för svenska tioåriga statsobligationer, vilket ger ett värde på 2,75 procent.

⁷¹ Förändringar i marknadsränta.

⁷² Risk för att inte kunna sälja finansiella instrument med kort varsel.

⁷³ The Independent Regulators Group (IRG), 2007; PTS, 2016.

⁷⁴ Koller, Goedhart & Wessels, 2010; EY, 2017; Ei R2017:07.

⁷⁵ EY, 2017; Ei R2017:07.

⁷⁶ Ei R2017:07.

Skattning av kvoten mellan lånat och eget kapital, aktiebета och kreditriskpremie

Vi har valt att utgå från jämförelseföretag för att skatta kvoten mellan lånat och eget kapital och vi anser att det är logiskt att utgå från samma företag till grund för skattningen av risknivån (aktiebета) och kreditriskpremien.

Vid användande av jämförelseföretag är det önskvärt att dessa företags riskstruktur är sådan att den i så stor omfattning som möjligt överensstämmer med riskstrukturen hos rationella investerare som investerar i referensteknikerna i Sverige. De referenstekniker som vi utgår ifrån har olika tekniska specifikationer, exempelvis anläggningens konfiguration, bränsletyp, teknisk och ekonomisk livslängd samt konstruktionsperiod. Samtliga tekniker som använder bränsle är flexibla i val av bränsle vid konstruktionen av anläggningen även om en del kräver en viss ombyggnad. Mot denna bakgrund är det rimligt att hela detta spektrum fångas och vägs in vid bedömning av exempelvis risknivå. Vi har därför valt att utgå från energiföretag i allmänhet som jämförelseföretag. Det är i dag dock få svenska energiföretag som är börsnoterade och som dessutom uteslutande använder en viss sorts referensteknik. Vi har därför valt att anlägga ett europeiskt perspektiv och utgå från europeiska börsnoterade energiföretag.

Aswath Damodaran är en ledande teoretiker inom finansiell ekonomi och professor på Stern School of Business inom New York University. Damodaran tillhandahåller och publicerar löpande data och analyser inom finansiell ekonomi på sin webbplats.⁷⁷ Flertal aktörer, till exempel nationella tillsynsmyndigheter och investerare, använder ofta data från Damodaran⁷⁸.

Damodaran publicerar bland annat finansiell information om olika världsdelars industrisegment. Den finansiella information som vi kan hämta härifrån och använda oss av vid beräkningen av CONE är genomsnittliga risknivåer (aktiebետavärden), kvoter mellan lånat och eget kapital samt kreditriskpremier för olika industrisegment. I Damodarans underlag finns två industrisegment från Europa som kan kopplas och relateras till den riskstruktur och spektrum vi söker efter vid beräkning av kalkylränta för referenstekniker. Segmenten är Power respektive Green & Renewable Energy. Företag i segmentet Power inrymmer affärsverksamhet som till stor del består av att producera el och värme från diverse energiråvaror såsom fossila bränslen (kol, olja och naturgas), kärnbränsle, sol-, vind-, vatten- och vågkraft, geoenergi samt olika sorters biobränsle⁷⁹. Företag i segmentet Green & Renewable Energy inrymmer affärsverksamhet som till

⁷⁷ Ei R2017:07; Damodarans webbplats.

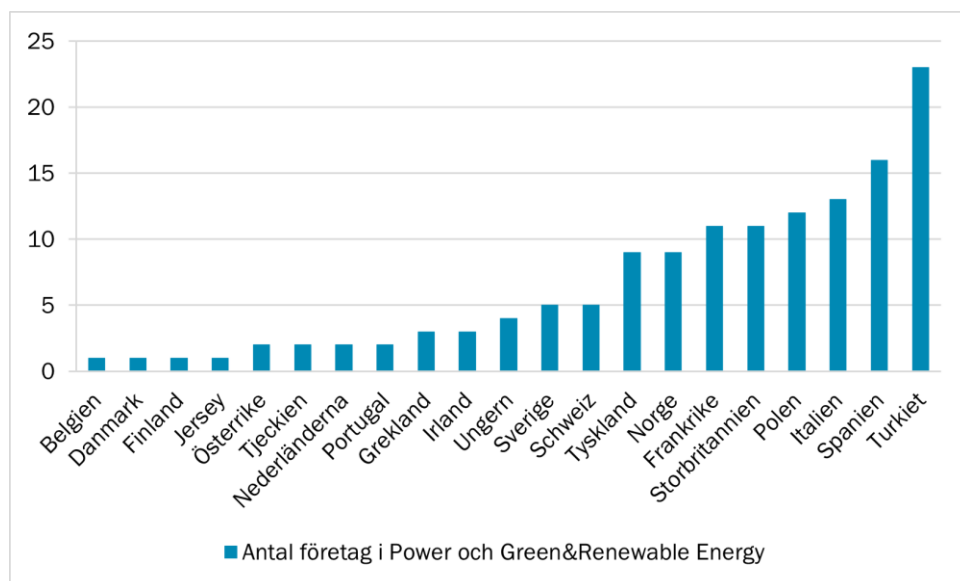
⁷⁸ CEER, 2021.

⁷⁹ Biobränslets möjligheter att vara förnybar och koldioxidneutral beror på om motsvarande mängd koldioxid och eventuellt andra växthusgaser verkligen binds i ny biomassa under den period som studeras.

övervägande del består av att producera förnybar el från olika källor såsom sol-, vind-, vatten- och vågkraft, geoenergi och biobränslen.

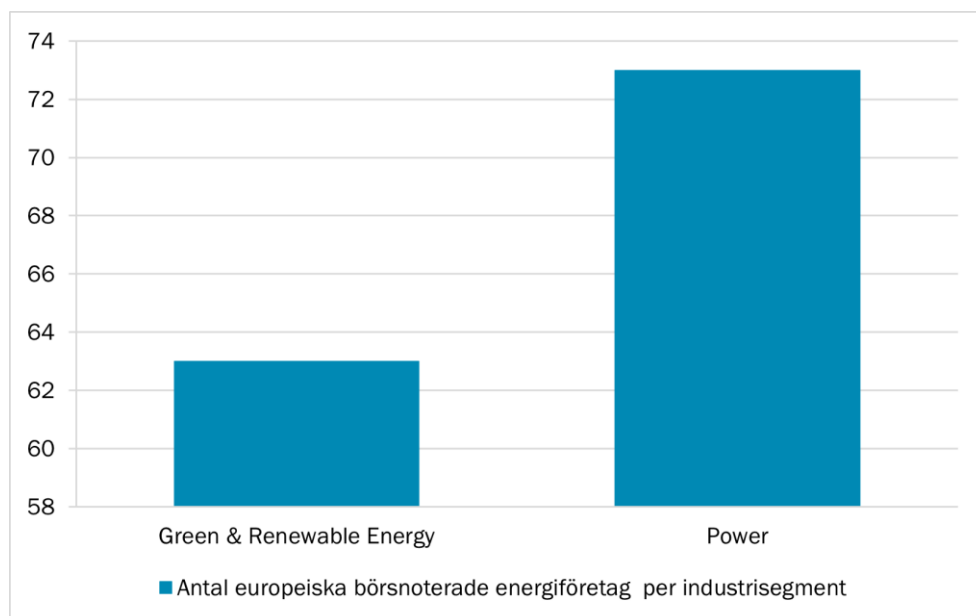
För att illustrera sammanvägning av företag i dessa segment har vi i Figur 6 och Figur 7 redovisat hur många av dessa företag som fördelas per land och industrisegment.

Figur 6 Antal europeiska börsnoterade energiföretag per land i industrisegmenten Power och Green & Renewable Energy



Källa: Damodarans webbplats. Egen bearbetning av Ei.

Figur 7 Antal europeiska börsnoterade energiföretag per industrisegment för Power respektive Green & Renewable Energy.



Källa: Damodarans webbplats. Egen bearbetning av Ei.

En investering kan finansieras både med lånat och eget kapital. I en WACC-metod sammanvägs dessa kapital till en räntesats utifrån en kvot som behöver tas fram. Vid bedömning av en rimlig kvot har vi valt att utgå från Damodarans underlag.

Aktiebeta är ett vedertaget mått på systematisk risk⁸⁰ och anger hur riskfylld en investering är i förhållande till marknadens risk som en helhet. Marknadens aktiebetavärde är per definition 1,0. Aktiebetavärden under 1,0 innebär en lägre marknadsrisk och värden över 1,0 innebär en högre marknadsrisk.⁸¹ Metodmässigt utgår Damodaran från publicerade veckovärden, lokala aktiemarknadsindex och en femårig historisk mätperiod vid beräkning av aktiebetavärden. För den historiska femåriga perioden tillämpas en viktning av data där två tredjedelar är från de senaste två åren och en tredjedel från de senaste fem åren.⁸²

Kreditriskpremien beräknas som skillnaden i räntesatsen mellan lånat kapital och riskfri ränta. Damodaran har estimerat industrisegmentens kreditriskpremier genom att först utgå från en global underliggande kreditriskpremie⁸³ på 1,07 procent. Därefter adderas en beräknad tillkommande premie utifrån segmentens standardavvikelse i dess aktiekurser under de senaste fem åren. Detta tillvägagångssätt bygger på att en större (mindre) svängning i avkastningen innebär en högre (lägre) risk.⁸⁴

I **Tabell 1** redovisar vi de genomsnittliga industrisegmentens kvoter mellan lånat och eget kapital, aktiebeta och kreditriskpremie per industrisegment. Det är dessa värden som ligger till grund för beräkningen av kalkylränta som används till att beräkna CONE för referensteknikerna.

Tabell 1 Genomsnittliga kvoter mellan lånat och eget kapital, aktiebeta och kreditriskpremie per industrisegment.

Industrisegment	Kvot mellan lånat och eget kapital	Aktiebeta	Kreditriskpremie
Power	Lån är 46 % och eget kapital är 54 %	0,91	4,05 %
Green & Renewable Energy	Lån är 37 % och eget kapital är 53 %	0,82	4,05 %

Källa: Damodarans webbplats.

Aktiemarknadsriskpremie

Aktiemarknadsriskpremien uttrycker den extra avkastning som en investerare kräver på aktiemarknaden för risken att investera i aktier jämfört med riskfria tillgångar. En grundsten i modern portföljteori är att investeringar med högre risk

⁸⁰ En risk som investerare inte kan eliminera genom diversifiering (breddning).

⁸¹ Ei R2017:07.

⁸² Damodarans webbplats.

⁸³ För den amerikanska marknaden tillämpar Damodaran som standard ingen global underliggande kreditriskpremie.

⁸⁴ Damodarans webbplats.

ska generera högre förväntad avkastning än säkra investeringar eftersom investerare antas vara motvilliga att ta risker. Detta innebär att en förväntad avkastning på investeringar kan ses som summan av den riskfria räntan och riskpremien. Det råder dock olika uppfattningar såväl inom teorin som i den praktiska tillämpningen om hur risken med investeringar ska mätas och hur riskmätningen ska omvandlas till en förväntad avkastning.⁸⁵

De vanligaste metoderna i Sverige och andra länder för att bedöma aktiemarknadsriskpremien är historisk utveckling i någon form, en intervju- och enkätundersökning, implicit prissättning⁸⁶ eller en metod där man kombinerar dessa metoder med särskilda vikter.⁸⁷ Samtliga av dessa metoder har för- och nackdelar. Ingen metod är helt överlägsen eller dominerande, även om exempelvis de europeiska tillsynsmyndigheterna i högre utsträckning utgår från en historisk utveckling i någon form⁸⁸.

Som vi har beskrivit ovan väljer vi att utgå från ett momentant och femårigt tidsperspektiv för exempelvis riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremie. Vid skattningen av aktiemarknadsriskpremien är det också ytterst viktigt att beakta den starka kopplingen som finns mellan aktiemarknadsriskpremien och riskfri ränta, när aktiemarknadsriskpremien ska skattas. Sambandet är att aktiemarknadsriskpremien härleds från den totala avkastningen som ska minskas med den riskfria räntan för att en korrekt nivå på aktiemarknadsriskpremien ska erhållas. Rörelserna i dessa parametrar gör att avkastningskravet kan beräknas felaktigt om antagandet för aktiemarknadsriskpremien inte stämmer överens med antagandet för den riskfria räntan.

För året 2023 för den riskfria räntan är det rimligt att även skatta aktiemarknadsriskpremien momentant. En sådan aktiemarknadsriskpremie kan härledas från PwC:s senaste riskpremiestudie för år 2023, vilket ger ett värde på 6,10 procent. PwC:s studier är det vanligaste stödet bland marknadsaktörer för att bilda sig en uppfattning om nivån på aktiemarknadsriskpremien på den svenska aktiemarknaden⁸⁹. Vid skattningen av aktiemarknadsriskpremien, till grund för beräkningen av kalkylräntan som används till att beräkna CONE för referensteknikerna, är det viktigt att den sker mot ett svenskt perspektiv. Att utgå från intervju- och enkätundersökning är även till sin karaktär framåtblickande och

⁸⁵ Goetzmann & Ibbotson, 2006; Damodaran, 2009; Oyefeso, 2006.

⁸⁶ Till exempel baserat på marknadspriser på handlade tillgångar.

⁸⁷ Ei R2017:07.

⁸⁸ Det hänger dock samman med vilken metod de använder för att estimerar riskfri ränta och reglermodellerna rent generellt. Se också CEER, 2021.

⁸⁹ Ei R2017:07.

momentan då dessa fångar marknadsaktörers aktuella eller framtida förväntningar om avkastning på aktier.⁹⁰

För det femåriga tidsperspektivet för aktiemarknadsriskpremien har vi valt att utgå från samma totalavkastningskrav, vid en genomsnittlig marknadsrisk (aktiebета 1,0), som för 2023. Även om nivåerna för riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien har förändrats under de senaste 15 åren har totalavkastningskravet varit relativt stabilt på runt 7,00–8,00 procent.⁹¹ För 2023 får vi en totalavkastning på 8,62 procent när vi adderar en aktiemarknadsriskpremie om 6,10 procent med en riskfri ränta på 2,52 procent. Utifrån samma totalavkastning (8,62 procent) får vi därmed i det femåriga tidsperspektivet en aktiemarknadsriskpremie på 5,87 procent. Nivån får vi genom att totalavkastning om 8,62 procent subtraheras med en riskfri ränta i det femåriga tidsperspektivet om 2,75 procent.

Från nominell till real kalkylränta

Av ACER:s rekommendation för beräkningen av kalkylränta för referenstekniker framgår det att den ska uttryckas som real före skatt. Den beräknade kalkylräntan behöver därför konverteras från nominell efter skatt till real före skatt.

Konverteringen ska enligt ACER ske med den så kallade standardmetoden. Standardmetoden är en vedertagen och vanligt förekommande metod bland europeiska tillsynsmyndigheter för att konvertera avkastningskrav från nominellt efter skatt till real före skatt. Formeln som används i standardmetoden framgår nedan, där T är lika med skattesats och I är lika med inflationsförväntning.

$WACC \text{ nominell före skatt} = WACC \text{ nominell efter skatt} / (1 - T)$

$(1 + WACC \text{ real före skatt}) = (1 + WACC \text{ nominell före skatt}) / (1 + I)$

Som skattesats används den nu gällande svenska bolagsskattesatsen om 20,60 procent, vilket överensstämmer med ACER:s ramverk.

Inflation betyder att den allmänna prisnivån i samhället stiger. Det mest kända måttet på inflation i Sverige är förändringen i konsumentprisindex (KPI). Med KPI vägs prisförändringar på en korg av olika varor och tjänster samman. En vara eller tjänst som det köps mycket av och har en hög omsättning får ett större genomslag på KPI än en vara som det köps lite av. Vid denna beräkning tas också hänsyn till kvalitetsförbättringar, vilket räknas bort från dessa prisförändringar. Ett annat vanligt mått på inflation är förändringen i konsumentprisindex med fast bostadsränta (KPIF), som visar samma prisutveckling som KPI men utan de

⁹⁰ Ei R2017:07.

⁹¹ EY, 2017.

direkta effekterna av en ändrad penningpolitik. Riksbankens penningpolitik påverkar nämligen KPI genom ändrade räntesatser på hushållens bostadslån och kan leda till en missvisande bild beroende på sammanhang. Ett mått som KPIF brukar även kallas för underliggande inflation, vilket bör vara det som ska fångas upp av denna parameter.⁹²

För inflationsförväntningen utgår vi från ett nuvarande och femårigt tidsperspektiv. Som nuvarande nivå utgår vi från en prognos på KPIF i Sverige för 2023, det vill säga cirka 6,10 procent. Prognosen som används är Konjunkturinstitutets prognos från juni 2023. För det femåriga tidsperspektivet utgår vi från genomsnittet av Konjunkturinstitutets femåriga prognos (2024–2028) från juni 2023 för KPIF, vilket ger värde på 1,95 procent.

Kalkylränta för referenstekniker i Sverige

Resultatet från våra beräkningar av de enskilda parametrarna för kalkylräntan presenteras i **Tabell 2**. Den kalkylränta vi har valt att utgå ifrån, för samtliga referenstekniker, baseras på ett oviktat genomsnitt av dessa kalkylräntor vilket är 4,39 procent. Den nominella räntan är högre än nominella kalkylräntan som beräknades för uppdateringen av tillförlitlighetsnormen 2021 medan den reala räntan i denna uppdatering är lägre. Den lägre reala kalkylräntan är främst en följd av att inflationen i denna uppdatering är väsentligt högre än inflationen som beräknades i förra uppdateringen.

För att reflektera de osäkerheter som finns i beräkningen av kalkylränta har vi, i enlighet med ACER:s metod, valt att tillämpa den högsta beräknade WACC:en och den lägsta. Intervallet mellan den högsta beräknade WACC:en och den lägsta är 1,92–6,85 procent och grundas på vår beräknings max- och minimipunkter för att på så sätt inkludera samtliga tänkta observationer i vårt urval.

Tabell 2 Kalkylräntor för olika industrisegment och tidsperspektiv samt Sveriges använda kalkylränta

Parameter och beräkningsutfall	Power	Green & Renewable Energy	Power	Green & Renewable Energy
	2023	2023	5-årigt framåtblickande	5-årigt framåtblickande
Tidsperspektiv	2023	2023	5-årigt framåtblickande	5-årigt framåtblickande
Skattesats	20,60 %	20,60 %	20,60 %	20,60 %
Kvot mellan lånat och eget kapital	46/54	37/63	46/54	37/63
Aktiebeta	0,82	0,91	0,82	0,91
Risikfri ränta	2,52 %	2,52 %	2,75 %	2,75 %
Aktiemarknadsriskpremie	6,10 %	6,10 %	5,87 %	5,87 %

⁹² Ei R2017:07; Riksbankens webbplats; SCB:s webbplats, a.

Parameter och beräkningsutfall	Power	Green & Renewable Energy	Power	Green & Renewable Energy
Kostnad för eget kapital	7,52 %	8,07 %	7,56 %	8,09 %
Kreditriskpremie	4,05 %	4,05 %	4,05 %	4,05 %
Kostnad för lånat kapital före skatt	6,57 %	6,57 %	6,57 %	6,57 %
Kostnad för lånat kapital efter skatt	5,22 %	5,22 %	5,40 %	5,40 %
Nominell ränta före skatt	8,14 %	8,83 %	8,27 %	8,94 %
Nominell kalkylränta efter skatt	6,46 %	7,01 %	6,57 %	7,10 %
Inflationsförväntning	6,10 %	6,10 %	1,95 %	1,95 %
Real kalkylränta före skatt	1,92 %	2,58 %	6,20 %	6,85 %
Real kalkylränta före skatt, oviktat medelvärde			4,39 %	

Sveriges kalkylränta för referenstekniker är i paritet med andra länders och tidigare studier inom området

Det är även betydelsefullt att jämföra Sveriges nivå av kalkylränta med andra länders tillsynsmyndigheters bedömningar och liknande studier av nivån på kalkylränta i investeringar i svensk elproduktion. Vi har valt ut några sådana jämförelseobjekt vilket presenteras i **Figur 8**.

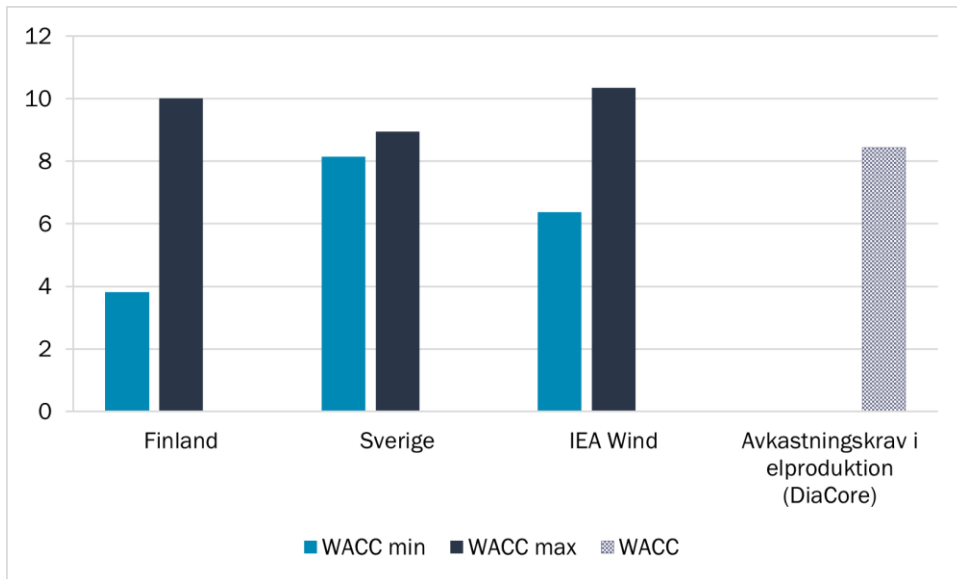
Det ska dock framhållas att det är svårt att göra en helt rimlig jämförelse. Det beror på att de olika EU-ländernas kalkylräntor fortfarande beräknas och att länderna har gjort olika bedömningar om delar i beräkningen av tillförlitlighetsnorm⁹³ vilket påverkar nivån av kalkylränta och efterföljande beräkningar. Dessutom är våra utvalda studier i huvudsak baserade på de marknadsförutsättningar⁹⁴ som rådde då och kan skilja sig mot vad som är fallet i dag.

Sammantaget visar **Figur 8 Några andra nationella tillsynsmyndigheters preliminära bedömningar om nominell kalkylränta före skatt för referenstekniker som en del i arbetet med att fastställa tillförlitlighetsnorm samt andra referenser för kalkylränta i investeringar i elproduktion** **Figur 8** att Sveriges nivå på kalkylränta är i paritet med Finlands bedömningar och tidigare liknande studier om nivån på kalkylränta i investeringar i svensk elproduktion.

⁹³ Med olika bedömningar om delar i beräkningen av tillförlitlighetsnormen menas exempelvis olika referenstekniker, bedömd livslängd och tillhörande kostnader, marknadsdata samt tidsperspektiv och bolagsskattesats för kalkylränta.

⁹⁴ Med marknadsförutsättningar menas exempelvis aktuella räntenivåer, bolagsskattesatser och villkor för att anskaffa kapital.

Figur 8 Några andra nationella tillsynsmyndigheters preliminära bedömningar om nominell kalkylränta före skatt för referenstekniker som en del i arbetet med att fastställa tillförlitlighetsnorm samt andra referenser för kalkylränta i investeringar i elproduktion.



Källa. Underhandskontakter med nationella tillsynsmyndigheter Finland. Studier om kalkylränta i investeringar elproduktion är DiaCore (2016) och IEA Wind, se referenslista.

Referenser för bilaga 1

Brealey, R., Myers, S., & Allen, F. (2011). *Principles of Corporate Finance*. Global edition, 10:e uppl. McGraw Hill.

Bruner, R.F., Eades, K.M., Harris R.S, Higgins R.C. (1998). *Best Practices in Estimating the Cost of Capital: Survey and Synthesis*. Financial Practice and Education, Spring I Summer.

CEER. (2021). *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2020*. Ref. C20-IRB-54-03.

Ei (Energimarknadsinspektionen). (2016). *Ökad andel variabel elproduktion. Effekter på priser och producenters investeringsincitament*. Ei R2016:14.

Ei (Energimarknadsinspektionen). (2017). *Nya regler för elnätsföretagen inför perioden 2020–2023*. Ei R2017:07.

EY. (2017). *Energimarknadsinspektionen: Regulatorisk kalkylränta – en teoretisk översikt*. 10 augusti 2017.

Damodarans webbplats. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Hämtad den 13 september 2023.

Damodaran, A. (2009). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – A Post-Crisis Update*. Stern School of Business.

DiaCore. (2016). *The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies*.

IEA Winds webbplats. <https://iea-wind.org/task26/data-viewer/>. Hämtad den 12 september 2023.

Finansinspektionen. (2019). *FI-analys. Svenska riskpremier och penningpolitik*. Nr 18. Den 16 september 2019.

Goetzmann, W.N. & Ibbotson, R.G. (2006). *History and the Equity Risk Premium*. Yale ICF Working Paper No. 05-04.

Koller, T., Goedhart, M. & Wessels, D. (2010). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. University Edition. 5:e versionen.

Oyefeso, O. (2006). *Would There Ever Be Consensus Value and Source of the Equity Risk Premium? A Review of the Extant Literature*. International Journal of Theoretical and Applied Finance Vol. 9, No. 2, p. 199-215.

PTS (Post- och telestyrelsen). (2016). *Samråd om kalkylräntan för mobila nät – uppdatering 2016*. Rapportnummer PTS-ER-2016:5.

Riksbankens webbplats.

<https://www.riksbank.se/sv/penningpolitik/inflationsmalet/hur-mats-inflation/>

Hämtad den 13 september 2023.

SCB:s webbplats (a) (Statistiska centralbyrån). <https://www.scb.se/hitta-statistik/artiklar/2017/Sa-mater-SCB-inflation--skillnaden-mellan-KPI-KPIF-och-HIKP/>. Hämtad den 13 september 2023.

SCB:s webbplats (b) (Statistiska centralbyrån). <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/konsumentprisindex/konsumentprisindex-kpi/pong/tabell-och-diagram/konsumentprisindex-med-fast-ranta-kpif-och-kpif-xe/inflationstakten-enligt-kpi-och-kpif/>. Hämtad den 7:e september 2023

SCB:s webbplats (c) (Statistiska centralbyrån). <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/konsumentprisindex/konsumentprisindex-kpi/pong/tabell-och-diagram/konsumentprisindex-med-fast-ranta-kpif-och-kpif-xe/kpif-index-1987100>. Hämtad den 23:e november 2023

The Independent Regulators Group (IRG). (2007). *Regulatory Accounting, Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation*.

