

Ei R2024:15

# Årlig uppdatering av tillförlitlighetsnormen för Sverige

Avrapportering 1 januari 2025

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.

# Förord

Under november 2022 beslutade regeringen att tillförlitlighetsnormen för Sverige ska uppgå till 1 timme per år, baserat på Energimarknadsinspektionens (Ei) förslag. I samband med detta beslut fick Ei i uppdrag av regeringen att, under de två nästkommande åren, beräkna en årlig uppdaterad tillförlitlighetsnorm för Sverige och föreslå en ny norm om den väsentligt skiljer sig mot den beslutade.

Tillförlitlighetsnormen ska ange en EU-medlemsstats nödvändiga nivå för försörjningstrygghet enligt Europeiska unionens (EU) elmarknadsförordning. Normen fungerar som ett referensvärde vid bedömningar av resurstillräcklighet och utgör därmed ett centralt verktyg för att avgöra om det finns rättsliga förutsättningar enligt elmarknadsförordningen för att besluta om en framtida kapacitetsmekanism. En sådan mekanism syftar till att säkerställa att medlemsstaten uppnår sin nödvändiga nivå av resurstillräcklighet genom ekonomisk ersättning till aktörer för att de har resurser tillgängliga.

Under slutet av 2023 avrapporterade Ei den första uppdaterade beräkningen av tillförlitlighetsnormen inom ramen för detta regeringsuppdrag. Ei föreslog då ingen ny norm eftersom den inte skiljde sig väsentligt från den beslutade. I denna rapport framgår den andra, och enligt detta regeringsuppdrag den sista, uppdaterade beräkningen av tillförlitlighetsnormen. Ei föreslår även denna gång att normen inte ska ändras.

Under genomförandet av de uppdaterade beräkningarna av tillförlitlighetsnormen har Ei fört en dialog med Affärsverket svenska kraftnät och Statens energimyndighet.

Eskilstuna, december 2024

Ulrika Hesslow  
Generaldirektör

Tobias Alkefjärd  
Projektledare/analytiker

# Innehåll

<b>Sammanfattning</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Inledning</b> .....	<b>9</b>
1.1 Beskrivning av tillförlitlighetsnorm .....	9
1.2 Övervakning av resurstillräcklighet ska ske utifrån bedömningar av resurstillräcklighet .....	12
1.3 Rapportstruktur .....	13
<b>2 Värdet av förlorad last (VOLL)</b> .....	<b>14</b>
2.1 Ny avbrottskostnadsundersökning är genomförd men har inte använts på grund av osäkerheter .....	14
2.2 VOLL till tillförlitlighetsnormen.....	17
<b>3 Kostnaden för ny resurs (CONE)</b> .....	<b>18</b>
3.1 Referenstekniker.....	19
3.2 Beräkning av fast CONE .....	33
3.3 Beräkning av rörlig CONE.....	37
<b>4 Beräkning av en ny tillförlitlighetsnorm</b> .....	<b>41</b>
4.1 Minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen.....	41
4.2 LOLE för varje referensteknik .....	42
4.3 Tillförlitlighetsnormen är det lägsta LOLE med en summerad tillgänglig kapacitet som uppfyller minsta kapacitetsbehovet .....	43
<b>5 Ei föreslår att dagens tillförlitlighetsnorm för Sverige ska behållas</b> .....	<b>47</b>
<b>6 Referenser</b> .....	<b>49</b>
<b>Bilaga 1 Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden</b> .....	<b>54</b>
WACC med CAPM som teoretiskt ramverk för att uppskatta kalkylränta för referensteknikerna.....	54
Vi utgår från två olika tidsperspektiv för riskfri ränta, aktiemarknadsriskpremie och inflationsförväntning.....	56
Riskfri ränta.....	57
Skattning av kvoten mellan lånat och eget kapital, aktiebeta och kreditriskpremie .....	58
Aktiemarknadsriskpremie .....	61
Från nominell till real kalkylränta .....	63
Kalkylränta för referenstekniker i Sverige .....	64
Sveriges kalkylränta för referenstekniker är i paritet med Finlands bedömning och tidigare liknande underlag .....	65
Referenser för bilaga 1 .....	66
<b>Bilaga 2 Känslighetsanalyser och jämförelse av EU-medlemsstaters tillförlitlighetsnormer</b> .....	<b>69</b>
En mindre förändring av VOLL ger en relativt stor påverkan på tillförlitlighetsnormen.....	69

En större minskning krävs av effektbidragsfaktorn tillhörande efterfrågefleksibilitet från laddbara lätta fordon för att gasturbin i stället ska vara normsättande .....	70
Ei:s uppdaterade tillförlitlighetsnorm för Sverige i förhållande till övriga EU:s medlemsstater .....	71
Referenser för bilaga 2 .....	72

# Sammanfattning

Sverige har i dag en beslutad tillförlitlighetsnorm som uppgår till 1 timme per år. Regeringen har gett Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag att beräkna en uppdaterad tillförlitlighetsnorm. Ei har i denna beräkning kommit fram till ett värde om 1,52 timmar per år. Detta motsvarar en beräknad tillförlitlighet där produktion och import av el ska täcka det förväntade förbrukningsbehovet under 99,983 procent av tiden. Det beräknade värdet är även denna gång baserat på referenstekniken som i rapporten benämns "efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning". Mindre justeringar av förra årets indata och metodval har gjorts vilket medfört att årets norm skiljer sig från förra årets och den beslutade normen. Ei föreslår trots detta att dagens norm för Sverige på 1 timme per år ska behållas. Nyttan av en ändring framstår som begränsad i förhållande till kostnaden för en ändring. Dessutom finns osäkerheter i värden och indata som används för att beräkna normen. Exempelvis är den analys som ligger till grund för uppskattningen av vad elkunder är villiga att betala för att undvika strömavbrott (VOLL) behäftad med viss osäkerhet. Skillnaden mellan den beräknade normen som beskrivs i denna rapport och dagens nu gällande norm kan därför antas vara inom felmarginalen.

Medlemsstater i Europeiska unionen (EU) som har eller avser att införa kapacitetsmekanismer ska ha en beslutad tillförlitlighetsnorm enligt EU:s elmarknadsförordning. Normen ska på ett transparent sätt ange den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet. Teoretiskt bör den reflektera antalet timmar per år som det är acceptabelt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv att utbud och efterfrågan av el inte möts. Syftet med normen är att utgöra ett referensvärde till bedömningar av resurstillräcklighet, och är därmed ett viktigt verktyg för att avgöra om det finns legala förutsättningar enligt elmarknadsförordningen att besluta om en framtida kapacitetsmekanism.

Vid beräkningen av normen som framgår av denna rapport har Ei, precis som vid tidigare beräkningar, utgått från det metodramverk som Acer (byrån för samarbete mellan tillsynsmyndigheter inom energiområdet) beslutat om (metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen). Normen ska baseras på VOLL och vad kostnaden är för att tillföra ny kapacitet, i form av produktion eller efterfrågefleksibilitet (CONE). Förhållandet mellan VOLL och CONE ger för varje referensteknik ett värde på förväntad förlorad last (LOLE), vilket motsvarar det genomsnittliga antalet timmar per år med effektbrist. Tillförlitlighetsnormen avgörs av den referensteknik vars LOLE uppfyller kravet om att den aggregerade tillgängliga kapaciteten från denna teknik, inklusive eventuellt andra tekniker med lägre

LOLE, är större än eller lika med *det minsta kapacitetsbehovet*. Det minsta kapacitetsbehovet brukar också kallas för den största möjliga simulerade effektbristen.

Av Ei:s rapport *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige* (Ei R2021:05) framgick ett ursprungligt förslag på tillförlitlighetsnorm för Sverige. Under november 2022 beslutade regeringen, baserat på Ei:s förslag, att tillförlitlighetsnormen för Sverige ska uppgå till 1 timme per år. I samband med detta beslut fick Ei i uppdrag av regeringen att, för de två nästkommande åren, bedöma vilka ingående parametrar i normen som är i behov av uppdatering och föreslå en ny norm ifall normen väsentligt skiljer sig mot den beslutade även. I förra årets rapport, *Årlig uppdatering av tillförlitlighetsnormen för Sverige - Avrapportering 1 januari 2024* (Ei R2023:19), beräknade Ei en ny norm till 1,16 timmar per år. Ei föreslog då ingen ny norm eftersom normen inte skiljde sig väsentligt mot den beslutade. I årets rapport beskriver Ei hur den uppdaterade beräkningen resulterar i en norm på 1,52 timmar per år och vilka antaganden och underlag som har använts. Att årets norm har ökat något kan kopplas till användandet av delvis andra referenstekniker, att CONE har ökat något medan VOLL är oförändrad samt att en ökning skett av det minsta kapacitetsbehovet.

För VOLL har Ei i årets beräkning utgått från Ei:s beslut under december 2023, vilket är 82,2 kronor per kilowattimme. Värdet motsvarar elkundernas sammanvägda betalningsvilja för att undvika strömavbrott. Beräkningen av VOLL utgick från en avbrottskostnadsundersökning från 2017/2018. Svaren från undersökningen vägdes sedan samman för att motsvara i vilken grad kunderna kopplas bort vid en eventuell effektbristsituation. Sweco genomförde beräkningen på uppdrag av Ei, och metodvalen för beräkningen stämde även av med Svenska kraftnät och Energimyndigheten. Ei kommer efter detta regeringsuppdrag att fortsätta arbetet med att genomföra en ny avbrottskostnadsundersökning till grund för ett nytt framtida beslut om VOLL.

Fast och rörlig CONE ska beräknas för respektive referensteknik, enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen. I årets beräkning av CONE har Ei valt att uppdatera förra årets beräknade kostnader och antaganden när mer aktuella data funnits tillgängliga, till exempel för förändringar i prisläget (inflation). I listan av referenstekniker har Ei i år inkluderat efterfrågefleksibilitet från laddbara lätta fordon respektive havsbaserad vindkraft. Ei har även exkluderat referensteknikerna efterfrågefleksibilitet från industri respektive ventilation i fastigheter eftersom de inte längre bedöms vara en standardteknik, vilket krävs enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen. På grund av en snabb utveckling inom efterfrågefleksibilitet, och dess ökade betydelse för ett kostnadseffektivt elsystem, har Ei även i år särskilt sett över och uppdaterat indata

till beräkningarna av kostnaderna för de olika referensteknikerna som utgörs av efterfrågefleksibilitet.

I likhet med förra året har Ei gett Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) i uppdrag att beräkna det minsta kapacitetsbehovet. Förra året beräknade Svenska kraftnät det minsta kapacitetsbehovet till 1 450 megawatt. Ei har valt att utgå från Svenska kraftnäts förslag till det minsta kapacitetsbehovet, som i år beräknats till 2 700 megawatt. I år har Svenska kraftnät använt en mer komplex simuleringsmetod jämfört med tidigare år. Den utvecklade metoden innehåller en fullständig elmarknadssimulering inklusive en mer omfattande modellering av efterfrågefleksibilitet. Vidare tar metoden hänsyn till att kapacitetsberäkningen nu sker med en flödesbaserad metod.



# 1 Inledning

Under november 2022 beslutade regeringen, utifrån Energimarknadsinspektionens (Ei) förslag<sup>1</sup>, om att tillförlitlighetsnormen för Sverige ska uppgå till 1 timme per år. I samband med detta beslut fick Ei i uppdrag<sup>2</sup>, för de två nästkommande åren, att bedöma vilka ingående parametrar i tillförlitlighetsnormen som är i behov av uppdatering och beräkna en årlig uppdaterad tillförlitlighetsnorm för Sverige. Om de uppdaterade tillförlitlighetsnormerna väsentligt skulle skilja sig mot den beslutade skulle Ei även föreslå en ny norm.

Ei har, enligt uppdragsbeskrivningen, fört en dialog med Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) och Statens energimyndighet (Energimyndigheten). Ei har även, i vissa delar av uppdraget, tagit stöd av andra aktörer och gett marknadsaktörer möjlighet att inkomma med synpunkter.

Under slutet av december 2023 avrapporterade Ei den första uppdaterade beräkningen av tillförlitlighetsnormen<sup>3</sup>. Ei beräknade då normen till 1,16 timmar per år och föreslog ingen ny norm eftersom det inte var en större skillnad från den beslutade normen.

Denna rapport avser Ei:s andra, och enligt detta regeringsuppdrag den sista, redovisningen av en uppdaterad beräkning av tillförlitlighetsnormen för Sverige.

## 1.1 Beskrivning av tillförlitlighetsnorm

Risken för effektbrist i elsystemet går inte att eliminera helt. Att upprätthålla en fullständig resurstillräcklighet, utan risk för effektbrist, är inte försvarbart ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Det är inte ekonomisk hållbart att ha kapacitetsresurser i beredskap för de mest extrema situationerna. En tillförlitlighetsnorm kan därför bidra till att avgöra vad som är en samhällsekonomiskt optimal nivå för resurstillräcklighet i en medlemsstat i Europeiska unionen (EU).

EU-medlemsstater som har eller avser att införa en kapacitetmekanism ska ha en tillförlitlighetsnorm, enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el

---

<sup>1</sup> Energimarknadsinspektionen (2021). *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige - artikel 25 i EU:s elmarknadsförordning*. (Ei R2021:05).

<sup>2</sup> Regeringskansliet, Infrastrukturdepartementet. *Fastställande av tillförlitlighetsnorm för Sverige och uppdrag att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen för Sverige*. (I2022-103251). November 2022.

<sup>3</sup> Energimarknadsinspektionen (2023a). *Årlig uppdatering av tillförlitlighetsnormen för Sverige - Avrapportering 1 januari 2024*. (Ei R2023:19).

(elmarknadsförordningen). En kapacitetsmekanism är en åtgärd för att säkerställa att medlemsstaten uppnår en nödvändig nivå av resurstillräcklighet, genom ekonomisk ersättning till aktörer för att de har resurser tillgängliga. Åtgärder som rör stödtjänster eller hantering av överbelastning är inte kapacitetsmekanismer. En tillförlitlighetsnorm ska ange den nödvändiga nivån för en EU-medlemsstats försörjningstrygghet<sup>4</sup>. Teoretiskt bör den reflektera antalet timmar per år som det är acceptabelt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv att utbud och efterfrågan av el inte möts. Normen ska beräknas enligt en metod som tagits fram av de europeiska samarbetsorganisationerna för systemansvariga företag för el (Entso-e) och beslutats av byrån för samarbete mellan EU:s energitillsynsmyndigheter (Acer)<sup>5</sup>. I denna rapport benämner vi denna metod fortsättningsvis som *metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen*.

Tillförlitlighetsnormen ska beräknas utifrån de två parametrarna *värdet av förlorad last* (VOLL, *value of lost load* på engelska) och *kostnaden för ny resurs* (CONE, *cost of new entry* på engelska). Beräkningsresultatet för tillförlitlighetsnormen ska uttryckas som *förväntad förlorad last* (LOLE, *loss of load expectation* på engelska). LOLE motsvarar det genomsnittliga antalet timmar per år med effektbrist.

VOLL är en uppskattning av vad kunder är villiga att betala för att undvika strömavbrott. Fast och rörlig CONE är kostnaden för att tillföra ny kapacitet i form av produktions- och eller flexibilitetsresurser, det vill säga referenstekniker. Hur VOLL och CONE förhåller sig till varandra, i relation till det *minsta kapacitetsbehovet*, ger ett teoretiskt värde på den optimala nivån på resurstillräcklighet. Tillförlitlighetsnormen är således inte baserad på simuleringar av elsystemet utan baseras på vad elkunder är villiga att betala för att inte vara utan el (VOLL) och vad kostnaden är för att tillföra den produktionskapacitet eller efterfrågefleksibilitet som behövs (CONE) för att täcka behovet av el vid en eventuell effektbristsituation. Att tillförlitlighetsnormen i dag är 1 timme per år motsvarar en beräknad tillförlitlighet där produktion och import av el ska täcka Sveriges förväntade förbrukningsbehov under 99,989 procent av tiden.

### **Relationen mellan tillförlitlighetsnormen och försörjningstrygghet**

Som vi har angett i ovanstående avsnitt 1.1 ska tillförlitlighetsnormen ange den nödvändiga nivån för EU-medlemsstatens försörjningstrygghet, och det är i sin tur en förutsättning för att det ska vara tillåtet för en medlemsstat att införa en

---

<sup>4</sup> Elmarknadsförordningen artikel 25.1.

<sup>5</sup> Acer (2020). *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*. Hämtad 2024-09-23. Tillgänglig via [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions\\_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf).

kapacitetsmekanism. Det är däremot inte självklart vad som ingår i begreppet försörjningstrygghet. Mot denna bakgrund ger vi i detta avsnitt en vidare beskrivning av relationen mellan tillförlitlighetsnormen och försörjningstrygghet.

Svenska kraftnät<sup>6</sup> definierar trygg elförsörjning enligt Figur 1.

Figur 1 Definition av trygg elförsörjning enligt Svenska kraftnät

Trygg elförsörjning			
Leveranssäkerhet		Beredskap	
Tillräcklighet	Driftsäkerhet	Hantera kriser	Motstå angrepp
Elproduktion och nätkapacitet som säkerställer tillräcklig effekt under normala förhållanden	Elsystemets förmåga att bibehålla balans och stabilitet under olika driftsituationer	Beredskap för att på kort och lång sikt kunna hantera krissituationer såsom extremväder	Elsystemets/totalförsvarets förmåga att motstå angrepp såsom it-attacker eller fysiska attacker

Källa: Svenska kraftnät (2023a).

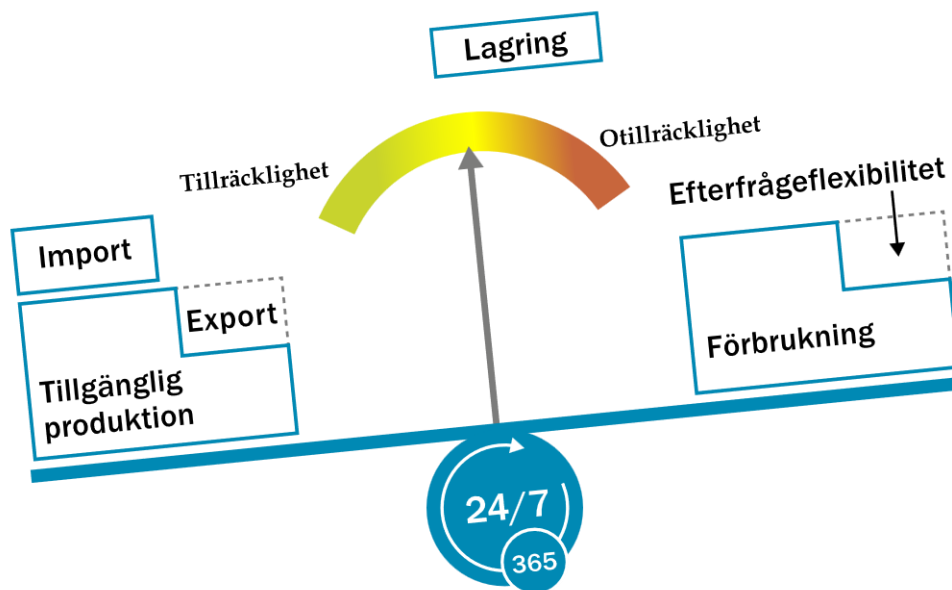
Tillförlitlighetsnormen täcker inte samtliga delar av trygg elförsörjning enligt Svenska kraftnäts definition ovan. Normen tar inte hänsyn till kriser och angrepp som definieras under beredskap. Även om resurstillräckligheten till viss del påverkar driftsäkerheten så behandlar normen inte heller driftsäkerhet i direkt bemärkelse. Beräkningen av normen baseras på tillräcklighet i produktionskapacitet (och efterfrågefleksibilitet), men beräkningsmetoden tar inte hänsyn till tillräcklighet i nätkapacitet eller avbrott orsakade av externa faktorer såsom kabelbrott eller åsknedslag.

Entso-e<sup>7</sup> definierar resurstillräcklighet som balansen mellan tillgänglig nettoproduktion och nettoförbrukning, vilket illustreras i Figur 2 nedan. Balansen påverkas av tillgänglig produktion, import och export, lagring, förbrukning och efterfrågefleksibilitet. Bedömningen av resurstillräckligheten utgår från om den är tillräcklig eller otillräcklig under alla timmar på dygnet, året runt. Denna aspekt av försörjningstryggheten omfattas av tillförlitlighetsnormen, som fungerar som ett referensvärde vid bedömningar av resurstillräcklighet. Normen är därmed ett viktigt verktyg för att avgöra om det finns legala förutsättningar enligt elmarknadsförordningen att besluta om en framtida kapacitetsmekanism.

<sup>6</sup> Svenska kraftnät (2023). *Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3, Kartlägga hur elproduktion utifrån kraftslag bidrar och samverkar för att skapa en trygg elförsörjning*. Ärendenr: 2022/3774. 2023-12-29.

<sup>7</sup> European Network of Transmission System Operators (Entso-e) (2023). *European Resource Adequacy Assessment (ERAA) - 2023 Edition*.

Figur 2 Definition av resurstillräcklighet enligt Entso-e



## 1.2 Övervakning av resurstillräcklighet ska ske utifrån bedömningar av resurstillräcklighet

Enligt elmarknadsförordningen ska EU-medlemsstater övervaka resurstillräckligheten inom sina territorier utifrån den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet<sup>8</sup>. Resurstillräcklighetsbedömningen ska tas fram i enlighet med en gemensam europeisk metod, så kallad ERAA-metoden (European Resource Adequacy Assessment)<sup>9</sup>. Acer har beslutat om denna metod.

Entso-e ska årligen ta fram dessa resurstillräcklighetsbedömningar vilka Acer sedan ska fatta beslut om. Under maj 2024 beslutade Acer att godkänna bedömningen från Entso-e för 2023 (ERAA 2023), vilket är den tredje europeiska resurstillräcklighetsbedömningen och den första som blivit godkänd av Acer. Acer uppger i sitt beslut om ERAA 2023 att den fortfarande innehåller vissa metodologiska förenklingar som kräver ytterligare utveckling men att dessa inte påverkar resultaten i den utsträckningen att det har en negativ inverkan på syftet med ERAA, det vill säga att identifiera eventuella resurstillräcklighetsproblem.

Som ett komplement till den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen får EU-medlemsstaterna enligt vissa kriterier och förutsättningar utföra nationella bedömningar av resurstillräcklighet<sup>10</sup>. Under februari 2024 publicerade Svenska kraftnät, på uppdrag av regeringen, en rapport<sup>11</sup> där de bedömt

<sup>8</sup> Elmarknadsförordningen artikel 20.1.

<sup>9</sup> Elmarknadsförordningen artikel 23.

<sup>10</sup> Elmarknadsförordningen artikel 20.1.

<sup>11</sup> Svenska kraftnät (2024a). *En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning Regeringsuppdrag.* (Svk2023/2960). Februari 2024.

resurstillräckligheten för den svenska elförsörjningen. Den nationella resurstillräcklighetsbedömningen för Sverige uppfyller enligt Svenska kraftnät endast på en övergripande nivå de metodologiska kraven som finns för en nationell bedömning. Den svenska nationella resurstillräcklighetsbedömningen har inte heller skickats till Acer, vilket innebär att den inte utvärderats enligt reglerna i elmarknadsförordningen<sup>12</sup>. I den utsträckning resurstillräcklighetsbedömningarna ska användas som underlag för exempelvis politiska beslut, finns det därför skäl att ge större vikt åt den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen.

### 1.3 Rapportstruktur

Fortsättningen av denna rapport är uppdelad i följande kapitel, utöver referenser och bilagor:

- Kapitel 2: Bedömning av VOLL
- Kapitel 3: Bedömning av CONE
- Kapitel 4: Beräkning av tillförlitlighetsnorm baserat på VOLL och CONE för utvalda referenstekniker och bedömning av det minsta kapacitetsbehovet
- Kapitel 5: Ei:s förslag.

---

<sup>12</sup> Om den nationella bedömningen av resurstillräcklighet konstaterar ett resurstillräcklighetsproblem i ett elområde som inte konstaterades i den europeiska bedömningen, ska skälen till skillnaderna framgå av den nationella bedömningen. Den nationella bedömningen ska även i sådana fall innehålla närmare uppgifter om känsliga aspekter som använts och de bakomliggande antagandena. Medlemsstaterna ska offentliggöra bedömningen och överlämna den till Acer, som ska yttra sig huruvida avvikelserna mellan den nationella och den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet är motiverade. Det organ som är ansvarigt för den nationella bedömningen av resurstillräcklighet ska ta hänsyn till Acers yttrande och vid behov ändra sin bedömning.

## 2 Värdet av förlorad last (VOLL)

VOLL definieras i elmarknadsförordningen som en uppskattning i euro per megawattimme av det högsta elpriset som kunder är villiga att betala för att undvika strömavbrott<sup>13</sup>. Beräkningen av VOLL ska ske utifrån metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen. Av metoden framgår det att VOLL ska beräknas utifrån ett antal förutbestämda sektorer genom att värdera kostnaderna för elavbrott med stöd av en avbrottskostnadsundersökning. En sådan undersökning ska minst utgå från kostnadsuppskattningsmetoden betalningsvilja (*willingness to pay* på engelska), men flera metoder kan användas tillsammans om det resulterar i ett mer robust resultat. Metoden fastställer att undersökningen ska genomföras utifrån ett statistiskt representativt antal kunder inom de förutbestämda sektorerna och att en lämplig statistisk process ska tillämpas på all utdata. Resultatet ska uttryckas i kostnad per megawattimme utifrån förbrukningen vid avbrottsstillfället.

För att ta fram ett sammanvägt VOLL ska sektorerna viktas för att reflektera i vilken grad de kopplas bort vid en effektbristsituation. Underkategorier får tas fram inom de definierade sektorerna, och sektorer får aggregeras i de fall där representativa data för en sektor saknas. Vidare i denna rapport använder vi begreppet *verksamheter* som ett samlingsbegrepp för de sektorer som inte tillhör sektorn hushåll.

### 2.1 Ny avbrottskostnadsundersökning är genomförd men har inte använts på grund av osäkerheter

Ei ska uppdatera VOLL minst vart femte år enligt artikel 11.2 i elmarknadsförordningen. Senast Ei uppdaterade VOLL var december 2023. Ei beslutade då om ett VOLL på 7 065 euro per megawattimme vilket motsvarar 82,2 kronor per kilowattimme<sup>14</sup>. Utgångspunkten för beräkningen av VOLL var en avbrottskostnadsundersökning som Handelshögskolan vid Göteborgs universitet genomförde 2017–2018 (GU-studien) och som finansierades av Energimyndigheten<sup>15</sup>. Acers metod för att beräkna tillförlitlighetsnormen beslutades först 2020. Sweco fick därför i uppdrag att i möjligaste mån applicera metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen på avbrottskostnadsundersökningen.

---

<sup>13</sup> Elmarknadsförordningen artikel 2.9.

<sup>14</sup> Energimarknadsinspektionen (2023b). *Fastställande av värdet av förlorad last (VOLL)*. Beslutsdatum 2023-12-13, ärendenummer 2023-103740.

<sup>15</sup> Carlsson, F., Kataria, M., Lampi, E. & Martinsson, P. (2019). *Kostnader av elavbrott för svenska elkunder*. Göteborgs Universitet. Mars 2019. Tillgänglig via: [https://gupea.ub.gu.se/bitstream/handle/2077/59639/gupea\\_2077\\_59639\\_1.pdf;jsessionid=6F9D15992EC976AA61BB616C62A96D78?sequence=1](https://gupea.ub.gu.se/bitstream/handle/2077/59639/gupea_2077_59639_1.pdf;jsessionid=6F9D15992EC976AA61BB616C62A96D78?sequence=1).

Ei har under 2024 gett Sweco i uppdrag att utföra en ny avbrottskostnadsundersökning och beräkning av VOLL<sup>16</sup>. I undersökningen har ett stort antal hushåll och verksamheter ingått, vilket närmare beskrivs i uppdragets slutrapport<sup>17</sup>. Inför avbrottskostnadsundersökningen stämde metodvalen av med Svenska kraftnät och Energimyndigheten i syfte att välja metoder som är bäst lämpade för denna undersökning. Ett av metodvalen var att undersöka verksamheternas faktiska kostnader för avbrott vilket gjordes genom att be dem uppskatta sina kostnader men utan att verksamheterna informerades om att de uppskattade kostnaderna skulle antas vara likvärdiga med betalningsviljan. I den förra avbrottskostnadsundersökningen informerades respondenterna om detta. Efter att avbrottskostnadsundersökningen hade genomförts framstår det dock inte som osannolikt att de uppskattade direkta kostnaderna snarare reflekterar vad verksamheterna skulle vara villiga att få betalt för att stå ut med ett sådant avbrott (*willingness to accept* på engelska), än deras betalningsvilja eller direkta kostnader<sup>18</sup>. Även om verksamheterna ombads att uppskatta sina direkta kostnader gällde frågorna ett hypotetiskt strömavbrott. Det kan då bli en skillnad mellan verksamheternas värdering av kostnaderna (uppskattningen) och de faktiska kostnaderna, vilket är känt problem i den här typen av undersökningar<sup>19</sup>. Det är svårt att svara på i exakt vilken omfattning dessa tolkningar kan ha påverkat svaren i undersökningen, men Ei anser att osäkerheten ger resultaten lägre trovärdighet.

Verksamheterna lämnade svar via telefon om sina uppskattade faktiska kostnader som ett öppet numeriskt svar, vilket även bestämdes på förhand. Lärdomar från den tidigare avbrottskostnadsstudien är att telefonintervjuer dels ökar sannolikheten att få svar från verksamheter, dels ger möjligheten att förklara frågorna, samtidigt som det finns vissa nackdelar<sup>20</sup>. Av Swecos rapport som beskriver resultaten framgår att detta tillvägagångssätt sannolikt kan ha resulterat i att svaren innehåller bearbetningsfel eller tolkningsfel, till exempel om den monetära enheten ska vara i kronor eller tusental kronor. I sin tur kan detta negativt ha påverkat tillförlitligheten i svaren. Av Swecos rapport framgår även att en betydande andel svar som ligger till grund för resultaten gav uttryck för att den

---

<sup>16</sup> Sweco (på uppdrag av Ei) (2024a). *Beräkning av värdet av förlorad last (VoLL) från ny enkätundersökning. Deluppdrag 2 i uppdraget Uppdatering av värdet av förlorad last (VoLL) i Sverige*. Ärendenummer hos Ei: 2023-103995.

<sup>17</sup> Sweco (på uppdrag av Ei) (2024a).

<sup>18</sup> *Willingness to accept* ger ofta ett betydligt högre utfall än *Willingness to pay*. Det kan till exempel bero på inkomsteffekter, människors preferenser och hur lik varan, el i detta fall, är en vanlig marknadsvara (Horowitz, J. & McConnell, K. (2000). *A review of WTA/WTP studies*. Journal of Environmental Economics and Management. 44 (s. 426-447). Hämtad 2024-11-29. Tillgänglig via [https://www.researchgate.net/publication/222405578\\_A\\_review\\_of\\_WTAWTP\\_studies](https://www.researchgate.net/publication/222405578_A_review_of_WTAWTP_studies)).

<sup>19</sup> Haghani, M., Bliemer, M. C.J., Rose, J. M., Oppewal, H. & Lancsar, E. (2021). *Hypothetical bias in stated choice experiments: Part II. Conceptualisation of external validity, sources and explanations of bias and effectiveness of mitigation methods*. Journal of Choice Modelling, 41, 2021. Hämtad 2024-11-29. Tillgänglig via: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S175534521000555?via%3Dihub>.

<sup>20</sup> Carlsson, F., Kataria, M., Lampi, E. & Martinsson, P. (2019).

uppgivna kostnaden var högre än vad som kan anses vara rimligt. Till exempel angav ungefär 37 procent av verksamheterna kostnader som motsvarar mer än 6 000 kronor per kilowattimme<sup>21</sup>.

En delmängd av svaren gav också, uttryck för missförstånd eller protestsvar enligt Sweco och exkluderades därför. Samtidigt är ett visst bortfall av svar förväntat. Av totalt cirka 2 000 svar togs därför 270 svar bort helt. Cirka 410 svar beskrevs som avvikande men inkluderades ändå. Bland annat angav många respondenter en årlig elförbrukning som inte är rimlig utifrån ett hushåll eller storleken på deras säkring, och det fanns en stor risk för uppskattningsfel. Dessutom saknades många respondenters årsförbrukning helt<sup>22</sup>. I Swecos känslighetsanalys framgår även att VOLL varierar betydligt, mellan 152–1 212 kronor per kilowattimme, beroende på metodval för att hantera extremsvar<sup>23</sup>. Just vilken metod som används för att hantera extremsvar och hur ett medelvärde beräknas är något som påverkar VOLL i högsta grad.

Slutligen är det också så att metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen är ett brett ramverk som inrymmer många olika metodval vilket kan ge utrymme för stora variationer på VOLL, men för varje metodval är det väsentligt att ha tillförlitliga data.

Sammantaget bedömer Ei att osäkerheterna i Swecos avbrottskostnadsundersökning medför att den inte bör användas. Ei kommer därför att genomföra en ny avbrottskostnadsundersökning innan ett nytt beslut fattas om VOLL.

Vid årets uppdatering av tillförlitlighetsnormen väljer Ei därför att använda det senast beslutade VOLL, från december 2023, på 7 065 euro per megawattimme (motsvarande 82,2 kronor per kilowattimme)<sup>24</sup>. Beräkningen av sammanvägda VOLL framgår av avsnitt 2.2 nedan och för mer detaljer om hur beräkningen gjordes hänvisar vi till förra årets rapport om beräkning av tillförlitlighetsnormen<sup>25</sup>.

---

<sup>21</sup> Som jämförelse har Nederländerna det högsta VOLL i Europa i dag på motsvarande cirka 700 kronor per kilowattimme (Ecorys och SEO (på uppdrag av Autoriteit Consument en Markt) (2022). *The value of lost load for electricity in the Netherlands*. Hämtad 2024-10-09. Tillgänglig via: <https://www.acm.nl/system/files/documents/bijlage-bij-besluit-rapport-the-value-of-lost-load-for-electricity-in-the-netherlands.pdf>. Juni 2022.)

<sup>22</sup> 396 av 1 004 hushåll uppgav ingen årlig elförbrukning. Årsförbrukningen är en komponent som används för att ta fram en avbrottskostnad i kronor per kilowattimme.

<sup>23</sup> Sweco beräknade VOLL till 869 kronor per kilowattimme utifrån de på förhand bestämda metodvalen.

<sup>24</sup> Ei (2023b).

<sup>25</sup> Ei (2023a).



## 2.2 VOLL till tillförlitlighetsnormen

I Tabell 1 redovisar vi avrundade värden för varje sektors beräknade avbrottskostnader, viktning uttryckt i procent, ett viktat VOLL för respektive sektor samt det sammanvägda VOLL. Kostnaderna är redovisade i kronor per kilowattimme i prisnivån för juli 2023 och kommer från Ei:s beslut om VOLL från december 2023.

Tabell 1 Avrundade värden för varje sektors avbrottskostnader, viktat VOLL för respektive sektor och sammanvägt VOLL

Sektor	Avbrottskostnad [kr/kWh]	Vikt	Sektors-VOLL [kr/kWh]
Offentlig verksamhet	59,9	6 %	3,5
Industri, små och medelstor*	65,2	10 % *	6,5
Industri, 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
<b>Sammanvägt VOLL</b>	<b>-</b>	<b>100 %</b>	<b>82,2</b>

\*Sektorn industri (små och medelstor samt stor) utgör 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 (\*) i Tabell 1. Uppskattningen är gjord tillsammans med Energimyndigheten.

Källa: Ei (2023b)

Det sammanvägda VOLL om 82,2 i kronor per kilowattimme använder Ei till årets uppdaterade beräkning av tillförlitlighetsnormen, vilket beskrivs mer ingående i kapitel 4.

### 3 Kostnaden för ny resurs (CONE)

Som vi har beskrivit i kapitel 1 är CONE en variabel i beräkningen av tillförlitlighetsnormen, och vid beräkningen av CONE ska följande steg användas enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen:

- 1 Identifiera kandidattekniker och efter utvärdering utifrån vissa kriterier välj ut referenstekniker samt för utvalda tekniker uppskatta potentialen för ytterligare kapacitetsresurser<sup>26</sup>
- 2 Definiera detaljerade tekniska egenskaper för referenstekniker<sup>27</sup>
- 3 Beräkna kapitalkostnader och årliga fasta kostnader för respektive referensteknik<sup>28</sup>
- 4 Fastställ ett rimligt sammanvägt avkastningskrav på investerat kapital (WACC) som ska användas för respektive referensteknik<sup>29</sup>
- 5 Beräkna fast CONE för varje referensteknik<sup>30</sup>
- 6 Fastställ rörlig CONE för varje referensteknik<sup>31</sup>.

Vår tolkning av ovannämnda steg illustrerar vi även mer i detalj i Figur 3 nedan. Genomgående i detta kapitelns underavsnitt beskriver vi även mer i detalj vår tolkning av samtliga steg samt vilka metodval och indata vi har använt.

---

<sup>26</sup> Acer (2020) artikel 10.2.

<sup>27</sup> Acer (2020) artikel 11.3.

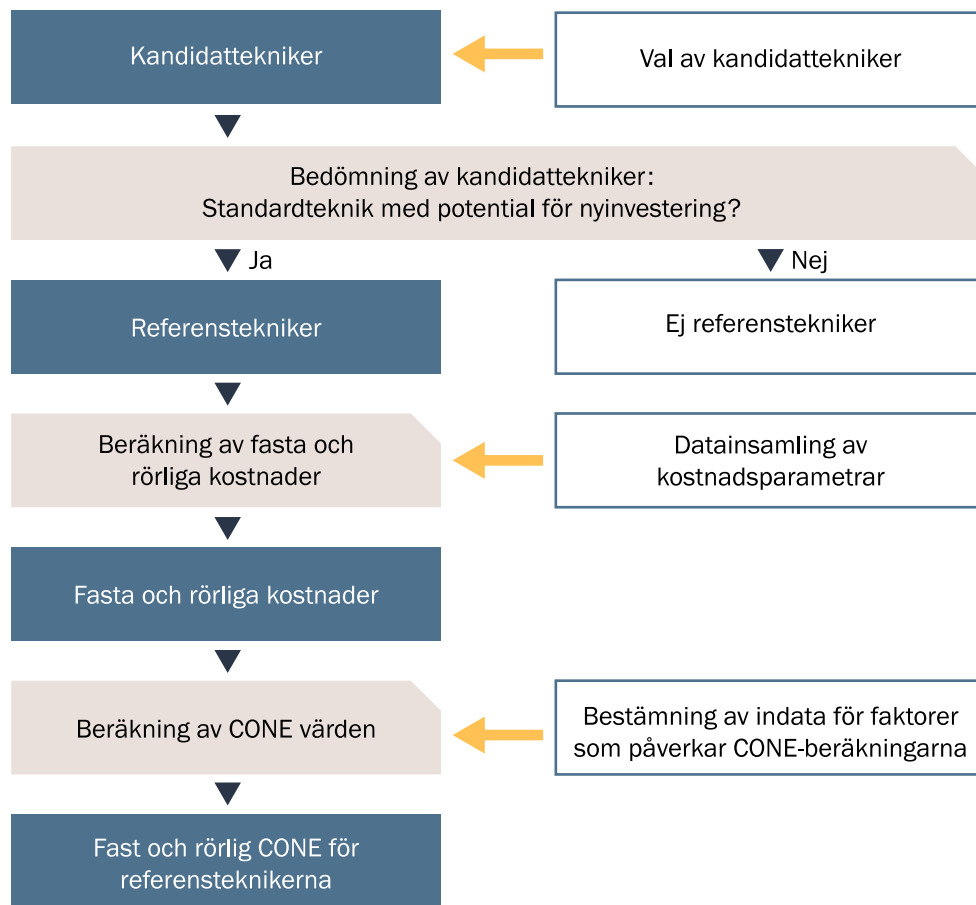
<sup>28</sup> Acer (2020) artikel 13.4.

<sup>29</sup> Acer (2020) artikel 14.5.

<sup>30</sup> Acer (2020) artikel 15.6.

<sup>31</sup> Acer (2020) artikel 16.

Figur 3 Ei:s tolkning av olika steg för beräkning av CONE i enlighet med metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen



### 3.1 Referenstekniker

Det första steget för att välja ut referenstekniker är att identifiera kandidattekniker. Kandidattekniker 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. Ei har antagit att denna tidpunkt är en kall och mörk vinterdag. Mot denna bakgrund har Ei bedömt att tekniker som framgår av nedanstående Tabell 2 är kandidattekniker.

Tabell 2 Tekniker som Ei bedömer vara kandidattekniker

Tekniker	Typer
Energilagring	Batterilager, pumpkraft och tryckluftslager
Efterfrågeflexibilitet	Laddbara lätta fordon (i form av personbilar och lätta lastbilar), industri, hushållsel, hushållsuppvärmning (i form av småskaliga värmepumpar) respektive ventilation och uppvärmning i fastigheter
Värmekraft – gasturbiner	Enkel- respektive kombi-cykel gasturbiner
Värmekraft – kolvmotor	Diesel- eller ottomotorer
Värmekraft	Mottrycks- och kondenskraftverk
Kärnkraft	Stor- respektive småskalig (SMR)
Vattenkraft	Konventionell
Vindkraft	Land- respektive havsbaserad

En del av teknikerna i Tabell 2 bedömer vi även är referenstekniker och skälen för denna bedömning återges i nedanstående avsnitt *Tekniker som Ei bedömer vara referenstekniker*. I avsnittet *Uppdaterad bedömning kring kostnaden för förnyelse eller förlängning av en teknik eller anläggning (CORP)* ger vi även vår syn på huruvida förnyelse eller förlängning av existerande anläggningar, såsom gasturbiner, vattenkraftsanläggningar och storskalig kärnkraft, kan antas vara en referensteknik.

### Krav för att en teknik ska anses vara en referensteknik

CONE ska endast beräknas för de kandidattekniker som uppfyller kraven för att definieras som så kallade referenstekniker. För att en kandidatteknik ska få kategoriseras som en referensteknik ska följande två kriterier vara uppfyllda:

- Tekniken ska vara en **standardteknik**. Att en teknik är en standardteknik innebär att det ska finnas tillförlitlig och generell information om kostnader för tekniken, att kostnaderna kopplade till byggnation och drift av tekniken ska vara i samma storleksordning från ett projekt till ett annat, samt att utvecklingen av tekniken inte är avsevärt bunden av tekniska begränsningar.
- Tekniken ska ha **potential att träda in på marknaden med ny 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 för att beräkna tillförlitlighetsnormen är det inte närmare definierat vilken tidsperiod som avses med ”att tekniken ska antas kunna träda in på

marknaden”, mer än att det ska vara inom de kommande åren. I tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>32</sup> har Ei utgått från att tekniken ska kunna vara driftsatt under den kommande femårsperioden, eftersom det stämmer väl överens med hur ofta VOLL och CONE bör ses över. Ei har också tidigare stämt av detta antagande med Acer, som inte haft några invändningar mot det. Ei konstaterar att våra grannländer Danmark och Finland har valt en något kortare period (2–3 år) i sina beräkningar, men Ei anser sammantaget att en tidsperiod om fem år är en rimlig avvägning för att säkerställa att tekniker som tas med i beräkningarna har en reell möjlighet att bidra till ny kapacitet inom en överskådlig framtid. Detta ger en balanserad bedömning så att de tekniker inkluderas som är tillräckligt utvecklade för att snart tas i drift, samtidigt som framtida tekniker som ännu är under utveckling potentiellt kan beaktas i kommande uppdateringar av tillförlitlighetsnormen. Ei väljer därför även i år att utgå ifrån en kommande femårsperiod i denna bedömning.

### **Tekniker som Ei bedömer vara referenstekniker**

I samband med årets uppdatering av tillförlitlighetsnormen har Ei sett över vilka kandidattekniker som kan klassas som referenstekniker. Skillnaderna från förra årets avrapportering av normen är dels att vi har sett över indelningen av efterfrågefleksibilitet och ändrat vår kategorisering, dels att havbaserad vindkraft numera ingår. Utöver dessa förändringar väljer Ei att utgå från samma val och bedömningar av referenstekniker som vi gjort i tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>33</sup>. De kandidattekniker som Ei har bedömt är referenstekniker vid årets beräkning av CONE framgår av Tabell 3.

**Tabell 3 Kandidattekniker som Ei bedömer är referenstekniker**

<b>Referenstekniker</b>
Batterilager
Efterfrågefleksibilitet laddbara lätta fordon
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning
Gasturbin enkelcykel
Gasturbin kombicyclel
Kolvmotor
Kondenskraftverk
Landbaserad vindkraft
Havsbaserad vindkraft

<sup>32</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>33</sup> Ei (2021 och 2023a).

I nedanstående underavsnitt redovisas de särskilda överväganden som Ei har gjort vid årets översyn av referensteknikerna.

### ***Indelning av efterfrågeflexibilitet***

På grund av en snabb utveckling inom efterfrågeflexibilitet, och dess ökade betydelse för ett kostnadseffektivt elsystem, har Ei även i år särskilt sett över och uppdaterat indata till beräkningarna av kostnaderna för de olika referensteknikerna som utgörs av efterfrågeflexibilitet.

I tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>34</sup> har Ei utgått från följande referenstekniker för efterfrågeflexibilitet: (1) industri<sup>35</sup>, (2) hushållsuppvärmning samt (3) ventilation och uppvärmning i fastigheter. I årets beräkning av normen har Ei valt att inte beräkna efterfrågeflexibilitet för industri respektive ventilation och uppvärmning i fastigheter, eftersom dessa två kategorier inte längre anses uppfylla kravet om standardteknik, vilket är en förutsättning för att vara referenstekniker. Bakgrunden till denna uppdaterade bedömning är att Ei, inom ramen för detta regeringsuppdrag, gav Sweco i uppdrag att ta fram uppdaterade underlag på investeringsutgifter med mera för efterfrågeflexibilitet som underlag till beräkningen av tillförlitlighetsnormen. Som en del av sitt uppdrag genomförde Sweco en intervjustudie med aktörer som arbetar inom området efterfrågeflexibilitet<sup>36</sup>. Sweco konstaterade att det är tveksamt om industri samt ventilation och uppvärmning i fastigheter längre uppfyller kraven om standardteknik enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen<sup>37</sup>. Ei har därför valt att ta bort dessa två kategorier från listan med referenstekniker.

En möjlighet som Ei skulle kunna utreda i framtida beräkningar av tillförlitlighetsnormen är om det går att identifiera några användarkategorier inom till exempel industrisektorn. Om kategoriseringen genomförs på ett sätt som harmonierar med kraven i metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen skulle dessa kategorier potentiellt kunna utgöra egna referenstekniker när det finns tillräckliga data.

### ***Efterfrågeflexibilitet från laddbara lätta fordon (nedreglering) är en referensteknik i årets beräkning***

Jämfört med tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>38</sup> har Ei bedömt att efterfrågeflexibilitet från laddbara lätta fordon numera är en egen kategori som uppfyller kraven för att vara referensteknik. Med efterfrågeflexibilitet

---

<sup>34</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>35</sup> I Ei (2021) delades industri in i elintensiv respektive övrig industri medan industri användes i Ei (2023a).

<sup>36</sup> Sweco (på uppdrag av Ei (2024b)). *Investeringskostnad och kapacitetsfaktor för efterfrågeflexibilitet – PM av Sweco till Energimarknadsinspektionen som underlag till beräkningen av tillförlitlighetsnormen*. Ärendenummer hos Ei: 2024-103997.

<sup>37</sup> Acer (2020) artikel 10.4.

<sup>38</sup> Ei (2021 och 2023a).

från laddbara lätta fordon avser vi här nedreglering, det vill säga att fordonen kan minska eller flytta sin elförbrukning vid behov. Detta skiljer sig från uppreglering, Vehicle-to-Grid, där el återförs från fordonen till elsystemet.

Att efterfrågefleksibilitet från laddbara lätta fordon numera är en referensteknik beror främst på den ökade potentialen för laddning av personbilar och lätta lastbilar att delta med flexibilitet i elsystemet genom nedreglering. Potentialen har ökat på senare tid och förväntas fortsätta öka de kommande åren<sup>39</sup>. Dessutom är tekniken för flexibel laddning av dessa fordon att betrakta som standardiserad, eftersom investeringsutgifterna är relativt enhetliga.

### **Havsbaserad vindkraft är en referensteknik i årets beräkning**

Ei bedömde i förra årets avrapportering av tillförlitlighetsnormen<sup>40</sup> att havsbaserad vindkraft inte skulle räknas som en referensteknik, även om det var på gränsen att tekniken skulle ha potential att vara i drift de kommande fem åren. I årets analys av kandidattekniker har Ei däremot bedömt att havsbaserad vindkraft är en teknik som har förutsättningar att tas i drift under den kommande femårsperioden och ska därför ingå som en referensteknik.

I dagsläget är det fyra vindkraftsparker tills havs som regeringen har beviljat tillstånd för (Galene, Kattegatt syd, Kriegers flak och Poseidon) och två som är i slutskedet av beredning hos Regeringskansliet<sup>41</sup>. Den ursprungliga planen var att Kriegers flak, som var den första parken att beviljas tillstånd, skulle börja producera el 2028 och vara fullt ut i drift 2029<sup>42</sup>. Vattenfall meddelade dock i september i år att de beslutat att tills vidare pausa utvecklingen av Kriegers flak, eftersom investeringsförutsättningar saknas och att en driftsättning till 2028 inte kommer att vara möjlig<sup>43</sup>. Under oktober i år meddelade Vattenfall även att risken finns att de pausar utvecklingen av Kattegatt syd<sup>44</sup>. Även om det nu finns en ökad risk för att ingen havsbaserad vind kan tas i bruk jämfört med i början av detta år, bedömer Ei ändå att principiella förutsättningarna fortfarande gäller för att havsbaserade vindkraftsprojekt ska kunna realiserars inom en kommande femårsperiod. Teknikutveckling, regulatoriska förändringar och ekonomiska

---

<sup>39</sup> Detta framgår bland annat från Energimarknadsinspektionen (2023c). *Främjande av ett mer flexibelt elsystem Deluppdrag 5*. (Ei R2023:18).

<sup>40</sup> Ei (2023a).

<sup>41</sup> Regeringskansliets webbsida 2024. *Havsbaserad vindkraft*. Hämtad 2024-11-04. Tillgänglig via: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/miljo-och-klimat/havsbaserad-vindkraft/>.

<sup>42</sup> Vattenfalls webbsida (2024a). *Vindkraftsprojekt Kriegers flak, Vindkraftsprojekt Kriegers flak – Vattenfall*. Hämtad 2024-08-14. Tillgänglig via: <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vindprojekt/kriegers-flak>.

<sup>43</sup> Vattenfalls webbsida (2024b). *Vattenfall pausar det havsbaserade vindkraftsprojektet Svenska Kriegers flak*. Hämtad 2024-09-02. Tillgänglig via: <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2024/vattenfall-pausar-det-havsbaseade-vindkraftsprojektet-svenska-kriegers-flak>.

<sup>44</sup> Dagens industri (2024). *Vattenfall varnar: Risk att nytt jätteprojekt sätts på paus*. Hämtad 2024-10-24. Tillgänglig via: <https://www.di.se/nyheter/vattenfall-varnar-risk-att-nytt-jatteprojekt-satts-pa-paus/>.

incitament kan också på relativt kort tid ge nya möjligheter. Samtidigt är Ei medveten om att åsikterna om dessa förutsättningar kan variera beroende på olika aktörers syn på till exempel marknadsutvecklingen och de regulatoriska ramarna. Ei vill även framhålla att havsbaserad vindkraft har en relativt hög investeringsutgift jämfört med andra referenstekniker, vilket innebär att det inte kommer att vara en teknik som påverkar eller avgör värdet av tillförlitlighetsnormen, se kapitel 4 för ytterligare detaljer.

Generellt sett har Ei bedömt att land- och havsbaserad vindkraft kan räknas som en standardiserad teknik där det finns tillgång till uppgifter om kostnader, även om vissa skillnader i kostnader kan uppkomma på grund av geografisk placering. Den geografiska skillnaden bör dock vara mindre än vid anläggande av exempelvis ny vattenkraft, som skiljer sig mycket från projekt till projekt<sup>45</sup>.

#### ***Tidsramen för ny kärnkraft innebär att den inte bedöms som referensteknik i årets beräkning***

Ei har i år, liksom i tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>46</sup>, bedömt att kandidatteknikerna för kärnkraft, storskalig kärnkraft respektive småskalig kärnkraft (SMR) inte uppfyller kraven för att vara referenstekniker. Bedömningen utgår från att det inte är sannolikt att elproduktion från ny kärnkraft skulle vara aktuell i Sverige inom de kommande fem åren.

Kärnkraften har under den senaste tiden fått ökat politiskt stöd. Nuvarande regering arbetar för att införa ny kärnkraft i Sverige med målsättning att minst 2 500 megawatt, motsvarande effekten av två storskaliga reaktorer, ska finnas på plats senast 2035<sup>47</sup>. Det är därmed inte sannolikt att ny storskalig kärnkraft ska kunna tas i drift inom fem år. SMR skulle teoretiskt gå snabbare att bygga än storskalig kärnkraft men Ei bedömer, utifrån de pågående SMR-projekten<sup>48</sup>, att det inte är rimligt att anta att SMR driftsätts i Sverige inom den kommande femårsperioden.

Ei kommer fortsatt att följa utvecklingen för olika kärnkraftstekniker. Ei vill även tillägga att om CONE för kärnkraftstekniker hade beräknats hade det också blivit

---

<sup>45</sup> För mer information om Ei:s bedömning av vattenkraft som referensteknik se bilaga 4 i Ei (2021).

<sup>46</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>47</sup> Regeringskansliets webbsida 2023. *Regeringen lanserar en färdplan för ny kärnkraft i Sverige*. Hämtad 2024-10-09. Tillgänglig via: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2023/11/regeringen-lanserar-en-fardplan-for-ny-karnkraft-i-sverige/>.

<sup>48</sup> Över 90 olika SMR-projekt håller för närvarande på att utvecklas runtom i världen, i olika skeden. Ett fåtal SMR finns redan i drift, ett antal är under uppförande medan flertalet hittills endast existerar i olika utvecklingsfaser. WSP har tagit fram två scenarier över hur framtidens kärnkraft kan utvecklas i Sverige. I det lägre scenariot skulle Sverige kunna ha sex SMR i drift till 2050, där det första kan vara på plats omkring 12–15 år. I det högre scenariot kan uppemot 25 reaktorer byggas inom samma tidsram och den första mindre reaktorn skulle kunna vara på plats omkring 2030.

(WSP Webbsida 2024. *Små modulära reaktorer – En framtidsprognos för industri och samhälle*.

Hämtad 2024-12-06. Tillgänglig via: <https://www.wsp.com/sv-se/insikter/sma-modulara-reaktorer/>).



så pass högt jämfört med övriga tekniker att de inte påverkat eller avgjort storleken på tillförlitlighetsnormen.

### ***Pumpkraftverk uppfyller fortfarande inte kraven för en referensteknik***

Historiskt har pumpkraftverk varit beroende av naturliga höjdvariationer och vattenmagasin. Möjligheterna att bygga fler svenska pumpkraftverk har därför varit begränsade av lönsamhetsskäl<sup>49</sup>. Ett undantag är dock Vattenfall som efter en lyckad förstudie under slutet av 2023 tog steget till förprojektering för ombyggnad av Juktans vattenkraftverk i Västerbotten till ett pumpkraftverk. Projektet är nu på väg på remiss. Vattenfall planerar ett investeringsbeslut 2027 och kommersiell driftsättning 2032<sup>50,51</sup>.

Under den senaste tiden har också denna teknik utvecklats i en ny riktning då marknadsaktörer ser en potential att utnyttja övergivna gruvor för att lagra vatten och genom höjdskillnaden i gruvan producera el. Tusentals övergivna gruvor finns i dag utspridda i olika delar av Sverige, varav minst ett hundratal (hittills) har bedömts vara lämpliga. Storleken på sådana pumpvattenkraftverk kan variera från små anläggningar till större på omkring 250 megawatt. Flera av dessa projekt är under utveckling i Sverige<sup>52</sup> där anläggningar med en storlek upp till 50 megawatt bedöms tas drift till 2030<sup>53</sup>.

Även om pumpkraft på senare tid har fått ett uppsving och utvecklats i ny riktning bedömer Ei att tekniken fortfarande inte uppfyller kraven för att vara en referensteknik. Framför allt hydrologiska förutsättningar, geografi och omfattande miljöprövningar för anläggningsområdet innebär att kostnaderna mellan olika projekt fortfarande kan variera betydligt. Kostnadsuppgifterna ska enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen vara tillgängliga och transparenta samt möjliga att verifiera mot andra projekt. Detta är enligt Ei ännu inte är fallet för denna teknik. Därtill anser vissa marknadsaktörer att den tekniska och fysiska potentialen för pumpkraft i dag också större än den marknadsmässiga potentialen. Marknadsaktörer bedömer att enbart 3–8 nya pumpkraftanläggningar kan finnas på plats till 2030<sup>54</sup>. Beroende på hur utfallet blir framöver kan det resultera i att mer detaljerade och jämförbara kostnadsuppgifter blir tillgängliga. Detta skulle även i

---

<sup>49</sup> Power Circle (2022). *Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem - en kartläggning av flexibilitetsresurser*. December 2022. Hämtad 2024-09-24.

Tillgänglig via: [https://www.powercircle.org/kartlaggning\\_flexibilitet.pdf](https://www.powercircle.org/kartlaggning_flexibilitet.pdf).

<sup>50</sup> Vattenfalls webbsida (2024c). *Juktans kraftverk*. Hämtad 2024-09-24.

Tillgänglig via: <https://projekt.vattenfall.se/vattenkraftsprojekt/juktan/>

<sup>51</sup> Svt (2024). *Här ska Sveriges största batteri byggas utanför Sorsele – 280 meter under jord*.

Hämtad 2024-09-24. Tillgänglig via: <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/vasterbotten/sveriges-storsta-batteri-byggs-utanfor-sorsele-280-meter-under-jord>.

<sup>52</sup> Power Circle (2022).

<sup>53</sup> Power Circle (2024). *Initiala resultat: Flexibilitetspotentialer till år 2030*. Oktober 2024.

Hämtad 2024-10-22. Tillgänglig via: <https://powercircle.org/flexpotentialer2030.pdf>.

<sup>54</sup> Power Circle (2024).

sin tur kunna påverka Ei:s framtida bedömning av huruvida pumpkraft kan anses vara en referensteknik.

**Uppdaterad bedömning kring kostnaden för förnyelse eller förlängning av en teknik eller anläggning (CORP)**

Av artikel 18 i metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen framgår möjligheten att även ta fram kostnaden för förnyelse eller förlängning av en existerande resurs (CORP, *cost of renewal or prolongation* på engelska). Detta värde kan sedan användas för att ta fram ett gränsvärde för LOLE. CORP kan emellertid endast tas fram för sådana resurser som uppfyller kraven för att klassas som referenstekniker, till exempel att det är en standardteknik och har potential att träda in på marknaden med ny kapacitet inom de kommande åren.

I Sverige finns det sannolikt anläggningar såsom storskalig kärnkraft, gasturbiner och vattenkraftsanläggningar där en möjlig förnyelse eller förlängning av livslängden skulle kunna möjliggöra ökad resurstillräcklighet (effekt) i en effektbrissituation.

För storskalig kärnkraft har ägarna av Forsmark och Ringhals redan fattat inriktningsbeslut att förlänga drifttiden från 60 till 80 år<sup>55</sup>. Även ägarna av Oskarshamn 3 utreder en förlängning av drifttiden<sup>56</sup>. Historiskt har effekthöjningar av kärnkraft genomförts i Sverige med sammanlagt cirka 1 000 megawatt vilket motsvarar effekten i ett kärnkraftverk. Detta kan vara en förklaring till att marknadsaktörer bedömer att ytterligare större effekthöjningar kan vara begränsade<sup>57/58</sup>. Det är också svårt att fastställa standardiserade och verifierbara kostnadsuppgifter för dessa potentiella förlängningar eller effekthöjningar eftersom varje existerande kärnkraftsanläggning har unika tekniska, regulatoriska och miljömässiga förutsättningar.

För andra tekniker, såsom gasturbiner och vattenkraftsanläggningar, är bilden mer diversifierad. Antalet anläggningar är stort, och variationerna i ålder, teknisk standard och användningsområde gör det svårt att ta fram enhetliga kostnadsuppskattningar för förnyelse eller förlängning. Skillnaderna mellan

---

<sup>55</sup> Vattenfalls webbsida (2024d). *Forsmark och Ringhals siktar på 80 års drifttid av befintliga kärnkraftreaktorer*. Hämtad 2024-10-03. Tillgänglig via: <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2024/forsmark-och-ringhals-siktar-pa-80-ars-drifttid-av-befintliga-karnkraftreaktorer>.

<sup>56</sup> Ny teknik (2024). *Oskarshamn 3 kan få utökad livslängd – "handlar om kostnaden"*. Hämtad 2024-10-03. Tillgänglig via <https://www.nyteknik.se/energi/oskarshamn-3-kan-fa-utokad-livslangd-handlar-om-kostnaden/4289840>.

<sup>57</sup> Regeringskansliet, Finansdepartementet. *Promemoria Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft*. (Fi 2023:F). Augusti 2024.

<sup>58</sup> Det kan tilläggas att för närvarande utreds en effekthöjning på upp till 250 megawatt för Forsmark 3, medan Forsmark 1 fick tillstånd under början av 2024 att höja effekten med 100 megawatt.

sådana typer av projekt är betydande, vilket komplicerar möjligheten att skapa en standardiserad modell för att jämföra kostnaderna.

Förnyelse eller förlängning av olika tekniker och anläggningar har alltså mycket olika förutsättningar beroende på faktorer såsom ålder, teknisk standard samt regulatoriska och miljömässiga krav. Variationen gör det svårt att fastställa standardiserade och verifierbara kostnader på ett sätt som möjliggör rättvis jämförelse mellan olika projekt. I Finland har CORP använts för att fastställa tillförlitlighetsnormen genom att uppskatta stödbehovet för äldre anläggningar i en strategisk reserv<sup>59</sup>. En expert på Finlands energitillsynsmyndighet räknar dock med att de inte kommer att använda CORP igen. Metoden har visat sig vara osäker samt att kostnaderna har förändrats och att vissa specifika anläggningar har avvecklats<sup>60</sup>. Sammantaget har Ei mot denna bakgrund valt att inte inkludera förlängningar eller förnyelser i årets avrapportering av tillförlitlighetsnormen. Skulle mer detaljerade och jämförbara kostnadsuppgifter bli tillgängliga framöver, kan detta påverka framtida bedömningar.

### **Teknisk potential, tillgänglig kapacitet och effektbidragsfaktor**

Enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen ska potentialen för ytterligare kapacitetsresurser för de olika referensteknikerna tas fram. I detta sammanhang finns det två olika begrepp kopplat till potentialen, det vill säga *teknisk potential* och *tillgänglig kapacitet*. Den tillgängliga kapaciteten skiljer sig från den tekniska potentialen på så sätt att den tillgängliga kapaciteten tar hänsyn till hur stor andel av den tekniska potentialen som är realiserbar och tillgänglig när kapaciteten behövs i en bristsituation. För att estimeras den tillgängliga kapaciteten används parametern *effektbidragsfaktorn*<sup>61</sup> vilket vi beskriver mer ingående i nedanstående avsnitt *Effektbidragsfaktor*.

### **Tillgänglig kapacitet och den tekniska potentialen för samtliga referenstekniker**

I nedanstående Tabell 4 presenterar vi den tillgängliga kapaciteten och den tekniska potentialen för samtliga referenstekniker. Det är den tillgängliga kapaciteten som i ett senare skede i beräkningen av tillförlitlighetsnormen sätts i relation till det minsta kapacitetsbehovet. För samtliga referenstekniker, utom efterfrågefleksibilitet (från laddbara lätta fordon respektive hushållsuppvärmning) och havsbaserad vindkraft, har Ei antagit att den tillgängliga kapaciteten är större

---

<sup>59</sup> Energiavirasto (Energimyndigheten) (2022). *Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaiseksi luottettavuusstandardiksi*. 214/040000/2022. Hämtad 2024-12-05. Tillgänglig via: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luottettavuusstandardista.PDF/35ac4bfd-11de-74f7-eff9-3a66be9bdcc5/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luottettavuusstandardista.pdf?t=1647937046571>.

<sup>60</sup> Henri Hämäläinen, expert på Finlands energitillsynsmyndighet Energiavirasto (Energimyndigheten), e-postkonversation den 22 oktober 2024.

<sup>61</sup> Denna faktor har Ei benämnt som "kapacitetsfaktor" i Eis tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen (Ei, 2021 och 2023a).

än (">") det minsta kapacitetsbehovet. I årets uppdatering av normen har Svenska kraftnät beräknat det minsta kapacitetsbehovet till 2 700 megawatt, se avsnitt 4.1 för en vidare beskrivning av detta.

**Tabell 4 Teknisk potential och tillgänglig kapacitet för nya resurser (referenstekniker) där en vidare beskrivning och källhänvisning anges under tabellen**

Referenstekniker	Teknisk potential [MW]	Tillgänglig kapacitet [MW]
Batterilager	> minsta kapacitetsbehovet	> minsta kapacitetsbehovet
Efterfrågeflexibilitet laddbara lätta fordon	1 200	1 100 <sup>62</sup>
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	3 700	2 500 <sup>63</sup>
Gasturbin enkelcykel 150 MW	> minsta kapacitetsbehovet	> minsta kapacitetsbehovet
Gasturbin enkelcykel 300 MW	> minsta kapacitetsbehovet	> minsta kapacitetsbehovet
Gasturbin kombicykel 300 MW	> minsta kapacitetsbehovet	> minsta kapacitetsbehovet
Havsbaserad vindkraft	3 000	540
Kolmotor	> minsta kapacitetsbehovet	> minsta kapacitetsbehovet
Kondenskraftverk	> minsta kapacitetsbehovet	> minsta kapacitetsbehovet
Landbaserad vindkraft	> minsta kapacitetsbehovet	> minsta kapacitetsbehovet

Vid skattning av teknisk potential och tillgänglig kapacitet för de två olika kategorierna för efterfrågeflexibilitet (från laddbara lätta fordon respektive hushållsuppvärmning) har Ei i år tagit hjälp av Energimyndigheten<sup>64</sup>.

Energimyndigheten har uppskattat den tillgängliga kapaciteten under en normal januardag 2030 till 2 500 megawatt för småskaliga värmepumpar respektive 1 100 megawatt för laddbara personbilar och lätta lastbilar. Den tekniska potentialen 2030 bedömer Energimyndigheten vara 3 700 megawatt för småskaliga värmepumpar respektive 1 200 megawatt för laddbara personbilar och lätta lastbilar<sup>65</sup>. Energimyndighetens uppskattning är i pariteten med Power Circles bedömning av efterfrågeflexibilitet, som publicerades under hösten 2024<sup>66</sup>.

<sup>62</sup> Notera att detta värde, som redovisas i Tabell 4 och som Energimyndigheten förslagit, är avrundat till närmaste hundratal. Exakt värde som de beräknat är 1 080 megawatt.

<sup>63</sup> Notera att detta värde, som redovisas i Tabell 4 och som Energimyndigheten förslagit, är avrundat till närmaste hundratal. Exakt värde som de beräknat är 2 466 megawatt.

<sup>64</sup> Energimyndigheten (på uppdrag av Energimarknadsinspektionen) (2024). *Energimyndighetens bedömning av flexibilitetskapacitet och potential hos värmepumpar och laddbara lätta fordon*. Ärendenummer hos Ei: 2024-103998.

<sup>65</sup> En vidare beskrivning för uppskattningen av teknisk potential med mera för efterfrågeflexibilitet framgår av Energimyndigheten (på uppdrag av Ei) (2024). Det ska även framföras här att lätta lastbilar endast bidrar marginellt med kapacitet enligt Energimyndigheten.

<sup>66</sup> Power Circle (2024).

Till grund för förra årets avrapportering av tillförlitlighetsnormen<sup>67</sup> utgick Ei i stället ifrån DNV:s<sup>68</sup> analys av potential för efterfrågeflexibilitet<sup>69</sup>. Ei använde då DNV:s tekniska potential på 4 160 megawatt för efterfrågeflexibilitet från uppvärmning i hushåll, vilket alltså är något högre än de 3 700 megawatt som Energimyndigheten uppskattat för i år, även om det inte är någon väsentlig skillnad. Sammantaget bedömer Ei att Energimyndighetens uppskattningar är något mer aktuella inom ett område som är under förändring och i övrigt rimliga. Ei väljer därför att utgå från dessa i den fortsatta analysen.

För att uppskatta den tekniska potentialen för havsbaserad vindkraft har Ei utgått från tre projekt, de planerade installerade effekterna för Galene (400 megawatt), Kattegatt syd (1 200 megawatt) och Poseidon (1 400 megawatt)<sup>70</sup>. Sammanlagt ger dessa anläggningar en teknisk potential på 3 000 megawatt. Då har vi valt att exkludera Kriegers flak och de två vindkraftsparker som är i slutskedet av sin beredning hos Regeringskansliet. Med vår använda effektbidragsfaktor för havsbaserad vindkraft på 18 procent (se avsnittet *Effektbidragsfaktor* nedan) ger detta en tillgänglig kapacitet på 540 megawatt<sup>71</sup>. Ei vill dock framhålla att uppskattningen är förknippad med osäkerheter, inte minst eftersom planerna för utbyggnad av havsbaserad vindkraft kan komma att förändras över tid beroende på tekniska, ekonomiska och politiska faktorer.

För övriga referenstekniker har Ei antagit att den tekniska potentialen är så pass stor att den tillgängliga kapaciteten inom de kommande åren förväntas vara högre än det minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen. Som exempel kan vi nämna batterilager där marknadsaktörer uppskattar att den totala effekten i planerade projekt uppgår till omkring 8 300 megawatt, med en horisont på tre till tio år fram i tiden<sup>72</sup>. Det är emellertid osäkert om alla dessa projekt blir realiserade. Osäkerheten är exempelvis kopplad till utbyggnadstakten, ekonomiska incitament och eventuella flaskhalsar i elnätscapacitet. Ei har därför valt att inte ange en exakt potential för batterilager och övriga referenstekniker, utöver efterfrågeflexibilitet och havsbaserad vindkraft, baserat på att den tillgängliga kapaciteten ändå

---

<sup>67</sup> Ei (2023a).

<sup>68</sup> DNV är en förkortning av Det Norske Veritas. Tidigare var bolagsnamnet DNV GL vilket var en förkortning av Det Norske Veritas och Germanischer Lloyd.

<sup>69</sup> DNV (på uppdrag av Energimarknadsinspektionen) (2023). *Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet. Energimarknadsinspektionen*. Juni 2023. Tillgänglig via: <https://ei.se/download/18.324926ce18bfb2c729b449a/1701327864719/Konsultrapport-Uppskattning-av-flexibilitet-som-kan-m%C3%B6jligg%C3%B6ras-inom-elsystemet-DNV.pdf>.

<sup>70</sup> OX2:s webbsida (2024). *Havsbaserad vindkraft. Galene. Kattegatt, utanför Hallands kust, Sverige*. Hämtad 2024-11-21. Tillgänglig via: <https://www.ox2.com/sv/sverige/projekt/galatea-galene/>.

Vattenfalls webbsida (2024e). *Vindkraftsprojekt Kattegatt Syd*. Hämtad 2024-11-21. Tillgänglig via: <https://projekt.vattenfall.se/vindprojekt/havsbaserad-vindkraft/kattegatt-syd/>.

Zephyrs webbsida (2024). *Poseidon*. Hämtad 2024-11-21. Tillgänglig via: <https://zephyr.no/se/portfolio/poseidon/>.

<sup>71</sup> 3 000 megawatt har vi multiplicerat med 18 procent, vilket är 540 megawatt.

<sup>72</sup> Bodecker Partners AB (på uppdrag av Svensk vindenergi) (2024). *Batterilagring och framtidens hybridparker*. Bodecker Partners AB. Juni 2024.

förväntas överstiga det minsta kapacitetsbehovet, vilket är det som är avgörande för beräkningen av tillförlitlighetsnormen.

### **Effektbidragsfaktor**

Utöver potentialen för de olika referensteknikerna ska en effektbidragsfaktor<sup>73</sup> tas fram enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen. Den tekniska potentialen, tillgänglig kapacitet och effektbidragsfaktor förhåller sig så att den tillgängliga kapaciteten är detsamma som den tekniska potentialen multiplicerat med effektbidragsfaktorn. En effektbidragsfaktor (*de-rating capacity factor* på engelska<sup>74</sup>) motsvarar i vilken statistisk grad, i procent, referenstekniken förväntas bidra med resurstillräcklighet (effekt) i en bristsituation. Effektbidragsfaktorn påverkar även beräkningen av fast CONE, se Ekvation 3 i nedanstående avsnitt 3.2.

Effektbidragsfaktorer som Ei valt att använda för respektive referensteknik framgår av Tabell 5.

Tabell 5 Ei:s antagna effektbidragsfaktorer

<b>Referensteknik</b>	<b>Effektbidragsfaktor</b>
Batterilager	90 %
Efterfrågeflexibilitet laddbara lätta fordon	90 %
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	66 %
Gasturbin enkelcykel 150 MW	90 %
Gasturbin enkelcykel 300 MW	90 %
Gasturbin kombicycle 300 MW	90 %
Havsbaserad vindkraft	18 %
Kolvmotor	90 %
Kondenskraftverk	90 %
Landbaserad vindkraft	11 %

Källa: Efterfrågeflexibilitet från laddbara lätta fordon respektive hushållsuppvärmning kommer ifrån Energimyndigheten (på uppdrag av Ei) 2024. Gasturbiner och kondenskraftverk kommer ifrån Svenska kraftnät (2024b). Batterilager och kolvmotor antar Ei har samma effektbidragsfaktor som gasturbiner. Havs- och landbaserad vindkraft är hämtad från Svenska kraftnät (2023).

Ei har hämtat effektbidragsfaktorerna i tabellen för havs- och landbaserad vindkraft, gasturbiner samt kondenskraftverk från olika rapporter som Svenska kraftnäts publicerat<sup>75</sup>. För kolvmotor och batterilager har Ei använt samma

<sup>73</sup> I Ei:s tidigare avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen, Ei (2021 och 2023a), har kapacitetsfaktor använts som begrepp i stället för effektbidragsfaktor.

<sup>74</sup> Acer (2020) artikel 12.

<sup>75</sup> Effektbidragsfaktor för gasturbiner och kondenskraftverk kommer ifrån Svenska kraftnät (2024b) medan havs- och landbaserad vindkraft är hämtad ifrån Svenska kraftnät (2023).

effektbidragsfaktor som för gasturbiner vilket också är i linje med tidigare års beräkningar av tillförlitlighetsnormen<sup>76</sup>.

För att uppskatta effektbidragsfaktorer för efterfrågefleksibilitet har Ei i årets beräkning utgått ifrån ett underlag från Energimyndigheten<sup>77</sup>. Energimyndigheten föreslår en faktor på 66 procent för småskaliga värmepumpar (hushållsuppvärmning) och 90 procent för laddbara lätta fordon<sup>78</sup>. För att sätta Energimyndighetens faktorer i ett sammanhang fick Sweco i uppdrag, i sin utredning om investeringsutgifter för efterfrågefleksibilitet, att jämföra uppskattningar av dessa faktorer för efterfrågefleksibilitet med några andra europeiska länder<sup>79</sup>. Sweco konstaterade att det finns en stor spridning mellan de undersökta länderna gällande faktorerna för värmepumpar och elbilar<sup>80</sup>.

För värmepumpar har Storbritannien och Finland en faktor på 82 procent respektive 86 procent, medan Irland har en faktor på cirka 16 procent. Tyskland och Nederländerna har en faktor på 60 procent och Belgien på 40 procent. Energimyndighetens uppskattade effektbidragsfaktor på 66 procent för efterfrågefleksibilitet från värmepumpar är således varken bland de högsta eller lägsta vid en jämförelse.

Energimyndighetens uppskattade effektbidragsfaktor för efterfrågefleksibilitet från laddbara lätta fordon (90 procent) är den högsta av de länder Sweco undersökte. Energimyndighetens bedömning bygger på antaganden om att 80 procent av elanvändningen sker via långsam, icke-publik laddning och att samtliga fordon 2030 är fullt styrbara med laddboxar. De har också utgått från den effekt som kan förväntas vara tillgänglig från denna teknik under den timme som identifierats som mest kritisk för resurstillräckligheten i Sverige, med hänsyn till temperaturberoende och att 10 procent av effekten inte bedöms vara tillgänglig. Sammanfattningsvis resulterar Energimyndighetens antaganden i en effektbidragsfaktor för efterfrågefleksibilitet från laddbara lätta fordon som kan anses vara jämförbar med batterilager (90 procent), även om dessa fordon inte alltid är anslutna.

Ei bedömer sammantaget att Energimyndighetens uppskattningar är rimliga och Ei väljer att utgå från dessa. I bilaga 2 redovisar Ei även en känslighetsanalys kring effektbidragsfaktorn för efterfrågefleksibilitet från laddbara lätta fordon. Slutsatsen från denna analys är att det krävs en mycket stor minskning av denna faktor för att

---

<sup>76</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>77</sup> Energimyndighetens förslag på effektbidragsfaktorer bygger till stor del på antaganden i en av Ei:s tidigare rapporter Ei (2023c).

<sup>78</sup> För mer information om bakomliggande antaganden till denna uppskattning hänvisar vi till Energimyndigheten (på uppdrag av Ei) (2024).

<sup>79</sup> Sweco (på uppdrag av Ei) (2024b).

<sup>80</sup> En förklaring till detta kan vara ländernas utformning av energisystemet.

gasturbin - enkel cykel 300 megawatt i stället ska vara den teknik som avgör tillförlitlighetsnormen, i stället för efterfrågeflexibilitet från hushållsuppvärmning.

### Tekniska specifikationer för referenstekniker

För att beräkna CONE, enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen<sup>81</sup>, behöver Ei ta fram ett antal tekniska specifikationer för referensteknikerna. De specifikationer som Ei har bedömt vara relevanta i tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>82</sup> är konstruktionstid, ekonomisk livslängd, typ av bränsle och verkningsgrad<sup>83</sup>. Ei väljer även i år att utgå från samma specifikationer och i Tabell 6 framgår årets specifikationer i detalj för våra valda referenstekniker.

Tabell 6 Tekniska specifikationer konstruktionstid, ekonomisk livslängd, typ av bränsle och verkningsgrad

Referensteknik	Konstruktionstid [år]	Ekonomisk livslängd [år]	Typ av bränsle	Verkningsgrad
Batterilager	1	25	EI*	80 %
Efterfrågeflexibilitet laddbara lätta fordon	1	10	EI*	-
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	1	10	EI*	-
Gasturbin enkelcykel 150 MW	2	25	Naturgas	43 %
Gasturbin enkelcykel 300 MW	2	25	Naturgas	43 %
Gasturbin kombicykel 300 MW	2	25	Naturgas	63 %
Havsbaserad vindkraft	4	30	-	-
Kolvmotor	2	25	Naturgas	40 %
Kondenskraftverk	4	25	Flis	46 %
Landbaserad vindkraft	3	27	-	-

\*Skillnader finns mellan referenstekniker där el används som typ av bränsle (batterilager och efterfrågeflexibilitet) gällande beräkning av rörliga kostnader, se nedanstående avsnitt 3.3 för mer detaljer.

Källa: EIA 2023<sup>84</sup> (konstruktionstid från för samtliga referenstekniker, utöver efterfrågeflexibilitet), Energiforsk 2024<sup>85</sup> (verkningsgrad för gasturbiner), Energiforsk 2021 (ekonomisk livslängd för havsbaserad och landbaserad vindkraft), Elforsk 2014<sup>86</sup> (verkningsgrad och ekonomisk livslängd för övriga referenstekniker, utöver efterfrågeflexibilitet) samt Ei 2021 (konstruktionstid och ekonomisk livslängd för efterfrågeflexibilitet).

Konstruktionstid och ekonomisk livslängd är en del i beräkningen av den *årliga ekvivalenta kostnaden* (EAC), vilket vi beskriver mer ingående i avsnitt 3.2, och påverkar därmed fasta CONE. Typ av bränsle och verkningsgrad påverkar bränslekostnaden, som ingår i de rörliga kostnaderna och påverkar rörliga CONE.

<sup>81</sup> Acer (2020), artikel 11.

<sup>82</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>83</sup> För ytterligare beskrivning av dessa specifikationer se Ei (2021) avsnitt 4.3.

<sup>84</sup> EIA (2023). *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2023*. Mars 2023. Hämtad 2024-08-23. Tillgänglig via: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/elec\\_cost\\_perf.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/elec_cost_perf.pdf).

<sup>85</sup> Energiforsk (2024). *Gasturbinteknik – årsrapport 2023*. RAPPORT 2024:1012. April 2024.

<sup>86</sup> Elforsk (2014). *El från nya och framtida anläggningar*. Elforsk rapport 14:40. Oktober 2014.



För mer detaljer kring detta se avsnitt 3.3. Ei har valt att utgå från samma antaganden om typ av bränsle och verkningsgrad som i Ei:s tidigare avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>87</sup>. Ei har utgått från naturgas som bränsle för gasturbiner eftersom detta bränsle utgör standarden i dagens turbiner. En ny gasturbin skulle dock i princip även kunna köras på biobränslen för att leva upp till framtida miljökrav.

Utöver ovannämnd information väljer Ei att utgå från samma resonemang och antaganden i årets uppdatering av tillförlitlighetsnormen som i tidigare års avrapporteringar av normen<sup>88</sup>.

## 3.2 Beräkning av fast CONE

Ei:s beräkning av fasta kostnader för nya resurser, CONE, har utgått ifrån samma tolkning av metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen som i tidigare års avrapporteringar av normen<sup>89</sup>. I detta avsnitt ger vi en övergripande beskrivning av beräkningen med underliggande ekvationer, utifrån metoden för att beräkna normen. I Ei:s avrapportering av tillförlitlighetsnormen från 2021<sup>90</sup> framgår 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 vi behöver fastställa för beräkningen av EAC är investeringsutgift, konstruktionstid, ekonomisk livslängd, årliga fasta kostnader samt ett sammanvägt avkastningskrav på investerat kapital (WACC). Konstruktionstid och ekonomisk livslängd presenterade vi som tekniska specifikationer i ovanstående Tabell 6. Investeringsutgift och årliga fasta kostnader för samtliga referenstekniker presenterar vi i nedanstående Tabell 7, där värdesiffrorna är avrundade till närmaste tiotusental. De årliga fasta kostnaderna består av årliga kostnader för drift och underhåll samt årlig fastighetsskatt.

---

<sup>87</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>88</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>89</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>90</sup> Ei (2021).

Tabell 7 Investeringsutgift och årlig fast kostnad i kr/MW

Referenstekniker	Investeringsutgift [kr/MW]	Årlig fast kostnad för drift och underhåll [kr/MW]	Årlig fastighetskatt [kr/MW]	Summa fasta årliga kostnader, [kr/MW]
Batterilager	<b>13 480 000</b>	540 000	40 000	<b>580 000</b>
Efterfrågeflexibilitet laddbara lätta fordon	<b>0</b>	0	0	<b>0</b>
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	<b>600 000</b>	0	0	<b>0</b>
Gasturbin enkelcykel 150 MW	<b>3 020 000</b>	80 000	0	<b>80 000</b>
Gasturbin enkelcykel 300 MW	<b>2 120 000</b>	80 000	0	<b>80 000</b>
Gasturbin kombicycle 300 MW	<b>9 370 000</b>	120 000	0	<b>120 000</b>
Havsbaserad vindkraft	<b>32 900 000</b>	0	40 000	<b>40 000</b>
Kolmotor	<b>23 770 000</b>	460 000	0	<b>460 000</b>
Kondenskraftverk	<b>53 040 000</b>	1 660 000	0	<b>1 660 000</b>
Landbaserad vindkraft	<b>13 590 000</b>	320 000	40 000	<b>360 000</b>

Källa: EIA 2023 (gällande investeringsutgift och årlig kostnad för drift-och underhåll för batterilager, kolmotor, kondenskraftverk), Energiforsk 2024 (gällande investeringsutgift gasturbiner), Energiforsk 2021 (gällande investeringsutgift och årlig kostnad för drift- och underhåll vindkraft) samt Sweco (på uppdrag av Ei) (2024b) (gällande investeringsutgift för efterfrågeflexibilitet).

#### **Nya uppskattningar av investeringsutgifter för efterfrågeflexibilitet**

I tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>91</sup> baserade Ei antagandet om investeringsutgift för efterfrågeflexibilitet på underlag från tidigare studier och rapporter inom området. Ei har i årets beräkning sett över detta, eftersom investeringsutgiften har en stor påverkan på fast CONE och därmed på LOLE. Ei gav därför Sweco i uppdrag att utreda investeringsutgifter för efterfrågeflexibilitet. I investeringsutgiften för efterfrågeflexibilitet ingår samtliga utgifter för styrutrustningen som möjliggör efterfrågeflexibilitet. Detta inkluderar utgifter för material, utrustning och installation av styrutrustning. I investeringsutgiften för efterfrågeflexibilitet från uppvärmning i hushåll ingår endast styrutrustning till värmepumpar och inte kostnaden för värmepumpen i sig. För efterfrågeflexibilitet från elbilsaddning ingår på samma sätt enbart styrutrustningen i en elbilsaddare och inte kostnaden för investering i laddningsstation eller elbilen.

Sweco kom fram till en investeringsutgift på 600 000 kronor per megawatt för värmepumpar och 0 kronor per megawatt för elbilar. Att den blir 0 kronor per

<sup>91</sup> Ei (2021 och 2023a).

megawatt för elbilar beror på kostnaden för styrutrustningen blir försumbar när Sweco räknat av kostnaden för laddningsstationen eller själva bilen. Det är dock viktigt att notera att även om laddningsstation är den rekommenderade utrustningen för regelbunden laddning och potentiellt kan ge större flexibilitet, har kostnaden för laddningsstationerna exkluderats från denna beräkning, precis som kostnaden för värmepumpar exkluderats i jämförelse. Ei har därmed valt att utgå ifrån Swecos antagande för investeringsutgifter för dessa två referenstekniker<sup>92</sup>.

#### **Sammanvägt avkastningskrav enligt WACC-metoden (kalkylränta)**

Ett sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden (kalkylränta) ska tas fram för referensteknikerna. Ei har valt att utgå ifrån en gemensam kalkylränta för samtliga referenstekniker. Ei har valt att uppdatera beräkningen av kalkylräntan i linje med Ei:s tidigare avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>93</sup> och Acers rekommendationer i metoden. Våra antaganden och resultaten av beräkningen framgår av Bilaga 1 till denna rapport. Ei har i årets rapport beräknat och utgått från en real kalkylränta före skatt på 5,42 procent.

#### **Ei:s beräkning av ekvivalent årlig kostnad (EAC)**

Ei har använt Ekvation 1 för att beräkna årlig ekvivalent kostnad (EAC).

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

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

där

- EAC är ekvivalent årlig kostnad i kronor per megawatt
- CC är investeringsutgift, i kronor per megawatt, enligt Tabell 7
- X är konstruktionstid i år enligt Tabell 6
- Y är ekonomisk livslängd i år enligt Tabell 6
- AFC är årlig fast kostnad, kronor per megawatt, enligt Tabell 7
- WACC är sammanvägt avkastningskrav, real före skatt, enligt Bilaga 1 till denna rapport.

<sup>92</sup> För en detaljerad beskrivning se Sweco (på uppdrag av Ei) (2024b).

<sup>93</sup> Ei (2021 och 2023a).

I nedanstående Ekvation 2 framgår beräkningen av EAC enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen<sup>94</sup>.

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

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

Ei har dock valt att genomföra en mindre förenkling av Ekvation 2. För att vi ska kunna dela upp investeringsutgiften under konstruktionstiden krävs tillförlitliga data för hur den ska delas upp. Eftersom vi saknar sådana uppgifter har vi, likt tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>95</sup>, i stället valt att göra ett något förenklat antagande. 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. Detta leder till att ekvationen för att beräkna EAC i stället blir den som följer av Ekvation 1 ovan.

### Beräkning av fast CONE

Värdet på fast CONE får vi genom att EAC divideras med effektbidragsfaktorn för referenstekniken, det vill säga anläggningens tillgänglighet – se Ekvation 3. Detta beror på att enbart den del av referenstekniken som förväntas vara tillgänglig vid en möjlig kapacitetsbristsituation kan generera de intäkter som finansierar investeringen.

Ekvation 3 Fast CONE för en referensteknik

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

där

- $CONE_{fast,RT}$  är fast CONE, kronor per megawatt, för en referensteknik
- $EAC_{RT}$  är ekvivalent årlig kostnad, kronor per megawatt, för en referensteknik enligt ovanstående Ekvation 1
- $K_{d,RT}$  är effektbidragsfaktor, i procent, för en referensteknik enligt ovanstående Tabell 5.

<sup>94</sup> Acer (2020) artikel 15.

<sup>95</sup> Ei (2021 och 2023a).

## Resultat för fast CONE

Ett värde på fast CONE för varje referensteknik erhåller vi från ekvationerna och värdena på parametrarna i enlighet med vad vi har beskrivit ovan. Ett summerat resultat för fast CONE, i kronor per megawatt, presenterar vi i Tabell 8. Notera att värdesiffrorna i tabellen är avrundade till närmaste tiotusental.

Tabell 8 Summerat resultat för fast CONE

Referenstekniker	Fast CONE [kr/MW]
Batterilager	1 740 000
Efterfrågefleksibilitet laddbara lätta fordon	0
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	120 000
Gasturbin enkelcykel 150 MW	350 000
Gasturbin enkelcykel 300 MW	270 000
Gasturbin kombicycle 300 MW	950 000
Havsbaserad vindkraft	14 800 000
Kolvmotor	2 570 000
Kondenskraftverk	6 950 000
Landbaserad vindkraft	13 040 000

## 3.3 Beräkning av rörlig CONE

För varje referensteknik beräknar vi också ett rörligt CONE. Rörlig CONE är en summering av samtliga rörliga kostnader för respektive referensteknik, vilket vi presenterar i nedanstående Tabell 9. Notera att värdesiffrorna i tabellen är avrundade till närmaste tiotal.

Tabell 9 Rörliga kostnader (drift- och underhållskostnad, bränslekostnad, utsläppsrätter, energiskatt, koldioxidskatt och aktiveringskostnad)

Referenstekniker	Drift- och underhållskostnad [kr/MWh]	Bränslekostnad [kr/MWh]	Utsläppsrätter CO <sub>2</sub> [kr/MWh]	Energiskatt [kr/MWh]	Koldioxidskatt [kr/MWh]	Aktiveringskostnad [kr/MWh]
Batterilager	0	1 470	0	90	0	0
Efterfrågefleksibilitet laddbara lätta fordon	0	0	0	0	0	1 180
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	0	0	0	0	0	2 940
Gasturbin enkelcykel 150 MW	0	980	370	10	30	0
Gasturbin enkelcykel 300 MW	0	980	370	10	30	0
Gasturbin kombicykel 300 MW	30	670	250	10	20	0
Havsbaserad vindkraft	230	0	0	0	0	0
Kolmotor	70	1 060	400	10	40	0
Kondenskraftverk	60	780	0	0	0	0
Landbaserad vindkraft	20	0	0	0	0	0

De rörliga kostnader som påverkar värdet av rörlig CONE är drift- och underhållskostnader, bränslekostnader, utsläppsrätter, koldioxidskatt, energiskatt och aktiveringskostnader. Ei har utgått ifrån samma antaganden för de rörliga kostnaderna som i tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>96</sup>. Det som vi har uppdaterat i år är indata i de fall det funnits senare tillgängliga rapporter att hämta data från<sup>97</sup>, till exempel för att hantera förändringar i prisläget (inflation).

Ei vill särskilt framhålla att även i detta års uppdatering av tillförlitlighetsnormen, liksom i tidigare års avrapporteringar av normen<sup>98</sup>, skiljer sig beräkningarna av rörliga kostnader för referenstekniker där el används som typ av bränsle – det vill säga batterilager och efterfrågefleksibilitet. Skillnaden beror att den rörliga kostnaden för efterfrågefleksibilitet ska motsvara en aktiveringskostnad, enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen. Aktiveringskostnaden är den bedömda prisnivå där flexibilitetsresursen aktiveras. Detta värde sammanfaller inte med värdet på VOLL för samma resurs eftersom VOLL beskriver kostnaden vid oplanerad totalt förlorad last medan aktiveringskostnaden beskriver vilket pris

<sup>96</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>97</sup> För en mer detaljerad beskrivning av hur vi resonerat kring respektive kostnad hänvisar vi till Ei (2021).

<sup>98</sup> Ei (2021 och 2023a).

marknadsaktören behöver för att minska storleken på sin förbrukning på ett kontrollerat och förutbestämt sätt.

Vid beräkningen av aktiveringskostnaden har Ei har utgått ifrån samma källor<sup>99</sup> som i tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>100</sup> men justerat värdet för förändringar i prisläget (inflation). DNV-GL presenterade 2020 på uppdrag av Svensk Vindenergi kostnader för efterfrågefleksibilitet avseende eluppvärmning i hushåll och elbilar baserat på aviserad avbrottsersättning. I senare rapport från DNV (2021) på uppdrag av Ei argumenterades att den rörliga kostnaden för hushåll och elbilar är 0 kronor per megawattimme då det i första hand rör sig om flytt av förbrukning. Ersättningen till kunder antar de troligen också ingår i den fasta kostnaden. I realiteten bedöms aktivering ske över ett intervall då olika marknadsaktörer kommer att ha olika aktiveringspris. Vi har därför med stöd i dessa studier beräknat en aktiveringskostnad för respektive referensteknik för efterfrågefleksibilitet. I beräkningarna har vi, som i tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen, använt medelvärdet mellan kostnaden från ovanstående studier som aktiveringskostnad. Därtill har vi även i beräkningen tagit hänsyn till förändringar i prisläget (inflation). För batterilager, där energin som ska lagras köps in som el, har vi i stället, som i tidigare års avrapporteringar av normen, utgått ifrån ett uppskattat inköpspris på el för en medeltimme under en mycket ansträngd vinterdag med effektbrist vid en senare tidpunkt<sup>101</sup>.

## Resultat för rörlig CONE

Värdet på rörlig CONE, i kronor per megawattimme, är en summering av samtliga rörliga kostnader som framgår av ovanstående Tabell 9. Ett summerat resultat presenterar vi i Tabell 10 och notera att värdesiffrorna där är avrundade till närmaste tiotal.

---

<sup>99</sup> DNV-GL (på uppdrag av Svensk Vindenergi) (2020). *Kostnader för hantering av «effektfrågan» En rapport beställd av Svensk Vindenergi*. September 2020. Tillgänglig via: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/09/200914-Kostnader-for-hantering-av-effektfragan-FINAL.pdf>.

DNV (på uppdrag av Energimarknadsinspektionen) (2021). *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät*. Energimarknadsinspektionen. Mars 2021 Tillgänglig via: <https://www.ei.se/download/18.1a478d39178a69490b746/1617712863057/DNV%20GL-Samh%C3%A4llsekonomiska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-eln%C3%A4t.pdf>.

<sup>100</sup> Ei (2021 och 2023a).

<sup>101</sup> Ei har utgått ifrån samma värde som i Ei:s tidigare avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen, det vill säga 1 000 kronor per megawattimme. Vid beräkningen av bränslekostnaden har vi även tagit hänsyn till förändringar i prisläget (inflation) och beaktat batterilagers antagna verkningsgrad om 80 procent.

Tabell 10 Summerat resultat för rörlig CONE

<b>Referenstekniker</b>	<b>Rörlig CONE (kr/MWh)</b>
Batterilager	<b>1 550</b>
Efterfrågeflexibilitet laddbara lätta fordon	<b>1 180</b>
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	<b>2 940</b>
Gasturbin enkelcykel 150 MW	<b>1 400</b>
Gasturbin enkelcykel 300 MW	<b>1 400</b>
Gasturbin kombicykel 300 MW	<b>980</b>
Havsbaserad vindkraft	<b>230</b>
Kolvmotor	<b>1 570</b>
Kondenskraftverk	<b>840</b>
Landbaserad vindkraft	<b>20</b>



## 4 Beräkning av en ny tillförlitlighetsnorm

Utifrån värdet av förlorad last (VOLL) och kostnaden för att tillföra ny kapacitet (CONE) beräknar vi värden på förväntad förlorad last (LOLE) för respektive referensteknik. Den referensteknik som har det lägsta LOLE och som samtidigt innehar en tillräcklig summerad kapacitet, för att motsvara det 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 metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen<sup>102</sup>. Ett minsta kapacitetsbehov ska vara lägre eller lika med det maximala värdet på *ej levererad energi* (ENS, *energy not served* på engelska) som observerats i den senaste nationella eller europeiska resurstillräcklighetsbedömningen. Maximala värdet på ENS innebär den högsta simulerade effektbristen.

Ei har liksom i förra årets beräkning av tillförlitlighetsnormen gett Svenska kraftnät i uppdrag att ta fram ett värde på det minsta kapacitetsbehovet, eller den största möjliga effektbristen som det också brukar kallas. Förra året beräknade Svenska kraftnät det minsta kapacitetsbehovet till 1 450 megawatt. Utifrån de antaganden och den metod som Svenska kraftnät använt i år har de beräknat ett värde på det minsta kapacitetsbehovet till 2 700 megawatt<sup>103</sup>. Svenska kraftnät har utgått från den senaste resurstillräcklighetsbedömningen vilket i detta fall är deras egna<sup>104</sup> och i deras beräkning ingår 245 simuleringar i form av 35 så kallade väderår<sup>105</sup> som repeterats sju gånger. Utifrån simuleringarna får de fram en största effektbrist under den mest kritiska timmen bland alla timmar i samtliga simuleringar. Svenska kraftnät föreslår, som i förra årets beräkning, det högsta värdet under de tre kommande åren (vilket i år gäller för 2025, 2026 och 2027). I år har Svenska kraftnät använt en mer komplex simuleringsmetod jämfört med tidigare år. Den utvecklade metoden innehåller en fullständig

---

<sup>102</sup> Acer (2020) artikel 20.4

<sup>103</sup> Svenska kraftnät (på uppdrag av Energimarknadsinspektionen) (2024c). *Största möjliga effektbrist Underlag till Energimarknadsinspektionen*. Maj 2024. Tillgänglig via: <https://www.ei.se/download/18.18f0dac1900fcbf74c4c28/1718807615758/St%C3%B6rsta-m%C3%B6jlige-effektbrist%20-Svenska-kraftn%C3%A4t-2024.pdf>.

<sup>104</sup> Svenska kraftnät (2024a).

<sup>105</sup> Med väderår inkluderas även slumpmässiga otillgängligheter på förbindelser och produktionsanläggningar.

elmarknadssimulering inklusive en mer omfattande modellering av efterfrågeflexibilitet. Vidare tar metoden hänsyn till att kapacitetsberäkningen nu sker med en flödesbaserad metod. Svenska kraftnät anger även att denna nya metod är mer i linje med den metod som Acer föreskriver för nationella resurstillräcklighetsbedömningar.

Via Ei:s webbplats har marknadsaktörer under juni–augusti 2024 getts möjlighet att lämna synpunkter på Svenska kraftnäts metod och beräkning, i enlighet med kraven om transparens (offentligt samråd) i metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen. Ei mottog inga synpunkter från marknadsaktörer.

Ei konstaterar att Svenska kraftnäts förslag är i paritet med en bedömning av ett värsta scenario för Danmarks resurstillräcklighet under 2030 (2 600 megawatt)<sup>106</sup>. Samtidigt är Svenska kraftnäts förslag betydligt högre än Finlands bedömda minsta kapacitetsbehov (200–400 megawatt), vilket Finlands energitillsynsmyndighet beslutade om i början 2022 och avsåg en uppskattning för perioden 2022–2024<sup>107</sup>. Ei anser att det är svårt att göra direkta jämförelser mellan våra grannländer i denna del eftersom förutsättningar, antaganden, metodval samt tillgången och tidpunkten för data kan skilja sig åt. Det är viktigt att beakta aktuella förutsättningar och i så hög grad som möjligt utgå från tillgänglig och aktuell data vid bedömningen av det minsta kapacitetsbehovet. Ei lägger också vikt vid att Svenska kraftnät anser att deras metod nu är mer i linje med den metod som Acer föreskriver för nationella resurstillräcklighetsbedömningar. Sammantaget väljer Ei att utgå från Svenska kraftnäts värde på det minsta kapacitetsbehov om 2 700 megawatt i årets beräkning av tillförlitlighetsnormen.

## 4.2 LOLE för varje referensteknik

För varje referensteknik beräknar vi ett LOLE enligt Ekvation 4 nedan.

Ekvation 4 Beräkning av LOLE

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

där

- $LOLE_{RT}$  är LOLE för en referensteknik  $RT$  i timmar per år
- $CONE_{fast}$  är den bästa estimeringen av en fast CONE för en referensteknik, i kronor per megawatt

<sup>106</sup> NordREG Wholesale & Transmission Seminar (2024). 30 oktober 2024. Helsingfors. Hämtad 2024-12-05. Tillgänglig via: <https://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2024/11/NordREG-Wholesale-and-Transmission-Seminar-2024.pdf>.

<sup>107</sup> Energiavirasto (Energimyndigheten) (2022).

- $VOLL_{TN}$  är den bästa estimeringen av en sammanvägd VOLL för tillförlitlighetsnormen  $TN$ , i kronor per megawattimme
- $CONE_{rörlig}$  är den bästa estimeringen av en rörlig CONE för en referensteknik, i kronor per megawattimme.

Beräknad LOLE för varje referensteknik presenterar vi i Tabell 11. Notera att vår beräkning av LOLE baseras på exakta CONE-värden och inte avrundade CONE-värden som framgår av denna tabell.

Tabell 11 LOLE för varje referensteknik utifrån VOLL 82,2 kr/kWh

Referensteknik	Fast CONE [kr/MW, avrundat till närmaste tiotusental]	Rörlig CONE [kr/MWh, avrundat till närmaste tiotal]	LOLE gränsvärde [timmar/år]
Batterilager	1 740 000	1 550	<b>21,6</b>
Efterfrågeflexibilitet laddbara lätta fordon	0	1 180	<b>0,00</b>
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	120 000	2 940	<b>1,52</b>
Gasturbin enkelcykel 150 MW	350 000	1 400	<b>4,27</b>
Gasturbin enkelcykel 300 MW	270 000	1 400	<b>3,30</b>
Gasturbin kombicykel 300 MW	950 000	980	<b>11,6</b>
Havsbaserad vindkraft	14 800 000	230	<b>181</b>
Kolmotor	2 570 000	1 570	<b>32</b>
Kondenskraftverk	6 950 000	840	<b>85</b>
Landbaserad vindkraft	13 040 000	20	<b>159</b>

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

Utifrån beräknad LOLE för respektive referensteknik bestäms ett LOLE för tillförlitlighetsnormen, som är detsamma som värdet på tillförlitlighetsnormen uttryckt i timmar per 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. Detta framgår av villkoret som följer av Ekvation 5.

Ekvation 5 Villkoret att det lägsta LOLE för referensteknikerna är LOLE för tillförlitlighetsnormen

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

Det andra villkoret som ska uppfyllas är att den aggregerade tillgängliga kapaciteten, för de referenstekniker som har ett lägre LOLE än gränsvärdet för LOLE, ska vara större än eller lika med det minsta kapacitetsbehovet. Detta framgår av villkoret i Ekvation 6.

Ekvation 6 Villkoret att den aggregerade tillgängliga kapaciteten för LOLE, för de referenstekniker som har ett lägre LOLE än den teknik som avgör tillförlitlighetsnormen, ska vara större än minsta kapacitetsbehovet

$$\text{kapacitetsresurspotential (LOLE}_{\text{gränsvärde}}) \geq \text{minsta kapacitetsbehovet för TN}$$

Sammantaget betyder ovanstående att den referensteknik avgör tillförlitlighetsnormen är den som har det lägsta LOLE och som samtidigt innebär att aggregerad tillgänglig kapacitet är större än eller lika med (" $\geq$ ") det minsta kapacitetsbehovet. Med aggregerad tillgänglig kapacitet avses den tillgängliga kapaciteten vid behovstillfället för referenstekniken summerat med den tillgängliga kapaciteten vid behovstillfället för de referenstekniker som har ett lägre LOLE gränsvärde. Eftersom det minsta kapacitetsbehovet är 2 700 megawatt ska den referensteknik vars LOLE är lägst ha en aggregerad tillgänglig kapacitet som är över eller lika med 2 700 megawatt.

Vårt summerade beräkningsresultat presenterar vi i nedanstående Tabell 12. I tabellen har vi sorterat referensteknikerna utifrån lägst LOLE. Notera att vi har genomfört beräkningen av LOLE utifrån exakta CONE-värden och inte avrundade CONE-värden som framgår av tabellen.

Tabell 12 Sammanställning av referensteknikernas fasta och rörliga CONE, LOLE utifrån VOLL 82,2 kr/kWh samt kapaciteter. Sortering på stigande LOLE.

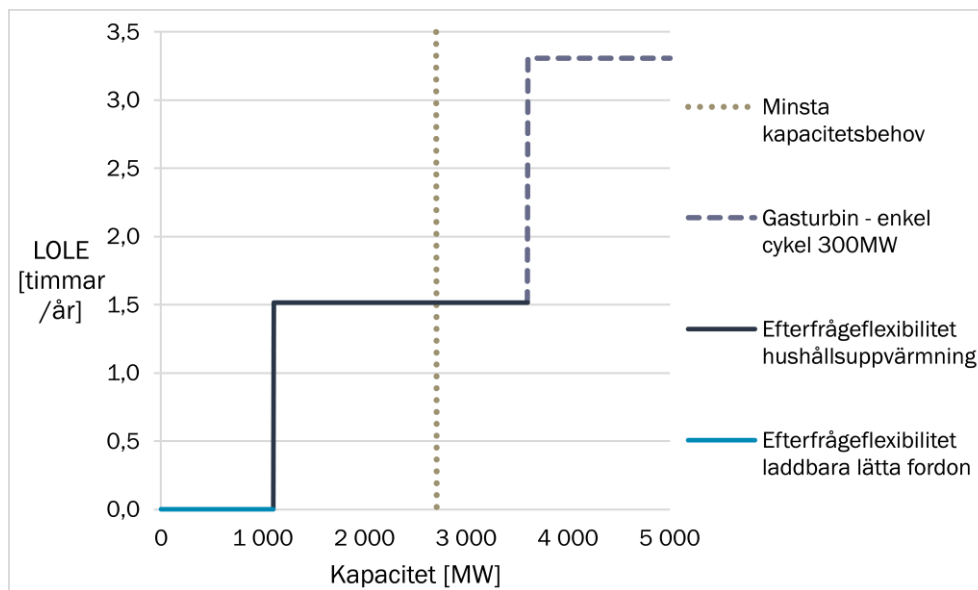
Referensteknik	Fast CONE [kr/MW, avrundat till närmaste tlotusental]	Rörlig CONE [kr/MWh, avrundat till närmaste total]	LOLE gränsvärde [timmar/år]	Tillgänglig kapacitet för referens- tekniken vid behovstillfället [MW]	Aggregerad tillgänglig kapacitet* [MW]
Efterfrågefleksibilitet laddbara lätta fordon	0	1 180	0,00	1 100	1 100
Efterfrågefleksibilitet hushålls- uppvärmning	120 000	2 940	1,52	2 500	3 600
Gasturbin enkel cykel 300 MW	270 000	1 400	3,30	> minsta kapacitets- behovet	> minsta kapacitets- behovet
Gasturbin enkel cykel 150 MW	350 000	1 400	4,27	> minsta kapacitets- behovet	> minsta kapacitets- behovet
Gasturbin kombicykel 300 MW	950 000	980	11,6	> minsta kapacitets- behovet	> minsta kapacitets- behovet
Batterilager	1 740 000	1 550	21,6	> minsta kapacitets- behovet	> minsta kapacitets- behovet
Kolvmotor	2 570 000	1 570	32	> minsta kapacitets- behovet	> minsta kapacitets- behovet
Kondenskraftverk	6 950 000	840	85	> minsta kapacitets- behovet	> minsta kapacitets- behovet
Landbaserad vindkraft	13 040 000	20	159	> minsta kapacitets- behovet	> minsta kapacitets- behovet
Havsbaserad vindkraft	14 800 000	230	181	540	> minsta kapacitets- behovet

\* Aggregerad tillgänglig kapacitet för referenstekniken är den tillgängliga kapaciteten vid behovstillfället för referenstekniken summerat med den tillgängliga kapaciteten vid behovstillfället för de referenstekniker som har ett lägre LOLE gränsvärde.

I nedanstående Figur 4 illustrerar vi även vårt resultat grafiskt tillsammans med det minsta kapacitetsbehovet. Figuren visar att värdet på tillförlitlighetsnormen är 1,52 timmar per år och att efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning är den avgörande tekniken. Denna teknik har även varit normsättande i Ei:s tidigare års avrapporteringar av normen<sup>108</sup>.

<sup>108</sup> Ei (2021 och 2023a).

Figur 4 Aggregerad tillgänglig kapacitet för referenstekniker med ett beräknat LOLE som är mindre än eller lika med 3,3 timmar per år i förhållande till ett minsta kapacitetsbehov om 2 700 megawatt



För att undersöka hur vissa indata och metodval i årets uppdaterade beräkning påverkar tillförlitlighetsnormen har vi kompletterat Ei:s tidigare års avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>109</sup> med några känslighetsanalyser. Resultaten från dessa analyser framgår av Bilaga 2. I denna bilaga framgår även en jämförelse med övriga EU-medlemsstaters beslutade tillförlitlighetsnormer för att sätta vår uppdaterade beräknade tillförlitlighetsnorm i ett sammanhang.

<sup>109</sup> Ei (2021 och 2023a).

## 5 Ei föreslår att dagens tillförlitlighetsnorm för Sverige ska behållas

Som framgår av detta uppdrag ska Ei bedöma vilka ingående parametrar i tillförlitlighetsnormen som är i behov av uppdatering och beräkna en uppdaterad tillförlitlighetsnorm för Sverige. Om den uppdaterade tillförlitlighetsnormen väsentligt skiljer sig mot Sveriges beslutade norm ska Ei även föreslå en ny norm.

Beräkningen av tillförlitlighetsnormen ska utgå från vad elkunder är villiga att betala för att undvika strömavbrott (VOLL) och vad kostnaden är för att tillföra ny kapacitet, i form av produktion eller efterfrågefleksibilitet (CONE). Förhållandet mellan VOLL och CONE ger för varje utvald referensteknik ett värde på förväntad förlorad last (LOLE). LOLE motsvarar det genomsnittliga antalet timmar per år med effektbrist. Tillförlitlighetsnormen avgörs av den referensteknik som har det lägsta LOLE och som samtidigt innebär att aggregerad tillgänglig kapacitet, inklusive eventuella andra referenstekniker med ett lägre LOLE, är större än eller lika med det minsta kapacitetsbehovet. Normen kan ses som den optimala nivån av resurstillräcklighet och är inte direkt baserad på simuleringar av elsystemet. I stället ger normen en avvägning mellan kostnaden att tillföra ytterligare kapacitet i elsystemet och nyttan med att ha mindre bortkoppling av efterfrågan av el, eller energi som inte levereras, i detta fall genom den högsta kostnaden som kunder är villiga att betala för att undvika strömavbrott.

Ei har utgått från ett VOLL på 82,2 kronor per kilowattimme. Detta följer av Ei:s beslut från 2023 och motsvarar den sammanvägda betalningsviljan bland elkunder för att undvika strömavbrott. Ei har under 2024 låtit Sweco utföra en ny avbrottskostnadsundersökning. Ei har dock bedömt att tillförlitligheten i svaren från denna undersökning varit för osäker och har därför inte bedömt att ett nytt beslut om VOLL kan baseras på detta underlag. Ei avser att fortsätta arbetet med att genomföra en ny avbrottskostnadsundersökning till grund för ett nytt framtida beslut om VOLL under 2025.

Ei har beräknat fast och rörlig CONE för de tio tekniker som Ei anser uppfyller kraven för att vara referenstekniker. För dessa tekniker har Ei även bedömt teknisk potential, tillgänglig kapacitet och tekniska specifikationer. Vid utvärderingen av tekniker har Ei utgått ifrån de kan tillhandahålla ny kapacitet under de timmar

som identifierats som mest kritiska för resurstillräckligheten i Sverige, det vill säga en kall och mörk vinterdag.

Utifrån Svenska kraftnäts underlag har Ei utgått från ett minsta kapacitetsbehov – den största möjliga simulerade effektbristen – på 2 700 megawatt. Detta värde sätter referensramen för tillförlitlighetsnormen.

Baserat på indata och metodval har Ei beräknat LOLE för tillförlitlighetsnormen till 1,52 timmar per år. Detta motsvarar en beräknad tillförlitlighet där produktion och import av el ska täcka det förväntade förbrukningsbehovet under 99,983 procent av tiden. Att årets uppdaterade tillförlitlighetsnorm har ökat något jämfört mot Ei:s tidigare avrapporteringar av normen<sup>110</sup> kan främst kopplas till användandet av delvis andra referenstekniker samt att CONE har ökat något medan VOLL är oförändrad. I sammanhanget kan det även föras fram att en större ökning skett av det minsta kapacitetsbehovet.

Även om Ei:s beräknade tillförlitlighetsnorm för i år (1,52 timmar per år) kan uppfattas skilja sig väsentligt mot Sveriges beslutade norm (1 timme per), bedömer Ei att dagens norm för Sverige bör behållas. Inledningsvis kan det kopplas till att de värden och indata som används för att beräkna normen är känsliga och påverkas av våra olika antaganden om kostnader och potentialer för olika tekniker samt för VOLL. Detta exemplifierar vi i bilaga 2 där en känslighetsanalys (Figur 1) visar att en mindre ökning av VOLL kan leda till en relativt stor påverkan på LOLE, vilket innebär att tillförlitlighetsnormen skulle bli lägre.

Ei konstaterar att det svenska VOLL i jämförelse med andra europeiska länder generellt är lägre. Det är därför inte osannolikt att VOLL är större än det Ei använt i årets uppdaterade tillförlitlighetsnorm och att normen för Sverige därmed kan vara lägre än 1,52 timmar per år. Skillnaden mellan den uppdaterade normen och dagens beslutade norm kan givet osäkerheter kring exempelvis VOLL därför antas vara inom felmarginalen. Dessutom är skillnaden marginell sett över ett helt år eftersom detta handlar om en mycket liten andel av årets antal timmar. Nyttan av att justera normen framstår därför som begränsad i förhållande till kostnaden för att ändra normen. I sammanhanget vill Ei också föra fram att Svenska kraftnät, i dialogen med Ei, också ansett att dagens norm ska vara oförändrad givet osäkerheter i data, framför allt kring VOLL. Även om Energimyndigheten inte har haft någon direkt åsikt om normen bör ändras, är det viktigt att notera att de inte heller framfört några invändningar mot att dagens norm ska behållas. Sammantaget mot denna bakgrund föreslår Ei att dagens norm för Sverige ska behållas.

---

<sup>110</sup> Ei (2021 och 2023a).



## 6 Referenser

Acer (2020). *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. Hämtad 2024-09-23. Tillgänglig via

[https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions\\_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20L.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20L.pdf).

Bodecker Partners AB (på uppdrag av Svensk vindenergi) (2024). *Batterilagring och framtidens hybridparker*. Bodecker Partners AB. Juni 2024.

Carlsson, F., Kataria, M., Lampi, E. & Martinsson, P. (2019). *Kostnader av elavbrott för svenska elkunder*. Göteborgs Universitet. Mars 2019. Tillgänglig via:

[https://gupea.ub.gu.se/bitstream/handle/2077/59639/gupea\\_2077\\_59639\\_1.pdf;jsessionid=6F9D15992EC976AA61BB616C62A96D78?sequence=1](https://gupea.ub.gu.se/bitstream/handle/2077/59639/gupea_2077_59639_1.pdf;jsessionid=6F9D15992EC976AA61BB616C62A96D78?sequence=1).

Dagens industri (2024). *Vattenfall varnar: Risk att nytt jätteprojekt sätts på paus*.

Hämtad 2024-10-24. Tillgänglig via: <https://www.di.se/nyheter/vattenfall-varnar-risk-att-nytt-jatteprojekt-satts-pa-paus/>.

DNV-GL (på uppdrag av Svensk Vindenergi) (2020). *Kostnader för hantering av «effektfrågan» En rapport beställd av Svensk Vindenergi*. September 2020. Tillgänglig via: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/09/200914-Kostnader-for-hantering-av-effektfragan-FINAL.pdf>.

DNV (på uppdrag av Energimarknadsinspektionen) (2021). *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät*. Energimarknadsinspektionen. Mars 2021

Tillgänglig via:

<https://www.ei.se/download/18.1a478d39178a69490b746/1617712863057/DNV%20GL-Samh%C3%A4llsekonomiska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-eln%C3%A4t.pdf>.

DNV (på uppdrag av Energimarknadsinspektionen) (2023). *Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet*. Energimarknadsinspektionen. Juni 2023.

Tillgänglig via:

<https://ei.se/download/18.324926ce18bfb2c729b449a/1701327864719/Konsultrapport-Uppskattning-av-flexibilitet-som-kan-m%C3%B6jligg%C3%B6ras-inom-elsystemet-DNV.pdf>.

Ecorys och SEO (på uppdrag av Autoriteit Consument en Markt) (2022). *The value of lost load for electricity in the Netherlands*. Hämtad 2024-10-09. Tillgänglig via: <https://www.acm.nl/system/files/documents/bijlage-bij-besluit-rapport-the-value-of-lost-load-for-electricity-in-the-netherlands.pdf>. Juni 2022.

EIA (2023). *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2023*. Mars 2023. Hämtad 2024-08-23. Tillgänglig via: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/elec\\_cost\\_perf.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/elec_cost_perf.pdf).

Elforsk (2014). *El från nya och framtida anläggningar*. Elforsk rapport 14:40. Oktober 2014.

Energiavirasto (Energimyndigheten) (2022). *Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaiseksi luotettavuusstandardiksi*. 214/040000/2022. Hämtad 2024-12-05. Tillgänglig via: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.PDF/35ac4bfd-11de-74f7-eff9-3a66be9bdcc5/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.pdf?t=1647937046571>.

Energiforsk. (2021). *El från nya anläggningar*. RAPPORT 2021:714. December 2021.

Energiforsk (2024). *Gasturbinteknik – årsrapport 2023*. RAPPORT 2024:1012. April 2024.

Energimarknadsinspektionen (2021). *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige - artikel 25 i EU:s elmarknadsförordning*. (Ei R2021:05).

Energimarknadsinspektionen (2023a). *Årlig uppdatering av tillförlitlighetsnormen för Sverige - Avrapportering 1 januari 2024*. (Ei R2023:19).

Energimarknadsinspektionen (2023b). *Fastställande av värdet av förlorad last (VOLL)*. Beslutsdatum 2023-12-13, ärendenummer 2023-103740.

Energimarknadsinspektionen (2023c). *Främjande av ett mer flexibelt elsystem Deluppdrag 5*. (Ei R2023:18).

Energimyndigheten (på uppdrag av Energimarknadsinspektionen) (2024). *Energimyndighetens bedömning av flexibilitetskapacitet och potential hos värmepumpar och laddbara lätta fordon*. Ärendenummer hos Ei: 2024-103998.

European Network of Transmission System Operators (Entso-e) (2023). *European Resource Adequacy Assessment (ERAA) - 2023 Edition*.

Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

Haghani, M., Bliemer, M. C.J., Rose, J. M., Oppewal, H. & Lancsar, E. (2021). *Hypothetical bias in stated choice experiments: Part II. Conceptualisation of external validity, sources and explanations of bias and effectiveness of mitigation methods*. Journal of Choice Modelling, 41, 2021. Hämtad 2024-11-29. Tillgänglig via: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1755534521000555?via%3Dihub>.

Horowitz, J. & McConnell, K. (2000). *A review of WTA/WTP studies*. Journal of Environmental Economics and Management. 44 (s. 426-447). Hämtad 2024-11-29. Tillgänglig via [https://www.researchgate.net/publication/222405578\\_A\\_review\\_of\\_WTAWTP\\_studies](https://www.researchgate.net/publication/222405578_A_review_of_WTAWTP_studies).

Henri Hämäläinen, expert på Finlands energitillsynsmyndighet Energiavirasto (Energimyndigheten), *Konversation om CORP och tillförlitlighetsnormen* [e-post]. (Personlig kommunikation 22 oktober 2024).

NordREG Wholesale & Transmission Seminar (2024). 30 oktober 2024. Helsingfors. Hämtad 2024-12-05. Tillgänglig via: <https://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2024/11/NordREG-Wholesale-and-Transmission-Seminar-2024.pdf>.

Ny teknik (2024). *Oskarshamn 3 kan få utökad livslängd – "handlar om kostnaden"*. Hämtad 2024-10-03. Tillgänglig via <https://www.nyteknik.se/energi/oskarshamn-3-kan-fa-utokad-livslangd-handlar-om-kostnaden/4289840>.

Power Circle (2022). *Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem - en kartläggning av flexibilitetsresurser*. December 2022. Hämtad 2024-09-24. Tillgänglig via: [https://www.powercircle.org/kartlaggning\\_flexibilitet.pdf](https://www.powercircle.org/kartlaggning_flexibilitet.pdf).

Power Circle (2024). *Initiala resultat: Flexibilitetspotentialer till år 2030*. Oktober 2024. Hämtad 2024-10-22. Tillgänglig via: <https://powercircle.org/flexpotentialer2030.pdf>.

OX2:s webbsida (2024). *Havsbaserad vindkraft. Galene. Kattegatt, utanför Hallands kust, Sverige*. Hämtad 2024-11-21. Tillgänglig via: <https://www.ox2.com/sv/sverige/projekt/galatea-galene/>.

Regeringskansliet, Infrastrukturdepartementet. *Fastställande av tillförlitlighetsnorm för Sverige och uppdrag att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen för Sverige*. (I2022-103251). November 2022.

Regeringskansliet, Finansdepartementet. *Promemoria Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft*. (Fi 2023:F). Augusti 2024.

Regeringskansliets webbsida 2023. *Regeringen lanserar en färdplan för ny kärnkraft i Sverige*. Hämtad 2024-10-09. Tillgänglig via:

<https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2023/11/regeringen-lanserar-en-fardplan-for-ny-karnkraft-i-sverige/>.

Regeringskansliets webbsida 2024. *Havsbaserad vindkraft*. Hämtad 2024-11-04.

Tillgänglig via: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/miljo-och-klimat/havsbaserad-vindkraft/>.

Svenska kraftnät (2023). *Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3, Kartlägga hur elproduktion utifrån kraftslag bidrar och samverkar för att skapa en trygg elförsörjning*. Ärende nr: 2022/3774. 2023-12-29.

Svenska kraftnät (2024a). *En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning Regeringsuppdrag*. (Svk2023/2960). Februari 2024.

Svenska kraftnät (2024b). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024 En rapport till Klimat- och näringslivsdepartementet*. (2024/1927). Maj 2024.

Svenska kraftnät (på uppdrag av Energimarknadsinspektionen) (2024c). *Största möjliga effektbrist Underlag till Energimarknadsinspektionen*. Maj 2024. Tillgänglig via: <https://www.ei.se/download/18.18f0dac1900fcbf74c4c28/1718807615758/St%C3%B6rsta-m%C3%B6jliga-effektbrist%20-Svenska-kraftn%C3%A4t-2024.pdf>.

Svt (2024). *Här ska Sveriges största batteri byggas utanför Sorsele – 280 meter under jord*.

Hämtad 2024-09-24. Tillgänglig via:

<https://www.svt.se/nyheter/lokalt/vasterbotten/sveriges-storsta-batteri-byggs-utanfor-sorsele-280-meter-under-jord>.

Sweco (på uppdrag av Ei) (2024a). *Beräkning av värdet av förlorad last (VoLL) från ny enkätundersökning. Deluppdrag 2 i uppdraget Uppdatering av värdet av förlorad last (VoLL) i Sverige*. Ärendenummer hos Ei: 2023-103995.

Sweco (på uppdrag av Ei (2024b). *Investeringskostnad och kapacitetsfaktor<sup>111</sup> för efterfrågeflexibilitet – PM av Sweco till Energimarknadsinspektionen som underlag till beräkningen av tillförlitlighetsnormen*. Ärendenummer hos Ei: 2024-103997.

Vattenfalls webbsida (2024a). *Vindkraftsprojekt Kriegers flak, Vindkraftsprojekt Kriegers flak – Vattenfall*. Hämtad 2024-08-14. Tillgänglig via:

<https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vindprojekt/kriegers-flak>.

Vattenfalls webbsida (2024b). *Vattenfall pausar det havsbaserade vindkraftsprojektet Svenska Kriegers flak*. Hämtad 2024-09-02. Tillgänglig via:

<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2024/vattenfall-pausar-det-havsbaserade-vindkraftsprojektet-svenska-kriegers-flak>.

Vattenfalls webbsida (2024c). *Juktans kraftverk*. Hämtad 2024-09-24. Tillgänglig via:

<https://projekt.vattenfall.se/vattenkraftsprojekt/juktan/>.

Vattenfalls webbsida (2024d). *Forsmark och Ringhals siktar på 80 års drifttid av befintliga kärnkraftreaktorer*. Hämtad 2024-10-03. Tillgänglig via:

<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2024/forsmark-och-ringhals-siktar-pa-80-ars-drifttid-av-befintliga-karnkraftreaktorer>.

Vattenfalls webbsida (2024e). *Vindkraftsprojekt Kattegatt Syd*. Hämtad 2024-11-21.

Tillgänglig via: <https://projekt.vattenfall.se/vindprojekt/havsbaserad-vindkraft/kattegatt-syd/>.

WSP Webbsida 2024. *Små modulära reaktorer – En framtidsprognos för industri och samhälle*. Hämtad 2024-12-06. Tillgänglig via: <https://www.wsp.com/sv-se/insikter/sma-modulara-reaktorer>.

Zephyrs webbsida (2024). *Poseidon*. Hämtad 2024-11-21. Tillgänglig via:

<https://zephyr.no/se/portfolio/poseidon/>.

---

<sup>111</sup> Notera att det var effektbidragsfaktorn (*de-rating capacity factor* på engelska) som Sweco utredde i detta uppdrag och inte kapacitetsfaktor vilket framgår av Swecos titel på deras slutrapport. Sweco har i denna slutrapport angett att det i engelskan förekommer begreppen " *capacity factor* och *de-rating [capacity] factor* för att beskriva två olika typer av det som på svenska kan kallas kapacitetsfaktor". Ei har i denna rapport valt att använda den svenska benämningen *effektbidragsfaktor* för *de-rating capacity factor* vilket är det som ska tas fram för respektive referensteknik enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen (Acer 2020, artikel 12).

# Bilaga 1 Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden

I denna bilaga presenterar Ei bedömning och beräkning av ett sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden (kalkylränta) för referenstekniker.

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

Av metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen framgår att en lämplig kalkylränta ska bestämmas för respektive referensteknik och att denna kalkylränta sedan ska ingå i beräkningen av EAC (Ekvivalent årlig kostnad), som ingår i beräkningen av ett fast CONE för varje referensteknik<sup>112</sup>.

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 använda WACC-metoden med Capital Asset Pricing Model (CAPM)-modellen vid beräkning av CONE. Ei har därför valt att utgå från Acers riktlinjer i beräkningen av WACC, som används till beräkning av kalkylränta för de olika referensteknikerna i CONE. Dessa riktlinjer finns beskriva i en bilaga till Acers metod för att beräkna tillförlitlighetsnormen och är till skillnad från själva metoden icke-bindande.

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 över tid 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.

---

<sup>112</sup> Acer (2020). *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. Hämtad 2024-09-23. Tillgänglig via [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions\\_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf), artikel 9 och 14.1.

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<sup>113</sup>.

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

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

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 (se nedan)
- T = skattesats
- D = företagets finansiella skulder
- E = företagets eget kapital.

Ovanstående formel för WACC med CAPM är också den följer av metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen.

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 formel:  $RE = RF + \beta_e (RM - RF)$

---

<sup>113</sup> Ei (2017). *Nya regler för elnätsföretagen inför perioden 2020–2023*. Ei R2017:07.

där

- $RE$  = kostnad för eget kapital
- $RF$  = riskfri ränta
- $RM$  = förväntad avkastning på aktiemarknadsindex (aktiemarknadsriskpremie och riskfri ränta)
- $\beta_e$  = 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 momentant tidsperspektiv. 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<sup>114</sup>. Detta gäller även vid långsiktiga investeringar. Detta synsätt tillämpas exempelvis både vid investeringsbedömningar och företagsvärderingar. Syftet med bedömningarna är att fastställa ett tidsvärde på framtida kassaflöden som bedöms uppkomma under tillgångens livslängd<sup>115</sup>.

Då det är svårt att uppskatta framtida marknadsrisker med att investera i referensteknikerna i Sverige har vi, utöver ett momentant tidsperspektiv, även valt ett femårigt framåtblickande tidsperspektiv eftersom tillförlitlighetsnormen beräknas för den kommande femårsperioden.

Vi väljer därför att utgå från ett momentant och femårigt tidsperspektiv vid beräkningen av 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

---

<sup>114</sup> Brealey, R., Myers, S., & Allen, F. (2011). *Principles of Corporate Finance*. Global edition, 10:e uppl. McGraw Hill.

<sup>115</sup> EY. (2017). *Energimarknadsinspektionen: Regulatorisk kalkylränta – en teoretisk översikt*. 10 augusti 2017.



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 marknaden brukar dock antas ha noll marknadsrisk<sup>116</sup> och likviditetsrisk<sup>117</sup>. Det är därför vedertaget att statspapper, till exempel statsobligationer, används för att bedöma den riskfria räntan<sup>118</sup>. För att uppskatta den riskfria räntan behöver framför allt 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<sup>119</sup>.

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<sup>120</sup>. Mot denna bakgrund har vi utgått från en tioårig löptid som grund för centrala parametrar i kalkylräntan.

Av metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen 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. Ekonomisk litteratur inom området stödjer även detta resonemang<sup>121</sup>. Vi har därför

---

<sup>116</sup> Förändringar i marknadsränta.

<sup>117</sup> Risk för att inte kunna sälja finansiella instrument med kort varsel.

<sup>118</sup> PTS (Post- och telestyrelsen). (2016). *Samråd om kalkylräntan för mobila nät – uppdatering 2016*. Rapportnummer PTS-ER-2016:5; The Independent Regulators Group (IRG). (2007). *Regulatory Accounting, Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation*.

<sup>119</sup> Koller, T., Goedhart, M. & Wessels, D. (2010). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. University Edition. 5:e versionen; EY (2017); Ei (2017).

<sup>120</sup> EY (2017) och Ei (2017).

<sup>121</sup> Ei (2017).

valt att utgå från tioåriga svenska statsobligationer som underliggande ränteinstrument när den riskfria räntan ska bestämmas.

Till den riskfria räntan, i detta fall tioåriga svenska statsobligationer, kan det ibland vara motiverat att även addera en löptidspremie. Metodiken att lägga till en löptidspremie bygger på att den riskfria räntan för längre löptider ofta är högre än för kortare dito, särskilt om man befinner sig i ett lågränteläge och blickar framåt. Det är denna skillnad som brukar kallas löptidspremie. En eventuell löptidspremie avser täcka inflations- och realränterisk. Riksgälden har skattat en löptidspremie under 1995–2022. Under perioden 1995–2021 har den uppvisat en fallande trend och under perioden 2015–2021 har den legat omkring noll eller varit något negativ. I början av 2022 ökade den och ökningen är visserligen stor för ett enskilt år men nivån är fortfarande historiskt sett låg. Det är för tidigt att dra några slutsatser om hur löptidspremier kan förväntas utvecklas på lång sikt på basis av den senaste tidens ökning<sup>122</sup>. Därtill saknas trovärdiga framåtblickande estimat för löptidspremien. En löptidspremie skulle därför med stor sannolikhet behöva baseras på historiska värden och därmed inte nödvändigtvis spegla de förhållanden på kapitalmarknaderna som avses råda under aktuell period för bedömningen av tillförlitlighetsnormen. Mot denna bakgrund bedömer Ei att en löptidspremie inte ska adderas till den riskfria räntan.

Som vi har beskrivit ovan utgår vi från ett momentant och ett femårigt tidsperspektiv för riskfri ränta. I det momentana tidsperspektivet väljer vi att utgå från en prognos på genomsnittliga avkastningen för svenska tioåriga statsobligationer under år 2024, vilket ger ett värde på 2,39 procent. Vi väljer att utgå ifrån Konjunkturinstitutets prognos- och scenariounderlag från juni 2024. För det femåriga tidsperspektivet väljer vi att utgå från ett genomsnitt av Konjunkturinstitutets femåriga prognos- och scenariounderlag från juni 2024 för svenska tioåriga statsobligationer, vilket ger ett värde på 2,72 procent.

## **Skattning av kvoten mellan lånat och eget kapital, aktiebeta och kreditriskpremie**

Vi har vi 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 (aktiebeta) 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

---

<sup>122</sup> Riksgälden. *Statsskuldens förvaltning. Förslag till riktlinjer 2024–2027*. Tillgänglig via: <https://www.riksdagen.se/contentassets/95ab25bf05044ab38eb24e1dcf4567d3/statsskuldens-forvaltning-forslag-till-riktlinjer-20242027.pdf>. Hämtad den 23 oktober 2024.

Sverige. De referenstekniker som vi utgår ifrån har olika tekniska specifikationer, exempelvis rörande 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 utgå från ett europeiskt perspektiv och använda 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<sup>123</sup>. Ett flertal marknadsaktörer inom energisektorn använder ofta data från Damodaran, till exempel nationella energitillsynsmyndigheter och investerare<sup>124</sup>. Damodaran publicerar löpande finansiell information om bland annat olika världsdelars industrisegment. Den finansiella information som vi kan hämta härifrån och använda oss av vid beräkningen av CONE är genomsnittliga risknivåer (aktiebetavärden), kvoter mellan lånat och eget kapital samt kreditriskpremier för olika industrisegment. I Damodarans underlag finns det två olika europeiska industrisegment som kan kopplas och relateras till den riskstruktur och spektrum vi söker efter vid beräkning av kalkylränta för referenstekniker. Dessa segment är *Power* respektive *Green & Renewable Energy*. Företag i segmentet *Power* har en 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 biobränsle<sup>125</sup>. Företag i segmentet *Green & Renewable Energy* har affärsverksamhet som till övervägande del består av att producera förnybar el från olika källor såsom sol-, vind-, vatten- och vågkraft, geoenergi och biobränslen.

För att illustrera sammanvägningen av företag i ovannämnda segment redovisar vi i nedanstående Figur 1 och Figur 2 fördelningen av hur många av dessa företag som finns per land och industrisegment.

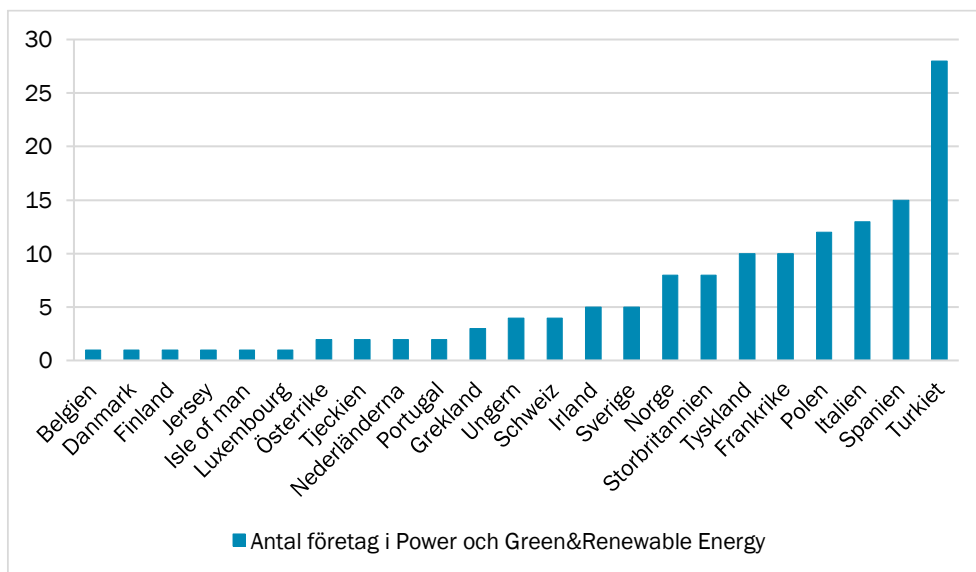
---

<sup>123</sup> Ei (2017); Damodarans webbplats. Tillgänglig via <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Hämtad den 18 oktober 2024.

<sup>124</sup> CEER. (2021). *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2020*. Ref. C20-IRB-54-03.

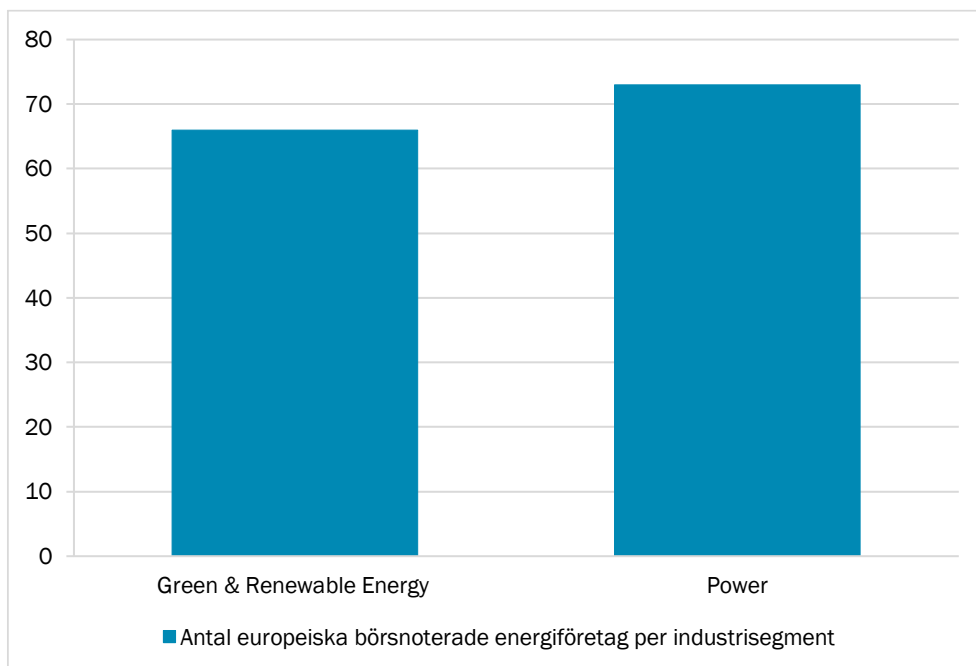
<sup>125</sup> Biobränslens möjligheter att vara förnybar och koldioxidneutral beror på om motsvarande mängd koldioxid och eventuellt andra växthusgaser verkligen binds i ny biomassa under den period som studeras.

**Figur 1** Antal europeiska börsnoterade energiföretag per land i industrisegmenten Power och Green & Renewable Energy



Källa: Damodarans webbplats. Egen bearbetning av Ei.

**Figur 2** 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 risk<sup>126</sup> 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<sup>127</sup>. 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<sup>128</sup>.

Kreditriskpremien beräknar Damodaran som skillnaden i räntesatsen mellan lånat kapital och riskfri ränta. Damodaran har estimerat industrisegmentens kreditriskpremier genom att först utgå från en global underliggande kreditriskpremie<sup>129</sup> på 0,96 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<sup>130</sup>.

I Tabell 1 redovisar vi de genomsnittliga industrisegmentens kvoter mellan lånat och eget kapital, aktiebeta och kreditriskpremie per industrisegment. Det är dessa värden som vi väljer att använda till grund för beräkningen av kalkylräntan.

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

Industrisegment	Kvot mellan lånat och eget kapital	Aktiebeta	Kreditriskpremie
<b>Power</b>	Lånat kapital är 39% och eget kapital är 61%	0,78	2,17 %
<b>Green &amp; Renewable Energy</b>	Lånat kapital är 42% och eget kapital är 58%	0,83	2,17 %

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 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

<sup>126</sup> En risk som investerare inte kan eliminera genom diversifiering (breddning).

<sup>127</sup> Ei (2017).

<sup>128</sup> Damodarans webbplats.

<sup>129</sup> För den amerikanska marknaden tillämpar Damodaran som standard ingen global underliggande kreditriskpremie.

<sup>130</sup> Damodarans webbplats.

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<sup>131</sup>.

De vanligaste metoderna i Sverige och andra länder för att bedöma aktiemarknadsriskpremien är historisk utveckling i någon form, en intervju- och enkätundersökning, implicit prissättning<sup>132</sup> eller en metod där man kombinerar dessa metoder med särskilda vikter<sup>133</sup>. Samtliga av dessa metoder har för- och nackdelar. Ingen metod är helt överlägsen eller dominerande, även om exempelvis europeiska energitillsynsmyndigheter i högre utsträckning utgår från en historisk utveckling i någon form<sup>134</sup>. I denna jämförelse behöver det dock även beaktas vilken metod och tidsperspektiv som de använder för den riskfria räntan. 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.

I det momentana tidsperspektivet för den riskfria räntan är det rimligt att även skatta aktiemarknadsriskpremien momentant. En sådan aktiemarknadsriskpremie kan härledas från PwC:s senaste riskpremiestudie för år 2024, vilket ger ett värde på 6,10 procent. Riskpremien var därmed i linje med förgående års riskpremie. PwC:s studier är den vanligaste utgångspunkten bland marknadsaktörer för att bilda sig en uppfattning om nivån på aktiemarknadsriskpremien på den svenska aktiemarknaden<sup>135</sup>. När aktiemarknadsriskpremien ska skattas är det viktigt att skattningen sker mot ett svenskt perspektiv. Att utgå från intervju- och enkätundersökningar är också i sig framåtblickande och momentant eftersom

---

<sup>131</sup> Goetzmann, W.N. & Ibbotson, R.G. (2006). *History and the Equity Risk Premium*. Yale ICF Working Paper No. 05-04.; Damodaran, A. (2009). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – A Post-Crisis Update*. Stern School of Business; 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.

<sup>132</sup> Till exempel baserat på marknadspriser på handlade tillgångar.

<sup>133</sup> Ei (2017).

<sup>134</sup> Det hänger dock samman med vilken metod de använder för att estimerar riskfri ränta och reglermodellerna rent generellt. Se också CEER (2021).

<sup>135</sup> Ei (2017).

dessa fångar marknadsaktörers aktuella eller framtida förväntningar om avkastning på aktier<sup>136</sup>.

För det femåriga tidsperspektivet för aktiemarknadsriskpremien har vi valt att utgå från samma totalavkastningskrav, vid en genomsnittlig marknadsrisk (aktiebeta 1,0), som i det momentana tidsperspektivet. Även om nivåerna för riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien har förändrats under de senaste 15 åren har totalavkastningskravet varit relativt stabilt på runt 7–8 procent<sup>137</sup>. I det momentana tidsperspektivet får vi en totalavkastning på 8,49 procent när vi adderar en aktiemarknadsriskpremie om 6,10 procent med en riskfri ränta på 2,39 procent. Utifrån samma totalavkastning (8,49 procent) får vi därmed i det femåriga tidsperspektivet en aktiemarknadsriskpremie på 5,76 procent. Nivån får vi genom att totalavkastning om 6,10 procent subtraheras med en riskfri ränta i det femåriga tidsperspektivet om 2,75 procent.

## Från nominell till real kalkylränta

Av Acers rekommendation för beräkningen av kalkylränta för referenstekniker framgår det att den ska uttryckas reallt 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 energitillsynsmyndigheter 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 nominell före skatt = WACC nominell efter skatt / (1 – T).

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

Mot bakgrund av att Acers rekommendation för beräkningen av kalkylränta anger att standardmetoden ska användas och att den är vedertagen och vanligt förekommande väljer vi att använda den i konverteringen. För att använda metoden behöver vi bestämma en skattesats och inflationsförväntning.

Som skattesats har vi valt den nu gällande svenska bolagsskattesatsen om 20,60 procent, vilket överensstämmer med Acers rekommendation.

Inflation betyder att den allmänna prisnivån i samhället stiger. Det mest kända måttet på inflation i Sverige är förändringen i konsumentprisindex (KPI). Med KPI

---

<sup>136</sup> Ei (2017).

<sup>137</sup> EY (2017).

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 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<sup>138</sup>.

För inflationsförväntningen utgår vi från ett momentant och femårigt tidsperspektiv. Som momentan nivå utgår vi från en prognos på KPIF i Sverige för 2024, det vill säga cirka 1,84 procent. Prognosen som används är Konjunkturinstitutets prognos- och scenariounderlag från juni 2024. För det femåriga tidsperspektivet utgår vi från genomsnittet av Konjunkturinstitutets femåriga prognos- och scenariounderlag från juni 2024 för KPIF, vilket ger värde på 1,91 procent.

## Kalkylränta för referenstekniker i Sverige

Resultatet från våra bedömningar av de enskilda parametrarna för kalkylräntan framgår av nedanstående Tabell 2. Den kalkylränta vi har valt att tillämpa, för samtliga referenstekniker, utgår från ett oviktat genomsnitt av dessa kalkylräntor. Detta beror på att vi vill reflektera de osäkerheter som finns i beräkningen av kalkylräntan, vilket även är i linje med metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen. Osäkerhetsintervallet bedömer vi till 5,32–5,51 procent och utgår från vår beräknings max- och minimipunkter för att på så sätt inkludera samtliga tänkta observationer i vårt urval. Ett oviktat medelvärde är 5,42 procent och detta väljer vi att använda. Den reala räntan är därmed högre än den Ei använde i förra årets beräkning av tillförlitlighetsnormen. Detta beror främst på att inflationsförväntningen numera är lägre.

---

<sup>138</sup> Ei (2017); Riksbankens webbplats. Tillgänglig via <https://www.riksbank.se/sv/penningpolitik/inflationsmalet/hur-mats-inflation/>. Hämtad den 13 september 2023.



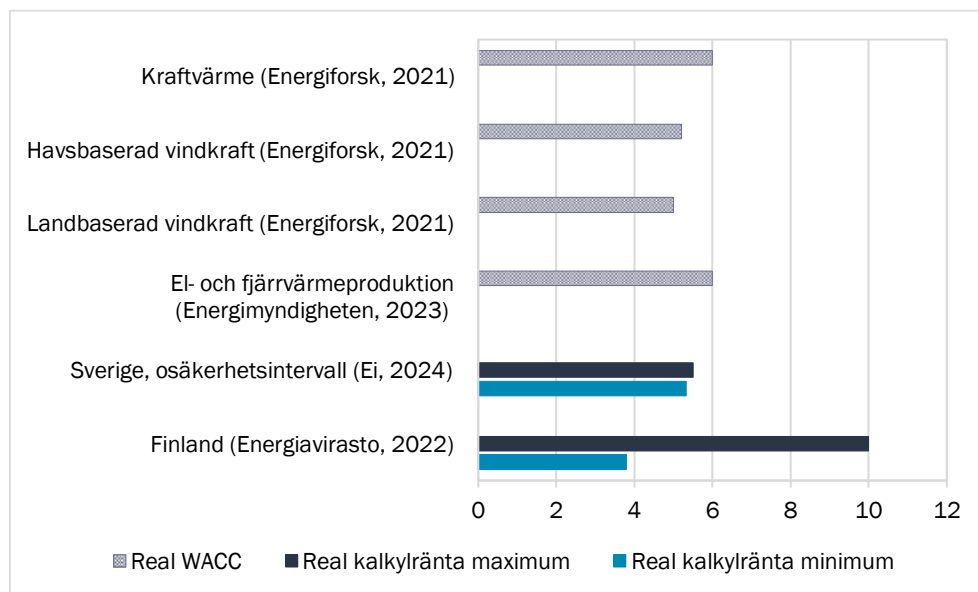
Tabell 2 Kalkylräntor för olika industrisegment och tidsperspektiv samt Sveriges använda kalkylränta

Parameter och beräkningsutfall	Power	Green & Renewable Energy	Power	Green & Renewable Energy
Tidsperspektiv	Momentant	Momentant	5-årigt framåtblickande	5-årigt framåtblickande
<b>Skattesats</b>	20,60 %	20,60 %	20,60 %	20,60 %
<b>Kvot mellan lånat och eget kapital</b>	39/61	42/58	39/61	42/58
<b>Aktiebета</b>	0,78	0,83	0,78	0,83
<b>Risikfri ränta</b>	2,39 %	2,39 %	2,72 %	2,72 %
<b>Aktiemarknadsriskpremie</b>	6,10 %	6,10 %	5,87 %	5,87 %
<b>Kostnad för eget kapital</b>	<b>7,15 %</b>	<b>7,45 %</b>	<b>7,22 %</b>	<b>8,51 %</b>
<b>Kreditriskpremie</b>	2,17 %	2,17 %	2,17 %	2,17 %
<b>Kostnad för lånat kapital före skatt</b>	<b>6,57 %</b>	<b>6,57 %</b>	<b>6,57 %</b>	<b>6,57 %</b>
<b>Kostnad för lånat kapital efter skatt</b>	<b>4,56 %</b>	<b>4,56 %</b>	<b>4,90 %</b>	<b>4,90 %</b>
<b>Nominell ränta före skatt</b>	<b>7,26 %</b>	<b>7,34 %</b>	<b>7,45 %</b>	<b>7,53 %</b>
<b>Nominell kalkylränta efter skatt</b>	<b>5,76 %</b>	<b>5,83 %</b>	<b>5,91 %</b>	<b>5,98 %</b>
<b>Inflationsförväntning</b>	1,84 %	1,84 %	1,91 %	1,91 %
<b>Real kalkylränta före skatt</b>	<b>5,32 %</b>	<b>5,40 %</b>	<b>5,43 %</b>	<b>5,51 %</b>
<b>Real kalkylränta före skatt, oviktat medelvärde</b>		<b>5,42 %</b>		

## Sveriges kalkylränta för referenstekniker är i paritet med Finlands bedömning och tidigare liknande underlag

För att sätta Sveriges nivå av kalkylränta i ett sammanhang är det även betydelsefullt att jämföra den med andra energitillsynsmyndigheter inom EU och andra aktörers bedömningar. Vi har därför valt ut några sådana jämförelseobjekt, se nedanstående Figur 3. Det är dock viktigt att marknadsförutsättningar som dessa olika bedömningar utgår från kan skilja sig mot vad som är fallet i dag. Med marknadsförutsättningar avses till exempel aktuella räntenivåer, bolagsskattesatser och generella villkor för att anskaffa kapital.

Figur 3 Finlands bedömning om kalkylränta för referenstekniker som en del i fastställandet av deras tillförlitlighetsnorm och andra referenser för kalkylränta i investeringar i elproduktion



Källa. Energiavirasto (2022)<sup>139</sup>, Energiforsk (2021)<sup>140</sup> och Energimyndigheten (2023)<sup>141</sup>.

Figur 3 ger stöd, på en övergripande nivå, vår nivå på kalkylränta för Sverige ger ett utfall som är i paritet med Finlands bedömning och tidigare liknande underlag om nivån på kalkylränta i investeringar i svensk elproduktion.

## Referenser för bilaga 1

Acer (2020). *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. Hämtad 2024-09-23. Tillgänglig via [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions\\_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf).

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

<sup>139</sup> Energiavirasto (Energimyndigheten) (2022). *Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaiseksi luotettavuusstandardiksi*. 214/040000/2022. Hämtad 2024-12-05. Tillgänglig via: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.PDF/35ac4bfd-11de-74f7-eff9-3a66be9bdcc5/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.pdf?t=1647937046571>.

<sup>140</sup> Energiforsk. (2021). *El från nya anläggningar*. RAPPORT 2021:714. December 2021.

<sup>141</sup> Energimyndigheten. (2023). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023. Med fokus på elektrifieringen 2050*. ER 2023:07.

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.

Energiavirasto (Energimyndigheten) (2022). *Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaiseksi luotettavuusstandardiksi*. 214/040000/2022. Hämtad 2024-12-05.

Tillgänglig via:

<https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.PDF/35ac4bfd-11de-74f7-eff9-3a66be9bdcc5/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.pdf?t=1647937046571>.

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.

Energiforsk. (2021). *El från nya anläggningar*. RAPPORT 2021:714. December 2021.

Energimyndigheten. (2023). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023. Med fokus på elektrifieringen 2050*. ER 2023:07.

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

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

Damodarans webbplats. Tillgänglig via <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> . Hämtad den 18 oktober 2024.

Finansinspektionen. (2019). *FI-analys. Svenska riskpremier och penningpolitik*. Nr 18. 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. Tillgänglig via.

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

Hämtad den 13 september 2023.

Riksgälden. *Statsskuldens förvaltning. Förslag till riktlinjer 2024–2027*. Tillgänglig via:

<https://www.riksgalden.se/contentassets/95ab25bf05044ab38eb24e1dcf4567d3/stats-skuldens-forvaltning-forslag-till-riktlinjer-20242027.pdf>. Hämtad den 23 oktober

2024.

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

# Bilaga 2 Känslighetsanalyser och jämförelse av EU-medlemsstaters tillförlitlighetsnormer

I denna bilaga presenterar vi några känslighetsanalyser kopplade till årets beräkning av tillförlitlighetsnormen. Flera känslighetsanalyser kring indata och metodval från Ei:s tidigare avrapporteringar av tillförlitlighetsnormen<sup>142</sup> är även aktuella i år. Vi hänvisar därför till dessa avrapporteringar för mer detaljer. För att sätta årets uppdaterade tillförlitlighetsnorm i ett sammanhang framgår även i denna bilaga en jämförelse med övriga EU-medlemsstaters beslutade normer.

## En mindre förändring av VOLL ger en relativt stor påverkan på tillförlitlighetsnormen

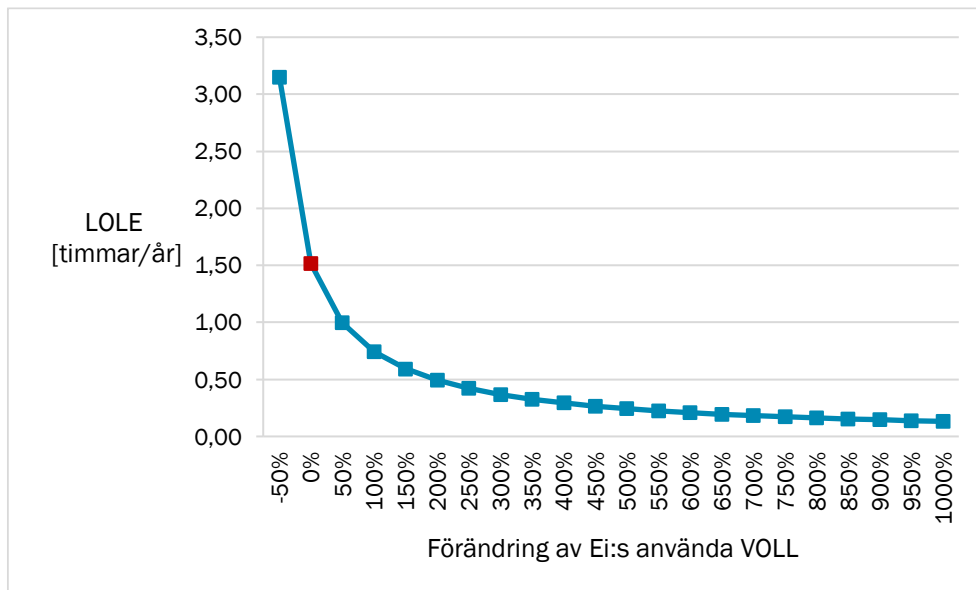
Ei har i årets uppdaterade beräkning av tillförlitlighetsnormen för respektive referensteknik utgått från ett värde av förlorad last (VOLL) om 82,2 kronor per kilowattimme. I nedanstående Figur 1 har vi analyserat vilken påverkan en förändring av VOLL har på förväntad förlorad last (LOLE) för den referensteknik som i år avgör tillförlitlighetsnormen (efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning). I figuren sträcker sig förändringen av VOLL upp till en ökning på 1 000 procent eftersom det motsvarar ungefär det VOLL som Sweco föreslog i deras uppdrag under 2024 att utföra en ny avbrottskostnadsundersökning och beräkning av VOLL<sup>143</sup>.

---

<sup>142</sup> Energimarknadsinspektionen (2021). *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige - artikel 25 i EU:s elmarknadsförordning*. (Ei R2021:05); Energimarknadsinspektionen (2023). *Årlig uppdatering av tillförlitlighetsnormen för Sverige - Avrapportering 1 januari 2024*. (Ei R2023:19).

<sup>143</sup> Sweco (på uppdrag av Ei) (2024a). *Beräkning av värdet av förlorad last (VoLL) från ny enkätundersökning. Deluppdrag 2 i uppdraget Uppdatering av värdet av förlorad last (VoLL) i Sverige*. Ärendenummer hos Ei: 2023-103995.

**Figur 1** Påverkan av VOLL på LOLE för efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning som avgör tillförlitlighetsnormen där rödmarkerad brytpunkt (0 procent) motsvarar det VOLL (82,2 kronor per kWh) som Ei har använt



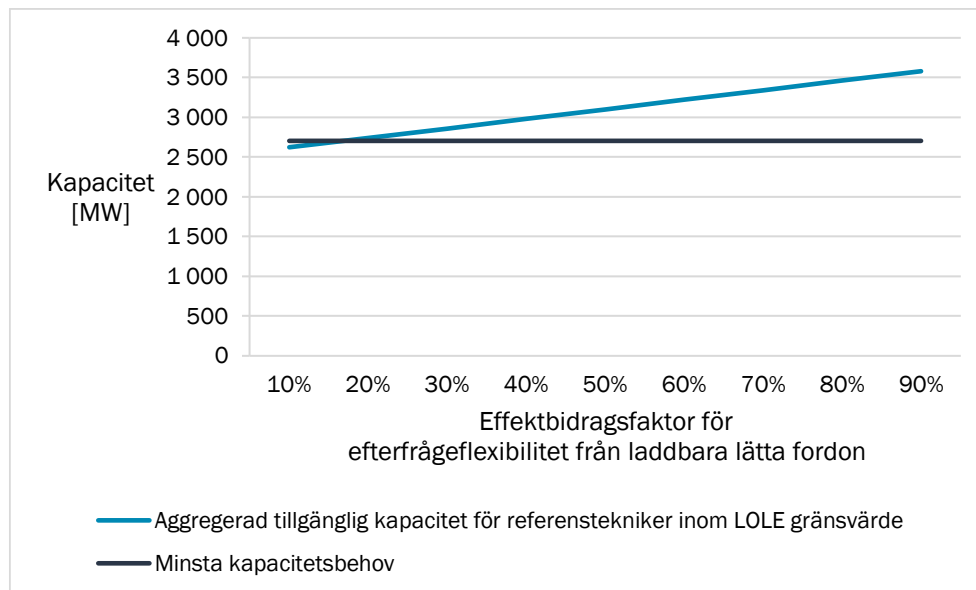
Ovanstående Figur 1 visar att en mindre ökning eller minskning av Ei:s använda VOLL skulle leda till en relativt större förändring av LOLE, allt annat lika. Figuren visar också att när VOLL ökar till en viss nivå nås en plattå där ytterligare en ökning av VOLL inte leder till en större minskning av LOLE. Sammantaget understryker detta vikten av att ha ett robust och välunderbyggt underlag för VOLL, eftersom LOLE är känslig för förändringar av detta värde.

### **En större minskning krävs av effektbidragsfaktorn tillhörande efterfrågeflexibilitet från laddbara lätta fordon för att gasturbin i stället ska vara normsättande**

I år har vi valt att inkludera en känslighetsanalys för effektbidragsfaktorn tillhörande efterfrågeflexibilitet från laddbara lätta fordon, se Figur 2. Behovet av analysen bottnar dels i att tekniken är ny för i år, dels att vår använda effektbidragsfaktor (90 procent) är den högsta bland några utvalda europeiska länder. Enligt Sweco har Irland använt en faktor mellan 32 och 61 procent, Belgien 77 procent, Tyskland/Nederländerna 80 procent samt Storbritannien 82 procent<sup>144</sup>.

<sup>144</sup> Sweco (på uppdrag av Ei (2024b)). *Investeringskostnad och kapacitetsfaktor för efterfrågeflexibilitet – PM av Sweco till Energimarknadsinspektionen som underlag till beräkningen av tillförlitlighetsnormen.* Ärendenummer hos Ei: 2024-103997.

Figur 2 Känslighetsanalys kring effektbidragsfaktorn för efterfrågeflexibilitet från laddbara lätta fordon



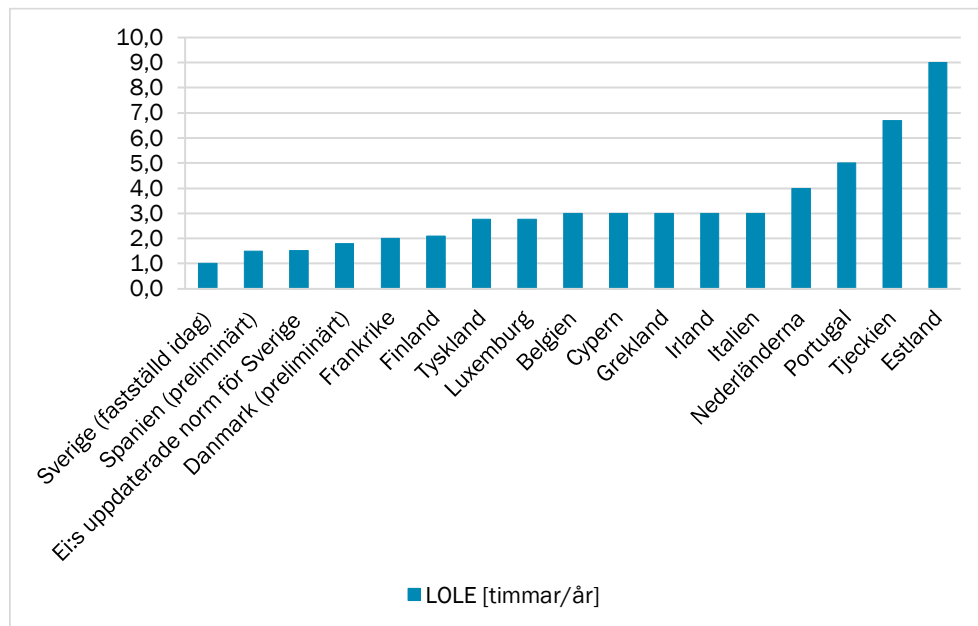
Figur 2 visar att effektbidragsfaktorn för efterfrågeflexibilitet från laddbara lätta fordon behöver minska från 90 till knappt 20 procent för att tillförlitlighetsnormen i stället ska avgöras av gasturbin enkel cykel 300 MW<sup>145</sup>. Även om vår använda effektbidragsfaktor är den högsta bland några utvalda europeiska länder krävs det således, enligt vår analys, en större minskning av denna för att påverka tillförlitlighetsnormen. En sådan stor minskning torde vara osannolik.

## Ei:s uppdaterade tillförlitlighetsnorm för Sverige i förhållande till övriga EU:s medlemsstater

I nedanstående Figur 3 redovisar vi EU-medlemsstaternas beslutade tillförlitlighetsnormer från december 2024, preliminära tillförlitlighetsnormer från Danmark och Spanien samt Ei:s uppdaterade tillförlitlighetsnorm för Sverige. Figuren visar att Sveriges nuvarande beslutade tillförlitlighetsnorm och Ei:s uppdaterade tillförlitlighetsnorm för Sverige fortfarande är bland de lägsta bland medlemsstaterna. En förklaring till att Sveriges tillförlitlighetsnorm fortfarande är bland de lägsta i jämförelse med andra medlemsstater kan vara att Sverige har en stor potential för kostnadseffektiv efterfrågeflexibilitet. Eftersom Sverige är ett kallt land och använder mycket el för uppvärmning, finns en särskild möjlighet att utnyttja flexibiliteten i efterfrågan för att jämna ut toppar i elförbrukningen.

<sup>145</sup> Normen skulle i sådana fall öka från 1,52 till 3,30 timmar per år.

Figur 3 Fastställda tillförlitlighetsnormer bland EU-medlemsstater och Ei:s uppdaterade tillförlitlighetsnorm för Sverige (sortering utifrån stigande LOLE)



Källa: Acer 2023<sup>146</sup>, Acer 2024<sup>147</sup>, NordREG Wholesale and Transmission Developments Seminar 2024<sup>148</sup> och ACER Adequacy and CRMs Task Force 40th Meeting (2024).

## Referenser för bilaga 2

Acer (2023). *Security of EU electricity supply*. Oktober 2023. Hämtad 2024-10-03.

Tillgänglig via:

[https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security\\_of\\_EU\\_electricity\\_supply\\_2023.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2023.pdf).

Acer (2024). *Security of EU electricity supply - 2024 Monitoring Report*. December 2024. Hämtad 2024-12-16. Tillgänglig via:

[https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security\\_of\\_EU\\_electricity\\_supply\\_2024.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2024.pdf).

ACER Adequacy and CRMs Task Force 40th Meeting (2024).

Energimarknadsinspektionen (2021). *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige - artikel 25 i EU:s elmarknadsförordning*. (Ei R2021:05).

<sup>146</sup> Acer (2023). *Security of EU electricity supply*. Oktober 2023. Hämtad 2024-10-03. Tillgänglig via: [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security\\_of\\_EU\\_electricity\\_supply\\_2023.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2023.pdf).

<sup>147</sup> Acer (2024). *Security of EU electricity supply - 2024 Monitoring Report*. December 2024. Hämtad 2024-12-16. Tillgänglig via: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security\\_of\\_EU\\_electricity\\_supply\\_2024.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2024.pdf).

<sup>148</sup> NordREG Wholesale and Transmission Developments Seminar 2024. 30 oktober 2024. Helsingfors.



Energimarknadsinspektionen (2023). *Årlig uppdatering av tillförlitlighetsnormen för Sverige - Avrapportering 1 januari 2024*. (Ei R2023:19).

NordREG Wholesale and Transmission Developments Seminar 2024. 30 oktober 2024. Helsingfors.

Sweco (på uppdrag av Ei) (2024a). *Beräkning av värdet av förlorad last (VoLL) från ny enkätundersökning. Deluppdrag 2 i uppdraget Uppdatering av värdet av förlorad last (VoLL) i Sverige*. Ärendenummer hos Ei: 2023-103995.

Sweco (på uppdrag av Ei) (2024b). *Investeringskostnad och kapacitetsfaktor<sup>149</sup> för efterfrågefleksibilitet – PM av Sweco till Energimarknadsinspektionen som underlag till beräkningen av tillförlitlighetsnormen*. Ärendenummer hos Ei: 2024-103997.

---

<sup>149</sup> Notera att det var effektbidragsfaktorn (*de-rating capacity factor* på engelska) som Sweco utredde i detta uppdrag och inte kapacitetsfaktor vilket framgår av Swecos titel på deras slutrapport. Sweco har i denna slutrapport angett att det i engelskan förekommer begreppen "*capacity factor* och *de-rating [capacity] factor*" för att beskriva två olika typer av det som på svenska kan kallas kapacitetsfaktor". Ei har i denna rapport valt att använda den svenska benämningen *effektbidragsfaktor* för *de-rating capacity factor* vilket är det som ska tas fram för respektive referensteknik enligt metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen (Acer 2020, artikel 12).

