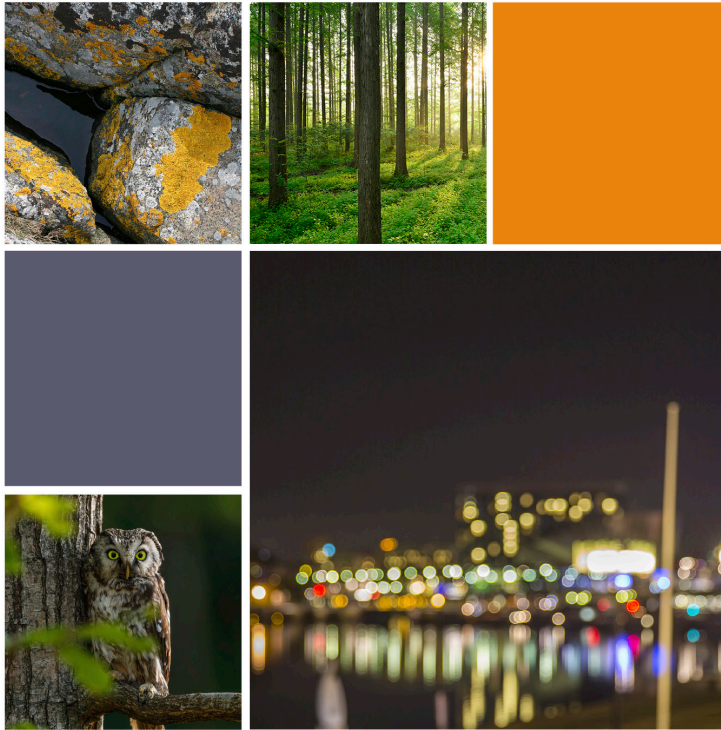


EL FRÅN NYA ANLÄGGNINGAR

RAPPORT 2021:714

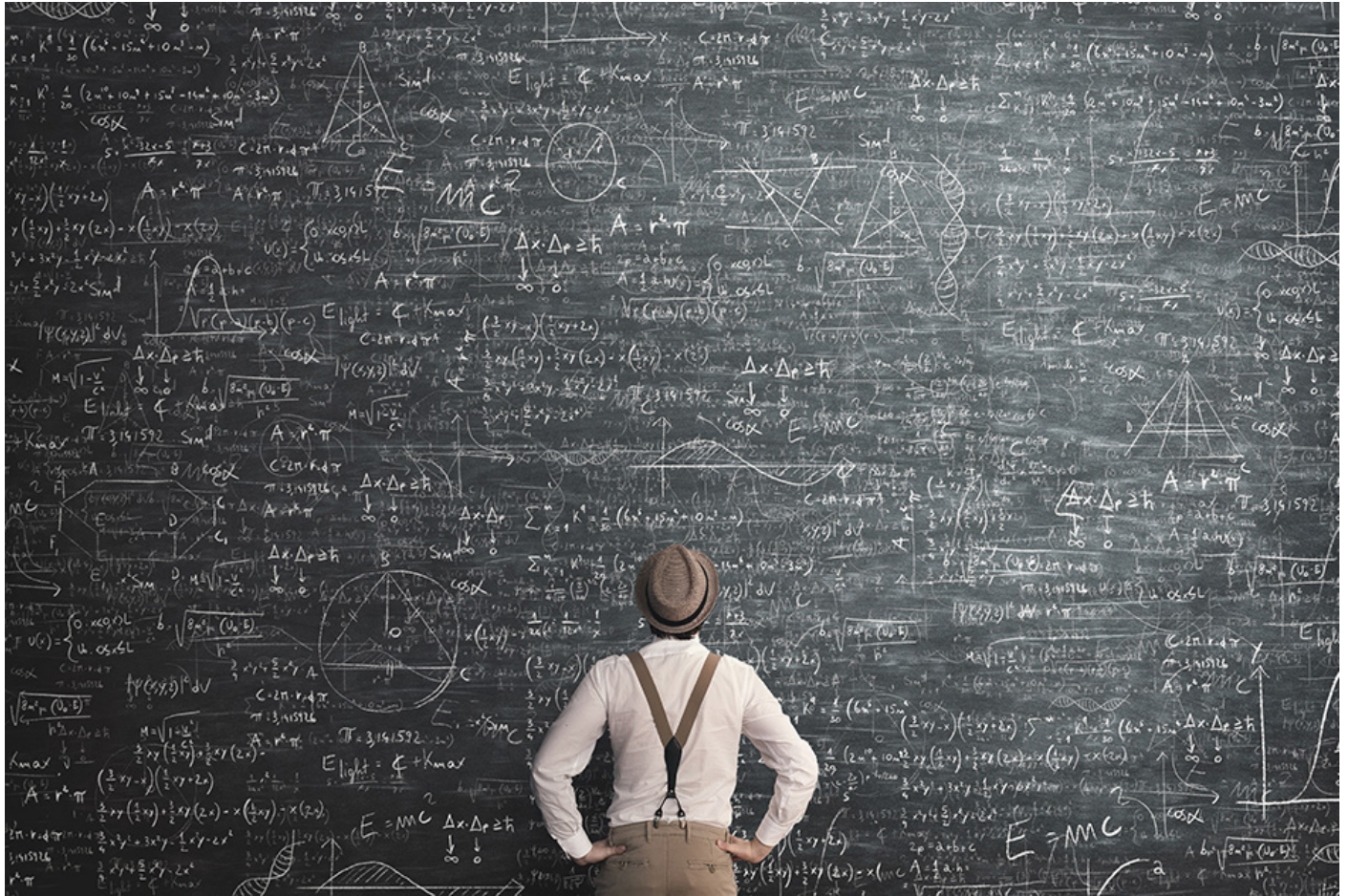


 Energiforsk

Bilagor till rapporten
El från nya anläggningar

Bilagor:

Härledning av LCOE-ekvation.....	3
LCOE för sol.....	7
LCOE för landbaserad vindkraft.....	25
LCOE Calculation for Swedish Waters.....	32
Kärnkraft – stora lättvattenreaktorer	63
System Cost Analysis.....	83



Härledning av LCOE-ekvation

Johan Lindahl

Bequerel Sweden

Härledning av LCOE-ekvationen

Levelized cost of electricity, LCOE, är ett sätt att generera transparenta jämförbara produktionskostnader för olika kraftslag eller kraftverk. Beräkningen av LCOE baseras på nuvärdet av summan av diskonterade intäkter ("discounted revenues") och nuvärdet av summan av diskonterade kostnader ("discounted costs"). Definitionen av LCOE kan uttryckas som den reella tariff som skulle behövas för att exakt täcka summan av alla reella kostnader associerade med ett kraftverk. För att förenkla beräkningen användas vanligtvis två antaganden. För det första att den reella diskonteringsräntan, r , som används för diskontering av kostnader och intäkter, är konstant under kraftverkets livstid. För det andra att den reella eltariffen, P_y , är konstant under kraftverkets livstid och att all producerad el säljs till denna taxa. Likvärdigheten kan då uttryckas som;

$$\sum_{t=0}^L \left[\frac{P_y * Y}{(1+r)^t} \right] = \sum_{t=0}^L \left[\frac{CAPEX_t + O\&M_f + (O\&M_v * Y)}{(1+r)^t} \right] + \frac{ReInv}{(1+r)^x} + \frac{ResC}{(1+r)^L} \quad (1)$$

där t är tiden i år från 0 till L , där L är kraftverkets totala livslängd (konstruktions- och driftstid), $CAPEX_t$ ("capital expenditures") är kraftverkets investeringskostnad under år t uttryckt i kronor, $O\&M_f$ är fasta drift- och underhållskostnader ("operation and maintenance") under år t uttryckt i kronor, $O\&M_v$ de rörliga drifts- och underhållskostnader per producerad energienhet under år t uttryckt i kronor/kWh, Y den årliga elproduktionen ("yield") uttryckt i kWh, $ReInv$ är de eller den större återinvestering ("reinvestment") som behövs för att nå den förväntad livslängden uttryckt i kronor och $ResC$ är restkostnaden ("residual cost") för avveckling av kraftverket vid livslängdens slut uttryckt i kronor. Restkostnadsfaktorn kan vara negativ, vilket skulle vara fallet om ett avvecklat kraftverk har ett restvärde som är högre än kostnaden för nedmontering av kraftverket.

Eftersom P_y antas vara konstant kan den föras ut från summeringen i Ekvation (1), och ekvationen kan skrivas om till den vanligt förekomna ekvationen för LCOE;

$$LCOE = P_y = \frac{\sum_{t=0}^L \left[\frac{CAPEX_t + O\&M_f + (O\&M_v * Y) + ReInv}{(1+r)^t} \right] + \frac{ResC}{(1+r)^L}}{\sum_{t=0}^L \left[\frac{Y}{(1+r)^t} \right]} \quad (2)$$

där LCOE uttrycks i kronor/kWh i reellt värde. Ekvation (2) kan vid en första anblick verka lite konstig då det ser ut som att elproduktionen diskonteras, även fast elproduktionen inte har något monetärt värde och därför inte påverkas av inflationen. Det är emellertid inte kilowattimmarna som egentligen diskonteras utan intäkterna från dessa kilowattimmar. Denna diskontering har bara flyttats från vänstersidan av likhetstecknet till den högra sidan.

De flesta investerare har vanligtvis två olika räntor att ta i beaktning. En för skuldfinansiering ("debt financing"), D och en för kapitalfinansiering ("equity financing"), E . Räntesatsen för skuldfinansiering ("cost of debt"), C_d och den för kapitalfinansiering ("cost of equity"), C_e , kombineras vanligtvis och bildar en nominell viktad genomsnittlig kostnad för kapital per år ("nominal weighted average cost of capital per annum"), $WACC_n$, enligt denna ekvation:

$$WACC_n = \frac{[D * C_d * (1 - CT) + E * C_e]}{D + E} \quad (3)$$

där CT är företagsskatten ("Corporate tax rate"). Sambandet mellan den nominella viktade kostnaden för kapital och den reella viktade kostnaden för kapital ("real weighted average cost of capital per annum"), $WACC_r$, beskrivs av den klassiska Fisher-ekvationen [1];

$$WACC_r = \left[\frac{(1 + WACC_n)}{(1 + Infl)} \right] - 1 \quad (4)$$

där Inf står för den årliga inflationstakten. I denna rapport har en inflationsnivå på 2 procent antagits då detta är målet för Sveriges nationalbank [2].

Eftersom det ursprungligen antas att alla kostnader samlas in i form av nuvärden, det vill säga reella värden, kan den reella allmänna diskonteringsräntan ersättas med den reella viktade genomsnittliga kostnaden för kapital, $WACC_r$, och ekvation (2) blir:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^L \left[\frac{CAPEX_t + O\&M_f + (O\&M_v * Y) + ReInv}{(1 + WACC_r)^t} \right] + \frac{ResC}{(1 + WACC_r)^L}}{\sum_{t=0}^L \left[\frac{Y}{(1 + WACC_r)^t} \right]} \quad (5)$$

För kraftverk som tar flera år att bygga, till exempel kärnkraftverk och kraftvärmeverk, kan det vara svårt att bedöma exakt vilket byggnadsår en viss kostnad kommer att uppstå. Det är vanligtvis mycket lättare att uppskatta byggnadskostnader som om anläggningen byggdes över en natt "overnight cost". Begreppet "overnight cost" kombinerar alla investeringar som krävs för att bygga ett kraftverk, med undantag för kostnaden för räntor under byggtiden. Trots att de ekonomiska grunderna för detta är tveksamma, eftersom räntekostnader under konstruktionen exkluderas, används detta koncept ofta för snabba projektutvärderingar och -bedömningar. Ett sätt att utnyttja enkelheten i konceptet "overnight cost", men ändå hantera det faktum att en investering bör diskonteras under konstruktionen i en korrekt kostnad-nyttoanalys, är att räkna samman alla investeringskostnader som en total "overnight"-kostnad samt inkludera räntekostnader under konstruktionen som en specifik kostnadspost i den totala "overnight"-kostnaden.

Den totala "overnight"-kostnaden kommer då att äga rum år 0 och den totala "overnight"-kostnaden kan således kallas för $CAPEX_0$. En sådan förenkling innebär att ekvation (5) kan skrivas om som:

$$LCOE = \frac{CAPEX_0 + \sum_{t=1}^N \left[\frac{O\&M_f + (O\&M_v * Y) + ReInv}{(1 + WACC_r)^t} \right] + \frac{ResC}{(1 + WACC_r)^N}}{\sum_{t=1}^N \left[\frac{Y}{(1 + WACC_r)^t} \right]} \quad (6)$$

där kraftverkets driftslivslängd, N , ersätter den totala livslängden (byggtid plus drifttid), L , för kraftverket. En fördel med denna förenkling är att det vanligtvis är driftslivslängden hos ett kraftverk som i generella diskussioner avses med livslängden hos kraftverk. Avvikelsen från ekvation (6) jämfört med ekvation (5) blir mindre för projekt med korta byggtider. För kraftverk som kan färdigställas inom ett år, typiskt för solcellsanläggningar, är det ingen skillnad mellan ekvation (5) och ekvation (6) eftersom kostnaderna diskonteras på årsbasis.

På samma sätt som för CAPEX är det vanligtvis enklare för investerare att anta att stora återinvesteringar kommer att ske under ett visst fördefinierat år, x , snarare än att dela upp de totala nödvändiga återinvesteringskostnaderna över flera år (om det är så att återinvesteringen sker under flera år). Om denna förenkling tillämpas kan återinvesteringsfaktorn plockas ut ur summeringen att x står för tiden i år då en större återinvesteringsinvestering inträffar efter operativ start, och att ekvationen kan inkludera flera större återinvesteringar i fall där det ingår i planeringen för kraftverket. I ett sådant fall kan täljaren utvidgas med flera återinvesteringsfaktorer och ekvation (6) blir således:

$$LCOE = \frac{CAPEX_0 + \sum_{t=1}^N \left[\frac{O\&M_f + (O\&M_v * Y)}{(1 + WACC_r)^t} \right] + \frac{ReInv_1}{(1 + WACC_r)^{x_1}} + \frac{ReInv_2}{(1 + WACC_r)^{x_2}} + \dots + \frac{ResC}{(1 + WACC_r)^N}}{\sum_{t=1}^N \left[\frac{Y}{(1 + WACC_r)^t} \right]} \quad (7)$$

Vidare uppvisar vissa kraftslag en långsam degradering över tid på grund av att då effektiviteten påverkas av yttre påfrestningar och förslitningar. För att ta hänsyn till denna långsamt minskande produktion införs en årlig degraderingsfaktor, Dg , uttryckt i procent, till årliga elproduktionsfaktorn:

$$LCOE = \frac{CAPEX_0 + \sum_{t=1}^N \left[\frac{O\&M_f}{(1+WACC_r)^t} + \frac{O\&M_v * Y_0 * (1-Dg)^t}{(1+WACC_r)^t} \right] + \frac{ReInv_1}{(1+WACC_r)^{x_1}} + \dots + \frac{ResC}{(1+WACC_r)^N}}{\sum_{t=1}^N \left[\frac{Y_0 * (1-Dg)^t}{(1+WACC_r)^t} \right]} \quad (8)$$

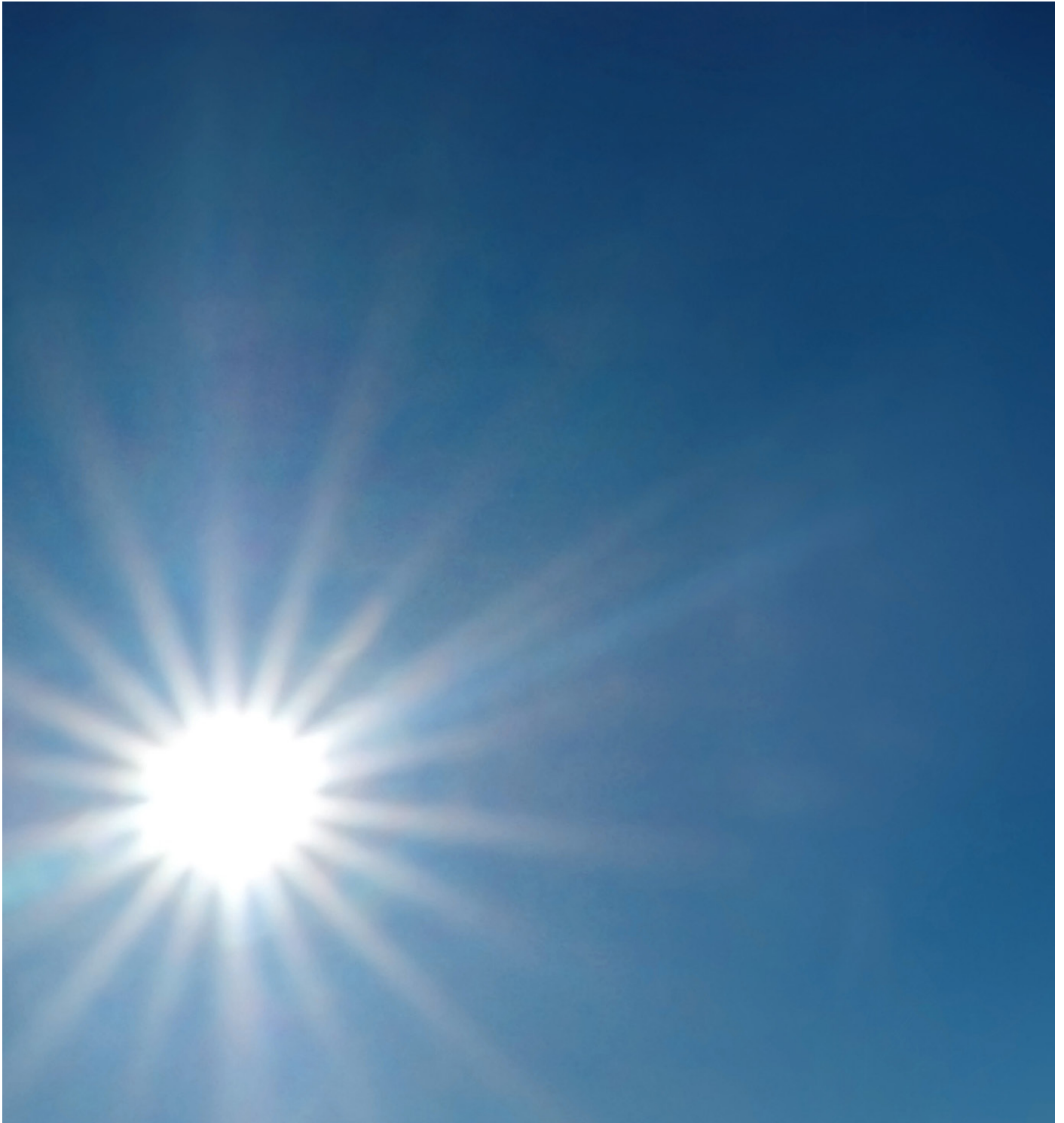
I denna ekvation står Y_0 för den initiala årlig elproduktionen ("initial annual yield") för år 0, och eftersom degraderingen påverkar avkastningen första året efter drift blir exponenten t .

För många investerare är det lättast att bedöma de olika kostnaderna för ett projekt i nuvärden jämfört med i framtida nominella värden där inflationen har beaktats. Om så är fallet gäller ekvation (8). Flera professionella investerare är däremot vana vid att bedöma sina framtida kostnader i nominella värden, dvs. att de själva har tagit hänsyn till inflationen när de uppskattar eller beräknar sina framtida kostnader. Om så är fallet bör de nominella kostnaderna diskonteras med en nominell ränta, eller i detta fall den nominellt viktade genomsnittliga kostnaden för kapital, $WACC_n$, i enligt med [3]. Detta gäller endast de uppskattade nominella kostnaderna. Eftersom vi fortfarande är intresserade av ett reellt LCOE-värde bör en reell ränta fortfarande användas i nämnaren. Om alla kostnader har beräknats i nominella värden ska ekvation (8) omvandlas till:

$$LCOE = \frac{CAPEX_0 + \sum_{t=1}^N \left[\frac{O\&M_f}{(1+WACC_n)^t} + \frac{O\&M_v * Y_0 * (1-Dg)^t}{(1+WACC_n)^t} \right] + \frac{ReInv_1}{(1+WACC_n)^{x_1}} + \dots + \frac{ResC}{(1+WACC_n)^N}}{\sum_{t=1}^N \left[\frac{Y_0 * (1-Dg)^t}{(1+WACC_r)^t} \right]} \quad (9)$$

I denna studie används ekvation (8) för kraftverksprojekt där alla kostnader har uppskattats i nuvärden, dvs. i reella kostnader. För projekten där investerarna har rapporterat kostnader i vilka inflationen har beaktats, dvs. nominella framtida kostnader, används ekvation (9). De två ekvationerna ska vara ekvivalenta så länge alla kostnader och den motsvarande WACC antingen är nominella eller reella.

Johan Lindahl på Bequerel Sweden



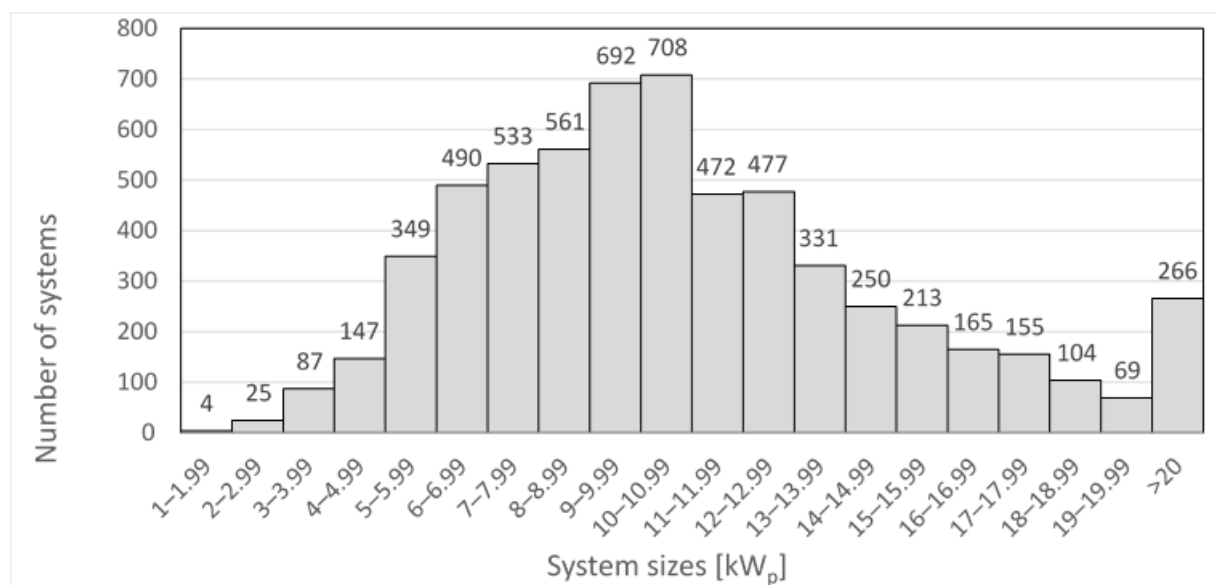
LCOE för sol

Johan Lindahl

Bequerel Sweden

1.1 Villasystem

Den första typen av solcellssystem som analyseras inom projektets ramar är nätanslutna solcellsanläggningar på småbostadshus, vidare benämnda som villasystem. Det är den vanligaste typen av solcellsanläggning på den svenska marknaden och i slutet av 2019 utgjordes cirka 25 000 av 43 944 solcellsanläggningarna i Sverige av villasystem [4]. För villasystem har det inte gjorts några intervjuer av investerare för att få fram parametrarna för LCOE kalkylen, istället har underlaget tagits fram genom analyser av statistiska databaser samt genom en litteraturstudie. Alla värden som uppskattats för villasystem har gjorts det i nuvärden, det vill säga reella termer, och således har ekvation (8) genomgående använts.



Figur 1. Storleksfördelningen mellan de 6 098 villasystem som installerats mellan 2019-01-01 and 2020-07-01 och som fått stöd från solcellsstödet. Källa: Svanen

Den statistiska databas som i huvudsak har analyserats är den för det svenska solcellsstödet [2], som kallas Svanen. Alla solcellssystem som har beviljats stöd från subventionsprogrammet start 2009 och fram till nu finns registrerade i Svanen. För denna rapport sorterades solcellssystem installerade på enfamiljshus och som ägs av en privatperson ut, dvs villasystemen. Vidare har endast de villasystem som har både start- och slutförändradatum mellan 2019-01-01 och 2020-07-01 beaktas. Från detta underlag uteslöts sex system eftersom de har ett batteripaket installerat tillsammans med solcellssystemet, vilket ökar det totala systempriset. Efter sorteringen uppgick databasen till 6 098 villaanläggningar installerade mellan 2019-01-01 och 2020-07-01. I figur 1 är dessa 6 698 villasystem uppdelade i storleksintervall på en kW för varje intervall. Som bilden illustrerar var den vanligaste storleken på villasystem mellan 6 och 13 kW_p. I den här rapporten har LCOE-beräkningarna därför utgått från ett villasystem på 10 kW_p.

Resultatet av den statistiska analysen och litteraturstudierna delas in i en sektion per större LCOE-parameter i avsnitt 1.1.1–**Fel! Hittar inte referensälla.** nedan. I varje avsnitt diskuteras en av LCOE-parametrarna för ett typiskt 10 kW_p villasystem 2020 och ett lågkostnadsvärde och högkostnadsvärde och ett medelvärde bedöms för varje parameter. Dessa parametrar sammanfattas i tabell 1. Alla kostnader och värden i Tabell 1 är i reala termer. De uppskattade värdena leder till ett genomsnittligt LCOE för ett typiskt villasystem på 0,76 kr/kWh. Vid uppskattningen av låg- och högkostnadsvärden har utgångspunkten varit att det ska vara fullt realistiska värden som utan större svårighet har visat sig går att uppnå i Sverige. Kombinerar dessa låg- och högkostnadsvärdena fås som synens ett i tabell 1 väldigt brett spann mellan 0,26 och 1,76 öre/kWh. Även om det är fullt realistiska värden för varje kostnadspost är sannolikheten att för en enskild villaanläggning få till det så att alla låg- eller högkostnadsvärden väldigt låg. Dock är det inte omöjligt att någon enstaka anläggning

lyckas med detta eftersom det installeras upp mot 10 000 villaanläggningar per år. Dock bör man ha i åtanke att LCOE-värdena för dessa anläggningar troligtvis följer någon slags normalfördelning runt medelvärdet 0,76 kr/kWh. Därför har ”Mellan-lågt” och ”Mellan-högt” beräkningar introducerats Tabell 1. ”Mellan-lågt” och ”Mellan-högt” har medelvärdena för alla parametrar genomgående använts, förutom för investeringskostnaderna. Dessa investeringskostnader har varierats mellan det lägsta och det högsta investeringskostnader som inte klassas som extremvärden i det statistiska underlaget.

Tabell 1. Sammanställning av de ekonomiska LCOE-parametrarna för ett villasystem på 10 kW_p.

	Lågt	Mellan lågt	Mellan högt	Högt	Medel
Livslängd [år]	35	30	30	25	30
Årliga elproduktion [kWh/kW _p /år]	1 000	849	849	700	849
Årlig degradering [%]	0,1	0,2	0,2	0,5	0,2
Totala initiala investeringar [kr/kW _p]	9 918	9 918	9 918	23 294	16 496
Fasta drift- och underhållskostnader [kr/år]	320	640	604	960	640
Omräkning fasta drift- och underhållskostnader [kr/kWh]	0,03	0,08	0,08	0,14	0,08
Rörliga drifts- och underhållskostnader per producerad energienhet [kr/kWh]	-0,10	-0,04	-0,04	-0,02	-0,04
Första större återinvestering [kr/kW _p]	2 130	2 300	2 300	3 085	2 300
År efter drift för större återinvesteringen [år]	17,5	15	15	12,5	15
Restvärde (-) eller restkostnad [kr/kW _p]	-210	-210	-210	1 800	-210
Nominell viktad kostnad för kapital per år [%]	2	2	2	2	2
Reell viktad kostnad för kapital per år [%]	0	0	0	0	0
Årlig inflation [%]	2	2	2	2	2
Levelized cost of electricity [kr/kWh]	0,28	0,52	1,06	1,85	0,79

1.1.1 Livslängd och degradering

Den faktiska livslängden av ett svenskt villasystem är svår att uppskatta eftersom det är ett energislag där ytterst få anläggningar genomgått en full livscykel. Globalt sett är endast 0,6% av den installerade solcellskapaciteten äldre än 20 år [5]. Eftersom en stor teknikutveckling skett under de senaste decennierna är det inte heller givet att de äldre systemens prestanda och degradering är representativ för tekniken som monteras på taken idag. Av de kända fel som uppstått på villasystem beror majoriteten på produktionsdefekter eller installationsfel och täcks vanligen av fabriksgarantier, dessa påverkar således inte ägaren ekonomiskt och hanteras inte i denna studie [6]. Solcellsmoduler har vanligtvis en garanti på 25 eller 30 år, används ofta som en indikator på ett solcellssystemets ekonomiska livslängd. I denna rapport antar vi därför en typisk ekonomisk livslängd på 30 år för ett villasystem, medan högkostnadsvärdet sätts till 25 och lågkostnadsvärdet till 35 år.

En annan faktor att ta i beaktande vid LCOE-beräkningar är den degradering av paneler som uppstår under tid. Den beror på de många yttre faktorer som ett solcellssystem utsätts för. Dessa är exempelvis oväder, nederbörd, UV-strålning och fukt. Kombinationen av lägre temperaturer och hårdare väder än det globala snittet ger både för- och nackdelar till de svenska villasystemen. Bristen på gamla anläggningar gör den långsiktiga degraderingen svår att uppskatta. Analyser som gjorts på ett av de äldsta systemen i Sverige, ett på Bullerön från 1981, visar på en cirka 0,2 procent degradering per år [7], vilket ansatts i denna studie. Resultat likt dessa kan återfinnas i andra nordeuropeiska studier [8][9][10], vilka även de ligger under den globala degraderingsfaktorn på 0,5 procent som återfinns i flera studier [11][11].

Sammanfattningsvis indikerar forskningen att degraderingen för solcellsmoduler är lägre i det svenska klimatet jämfört med i andra typer av klimatzoner. Därför har en degradering på 0,2 procent/år antagits som den typiska hastigheten för LCOE-beräkningar av villasystem. För högkostnadsintervallet används den internationella genomsnittliga nedbrytningshastigheten på 0,5 procent/år och för lågkostnadsområdet används den nedre delen av en tysk studie [10] på 0,1 procent/år.

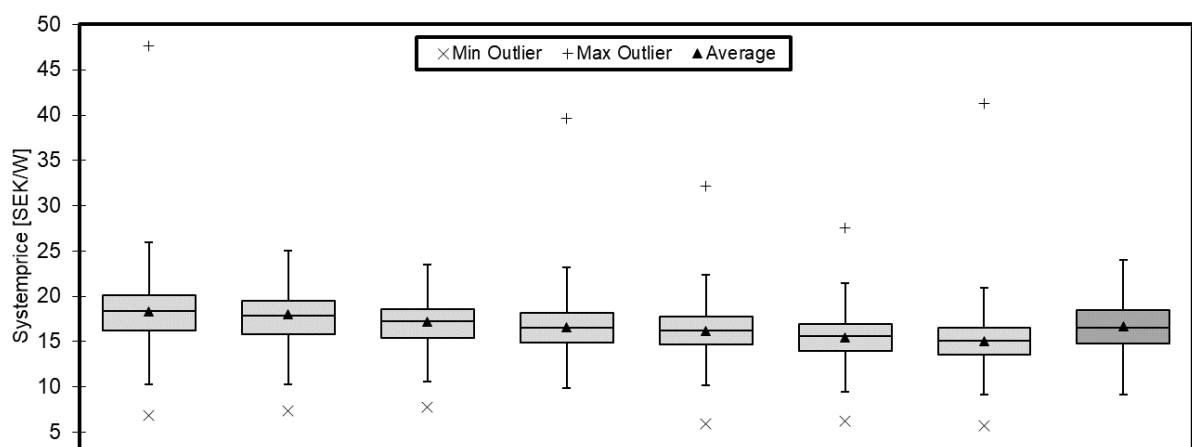
1.1.2 Årlig elproduktion

Elproduktionen hos ett villasystem beror på en rad parametrar, däribland geografisk placering, cellteknologi, huruvida det är ett bra solår eller ej och i vilken vinkel och väderstreck systemet är installerat. Även skuggning och omgivande temperatur har en påverkan på systemprestandan. För att i bästa möjliga mån spegla de verkliga förhållandena på den svenska solcellsmarknaden har en studie från Mälardalens högskola använts som referens då den är baserad på faktiska villasystems årliga produktion under 2017 och 2018 [12]. Den förväntade årliga elproduktionen för ett nytt svenskt villasystem approximeras till 850 kWh/kW_p baserat på studieresultaten 798 kWh/kW_p för 2017 och 890 kWh/kW_p för 2018. Baserat på data från samma studie justeras högkostnadsvärdet till 700 kWh/kW_p och lågkostnadsvärde 1 000 kWh/kW_p.

1.1.3 Investeringskostnader

Ur databasen Svanen, som samlar uppgifter från det statliga investeringsstödet för solceller fr.o.m. 2009, har uppgifter om investeringskostnader för villasystem hämtats [13]. Bortsortering av kommersiella anläggningar och system med batterier resulterade i ett underlag av kostnader från 6 089 villasystem. Investeringskostnaden består av hårdvarukostnader, arbetskostnader för installation och idrifttagning samt kostnader för eventuella tillstånd och administration. Vanligtvis erbjuds privatpersoner helhetstjänster av där både hårdvara och arbete koordineras och samlas på en faktura för hela systemkostnaden, ett s.k. *nyckelfärdig pris*.

För att demonstrera spridning av priser för villasystem har ett låddiagram för de 3 933 villasystem som hade en storlek mellan 6–13 kW_p sammanställs i Figur 1. Figuren visar ett motsatt förhållande mellan kostnad per W_p och systemstorlek, vilket innebär att det finns en ekonomisk skalbarhet inom villasegmentet. Median-systemkostnaden för alla system mellan 9 och 11 kW_p är 16,40 SEK/W_p och ansetts därför som det typiska nyckelfärdiga priset för ett villasystem i denna rapport. Detta pris inkluderar den svenska mervärdesskatten på 25 procent. För högkostnadsvärdet används 23,15 kr/W_p eftersom det är högsta bland de värden som inte klassas som extremvärden av de två spannen 9–9,9 kW_p och 10–10,9 kW_p, medan 9,87 kr/W_p används för lågkostnadsvärdet eftersom det är det lägsta av de värden som inte klassas som extremvärden för dessa två spann.



Figur 2. Låddiagram "boxplot" över spridningen av priser på villasystem, i kr/W_p (inklusive moms) installerat i Sverige mellan 01-01-2019 och 2020-07-01, där lådans kanter representerar 25- och 75-kvartilen, morrhåren "whiskers" definierar lägsta värdet och det högsta bland de värden som inte klassas som utliggare, eller extremvärden, "outliers", linjen i mitten av boxen markerar medianvärdet, triangeln visar medelvärdet, och kryssen minimi- och maximivärdena bland utliggarna "outliers". Källa: Svanen

Investeringskostnaden av en villaanläggning kan delas upp i priset för en nyckelfärdig anläggning och ägarkostnader där den senare utgörs av det arbetet ägaren själv lägger ned på projektet. Baserat på den svenska genomsnittslönen på 35 300 kr/månad [14] och en skattesats på 32,19 procent [15] 2019 antas 160 kr/h som timkostnad för ägarens eget arbete. Arbetet består i administrativa sysslor som att registrera sig som producent i elcertifikatsystemet, administration i samband med anmälan om en ny elmätaren och kontakt med elhandelsbolaget som ska köpa överskottselen. Dessa uppgifter tar uppskattningsvis 6 timmar i anspråk oberoende av systemstorlek.

En summering av ägarkostnaderna och priserna för en nyckelfärdig anläggning resulterar i en total investeringskostnad på 164 960 kr för ett nytt 10 kW_p villasystem i Sverige.

1.1.4 Årliga fasta underhålls- och driftkostnader

Eftersom solceller som energislag är så pass ungt är kunskapen om underhålls- och driftkostnader relativt låg, precis som i fallet med livslängd och degradering. Många av de fasta kostnader som kan tillämpas på centraliserade solcellsanläggningar är inte tillämpliga på det privata segmentet. Till exempel är det inte aktuellt med något markarrende och ett villasystem täcks också vanligen av hemförsäkringen så inga fasta försäkringskostnader tillkommer. Eventuella kringutrustningsbyten som krävs räknas till *Större återinvesteringar* (se avsnitt 1.1.6) och det förekommer heller inga fasta årskostnader för elnätstjänster för villasystemsägare i storleksordningen 10 kW_p [31].

De kostnader som återstår är således kostnader för arbete som utförs av ägaren själv. Vanligtvis kan produktionen följas genom lättillgänglig och användarvänlig mjukvara som appar och hemsidor vilket reducerar produktionsövervakningen till uppskattningsvis två timmar per år. Yttre besiktning av systemet görs vanligen genom en okulärbesiktning på panelerna från marken och uppskattas till cirka en timme per år. Behovet av regelbunden rengöring- och skottning av paneler på villatak är låg. Uppskattningsvis rengörs modulerna i snitt en gång var femte år och tar cirka 5 timmar i anspråk för ett 10 kW_p stort system. Övrigt årligt administrativt arbete kan betraktas som försumbart vilket resulterar i fasta underhålls- och produktionskostnader på 640 kr/år, vilket är en kostnad som i stort sett är storleksoberoende. För högkostnadsvärdet antas 50 procent högre fasta underhålls- och driftkostnader och för lågkostnadsvärdet 50 procent lägre, vilket är 960 kr/år respektive 320 kr/år.

1.1.5 Rörliga drifts- och underhållskostnader per producerad energienhet

Solcellstekniken är baserad på energin från solstrålningen och har därför inga bränslekostnader kopplad till produktionen av el. Dessutom innehåller ett vanligt villasystem inga rörliga delar, så det underhåll som behövs är inte associerat till mängden producerad el, utan snarare till allmänna degraderingsmekanismer. Det finns alltså inga rörliga underhållskostnader och de enda rörliga driftkostnaderna är de som är kopplade till elnätet. I Sverige behöver en elanvändare, som har ett säkringsabonnemang på högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan göras med en effekt på maximalt 43,5 kilowatt, inte betala någon avgift för inmatningen [16]. Eftersom den ansatta systemstorleken för ett typiskt villasystem är 10 kW_p är denna lag giltig för det fall som studeras här. Följaktligen finns det i allmänhet inga rörliga nätkostnader för villasystem som är kopplade till antalet kWh som matas in i nätet. En mikroproducent har dock rätt till ersättning från nätägaren för den el som matas in på ett lågspänningsnät, den så kallade nätersättningen. Ersättningen ska motsvara värdet på energiförlustreduktionen i lågspänningsnätet som överskottet av el medför [31]. Ersättningen varierar mellan olika nätägare och nätområden, men är vanligtvis mellan 0,02 och 0,10 kr/kWh, där snittet är på cirka 0,04 kr/kWh bland de största nätägarna. På grund av denna ersättning är den genomsnittliga rörliga drift- och underhållskostnaden satt till -0,04 kr/kWh.

Det kan argumenteras för att detta är en kompensation och därför inte hör hemma i en LCOE-beräkning. Men eftersom det är en icke-förhandlingsbar ersättning som fastställs av lagen och alla andra delarna av nätbolagens kostnadsstruktur, som vanligtvis innefattar; (1) initial nätkostnad, (2) årliga fasta abonnemangskostnader och (3) effekttariffer (4) rörliga nättariffer per kWh, har inhysts i investeringskostnaderna och de fasta underhålls- och driftkostnader inkluderas även nätnytan för de

kraftslag det är aktuellt för i denna studie. Om det slutliga LCOE-värdena i denna rapport används i lönsamhetsberäkningar där produktionskostnaderna jämförs med intäktsströmmarna, bör den som utför sådana beräkningar utelämna denna nätnytta från intäkterna.

1.1.6 Större återinvesteringar

Växelriktarhaveri är den vanligaste orsaken till problem och produktionsbortfall i en solcellsanläggning. Studier visar att mellan 60 och 90 procent av de rapporterade felen som uppstått i solcellsanläggningar kan allokeras till växelriktarna [17]. Trots att relativt många fel har visat sig uppstå under de första driftåren, vilket ofta beror på installations- och produktionsfel, så tas dessa defekter inte med i beaktning i den här analysen. Detta eftersom de dels inte utgör någon kostnad för ägaren då det täcks av fabriksgarantin, och dels för att det inte är generellt för alla system. Däremot är livslängden på en växelriktare, cirka 15 år [18][19][20], betydligt lägre än den för solcellsmodulerna, varför en reinvestering i en ny växelriktare är att räkna med. Det är inte helt enkelt att uppskatta priset för en växelriktare 15 år i framtiden eftersom pris- och teknikutvecklingen fortfarande pågår, men genom att följa prisutvecklingskurvan [19] har ett leverantörspris på 1 400 kr/kW antagits till denna studie, vilket kan jämföras med dagens pris på 1 975 kr/kW [21]. Till denna kostnad tillkommer även installations- och resekostnader samt leverantörens vinstmarginal. De genomsnittliga resekostnaderna för ett svenskt villasystem är 700kr [21]. Restiden och installationen uppskattas ta cirka fyra timmar i anspråk (tre timmar restid och en timme för själva bytet av växelriktaren) vilket med en timkostnad på 500 kr/h resulterar i en arbetskostnad på 2 000 kr som är oberoende av systemstorlek. Adderas en 10-procentig vinstmarginal och moms resulterar det i total återinvesteringskostnad på 23 000 kr för byte av en växelriktare för ett 10 kW_p stort villasystem. För högkostnadsvärdet antas bytet av växelriktaren äga rum efter 12,5 år istället för efter 15 år, och ingen framtida prisnedgång antas, vilket leder till en total kostnad för byte av växelriktare om 30 850 kr efter moms. För lågkostnadsvärdet beräknas byte av växelriktaren ske efter 17,5 år, och restiderna och tiden för att byta växelriktaren anses istället vara två timmar, vilket också innebär en lägre resekostnad. Detta leder till en total ersättningskostnad för växelriktare på 21 300 kr efter moms.

1.1.7 Restvärde eller restkostnad

Som tidigare nämnts är det komplicerat att göra uppskattningar om händelser som sker sent under ett villasystems livstid. Detta eftersom det existerar ytterst få projekt i Sverige som hunnit fullfölja en hel livscykel. Frågan om kostnaden, eller det eventuella värdet, av en uttjänt anläggning är således svåranalyserad. Det finns två scenarion som nedmonteringen av ett system skulle kunna följa. Det första är en situation där bara modulerna och växelriktaren monteras ned och monteringsystemet får sitta kvar. Detta skulle bli aktuellt i fall där villaägaren vill montera ett nytt system efter det första och vars tak är i gott skick. Alternativ två bygger på att taket är i dåligt skick, och/eller intresset för en ny anläggning saknas, och både taket och villasystemet monteras ned. I följande härledning av kostnaderna vid slutet av livstiden analyseras alternativ ett eftersom det i alternativ två blir svårt att särskilja kostnader mellan tak- och solcellsrelaterade kostnader.

Scenariot innehåller en rad kostnader. Dessa utgörs dels av arbets- och resekostnader för installatörer för nedmonteringen. Dock finns det ekonomiska- och installationsmässiga fördelar med att koordinera nedmontaget med installationen av det nya villasystemet. En ny Energiforsk-studie visar att den genomsnittliga kostnaden för monteringsmaterialet i medel är 1 380 kr/kW_p [21], en kostnad som undviks för det nya solcellssystemet om dessa kan återanvändas. Däremot förväntas priserna på monteringsystem, likt de för solcellsmoduler och växelriktare minska [19], varför värdet av besparingen sätts till 850 kr/kW_p, vilket blir 8 500 kr för ett 10 kW_p stort system. Dessutom sparas också arbetstid för det nya solcellssystemet eftersom monteringsstrukturerna redan är på plats. Denna tid beräknas till 2 timmar, vilket motsvarar 1 000 kr före moms och installationsmarginaler. Så det totala verkliga restvärdet för monteringsutrustning som kan återanvändas beräknas till 13 100 kronor inklusive installationsmarginaler på 10 procent och moms.

Nedmontering av en växelriktare och en solcellsmodul uppskattas ta en respektive 0,5 arbetstimmar för en installatör vilket innebär 16 timmars arbetstid vid en genomsnittlig moduleffekt på 330 W_p per modul. Vid en arbetskostnad á 500kr/h blir den totala kostnaden 8 000 kronor för ett 10 kW_p stort system med cirka 30 solcellspaneler. Inkluderas vinstmarginal för installatören och moms blir det totalt 11 000 kronor.

När det gäller de kasserade solcellsmodulerna och växelriktarna, som båda klassas som stor elutrustning, bygger både den europeiska [22] och svenska lagstiftningen [23] på producentansvar. Detta innebär att det är producentens ansvar att ta emot avfallet, utan kostnad, från den som vill lämna ifrån sig det och producenten ska ha beredskap för att ta emot elavfallet på platser med en geografisk spridning som är skälig [23]. Producenter definieras som alla tillverkare, distributörer, återförsäljare och importörer som gör elutrustningen tillgänglig på den svenska marknaden. Ansvaret för att samla in och återvinna kasserade moduler och växelriktare kan en producent hantera antingen individuellt eller genom att gå med i ett kollektivt system [24]. Ett exempel på det senare är den icke-vinstdrivande europeiska organisation PV Cycle [25], dit producenter av moduler betalar avgifter för att organisationen ska ta hand om deras moduler när de blivit avfall. Husägaren bör därför ha betalat för dessa kostnader i samband med när villasystemet köptes, dvs. de bör ha inkluderats i de initiala investeringskostnaderna.

Således upphör kostnaderna för villaägaren när väl modulerna och växelriktarna är nermonterade och paketerade och den totala restkostnaden blir således -2 100 kronor, det vill säga ett restvärde på 210 kronor kr/kW_p. För lågkostnadsvärdet antas inga förändringar eftersom scenariot där en ny solcellsanläggning är det mest ekonomiskt fördelaktiga. För högakostnadsvärdet antas att hela systemet, inklusive monteringsstrukturen, måste demonteras. Detta leder till en högre demonteringskostnad, eftersom det tar längre tid att också demontera monteringsstrukturen, och också att restvärdet för monteringsstrukturen blir noll kronor. En 50 procent längre demonteringstid leder till en total restkostnad på 18 000 SEK, eller 1 800 kr/kW_p.

1.1.8 Kostnader för kapital

Att uppskatta viktade kostnader för kapital för privatpersoner är svårt och någon egentlig litteratur som beskriver ämnet har inte hittats. När det gäller kostnaden för eget kapital tänker få privatpersoner i ekonomiska termer så som diskonteringsränta och risker med investeringar. Kommunikationen om villasystemens lönsamhet är snarare ofta utformad som en diskussion om återbetalningstiden för solcellssystemet. För att förenkla antas därför att ett villasystem finansieras till 100 procent av lån genom antingen en utvidgning av hypotekslånen eller genom de specifika solcellslån som flera banker lanserat. De genomsnittliga räntesatserna på bolånen i Sverige var 1,6% 2019 [26]. Gällande solcellslånen så erbjuder vid tidpunkten för denna rapport exempelvis både Swedbank och SEB ”sollån” på upp till 350 000 med en rörlig ränta på 1,90 procent och en återbetalningstid på upp till 12 år [27][28], medan det erbjudande Vattenfall har i samarbete med Handelsbanken innebär en ränta på 2,9 % [29]. Utifrån snittbolåneräntorna samt dessa solcellslån har en snittränta på 2 % antagits för denna studie. Eftersom en privat husägare inte betalar någon företagsskatt blir den nominella viktade genomsnittliga kostnaden för kapital också 2 %. Eftersom Sveriges Nationalbank (Sveriges Riksbank) har som mål att hålla inflationen på 2% [2] blir den reella kostnaden för lånekapital därmed 0 % för privatpersoner.

1.2 Solcellsparker

Den andra typen av solcellssystem som analyserats inom projektets ramar är nätanslutna centraliserade markmonterade system där all el matas ut på det konsessionspliktiga elnätet, vidare benämnda som solcellsparker. Till både antal och installerad effekt utgör solcellsparkerna en betydligt lägre andel av solcellsmarknaden än villasystemen. Vid slutet av 2020 fanns det 22 solcellsparker med en installerad effekt över 0,5 MW och den totala effekten hos dessa parker uppgick till 72,5 MW. Däremot förväntas antalet solkraftsanläggningar av denna typ växa snabbt de kommande åren.

För att få fram parametrarna för LCOE-kalkyler för solcellsparker har djupgående intervjuer kring sex genomförda solcellsparkprojekt genomförts. Projekten varierar i storlek mellan 3 och 20 MW_p och alla har slutförts och driftsatts under 2019 eller 2020. Alla respondenter har angivit sina uppskattade kostnader i reella värden och således har Ekvation (8) genomgående använts för LCOE-beräkningarna för solcellsparker. En tabell med de ekonomiska parametrarna för dessa sex solcellsparker finns i Tabell 2. Värdena har anonymiserats genom att alla kostnader dividerats med den totala installerade effekten.

Projekt 4 kan lyftas som ett exempel på hur olika kostnadsposter hör ihop. Där projekterades en livslängd på 40 år och två växelriktarbyten under denna livslängd till en kostnad på 290 000 kr/MW första gången och därefter 125 000 kr/MW. Livslängden hör alltså dels samman med behovet för antalet större återinvesteringar samt storleken på dessa återinvesteringar. Att plocka lägsta och högsta värden från olika projekt riskerar därmed att leda till en felaktig bild.

De medelvärden som anges i **Fel! Hittar inte referenskölla.** är medelvärden av de olika kostnadsposterna för de sex solcellsparkerna. LCOE-medelvärdet är ett medelvärde av de sex parkernas slutgiltiga LCOE-värde och inte resultatet av en LCOE-beräkning där medelvärdena för de olika kostnadsposterna stoppats in i ekvation (8).

Tabell 2. Sammanställning av de ekonomiska parametrarna för de sex solcellsparkprojekt som intervjuats inom projektet. Medelvärde är ett medel för varje kostnadspost och bör inte användas för en enskild LCOE beräkning då framförallt antagen livslängd styr behovet av antalet återinvesteringar.

	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5	Projekt 6	Medel
Levelized cost of electricity [kr/kWh]	0,518	0,287	0,423	0,503	0,349	0,502	0,428
Årliga elproduktion [MWh/MW/år]	910,1	927,6	1 018,2	975,0	1 012,1	970,0	968,8
Årlig degradering [%]	0,3	0,2	0,3	0,2	0,4	0,2	0,23
Livslängd [år]	20	45	30	40	30	30	33
Totala initiala investeringar [kr/MW]	6 951 763	7 380 102	8 218 182	6 916 667	6 387 931	7 542 165	7 232 802
Fasta drift- och underhållskostnader [kr/MW/år]	47 668	118 260	122 582	96 285	44 483	94 333	87 268
<i>Omräkning fasta drift- och underhållskostnader till kr/kWh</i>	<i>0,052</i>	<i>0,127</i>	<i>0,118</i>	<i>0,099</i>	<i>0,044</i>	<i>0,097</i>	<i>0,090</i>
Rörliga drifts- och underhållskostnader per producerad energienhet [kr/kWh]	0,010	-0,009	-0,011	0,001	-0,020	0,019	-0,002
Första större återinvestering [kr/MW]	159 272	923 571	545 455	291 667	775 862	800 000	582 638
År efter drift för den första större återinvesteringen [år]	15	25	15	15	15	15	16,7
Andra större återinvestering [kr/MW]	-	-	-	125 000	-	-	125 000
År efter drift för den andra större återinvesteringen [år]	-	-	-	30	-	-	30
Restvärde (-) eller restkostnad [kr/MW]	113 766	0	0	0	0	0	18 961
Nominell viktad kostnad för kapital per år [%]	3,10	0,75	2,18	6,50	3,97	4,00	3,42
Reell viktad kostnad för kapital per år [%]	1,07	-1,23	0,17	4,41	1,93	1,96	1,39
Årlig inflation [%]	2	2	2	2	2	2	2

1.2.1 Livslängd och degradering

Livslängden för de olika solcellsparkprojekten uppskattades av de olika respondenterna till mellan 20 och 45 år, se Appendix 1. Tre av projekten hade i sin investeringskalkyl räknat med en livslängd på 30 år, vilket är i linje med antagandet om livslängden på villasystem i stycke 1.1.1, och bygger på modulgarantiernas längd. Det projekt som uppskattade livslängden till 20 år gjorde det för att ägarna planerar använda den industritomt parken byggs på för andra ändamål om cirka 20 år. Denna uppskattade livslängd är således en ekonomisk livslängd kopplad till värdet på marken, snarare än en där tekniken begränsar livslängden. Två projekt uppskattade livslängden till längre än 30 år, nämligen 40 respektive 45 år. I båda dessa fall har man räknat med större reinvesteringsbehov än vad som antagits för de andra parkerna (se stycke 1.2.6 för utförligare beskrivning av dessa återinvesteringar).

Rörande degraderingen har alla utom ett projekt tagit med degraderingen som en faktor som påverkar den ekonomiska kalkylen. De antagna värdena varierar mellan 0,2–0,4 procent/år, vilket tyder på att projektörerna är medvetna om den, visserligen begränsade, erfarenhet som finns kring degradering av solcellsmoduler i kallare klimat [7][8][9][10]. Den ägare som inte räknat med någon degradering gjorde det inte av okunskap, utan bedömde degraderingens inverkan på investeringskalkylen som

obetydlig och de valde att koppla samman detta fenomen med övriga väderberoende årliga variationer i elproduktionen.

1.2.2 Årlig elproduktion

De sex solcellsparkerna som studerats i detta projekt är lokaliserade i helt olika delar av landet och alla elområden utom SE1 är representerade. Denna geografiska spridning innebär skillnader i den årliga globalstrålningen [30], men också temperatur, vilka båda påverkar det årliga utbytet.

Det finns även tekniska karaktärsdrag som har en inverkan på den årliga elproduktionen. Alla sex projekt är förvisso installerade med en fast lutning mot söder, men för solcellsparkar är det vanligt att växelriktarkapaciteten dimensioneras lägre än modulernas märkeffekt, vilket leder till en lägre växelströmskapacitet för parken. Ibland är det transformatorstationen som begränsar hur stor växelströmskapacitet som parken kan mata in på elnätet. Denna relation mellan modulernas kapacitet i likström (DC) och växelriktarnas (eller transformatorstationens) kapacitet i växelström (AC) benämns ofta för AC/DC-ratiet. För de sex studerade projekten varierade detta AC/DC-ratio mellan 0,8 och 0,92. Anledningen till att AC-kapaciteten ofta dimensioneras lägre än DC-kapaciteten är att det endast är några få timmar per år som modulerna producerar vid maxkapacitet. AC/DC-ratiet är således i grunden en ekonomisk avvägning mellan högre växelriktarkostnader för att matcha modulernas kapacitet jämfört värdet för de få kWh som *spills* när växelriktarna skär av produktionen de timmar modulerna producerar på sin maxkapacitet. Trots att AC-kapaciteten i regel är lägre än DC-kapaciteten är det standard inom branschen att ange solcellssystemets eller -parkers storlek i modulskapaciteten (i kW_p eller MW_p där det nedsänkta *p* står för modulernas ”peak”-effekt). Anledningen är att modulskapaciteten säger mer om hur många kWh som kommer kunna produceras under ett år medan växelriktarkapaciteten snarare definierar den maximala effekt som systemet kommer kunna mata ut.

Sammanfattningsvis påverkar både det geografiska läget och det valda AC/DC-ratiet den årliga elproduktionen. Således varierade de angivna värdena för årlig elproduktion under intervjuerna mellan 910,1 MWh/MW_p och 1 018,2 MWh/MW_p (se Appendix 1). Några av projekten, nämligen de som driftsatts under 2019, hade faktisk produktionsdata att tillgå medan övriga angivit beräknade värden utifrån simuleringsverktyg, som till exempel PVGIS.

1.2.3 Investeringskostnader

De initiala investeringskostnaderna, CAPEX₀, är den enskilt största kostnaden för en solcellspark. Under intervjuerna delades CAPEX₀-kostnaden in i posterna; (1) Totala kostnader för underleverantörer (vilka delades in i arbetskostnader samt komponent- och materialkostnader), (2) Nätanslutningskostnad, (3) Markkostnad och (4) Ägarkostnader, se Tabell 3.

Tabell 3. Sammanställning och uppdelning av de sex solcellsparkernas investeringskostnader, CAPEX₀.

	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5	Projekt 6	Medel
Totala arbetskostnader [kr/MW]	2 499 034	1 053 207	-	-	1 200 000	1 743 972	1 624 053
Totala komponent- och materialkostnader [kr/MW]	3 936 234	5 862 609	-	-	4 550 000	5 031 527	4 845 092
Totala kostnader för underleverantörer [kr/MW]	6 683 276	6 915 816	7 880 000	6 000 000	5 750 000	6 775 499	6 667 432
Räntekostnader under byggnation	0	0	0	0	0	0	0
Nätanslutning [kr/MW]	248 009	464 286	101 818	250 000	206 897	600 000	311 835
Markkostnad [kr/MW]	0	0	0	0	431 034	0	71 839
Ägarkostnader [kr/MW]	20 478	0	236 364	666 667	0	166 667	181 696
Total CAPEX_i	6 951 763	7 380 102	8 218 182	6 916 667	6 387 931	7 542 165	7 232 802

Totala kostnader för underleverantörer inkluderar alla kostnader för att bygga själva parken. I de flesta fall anlitar beställaren av parken en huvudentreprenör som ombesörjer alla dessa delar av själva bygget av parken. Kostnaden för underleverantörer, det vill säga kostnaden för att bygga en solcellspark, varierade mellan 6 000 tkr/MW_p och 7 880 tkr/MW_p med en snittkostnad på 6 667 tkr/MW_p. Två av respondenterna kunde inte dela upp den totala kostnaden att bygga parken mellan arbetskostnader och komponent- och materialkostnader, vilket syns i Tabell 3. Det som går att konstatera utifrån de fyra andra parkerna är emellertid att den största kostnadsposten vid byggnationen av en solcellspark är kostnaden för moduler, som i snitt kostade 2 451 tkr/MW_p. Därefter följer arbetskostnader för att montera parken (1 298 tkr/MW_p), kostnaderna för montagesystemen (829 tkr/MW_p), kostnaderna för växelriktarna (423 tkr/MW_p) och förkonstruktion och markberedning (412 tkr/MW_p). Övriga kostnadsposter, som alla kategoriseras under komponent- och materialkostnader, är; kablage och annan elektronik, transformatorstation, säkerhet- och övervakningsutrustning, material och arbete på AC-sidan, system- och produktgarantier, skyltar, servicehus, fiberdragning etc. Den av ovanstående nämnda kostnadsposter som varierar mest mellan de olika projekten är kostnaderna för förkonstruktion och markberedning, med inrapporterade kostnader mellan 83 tkr/MW_p och 922 tkr/MW_p. De stora skillnaderna kan härledas till vilken typ av mark parken byggts på och den befintliga infrastrukturen. I ett fall behövde till exempel skog avverkas och i något fall behövde nya vägar byggas.

Eftersom alla de sex solcellsparkerna färdigställdes och driftsattes inom ett år ifrån konstruktionsstart hade ingen av projekten några räntekostnader under byggnationen.

Gällande de initiala nätanslutningskostnaderna så varierade de en del mellan de sex projekten, nämligen mellan 102 tkr/MW_p och 600 tkr/MW_p. Eftersom de sex solcellsparkerna är lokaliserade i olika delar av landet rör det sig om flera olika nätägare och som bekant skiljer sig nätägarnas intäktsstruktur åt. Förutom det kan variationen härledas till den befintliga infrastrukturen, så som avstånd till befintliga transformatorstationer eller ifall nya transformatorstationer behövde installeras.

Angående markkostnad ska den kostnadsposten särskiljas från förkonstruktion och markberedning. Som syns i Tabell 3 är det bara ett av projekten som hade en markkostnad. Denna kostnad utgör köp av mark från de tidigare markägarna. I ett av de övriga projekten ägde solcellsparkägaren redan marken medan övriga projektägare valde att arrendera den mark som deras solcellspark byggs på, vilket resulterar i en årlig driftskostnad istället för en initial investeringskostnad.

Den sista kostnadsposten under CAPEX₀ är ägarkostnader. Detta är interna kostnader som beställaren eller den slutgiltiga ägaren haft under konstruktionstidens gång. Detta kan till exempel röra sig om förundersökningar, tillståndprocesser, projektledning, besiktning av parken och marginaler. Denna kostnadspost varierar i relativt hög grad mellan projekten, från 0 tkr/MW_p till 667 tkr/MW_p, vilket Tabell 3 visar. Den stora variationen beror i stor utsträckning på relationen mellan rollerna huvudentreprenör, övriga entreprenörer, beställare och den slutgiltiga ägaren av parken och arbetsfördelningen mellan dessa. I flera fall var en eller flera av dessa roller ett och samma företag. Några fler detaljer än så går tyvärr inte att avslöja utan att äventyra sekretessen och uppgiftslämnarnas önskan om anonymitet, vilket innebär att det inte ska gå att lista ut vilka som står bakom respektive projekt.

Sammanfattningsvis går det att konstatera att den totala CAPEX₀ för de sex solcellsparkprojekten varierade mellan 6,4–8,2 miljoner kr/MW_p. De faktorer som verkar ha haft störst inverkan för denna variation är storleken på parken, val av plats samt när beställningen gjordes och när slutfakturorna betalades. De sex parkerna har som tidigare nämnts i inledningen av detta avsnitt slutförts under 2019 till slutet av 2020. Under dessa två år har det dels skett en nedåtgående prisutveckling för hårdvaran. Dessutom har eurokursen varierat mellan en lägsta notering på 10,04 (2020-12-30) och 11,23 (2020-03-19) [31], vilket har en inverkan eftersom de flesta kontrakt verkar ha skrivits med euro som grundvaluta.

1.2.4 Årliga fasta underhålls- och driftkostnader

Under intervjuerna identifierades ett antal årliga kostnader som var mer eller mindre gemensamma för samtliga projekt. Dessa var; (1) kostnader för elektriskt underhåll och produktionsövervakning, (2) mark- och platsunderhållskostnader, (3) kostnader för modulrengöring, (4) administrativa kostnader, (5) fysiska övervakningskostnader, (6) försäkringskostnader, (7) fasta nätutgifter, (8) drift till anläggningen (som köps från elnätet), (9) markarrende och (10) fastighetsskatt.

Kostnader för elektriskt underhåll och produktionsövervakning rör den elektriska driften av parken och varierade enligt uppgiftslämnarna mellan 8 530 kr/MW_p/år och 30 000 kr/MW_p/år, med ett snitt på 16 180 kr/MW_p/år. I vissa fall ombesörjer den slutliga ägaren av parken detta underhåll och övervakning, medan det i andra fall har upprättats driftsavtal där en extern aktör tagit på sig ansvaret för detta. De två olika uppläggen kan vara en förklaring till skillnaderna i de uppskattade kostnaderna för elektriskt underhåll och produktionsövervakning.

Mark- och platsunderhåll avser skötsel av den omkringliggande marken och rör kostnader för till exempel gräsklippning eller slåtter av blomsteräng. Kostnaderna för detta har uppskattats till mellan 520 och 15 460 kr/MW_p/år, med ett snitt på 6 470 kr/MW_p/år. De stora skillnaderna beror till stor del på markens beskaffenhet där sank och blöt mark i två av projekten drivit upp kostnaderna för markskötseln och således även snittet.

Någon specifik kostnad för rengöring av modulerna har inte räknats med i kalkylen för någon av solcellsparkerna, utan det regelbundna regnet i Sverige förväntas ta bort damm- och pollenpartiklar från modulerna som installeras med en viss lutning [32][33]. Emellertid visar litteraturen att viss typ av smuts, som t.ex. fågelspillning, har en tendens att fastna och påverka elproduktionen [34][35]. Kostnaderna för denna mekaniska rengöring svarade flera av respondenterna att de inkluderade i kostnadsposten mark- och platsunderhåll.

De administrativa kostnaderna för att sköta parkernas ekonomi och drift visade sig variera mycket mellan de sex projekten, med kostnader från 910 kr/MW_p/år till 36 670 kr/MW_p/år, med ett snitt på 17 690 kr/MW_p/år. Dessa skillnader kan härledas till affärsupplägget. Alla parkerna har använt sig av antingen affärsmodellen andelsägande eller på en affärsmodell med bilaterala avtal mellan solparksägaren samt en kund som förbundit sig att köpa all el under ett antal år till ett pris som är högre än spotpriserna, så kallade "power-purchase-agreements" eller PPA. I det första fallet bildas som regel en ekonomisk förening som tar över ägarskapet av parken och andelar till denna förening säljs till antingen privatpersoner eller företag. Detta affärsupplägg kräver större administrativa resurser då det till exempel krävs stadgar och en separat bokföring för den ekonomiska föreningen, årsmöten och en hantering av de andelar som byter ägare under åren. Fördelen har visat sig vara att kostnaderna för kapitalet verkar bli lägre med detta upplägg, se avsnitt 1.1.8. Ett PPA-avtal kräver framför allt administrativa resurser när själva avtalet ska tas fram, men sedan rullar det gemensamma affärsupplägget på under den avtalade tiden utan större förändringar.

Kostnaderna för den fysiska övervakningen utgörs främst av antingen de löpande kostnaderna för en övervakningskamera med IR-utrustning och larmsystem eller rondning som utförs av vaktpersonal. Det första upplägget visade sig vara de mest använda för de sex solcellsparker som studerades. Kostnaderna för den fysiska övervakningen varierade mellan 1 670 kr/MW_p/år till 14 545 kr/MW_p/år, med ett snitt på 5 780 kr/MW_p/år.

Kostnaderna för att försäkra solcellsparkerna uppgavs skifta mellan 0 kr/MW_p/år till 15 290 kr/MW_p/år med medelkostnaden 7 170 kr/MW_p/år. Två av respondenterna angav att de hade en försäkring som täckte hela koncernens verksamhet, och att de inte bedömde att deras solcellspark påverkade denna premie. Därav förekom ingen extra försäkringskostnad för dessa två projekt.

De årliga nätavgifterna skiljer sig markant mellan de olika parkerna, från en kostnad utslaget på installerad modulkapacitet på motsvarande 5 170 kr/år till 71 560 kr/år, med ett snitt på

24 580 kr/MW_p/år. Anledningen är att det rör sig om sex olika nätägare och därmed sex olika nätsavgiftsupplägg. Det som visat sig vara kostnadsdrivande är de fall då nätägaren har en intäktsstruktur som utgörs av en låg andel fast avgift och en hög andel avgift för abonnerad effekt. Eftersom solcellsparken producerar relativt få kWh per år per installerad effekt, men ändå har timmar med hög levererad effekt under de flesta av årets månader, innebär en sådan struktur höga kostnader per inmatad kWh solel.

Under intervjuerna visade det sig att de flesta solcellsparkerna även har ett förbrukningsabonnemang för att kunna köpa in driftel för uppvärmning och ventilation av servicehus, övervakningssystem, kommunikationssystem, väderstationer, etc. Eftersom den el som köps in för dessa ändamål inte påverkas av produktionen, då det är två separata abonnemang, klassas detta elinköp som en fast årlig driftkostnad. Kostnaden för denna el uppskattades till mellan 190 kr/MW_p/år till 2 930 kr/MW_p/år, med en medelkostnad på 1 320 kr/MW_p/år. Storleken på denna kostnadspost beror på mängden utrustning som drivs med el.

Som nämndes i föregående avsnitt har fyra av de sex projektägarna valt ett upplägg där marken som solcellsparken står på arrenderas. Arrendeavtalen har i samtliga av dessa fyra fall skrivits på lika lång tid som den beräknade livslängden på parken förväntas vara. Förutom för de två parkerna där marken ägs av samma företag som driver solcellsparken har denna kostnadspost varierat mellan 3 330 kr/MW_p/år och 26 180 kr/MW_p/år, med ett snitt på 7 240 kr/MW_p/år. Skillnaderna i dessa arrendekostnader kan förklaras med alternativanvändandet för marken, och var den geografiskt är lokaliserad.

Den sista årliga kostnad som identifierades är fastighetsskatten. Denna kostnadspost är idag väldigt osäker. För fastighetstaxeringen är det avgörande om en elkraftsanläggning är fristående eller om det är en påbyggnad på en annan byggnad, exempelvis solceller på ett tak. En fristående anläggning som är inrättad för kommersiell produktion av el är en kraftverksbyggnad och denna byggnad inklusive tillhörande mark ska taxeras som en elproduktionsenhet. Hur taxeringsvärdet för en solcellspark ska beräknas är emellertid oklart eftersom solkraften inte finns definierad som ett eget kraftslag under 15 kap. 1 § i fastighetstaxeringslagstiftningen [36]. Ett av projekten har därför initialt inte antagit någon fastighetsskatt. Två av projekten har i arrendeavtalet avtalat om att eventuella fastighetsskatter ska betalas av markägaren, vilket leder till att dessa två projekt således inte heller har några separata kostnader för fastighetsskatten. En av solcellsparkerna är byggd på en industritomt som ägaren redan innan bygget av parken betalade en fastighetskatt för. Denna fastighetskatt skulle infalla oavsett om parken existerat eller inte, och belastar således inte kalkylen för själva parken. De övriga två solcellsparkerna betalar, i samråd med Skatteverket, 2 500 respektive 2 586 kr/MW_p/år.

Variationen i de totala årliga fasta underhålls- och driftskostnaderna blev således relativt hög mellan de sex projekten. En lägsta kostnad på 44 480 kr/MW_p/år, vilket motsvarar 0,044 kr/kWh om denna kostnad slås ut på den initiala årliga produktionen, kan jämföras med den högsta kostnaden på 122 580 kr/MW_p/år, vilket motsvarar 0,118 kr/kWh. Medel blev 87 270 kr/MW_p/år, eller motsvarande 0,09 kr/kWh. De enskilda projektens årliga fasta underhålls- och driftskostnaderna kan ses i Appendix 1.

1.2.5 Rörliga drifts- och underhållskostnader per producerad energienhet

Solcellstekniken har, som redan nämnts i stycke 1.1.5, inga bränslekostnader eller rörliga delar som slits i samband med elproduktion. Det underhållsbehov som uppstår är således inte kopplad till mängden producerad el. Det finns alltså inga rörliga underhållskostnader och de enda rörliga driftskostnaderna är de som är kopplade till elnät, elhandel och balansansvar. Rörliga kostnaderna för elhandels- och balansansvaret har respondenterna angivit att de har kostnader mellan 0,009–0,030 kr/kWh.

Utöver elhandels- och balansansvaret bör de variabla nätkostnaderna räknas in i de rörliga driftskostnaderna. För de sex solcellsparkerna som studerats visade det sig däremot att ingen hade

några nätkostnader som utgick från hur många kWh som matats in på elnätet. Istället får fem av de sex projekten en ersättning per kWh för nätnyttan från sina nätagare. Som beskrivet i stycke 1.1.5 kan det argumenteras för att detta är en kompensation och därför inte bör inkluderas i LCOE-beräkningar. Men eftersom denna ersättning är en del av nätbolagens totala kostnadsstruktur, som vanligtvis innefattar; (1) initial nätkostnad, (2) årliga fasta abonnemangskostnader, (3) effekttariffer samt (4) kostnader eller ersättning per kWh, har vi i det här projektet valt att inte bryta ut nätnyttan ur detta sammanhang. Om de slutliga LCOE-värden i denna rapport används i lönsamhetsberäkningar där produktionskostnaderna jämförs med intäktsströmmarna, bör nätnyttan utelämnas från intäkterna.

Den angivna nätnyttan för de fem parkerna som får ta del av en sådan varierade mellan 0,012 och 0,030 kr/kWh. Efter att nätnyttan slagits ihop med kostnaderna för elhandels- och balansansvar visade det sig att de rörliga drifts- och underhållskostnader varierade mellan 0,019 kr/kWh och -0,020 kr/kWh för de sex projekten.

1.2.6 Större återinvesteringar

Alla de sex solcellsparkprojekten projekterade att växelriktarna behöver bytas minst en gång, med bakgrund i att växelriktare idag bedöms ha en teknisk livslängd på 10–15 år [18][19][20]. Kostnaderna för större återinvesteringar utgörs framför allt av dessa växelriktarbyten. Projekt 1, som bara räknade med en livslängd på 20 år, antog att några av växelriktarna skulle hålla hela livslängden ut och har därmed den lägsta projekterade kostnaden för återinvesteringar. De tre parker som räknat på en livslängd på 30 år har alla antagit att växelriktarna behöver bytas efter 15 år, men att transformatorstationerna har en livslängd på 30 år och således inte behöver ersättas under parkens livslängd. Projekt 4 projekterades för en livslängd på mer än 40 år och för denna solcellspark räknar ägarna med två större återinvesteringar där växelriktarna behövde bytas. I första vändan har ägarna antagit att alla växelriktare behöver bytas omkring år 15 efter driftsättning. I den andra omgången, runt år 30 år efter driftsättning, bedömdes att några av växelriktarna skulle hålla livslängden ut och att alla växelriktarna i parken således inte behövde bytas. I det andra fallet där livslängden antagits var längre än 30 år, projekt 2, räknar ägarna med en större reinvestering runt år 25 som inkluderar både växelriktarbyten samt investeringar i transformatorstationen. Eftersom även återinvesteringar i transformatorstationen tagits med har projekt 2 den högsta antagna kostnaden för den första reinvesteringen.

Som Appendix 1 illustrerar varierar de antagna kostnaderna för större återinvesteringar tämligen markant, trots att det i alla fall utom för projekt 2 endast rör sig om växelriktarbyten. Anledningen är att vissa ägare tagit höjd och ansatt dagens priser för växelriktare i sin beräkning av kostnaderna för framtida byten, medan några ägare utgått från att den historiska prisutvecklingen [19] kommer att fortsätta och att priserna därmed går ner.

1.2.7 Restvärde eller restkostnad

Vid intervjuerna blev det uppenbart att ett restvärde eller en restkostnad vid livslängdens slut var den kostnadspost som respondenterna kände mest osäkerhet kring. Detta är förstaeligt eftersom det i Sverige inte finns någon solcellspark, och i världen ytterst få projekt, som hunnit fullfölja en hel livscykel.

Att kostnaderna för att riva en solcellspark är låga jämfört med andra kraftslag är givet. Att montera ner solcellsmoduler, växelriktare, montageställningar samt att dra upp de pålar som montageställningarna är fastsatta på ur marken kostar betydligt mindre än om fullskaliga byggnader eller stora konstruktioner med betongfundament ska rivas. Som redan nämnts i stycke 1.1.7 fastslår den nuvarande lagstiftningen i både EU [22] och i Sverige [23] att både moduler och växelriktare är elektroniskt avfall och att det är producenternas¹ ansvar att samla in minst 85 procent av de kasserade

¹ Producenter definieras som alla tillverkare, distributörer, återförsäljare och importörer som gör elutrustningen tillgänglig på den svenska marknaden.

modulerna och växelriktarna samt återvinna 80 procent av materialet i dessa kasserade produkter. Restkostnaderna för modulerna och växelriktarna upphör således för solcellsparkägaren när de har monterats ned. Kostnaderna för insamlandet och återvinningen har de sannolikt betalat för i samband med när modulerna köpts in eftersom de flesta producenter betalar avgifter till organisationer, som till exempel PV Cycle [25], för att dessa organisationer ska ta hand om deras moduler när de blivit avfall. Dessa avgifter överförs troligtvis till kunderna vid inköpstillfället.

Det kan vara värt att nämna att återvinning av kasserade solcellsmoduler har påbörjats i Europa [37][38]. First Solar startade sitt återvinningsprogram för sina CdTe tunnfilmsmoduler 2005 och har återvinningsanläggningar i drift i USA, Tyskland och Malaysia [39]. Enligt företaget återvinns 90 procent av materialen. Efter SolarWorld, som hade en återvinningsanläggning som var igång mellan 2007–2012, öppnade företaget Veolia 2017 en återvinningsanläggning för solcellsmoduler i södra Frankrike [40]. Med en återvinningskvot på cirka 95 procent [41][42] separerar Veolias återvinningsprocess materialen i kiselmoduler och det återvunna materialet överläts till olika industrier. Materialet i aluminiumrammarna återanvänds i aluminiumbaserade raffinaderier, de polymera materialen används som bränsle i cementindustrin, kiset från själva solcellerna bearbetas i olika metallindustrier, kablarna och kontakterna krossas och säljs i form av kopparskott och återvunnet glas används i glasindustrin [40].

Istället för en kostnad kan det mycket väl bli så att kasserade moduler i framtiden har ett värde. På grund av det betydligt högre antalet solcellsanläggningar som installeras idag jämfört med för 20–30 år sedan förväntas den årliga avfallsströmmen av kasserade solcellsmoduler öka kraftigt framöver. Det har beräknats att den kumulativa mängden solcellsmodulavfall till 2050 kommer uppgå till omkring 60–78 miljoner ton och att materialvärdet för detta avfall kan nå 130 miljarder kronor [43].

Materialvärdet förväntas trigga utbyggnaden och utvecklingen av en återvinningsindustri med en mycket större återvinningskapacitet än idag. Vidare kan denna industri förväntas initiera forskningsaktiviteter som leder till mer kostnadseffektiva och miljövänliga återvinningsprocesser där det återvunna materialen har en högre materialkvalitet än det material som återvinns idag [40]. Detta kan leda till att återvinningen av solcellsmoduler blir en lönsam process, istället för som idag en kostnad, och att de kasserade modulerna i framtiden genererar en intäkt när de har monterats ner.

För fem av de sex projekten har man gjort det enkelt för sig och antagit att skrotvärdet i kablar och montageställningar (som oftast är stål) tillsammans med det ökade värdet på mark, som uppstår tack vare att det finns en nätslutning med hög kapacitet på platsen, motsvara kostnaden för att riva parken och ta hand om alla komponenter. Ingen av projekten har räknat med en potentiell intäkt från de kasserade modulerna. Således har dessa projekt projekterat för ett restvärde/restkostnad på totalt noll kronor. Projekt 1, som utgår från att marken de byggt parken på kommer att användas för andra ändamål redan efter runt 20 år har projekterat för en kostnad att snabbrika parken på motsvarande 113 766 kr/MW_p.

1.2.8 Kostnader för kapital

Investeringar i solcellsparker innebär en hög andel initiala kostnader jämfört med senare driftkostnader, vilket gör finansieringsvillkoren mycket relevanta. Under intervjuerna framkom det att väldigt olika upplägg hade använts för att finansiera de sex solcellsparkerna. En av parkerna hade finansierats helt med lån av externt kapital, skuldfinansiering D , medan två av parkerna finansierades helt med beställarnas egna kapital, kapitalfinansiering E . I de övriga tre fallen var det en kombination mellan skuldfinansiering och kapitalfinansiering, vilket resulterar i att ekvation (3) användes för att först beräkna en nominell viktad genomsnittlig kostnad för kapital per år, $WACC_n$, och därefter ekvation (4) för att räkna om detta värde till en reell viktad genomsnittlig kostnad för kapital per år, $WACC_r$.

Räntorna för skuldfinansiering visade sig vara låga, mellan 1,0 procent och 3,1 procent. I snitt landade räntesatsen för skuldfinansiering, C_d , på 2,09 procent för de fyra projekten som helt eller delvis

finansierades genom lån. Räntesatsen för kapitalfinansieringen, C_e , varierade lite mer, med inrapporterade räntor från 0,0 procent till 6,5 procent, vilket ledde till ett snitt på 4,10 procent. De stora skillnaderna i kostnader för eget kapital hör samman med den valda affärsmodellen för solcellsparkerna. Som tidigare beskrivet i stycke 1.2.4 byggdes parkerna utifrån de två olika affärsmodellerna *andelsägande* eller *PPA*. Affärsmodellen *andelsägande* möjliggör ett upplägg där beställaren kan vänta med att initiera byggnationen tills det att alla de tilltänkta andelarna i parken intecknats av externa investerare. Vid ett sådant upplägg blir kostnaderna för det egna kapitalet väldigt lågt, till och med ner mot noll procent enligt en respondent, och således även de viktade genomsnittliga kostnaderna för kapital. Baksidan med denna affärsmodell är, som diskuterat i stycke 1.2.4, de högre administrativa kostnaderna associerade med att driva en andelsförening jämfört med en PPA-lösning.

Den nominellt viktade genomsnittliga kostnaden för kapital per år, $WACC_n$, landade i slutändan på mellan 0,75 procent och 6,50 procent, med ett snitt på 3,42 procent. Med den antagna inflationen på 2 procent motsvarar detta -1,23 procent som lägst, 4,41 procent som högst, samt 1,39 procent i snitt i reell viktad genomsnittlig kostnad för kapital per år, $WACC_r$.

Den variationen i kostnaderna för kapital mellan de sex projekten är en stor anledning till den relativt stora variationen i slutgiltiga LCOE-värden för de sex solcellsparkerna. Hade till exempel den reella genomsnittsräntan på 1,39 procent använts för projekt 2 (det billigaste projektet) hade deras produktionskostnader hamnat på 0,41 kr/kWh i stället för 0,27 kr/kWh. Finansieringsupplägget för solcellsparken är därmed kanske den mest styrande faktorn för det slutgiltiga LCOE-värdet.

1.3 Referenser

- [1] I. Fisher, "Appreciation and Interest," *Am. Econ. Assoc.*, vol. 11, no. 4, pp. 1–98, 1896.
- [2] Sveriges Riksbank, "The inflation target," 2020. [Online]. Available: <https://www.riksbank.se/en-gb/monetary-policy/the-inflation-target/>. [Accessed: 09-Oct-2020].
- [3] S. H. Hanke, P. H. Carver, and P. Bugg, "Project evaluation during inflation," *Water Resour. Res.*, vol. 11, no. 4, pp. 511–514, 1975.
- [4] J. Lindahl, M. Dahlberg Rosell, A. Oller Westerberg, and J. Berard, "National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2019," Knivsta, 2020.
- [5] IEA PVPS task 1 *et al.*, "Trends in Photovoltaic Applications 2020," Brussels, 2020.
- [6] R. Iea-pvps, *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*. 2017.
- [7] L. Palmblad, "Performance of old PV modules Performance of old PV modules," no. October, 2006.
- [8] A. Realini, N. Cereghetti, and D. Chianese, "Study of a 20 year old PV plant (MTBF project)," no. October, 2001.
- [9] S. Spataru, P. Cernek, D. Sera, T. Kerekes, and R. Teodorescu, "Characterization of a Crystalline Silicon Photovoltaic System after 15 Years of Operation in Northern Denmark," in *Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2014, pp. 2680–2688, doi: 10.4229/EUPVSEC20142014-5BV.1.31.
- [10] K. Kiefer, B. Farnung, B. Mueller, K. Reinartz, I. Rauschen, and C. Klünter, "Degradation in PV Power Plants: Theory and Practice," in *Proceedings of the 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference Marseille*, 2019, no. September, pp. 1331–1335.
- [11] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic degradation rates — An analytical review," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2013, doi: 10.1002/pip.1182.
- [12] E. Schelin, "Photovoltaic system yield evaluation in Sweden — A performance review of PV

systems in Sweden 2017–2018,” 2019.

- [13] Sveriges Riksdag, *Svensk författningssamling — Förordning (2009:689) om statligt stöd till solceller*. Sweden, 2009.
- [14] SCB, “Medellöner i Sverige,” 2020. [Online]. Available: <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/utbildning-jobb-och-pengar/medelloner-i-sverige/>. [Accessed: 18-Nov-2020].
- [15] Skatteverket, “Belopp och procent — inkomstår 2019,” 2020. [Online]. Available: <https://www.skatteverket.se/privat/skatter/beloppochprocent/2019.4.309a41aa1672ad0c837788f.html>. [Accessed: 18-Nov-2020].
- [16] Sveriges Riksdag, *Svensk författningssamling — Ellag (1997:857)*. Sweden, 1997.
- [17] D. Moser, C. Tjengdrawira, and M. Herz, “Technical Risks in PV Projects,” vol. 1, pp. 1–139.
- [18] IEA PVPS task 13, “Technical Assumptions used in PV Financial Models,” 2017.
- [19] Agora Energiewende, J. N. Meyer, S. Philipps, N. Saad Hussein, T. Schlegl, and C. Senkpiel, “Current and Future Cost of Photovoltaics — Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems,” Berlin, 2015.
- [20] B. Pillot, S. de Siqueira, and J. B. Dias, “Grid parity analysis of distributed PV generation using Monte Carlo approach: The Brazilian case,” *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 974–988, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.05.032.
- [21] A. Oller Westerberg and J. Lindahl, “Kostnadsstruktur för svenska villasystem,” 2020.
- [22] The European Parliament and the Council of the European Union, *Directive 2012/19/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on waste electrical and electronic equipment (WEEE)*. 2012.
- [23] S. Riksdag, *Svensk författningssamling — Förordning (2014:1075) om producentansvar för elutrustning*. Sweden, 2014.
- [24] M. Besiou and L. N. Van Wassenhove, “Closed-Loop Supply Chains for Photovoltaic Panels: A Case-Based Approach,” *J. Ind. Ecol.*, vol. 20, no. 4, pp. 929–937, 2016, doi: 10.1111/jiec.12297.
- [25] PV Cycle Association, “About PV Cycle,” 2020. [Online]. Available: <http://www.pvcycle.org/organisation/about/>. [Accessed: 16-Nov-2020].
- [26] SCB, “Bolåneräntor till hushåll fördelat på räntebindningstid,” 2019. [Online]. Available: http://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__FM__FM5001__FM5001C/RantaT04/. [Accessed: 10-Jun-2020].
- [27] Swedbank, “Sollån — lån på solpaneler och solceller,” 2021. [Online]. Available: <https://www.swedbank.se/privat/privatlan-och-krediter/energilan/sollan.html>. [Accessed: 18-Mar-2021].
- [28] SEB, “Lån till köp av solceller,” 2021. [Online]. Available: <https://seb.se/privat/lana/privatlan-och-krediter/lan-till-kop-av-solceller>. [Accessed: 18-Mar-2021].
- [29] Vattenfall, “Delbetala dina solceller,” 2021. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.se/solceller/solcellspaket/delbetalning/>. [Accessed: 18-Mar-2021].
- [30] SMHI, “Klimatindikator — globalstrålning,” 2019. [Online]. Available: <http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/stralning/stralning-1.17841>. [Accessed: 21-May-2019].
- [31] Sveriges Riksbank, “Sök räntor & valutakurser,” 2020. [Online]. Available:

<https://www.riksbank.se/sv/statistik/sok-rantor--valutakurser/>. [Accessed: 27-Nov-2020].

- [32] R. Appels *et al.*, “Effect of soiling on photovoltaic modules,” *Sol. Energy*, vol. 96, pp. 283–291, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.07.017.
- [33] H. Pedersen, J. Strauss, and J. Selj, “Effect of Soiling on Photovoltaic Modules in Norway,” *Energy Procedia*, vol. 92, no. 1876, pp. 585–589, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.07.023.
- [34] S. Ghazi and K. Ip, “The effect of weather conditions on the efficiency of PV panels in the southeast of UK,” *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 50–59, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.03.018.
- [35] A. G. Imenes, G. H. Yordanov, O. M. Midtgård, and T. O. Saetre, “Development of a test station for accurate in situ I-V curve measurements of photovoltaic modules in Southern Norway,” in *Conference Record of the 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2011, pp. 003153–003158, doi: 10.1109/PVSC.2011.6186610.
- [36] Sveriges Riksdag, *Svensk författningssamling — Fastighetstaxeringslag (1979:1152)*. Sweden, 1979.
- [37] Reuters, “Europe’s first solar panel recycling plant opens in France,” 2018. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/article/us-solar-recycling/europes-first-solar-panel-recycling-plant-opens-in-france-idUSKBN1JL28Z>. [Accessed: 10-May-2019].
- [38] PV Magazine, “More than 5,000 tons of modules collected for recycling in France,” 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2020/02/04/more-than-5000-tons-of-modules-collected-for-recycling-in-france/>. [Accessed: 19-Oct-2020].
- [39] First Solar, “First Solar recycling recovers up to 90% of materials,” 2020. [Online]. Available: <http://www.firstsolar.com/Modules/Recycling>. [Accessed: 10-Nov-2020].
- [40] J. A. Tsanakas *et al.*, “Towards a circular supply chain for PV modules: Review of today’s challenges in PV recycling, refurbishment and re-certification,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 28, no. 6, pp. 454–464, 2020, doi: 10.1002/pip.3193.
- [41] PV Cycle Association, “Breakthrough in PV module recycling,” 2016. [Online]. Available: <http://www.pvcycle.org/press/breakthrough-in-pv-module-recycling/>. [Accessed: 21-Jan-2020].
- [42] PV Magazine, “A mechanical technique for PV module recycling,” 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2020/04/01/a-mechanical-technique-for-pv-module-recycling/>. [Accessed: 02-Apr-2020].
- [43] S. Weckend and A. Wade, *End-of-Life Management — Solar Photovoltaic Panels*. International Renewable Energy Agency (IRENA) and the International Energy Agency Photovoltaic Power Systems (IEA-PVPS), 2016.



LCOE för landbaserad vindkraft

Uppdaterat kapitel från
NEPP: Insikter och vägval i energiomställningen

Landbaserad vindkraft

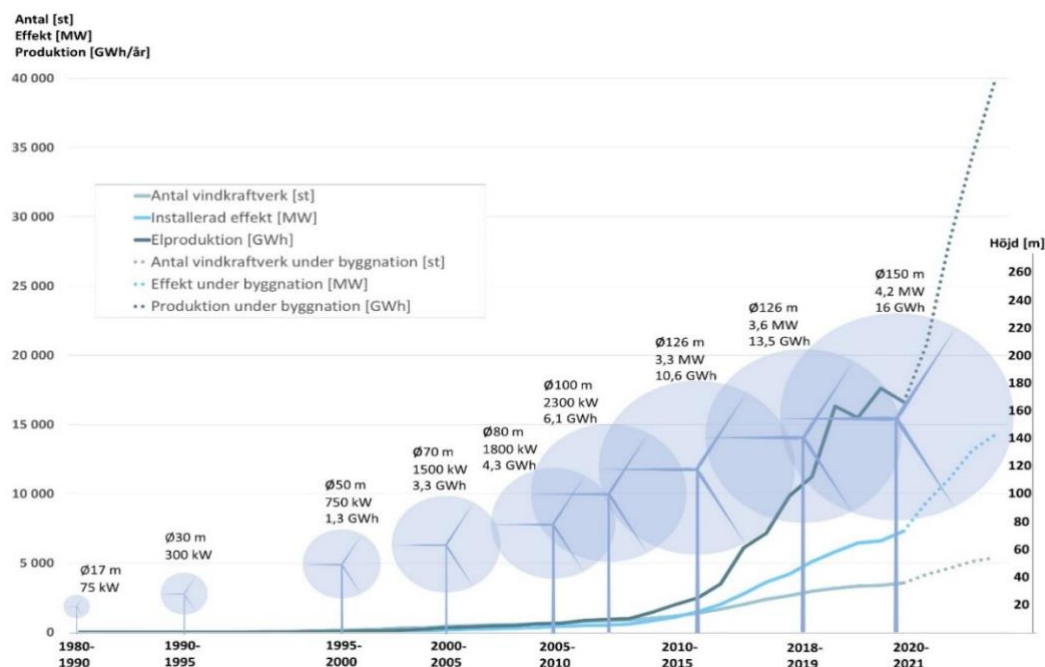
Allmän utveckling

Det finns många drivkrafter bakom den snabba utvecklingen vi ser inom investeringar i svensk vindkraft:

Sverige är ett glest befolkat land som har bland Europas bästa vindresurser. De goda vindresurserna avspeglas även i produktionskostnaden som ligger lågt i internationell jämförelse. De bästa projekten idag kan byggas för under 30 öre/kWh. Förutom vindresurserna ger den förhållandevis goda nätinfrastrukturen bättre förutsättningar för storskalig utbyggnad jämfört med många andra länder i Europa.

Eftersom etablering av vindkraftsparker innebär en påverkan på den lokala miljön, underlättas möjligheten att få acceptans och tillstånd för nya parker ju mer glesbefolkat ett land är. Som jämförelse har Tyskland idag ca 10 gånger fler vindkraftverk installerade än Sverige samtidigt som de har en befolkningstäthet som är ca 10 ggr högre. Sverige borde med andra ord ha goda grundförutsättningar även om tillståndsprövningen kan försvåras av andra faktorer.

Teknikutvecklingen med allt större och effektivare vindkraftverk har varit den viktigaste förklaringen till den snabba kostnadsreduktionen i vindkraft, se Figur 1. Med högre torn kan man nå allt bättre och jämnare vindar, även på platser som tidigare har varit otänkbara att bygga på. Med större turbinblad ökar produktionspotentialen från varje vindkraftverk. På så vis ökar utnyttjningstiden i takt med att allt fler moderna vindkraftverk tillförs systemet. Den genomsnittliga kapacitetsfaktorn var 38 % för landbaserad vindkraft som installerades i Sverige under 2019.¹ Motsvarande siffror för resten av Europa låg mellan 30-35%² och det globala genomsnittet 34% år 2018³.



Figur 1 Teknikutveckling och elproduktion från svensk vindkraft. Källa: Dolff (2018)

¹ Svensk Vindenergi

² WindEurope (2019)

³ IRENA (2019)

I och med att produktionen förbättras med modern teknik, särskilt vid lägre vindhastigheter, innebär det att vindkraftsflottans samlade s.k. effektvärde.⁴ förväntas fördubblas den närmaste tjugoårsperioden, se Tabell 1. Tabellen visar utvecklingen av effektvärdet för simuleringar från 2017 till 2040 för olika väderår (2013–2016). År 2040 beräknas merparten av vindkraftsflottan vara utbytt. Det högre effektvärdet bidrar då till ett lägre behov av kraftbalansering vid dagar med lägre vindhastigheter.

Tabell 1. Förändring av effektvärde för olika simulerade år. Ju längre fram i tiden desto större andel av dagens vindkraftpark är utbytt. Simuleringarna baseras på medelvind från några faktiska år. Effektvärde = total lägsta förväntade elproduktion från all vindkraft 90% av tiden december t.o.m. februari. Källa: NEPP (2018)

Vinddata från år	Simulerat år			
	2017	2020	2030	2040
2013	9,8%	10,6%	16,2%	18,7%
2014	13,2%	14,3%	19,7%	22,0%
2015	12,5%	13,8%	25,5%	30,3%
2016	11,0%	12,0%	19,1%	21,3%

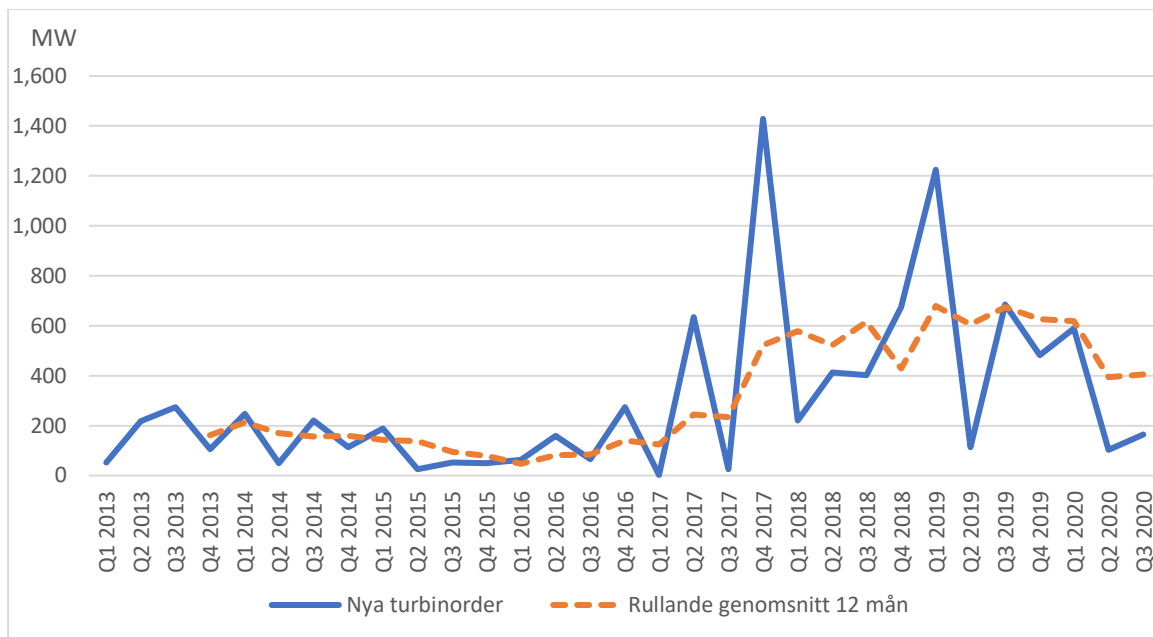
Eftersom investeringar i vindkraft är långsiktiga och kapitalintensiva värdesätter investerare politiska spelregler som inte ändras över tiden. Stabil politik leder till förutsägbara politiska risker. Den kanske största drivkraften för investeringar är den låga politiska risken som de nordiska länderna förknippas med. Även om det finns andra marknader i Europa som ger förhållandevis högre intäkter t.ex. i form av subventioner, värdesätter investerare i regel den låga politiska risken högre. Många investerare har även dålig erfarenhet av andra marknader i Europa som exempelvis Spanien och Tyskland där regeringar har gjort retroaktiva ändringar i förutsättningarna för stödsystem till förnybart.

I mitten av 2016 tecknades den blocköverskridande Energiöverenskommelsen. Den angav en långsiktig politisk inriktning mot ett hundra procent förnybart elsystem (vilket dock inte utesluter kärnkraft). Några spelregler som förtydligades gentemot marknadens aktörer var att elcertifikatsystemet skulle utökas i ambition och förlängas i tid med ett nytt utbyggnadsmål till 2030 om 46,4 TWh⁵. Till detta skulle en stoppmekanism införas senast år 2020 som förhindrar en överutbyggnad inom elcertifikatsystemet. Det gjordes även klart att de befintliga kärnkraftsreaktorerna får fortsätta vara i drift så länge ägarna vill det och att de befintliga reaktorerna även får ersättas med nya. Däremot ska inget statligt stöd utgå till byggnation av ny kärnkraft till skillnad mot t.ex. havsbaserad vindkraft där man föreslog att anslutningsavgiften skulle tas bort. Därmed kunde många frågetecken kring marknadsförutsättningarna efter 2020 rätas ut för investerarna. Hösten 2019 sprack överenskommelsen efter att Moderaterna och Kristdemokraterna lämnade den så kallade genomförandegruppen.

Det är svårt att avgöra vilka delar i Energiöverenskommelsen som har haft störst inverkan på den investeringsboom för vindkraften som följde efter 2016. Över 90 miljarder har investerats i svensk vindkraft sedan Energiöverenskommelsen, se Figur 2. Det är dock troligt att t.ex. villkoren för elcertifikatsystemet var mer viktiga för de investeringar som kom till stånd under 2016 än de som har gjorts under 2020. Investeringar efter 2020 kan inte längre räkna med ett värde på elcertifikaten för sin lönsamhet.

⁴ Effektvärdet är hur mycket den svenska vindkraftens samlade elproduktionseffekt förväntas vara minst 90% av tiden. Ej att förväxla med vindkraftens kapacitetsvärde vilket är den förväntade årsproduktionen delat med det teoretiskt maximala.

⁵ Sverige och Norge tillsammans jämfört med 2012 års nivå.



Figur 2. Bindande turbinbeställningar i vindkraft per kvartal sedan 2013. Källa: Svensk Vindenergi (2020).

En annan viktig drivkraft är att efterfrågan på el bedöms öka kraftigt framöver i takt med att industri- och transportsektorn genomgår en klimatomställning med hjälp av elektrifiering. Vi står inför ett potentiellt paradigmskifte i den totala efterfrågan på el i Sverige kan komma att öka med uppåt 50% till 2045 jämfört med dagens nivå.⁶ Det finns dock en stor osäkerhet kring dessa bedömningar.

Det finns även ett växande antal företag som i sin företagspolicy anger att de vill ha 100% förnybar el för sin verksamhet. Det kan handla om direktinvesteringar (t.ex. IKEA) eller PPA, (t.ex. Google).

Nya typer av investerare

I början av 2000-talet, när vindkraften började byggas ut i Sverige, var det främst statliga kraftbolag och industriföretag som stod för de största volymerna av det som investerades även om en del lantbrukare och sedermera kommunala energibolag också investerade i vindkraft. Dessa var mer av typen traditionella investeringar som kännetecknas av förhållandevis höga avkastningskrav och hög andel bankfinansiering.

Efter finanskrisen införde EU stränga kapitaltäckningskrav som gjorde det svårt för bankerna att erbjuda projektfinansiering med stora belopp över lång tid. Med sjunkande elpriser och lägre ersättningsnivåer från elcertifikaten blev investeringar i vindkraft mindre attraktivt. Under 2010-talet kom det in en ny typ av investerare som hade både lägre avkastningskrav och en högre andel finansiering via eget kapital, vilket tillsammans med teknikutvecklingen bidrog till att de ekonomiska förutsättningarna för vindkraften förbättrades.

Idag domineras investeringar i vindkraft i hög grad av så kallade institutionella investerare såsom Allianz, Blackrock och Credit Suisse även om Stena, Vattenfall och Tekniska Verken i Linköping är exempel på några av undantagen. Affärsuppläggen passar ofta väl in på den riskprofil som dessa nya aktörer söker. Det rör sig om kapitaltunga investeringar som genom långa kontrakt och långa serviceavtal ger en investering med låg risk men ändå till en högre avkastning än till exempel räntebärande finansiella instrument och statsobligationer.

⁶ NEPP (2019b)

Den kanske största osäkerheten har hittills varit ersättningen från elcertifikaten. Men den intäktskällan har blivit allt mindre viktig i takt med att produktionskostnaderna har sjunkit. Med elpriser runt 35 öre per kWh eller lägre är framtida vindkraftsproduktion lönsam utan subventioner.

Det har även blivit vanligare att turbinleverantörerna själva investerar i vindkraftsparker. Exempel på det är Blakliden/Fäbodberget (353 MW). Det ägs av Vestas tillsammans med KPA AIP och Vattenfall. I Markbygden 1 och 2 har General Electric (GE) respektive Enercon gått in som delägare. Under 2019 sålde GE dock sin ägarandel i Markbygden till kinesiska CGN Europe. För turbinleverantörerna kan investeringen vara ett sätt att få till stånd en affär och de avser inte nödvändigtvis att vara långsiktiga ägare.

Utmaningar för den fortsatta utbyggnaden

En förutsättning för en storskalig utbyggnad av förnybar elproduktion är att utbyggnaden kan mötas av ökad flexibilitet och utökad transmissionskapacitet inom landet och till andra länder. Även om vattenkraften och transmissionskapaciteten ger goda grundförutsättningar för en storskalig utbyggnad av förnybar elproduktion, finns det idag begränsningar i överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige som behöver åtgärdas om inte vindkraften som byggs i norr ska råka ut för "inlåsningseffekter" med försämrade intjäningsförmåga till följd. Därtill börjar elnäten i framför allt SE1 nå sin fulla kapacitet på flera håll, vilket gör att tillkommande projekt behöver vänta på att nya tidskrävande ledningar byggs om inte alternativa lösningar kan hantera kapacitetsutmaningarna. Svenska kraftnät (2019).

Den kanske största utmaningen för vindkraftsinvesteringar är dock den "kannibaliseringseffekten" av att elpriset i ett område sjunker vid höga vindhastigheter. En förutsättning för den framtida investeringsviljan är således hur stor den effekten bedöms bli över tiden i förhållande till den samlade kalkylen och vilka olika möjligheter det kommer att finnas att hantera den risken. Om förväntningarna på att "vätgassamhället", batteritekniken och användarflexibilitet utvecklas på ett sätt som både underlättar för möjligheten att ansluta sig till fullbokade elnät och förbättrar intjäningsförmågan i förnybara anläggningar behöver inte nätkapaciteten eller bristande flexibilitet i systemet bli en gränssättande faktor för den fortsatta investeringsviljan.

Förutom nätkapaciteten och andra systemutmaningar börjar tillgången på nya tillståndsgivna projekt bli en försvårande omständighet för investeringar i vindkraft. Kombinationen av hög utbyggnadstakt och att det inte fylls på med nya tillstånd i den takt som behövs är förklaringen. Det finns en trend mot allt svårare tillståndsgivning för vindkraftsparker i allmänhet och i södra Sverige i synnerhet. Enligt en sammanställning som Svensk Vindenergi lät göra för perioden 2015–2018 avslöjs 76 procent av drygt 2 500 prövade vindkraftverk (Svensk Vindenergi 2019). Konkurrenten om markanvändningen, där försvarets stoppområden täcker ca hälften av landytan söder om Gävle i kombination av användande av det s.k. kommunala vetot gör att många projekt inte realiserats, i synnerhet i södra Sverige.

LCOE

För den landbaserade vindkraften har uppgifter från totalt 12 projekt eller parker från 7 olika företag samlats in. (För fler detaljer se appendix). Nedan anges det högsta och lägsta värdet från de insamlade projekten sorterat utifrån LCOE, samt ett medelvärde för samtliga projekt.

		Lågt	Högt	Medel
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	24	36	32
Storlek på anläggning	MW	0-50	50-100	131
Fullasttimmar	MWh/MW/år	3 285	3 265	3 221
Ekonomisk livslängd	år	30	25	27
Kapitalkostnader	kr/kW	12 308	9 823	10 911
Drift och underhållskostnader	öre/kWh	8	10	10
Fasta drift - och underhållskostnader	öre/kWh	6	6	8
Variabla drift - och underhållskostnader	öre/kWh	2	4	2
Restvärde (-) eller restkostnad	kr/MW	0	0	4 817
Kalkylränta (real)	%	2,6	7,5	5,2

Investeringskostnader

Till investeringskostnader eller kapitalkostnader (CAPEX) räknas turbinkostnader, utvecklingskostnader, räntekostnader under byggtiden, kostnader för elnät, vägar, fundament och markarbeten. Utöver det brukar även en post för oväntade utgifter att ingå (Contingency), vilket ofta är några procent av den totala investeringen. För de studerade fallen har investeringskostnaden uttryckt i MSEK/MW legat i intervallet 9,8 till 13,2 MSEK/MW med ett genomsnitt på 10,9 MSEK/MW.

Om investeringskostnaden utgör den största kostnadsposten av den totala kalkylen (motsvarande knappt 70%), utgör kostnaden för turbinerna den största kostnaden av investeringskostnaden, även den ca 70%. Därmed får kostnaden för vindkraftsverken en stor betydelse för den samlade kalkylen. Förutom turbinkostnaden är kostnad för entreprenad (ca 15%) och nätanslutningen (ca 10%) de största kostnadsposterna även om kostnaden för nätanslutningen skiljer sig mycket i exemplen (mellan 1 - 17%).

Driftsförutsättningar

Till driftskostnader (OPEX) hör alla löpande kostnader förknippade med driften av anläggningen i form av underhåll, markarrende, fastighetsskatt, försäkringar, nättariffer m.m. För de studerade exemplen ligger nivån mellan 6 och 13 öre /kWh, vilket indikerar en stor spridning.

Finansieringskostnader

De finansiella kostnaderna består av räntekostnader och kostnader för eget kapital. Beroende på hur mycket av finansieringen som är lånefinansierad blir kostnaden för att låna respektive kostnaden för att gå in med egna medel olika stor. Det är idag vanligt att investerarna går in med 100% eget kapital även om viss bankfinansiering kan vara aktuell i vissa fall. Även företag som har möjlighet att gå in med 100% eget kapital kan beroende på vilken riskprofil man har, välja att belåna en viss del av investeringen för att på så vis nyttja den så kallade hävstångseffekten om avkastningen förväntas vara högre än den belånade räntan. Vilket avkastningskrav man har beror mycket på vilket företag det är som investerar men även hur pass riskfylld den enskilda investeringen anses vara. Beroende på vilket avkastningskrav som ansätts hos den enskilda investeringen kan det påverka totala kalkylen med cirka

20% (utifrån de olika kalkylräntor som använts i de observerade fallen) där den genomsnittliga kalkylräntan är ca 5%.

Kostnad för nedmontering kan bokföras på olika sätt. Den som vill bygga vindkraft behöver i regel avsätta en peng för nedmontering i enlighet med miljötillståndet även om storleken på pengarna kan skilja sig åt från fall till fall. En del företag räknar även med att kostnaden för nedmontering och bortforsling går på ett ut med de intäkter de får från ett ev. restvärde.

Referenser

Irena (2019). Future of Wind 2019, [https://www.irena.org/-](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf)

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf)

Dolff, F. (2018). Västra götalandregionen, Marknadsanalys av vindkraften i Sverige under 2018, <https://alfresco.vgregion.se/alfresco/service/vgr/storage/node/content/workspace/SpacesStore/08391edf-00dc-4449-8681-b133a57c276b/Marknadsanalys%202018.pdf?a=false&guest=true>

NEPP (2018a). North European Power Perspectives, Vindkraftens effektivvärde, http://www.nepp.se/pdf/Vindkraft_effektivvarde.pdf

NEPP (2018b). North European Power Perspectives, Investerares avkastningskrav och nya aktörer i kraftsystemet, <http://www.nepp.se/pdf/investerares.pdf>

NEPP (2019a). Färdplan fossilfri el – analysunderlag, http://nepp.se/pdf/energiforetagens_fardplan_fossilfri_el_analysunderlag.pdf

NEPP (2019b). Preliminära analyser av ett "höghetsscenario" visar hur en kraftigt ökad elanvändning kan mötas <http://nepp.se/pdf/hoghetsscenario.pdf>

NEPP (2019c). North European Power Perspectives, Kostnader och potential för sol i Sverige, http://www.nepp.se/pdf/kostn_potential_solceller.pdf

Svenska kraftnät (2019). Planeringsrådet, https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/planeringsradet/2019/2019-mote-4-bilaga-9_havsbaserad-vindkraft.pdf

Svensk Vindenergi (2019). 100 procent förnybart 2040 Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft, https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2019/10/Svensk_Vindenergi_FÄRDPLAN_2040_rev-1.pdf

Svensk Vindenergi (2020). Statistics and forecast 2020-05-04, <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/05/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-2020-05-04.pdf>

APPENDIX - Utökad redovisning av investeringskalkyler från verkliga vindkraftsparker under byggnation år 2020

LCOE	[SEK/kWh]	0,33 kr	0,36 kr	0,36 kr	0,36 kr	0,34 kr	0,35 kr	0,32 kr	0,34 kr	0,30 kr	0,28 kr	0,24 kr	0,30 kr
Net electric capacity (maximum)	[MW]	>200	0-100	0-100	>200	0-100	>200	0-100	>200	0-100	>200	0-100	0-100
Fulload hours	[MWh/MW/a]	3329	3265	3640	3108	3335	2991	2603	3434	2873	3180	3285	3608
Lifetime of the power plant	[years]	25	25	25	30	30	27	30	27	25	29	30	25
total capital expenditure of the system, made at t=0	[SEK/MW]	10494527	9822661	11101430	10990764	11246632	11076379	9259259	11361000	9798600	9704077	12307692	13763235
Project cost	[SEK]		0	3200000	57600000	11200000	0	0	32413500	76845300		5000000	0
Turbine cost	[SEK]	264128937	427342080	80126640	1244311000	312471130	1605508277	433363980	2294412750	336367500	2279066956	170000000	598468500
Interest cost during construction	[SEK]		13969728	2888804	32533029	5995671	43342839	0					10048500
Exchange rate used	SEK/EUR	9,8	10,0	10,0	10,6	10,7	11,1	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Civil works	[SEK]	552788972	79866960	18542000	256825935	64987165	315655662	56340000			646272209		256200000
Roads	[SEK]		20175000	4212000	80315280	27278160	84813908	16000000					
Fundament	[SEK]		31604960	6165000	100113917	18742505	121610699	27600000					
Facility	[SEK]		14048000	4665000	20761210	9275000	36595249	400000					
Other civil works	[SEK]		0	0	0	0	0	12340000			68356000		
Internal grid	[SEK]		14039000	3500000	55635528	9691500	72635806	0			140183200		
External grid	[SEK]		45000000	10750000	92484000	43050000	200560500	76000000	416745000	75717	312940000		12214000
Owner's costs	[SEK]		19189000	2038000	17616331	3164000	73469000	0	141230250	8127000	103641954	20000000	100514000
Contingency	[SEK]	16754478	11850000	2350000	0	0	0	34296020	37044000		81677094	5000000	5250000
Operation and maintenance expenditure in year t	[SEK/MW/a]	428371	334292	368561	318919	330969	209061	364796	344821	167088	303136	262800	508236
Fixed operation and maintenance cost	[SEK/MW/a]	393933	199825	216597	180554	197889	209061	317935	245667	125756	303136	131400	487779
Fixed operation and maintenance cost	[SEK/a]	132656944	12149338	2339250	27949753	7757253	42251299	20602160	54169500	5407500	106946359		34827450
Annual fixed plant maintenance	[SEK/a]		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A				38190259		12357450
Annual imbalance costs	[SEK/a]		3140670	622012	15111601	3334723	19273434	0		-1297286			4305000
Annual insurance	[SEK/a]		674420	126454	1517445	295059	1880000	750000	1603264	9799	3224794		630000
Annual fixed grid expenses	[SEK/a]		2464348	527466	-176483	1118329	6662109	7020050	1479555		33146765		3882460
Annual land expenses	[SEK/a]		4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	2 500 000			15482451		
Annual property tax	[SEK/a]		4029900	715838	6445965	1737051	8137756	2746550			4461234		861000
Personel cost	[SEK/a]							720000	5166000	116550	3074727		3045000
Other costs	[SEK/a]		1840000	347481	5051225	1272092	6298000	431500			9366128		9746540
Variable operation and maintenance cost	[SEK/MW/a]	34438	134468	151964	138365	133080		46861	99154	41332		131400	20456
Annual variable plant maintenance	[SEK/kWh]		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0			4,9%		
Annual varibale grid expenses	[SEK/kWh]		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	0	2,0%		0
Dismantling cost	[SEK]	30158400	0	0	0	0	0	0	25930800	5056800			14637000
Material handling cost	[SEK]		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0					0
Recycled material value	[SEK]		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0					1785000
Nominal WACC	[%]	7,0%	9,5%	9,5%	8,5%	8,5%	8,5%	5,4%	7,5%	7,0%	7,00%	4,61%	3,0%
Total dept financing	[SEK]	0 kr	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%	0,00	0,00	0,0		60%	53,0%
Interested rate of dept financing (Cost of dept)	[%]	0,0%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	1,5%	0,0%	0,0%	N/A	3,0%	1,5%
Coorporate tax rate	[%]	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%
Total equity financing	[SEK]	100,0%	60,0%	60,0%	60,0%	60,0%	60,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	40%	47,0%
Interested rate of equity finansing (Cost of equity)	[%]	7,0%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	6,0%	7,5%	7,0%	N/A	8,0%	5,0%
Real WACC	[%]	4,9%	7,5%	7,5%	6,5%	6,5%	6,5%	3,9%	5,4%	4,9%	4,9%	2,6%	1,5%
Assumed inflation rate	[%]	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,5%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,5%



LCOE calculation for Swedish waters

30-Nov-2020

For better energy projects

Document Details:	
Project No.:	32531
Project Name:	LCOE Cost Modelling for Swedish waters
Document Title:	LCOE Cost Modelling for Swedish waters
Document No.:	
Issue:	03
Client:	Energiforsk
Classification:	Client's Discretion
Authors:	Thibaud Martin
Checked:	Thibaud Martin
Approved:	Mats Sellei

History:		
Issue	Date:	Summary
01	14/10/2020	
02	20/10/2020	Tax adjustment
03	30/11/2020	Case with Transmission to the Grid

Reference:

Disclaimer:
Acceptance of this document by the client is on the basis that K2 Management is not in any way to be held responsible for the application or use made of the findings of the results from the analysis and that such responsibility remains with the client.

Key to Document Classification:	
Client's Discretion:	Distribution at the discretion of the client subject to contractual agreement

Table of Contents

<i>List of Figures</i>	4
<i>List of tables</i>	4
<i>Abbreviations</i>	5
1 Introduction	6
1.1 Scope of work.....	6
2 Project information	7
2.1 Inputs and assumptions	7
3 Wind Assessment and Energy Yield Assessment	8
4 Development Cost Estimates	8
4.1 Development Cost (DEVEX) Approach	8
4.2 DEVEX results	8
5 Construction Cost Estimates	10
5.1 Construction Cost (CAPEX) Approach.....	10
5.2 CAPEX assumptions	10
5.2.1 WTG.....	10
5.2.2 Foundations.....	11
5.2.3 Inter-array cable.....	12
5.2.4 Offshore substation.....	12
5.2.5 Export cable.....	12
5.2.6 Other costs and model inputs	13
5.3 Capex Results	13
5.3.1 Capex Details	13
6 Operation Cost Estimates	21
6.1 Operation and Maintenance Cost (OPEX) Approach.....	21
6.1.1 Fixed WTG maintenance	21
6.1.2 Fixed balance of plant maintenance	21
6.1.3 Marine logistics	22
6.2 OPEX Results	22
7 Decommissioning (ABEX)	23
8 LCOE Results	23

List of Figures

Figure 1-1: Swedish waters. From www.havochvatten.se	6
Figure 4-1: DEVEX breakdown	9
Figure 5-1 Potential Pre assembly harbours.....	11
Figure 5-2 CAPEX Cost Breakdown (case distance 10 km, depth 15m).	14
Figure 5-3 CAPEX Cost Breakdown (case distance 25 km, depth 15m).	15
Figure 5-4 CAPEX Cost Breakdown (case distance 50 km, depth 15m).	16
Figure 5-5 CAPEX Cost Breakdown (case distance 10 km, depth 30m).	18
Figure 5-6 CAPEX Cost Breakdown (case distance 25 km, depth 30m).	19
Figure 5-7 CAPEX Cost Breakdown (case distance 50 km, depth 30m).	20
Figure 8-1 LCOE Spread 25 years (case distance 10km depth 15m) – without onshore transmission	25
Figure 8-2 LCOE Spread 25 years (case distance 25km depth 15m) – without onshore transmission	26
Figure 8-3 LCOE Spread 25 years (case distance 50km depth 15m) – without onshore transmission	27
Figure 8-4 LCOE Spread 25 years (case distance 10km depth 30m) – without onshore transmission	28
Figure 8-5 LCOE Spread 25 years (case distance 25km depth 30m) – without onshore transmission	29
Figure 8-6 LCOE Spread 25 years (case distance 50km depth 30m) – without onshore transmission	30

List of tables

Table 2-1 Project Details.....	7
Table 4-1: DEVEX	8
Table 4-2 Detail DEVEX.....	9
Table 5-1 CAPEX Breakdown (case distance 10 km, depth 15m) without onshore transmission	13
Table 5-2 CAPEX (case distance 10 km, depth 15m) with onshore transmission	14
Table 5-3 CAPEX Breakdown (case distance 25 km, depth 15m) without onshore transmission	14
Table 5-4 CAPEX (case distance 25 km, depth 15m) with onshore transmission	15
Table 5-5 CAPEX Breakdown (case distance 50 km, depth 15m) without onshore transmission	16
Table 5-6 CAPEX (case distance 50 km, depth 15m) with onshore transmission	16
Table 5-7 CAPEX Breakdown (case distance 10 km, depth 30m) without onshore transmission	17
Table 5-8 CAPEX (case distance 10 km, depth 30m) with onshore transmission	18
Table 5-9 CAPEX Breakdown (case distance 25 km, depth 30m) without onshore transmission	18
Table 5-10 CAPEX (case distance 25 km, depth 30m) with onshore transmission	19
Table 5-11 CAPEX Breakdown(case distance 50 km, depth 30m) without onshore transmission	19
Table 5-12 CAPEX (case distance 50 km, depth 30m) with onshore transmission	20
Table 6-1 OPEX Split.	22
Table 6-2 OPEX transmission onshore cost.	22
Table 8-1 LCOE result without transmission onshore	23
Table 8-2 LCOE result with transmission onshore	24
Table 8-3 LCOE spread 25 years (case distance 10km depth 15m) – without onshore transmission	24
Table 8-4 LCOE spread 25 years (case distance 25km depth 15m) – without onshore transmission	25
Table 8-5 LCOE spread 25 years (case distance 50km depth 15m) – without onshore transmission	26
Table 8-6 LCOE spread 25 years (case distance 10km depth 30m) – without onshore transmission	27
Table 8-7 LCOE spread 25 years (case distance 25km depth 30m) – without onshore transmission	28
Table 8-8 LCOE spread 25 years (case distance 50km depth 30m) – without onshore transmission	29

Abbreviations

The Abbreviations used in this document is written in full length the first time they are mentioned, followed by the abbreviation in brackets. Afterwards only the abbreviation will be used. The abbreviations and the full text can also be found in following.

Abbreviation	Definition
Abex	Abandonment expense
BoP	Balance of Plant
Capex	Capital expenditure
CAR	Construction All Risk
COD	Commercial operation date
CTV	Crew transfer vessel
DEVEX	Development expense
EIA	Environmental impact assessment
EPCI	Engineering Procurement Construction and Installation
FID	Financial investment decision
GE	General Electric
GWh	Gigawatt hour
Hs	Significant wave height
K2M	K2 Management
Km	Kilometre
kV	Kilo volt
LCOE	Levelized cost of energy
m	Meter
MW	Megawatt
OEM	Original equipment manufacturer
O&M	Operation and Maintenance
Opex	Operational expenditure
SOV	Service Operations Vessel
WTG	Wind Turbine Generator

1 Introduction

Energiforsk has been given the assignment to investigate LCoE values for different energy sources. One of the sources is offshore wind. Currently Sweden has 202* MWs of offshore wind in operation with an average size of 2.5MW/turbine. The market conditions for an offshore windfarm have changed considerably since the operational assets were installed. Therefore Energiforsk has assigned K2 Management (K2M) to perform an LCOE costing study for year 2020 based on depth and distance to shore parameters, utilizing turbine sizes installed currently in EU with support structures that are cost effective for the depths and distances used for the study. The study parameters will be between 10, 25 and 50 km of distance from shore and with a water depth of 15 and 30m.

*2018 numbers taken Wind Europe

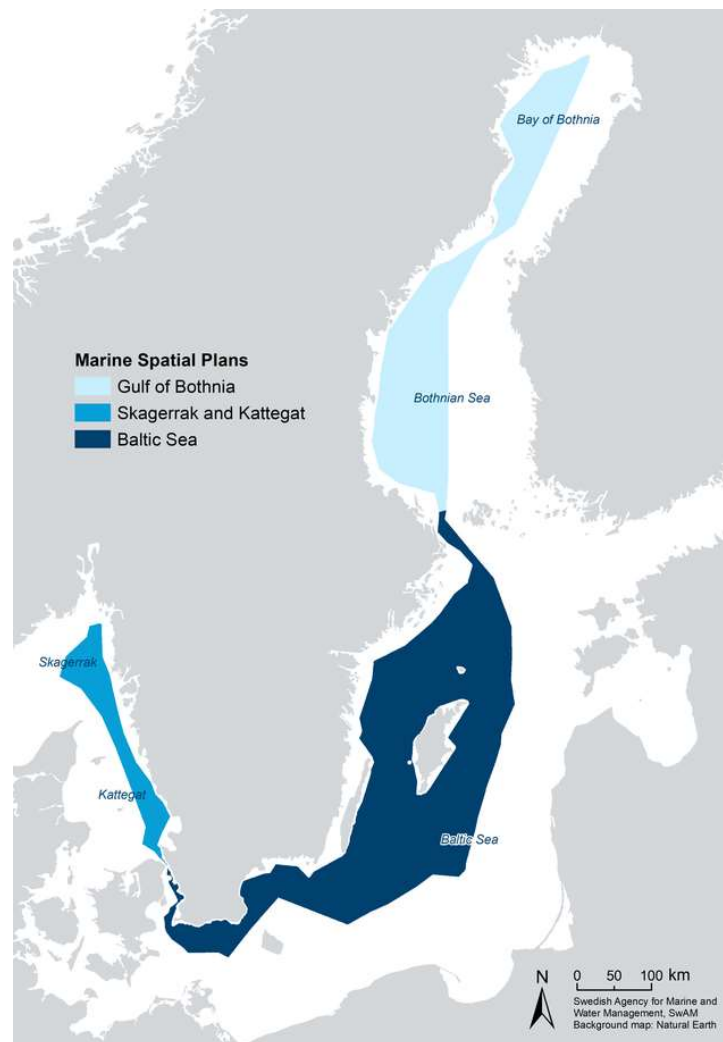


Figure 1-1: Swedish waters. From www.havochvatten.se

1.1 Scope of work

The scope of work includes estimation of the total cost to develop, construct and operate a wind farm as well as the corresponding LCOE in the Swedish waters.

K2M has used considerable in house know how of today's markets (2020) in terms of technology available and prices seen in recent projects. K2M has used both historical trends as well as K2M's expectations of future developments in both pricing and technologies to estimate lifetime (25 years) costs for the project (DEVEX, CAPEX, and OPEX).

2 Project information

2.1 Inputs and assumptions

The sections below summarizes the key characteristics of the windfarm including assumptions made in this study regarding design choices, which were agreed upon with the client.

Table 2-1 Project Details.

Item	Assumptions
Location	Swedish waters
Capacity	500 MW
Distance to Shore	10, 25, 50 km
Water Depth	15, 30 m
WTG type	MVOW 9.5 MW
WTG rated capacity	9.5 MW
WTG rotor diameter	164 m
WTG number	53
Foundation type	Monopile

3 Wind Assessment and Energy Yield Assessment

As the study was to provide indicative influence of different depth and distance to shore, K2M has created an indicative layout and its corresponding capacity factor was assumed based on K2M extended knowledge of the WTG and the areas. The capacity factor is fixed for all the scenarios. For the simulation the capacity factor was fixed at 53.6%. As the wake effect is quite dependant to the wind condition of the site, no wake effect was considered in the study.

4 Development Cost Estimates

4.1 Development Cost (DEVEX) Approach

The typical development of an offshore wind farm is defined as the period between having decided to actually begin full development activities and reaching financial close (FID)/construction start.

The development activities considered in the DEVEX budget cover the following areas:

- Site investigation including wind measurements, environmental surveys, metocean conditions and soil investigations
- Procurement
- Power purchase agreement
- Permitting and planning including EIA
- Planning for construction
- Design, engineering and certification
- Development team costs including office and travel
- Legal and financial advisers
- Contingency

The development of such a project(s) will require a substantial team of specialists within each field and will require the engagement of a number of specialist contractors to carry out the site investigations. Project development typically starts 3 to 4 years prior to FID. First wind measurements are conducted, a WTG layout is developed and soil investigations are carried out. This soil data together with metocean condition data are required to start the foundation design and discussions with WTG supplier. Typically soil data will be gathered two to three years prior to FID with design starting immediately after this.

4.2 DEVEX results

The DEVEX costs are assumed to be approximately 56 million Euros based on a typical percentage of the CAPEX. The Devex price is not affected by the depth or the distance range of the exercise due to the relative small variances of the projects. All scenarios have the same Devex costs.

Table 4-1: DEVEX

DEVEX	
Total DEVEX [k€]	55,809
Total DEVEX [k€/MW]	111

Table 4-2 Detail DEVEX

DEVEX		
Development team cost	19,533	35%
Office cost	1,116	2%
Travel cost	558	1%
Environmental survey and EIA	3,349	5%
Wind and sea measurement	2,232	4%
Site survey	1,116	2%
Soil investigation	10,604	19%
Design	3,907	7%
Certification	1,116	2%
Legal advisors	1,116	2%
Financial advisors	1,674	3%
Contingency	9,487	17%
Total	55,809	100%
Total without contingencies	46,321	83%

The Devex breakdown is provided in Figure 4-1.

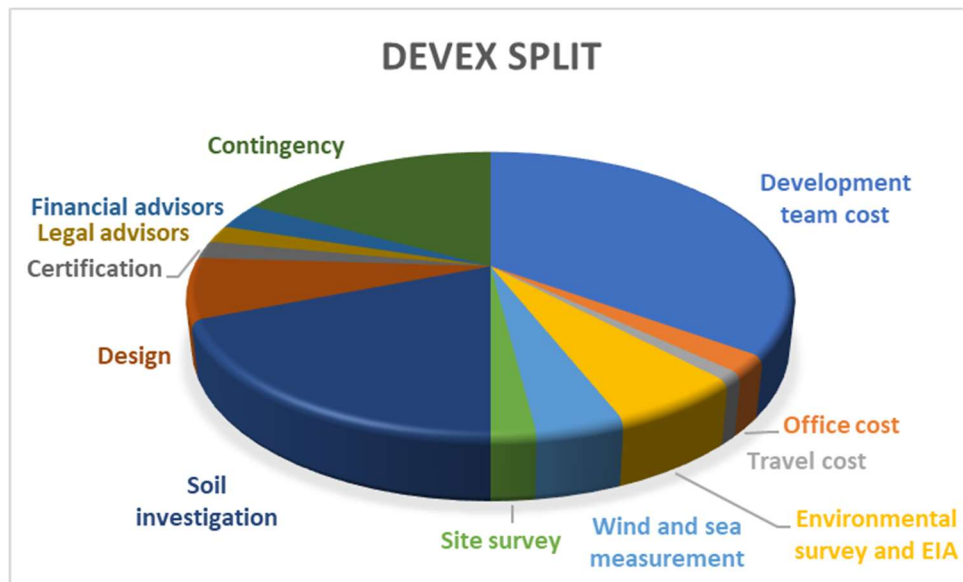


Figure 4-1: DEVEX breakdown

5 Construction Cost Estimates

5.1 Construction Cost (CAPEX) Approach

The construction cost or CAPEX will be made up of the manufacturing and fabrication of wind turbines, foundations, subsea cables, the offshore substation, transport and pre-assembly, installation and finally testing and commissioning costs.

There are typically two types of contracting strategies applied in the offshore wind business. Either a multi-contracting approach or an EPC + I approach. For a multi-contracting strategy the developer or wind farm owner takes full charge of managing a large number of small contracts. For this strategy to be successful the developer needs to be experienced and have systems in place to manage the contractors and interfaces. In the EPC + I approach, the project is split between three to six contractors who are then responsible for a “mini-EPC+I” work scope such as WTGs, foundations, cables. Although an EPC + I approach is easier for the developer to manage and has typically less risk for the developer, the cost is generally 10-15% higher than a multi-contracting approach.

The multi-contracting strategy will likely see the overall lowest cost and therefore contribute to the lowest LCoE therefore we have used this strategy for our calculation. It is also the strategy most commonly used in EU at the moment.

For the purposes of this study, K2M has assumed a cost optimal structure based on a multi-contracting strategy is the strategy taken by the market leaders in the industry and gives a sharper LCoE cost below is shown the contractual package splits:

- WTG Procurement
- WTG Installation
- Foundation Procurement
- Foundation Installation
- Inter array Procurement
- Inter array Installation
- Export cable Procurement
- Export cable Installation
- Offshore substation Procurement and Installation

5.2 CAPEX assumptions

5.2.1 WTG

The MVOW 9.5 MW has been chosen as the WTG to consider in this study as it is the most recent WTG to have been commissioned in Europe.

Some key data about the turbine:

Flanged connected drive train with easy-access key-components

Main bearings, coupling, gearbox and generator is possible to lift out separately for service

Permanent magnet generator

Full scale converter 50/60 Hz at 33-35 or 66 kV nominal voltage

Nacelle dimensions: 9.3 m x 20.7 m x 8.8 m (H x L x W)

Rotor diameter: 164 m

Swept area: 21,124 m²

Helihoist platform available

Installation is based on a standard method of loading full tower, nacelle and hub and individual blades at a nearby pre-assembly harbour and installation by a jack-up vessel. The pre assembly harbours we anticipate to be used for Swedish projects are: Esbjerg for the North Sea, Korsør and Rostock for the Baltic Sea. There are further development of pre assembly harbours and if there is a sufficient pipeline in Sweden we would anticipate further development in this area.



Figure 5-1 Potential Pre assembly harbours

5.2.2 Foundations

Foundation design is a complex engineering task. Design requirements include gravity load, thrust and associated overturning moment, natural frequency, fatigue strength, verticality (over time), personnel access, cable entry and support. Design needs to take account of both wind and wave loading and in some circumstances must consider other environmental conditions such as earthquakes, typhoons and sea ice.

Over 80% of offshore wind capacity installed to date has been supported by monopiles driven into the sea bed, with jacket (and other space frame) foundations representing approximately 15%. Gravity bases are the least common design and most were deployed at early offshore wind farms in water depths of less than 10m.

Monopiles require more steel than jackets but they are easier to manufacture and install in volume and they are well suited to the geology of the North and Baltic Seas. For larger monopiles, a key design driver is their stiffness, as the natural frequency of the complete wind turbine structure needs to be kept between blade passing frequencies over a range of wind speeds and above wave loading frequencies in order to minimise dynamic magnification and control fatigue loading.

For a 9.5MW turbine at 30m water depth, indicative mass for a monopile (including transition piece) is around 1000 tonnes. In shallow waters and benign ground conditions, gravity bases have been used successfully. The Blyth Offshore Demonstrator Project used concrete gravity bases in waters of 36-42m, but at relatively high cost, with a mass of 15,000 tonnes for the concrete base, steel shaft and substrate ballast. Concrete material prices generally are less volatile than steel, meaning that when steel prices are high concrete is more attractive. In some regions, they can also offer higher levels of local content. For project close to shore and low water depth Gravity base foundation can be a more cost efficient solution. For the calculation we have chosen a monopile with a transition piece on which the WTG is mounted. Since the seabed's around the cost of Sweden are of similar nature as some of the projects that have been successfully installed with monopiles this would give the results a robustness compared to gravity based foundations. Gravity based foundations would therefore need to be as cost effective as the monopile and compete on the same total cost levels to be a viable solution

Installation is based on loadout of monopiles and transition pieces from a nearby marshalling harbour (the same harbours mentioned as pre assembly) and installation by a heavy lift vessel (either jack-up or floating). New installation vessels are being built that will be able to handle the extra-large monopile.

5.2.3 Inter-array cable

A standard subsea cable used in offshore wind is made up of a stranded, profiled conductor with a combination of sealing layers, XLPE (cross-linked polyethylene) insulation and armouring. The mechanical properties of the XLPE are superior to many other forms of insulation, offering greater tensile strength, elongation and impact resistances.

Cables are laid up with insulation and armour coating around the conductors. They must have high chemical and abrasion resistance as well as tensile strength to survive the laying process and withstand wave and tidal loading for exposed sections. For offshore wind, high voltage typically refers to any cable rated higher than 66kV. High voltage cables are generally associated with transmission networks and export cables whereas medium voltage is associated with distribution networks and array cables. The wind turbines generate at low voltage with a transformer at the base of the tower stepping up voltage to medium voltage. For the study we have looked 66kV subsea cables.

Subsea AC cables have three cores (one for each phase). Onshore AC cables have single cores and are laid in groups of three. The core is either copper or aluminium. For a given cross section the copper solution will allow you to transmit more power than the aluminium. To avoid unnecessary handling, cables that will be installed subsea are ideally loaded directly onto an installation vessel from the factory.

The estimate on IAC lengths is derived from the layouts designed. Installation assumes the seabed conditions are suitable for cable lay and post-lay burial which is the most common installation methodology. Hard layers or rocky outcrops will require alternative installation methods such as pre-lay trenching or cable protection which will add to the installation costs.

5.2.4 Offshore substation

Offshore substations are used to reduce electrical losses before export of power to shore. This is done by increasing the voltage. The substation also contains equipment to manage the reactive power consumption of the electrical system including the capacitive effects of the export cables. Substations are often delivered as one element of a contract to connect the wind farm generating assets to the onshore transmission grid.

An HVAC substation topside (everything above the substructure) weighs between 1,200 and 3,000 tonnes.

We have considered one offshore substation of 500 MW for this study including installation.

Further investigation can show that a offshore substation close to shore can be excluded. This would mean the IAC cables will directly be connected to the onshore substation.

5.2.5 Export cable

AC export cables are typically rated between 132kV and 245kV, allowing export of 350-400MW per 3-core cable. The voltage chosen balances the cost of the cable per km, the number of circuits for the grid connection and the number of substations needed. The trend towards wind farms further from shore has been associated with an increase in export cable voltage and 220kV is has been the standard. In future this will increase 275 kV

For the study two exports cables were considered for this study including installation.

5.2.6 Onshore transmission

The cost for the onshore transmission has been separated out of the total CAPEX and inserted into a separate table. This is since this cost is based on onshore grid connection due to no available data since no Offshore windfarm of this size has yet been built and connected to the grid.

5.2.7 Other costs and model inputs

The following inputs are considered in the model:

- During the development based on the a actual project a developer would develop a risk and opportunity matrix to quantify the risk however since this study conducted is not based on an actual project we have estimated a contingency to cater for this. The Contingency allowance is 15% for supply and installation costs. The 15 % contingency is based on the fact this study is conducted on a high level base. During the maturation of the project the contingency will become lower and is usually replaced with a risk and opportunity list.
- Project management costs based on an internal cost estimation based on the size and complexity of the project
- Insurance costs at 1.5% of total CAPEX (Construction All Risk insurance)
- A discount rate of 5%([from Finansinspektionen](#) 4,2% for Sweden) for our calculation model we use a conservative number. The discount rate is the rate of return used to discount future cash flow back to their present value.
- The corporate tax is considered within the LCOE calculation as it is common practice to have a SPV (Special Purpose Vehicle) created for such projects. This SPV will have to pay taxes on the income of the project. The corporate tax rate for Sweden is included at 20.6%
- Allowances for guard vessel, marine coordination and employer's vessel

5.3 Capex Results

The CAPEX estimates derive from the assumptions in section 5.2. K2M has used historical trends and expectations for future developments to forecast the price levels of new technology and future price developments.

5.3.1 Capex Details

Table 5-1 gives a breakdown of the CAPEX and Figure 5-2 gives a CAPEX cost spread.

Case distance 10km depth 15m

Table 5-1 CAPEX Breakdown (case distance 10 km, depth 15m) **without onshore transmission.**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
WTG Procurement	526,849	1,046	9,941	48%
WTG Installation	39,463	78	745	4%
Foundation Procurement	80,405	160	1,517	7%
Foundation Installation	52,653	105	993	5%
Inter array Procurement	30,272	60	571	3%
Inter array Installation	32,640	65	616	3%
Export cable Procurement	17,354	34	327	2%
Export cable Installation	3,825	8	72	0%

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Offshore substation Procurement	85,426	170	1,612	8%
Insurance	27,950	56	527	3%
Project Management	65,000	129	1,226	6%
Others	6,396	13	121	1%
Contingencies Offshore wind	138,704	275	2,617	13%
Total	1,106,937	2,198	20,886	100%
Total without contingencies	968,233	1,923	18,269	87%

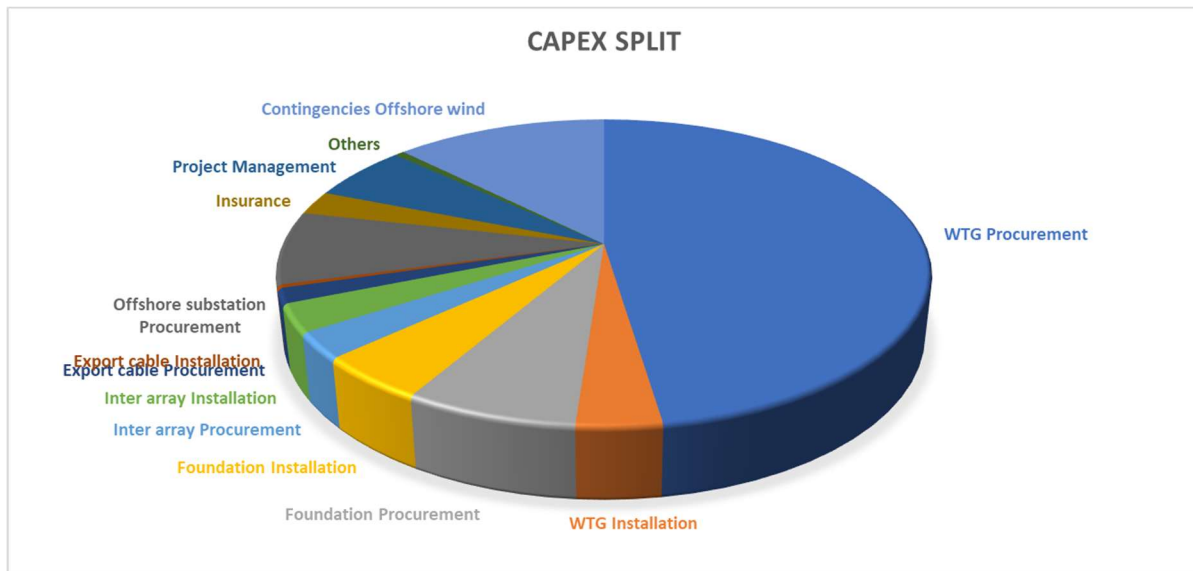


Figure 5-2 CAPEX Cost Breakdown (case distance 10 km, depth 15m).

Table 5-2 CAPEX (case distance 10 km, depth 15m) **with onshore transmission**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Onshore transmission	49,244	98	929	4%
Total	1,156,181	2,296	21,815	100%
Total without contingencies	1,017,477	2,021	19,198	88%

Case distance 25km depth 15m

Table 5-3 CAPEX Breakdown (case distance 25 km, depth 15m) **without onshore transmission.**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
WTG Procurement	526,849	1,046	9,941	46%
WTG Installation	40,037	80	755	3%

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Foundation Procurement	80,405	160	1,517	7%
Foundation Installation	53,755	107	1,014	5%
Inter array Procurement	30,272	60	571	3%
Inter array Installation	33,558	67	633	3%
Export cable Procurement	43,384	86	819	4%
Export cable Installation	9,563	19	180	1%
Offshore substation Procurement	85,426	170	1,612	7%
Insurance	27,950	56	527	2%
Project Management	65,000	129	1,226	6%
Others	6,396	13	121	1%
Contingencies Offshore wind	143,859	286	2,714	13%
Total	1,146,453	2,277	21,631	100%
Total without contingencies	1,002,594	1,991	18,917	87%

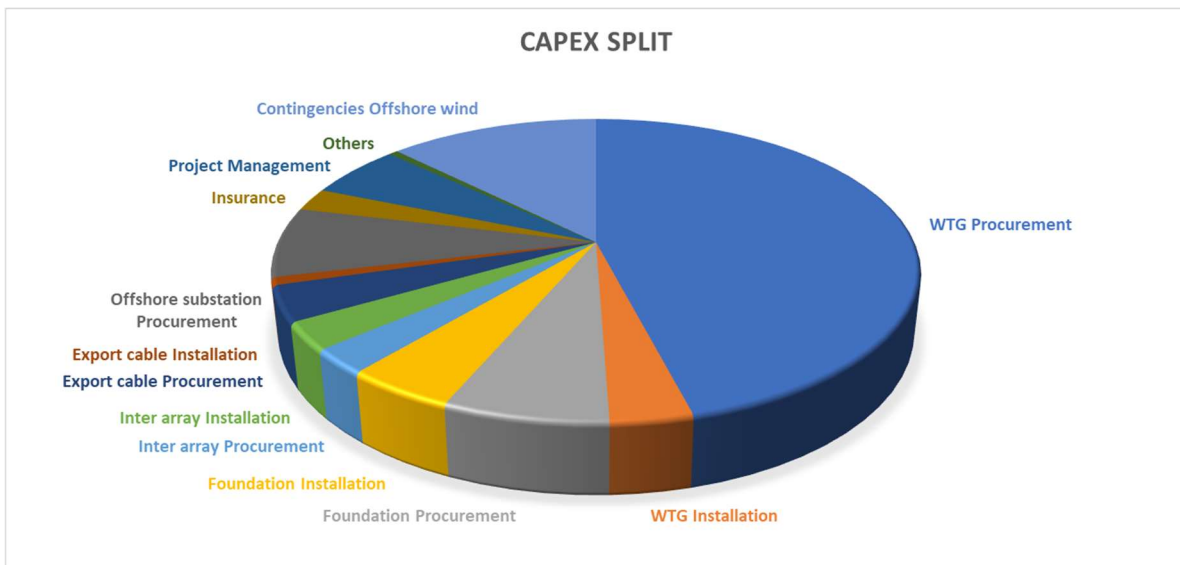


Figure 5-3 CAPEX Cost Breakdown (case distance 25 km, depth 15m).

Table 5-4 CAPEX (case distance 25 km, depth 15m) **with onshore transmission**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Onshore transmission	49,244	98	929	4%
Total	1,195,697	2,375	22,560	100%
Total without contingencies	1,051,838	2,089	19,846	88%

Case distance 50km depth 15m

Table 5-5 CAPEX Breakdown (case distance 50 km, depth 15m) **without onshore transmission.**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
WTG Procurement	526,849	1,046	9,941	43%
WTG Installation	40,992	81	773	3%
Foundation Procurement	80,405	160	1,517	7%
Foundation Installation	55,593	110	1,049	5%
Inter array Procurement	30,272	60	571	2%
Inter array Installation	35,087	70	662	3%
Export cable Procurement	86,768	172	1,637	7%
Export cable Installation	19,125	38	361	2%
Offshore substation Procurement	85,426	170	1,612	7%
Insurance	27,950	56	527	2%
Project Management	65,000	129	1,226	5%
Others	6,396	13	121	1%
Contingencies Offshore wind	152,449	303	2,876	13%
Total	1,212,312	2,408	22,874	100%
Total without contingencies	1,059,864	2,105	19,997	87%

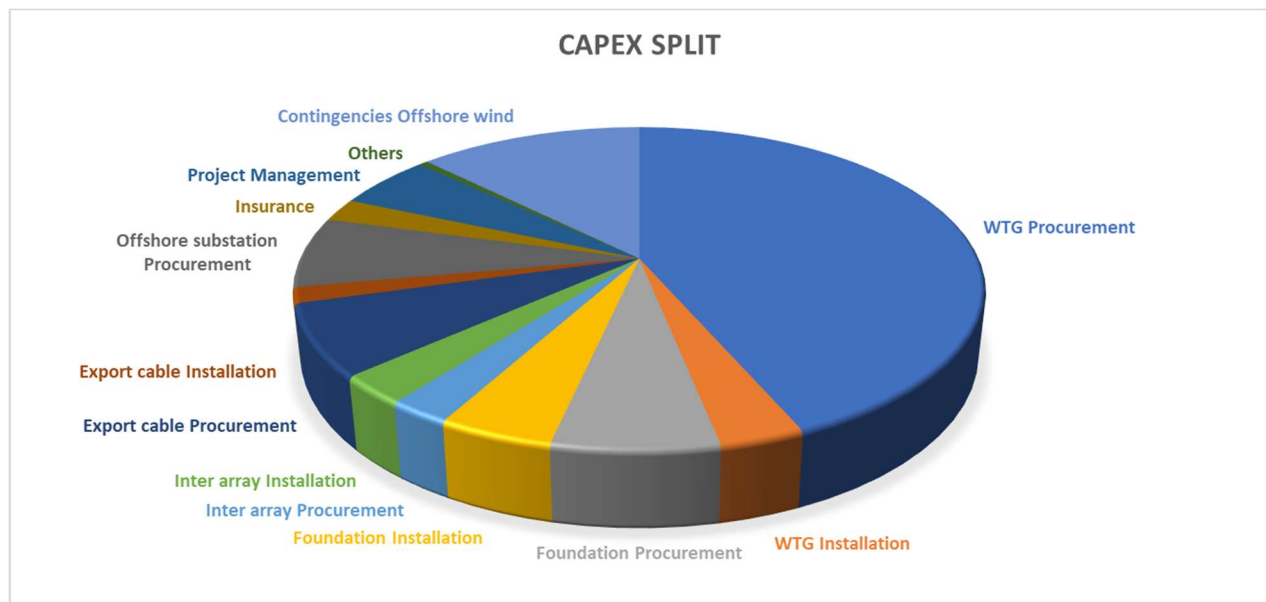


Figure 5-4 CAPEX Cost Breakdown (case distance 50 km, depth 15m).

Table 5-6 CAPEX (case distance 50 km, depth 15m) **with onshore transmission**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Onshore transmission	49,244	98	929	4%

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Total	1,261,556	2,506	23,803	100%
Total without contingencies	1,109,108	2,203	20,927	88%

Case distance 10km depth 30m

Table 5-7 CAPEX Breakdown (case distance 10 km, depth 30m) **without onshore transmission.**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
WTG Procurement	526,849	1,046	9,941	46%
WTG Installation	39,463	78	745	3%
Foundation Procurement	103,966	206	1,962	9%
Foundation Installation	52,653	105	993	5%
Inter array Procurement	30,272	60	571	3%
Inter array Installation	32,640	65	616	3%
Export cable Procurement	17,354	34	327	2%
Export cable Installation	3,825	8	72	0%
Offshore substation Procurement	85,988	171	1,622	8%
Insurance	27,950	56	527	2%
Project Management	65,000	129	1,226	6%
Others	6,396	13	121	1%
Contingencies Offshore wind	142,323	283	2,685	13%
Total	1,134,678	2,254	21,409	100%
Total without contingencies	992,356	1,971	18,724	87%

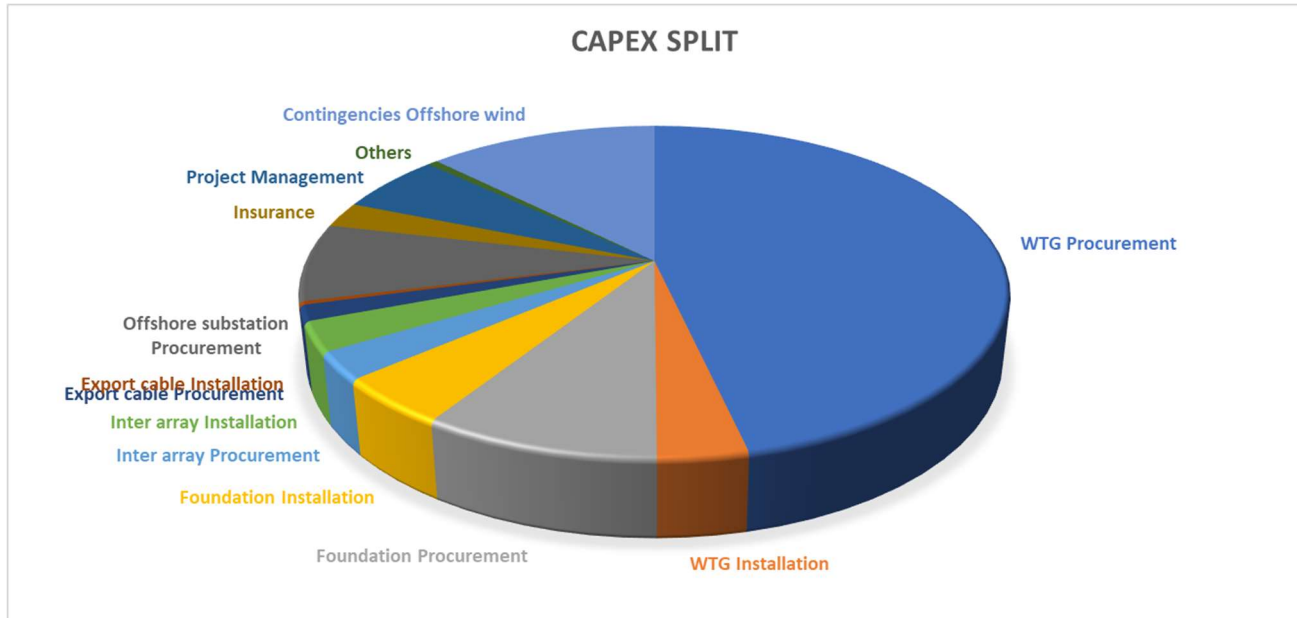


Figure 5-5 CAPEX Cost Breakdown (case distance 10 km, depth 30m).

Table 5-8 CAPEX (case distance 10 km, depth 30m) **with onshore transmission**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Onshore transmission	49,244	98	929	4%
Total	1,183,922	2,351	22,338	100%
Total without contingencies	1,041,600	2,069	19,653	88%

Case distance 25km depth 30m

Table 5-9 CAPEX Breakdown (case distance 25 km, depth 30m) **without onshore transmission.**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
WTG Procurement	526,849	1,046	9,941	45%
WTG Installation	40,037	80	755	3%
Foundation Procurement	103,966	206	1,962	9%
Foundation Installation	53,755	107	1,014	5%
Inter array Procurement	30,272	60	571	3%
Inter array Installation	33,558	67	633	3%
Export cable Procurement	43,384	86	819	4%
Export cable Installation	9,563	19	180	1%
Offshore substation Procurement	85,988	171	1,622	7%
Insurance	27,950	56	527	2%
Project Management	65,000	129	1,226	6%
Others	6,396	13	121	1%

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Contingencies Offshore wind	147,477	293	2,783	13%
Total	1,174,194	2,332	22,155	100%
Total without contingencies	1,026,717	2,039	19,372	87%

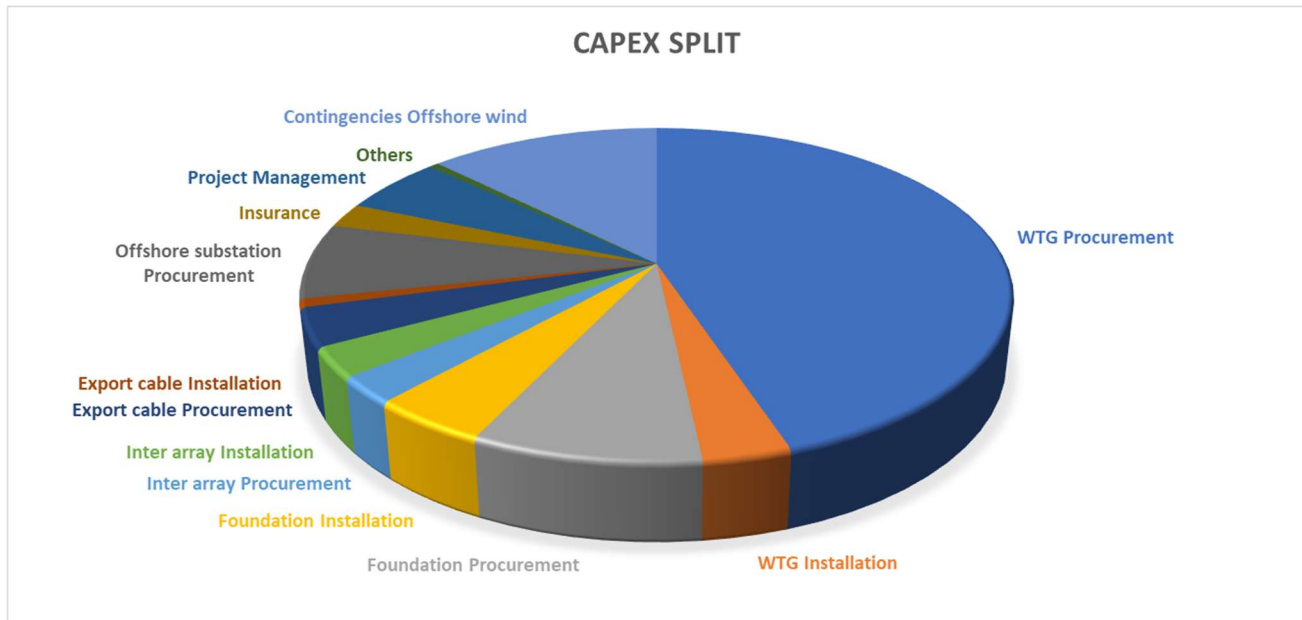


Figure 5-6 CAPEX Cost Breakdown (case distance 25 km, depth 30m).

Table 5-10 CAPEX (case distance 25 km, depth 30m) **with onshore transmission**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Onshore transmission	49,244	98	929	4%
Total	1,223,438	2,430	23,084	100%
Total without contingencies	1,075,961	2,137	20,301	88%

Case distance 50km depth 30m

Table 5-11 CAPEX Breakdown(case distance 50 km, depth 30m) **without onshore transmission.**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
WTG Procurement	526,849	1,046	9,941	42%
WTG Installation	40,992	81	773	3%
Foundation Procurement	103,966	206	1,962	8%
Foundation Installation	55,593	110	1,049	4%

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Inter array Procurement	30,272	60	571	2%
Inter array Installation	35,087	70	662	3%
Export cable Procurement	86,768	172	1,637	7%
Export cable Installation	19,125	38	361	2%
Offshore substation Procurement	85,988	171	1,622	7%
Insurance	27,950	56	527	2%
Project Management	65,000	129	1,226	5%
Others	6,396	13	121	1%
Contingencies Offshore wind	156,067	310	2,945	13%
Total	1,240,054	2,463	23,397	100%
Total without contingencies	1,083,986	2,153	20,453	87%

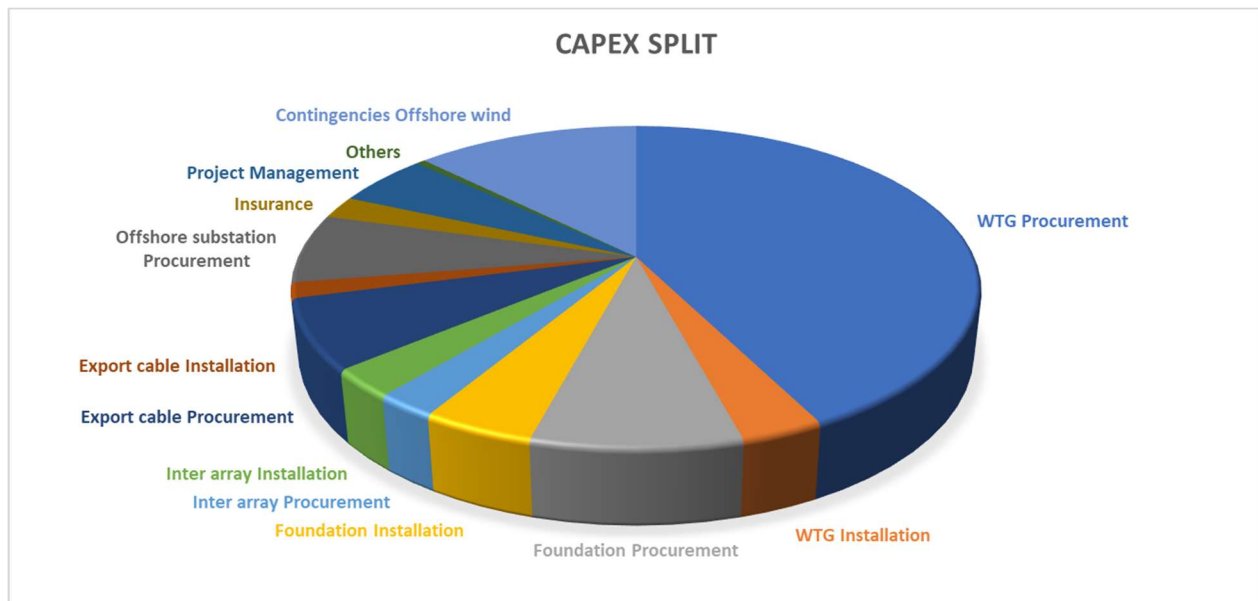


Figure 5-7 CAPEX Cost Breakdown (case distance 50 km, depth 30m).

Table 5-12 CAPEX (case distance 50 km, depth 30m) **with onshore transmission**

Cost Item	Total CAPEX	Total CAPEX [€/MW]	Total CAPEX [€/WTG]	Share of CAPEX
Onshore transmission	49,244	98	929	4%
Total	1,289,298	2,561	24,326	100%
Total without contingencies	1,133,230	2,251	21,382	88%

6 Operation Cost Estimates

6.1 Operation and Maintenance Cost (OPEX) Approach

Operation and Maintenance will remain a key focus area for future projects, both medium and long-term, as it is a vital lever for improving the project business case through cost reduction, improved design and O&M planning and execution. A solid O&M strategy and business plan, including offshore logistics strategy, is required to provide good approximations for OPEX. Choice of wind turbine platform, foundation and electrical infrastructure naturally also impacts OPEX-level.

K2M expects logistic concepts to be a general accelerator for cost reduction across the O&M activities related to wind turbine, substructure, and balance of plant as a consequence of fewer installed units for the same overall wind farm capacity and improved performance of the different logistical solutions. This is expected to increase accessibility to the wind turbines as well as reducing the transit time from the port to the offshore site.

The OPEX estimate considers several different cost-drivers, predominantly focusing on wind turbine O&M as the main contributor to cost-out optimizations. These cost-outs include O&M optimized design, technology improvement, operational efficiencies, and implementation of best practice learning. Other cost-out elements considered are improvement of the planning and execution of O&M in relation to the balance of plant, although K2M assumes the majority of balance of plant cost savings to be CAPEX driven rather than OPEX, thus having only a minor impact on the overall OPEX.

Alternatively, a change in the overall O&M strategy to a self-performing O&M approach will further drive down the reduction in OPEX. This is mainly driven by reduced cost of labour, direct sourcing of spare parts and main components as well as reduced cost of logistics. As an example, cost of logistics can be reduced as a result of direct sourcing through the vessel owners as well as capitalizing on synergies from cross utilization of the logistics covering the various wind turbines and balance of plant maintenance scope.

Conversely, a self-performing O&M approach will increase the risk profile of the project to cover for unforeseeable work, as a consequence of increased scope for the asset owner. However, with a competent and experienced O&M organization and a solid O&M support agreement with the wind turbine OEM, allowing for access to sourcing of spare parts and main components, the overall project risk can be mitigated.

Based on K2Ms experience, the prediction is that the net OPEX effect of adopting a self-performing strategy will range from 10-20% off the OEM wind turbine O&M portion of the total OPEX, all depending on the balance of the project risk contingency

The OPEX costs provided are estimates of the expected annual operating costs at 2020 prices and a wind farm operating life time of 25 years. The elements considered in the OpeX estimate are outlined below:

6.1.1 Fixed WTG maintenance

The fixed WTG maintenance costs include service, warranty and availability. This is part of the service agreement provided by the WTG supplier for a fixed number of 5years after construction. These costs continue through the life of the windfarm either through another supplier or taken on by the owner. The cost of the service agreement and duration are closely related to the turbine supply agreement and can take many forms in negotiation.

6.1.2 Fixed balance of plant maintenance

The fixed balance of plant maintenance costs include:

- Array and export cable inspection;
- Foundation inspections and allowance for repairs;

- Third party inspections;
- Owner's facilities;
- Owners operations management team; and
- Insurance

6.1.3 Marine logistics

For wind farms situated less than around 70km from the O&M base the most economical solution for marine logistics is to use crew transfer vessels (CTVs) to transport service technicians from shore to the assets. The transit time is roughly 2hrs and therefore the technicians have a reasonable period of working time in each shift. CTVs can only transfer personnel to the assets in wave heights of up to 1.5m Hs.

For projects serviced by CTV the following resources are assumed:

- 2 x CTV

6.1.4 Onshore Transmission cost

The power tariff also differs depending on where in Sweden the site is located The figures we have used can be found in Svenska Kraftnäs "Prislista för Transmissionsnätet". We used the example for Grövviken (this would result in a yearly cost of 2,64 MEUR (Power) + 1,66 MEUR (energy) = 4,3 MEUR/year for the proposed farm of 500 MW (losses not included). The cost is separated out.

6.2 OPEX Results

K2M has used historical trends and expectations on developments to forecast the OPEX levels of new technology and future price developments. Table 6-1 provides the Opex cost estimation for the Wind park. The Opex price is not affected by the depth or the distance range of the exercise. All scenarios have the same Opex costs.

Table 6-1 OPEX Split.

Scope Area	Period 1 [year 1-5] [€k]	Period 2 [year 6-10] [€k]	Period 3 [year 11-15] [€k]	Period 4 [year 16-20] [€k]	Period 5 [year 21-25] [€k]	Total
Term [years]	5	5	5	5	5	25
WTG	53,205	96,736	96,736	106,409	106,409	459,495
Balance of Plant	42,770	42,770	42,770	42,770	42,770	213,849
Offshore substation	9,960	9,960	9,960	9,960	9,960	49,801
Insurance	19,920	19,920	19,920	19,920	19,920	99,601
Commercial Admin	21,092	21,092	21,092	21,092	21,092	105,460
Others	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	128,895
Total	172,726	216,257	216,257	225,931	225,931	1,057,102
Total/WTG/yr	651.8	816.1	816.1	852.6	852.6	797.8
Total/MW/yr	68.6	85.9	85.9	89.7	89.7	84.0

Table 6-2 OPEX transmission onshore cost.

Scope Area	Period 1 [year 1-5] [€k]	Period 1 [year 6-10] [€k]	Period 1 [year 11-15] [€k]	Period 1 [year 16-20] [€k]	Period 1 [year 21-25] [€k]	Total
Term [years]	5	5	5	5	5	25

Transmission	21,175	21,175	21,175	21,175	21,175	105,875
Total	193,901	237,432	237,432	247,106	247,106	1,162,976
Total/WTG/yr	731.7	896.0	896.0	932.5	932.5	877.7
Total/MW/yr	77.0	94.3	94.3	98.2	98.2	92.4

7 Decommissioning (ABEX)

The decommissioning is assumed to be charge during the operation phase (yearly) to a separate account. At the end of the operation period the account will have the amount required to cover the expected cost of decommissioning of the entire park.

8 LCOE Results

LCOE is calculated from the projected lifetime costs of the wind farm per lifetime energy produced. The LCOE estimations are based on the annual energy production and the DEVEX, CAPEX and OPEX (Section 0) Lifetime costs also include the cost of decommissioning (or abandonment costs ABEX) for which the allowance is also provided in the tables below based on a percentage of the total CAPEX. Table 8-3 and Figure 8-1 give the LCOE spreads for a life time of 25 years.

The LCOE formula used is:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^N \frac{Expense_i + Tax_i}{(1 + DiscountRate)^i}}{\sum_{i=0}^N \frac{Production_i \times (1 + infation)^i}{(1 + DiscountRate)^i}}$$

Where:

- i is the year indicator
- N is the last year of the project
- $Expense_i$ is all the expense in year i : DEVEX, CAPEX, OPEX, ABEX and interest.
- Tax_i is the tax to pay in year i
- $Production_i$ is the AEP
- $DiscountRate$ is Nominal discount rate

As all the cash flows are divided by the AEP, the production is one of the most important factors in the LCOE results.

The Discount rate is also an important factor as the lower it becomes, so does the influence of financing of the company on the LCOE. the discount rate is a rate of return that is used in a project valuation to convert a series of future anticipated cash flow from the project to present value.

The Table 8-1 shows the LCOE results if the different scenarios.

Table 8-1 LCOE result **without transmission onshore**

LCOE €/MWh		Depth (m)	
		15	30
Distance (km)	10	49.9	50.6
	25	50.9	51.7
	50	52.7	53.5

Table 8-2 LCOE result **with transmission onshore**

LCOE €/MWh		Depth (m)	
		15	30
Distance (km)	10	53.0	53.7
	25	54.0	54.8
	50	55.8	56.6

Case distance 10 km depth 15m

Table 8-3 LCOE spread 25 years (case distance 10km depth 15m) – **without onshore transmission**.

LCOE Split	53 MVOW 9.5 MW [€/MWh]
DEVEX	1.35
CAPEX	26.72
OPEX	17.59
ABEX	1.02
Tax	3.18

Onshore transmission cost effect on the LCOE

CAPEX	+1.18
OPEX	+1.79
Tax	+0.14

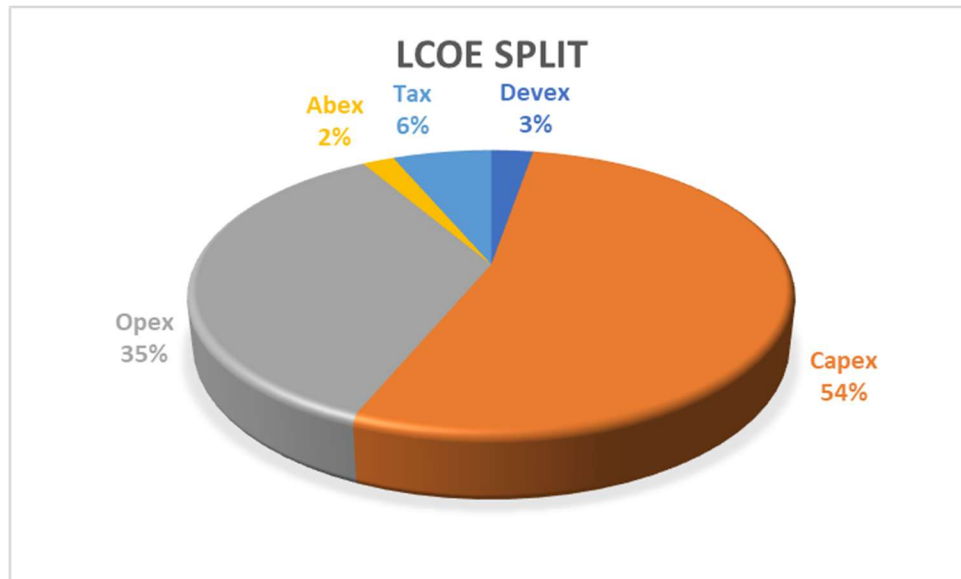


Figure 8-1 LCOE Spread 25 years (case distance 10km depth 15m) – **without onshore transmission.**

Case distance 25 km depth 15m

Table 8-4 LCOE spread 25 years (case distance 25km depth 15m) – **without onshore transmission.**

LCOE Split	53 MVOW 9.5 MW [€/MWh]
DEVEX	1.35
CAPEX	27.67
OPEX	17.59
ABEX	1.02
Tax	3.29

Onshore transmission cost effect on the LCOE

CAPEX	+1.19
OPEX	+1.79
Tax	+0.14

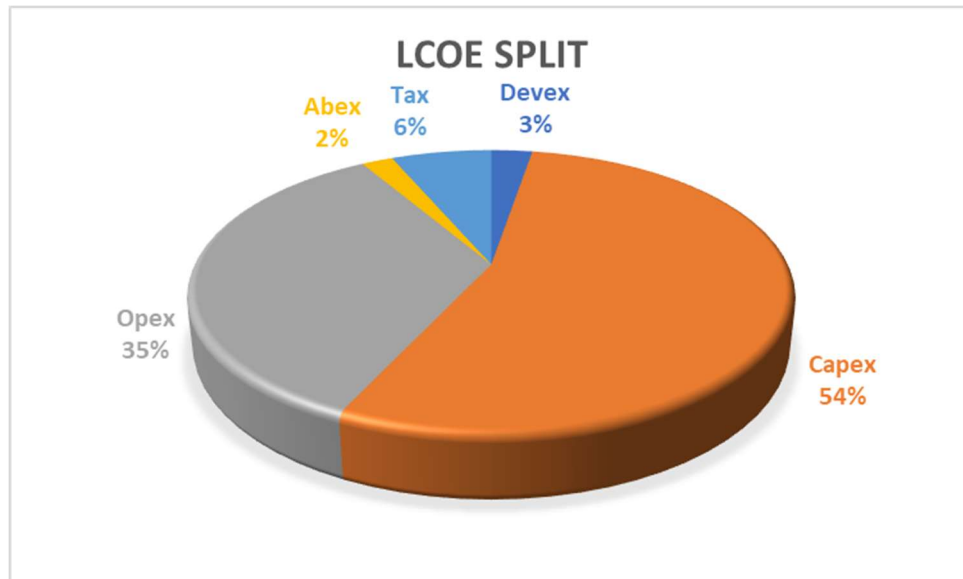


Figure 8-2 LCOE Spread 25 years (case distance 25km depth 15m) – **without onshore transmission.**

Case distance 50 km depth 15m

Table 8-5 LCOE spread 25 years (case distance 50km depth 15m) – **without onshore transmission.**

LCOE Split	53 MVOW 9.5 MW [€/MWh]
DEVEX	1.35
CAPEX	29.26
OPEX	17.60
ABEX	1.02
Tax	3.48

Onshore transmission cost effect on the LCOE

CAPEX	+1.19
OPEX	+1.79
Tax	+0.14

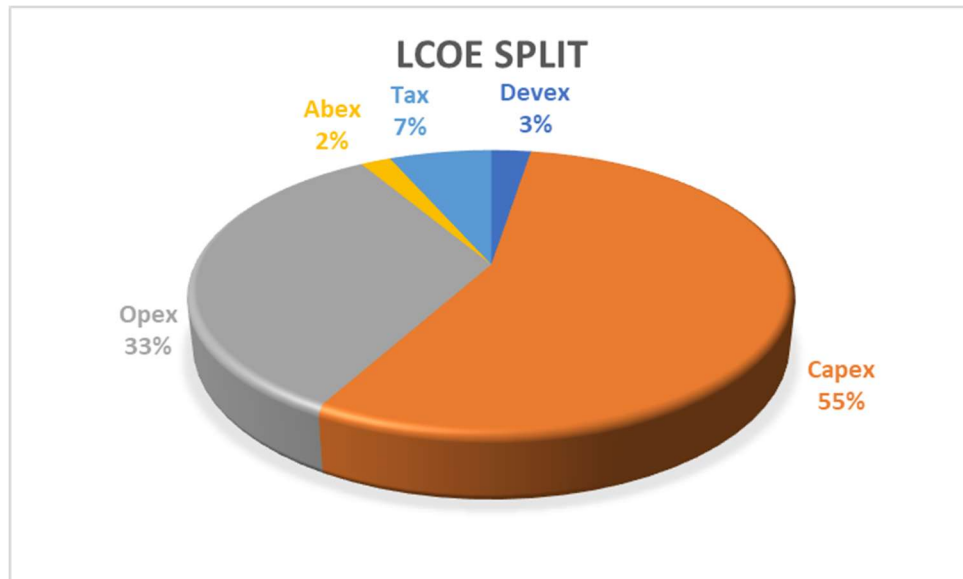


Figure 8-3 LCOE Spread 25 years (case distance 50km depth 15m) – **without onshore transmission.**

Case distance 10 km depth 30m

Table 8-6 LCOE spread 25 years (case distance 10km depth 30m) – **without onshore transmission.**

LCOE Split	53 MVOW 9.5 MW [€/MWh]
DEVEX	1.35
CAPEX	27.39
OPEX	17.59
ABEX	1.02
Tax	3.26

Onshore transmission cost effect on the LCOE

CAPEX	+1.18
OPEX	+1.79
Tax	+0.14

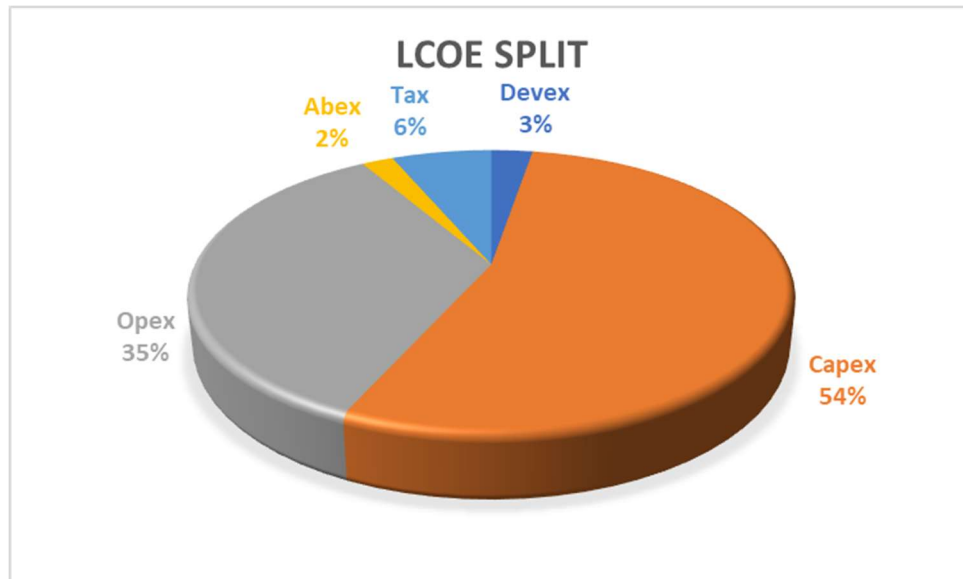


Figure 8-4 LCOE Spread 25 years (case distance 10km depth 30m) – **without onshore transmission.**

Case distance 25 km depth 30m

Table 8-7 LCOE spread 25 years (case distance 25km depth 30m) – **without onshore transmission.**

LCOE Split	53 MVOW 9.5 MW [€/MWh]
DEVEX	1.35
CAPEX	28.34
OPEX	17.59
ABEX	1.02
Tax	3.37

Onshore transmission cost effect on the LCOE

CAPEX	+1.19
OPEX	+1.79
Tax	+0.14

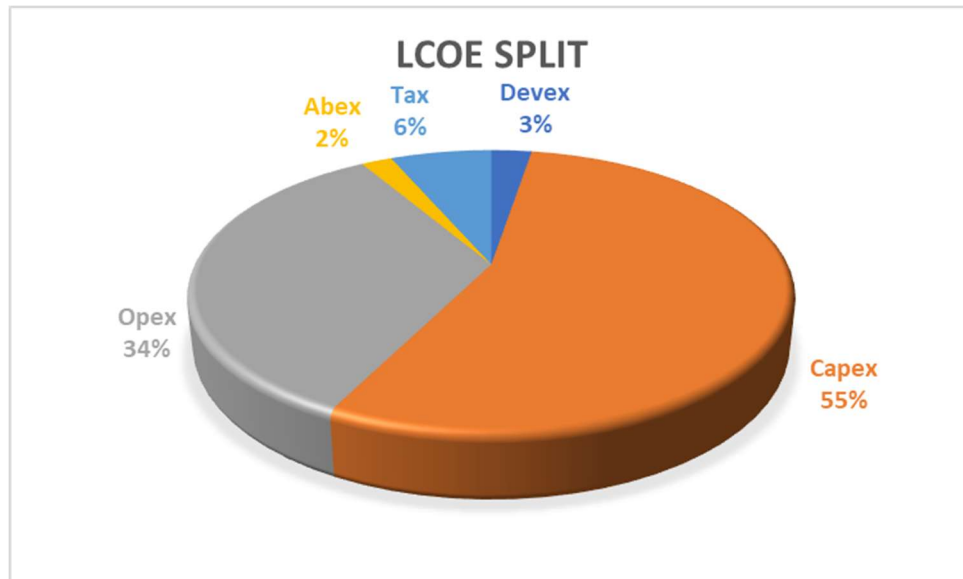


Figure 8-5 LCOE Spread 25 years (case distance 25km depth 30m) – **without onshore transmission.**

Case distance 50 km depth 30m

Table 8-8 LCOE spread 25 years (case distance 50km depth 30m) – **without onshore transmission.**

LCOE Split	53 MVOW 9.5 MW [€/MWh]
DEVEX	1.35
CAPEX	29.94
OPEX	17.60
ABEX	1.02
Tax	3.56

Onshore transmission cost effect on the LCOE

CAPEX	+1.18
OPEX	+1.79
Tax	+0.14

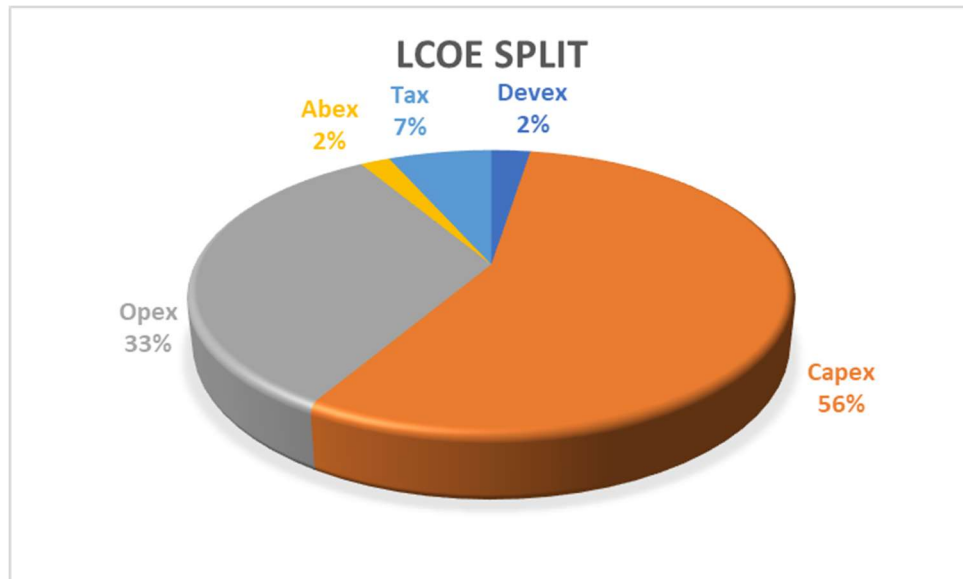


Figure 8-6 LCOE Spread 25 years (case distance 50km depth 30m) – **without onshore transmission**

Kärnkraft – Stora lättvattenreaktorer

Teknikbeskrivning

Kärnkraft bygger på att vatten förångas med hjälp av värmeavgivande kärnreaktioner i en kärnreaktor och leds genom en ångturbin som via en generator alstrar elektricitet. Det finns flertalet olika reaktortyper och teknologier som utvecklats under lång tid och som brukar delas in i olika generationer; majoriteten av dagens kommersiella reaktorer är av generation II. De reaktorer som byggs idag och kommer byggas den närmaste framtiden i västvärlden hör främst till den teknik som kallas generation III och III+. Kostnadsbeskrivningarna i detta kapitel relaterar specifikt till stora reaktorer kylda av vatten i kategorin generation III/III+. 442 kommersiella reaktorer är idag i drift i 31 länder och 53 reaktorer är under konstruktion. Under de senaste 5 åren har 43 nya kommersiella reaktorer driftsatts¹ världen över.

Kostnader

Initiala investeringskostnader

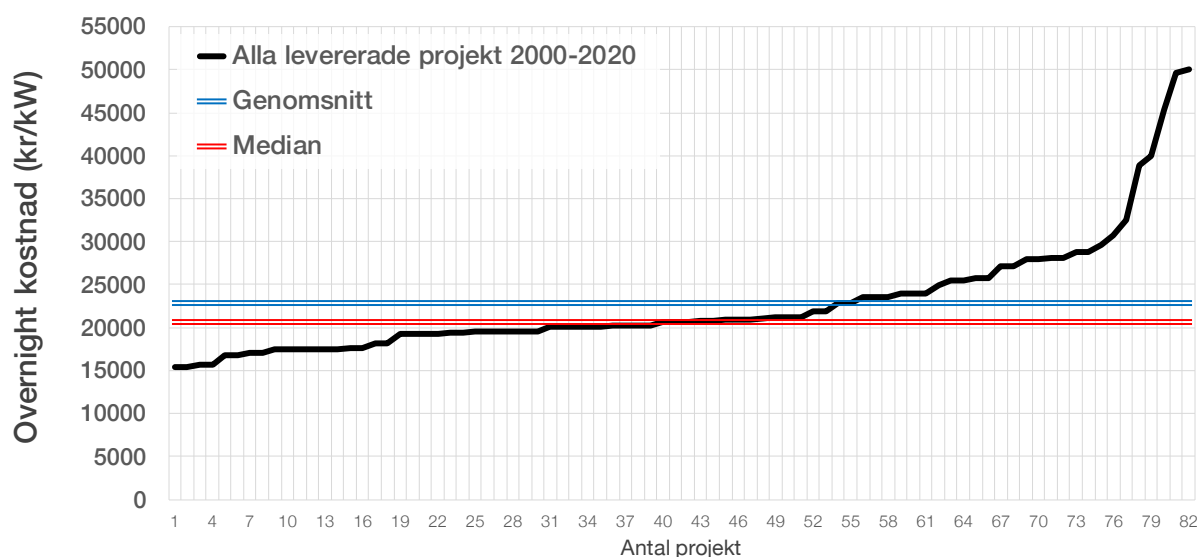
Att uppskatta investeringskostnader för nya kärnkraftverk idag i Sverige är mycket svårt. Svårigheten kommer av en brist på direkt relevanta projekt, det vill säga nyligen färdigställda projekt vars resultat kan anses vara fullt representativa för sannolika nybyggen av kärnkraft i Sverige. Sveriges egen erfarenhet av att bygga kärnkraft är för långt tillbaka i tiden för att vara direkt applicerbar – de två senaste reaktorerna togs i drift under 1985. Ett fåtal helt nya reaktorer håller idag på att uppföras i Västeuropa – en i Finland, en i Frankrike och två i Storbritannien – men dessa har ännu inte färdigställts. Samtliga ingår i den första vågen av byggen av designen EPR, som hittills visat sig vara den dyraste och mest komplicerade reaktordesignen att bygga i modern tid. Världen över har 28 olika reaktordesigner driftsatts i totalt minst 98 olika projekt sedan år 2000, samtliga till helt annan byggkostnad och byggtid än för just EPR i Västeuropa. Erfarenheterna från dessa pågående EPR-projekt, *allena*, är sannolikt därför inte representativa för nybyggnation av kärnkraft i Sverige.

Vidgar vi blicken från Västeuropa så finns ett mycket stort urval av nyligen färdigställda projekt med olika reaktordesigner, men huvuddelen av projekten är geografiskt mer avlägsna. Av totalt 98 reaktorprojekt som levererats under de senaste 20 åren (sedan år 2000) återfanns användbara kostnadsuppskattningar för 82 projekt. Av de 16 reaktorer för vilka användbara kostnadsuppskattningar saknas, var 12 projekt sådana vars konstruktion ursprungligen påbörjades inom främst CMEA-området² under 1980-talet och sedan pausades, för att återstarta under 2000-

¹ "Driftsatt" eller "levererad" i denna rapport är definierad som infasad mot elnät.

² CMEA (eller Comecon) var ett organ för ekonomiskt samarbete mellan främst de kommunistiskt styrda länderna i Östeuropa, men inkluderade även stater i tredje världen.

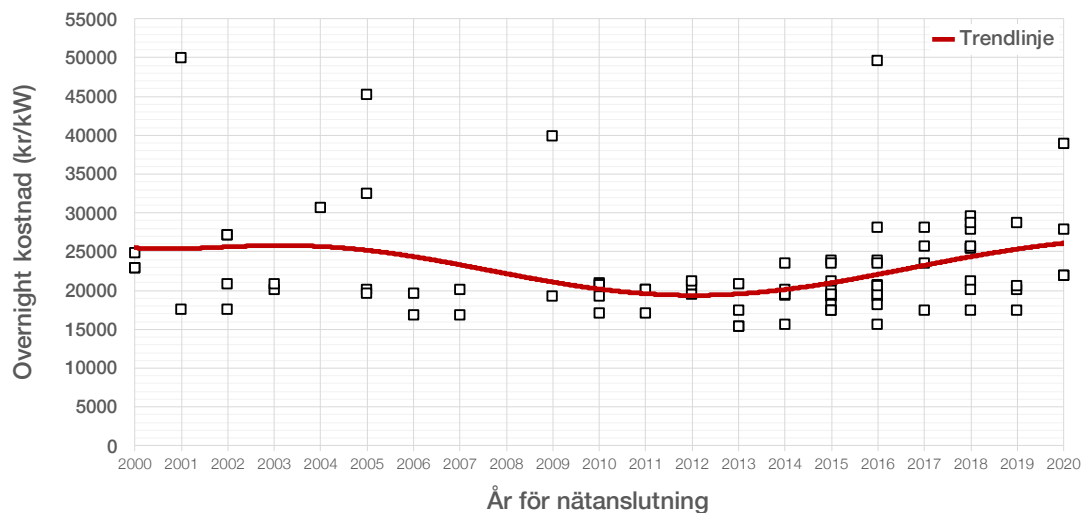
talet. Övriga fyra projekt för vilka information saknas är reaktorerna i expansionsfas #2 av Qinshans kärnkraftverk i Kina. Uppskattade overnight-kostnader för reaktorer infasade till elnät under 2000 till oktober 2020 är sammanfattade i Figur 1, ordnade från lägst kostnad till högst.³



Figur 1, Overnight-kostnad sorterad från låg till hög, för 82 reaktorer levererade under perioden 2000–2020. Samtliga värden justerade för inflation till SEK år 2020.

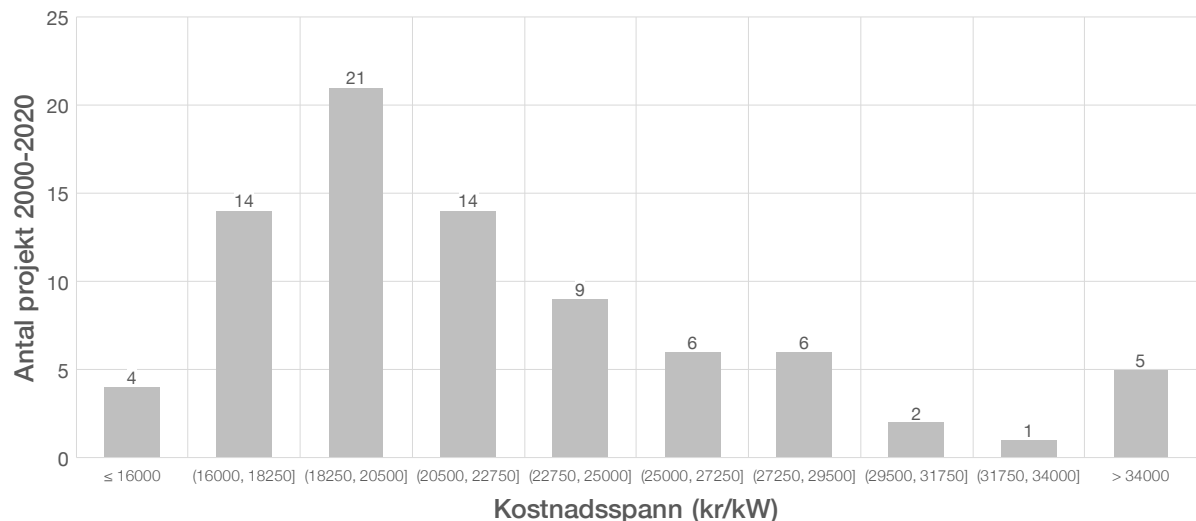
Medianvärdet för overnight-kostnaden av reaktorprojekt levererade under de senaste 20 åren uppgår till cirka 20 600 kr/kW, medan det kapacitetsviktade genomsnittet ligger på cirka 23 000 kr/kW. Som visas i Figur 2 ligger den genomsnittliga overnight-kostnaden för projekt levererade under de senaste 20 åren relativt stadigt, och ingen generell tidstrend kan observeras.

³ Kostnader har framförallt samlats från underlaget till publikationerna "Historical construction costs of global nuclear power reactors", Lovering et al. 2016 och "The ETI Nuclear Cost Drivers Project" (2020) samt press-releaser och nyhetsrapportering. Det är i många fall oklart om finansieringskostnader under byggtiden är inkluderade i dessa siffror eller ej, vilket kan göra att siffrorna är en överskattning av overnight kostnader. Samtidigt är det möjligt att budget överskridits i enskilda projekt men att uppdaterade kostnadsuppskattningar inte offentliggjorts.



Figur 2, Tidstrend i overnight-kostnad för projekt levererade 2000–2020

Figur 3 visar att av 82 kostnadsuppskattade projekt landade 85 % (70 projekt) inom spannet 16–29.5 tkr/kW, medan 4 projekt (5 %) levererades till lägre kostnad och 8 projekt (10 %) till högre kostnad. Det är därför rimligt att i en global analys studera overnight-kostnader inom spannet ovan med ett medelvärde motsvarande medianvärdet av alla projekt (20 600 kr/kW). Frågan är dock hur relevanta dessa siffror är för framtida projekt specifikt i Sverige.



Figur 3, Kostnadshistogram för projekt levererade 2000–2020

Hälften av projekten inkluderade ovan (41 stycken) har levererats i Kina, ett land som både har betydligt lägre arbetskraftskostnader (även för avancerade projekt som främst kräver specialiserad arbetskraft) och betydligt större erfarenhet av att leverera stora infrastrukturprojekt än Sverige på senare år. Ungefär 25–30 % av kostnaderna för ett typiskt reaktorprojekt i väst består av direkta arbetskraftskostnader för bygg och montagearbete. Skillnaden i arbetskraftskostnader mellan Frankrike och Kina ger enligt en MIT-studie en skillnad i overnight-kostnad för ny kärnkraft på cirka

5500 kr/kW⁴. De relevanta arbetskraftskostnaderna i Frankrike och Sverige ligger på samma nivå⁵ vilket gör att denna skillnad även är relevant för Sverige. I ljuset av erfarenheten från reaktorbyggen i Europa och Nordamerika under 2010-talet bedömer vi dock *inte* att det är rimligt att idag anta att Sverige kan bygga kärnkraft till overnight-kostnader på motsvarande cirka 26 000 kr/kW (mediankostnad + 5500 kr/kW). Huvuddelen av förväntade kostnadsskillnader kommer inte från normerade skillnader i arbetskraftskostnader (motsvarande förväntad ersättning per arbetad timme), utan drivs mer av den relativa ovanan att på senare tid utföra mycket stora byggprojekt i Europa och Nordamerika jämfört med i till exempel Kina, samt att alla nuvarande reaktorbyggen i Västeuropa är av en specifik reaktordesign (EPR). När fler reaktorer har byggts är det mycket troligt att kostnaderna sjunker, då underleverantörer och arbetsstyrkan har större erfarenhet och leverantörernas utvecklingskostnader blir mindre⁶. Tabell 1 visar olika grupperingar av data från projekten som levererats under de senaste 20 åren för att belysa olika länders påverkan på median och medelvärden.

Tabell 1, Overnight-kostnadsgruppering för levererade reaktorprojekt 2000–2020 (avrundat)

Gruppering	Projekt	Mediankostnad kr/kW	Medelkostnad kr/kW (exkl. 10% extremvärden)
Alla levererade projekt 2000–2020	82	21 000	23 000 (22 000)
Exkl. Kina	41	21 000	24 000 (23 000)
Exkl. Kina, Pakistan och Indien	26	21 000	27 000 (25 000)
Exkl. Kina, Pakistan, Indien och Ryssland	17	21 000	29 000 (27 000)
Exkl. Kina, Pakistan, Indien, Ryssland och Sydkorea ⁷	7	40 000	41 000 (41 000)

I Tabell 2 ser vi i första raden enbart till nya pågående projekt utanför de fem mest framgångsrika nybyggnationsländerna på senare tid, vilket därför inkluderar Finland, Frankrike, Storbritannien, Förenade Arabemiraten, USA och Ungern, men alltså exkluderar nya projekt i Kina, Indien, Pakistan, Ryssland och Sydkorea. I andra raden visas värden enbart för reaktordesignen EPR i Västeuropa.

⁴ MIT, The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World (2018)

⁵ ILOSTAT, Mean nominal hourly labour cost per employee by economic activity, Harmonized series (2020)

⁶ Vid det nya kärnkraftverket Barakah i Förenade Arabemiraten, beräknas den 4:e reaktorn kosta hälften så mycket som den första.

⁷ Inkluderar då enbart Japan, Förenade Arabemiraten och USA

Tabell 2, Overnight-kostnadsgruppering för pågående projekt i väst (avrundat)

Gruppering	Projekt	Mediankostnad kr/kW	Medelkostnad kr/kW (exkl. 10% extremvärden)
Nya projekt i väst	17	55 000	52 000 (51 000)
EPR i Västeuropa	6	64 000	65 000 (65 000)

Från ovanstående information blir det uppenbart att det inte är möjligt att ansätta en enskild siffra för overnight-kostnaden för ny kärnkraft i Sverige idag, utan ett spann av möjliga utfall måste användas. I vår bedömning kan overnight-kostnaden för ny kärnkraft i Sverige landa mellan ett lågvärde på cirka 30 000 kr/kW upp till ett högvärde på 65 000 kr/kW. Den lägsta siffran motsvarar ett projekt med flera reaktorer (upp till 4 st) från en huvudleverantör som framgångsrikt levererat projekt till rimlig kostnad i närtid. Den översta siffran innebär en hypotetisk framtida svensk upprepning av de fördröjda EPR-projekt som gått långt över initial budget i till exempel Frankrike och Finland. Både låg och högvärde får anses relativt osannolika, med ett mer sannolikt utfall någonstans emellan dessa värden. Fyra möjliga kostnadsutfall, baserat på ovanstående analys, ges i Tabell 3.

Tabell 3, Investeringskostnadsutfall för ny kärnkraft (avrundat, overnight)

Gruppering	Beskrivning	Värde kr/kW
Låg	Motsvarar en realistisk förväntning för ett mycket lyckat projekt utanför Asien idag. Värdet ligger dock något högre än för många historiska projekt i Sverige ⁸ och övriga Europa, och 45 % högre än dagens världsgenomsnitt.	30 000
Medel	Motsvarar vad VVER och APR-reaktorer byggs för idag i väst även i länder som innan detta saknade kärnkraft (t.ex. Förenade Arabemiraten, Turkiet), och snittet för ny kärnkraft utanför de fem ledande kärnkraftsnationerna (sista raden i Tabell 1).	40 000
Hög	Motsvarar ungefärlig förväntad kostnad för en ny generation av EPR (Sizewell-C i Storbritannien) och enskilda (en reaktor) VVER-projekt i Europa (Hanhiviki)	50 000
Mycket hög	Motsvarar de dyraste enskilda overnight-kostnaderna för projekt någonsin (EPR i Västeuropa, AP1000 i USA)	65 000

⁸ Inflationsjusterat. Oskarshamn-3 kostade cirka 30 tkr/kW räknat på reaktors originaleffekt (1100 MW). Effekten har sedermera höjts till 1450 MW.

Bygg och avskrivningstid

Avskrivningstiden för kärnkraft har satts till 60 år, även om den faktiska drifttiden ofta kan överstiga detta⁹. Den finansiella kostnaden har beräknats för en byggtid på 5–8 år. Länder som har byggt kärnkraft löpande når ofta kortare byggtider än så. Den senaste generationen stora kokvattenreaktorer i Japan som byggdes under mitten av 1990-talet var i kommersiell drift ungefär 4 år efter byggstart. Den genomsnittliga tiden från byggstart till driftstart för de 11 reaktorerna konstruerade av svenska ASEA/ASEA-ATOM (9 reaktorer i Sverige samt 2 i Finland) var 4 år och 3 månader. Idag byggs reaktorer av de mest populära teknikfamiljerna (APR, VVER, CNP, CPR, OPR) på i snitt ungefär 5 år i genomsnitt. Samtidigt har ett antal byggprojekt specifikt av typen EPR (totalt 2 reaktorer i drift, 4 under byggnation) och AP1000 (totalt 4 reaktorer i drift, 2 under byggnation) i Europa och USA blivit kraftigt försenade, med totala perioder på upp till 15–16 år mellan byggstart och driftstart.

⁹ Ett flertal reaktorer i USA är idag licensierade för drift upp till minst 80 år

Löpande driftkostnader

Introduktion

Löpande driftkostnader är här definierat som de kostnader som skalas per producerad MWh elektricitet. Drift och underhållskostnader samt re-investeringskostnader är i stort sett oberoende av elproduktionen vid ett kärnkraftverk. Löpande driftkostnader består därför uteslutande av bränslekostnader och avgifter för avfall och avveckling (som enligt lag betalas löpande per producerad MWh).

Bränslekostnader

Det långsiktiga bränslepriset för lättvattenreaktorer varierar med marknadsförutsättningar för yellowcake (U_3O_8), konvertering av U_3O_8 till uranhexafluorid (UF_6), anrikning samt tillverkning av bränsleknippen. Marknadspriserna för de tre första kostnadskomponenterna varierar historiskt över relativt stora spann. Det finns dock ingen inbördes koppling mellan de olika komponenterna – priset på U_3O_8 kan till exempel vara högt samtidigt som kostnaden för anrikning är låg (eller tvärtom) och så vidare. För att bedöma en sannolik framtida genomsnittlig bränslekostnad varierades alla relevanta kostnadskategorier från låg till högvärde på de respektive marknaderna över den senaste 20 åren och för tre olika anriknings och utbränningsnivåer (över totalt 15 000 beräkningar). 68 % av utfallen (en standardavvikelse) ligger inom spannet 26–37 kr/MWh, med ett medelvärde på 32 kr/MWh. *Vi har i analysen lagt ett påslag om 10 % över detta medelvärde, för en långsiktig bränslekostnad för nya verk på 35 kr/MWh.* Denna nivå är något under bränslekostnaden för existerande svenska kärnkraftverk idag. Det är generellt rimligt att anta en något lägre bränslekostnad för nya verk, som både uppnår högre utbränning av bränslet och en något högre termisk effektivitet.

Finansiering av avfallshantering och avveckling

Kärnkraftverk betalar löpande en avgift ("KAF"-avgift) för att täcka kostnader för slutförvaring av restprodukter och kostnader för säker avveckling av anläggningen. Regeringen fastställer de kärnavfallsavgifter som reaktorinnehavaren ska betala, enligt lagen (2006:647) om finansiering av kärntekniska restprodukter (finansieringslagen) samt tillhörande förordning (2017:1179). Avgiften betalas till Kärnavfallsfonden (KAF) och är baserad på den aktuella kostnadsberäkningen för avveckling och avfallshantering. Fonderade medel utbetalas sedan i takt med att kostnader uppstår för hantering och slutförvaring av i reaktorerna använt kärnbränsle och radioaktivt avfall som härrör från kärnkraftreaktorn efter det att kärnbränslet eller kärnavfallet förts bort från anläggningarna, avveckling och rivning av reaktoranläggningarna samt den forskning och utveckling som behövs för

att kunna fullgöra detta. Det är svårt att direkt applicera nuvarande KAF-avgifter för svenska kärnkraftverk eftersom:

- De existerande och historiska KAF-avgifterna är för kumulativ finansiering av en integrerad avveckling och slutförvarslösning för hela det nuvarande svenska kärnkraftsprogrammet bestående av totalt 12 stora reaktorer. Nivån på avgifterna har varierat över tid och är idag långt högre än det historiska genomsnittet.
- Historiska KAF-avgifter har finansierat ett omfattande forskningsarbete över fyra årtioden som bland annat har lett fram till en slutförvarslösning för använt kärnbränsle (KBS-3 metoden).
- Anläggningar för slutförvaring av använt kärnbränsle som existerande och historiska KAF-avgifter har finansierat kan antas vara fulltecknade av nuvarande anläggningar. Nya KAF-avgifter behöver därmed finansiera nya anläggningar.

Den resulterande KAF-avgiften för ny svensk kärnkraft beror på dess antagna driftlängd och över hur många anläggningar (och hur stor kapacitet) som avgiften kan fördelas för gemensamma utgifter för till exempel slutförvar av använt bränsle. De faktiska KAF-avgifterna låg under en lång tid i spannet 5–15 kr/MWh, men har sedan 2012 höjts i flera omgångar och låg under år 2019 på ett kapacitetsviktat genomsnitt om 47 kr/MWh, vilket med god marginal är den högsta nivån någonsin. Efter diskussioner med experter inom den svenska kärnkraftsbranschen bedömdes det rimligt att ansätta KAF-avgiften för framtida svenska kärnkraftsanläggningar enligt nuvarande avgift för Forsmarks Kraftgrupp (FKG) på 33 kr/MWh.

Fasta driftkostnader

Både drift- och underhållskostnader samt löpande reinvesteringsbehov för kärnkraftverk är relativt oberoende av elproduktionsvolymen vid verket. Dessa kostnader beskrivs därför bättre som en fast summa i enheten kr/kW/år snarare än kr/MWh. Löpande re-investeringar presenteras i de svenska kärnkraftsbolagens årsredovisningar, men data från individuella år varierar väsentligt och kan därför vara missvisande för långsiktiga trender. Värden för löpande reinvesteringsbehov för svenska verk under senare tid, speciellt under perioden 2004–2016, har inkluderat kostnadsposter som inte är relevanta för motsvarande analys för nya verk, vilket inkluderar:

- Effekthöjningar
- Införande av oberoende härdkylning

- Digitaliseringsprojekt för analoga komponenter
- Kostnadsvärden som utöver mindre löpande re-investeringar även innefattar större engångsinvesteringar som exempelvis byte av turbinsträngar och generatorer (som vi analyserar separat).

Löpande mindre reinvesteringsbehov utan ovanstående poster ligger på en ungefärlig nivå om 200 kr/kW/år. Vi har valt att större enskilda investeringar separat utöver och ovanpå dessa löpande reinvesteringar. Stora enskilda reinvesteringar för nya verk antas ske efter 30 års drift, och relaterar till modernisering och utbyte av många stora komponenter i t.ex. turbindelen. Dessa investeringar har här antagits motsvara totalt 5000 kr/kW fördelat över två år. Utvecklingen av re-investeringsbehov för nya kärnkraftverk kan därför beskrivas av fyra generella komponenter för total drift över 60 år:

- 1–15 år: Behov av löpande reinvesteringar är beroende av ålder och förslitning av komponenter inom verken och kan därför för ett nytt verk antas vara låga under de första åren av drift. Dessa stiger under de första 15 åren upp till en mer eller mindre fast långsiktig nivå (i verkligheten varierar siffrorna år till år).
- 16–30 år: Fasta reinvesteringsbehov motsvarande cirka 200 kr/kW/år.
- 30–31 år: Stora reinvesteringar motsvarande totalt 5000 kr/kW över perioden
- 32–40 år: På grund av de stora reinvesteringarna år 30–31 så kan de momentana reinvesteringsbehoven väntas gå ner något, för att sedan återvända till fasta nivån om 200 kr/kW/år.
- 40–50 år: Fasta reinvesteringsbehov motsvarande cirka 200 kr/kW/år.
- 50–60 år: Om drift planeras enbart till 60 år så finns ett minskat behov och incitament för mer långsiktiga investeringar och investeringsnivåerna minskar därmed under de sista 10 åren av drift.

Övriga fasta driftkostnader består främst av drift- och underhållskostnader (som inte relaterar till investeringar) och inkluderar kostnadsposter såsom personal för drift- och underhåll, fysiskt skydd och externa tjänster, till exempel konsultavgifter och extra utgifter för inhyrd personal under revisionsperioder. Kostnaderna inkluderar även nätkostnader, direktfinansiering av Svensk Kärnbränslehantering AB (utöver KAF-avgiften), fastighetsskatt och försäkringar. Variationen från år till år för denna kostnadspost är mycket lägre än för investeringar. Kostnadsnivåerna är delvis

beroende av hur stora kapacitet individuella reaktorer har och hur mycket total reaktorkapacitet som finns vid varje enskilt verk. Generellt så minskar de normerade kostnaderna för stora reaktorer och vid större verk då man har större möjlighet för gemensamma funktioner och delning av personal mellan olika reaktorer. En långsiktigt genomsnittlig nivå på cirka 550 kr/kW/år (motsvarande 550 miljoner kr per 1000 MW reaktor per år) har ansatts för övriga drift- och underhållskostnader i denna analys.

Sammanlagda löpande kostnader

De sammanlagda antagna löpande kostnaderna för ny kärnkraft i Sverige ges i Tabell 4. Jämfört med längre genomsnittsvärden för existerande kärnkraft så antas bränsle och avfallshanteringskostnader för ny kärnkraft vara lägre, medan andra kostnadsposter något högre. Den existerande svenska kärnkraften belastas idag med cirka 14 kr/MWh högre avfallshanteringskostnader i genomsnitt. Vattenfall har ett produktionskostnadsmål i sin svenska kärnkraft på 190 kr/MWh från och med år 2021¹⁰. Inräknat skillnaden i avfallsfondsavgifter motsvarar därför kostnadsmålet (som man år 2019 låg en bit över) en löpande produktionskostnad som ligger från 5 % lägre till 4 % högre än de antagna siffrorna för ny kärnkraft från Tabell 4 för en genomsnittlig kapacitetsfaktor på 80–93 %.

Tabell 4, Sammanlagda driftkostnader för ny kärnkraft (enskild anläggning, 1000 MW)

Kostnadskomponent	Antagen kostnad	Ej diskonterad kostnad i kr/MWh, kapacitetsfaktor			
		80%	85%	89%	93%
Mindre reinvesteringar	200 kr/kW/år	29	27	26	25
Stora moderniseringar	5000 kr/kW	12	11	11	10
Övrig drift- och underhållskostnad	550 kr/kW/år	78	74	70	67
Bränsle	35 kr/MWh	35	35	35	35
Avfallshantering	33 kr/MWh	33	33	33	33
Sammanlagd kostnad	N/A	186	180	175	170

¹⁰ Björn Linde (vd för Forsmark och Ringhals), Second Opinion (2017-05-22)

Kalkylränta och diskontering

Ett kärnkraftverk som producerar el över en drifttid på 60 år med en kapacitetsfaktor på 89 % kommer att producera $60 \text{ [år]} * 8766 \text{ [timmar/år]} * 0.89 = 468\,104 \text{ kWh}$ per kW installerad effekt. Med spannet av investeringskostnader som ges av Tabell 3, 30–65 tkr/kW, blir den initiala investeringskostnaden utslaget på den totala produktionen över verkets drift 6.3–13.7 öre/kWh. Inräknat driftkostnader blir den sammanlagda totala kostnaden därför cirka 22–30 öre/kWh (220–300 kr/MWh). Men då har vi inte tagit i beaktande den kostnadspost som, beroende på finansieringsmodell, kan utgöra majoriteten av den beräknade kostnaden för ett nytt kärnkraftsprojekt – finansieringskostnaden. Räntebetalningar under byggperioden kan höja de totala kostnaderna under byggperioden med upp till 40 %. Med en genomsnittlig kapitalanskaffningskostnad (WACC) på 8% kan i en LCOE-beräkning höja grundkostnaden från 30 öre/kWh till en LCOE på upp till cirka 1 kr/kWh för en reaktor med initiala investeringskostnader på 65 000 kr/kW. Rent finansiella kostnader utgör därför för ett sådant projekt cirka 70 % av beräknad LCOE.

Anledningen till den mycket stora påverkan som kapitalanskaffningskostnader har på just kärnkraftens LCOE beror på de relativt höga initiala kapitalkostnaderna jämfört med driftkostnader samt på den mycket långa drifttiden. Nya kärnkraftverk är i grundutförande konstruerade för drift i minst 60 år, med en generell förväntning om drift, med reinvesteringar, i 80 år eller mer. I en LCOE-beräkning diskonteras förväntade intäkter från elproduktionen med den ansatta kalkylräntan. Den mycket långa drifttiden kan därför ge en oerhört stor skillnad i den mängd produktion som räknas med i LCOE-beräkningen vid olika kalkylräntor, och därmed på värdet av LCOE. Redan vid 6 % kalkylränta och en drifttid på 60 till 80 år minskar mängden elproduktion i LCOE-beräkningen, på grund av diskonteringen, med 80–85%. Motsvarande siffror för typiska ingångsvärden för solkraft och vindkraft är, framförallt på grund av en kortare drifttid, cirka 50 %. Valet av finansieringsmodell är därför av avgörande vikt för hur konkurrenskraftig ny kärnkraft blir på marknaden, oavsett dess faktiska kostnader.

Finansieringsmodeller för ny kärnkraft

Central bolagsupplåning

Enskilda bolag eller sammanslutningar av bolag lånar kapital centralt på hela organisationernas balansräkning (på engelska kallat "balance sheet financing") och använder sedan detta för projektfinansiering. Denna sorts finansiering används eftersom direkt projektfinansiering inte finns tillgänglig för ny kärnkraft, då långivare förväntar sig att initiala återbetalningar startar relativt snart (inom 2–3 år), medan projekten inte generar någon intäkt innan verken är igång (5–8 år efter byggstart). Finansieringsstrukturen för projektet i sig motsvarar sannolikt 30–50% eget kapital. Om det interna avkastningskravet på eget kapital är 6–10 % och den reella räntan på den centrala upplåningen är 3–6 %, så motsvarar detta en reell WACC-nivå på 4–8%¹¹.

Mankala

Mankala är en affärsmodell där ett aktiebolag drivs som ett icke-vinstdrivande kooperativ till förmån för sina aktieägare. Modellen har i Finland framgångsrikt tillämpats inom kraftsektorn för att göra det möjligt för aktieägarna att få tillgång till en ny produktionstillgång. Inom Mankala-modellen finns det flera samverkande parter som delar risken, inklusive driftorganisationen, långivare, aktieägare och huvudentreprenören. Långivare ger Mankala-företaget kredit för byggandet av kärnkraftverket och får betalning av aktieägarna. En del av projektets eget kapital och lån tillhandahålls av de stora kraftkunderna, som har långsiktiga kraftinköpsavtal (PPA) med projektföretaget. Mankala-företaget är inte vinstdrivande och aktieägarna får ingen utdelning. Företagets ägare drar nytta av att själva använda elen eller sälja den på elmarknaden. Mankala-modellen tillämpas till exempel för Olkiluoto-3-projektet i Finland, där projektet finansieras delvis via TVO:s balansräkning och innebär 75% lån och 25 % eget kapital. I det fallet var räntan på lånen som har offentliggjorts cirka 2.6%. Om vi antar en genomsnittlig reell räntenivå på 3 % och ett avkastningskrav på eget kapital om 6–8 %, blir den effektiva WACC-nivån 4 %.

Hybrid Regulated Asset Base

En finansieringsmodell som varit historiskt framgångsrik för infrastrukturinvesteringar med en låg kapitalanskaffningskostnad är RAB-modellen (Hybrid Regulated Asset Base).

- RAB används i stor utsträckning för finansiering av offentlig infrastruktur i Storbritannien och har föreslagits som finansieringsmodell för kärnkraftverket Sizewell C.
- Nuvärdet av investeringarna enligt RAB-finansieringsmodell i vatten-, gas- och elnät och reglerade flygplatser som används idag i Storbritannien är cirka 1 850 miljarder kr.

¹¹ Vattenfall ansätter till exempel ofta en intern reell kalkylränta på 7 % för nya investeringar.

RAB innebär en reglerad avkastning som är satt på en nivå för att kompensera för alla *effektiva* kostnader plus en finansiell avkastning på tillgångsvärdet. Kostnader som av översynsmyndighet inte bedöms "effektiva" räknas inte med i RAB-underlaget. Unikt för RAB-modellen är att den reglerade avkastningen startar vid byggstart snarare än då verket går i kommersiell drift, vilket ger ett kassaflöde som möjliggör fler finansieringsmöjligheter och lägre kapitalanskaffningskostnader. Projektrisken ligger genom RAB inte *enbart* på investerare utan även hos elkonsumenter (i likhet med alla investeringar på reglerade marknader). RAB-modellen förväntas för ny kärnkraft i Storbritannien ge en effektiv reell WACC-nivå på 2.5–4 %¹².

Statliga lån, lånegarantier eller direktfinansiering

Tjeckiens regering har arbetat fram och under 2020 godkänt en finansieringsmodell för en ny planerad reaktor vid kärnkraftverket Dukovany. Modellen innebär att energibolaget ČEZ får ett statligt lån motsvarande 70 % av den initiala investeringskostnaden till 0 % ränta under byggtiden, vilken sedan höjs till 2 % under driftperioden. Med ett internt avkastningskrav på 6–8 % motsvarar denna modell, baserad på projektet i Dukovany, en reell WACC-nivå på 1.8-2.4% under byggtiden och 3.2-3.8% under driftperioden.

Leverantörsfinansiering

Finansiering för exporterad kärnkraftverksteknologi sker idag ofta genom leverantören (reaktorutvecklaren) själv, till exempel av ryska Rosatom och kinesiska CNNC. Strukturen kan till exempel vara att leverantören ger kredit till projektet genom att själv låna från banker (i form av central upplåning som en skuld i balansräkningen). Rosatom har till exempel erbjudit ett 30-årigt lån till Ungerns nya projekt Paks-II som täcker 80 % av projektkostnaden. CNNC erbjuder liknande förutsättningar till Pakistan för byggandet av nya reaktorer vid kärnkraftverket i Karachi. Leverantörer erbjuder också ofta att gå in med en del eget kapital i nya projekt. I vissa fall går leverantörens involvering ännu längre, till exempel med Rosatoms "build-own-operate" modell där man förutom att vara stor delägare även ansvarar för driften av verket i ett annat land. Denna modell används till exempel i finansieringen av kärnkraftverket Akkuyu i Turkiet. Leverantörsfinansiering sker i stort sett uteslutande med statligt ägda leverantörer och med indirekt och direkt statligt stöd från leverantörslandet. Dessa har därför god tillgång till kapital, varför kapitalanskaffningskostnaderna är relativt låga, och ger en WACC-nivå som sannolikt är i linje med Mankala-finansiering.

¹² National Infrastructure Commission (2019), "*Estimating comparable costs of a nuclear regulated asset base versus a contract for difference financing model*". Den senaste stora investeringen under RAB-modellen, avloppstunneln Thames Tideway (ca. 50 mdkr), finansieras av privata investerare till en reell WACC om 2,5%.

LCOE-beräkningar för ny kärnkraft

Ingångsvärden för beräkning av LCOE för ny kärnkraft i Sverige sammanfattas i Tabell 5. Samtliga driftrelaterade kostnader har varierats från medelvärdena med $\pm 10\%$. Kapacitetsfaktorn har ansatts vid tre olika värden: 85 %, 89 % och 93 %. Det högsta kapacitetsfaktorvärdet nås inte av dagens svenska kärnkraft annat än för enskilda reaktorer under enskilda år¹³, men är till exempel något lägre än genomsnittsvärdet för USA:s 94 reaktorer under 2019 (93,5 %) och betydligt lägre än genomsnittet över de senaste 10 åren för finsk kärnkraft (~95 %). En kapacitetsfaktor på 93 % får därför betraktas som uppnåeligt *maxvärde* för en ny reaktor i Sverige.

Tabell 5, Ingångsvärden för LCOE-beräkning för ny kärnkraft

Kostnadskomponent	Antaget värde
Initial investeringskostnad	30, 40, 50, 65 tkr/kW
Reell WACC	2 – 7 % (enligt finansieringsmodeller)
Byggtid	5 – 8 år
Drifttid	60 år
Kapacitetsfaktor ¹⁴	85 %, 89 %, 93 %
Mindre reinvesteringar	200 kr/kW/år $\pm 10\%$
Stora moderniseringar	5000 kr/kW $\pm 10\%$
Övriga fasta driftkostnader	550 kr/kW/år $\pm 10\%$
Bränsle	35 kr/MWh $\pm 10\%$
Avfallshantering & avveckling	33 kr/MWh $\pm 10\%$

De resulterande LCOE-värdena styrs främst av två komponenter: kalkylräntan (WACC) och den antagna initiala investeringskostnaden (se Tabell 3). Övriga variationer i ingångsvärden ger ett spann av utfall på $\sim \pm 8\%$ kring de centrala värdena som bestäms av WACC och den initiala investeringskostnaden. I termer av relativ påverkan på LCOE av återstående kostnadsposter så är antagandet om kapacitetsfaktor viktigast, följt av byggtid. Variationerna i antaganden om driftkostnadsposter har relativt sett liten påverkan på LCOE eftersom de totala LCOE-kostnaderna domineras av den initiala investeringen

¹³ T.ex. 96% för F3 under 2009 och F2 under 2004, 95 % för F1 under 2004 & 2016 och för O3 under 2006, 94% för F1 under 2014 & 2018, F2 under 2005 & 2011, F3 under 2010 & 2016, O3 under 2007 och R3 under 2004.

¹⁴ Kapacitetsfaktorn har justerats ned under de år som stora moderniseringsinvesteringar sker (år 30 och 31).

LCOE för ny kärnkraft per finansieringsmodellstyp

Beroende på den specifika finansieringsmodell som appliceras (av de som är i användning idag internationellt), hamnar LCOE för ny kärnkraft med en overnight investeringskostnad på 40 tkr/kW sannolikt någonstans i spannet 338–495 kr/MW. Det fullständiga spannet av utfall visas i Tabell 6. RAB-modellen ger något lägre LCOE-värden för samma WACC än för övriga upplägg på grund av att projekten erhåller en reglerad inkomst även under byggperioden.

Tabell 6, LCOE-utfall för olika finansieringsmodeller

Finansieringsmodell	Investeringskostnad overnight (kr/kW)	LCOE kr/MWh (mitten av spann)
Statligt lån – 2–4% WACC <i>Exempel: Dukovany, Tjeckien</i>	30 000	332
	40 000	390
	50 000	447
	65 000	533
Hybrid Regulated Asset Base – 2.5-4% WACC <i>Exempel: Sizewell C, UK</i>	30 000	299
	40 000	345
	50 000	392
	65 000	461
Mankala & Leverantörsfinansiering – 4% WACC <i>Exempel: OL3 & Hanhikivi-1</i>	30 000	356
	40 000	422
	50 000	487
	65 000	586
Central upplåning med refinansiering efter konstruktion – 4–8% WACC	30 000	372
	40 000	443
	50 000	514
	65 000	621

Justerad LCOE för övriga intäkter

Begreppet LCOE är menat att möjliggöra grova och förenklade ekonomiska jämförelser mellan olika i övrigt likvärdiga projekt (till exempel för att jämföra investeringar i två olika projekt med samma kraftslag) och kan ibland även sträckas till att även jämföra investeringar i skilda kraftslag som har samma produktionskaraktäristik (till exempel planerbarhet och flexibilitet). Eftersom LCOE enbart relaterar till kostnader och inte till intäkter är det dock inte användbart för investeringsanalys annat möjligen som ett indikativt värde.¹⁵ LCOE-värdet ska då indikera den *genomsnittliga* prisnivå som verket behöver sälja el för, för att erhålla en avkastning som motsvarar nivån på WACC. Detta gäller dock enbart för produktionsslag vars enda produkt av värde för marknaden är elektricitet. Kärnkraftverk producerar även värdefulla systemtjänster genom sin drift, såsom rotationsenergi som

¹⁵ LCOE går heller inte att använda överhuvudtaget för att jämföra fundamentalt olika kraftslag, såsom variabel förnybar kraft och kärnkraft eller vattenkraft, eftersom värdet faktorer för olika typer av produktion inte är inkluderade.

ger nätet störningsstabilitet, och möjligheter för reaktiv kompensering som ger spänningsstöd till transmissionsnätet och möjliggör hög överföringskapacitet. Dessa tjänster har kärnkraftverk historiskt sett bidragit med till det svenska kraftsystemet utan ersättning, men en marknadslösning för dessa tjänster är nu under utveckling¹⁶. Intäkten som kärnkraftverk får för dessa extra produkter, som inte ökar produktionskostnaderna för el, kan alltså dras ifrån produktionskostnaderna när ett LCOE-värde beräknas. Om ersättningssystemet utformas som ett Bonus-Malus system så ska ersättningen (Bonus) till exempelvis kärnkraftverken, balanseras av kostnader (Malus) hos den produktion som inte levererar önskade tjänster. Svårigheten är att bestämma marknadsvärdet på dessa tjänster när en sådan marknad ännu inte finns på plats. Under sommaren 2020 ingick Svenska Kraftnät ett avtal med Ringhals AB som innebar att de två generatorerna i Ringhals 1 skulle vara infasade och tillgängliggöra sin *reaktiva* förmåga under avtalsperioden 1 juli till 15 september 2020¹⁷. Den sammanlagda betalningen till Ringhals 1 för tillhandahållandet av cirka ± 300 MVAR över 11 veckor var under denna period ungefär 290 miljoner kr. Det är svårt att från detta kontrakt generalisera vad en systemtjänst såsom reaktiv kompensering eller rotationsenergi från ett kärnkraftverk är värt, eftersom värdet är icke-linjärt beroende av hur mycket övrig kapacitet som finns tillgänglig för att tillhandahålla samma tjänst. Vid den kompensationsnivå som Ringhals-1 erhöll under 2020 för sin reaktiva kompensering (329 kr/kW/år) så sjunker LCOE med ungefär 50 kr/MWh. Detta har samma påverkan på det totala LCOE-värdet som en förändring med 10 000 kr/kW i initial investeringskostnad vid lägre kalkylräntor¹⁸. Tabell 7 sammanfattar vad olika antagna värden på kärnkraftverks systemtjänster ger för ungefärlig reducering av LCOE-värdet.

Tabell 7, LCOE-sänkning från olika antagna intäktsnivåer för systemtjänster

Antagen intäkt (kr/kW/år)	Ej diskonterat värde i kr/MWh, kapacitetsfaktor			
	80%	85%	89%	93%
100	18	16	14	13
150	27	24	22	20
200	36	32	29	26

¹⁶ <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2020/11/uppdrag-till-svenska-kraftnat-om-stodtjanster/>

¹⁷ Avtalet innebär en ersättning till Ringhals AB om 95 miljoner kr för uppstart, samt 17.7 miljoner kr per vecka inom avtalsperioden, för en total summa på cirka 290 miljoner kr. Ingen aktiv effekt ingår i avtalet. Kompenseringsåtgärder genom kraftelektronik för det planerade bortfallet av spänningsreglering i Ringhals reaktorer 1 och 2 uppgår enligt Svenska Kraftnäts plan för perioden 2015–2019 till cirka 315 miljoner kr, men har alltså inte varit tillräckligt, delvis på grund av förseningar i till exempel Stenkullen, för att undvika behovet av specialavtal likt det som beskrivs ovan.

¹⁸ En LCOE-beräkning baserad på RAB-modellen (se Tabell 6) med en investeringskostnad på 40 tkr/kW utan systemtjänstintäkter ger samma LCOE-värde som motsvarande beräkning med investeringskostnad på 50 tkr/kW med systemtjänstintäkter.

250	45	39	36	33
300	53	47	43	40
329 = Ringhals-1 för reaktiv kompensering under 2020	59	52	47	43

Kärnkraft – Driftförlängning

Definition av driftförlängning

Nuvarande investeringsramar för den existerande svenska kärnkraften relaterar till en drift på totalt 60 år. Det finns dock inga kända, definitiva, tekniska begränsningar för fortsatt drift av de kvarvarande 6 reaktorerna till 80 års total drift eller mer. Definitionen av driftförlängning i denna ekonomiska analys relaterar till en förlängning av planerad drift från 60 till 80 totala driftår.

Status för existerande svensk kärnkraft per reaktor

Ringhals 1 (R1)

R1 kommer permanent tas ur drift i början av 2021, och är därför inte inkluderad i analysen kring drifttidsförlängning.

Ringhals 3 och 4 (R34)

Ringhals 3 och 4 (R34) utgör Sveriges nuvarande flotta av Westinghouse-designade tryckvattenreaktorer (övriga reaktorer är kokvattenreaktorer konstruerade av svenska ASEA-ATOM). Den nuvarande investeringsramen för R34 är för drift till 60 år (till tidigt 2040-tal). Investeringar för att möta myndighetskravet på oberoende härdkylning har gjorts och arbeten beräknas vara klara under år 2020. En utredning under år 2020 av Strålsäkerhetsmyndigheten klargjorde att "Ringhals har visat att livslängden kommer att vara minst 60 år hos de komponenter som ursprungligen analyserats för 40 års drift" (för R34), och Ringhals VD kommenterade då "Man kan tänka sig en förlängning av kärnkraften i både Ringhals och Forsmark efter dessa 60 år" (Grönvik 2020). I USA har tryckvattenreaktorer av motsvarande typ som de i Ringhals redan fått tillstånd för drift till minst 80 år (Nuclear Engineering International 2019).

Forsmark 1, 2, 3 och Oskarshamn-3

Sveriges fyra modernaste kokvattenreaktorer har en nuvarande investeringsram för drift till 60 år (fram till mitten av 2040-tal). Det finns inga kända tekniska hinder för drift till 80 år eller längre för dessa reaktorer.

Investeringskostnader för drifttidsförlängning

De svenska reaktorerna är olika lämpade för tidsförlängningar och därmed finns olika kostnadsbilder för att öka deras totala drifttid upp till 80 år från dagens investeringshorisont på 60 år. Tryckvattenreaktorerna (PWR) R3 och R4 har större utmaningar för längre drift än kokvattenreaktorerna (BWR) som härrör från tillståndet för reaktortankarna och dess svetsar. För kostnader har därför de 6 aktuella reaktorerna delats upp i 2 grupper (kokvattenreaktorer och tryckvattenreaktorer) enligt Tabell 8. Värdena i denna tabell är framtagen genom egen analys och litteraturstudier (bland annat ref. (OECD/NEA 2012)), samt omfattande intervjuer med en rad experter inom den svenska kärnkraften. Dessa siffror har validerats som rimliga av experter från de svenska kärnkraftverkens huvudägare. I denna förenklade ekonomiska analys antas alla kostnader för investeringar direkt relaterade till att förlänga drifttiden med 20 år uppkomma under analysens startår. I realiteten uppkommer inte investeringsbehoven för att möjliggöra längre drift som en klumpsumma under en kort period, utan är mer kontinuerliga och utspridda över tid (och därmed även diskonterade).

Tabell 8, Investeringskostnad för tidsförlängd svensk kärnkraft från 60 till 80 år¹⁹

Reaktortyp	Investering totalt mSEK ²⁰	Investering kr/kW	Utökad prod. potential (TWh) ²¹
PWR (R3, R4)	20 000	9250	338
BWR (F1, F2, F3, O3)	32 000	6900	730

Driftkostnader för drifttidsförlängd kärnkraft

Driftkostnader för vidare drift av existerande kärnkraft sammanfattas i Tabell 9. Dessa värden skiljer sig från antagandet för ny kärnkraft (Tabell 4) eftersom kostnadsposten "stora reinvesteringar" saknas (det är detta som investeringskostnaden) samt att både bränslekostnad och drift- och underhållskostnader antas vara 14 % respektive 18 % högre. KAF-avgiften antas däremot vara något lägre än för ny kärnkraft och betydligt lägre än för existerande kärnkraft begränsat till en 60-årig drifttid. Dagens KAF-avgifter utgår från att alla fasta kostnader ska vara betalda efter 50 år av drift, därefter kvarstår bara rörliga kostnader vilket innebär att kostnaden sänks under driftförlängningsperioden. Vi har här antagit en genomsnittlig KAF-avgift för den driftförlängda perioden på motsvarande 20 kr/MWh.

¹⁹ Värdena i denna tabell är framtagen genom egen analys och litteraturstudier (bland annat ref. (OECD/NEA 2012)), samt omfattande intervjuer med en rad experter inom den svenska kärnkraften. Dessa siffror har validerats som rimliga av experter från de svenska kärnkraftverkens huvudägare.

²⁰ Avser investeringar utöver nuvarande löpande investeringar

²¹ Antagen framtida genomsnittlig kapacitetsfaktor på 87%

Tabell 9, Sammanlagda driftkostnader för driftförlängd kärnkraft

Kostnadskomponent	Antagen kostnad	Ej diskonterad kostnad i kr/MWh, kapacitetsfaktor			
		80%	85%	89%	93%
Mindre reinvesteringar	200 kr/kW/år	29	27	26	25
Övrig drift- och underhållskostnad	650 kr/kW/år	92	87	83	79
Bränsle	40 kr/MWh	40	40	40	40
Avfallshantering	20 kr/MWh	20	20	20	20
Sammanlagd kostnad	N/A	201	194	189	184

LCOE-beräkningar för driftförlängd kärnkraft

Ingångsvärden för beräkning av LCOE för driftförlängd kärnkraft i Sverige sammanfattas i Tabell 10. Samtliga driftrelaterade kostnader har varierats från medelvärden med $\pm 10 \%$, medan investeringskostnaderna har varierats med $\pm 20 \%$. Kapacitetsfaktorn har i likhet med analysen för nya reaktorer ansatts vid tre olika värden: 85 %, 89 % och 93 %.

Tabell 10, Ingångsvärden för LCOE-beräkning för ny kärnkraft

Kostnadskomponent	Antaget värde
Initial investeringskostnad	PWR: 9250 kr/kW $\pm 20 \%$
	BWR: 6900 kr/kW $\pm 20 \%$
Reell WACC	4 – 8 %
Drifttid	20 år (från 60 år till 80 år)
Kapacitetsfaktor ²²	85 %, 89 %, 93 %
Mindre reinvesteringar	200 kr/kW/år $\pm 10 \%$
Övriga fasta driftkostnader	650 kr/kW/år $\pm 10 \%$
Bränsle	40 kr/MWh $\pm 10 \%$
Avfallshantering & avveckling	20 kr/MWh $\pm 10 \%$

²² Kapacitetsfaktorn har justerats ned under de år som stora moderniseringsinvesteringar sker (år 30 och 31).

LCOE för driftförlängd kärnkraft

Driftförlängning av existerande svensk kärnkraft ger en LCOE för den driftförlängda perioden i det ungefärliga spannet 230 – 280 kr/MWh (23 – 28 öre/kWh), utan att räkna in eventuella inkomster från försäljning av systemtjänster. Utfallen summeras för PWR och BWR separat i Tabell 11 respektive Tabell 12.

Tabell 11, LCOE-utfall för driftförlängd kärnkraft (PWR)

Kapitalanskaffningskostnad (WACC)	LCOE kr/MWh (mitten av spann)	LCOE spann (kr/MWh)
4%	248	220 – 277
5%	256	227 – 287
6%	264	232 – 297
7%	273	239 – 308
8%	282	246 – 319

Tabell 12, LCOE-utfall för driftförlängd kärnkraft (BWR)

Kapitalanskaffningskostnad (WACC)	LCOE kr/MWh (mitten av spann)	LCOE spann (kr/MWh)
4%	227	203 – 250
5%	233	208 – 258
6%	239	213 – 266
7%	245	218 – 274
8%	252	223 – 282



Ea Energy Analyses

SYSTEM COSTS ANALYSIS

Presentation of results

Anders Kofoed-Wiuff, Partner

János Hethey, Senior Consultant

Frederik Dahl Nielsen, Consultant

Copenhagen, March 26, 2021



Introduction

Objective of the assignment

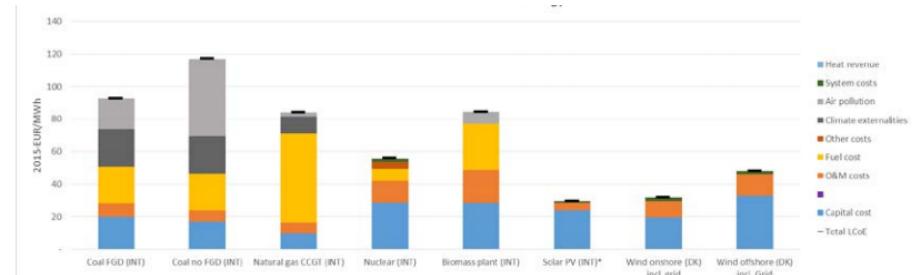
Objective of the assignment

- The objective of the project is to estimate the system cost and value of power for selected power generation technologies
- The project assesses both historic system cost and projected values for 2030 and 2050 in power systems which rely on much higher shares of variable renewable energy technologies

Technology catalogue

- Nuclear
- Small-scale hydro
- Onshore + Offshore windpower
- Solar PV
- Biogas + Natural gas (OCGT + CCGT)
- Biomass + Waste-to-Energy (CHP)
 - 11 technologies in total

LCOE



+ system value
in power market



Scope of system cost analysis



- **Investigated:**
 - **Profile cost/value**
 - value of the electricity generated from the specific technology compared to a common benchmark, such as the average electricity market price
 - this profile cost would be reflected in the actual market prices obtained by the generators (captured price)
 - **Balancing cost/value**
 - cost/value of handling deviations from the planned production
 - typically, shared between the electricity producer and the system-operator



-
- **Delimitation:**
 - **Grid cost/value**
 - extra costs for expanding and upgrading the electricity infrastructure in order to feed in the electricity production from the technology
 - in some cases, adding generation in a certain location, may as well save grid costs.
 - depending on the regulatory framework this cost would be covered by the investor or the grid companies
 - **Other ancillary services**
 - For example, revenue streams by providing inertia, voltage control or black-start capability to the system

Outcome of analysis



- The outcome of the analyses is a **system cost adder / cost saver** measured in SEK/MWh
 - These measures are determined for each of the **11 specified technologies**
 - The analysis covers:
 - recent period of **statistical years** (2013-2019)
 - and two **projected years** (2030 and 2050)
 - each of the **four price areas in Sweden**
 - results are provided for **each price area** or as a **national weighted average**

Results



- **Historic system costs**
 - Based on historic day-ahead prices and regulating power prices
 - Analyses completed for relevant power plant types
 - Data for analysing wind and solar power imbalances have not been available
 - Key results are available in this presentation
- **Projections of system costs**
 - Day-ahead prices for 2030 and 2050 (Balmorel Model)
 - Regulating price estimates based on observed trends in spot market
 - Key results available in this presentation

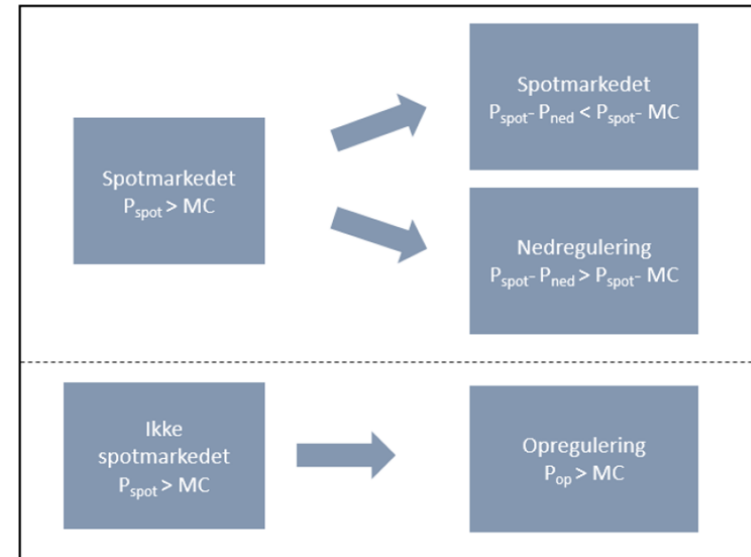


Methodology

Approach & Tools

Market analyses

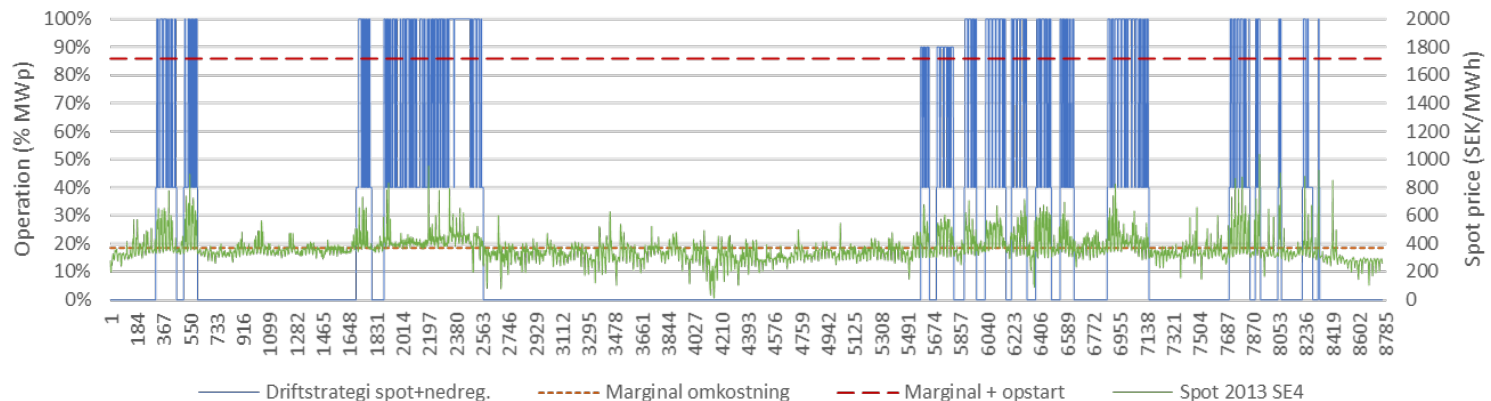
- A market simulation tool has developed to determine how thermal power plants will dispatch their generation in the spot and regulating markets
 - The aim of the tool is to mimic realistic market behaviour (approximation)
 - For thermal power plants the tool considers start-up costs and minimum-load, planned outages and heat off-take (CHP)
 - Participation of a generator in one market (for example spot market) may exclude the participation in another market (for example up regulation market)
 - **Full load hours are a model output**



Example of spot + down reg. operation – CCGT (BP)

- Plant operates in blocks with price-foresight, e.g. 12 hours
 - If a plant can retrieve start-up cost in block -> it operates
 - Two points of operation allows the plant to react to price variations:
 - minimum load
 - maximum load
 - Planned outages considered (derate factor)
 - Seasonal variation in heat offtake considered for CHP (BP)
- If plant is active in spot market it can participate in down-regulation
 - if not active in spot market it can participate in up-regulation
 - up regulation is based on same concept but with 1-hour blocks

Example of annual operation of natural gas fired CCGT (BP)



Methodology for regulating power market estimates 1/2

Development of the balancing market is highly uncertain, both in terms of prices and volumes. A number of factors affect the development:

Factors increasing volume and/or prices

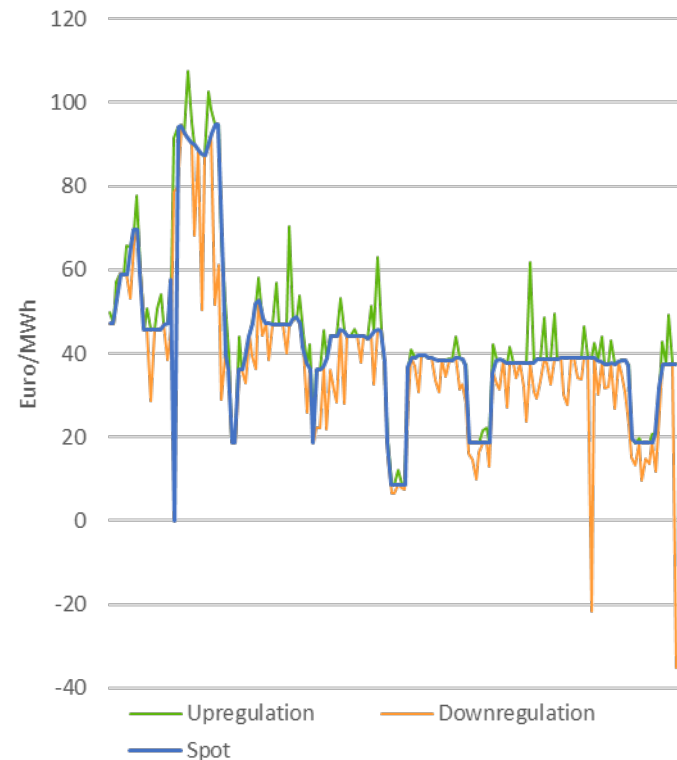
- Increased shares of variable renewable energy in the power system with associated forecast uncertainties
- Reduction of thermal power plant capacity
- Thermal power plants change role to supplying power in fewer hours, reducing total ability to provide regulating power
- Larger overall power system (increased electrification)
- Option to provide regulating power to adjacent markets

Factors decreasing volume and/or prices

- Distribution of variable renewable energy across Europe can reduce system wide forecast errors and variations
- New suppliers of regulating power
- Increased flexibility in demand

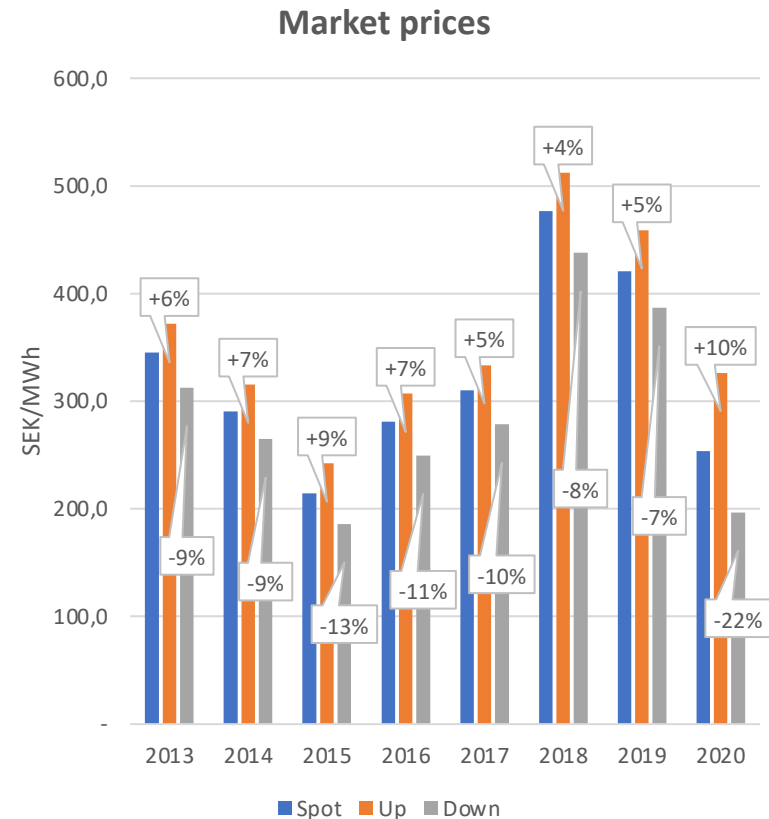
Balancing prices are estimated assuming similar characteristics as today regarding correlations between spot and regulating power prices. With this background a number of synthetic price series for regulating power prices are estimated. The price series are associated to the spot prices calculated from the Balmorel Model.

Example of estimated spot and balancing power prices for a week



Historical Swedish power/balancing prices

- Significant variation in absolute spot market prices depending on market conditions:
 - Hydro balance
 - Fuel and emission prices
 - Demand
- Regulating power market prices deviate roughly +/-10%
 - 2020 has been an outlier
- Regulating power market provides option for further value from flexible power generation



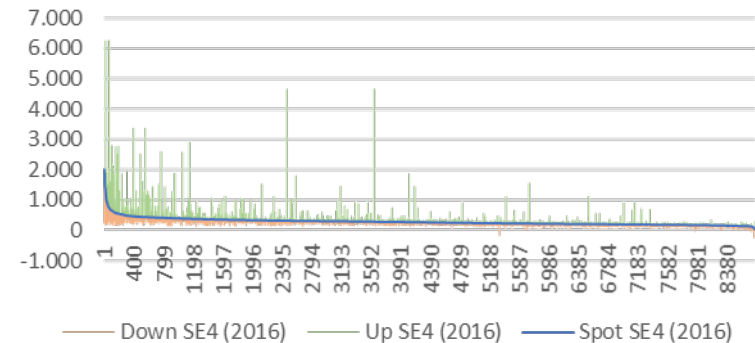
Methodology for regulating power market estimates 2/2

Estimation of synthetic regulating price series are based on the following steps:

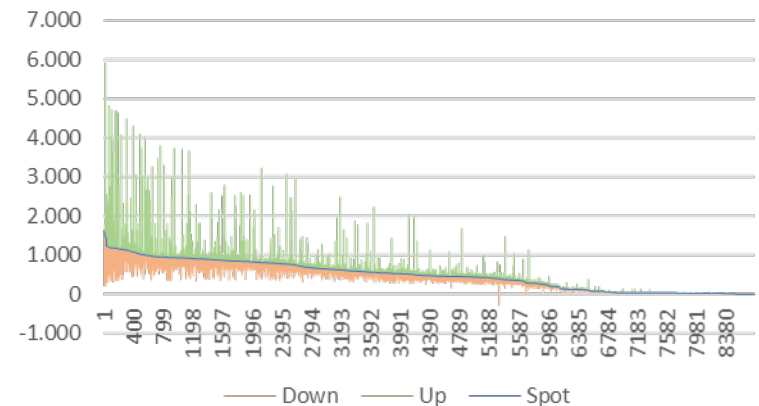
1. Statistical prices sorted according to spot price level
2. Ratio between statistical spot and regulating power price calculated
3. Spot prices for 2030 and 2050 based on Balmorel modelling and sorted according to price level
4. Ratio between statistical spot and regulating power prices applied to estimated Balmorel spot prices for 2030
5. Prices from duration curve "sorted back" to create resulting input series

The above described method results in price series, which on average show similar characteristics with respect to relative relation between spot and regulating power prices.

Example of spot and regulating power prices 2016



Example of spot and regulating power prices 2050



Technology characteristics

- Technology characteristics mainly derived from Ea's Balmorel model
 - Assumptions to future developments included
- Marginal cost calculated on basis of data provided by Energiforsk and gathered by Ea
- Yearly variations in marginal cost included
 - Based on variations in fuel and CO2 prices (historically and assumed)
 - Assumptions to future technology developments included

Fuel cost developments

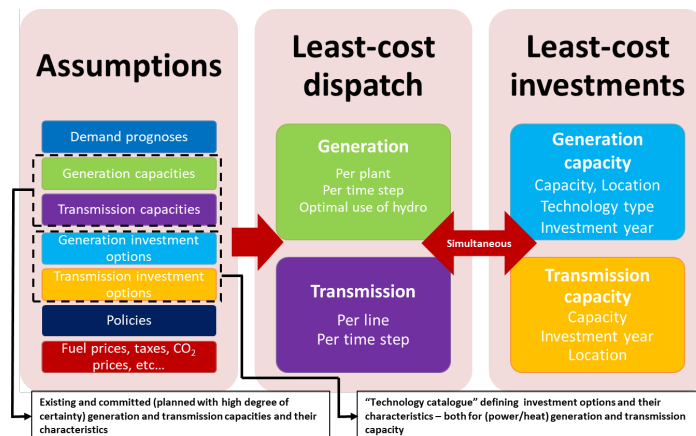


Technology characteristics

	Electric efficiency [η]	Heat efficiency [η]	Min. load [%/MWp]	Operation blocks [hours]	Marginal cost [SEK/MWh el]
Nuclear	42%	-	70%	168	120
Waste-to-Energy (backpressure)	23%	76%	20%	48	-500
CHP (wood chips - backpressure)	29%	82%	20%	24	130
CCGT (NG - backpressure)	48%	38%	40%	12	420
CCGT (BG - backpressure)	48%	38%	40%	12	370
CCGT (NG - condensing)	56%	-	40%	3	570
OCGT (condensing)	39%	-	20%	1	800

Future power prices determined with Balmore model

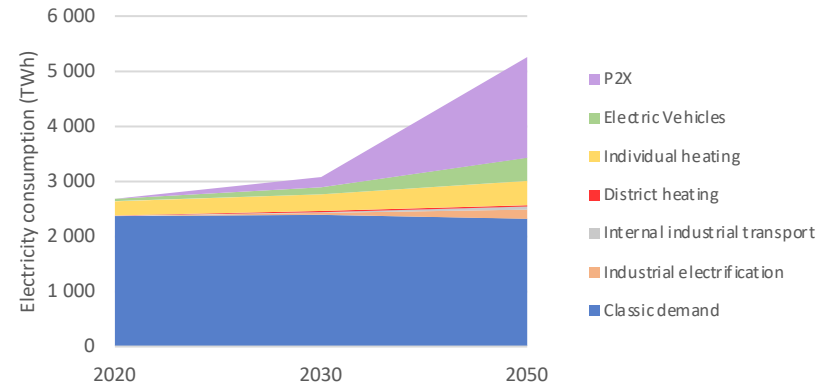
- Open-source model coded in GAMS
- Analysis of the energy sector with focus on power and district heating
(+ P2X demand and production)
- Optimization of dispatch and investments in new capacity, co-optimization of generation and transmission
- **Outputs:** optimal generation mix, hourly dispatch and power prices, optimal transmission expansion, etc.



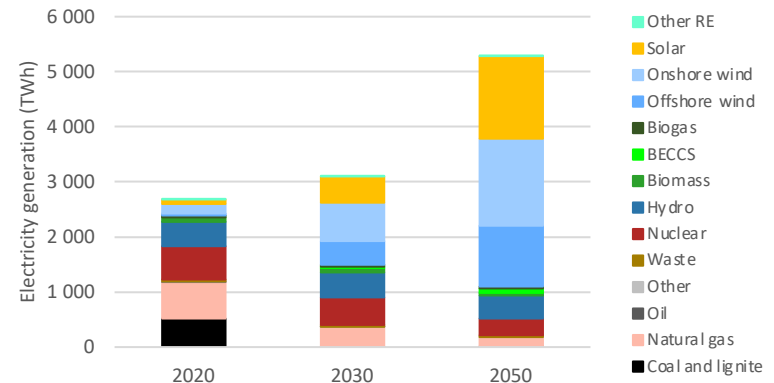
Future energy system - Europe

- **Scenario**
 - Based on Nordic Clean Energy Scenario (NCES) project
- **Main assumptions**
 - EU COMBO scenario demand applied
 - Sustainable development CO2 and fuel prices
 - Offshore model
- **Scenario specific assumptions for NCES CNN scenario**
 - 1500 MW transmission capacity expansion per 5 years, 3000 MW internal German
 - No redistribution of P2X power demand
- **Main developments**
 - Power consumption almost doubles from 2020 to 2050 – P2X large contributor
 - VRE covers app. 50% of total generation in 2030 and app. 80% in 2050

Electricity consumption – Europe (2020-2050)



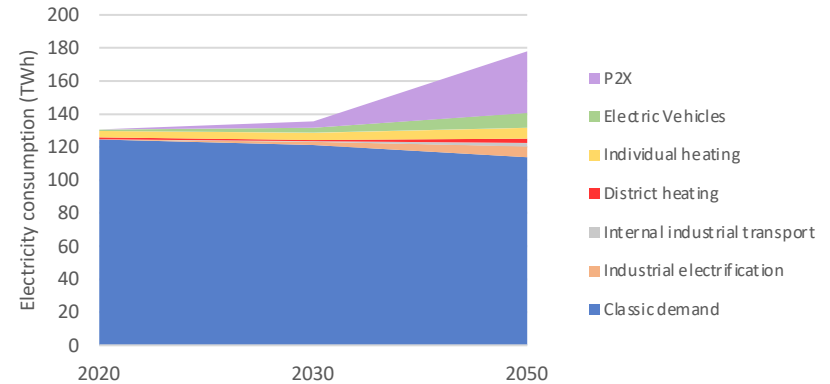
Electricity generation – Europe (2020-2050)



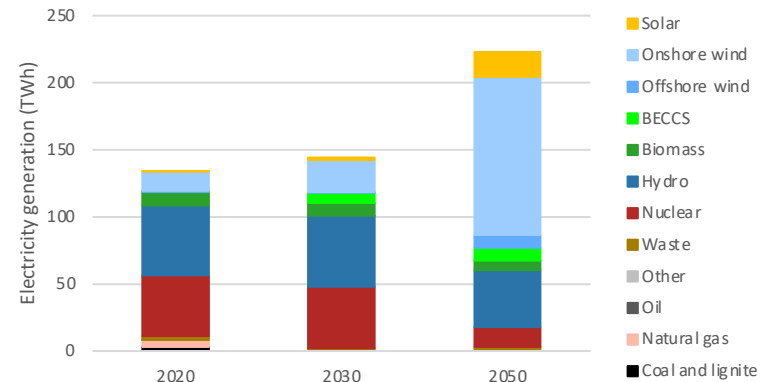
Future energy system - Sweden

- **Scenario**
 - Based on Nordic Clean Energy Scenario (NCES) project
- **Main assumptions**
 - EU COMBO scenario demand applied
 - Sustainable development CO2 and fuel prices
 - Offshore model
- **Scenario specific assumptions for NCES CNN scenario**
 - 1500 MW transmission capacity expansion per 5 years
 - Includes a lower development of PtX power demand
 - Onshore wind potentials of the Nordics, 30 GW in Sweden 2050, 12.5 GW in Norway 2050, 25 GW in Finland.
 - No redistribution of P2X power demand
- **Main developments**
 - Gross consumption increases by app. 35% from 2020 to 2050 (P2X is main contributor)
 - Additional consumption largely covered by new wind and solar PV capacity (VRE covers around 65% of total generation in 2050)
 - Power generation from nuclear decreases by app. 70%
 - Increased cross-border trade (Sweden is net-exporter)

Electricity consumption – Sweden (2020-2050)



Electricity generation – Sweden (2020-2050)





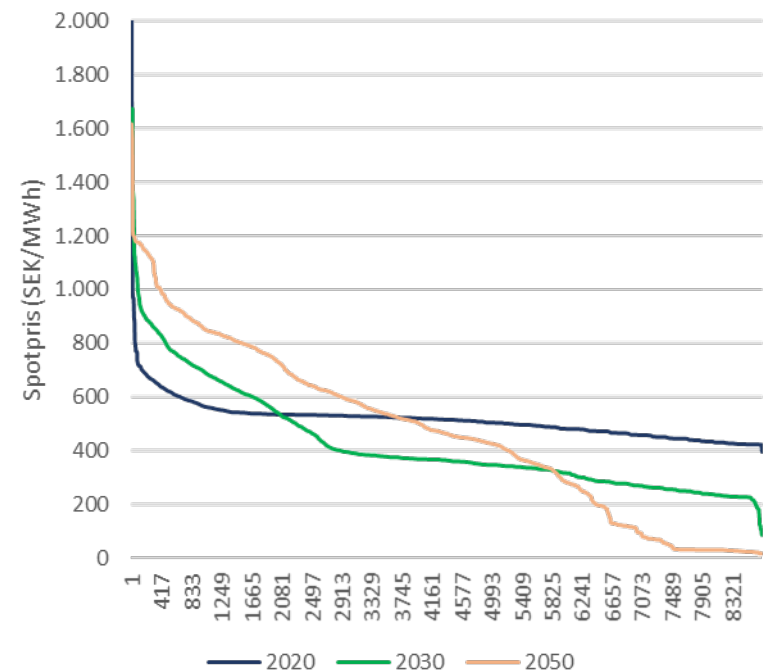
Results from analyses

At national level

Projected Swedish day-ahead prices towards 2050

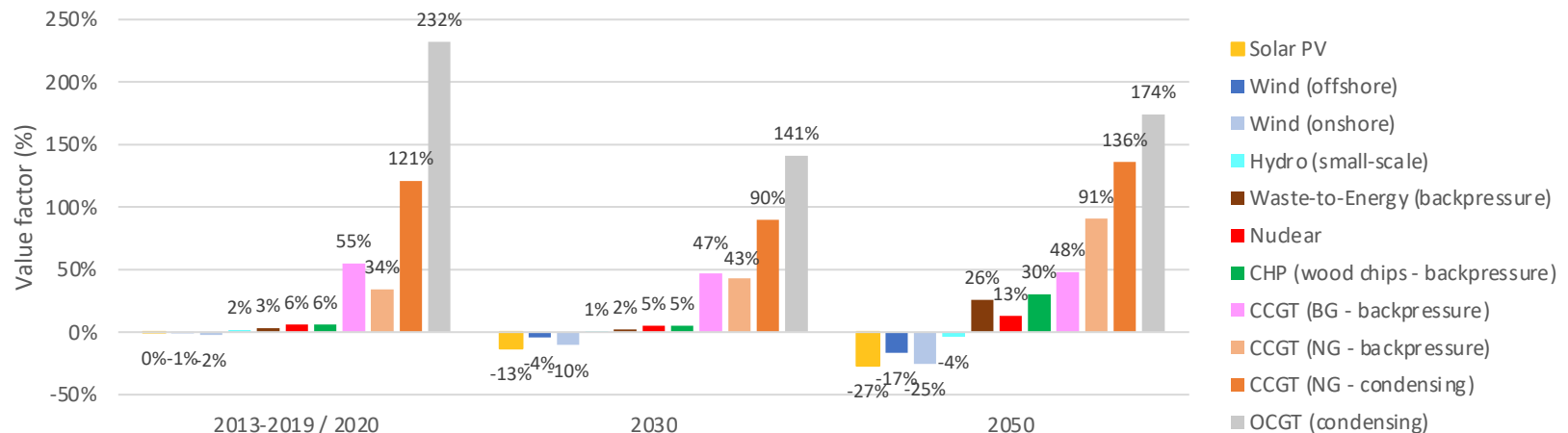
- The graph on the right displays power price duration curves for 2020, 2030 and 2050 based on the NCES-scenario in the Balmorel Model
 - Based on hourly simulation (with unit commitment)
 - Average from all 4 price areas (SE1, SE2, SE3 and SE4)
- 2020 profile is relatively consistent most of the year with exception of few very expensive hours
 - Annual average price: 514 SEK/MWh
 - NOTICE: 2020 is result of model simulation that is not calibrated with actual demand that has been lower due to pandemic. Observed electricity prices have been lower than this level.
- 2030 profile develops diagonally compared to 2020, due to higher shares of VRE, less base load and higher CO2 price
 - Annual average price: 422 SEK/MWh
- Same trend continues towards 2050
 - Annual average price: 465 SEK/MWh

Spot price duration curve for Sweden



Value factors

- **Main conclusions**
 - System value highly dependent on surrounding system and mainly the number of hours of operation of a unit and the prices achieved
 - VRE will have increasingly negative system value (from app. -1% in 2020 to between -17% and -27% in 2050)
 - Due to increasing levels of VRE in Sweden and Europe
 - Value of base-to-mid load technologies mostly higher in 2050 compared to 2013-2019 average
 - Higher system value of dispatchable units in future system – lower FLH with higher relative prices
 - Condensing units maintain relatively high value over period



Achieved full load hours – thermal plants

- Achieved full load hours as output from the developed market simulation tool
- Full load hours are given as an average of all price areas (SE1, SE2, SE3, SE4)

Main take-aways:

- FLHs of natural gas technologies increase towards 2030 and then decrease towards 2050 (higher CO2 tax)
 - Biogas continues increase towards 2050
- Nuclear, W2E and biomass CHP maintain FLH levels till 2030 followed by a decrease towards 2050.
 - High levels of VRE

Achieved full load hours

Technology	Period	FLH (spotmarket) [hours]	Hours on down reg. [hours]	FLH (up reg. market) [hours]	FLH Total
OCGT (condensing)	2013-2019	9	7	41	58
	2030	234	91	298	623
	2050	97	44	92	233
CCGT (NG - condensing)	2013-2019	77	10	49	137
	2030	1,208	112	336	1,657
	2050	616	86	213	916
CCGT (BG - backpressure)	2013-2019	1,955	180	40	2,175
	2030	3,079	211	175	3,465
	2050	4,792	238	143	5,174
CCGT (NG - backpressure)	2013-2019	2,355	184	39	2,578
	2030	3,333	272	213	3,818
	2050	2,202	168	76	2,447
CHP (wood chips - backpressure)	2013-2019	6,353	120	-	6,473
	2030	6,275	196	-	6,471
	2050	4,565	55	-	4,620
Waste-to-Energy (backpressure)	2013-2019	8,207	1	-	8,208
	2030	8,207	1	-	8,208
	2050	6,279	32	-	6,311
Nuclear	2013-2019	8,010	56	-	8,066
	2030	8,154	12	-	8,166
	2050	7,327	17	-	7,343

Income from power markets – thermal plant

- Market income as output from the developed market simulation tool
- Marginal cost is considered in the income values
 - Market price – marginal cost = income

Income results for each technology

Technology	Period	*excl. start-up cost	Down reg. income [kSEK/MW/year]	*excl. start-up cost	Start-up cost (spot) [kSEK/MW/year]	Start-up cost (up reg.) [SEK/MW/year]	Total income [kSEK/MW/year]
		Spot market income [kSEK/MW/year]		Up reg. income [kSEK/MW/year]			
OCGT (condensing)	2013-2019	4.3	5.9	29	1.4	6.1	32
	2030	70	48	117	16	21	198
	2050	25	31	63	10	10	100
CCGT (NG - condensing)	2013-2019	18	4.7	21	7.6	4.9	31
	2030	343	44	118	63	18	425
	2050	225	48	73	39	13	294
CCGT (BG - backpressure)	2013-2019	261	27	14	15	0.3	286
	2030	774	54	69	37	2.1	858
	2050	1,539	51	65	18	0.5	1,637
CCGT (NG - backpressure)	2013-2019	285	25	15	10	0.2	314
	2030	828	57	69	31	2.0	921
	2050	567	78	22	34	1.2	633
CHP (wood chips - backpressure)	2013-2019	1,362	20	-	3.7	-	1,378
	2030	1,424	21	-	3.9	-	1,441
	2050	1,879	8.0	-	18	-	1,870
Waste-to-Energy (backpressure)	2013-2019	2,763	2.8	-	1.9	-	2,763
	2030	3,444	0.6	-	1.9	-	3,443
	2050	2,852	8.5	-	7.7	-	2,853
Nuclear	2013-2019	1,748	10	-	5.4	-	1,753
	2030	2,471	3.6	-	4.7	-	2,470
	2050	2,929	3.9	-	8.3	-	2,924

Value factor / cost adder – thermal plants

- Captured spot prices and full load hours derived from the developed market simulation tool
- Cost adder is dependent on the captured spot price
 - Higher operation rate of thermal plants generally reduce the value factor since the captured average price is lower
 - Therefore, key to align FLH for LCOE calculations and FLH in system costs analysis

Captured spotprices and cost adder for thermal plants

Technology	Period	FLH (spotmarket) [hours]	<i>*weighted average</i>		Cost adder [SEK/MWh]	Value factor [%]
			Captured spot price [SEK/MWh]	Spotmarket price [SEK/MWh]		
OCGT (condensing)	2013-2019	9	1,080	326	754	232%
	2030	234	1,018	422	596	141%
	2050	97	1,277	465	812	174%
CCGT (NG - condensing)	2013-2019	77	719	326	393	121%
	2030	1,208	801	422	379	90%
	2050	616	1,100	465	635	136%
CCGT (BG - backpressure)	2013-2019	1,955	504	326	178	55%
	2030	3,079	621	422	199	47%
	2050	4,792	691	465	226	48%
CCGT (NG - backpressure)	2013-2019	2,355	435	326	110	34%
	2030	3,333	605	422	183	43%
	2050	2,202	889	465	424	91%
CHP (wood chips - backpressure)	2013-2019	6,353	346	326	20	6%
	2030	6,275	443	422	21	5%
	2050	4,565	604	465	139	30%
Waste-to-Energy (backpressure)	2013-2019	8,207	337	326	11	3%
	2030	8,207	431	422	9	2%
	2050	6,279	587	465	122	26%
Nuclear	2013-2019	8,010	346	326	20	6%
	2030	8,154	445	422	23	5%
	2050	7,327	527	465	62	13%

Value factor / cost adder – variable renewables

- Captured spot prices and with power prices from the Balmorel Model
- Full load hours is an input for VRE based on meteorological profiles and power curves
 - Power profiles based on input data for the Balmorel Model
- Based on weighted averages for all four price areas (SE1, SE2, SE3 and SE4)
- Negative cost adder in all cases except for hydro in 2020 and 2030

Captured spot prices and cost adder for renewables etc.

		FLH (spotmarket)	Captured spot price	Spotmarket price	Cost adder	Value factor
		[hours]	[SEK/MWh]	[SEK/MWh]	[SEK/MWh]	[%]
Wind (offshore)	2020	4,315	510	514	-4.0	-0.8%
	2030	4,484	405	422	-17.5	-4.1%
	2050	4,571	388	465	-77.0	-16.6%
Wind (onshore)	2020	3,300	502	514	-12.0	-2.3%
	2030	3,591	378	422	-43.5	-10.3%
	2050	3,766	347	465	-117.6	-25.3%
Solar PV	2020	850	513	514	-1.2	-0.2%
	2030	947	366	422	-55.9	-13.2%
	2050	979	341	465	-124.4	-26.7%
Hydro (small-scale)	2020	2,623	522	514	8.1	1.6%
	2030	2,623	425	422	3.0	0.7%
	2050	2,623	448	465	-17.3	-3.7%
Hydro (resevoir)	2020	4,348	524	514	9,6	1,9%
	2030	4,348	428	422	6,0	1,4%
	2050	4,348	590	465	125	26,8%



End of presentation

Thanks for your time