

Per epost
Regeringen (Miljödepartementet)
m.registrator@regeringskansliet.se

Yttrande över skrivelse från Fortum, Vattenfall och Uniper (M2022/01495-1)

Sammanfattning av Riksgäldens synpunkter

Riksgälden avstyrker industrins begäran om en ändring av drifttidsantagandet för reaktorinnehavare i finansieringsförordningen. De huvudsakliga skälen för detta är:

Enligt finansieringslagen ska kärnavfallsavgifter beräknas utifrån förväntade inbetalningar och av finansieringsförordningen framgår vilken drifttid som ska antas för reaktorerna. Det måste därför inte föreligga särskilda skäl för att anta en annan drifttid än den som industrin planerar för.

Planerad drifttid har betydelse för *förväntad* drifttid, men är inte nödvändigtvis densamma. Hittills har den faktiskt realiserade drifttiden varit lägre än den planerade drifttiden för de reaktorer som stängts ned. Riksgälden bedömer att det även framgent finns ekonomiska, politiska och tekniska osäkerheter som kan innebära att framtida beslut om reaktorernas drift avviker från industrins planeringsförutsättningar idag.

Riksgälden bedömer att kärnavfallsavgifterna skulle sjunka med industrins förslag, vilket motsvarar en längre tid innan en tillståndshavares fondtillgångar och skulder når balans. Detta innebär att statens risk i finansieringssystemet ökar även beaktat de säkerheter som ställs av moderbolagen.

Det finns redan en ventil i finansieringsförordningen som successivt förlänger drifttidsantagandet i takt med att reaktorernas planerade drifttid realiserar i praktiken, vilket allt annat lika kommer att leda till successivt lägre avgifter även med oförändrad reglering.

1 Bakgrund

Den 30 juni 2022 lämnade Vattenfall AB, Sydkraft Nuclear Power AB och Fortum Sverige AB (fortsättningsvis industrin) in en skrivelse till Miljödepartementet med en begäran om ändring i förordningen (2017:1179) om finansiering av kärntekniska restprodukter (finansieringsförordningen).

Den 5 september 2022 begärde Miljödepartementet att Riksgälden ska yttra sig över industrins skrivelse senast den 14 oktober 2022, vilket redovisas i det följande.

Riksgälden har, på industrins begäran, haft två separata möten med Vattenfall den 26 september 2022 och med Uniper den 28 september 2022. På mötena har representanter från bolagen bl.a. presenterat sina investeringsplaner som ska ge förutsättningar för långtidsdrift (till 60 år och även efter 60 år) av reaktorerna i Forsmark, Oskarshamn och Ringhals.

2 Industrins skrivelse

Det som framförs i industrins skrivelse kan sammanfattas på följande sätt:

Industrin anser att det finns en diskrepans mellan vad som anges i lagen (2006:647) om finansieringen av kärntekniska restprodukter (finansieringslagen) respektive finansieringsförordningen vad gäller antagandet om drifttid för kärnkraftsreaktorer som används vid beräkning av kärnavfallsavgifter. Industrin menar att det krävs särskilda skäl för att anta en kortare beräkningsmässig drifttid än den som industrin i nuläget planerar för. Industrin hänvisar till skrivningar i SOU 2004:125¹ samt till att industrin har beslutat att de investeringar som krävs för att upprätthålla en säker drift för de reaktorer som idag är i drift ska göras med beaktande av en planerad drifttid om 60 år.

Vidare har industrin bilagt analyser och beslut som gjorts inom det kärntekniska området som industrin menar bör beaktas. Sammanfattningsvis menar industrin att ovan motiverar en ändring av drifttidsantagandet i finansieringsförordningen från 50 år till 60 år.

3 Skälen för Riksgäldens bedömning

I detta avsnitt redovisas Riksgäldens syn på det som industrin framför. Avsnitt 3.1 innehåller Riksgäldens bedömning av de synpunkter som industrin har på bestämmelserna i finansieringslagen och finansieringsförordningen om inbetalningstid vid beräkning av kärnavfallsavgifter.

Avsnitt 3.2 behandlar de övriga argument som industrin framför utgör skäl att ändra drifttidsantagandet i finansieringsförordningen. Med andra ord: finns det anledning att göra en annan bedömning än den som Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) gjorde när frågan senast

¹ SOU 2004:125 ”Betalningsansvaret för kärnavfallet” är förarbetena till den föregående (numera upphävda) finansieringslagen.

utredes i ett regeringsuppdrag och där drifttidsantagandet fastställdes till 50 år.² Först ges en kort bakgrund till inbetalningstiden för avgifter i finansieringssystemet. Därefter redogörs för finansieringslagens centrala princip om att använda förväntade värden i beräkningarna, och de risker som finns med att förväxla planer med förväntan. Detta följs av en diskussion om vilken ansats som är lämplig för att bedöma den förväntade drifttiden, särskilt beaktat de stora ekonomiska, politiska och tekniska osäkerheter som finns.

Därefter görs en konsekvensanalys av industrins förslag (avsnitt 3.3). En förlängd inbetalningstid leder allt annat lika till att nivåerna på kärnavfallsavgifter minskar.

3.1 Regleringarna av inbetalningstid

Riksgälden bedömer att industrins påstående att det finns en diskrepans mellan regleringen i finansieringslagen och finansieringsförordningen inte stämmer.

Av 7 § i finansieringslagen framgår att kärnavfallsavgifter ska beräknas utifrån *förväntade* inbetalningar, vilka i sin tur beror av den förväntade återstående drifttiden och den förväntade elproduktionen under drifttiden. Vidare framgår av författningskommentarerna i propositionen att antagandet om den återstående drifttiden ska regleras i finansieringsförordningen². Av 4 § finansieringsförordningen framgår att en drifttid om 50 år ska användas. I 7 § finansieringslagen är det reglerat att om det finns särskilda skäl kan dock regeringen, eller den myndighet som regeringen bestämmer, anta en längre eller kortare drifttid.³

Industrin menar att det skulle krävas särskilda skäl för att anta den drifttid som gäller enligt förordningen, eftersom den avviker från den drifttid som industrin numera planerar för. Varken finansieringslagen eller finansieringsförordningen anger dock att det är den av industrin *planerade* drifttiden som ska ligga till grund för beräkningen av kärnavfallsavgifter. Det måste därför inte föreligga särskilda skäl för att använda den inbetalningstid som är reglerad i finansieringsförordningen, även om den avviker från den av industrin planerade drifttiden.

Riksgälden noterar vidare att analysen i industrins skrivelse baseras på den tidigare, numera upphävda, finansieringslagen. I denna lag var beräkningsprinciperna för kärnavfallsavgifter inte lika tydligt reglerade som de är i den nu gällande lagstiftningen.

² Prop. 2016/17:199 s. 42.

³ Detta gjordes t.ex. för R1 och R2 i SSM:s förslag på avgifter och säkerheter för perioden 2018-2020 (avställning 2020 respektive 2019) eftersom ägarna annonserat en tidigarelagd nedstängning 2015.

3.2 Övriga argument från industrin för en längre inbetalningstid

3.2.1 En kort bakgrund till inbetalningstiden i finansieringssystemet

Inbetalningstiden för kärnavfallsavgifter har ändrats vid två tidigare tillfällen. Ursprungligen var inbetalningstiden fastställd till 25 år och kallades då för ”intjänandetiden” utan direkt koppling till den vid tillfället antagna livslängden för en reaktor⁴.

I förarbetena till en ny finansieringslag från 2004 konstaterades att en drifttid om 25 år var baserad på inaktuella energipolitiska förutsättningar och skapade praktiska problem. I takt med att den faktiska drifttiden närmade sig 25 år innebar det att kärnavfallsavgifterna beräknades under förutsättningen att reaktorerna skulle stängas ned i direkt närtid, trots att de var i drift utan planer på nedstängning. Dessutom bedömdes regleringen resultera i kraftigt varierande avgiftsnivåer mot slutet av intjänandetiden i takt med att den återstående elproduktionen, som finansieringsbehovet fördelades ut på, blev alltför liten.

En ny princip för inbetalningstiden fastställdes därför: dels kopplades den till livslängden som reaktorerna var konstruerade för, 40 år, dels infördes en ventil i regleringen som innebar att en reaktor förutsattes fortsätta vara i drift i minst sex år vid varje avgiftsberäkning. Den s.k. ”sexårsregeln” löste proaktivt problemet med volatila kärnavfallsavgifter som annars var dömt att upprepas i takt med att reaktorerna närmade sig 40 års drift.

I samband med att den nu gällande finansieringslagen trädde i kraft 2017 ändrades drifttidsantagandet i finansieringsförordningen till 50 år med bibehållen sexårsregel. Idag förutsätts med andra ord varje reaktor som är i drift ha en total drifttid om 50 år, eller minst sex års återstående drifttid om reaktorn passerat 44 års drifttid. Bakgrunden till ändringen var att reaktorerna återigen närmade sig 40 års drift och att industrin planerade för långtidsdrift. Ett drifttidsantagande om 40 år bedömdes därför vara överspelat.

Utöver bedömningarna som gjordes i det regeringsuppdrag som föregick dagens lagstiftning föregicks förordningsändringen även av att SSM 2016 fick i uppdrag att särskilt utreda frågan om antagen drifttid⁵. SSM gjorde bedömningen att drifttidsantagandet bör baseras på en avvägning mellan å ena sidan industrins planeringsförutsättningar, å andra sidan de stora osäkerheter som finns kring tillståndshavarnas planer. SSM:s slutsats blev att ett antagande om 50 års drifttid vid avgiftsberäkning för reaktornnehavarna i finansieringsförordningen mot den bakgrunden tedde sig som rimligt.

3.2.2 Planerad kontra förväntad drifttid

En bärande princip i den nya finansieringslagen är att kärnavfallsavgifter ska beräknas så att de förväntade inbetalningarna till kärnavfallsfonden motsvarar det diskonterade värdet av

⁴ Bakgrunden till den 25-åriga intjänandetiden var det av riksdagen då förutsatta slutdatumet för den svenska kärnkraften, år 2010, och att den sista reaktorn togs i drift 1985.

⁵ SSM2016-4019 ”Antagna drifttider vid beräkning av kärnavfallsavgifter”

de förväntade kostnaderna. Diskonteringsräntan som används ska motsvara den förväntade avkastningen i kärnavfallsfonden.

De förväntade inbetalningarna från reaktorbolagen till kärnavfallsfonden beror, givet en beslutad avgiftsnivå, av två faktorer: dels hur länge respektive reaktor förväntas vara i drift, dels hur mycket el respektive reaktor kan förväntas producera under den återstående förväntade drifttiden. Antagandet om drifttid (hur många år drivs reaktorn?) fastställs i finansieringsförordningen medan uppdaterade skattningar av den förväntade elproduktionen (hur stor årlig elproduktion har reaktorn under dessa år?) görs i samband med Riksgäldens avgiftsförslag vart tredje år.

Lagstiftarens användning av begreppet *förväntad* tydliggör att det inte (nödvändigtvis) är den av industrin *planerade* drifttiden som ska användas, eftersom denna kan skilja sig från den förväntade drifttiden. Denna skillnad är särskilt viktigt att beakta för att undvika systematiska felskattningar (bias) och nedan ges exempel från ett närliggande område för att illustrera risken med att förväxla planer och förväntan.

I samband med att industrin (via SKB) vart tredje år lämnar in en uppdaterad kostnadsberäkning till Riksgälden ska industrin enligt finansieringsförordningen även inkomma med uppgifter om hur mycket el som varje reaktornnehavare årligen planerar att leverera, per reaktor, under den återstående antagna drifttiden. Prognosutvärderingar av SSM och Riksgälden har påvisat att industrins produktionsplaner, som tidigare användes i beräkningen av kärnavfallsavgifter, systematiskt överskattat den faktiska elproduktionen under långa tidsperioder⁶. Överskattningen av elproduktion ledde till underskott i finansieringssystemet och bidrog till att kärnavfallsavgifterna under efterföljande avgiftsperioder behövde höjas för att återställa balansen i finansieringssystemet. Med anledning av dessa överskattningar utvecklade SSM en egen metod och statistisk beräkningsmodell för att prognosticera den årliga elproduktionen baserat bl.a. på reaktorens historiska produktionsförmåga⁷. Metoden, som alltjämt används av Riksgälden, har varit ett viktigt steg för att reducera risken för underfinansiering till följd av för lågt beräknade kärnavfallsavgifter. Principiellt finns samma risker med att överskatta drifttiden för en reaktor, vilket redogörs för i mer detalj i senare avsnitt om konsekvensanalyser.

Riksgälden konstaterar att finansieringslagen reglerar att beräkningar av avgifter ska baseras på de förväntade inbetalningarna från tillståndshavarna, vilka i sin tur avgörs av den förväntade elproduktionen under den förväntade återstående drifttiden. Drifttiden har ansetts vara en så pass viktig parameter i beräkningarna att den fastställs i finansieringsförordningen istället för att exempelvis regleras i föreskrifter. Att industrin planerar och investerar för en längre drifttid kan förstås påverka bedömningen av den

⁶ Se t ex Riksrevisionen, ”Finansieringssystemet för kärnavfallshantering”, RIR 2017:31.

⁷ Se Riksgälden, ”Bilaga 3: Granskning av prognoser för elproduktionen vid de svenska kärnkraftverken 2021-2035”, RG 2019/717.

förväntade drifttiden men utgör, enligt Riksgälden, inte i sig skäl för att ändra drifttidsantagandet i finansieringsförordningen.

3.2.3 Den förväntade drifttiden är svårbedömd och behäftad med stor osäkerhet

Givet att den förväntade drifttiden ska ligga till grund för beräkning av kärnavfallsavgifter är en naturlig följdfråga hur den förväntade drifttiden för en reaktor kan avgöras. Här är det viktigt att beakta att bedömningen av den förväntade återstående drifttiden för en reaktor i några viktiga avseenden skiljer sig från andra parametrar som ingår i avgiftsberäkningen.

För att återanvända exemplet ovan, möjliggörs Riksgäldens skattning av den årliga elproduktionsvolymen från en reaktor av att det finns tillgång till relativt långa tidsserier av oberoende och kvalitetssäkrad data över de svenska reaktorernas historiska produktion. Genom statistisk modellering och simuleringar baserat på dessa data kan den förväntade framtida elproduktionen (och osäkerheten i densamma) uppskattas kvantitativt, och prognoserna som ges av modellen kan löpande utvärderas mot utfallsdata. Precision och väntevärdesriktighet i prognoserna har därför förutsättningar att successivt förbättras i takt med att ny utfallsdata blir tillgänglig och kan användas i skattningen. Liknande resonemang gäller även för andra parametrar i beräkningen av kärnavfallsavgifter och säkerheter, exempelvis för den förväntade prisutvecklingen på insatsfaktorer i kärnavfallsprogrammet där långa tidsserier finns att tillgå vilka möjliggör en statistisk ansats.

Skattningar av en reaktors förväntade drifttid låter sig däremot inte göras lika lätt. Industrins beslut om att driva vidare eller att stänga ned en reaktor påverkas av tekniska, ekonomiska och politiska faktorer som varierar över tid och dessutom hänger ihop med varandra på ett inte okomplicerat sätt. Tidigare nedstängningsbeslut som tagits för de sex reaktorer som idag är permanent avställda kan illustrera några av dessa faktorer.

Barsebäck 1 och 2 togs ur drift 1999 respektive 2005 efter en energipolitisk uppgörelse mellan socialdemokraterna, centerpartiet och vänsterpartiet, som gjordes i utbyte mot att 2010 års slutdatum för svensk kärnkraft togs bort. Reaktorerna hade då varit i drift i 24 respektive 28 år. Barsebäcks kärnkraftreaktorer var föremål för återkommande protester från miljörörelser i både Sverige och Danmark under större delen av sin livstid.

Oskarshamn 1 och 2 är sedan 2017 respektive 2016 permanent avställda efter att OKG:s dåvarande huvudägare EON i oktober 2015 beslutade om tidigarelagd stängning. Reaktorerna hade då varit i drift i 45 respektive 41 år⁸. Enligt OKG vilade beslutet inte på säkerhetsmässiga grunder, utan fattades mot bakgrund av varaktigt låga elpriser i kombination med effektskatten på kärnkraft samt tillkommande krav på omfattande investeringar⁹.

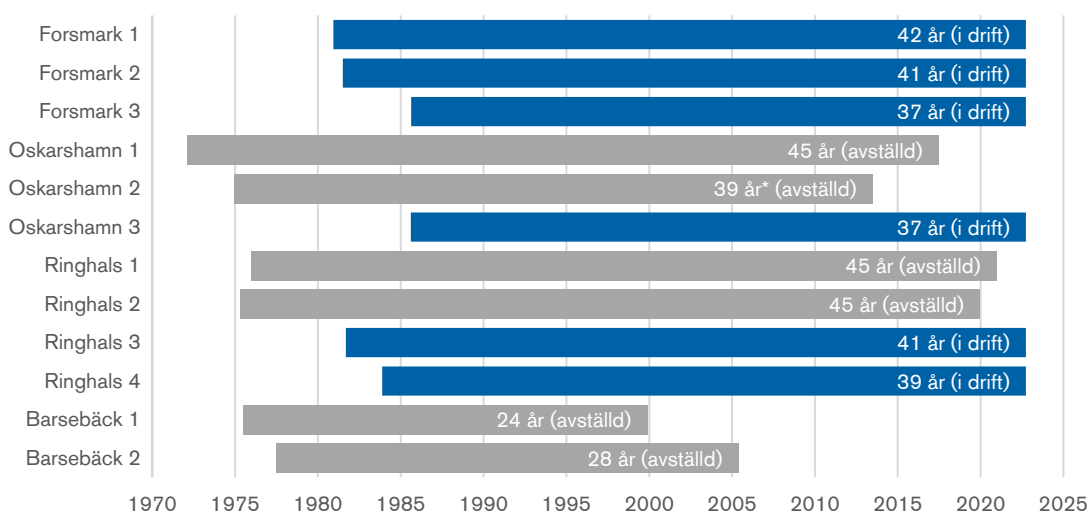
⁸ Oskarshamn 2 slutade dock producera el redan 2013, vilket innebar att drifttiden av relevans för avgiftsinbetalningen var drygt 38 år.

⁹ <https://www.okg.se/nyheter-och-press/beslut-fattat-om-fortida-stangning-av-o1-och-o2>

Ringhals 1 och 2 togs ur drift 2020 respektive 2019 efter beslut av Vattenfall 2015, och hade då varit i kommersiell drift i 45 år. Stängningsbeslutet var enligt Vattenfall affärsmässigt då man fann det ekonomiskt ohållbart att driva Ringhals 1 och Ringhals 2 vidare. Analysen handlade enligt Vattenfall bland annat om värderingen av kostnader för bränsle, kommande underhålls- och investeringsbehov samt kompetens- och resursbehov¹⁰.

Den gemensamma nämnaren för de nedstängningsbeslut som hittills tagits är att de motiverats av politiska och affärsmässiga skäl. Dessa kan förstås vara sammankopplade och svåra att särskilja eftersom energipolitiska beslut påverkar lönsamheten och de långsiktiga planeringsförutsättningarna för elproducenterna. Ett exempel är effektskatten på kärnkraft som infördes 2000 och höjdes vid flera tillfällen för att sedan tas bort 2017. Ett annat är energiöverenskommelsen som träffades 2016 i syfte att ge långsiktiga spelregler för energipolitiken, men som flera partier lämnade 2019. Därtill påverkas lönsamheten av tekniska förutsättningar och säkerhetsmässiga krav, där ett exempel på det senare är kraven på oberoende hårdkyllning efter Fukushimaolyckan som krävt omfattande investeringar för att få driva reaktorerna vidare.

Figur 1 – Hittills realiserad drifttid för svenska kärnkraftsreaktorer



*Anm.: O2 ställdes enligt LAEA PRIS-databas av permanent först 2016 men levererade senast el till nätet sommaren 2013.

Figur 1 visar den hittills realiserade drifttiden för både permanent avställda reaktorer och reaktorer som fortfarande är i drift. De reaktorer som fortsatt är i drift har idag en genomsnittlig ålder om knappt 40 år där F1 är den som varit längst i kommersiell drift med 42 år.

Den genomsnittliga drifttiden för de reaktorer som idag är avställda blev 38 år (om Barsebäck undantas, 43 år) där O1, R1 och R2 realiserade längst drift med 45 år. För

¹⁰ <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2015/ringhals-1-ur-drift-2020-och-ringhals-2-2019>

samtliga reaktorer har den realiserade drifttiden varit kortare än den planerade drifttiden vid tidpunkten då de lades ner. O1, R1 och R2 var planerade för 50 års drift vilket alltså överskattade den faktiska drifttiden med fem år. O2 var planerad för 60 års drift, vilket motsvarar en överskattning med 21 år. När stängningsbeslutet fattades var reaktorn mitt uppe i en genomgripande modernisering som totalt skulle ta ca tio år att genomföra och motsvarade investeringar om åtta miljarder kronor¹¹.

De politiska, ekonomiska och tekniska förutsättningarna för kärnkraften har förändrats väsentligt sedan de respektive huvudägarna 2015 fattade beslut om att stänga ned reaktorerna i Ringhals och Oskarshamn. Efter en lång period av historiskt låga elpriser står Europa inför en energikris med extremt höga (och volatila) elpriser till följd av ett kraftigt ökande pris på naturgas i spåren av Rysslands invasion av Ukraina. Om elpriserna blir varaktigt högre kan det under vissa förutsättningar förbättra lönsamheten för kärnkraften jämfört med idag, i takt med att ingångna prissäkringsavtal löper ut och de högre spotpriserna på el får större genomslag för de priser som producenterna erhåller¹². Dock finns en osäkerhet kring de mest grundläggande prissättningsmekanismerna på den sammankopplade europeiska elmarknaden, som för närvarande diskuteras inom EU¹³ för att lösa den mer akuta situationen. Det är idag svårt att överblicka om och hur sådana förändringar kommer att påverka förutsättningarna för olika elproduktionslag på kort och lång sikt.

Det finns analyser som visar att om de klimat- och energipolitiska mål som Sverige ställt upp ska uppnås, vilka bl.a. innefattar en elektrifiering av svensk industri och transportsektor, förefaller det krävas en kraftig och relativt snabb utbyggnad av svensk elproduktion. På längre sikt påverkas därför kärnkraftens förutsättningar av hur denna ytterligare produktion kommer fördelas mellan olika energislag. Industrin menar mot denna bakgrund att långtidsdrift är nödvändigt för att tillföra planerbar produktion, och dessutom att produktionskostnaden för el om drifttiden förlängs är konkurrenskraftig både jämfört med nybyggd kärnkraft och andra energislag¹⁴.

Sammantaget och sett över en längre tidsperiod har energibranschen i allmänhet och kärnkraften i synnerhet påverkats föränderliga ekonomiska och politiska förutsättningar som på olika sätt påverkar investeringsviljan. Riksgäldens slutsats är således att alla bedömningar om en reaktors drifttid är förknippade med betydande osäkerhet.

Beaktat denna osäkerhet menar Riksgäldens att det inte är meningsfullt att kvantitativt försöka uppskatta en förväntad drifttid på ett motsvarande sätt som görs för vissa andra parametrar i avgiftsberäkningen. Mot denna bakgrund anser Riksgälden att industrins

¹¹ <https://www.svt.se/nyheter/inrikes/svensk-karnkraft-gar-for-hogtryck>

¹² De elpriser som elproducenterna i genomsnitt erhåller skiljer sig från priserna som kan observeras på Nordpools spotmarknad, bl a på grund av ingångna prissäkringsavtal och stora prisskillnader mellan de olika elpriszonerna. Se t.ex. Vattenfalls delårsrapport, https://group.vattenfall.com/se/siteassets/sverige/om-oss/finans/delarsrapporter/2022/q2_2022_rapport.pdf

¹³ Se t ex https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5489

¹⁴ Presentation av Unipers den 28 september, baserad på analyser av bl.a. Elforsk och International Energy Agency.

planeringsförutsättningar och strategiska beslut för de kvarvarande reaktorerna visserligen ger värdefull information, men att man även behöver beakta den bias som historiskt funnits mot överskatta den återstående drifttiden.

3.2.4 Begränsade erfarenheter av drift över 50 år

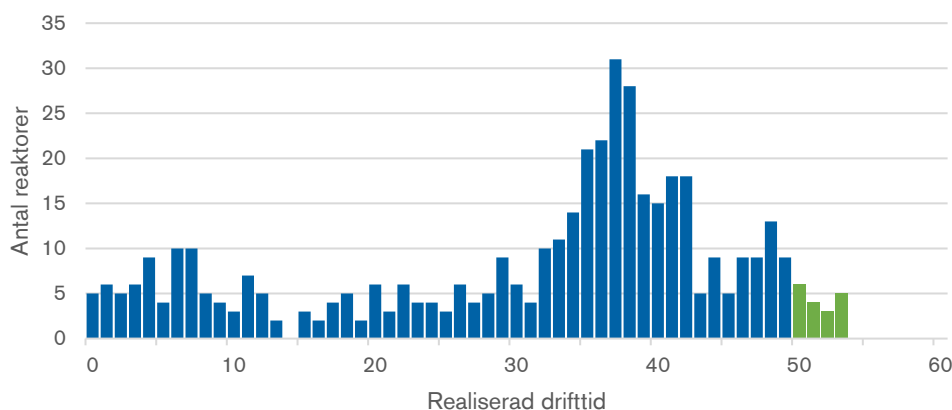
Förutom ekonomiska och politiska förutsättningarna kan drifttiden även komma att påverkas av tekniska förutsättningar. Som framgår av industrins skrivelse har ägarna till reaktorbolagen beslutat att de investeringar som krävs för att upprätthålla en säker drift av de reaktorer som idag är i drift ska fattas med beaktande av en planerad drifttid om 60 år¹⁵. Industrin har vid möten med Riksgälden gett ytterligare presentationer av de planerade investeringsprogrammen som ska ge förutsättningar för långtidsdrift under minst 60 år.

SSM har tidigare analyserat frågan om långtidsdrift och i den slutrapport som lämnades till regeringen i oktober 2012 gjorde SSM bedömningen att säkerheten vid de svenska kärnkraftverken kan upprätthållas även långsiktigt förutsatt att kraftbolagen genomför ytterligare säkerhetsförbättringar och att de förstärker sina åtgärder för kontroll och underhåll av reaktorerna¹⁶. Sedan dess har SSM arbetat vidare med frågan med långtidsdrift, t.ex. genom att ta fram nya föreskrifter för att underlätta säkerhetsprövningar.

Det bör poängteras att drifttillstånd för en reaktor i Sverige inte är begränsat i tid så att tillstånden gäller så länge en säker drift kan upprätthållas. Med jämna mellanrum görs en återkommande helhetsbedömning (PSR¹⁷) av tillståndshavaren som granskas av SSM, men SSM gör däremot ingen bedömning om vad den tekniska livslängden för en reaktor är.

Då vi i Sverige ännu inte har någon erfarenhet av drift över 45 år kan det vara relevant med en internationell utblick.

Figur 2 – Åldersfördelning för reaktorer som idag är i drift



¹⁵ Enligt industrin utvärderas dessutom förutsättningarna att förlänga drifttiden ytterligare.

¹⁶ Se SSM 2010/1557

¹⁷ Periodic Safety Review

Enligt International Atomic Energy Agency (IAEA) PRIS-databas (Power Reactor Information System)¹⁸ finns det för närvarande 428 kommersiella kärnkraftsreaktorer i drift runt om i världen. Den genomsnittliga åldern för dessa är 31 år, och som framgår av de grönmarkerade staplarna i Figur 2 är endast 18 stycken (motsvarande 4 procent) av de 428 reaktorerna 50 år eller äldre. De äldsta reaktorerna är idag 53 år gamla. Det finns idag ingen reaktor i drift som uppnått en drifttid om 60 år.

Riksgälden konstaterar att industrin för närvarande planerar och investerar för en drifttid om minst 60 år, och förutsätter att industrin kommer att verka för att driva de svenska reaktorerna så länge som det är tekniskt möjligt och ekonomiskt lönsamt. SSM har tidigare dragit slutsatsen att det finns förutsättningar för långtidsdrift givet att ägarna även fortsättningsvis gör nödvändiga investeringar och underhåll för att upprätthålla säkerheten.

Samtidigt kan det inte uteslutas att ytterligare, idag okända, investeringsbehov kan uppstå i framtiden till följd av exempelvis striktare säkerhetskrav, likt kraven som ställdes på oberoende härdkylning efter Fukushimaolyckan. Vidare finns det, Riksgälden veterligen, ingen reaktor någonstans i världen som uppnått en drifttid om 60 år. Den sammantagna bedömningen är därför att det måste antas föreligga osäkerhet även vad gäller de tekniska förutsättningarna för långtidsdrift.

3.2.5 Kommentarer till industrins bilaga

Utöver de huvudsakliga skäl för att göra ändringar i förordningen som redan kommenterats har industrin tagit fram en bilaga med hänvisningar till analyser, utredningar och beslut inom det kärntekniska området som de menar bör beaktas. Riksgälden kommenterar dessa nedan.

Industrin hänvisar till att Energimyndigheten i en rapport från 2020 har tagit fram scenarier för Sveriges framtida energisystem, där antaganden görs om att livstiden för befintliga kärnkraftverk förlängs och finns kvar 2050. Riksgälden konstaterar att rapporten har tagits fram i ett annat syfte än vad som är relevanta utgångspunkter för finansieringssystemet för kärnavfall och dess övergripande mål om att minimera sistahandsrisken för staten.

Riksgälden utesluter inte att det finns realistiska scenarier där svenska reaktorer har tekniska, ekonomiska och politiska förutsättningar att drivas i 60 år. Det betyder dock inte att det är ett lämpligt huvudscenario för den *förväntade* drifttiden som bör ligga till grund för inbetalningar av kärnavfallsavgifter.

Industrin hänvisar vidare till att Forsmark och Ringhals, enligt det internationella atomenergiorganet IAEA är på god väg in i långtidsdrift för anläggningarna (där långtidsdrift definieras som drift efter 40 år). Riksgälden har svårt att se relevansen av detta utlåtande - att de svenska reaktorerna har uppnått eller är på väg att uppnå 40 års drifttid

¹⁸ <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx>

innebär per definition att de är på väg in i långtidsdrift. Det är ett konstaterande som i sig inte ger någon ny information om den förväntade återstående drifttiden.

Industrin hänvisar till SSM:s nya föreskrifter från mars 2022, som tagits fram för att skapa förutsättningar för att bibehålla/öka strålsäkerheten när reaktorerna går in i långtidsdrift. Riksgälden ser inte relevansen av detta för drifttidsantagandet som ligger till grund för inbetalningstiden till kärnavfallsfonden. En grundläggande förutsättning för fortsatt drift är att SSM har lämpliga verktyg för tillsyn som gör att strålsäkerheten kan säkerställas – detta gäller såväl för 50 års som för 60 års drift. SSM gör inte någon bedömning om reaktorernas förväntade tekniska livslängd eftersom drifttillstånden inte är begränsade i tid.

Slutligen hänvisar industrin till finansieringsförordningens 13 § att andra tillståndshavare (dvs inte reaktorinnehavare) ska ge in uppgifter till Riksgälden om den förväntade återstående drifttiden, vilket stämmer. Rubriksättningen ”planerad återstående drifttid = intjänandeperiod för övriga kärntekniska anläggningar” är missvisande. Precis som för reaktorinnehavare ska inbetalningen baseras på den förväntade drifttiden, men då drifttidsantagandet för dessa tillståndshavare inte regleras i förordningen (och dessutom skiljer sig signifikant mellan de olika tillståndshavarna) behöver Riksgälden bedöma den förväntade återstående drifttiden. Utgångspunkten för denna bedömning är tillståndshavarens egna uppgifter om den förväntade drifttiden, vilket inte utesluter att Riksgälden kan komma att göra en annan bedömning vid beräkningen av avgifter och säkerheter.

3.3 Konsekvensanalyser

I förarbetena till finansieringslagen definieras att syftet med finansieringssystemet är ”att så långt det är möjligt minimera risken för att staten tvingas stå för sådana kostnader som omfattas av tillståndshavarnas betalningsansvar”¹⁹.

Den antagna drifttiden får konsekvenser för inbetalningstiden, kärnavfallsavgifternas nivå och därför även på risken för att staten och i förlängningen skattebetalaren får stå för kostnader som industrin ska bära. I avsaknad av konsekvensanalyser i industrins skrivelse ser Riksgälden det som angeläget att undersöka de viktigaste följdeffekterna av en ändring av drifttidsantagandet från 50 år till 60 år.

Först analyseras drifttidsantagandets effekter på kärnavfallsavgifter och säkerheter, vartefter konsekvenserna för industrin och staten blir i de två scenarier som är av störst intresse, dvs. om drifttidsantagandet antingen underskattar eller överskattar den faktiskt realiserade drifttiden²⁰.

¹⁹ Regeringen, proposition 2005/06:183, Finansieringen av kärnavfallens slutförvaring, s. 21. Återupprepas i liknande ordalag i förarbetena till nuvarande lag, Regeringens proposition 2016/17:199, s. 38.

²⁰ Om drifttidsantagandet visar sig vara en perfekt prognos av de realiserade drifttiderna uppstår förstås inga problem.

3.3.1 Konsekvenser för kärnavfallsavgifter

Kärnavfallsavgiften för en reaktorinnehavare beräknas för en tillståndshavare med en anläggning i drift som det återstående förväntade finansieringsbehovet fördelat på framtida förväntad elproduktion enligt följande samband (där PV betyder nuvärdesberäknad):

$$\text{Kärnavfallsavgift (öre/kWh)} = \frac{PV(\text{Förväntade återstående kostnader}) - \text{Fondvärde}}{PV(\text{Förväntad återstående elproduktion})}$$

Fondvärdet idag påverkas inte av drifttidsantagandet. Förändringar av kärnavfallsavgifterna förklaras istället av hur de förväntade återstående kostnaderna respektive den förväntade återstående elproduktionen, bägge uttryckta i nuvärdesterm, påverkas av en längre drifttid.

En längre drifttid gör att de förväntade återstående kostnaderna ökar, eftersom att en större mängd kärnavfall upparbetas och behöver omhändertas. Det är dock inte uppenbart hur mycket högre de bedöms bli vid 60 års drift jämfört med 50 års drift, eller hur de skulle fördela sig över tid och mellan de olika tillståndshavarna. Baserat på den information som redan idag finns tillgänglig i SKB:s senast tillgängliga kostnadsberäkning, Plan 2019, kan dock några preliminära slutsatser dras.

De tillkommande kostnaderna för tillkommande produktion, dvs. *marginalkostnaden* för avveckling och slutförvaring, bedöms av industrin vara förhållandevis låga i relation till de fasta kostnaderna²¹. Exempelvis ger SKB:s kostnadsberäkning Plan 2019 vid handen att nuvärdet av de förväntade återstående kostnaderna minskar med 4,2 procent om samtliga kärnkraftsreaktorer skulle tas ur drift vid 2023 års utgång (motsvarande i genomsnitt ca 40 års drift) jämfört med om de skulle drivas vidare för en total genomsnittlig drifttid om 50 år²². Detta förklaras av att merparten av de totala återstående kostnaderna i kärnavfallsprogrammet bedöms utgöras av fasta kostnader för rivning, avveckling och konstruktion av anläggningar som kvarstår även om produktionen skulle upphöra i förtid.

Vad gäller elproduktion är möjligheterna att bedöma effekterna enklare eftersom elproduktionen prognosticeras av Riksgälden. Reaktorerna är idag i genomsnitt knappt 40 år gamla medan den antagna drifttiden är 50 år, vilket innebär att kärnavfallsavgifterna räknas utifrån en genomsnittlig återstående drifttid om 10 år. Om drifttidsantagandet istället skulle sättas till 60 år enligt industrins förslag så skulle den återstående drifttiden i genomsnitt fördubblas till 20 år²³.

Givet att den årliga elproduktionen antas ligga på samma nivå över tid för respektive reaktor så skulle även den totala återstående elproduktionen, som avgifterna beräknas utifrån,

²¹ Detta beror förstås på hur mycket drifttiden förlängs. Vid stora förändringar uppstår sannolikt tröskeeffekter där mellan- och slutförvaringslager behöver dimensioneras upp.

²² Skillnaden i nuvärdesberäknade kostnader mellan de förväntade kostnader som ligger till grund för finansieringsbeloppet respektive de som ligger till grund för kärnavfallsavgifter, nuvärdesberäknade med diskonteringskurva per 2022-06-30.

²³ Avser genomsnitt, respektive reaktor påverkas i olika utsträckning beroende på dess nuvarande ålder.

fördubblas. Nuvärdet av den tillkommande elproduktionen skulle bli mindre än en fördubbling eftersom den uppstår först om ca 10 år, och bero av diskonteringskurvan vid beräkningstillfället. Med diskonteringskurvan per den 30 juni 2022 (från Riksgäldens senaste kvartalsrapport över den finansiella ställningen) bedöms det totala nuvärdet av elproduktionen givet 60 års drift öka med 64 procent jämfört med 50 års drift.

Ett längre drifttidsantagande har alltså två effekter på kärnavfallsavgifterna som verkar i motsatt riktning: de förväntade återstående kostnaderna ökar (allt annat lika högre avgifter) men samtidigt ökar den mängd elproduktion som ska finansiera de ökade kostnaderna (allt annat lika lägre avgifter). Nuvärdet av den återstående elproduktionen ökar mer än nuvärdet av de tillkommande kostnaderna för den förlängda drifttiden. Beaktat detta bedömer Riksgälden att effekten av ett förlängt drifttidsantagande från 50 år till 60 år skulle resultera i en sänkning av kärnavfallsavgifter för tillståndshavare med reaktorer i drift.

Riksgälden har tagit fram ett approximativt räkneexempel för vilka kärnavfallsavgifter som idag skulle krävas för att balansera finansieringssystemet givet ett drifttidsantagande om 60 år givet kraftigt förenklade antaganden. Dessa presenteras i Tabell 1 jämte de avgifter som idag krävs med drifttidsantagande om 50 år samt beslutade avgifter som också baserades på 50 års drift.

Avgiftsnivåerna i Tabell 1 ska inte ses som en prognos av Riksgäldens hypotetiska avgiftsförslag vid 60 års drifttid, där såväl en ny kostnadsberäkning med 60 års drifttidsantagande som resultatet av Riksgäldens granskning skulle ha betydelse för det slutliga resultatet. Det som redovisas här måste tolkas med stor försiktighet.

Tabell 1 – Approximativt beräknade avgifter med 60 års drifttidsantagande

Reaktorinnehavare	Beslutade avgifter för 2022-2023 (50 års drifttid)	Beräknade för balans per 2022-06-30 (50 års drifttid)	Beräknade avgifter för balans per 2022-06-30 (60 års drifttid)
Forsmarks Kraftgrupp AB	3,0 öre/kWh	3,7 öre/kWh	2,6 öre/kWh
OKG AB	5,6 öre/kWh	6,9 öre/kWh	5,2 öre/kWh
Ringhals AB	4,5 öre/kWh	6,0 öre/kWh	4,3 öre/kWh
Barsebäck Kraft AB	0 miljoner kronor	70 miljoner kronor	70 miljoner kronor

Med ovan förbehåll bedömer Riksgälden att ett ändrat drifttidsantagande till 60 år idag skulle innebära att avgifterna för balans sjunker med i genomsnitt 28 procent jämfört med 50 års drifttid. Avgifterna är även lägre än nu gällande nivåer, även om sådana jämförelser haltar eftersom de beslutade avgifterna beräknades utifrån den finansiella ställningen för mer än ett år sedan. Barsebäcks avgift förväntas inte påverkas eftersom bolaget inte har några reaktorer i drift²⁴.

²⁴ Riksgälden har därför antagit att Barsebäck inte skulle bära någon del av de ökade samkostnader som är förknippade med 60 års drift.

Finansieringsbeloppet bedöms inte påverkas av en förlängd drifttid eftersom det per definition bara ska täcka kostnader för avfall som redan upparbetats vid beräkningstillfället, och således inte förändras av en längre antagen drifttid. Vidare har det inte varit möjligt att på ett meningsfullt sätt beräkna nivåer på kompletteringsbeloppet givet 60 års drift, givet tidsramen för uppdraget och avsaknaden av ny indata som skulle behövas för en sådan beräkning.

3.3.2 Konsekvenser av att anta en för lång drifttid

I förarbetena till finansieringslagen definieras att syftet med finansieringssystemet är ”att så långt det är möjligt minimera risken för att staten tvingas stå för sådana kostnader som omfattas av tillståndshavarnas betalningsansvar”²⁵.

Finansieringsansvaret för en tillståndshavare upphör först när regeringen gett tillstånd att slutligt försluta de geologiska slutförvaren för kärnavfall, vilket innebär att en reaktorinnehavare är skyldig att betala kärnavfallsavgifter och ställa godtagbara säkerheter även efter det att elproduktionen upphört²⁶.

Givet en antagen total drifttid är nuvärdet av finansieringsbehovet idag detsamma oavsett i vilken takt kärnavfallsavgifterna betalas in. Drifttidsantagandet kan därför liknas vid en amorteringstakt för ett givet (men idag okänt) finansieringsbehov. Med en kortare antagen drifttid kommer tillståndshavarens fondandel att byggas upp i snabbare takt, och få mer tid att generera avkastning på dessa inbetalningar. Det innebär att tillståndshavaren snabbare når en balans mellan fonderade medel och skulder. Motsatt ger en längre antagen drifttid en långsammare fonduppbyggnad och mindre tid att generera avkastning på inbetalningarna. Det innebär en längre tid innan tillståndshavarens fondtillgång och skuld balanseras.

En längre inbetalningstid kan vara gynnsam för industrin, trots att finansieringsbehovet för en given drifttid i slutändan ska täckas oavsett om reaktorn är i drift eller ej. En lägre kärnavfallsavgift idag innebär en positiv kassaflödeseffekt eftersom medel som inte betalas in som kärnavfallsavgifter kan användas i bolagets verksamhet istället för att investeras i kärnavfallsfonden. Om en tillståndshavarens kapitalkostnad är högre än kärnavfallsfondens förväntade avkastning är det därför fördelaktigt, sett från bolagets perspektiv, att förskjuta inbetalningarna framåt i tiden²⁷.

Statens, och i förlängningen skattebetalarens, perspektiv är närmast det motsatta. En längre inbetalningstid innebär en större risk att elproduktionen upphör innan tillståndshavarens fondandel byggts upp för att balansera dess åtaganden. Om den faktiska drifttiden för en reaktor visar sig bli kortare än den som antas i avgiftsberäkningen kommer

²⁵ Regeringen, proposition 2005/06:183, Finansieringen av kärnavfallens slutförvaring, s. 21. Återupprepas i liknande ordalag i förarbetena till nuvarande lag, Regeringens proposition 2016/17:199, s. 38.

²⁶ För en tillståndshavare utan någon reaktor i drift betalas kärnavfallsavgiften in som en treårig fast avgift.

²⁷ För att ta ett exempel så antar Energiforsk en viktad real kapitalkostnad (WACC) om 6 procent för kärnkraft, vilket med stor marginal överstiger den förväntade avkastningen i kärnavfallsfonden. Se <https://energiforsk.se/program/el-fran-nya-anlaggningar/rapporter/el-fran-nya-anlaggningar-2021-714/>

kärnavfallsavgiften att behöva höjas i ett läge där intjäningsförmågan för reaktorbolagen minskar eller helt upphör.

För att ta ett exempel: anta att de kärnavfallsavgifter som Riksgälden estimerat ovan för 60 års drift skulle gälla från idag, men att den realiserade drifttiden istället blir 50 år för samtliga reaktorer. I ett sådant scenario skulle nuvärdet av det underskott som uppstått enkom av det överskattade drifttidsantagandet motsvara drygt sex miljarder kronor²⁸.

Om reaktorbolaget inte har någon annan reaktor i drift ska det återstående finansieringsbehovet betalas in som en fast avgift över tre år. Det innebär i praktiken att ett potentiellt stort återstående finansieringsbehov behöver tillföras i ett läge där reaktorbolagets intjäningskapacitet helt upphört, och således blir beroende av kapitaltillskott från sina ägare.

I ett scenario där avgifterna kraftigt behöver höjas till följd av en tidigarelagd nedstängning av en reaktor, och reaktorbolaget saknar vilja eller förmåga att betala de högre avgifterna, har regeringen möjlighet att påkalla finansieringsbeloppet²⁹ för att återställa balansen i systemet. Givet att staten inte har någon preferens för redan fonderade medel i kärnavfallsfonden kontra att ha en säkerhet för motsvarande belopp, har det ingen större betydelse vilken drifttid som väljs. Det finns dock flera anledningar till varför staten inte bör vara indifferent mellan säkerheter och fonderade medel.

De medel som betalas in till fonden ska enligt Kärnavfallsfondens förordning förvaltas ”på ett aktsamt sätt så att de med hög sannolikhet räcker till för det förväntade behovet av utbetalningar från fonden, har en väl avvägd risknivå och ger en tillfredsställande betalningsberedskap”³⁰. Motsvarande gäller inte för medel som inte ännu betalats in till fonden, vilka reaktorbolagen fritt disponerar över att använda i verksamheten. Ett rimligt grundantagande är att de medel som inte ännu betalats in till kärnavfallsfonden kommer att investeras till en högre risk än vad de hade gjorts om de betalats in till fonden³¹.

Vidare finns en icke försumbar kreditrisk i de säkerheter som ägarbolagen ställer för reaktorbolagen, en risk som dessutom har ökat över tid för flera av bolagen som ställer säkerheter i finansieringssystemet. Utöver den obetingade risken för fallissemang som fångas av garantens (typiskt sett moderbolaget) kreditbetyg finns anledning att förvänta sig att risken i den utställda garantin är högre just vid den tidpunkt den behöver påkallas. Eftersom både reaktorbolagen och moderbolaget verkar i samma bransch påverkas de, beroende på hur diversifierad verksamheten i koncernen är, i viss mån av samma risker. Med andra ord kan dåliga utfall för reaktorbolagen antas vara korrelerade med dåliga utfall för energibranschen som helhet, och i synnerhet med koncernen som reaktorbolaget ingår i.

²⁸ Forsmark 2,3 miljarder kronor, OKG 1,7 miljarder kronor och Ringhals 2,3 miljarder kronor.

²⁹ Och även delar eller hela kompletteringsbeloppet om det bedöms som nödvändigt.

³⁰ Förordning (2017:1180) om förvaltningen av kärnavfallsfondens medel, 7 §.

³¹ Om reaktorbolagen förväntar sig en högre avkastning i kärnavfallsfonden än vad de förväntar sig uppnå i den egna verksamheten skulle de föredra att frivilligt amortera på sin skuld i snabbare takt (dvs föredra högre kärnavfallsavgifter).

Sammantaget innebär ett längre drifttidsantagande en positiv kassaflödeseffekt för reaktorbolaget och en större frihet att disponera över de medel som i slutändan, på ett eller annat sätt, ska tillföras kärnavfallsfonden och finansiera kärnavfallsprogrammet. Från statens perspektiv innebär ett längre drifttidsantagande en högre risk eftersom fonderade medel ersätts av garantier under en längre tidsperiod än vad som annars vore fallet.

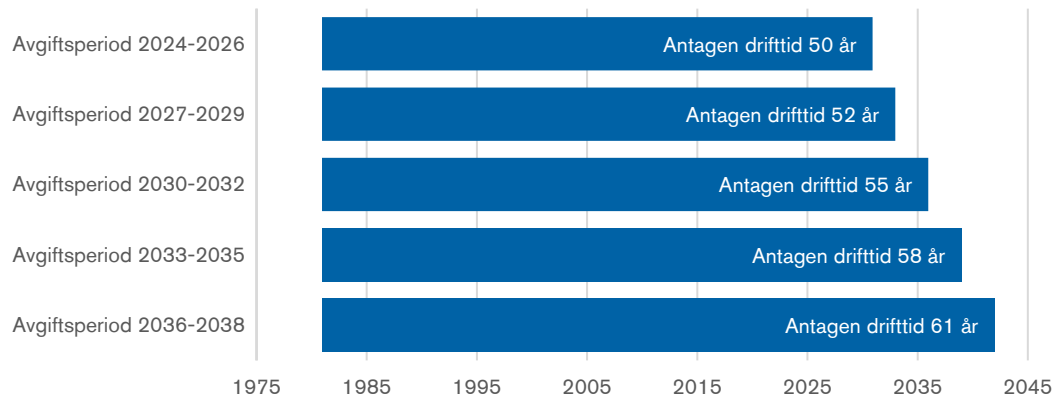
3.3.3 Konsekvenser av att anta en för kort drifttid

Konsekvenserna av att anta en drifttid som visar sig underskatta den faktiskt realiserade drifttiden är inte symmetriska jämfört med konsekvenserna av att anta en för lång drifttid som beskrivits ovan, till följd av den ventil som finns för inbetalningsmekanismen.

Den så kallade sexårsregeln innebär att en återstående drifttid om minst sex år ska antas om reaktorn varit i drift i minst 44 år. Med andra ord kommer kärnavfallsavgifter för en reaktor som är i drift alltid att baseras på minst sex års återstående drifttid, även i de fall det innebär en längre total drifttid än 50 år.

I Figur 3 illustreras grafiskt hur sexårsregeln kommer att påverka den antagna drifttiden för Forsmark 1, som är den idag äldsta reaktorn i drift som därmed först kommer att omfattas.

Figur 3 – Sexårsregeln exemplifierad för Forsmark 1 (med drifttid om 50 år)



Forsmark 1 är idag 42 år gammal, och sexårsregeln är därför inte relevant för nästkommande avgiftsperiod 2024-2026 eftersom F1 ännu inte uppnått 44 års ålder vid avgiftsperiodens start. För avgiftsperioden därefter, 2027-2029, kommer sexårsregeln att däremot aktiveras och F1 antas uppnå en total drifttid om 52 år. Drifttidsantagandet kommer över tid successivt att expandera som framgår av Figur 3. Samma princip gäller för alla reaktorer men sexårsregeln kommer att bli aktuell vid olika tidpunkter beroende på när reaktorerna togs i drift.

Förutom att ge mer stabila kärnavfallsavgifter mot den antagna drifttidens slut medför sexårsregeln även riskbegränsande egenskaper. I takt med att reaktorernas långtidsdrift ”bevisas” i praktiken expanderas drifttidsantagandet successivt med en bibehållen konstant

risknivå. Istället för att göra osäkra antaganden om drift långt in i framtiden, vilket sänker kärnavfallsavgifter idag på bekostnad av en ökad risk för staten, kommer kärnavfallsavgifterna istället att kunna sänkas i framtiden i takt med att den faktiskt realiserar.

4 Riksgäldens samlade bedömning

Industrin framför två huvudsakliga argument för att drifttiden bör ändras: dels menar industrin att det finns en diskrepans mellan finansieringslagen och finansieringsförordningen som behöver åtgärdas eller motiveras med särskilda skäl, dels planerar och investerar industrin nu för 60 års (och möjligen ännu längre) drift vilket inte matchar förordningens nuvarande antagande om 50 års drift.

Vad gäller industrins synpunkt om en diskrepans mellan lag och förordning menar Riksgälden att regleringen av inbetalningar och drifttid är tydlig och konsekvent. Kärnavfallsavgifter ska beräknas utifrån *förväntade* inbetalningar och den antagna drifttiden ska regleras i förordningen. Om särskilda skäl finns kan inbetalningstiden bestämmas till en kortare eller längre tid än den som framgår av förordningen, men det krävs förstås inte särskilda skäl för att följa förordningen.

Riksgälden vill poängtera att den *förväntade* drifttiden inte nödvändigtvis är densamma som den av industrin *planerade* drifttiden. Den planerade drifttiden för de reaktorer som hittills stängts ned har i samtliga fall överskattat den faktiskt realiserade drifttiden, och det finns exempel även från andra områden där industrins planeringsförutsättningar visat sig vara alltför optimistiska. Det ska inte tolkas som att Riksgälden betvivlar industrins avsikt att driva reaktorerna så länge det är tekniskt möjligt och ekonomiskt lönsamt, utan snarare att de ekonomiska, politiska och tekniska förutsättningarna för kärnkraften alltför ofta bedöms som osäkra.

Ett förlängt drifttidsantagande leder till att statens risk ökar i finansieringssystemet. Drifttiden har en begränsad påverkan på kostnadsmängden som antas i beräkningarna, men däremot en stor påverkan på den återstående elproduktionen som kostnaderna ska fördelas ut på, vilket innebär att kärnavfallsavgifterna, allt annat lika, skulle sjunka med industrins förslag.

Om den faktiska drifttiden för en reaktor visar sig bli kortare än den som antagits i beräkningarna kommer kärnavfallsavgiften idag att sättas för lågt och i framtiden behöva höjas. I ett sådant scenario sammanfaller höjda avgifter med att intjäningsförmågan för reaktorbolaget minskat, eller helt fallit bort för en tillståndshavare utan andra reaktorer i drift. Beroende på när ett sådant hypotetiskt scenario inträffar så kan underskottet som ackumulerats vara av betydande storlek, vilket ökar risken för staten även beaktat de säkerheter som ställs av moderbolagen.

Vidare vill Riksgälden påpeka att det redan finns en ventil i finansieringsförordningen som successivt förlänger drifttidsantagandet i takt med att reaktorerna drivs vidare över 44 år. Om industrins planeringsförutsättningar realiserar i praktiken kommer de också att beaktas i beräkningarna och, allt annat lika, leda till successivt lägre avgifter - även med en oförändrad reglering.

Frågan om inbetalningstid har nu setts över ett flertal gånger på olika parterers initiativ, och Riksgälden utesluter inte att det kan bli aktuellt igen i framtiden. I sådant fall förordar Riksgälden att frågan analyseras ur ett bredare och mer långsiktigt perspektiv som inte bara beaktar reaktorinnehavarnas förändrade planeringsförutsättningar. Exempelvis kommer inbetalningsmekanismen att bli särskilt viktig i det fall nya reaktorer byggs och ska inrymmas inom det befintliga finansieringssystemet, och blir i sådant fall en naturlig del av en bredare översyn av finansieringslagen och finansieringsförordningen.

Riksgälden ser dock inte idag, utifrån perspektivet att minimera statens sistahandsrisk inom ramen för de mandat som ges av finansieringslagen, några skäl att förändra den antagna drifttiden i finansieringsförordningen och avstyrker därför industrins begäran.

I detta ärende har riksgäldsdirektören Karolina Ekholm beslutat efter föredragning av seniora analytikern Per Nyström. I beredningen har även enhetschefen Peter Stoltz, seniora analytikern John Eliasson och analytikern Richard Ström medverkat.

Karolina Ekholm, beslutande

Per Nyström, föredragande