



Ersättning till sakägare

Fiskevårdsförening		
Ås-Tolkens fiskevårdsförening	200 000 kr	Årlig fiskekortsförsäljning uppgår till cirka 160 000 kronor, vilket nuvärdeskapitaliserat med 4 % kalkylränta innebär ett värde för all framtid om totalt cirka 4 000 000 kronor. Påverkan genom de åtgärder som ska genomföras är måttlig till stor under 1-2 år. Härefter är påverkan liten totalt sett, men kvarstår bland annat genom permanenta anläggningar. Sammantaget kan det högt räknat vara skäligt att en ersättning motsvarande 5 % av den kapitaliserade kortfiskesförsäljningen utgår, vilket uppgår till 200 000 kronor.
Kraftverksägare		
Kröklingsfors, Borås Krökeshund 2:1	27 000 kr	Kostnad för produktionsförlust: 17 000 kr. Kostnad för förlorad nätnytta: 10 000 kr. Enligt Bilaga 7.1.
Gingri, Borås Bosnäs 3:70 Tolkabro, Ulricehamn Ving 4:8	1 566 000 kr	Kostnad för produktionsförlust: 290 000 kr. Kostnad för förlorad nätnytta: 76 000 kr. Enligt Bilaga 7.1. 1 200 000 kr ersättning för intrång i förfogandet över dammanläggningen och regleringen av Tolken.
Ågården, Ulricehamn Ågården 1:1	192 000 kr	Kostnad för produktionsförlust: 152 000 kr. Kostnad för förlorad nätnytta: 40 000 kr. Enligt Bilaga 7.1.
Boga Kvarn, Ulricehamn Bogakvarn 1:2	0 kr	Enligt Bilaga 7.1. Beräkningarna visar att Boga Kvarn kommer dra nytta av en ändrad reglering genom att en ökad produktion förväntas. Ingen annan skada med anledning av ansökt verksamhet bedöms uppkomma. Därmed är ingen ersättning aktuell.
Övriga fastigheter som kan orsakas skada på grund av den ansökta verksamheten		



Borås Sundholmen 6:1	10 000 kr	Kortvariga störningar. Inga permanenta ledningar som ligger ovanför botten i sjön Tolken. Intrång för ledning i mark blir föremål för prövning i ledningsrättsförrättning.
Ulricehamn Ekeslunda 2:2	20 000 kr	Försämrat fiske, båt fart, ianspråktaget vattenområde. Dock endast under en begränsad period.
Ulricehamn Ekeslunda 3:1	3 000 kr	Inget faktiskt ingrepp. Barriäreffekter under anläggning och den tid som rampen är etablerad.
Ulricehamn Ekeslunda 2:3	3 000 kr	Inget faktiskt ingrepp. Barriäreffekter under anläggning och den tid som rampen är etablerad.
Askanäs 1:3	40 000 kr	Permanent anläggningar på botten.
Sundholmen 2:8	20 000 kr	Kortvariga störningar. Inga permanenta ledningar som ligger ovanför botten.
Sundholmen 2:2	Enligt avtal.	

Bilagor:

Bilaga 1 – PM beräkning av produktionsbortfall inklusive kostnaden

PM – Beräkning av produktionsbortfall inklusive kostnaden

Upprättad av Jennie Molin
Uppdragsnummer 30019585-600
Uppdrag Tolken - energibortfallsberäkningar
Kund Setterwalls Advokatbyrå Malmö AB
Uppdragsledare David Klemetz

Bakgrund

Borås Stad tar idag sitt dricksvatten huvudsakligen från Öresjö via Sjöbo vattenverk. Det finns dock ett behov av att säkra den framtida dricksvattenförsörjningen på grund av en väntad ökning av dricksvattenbehovet och begränsningar i produktionskapaciteten samt skapa redundans i försörjningssystemet. I en samlad bedömning av olika alternativ har sjön Tolken bedömts vara det mest fördelaktiga alternativet som ny vattentäkt.

Produktionsberäkning

För att bedöma vattenuttagets påverkan på vattenkraftsproduktionen från Tolken har en produktionsberäkning genomförts som redovisas i denna rapport.

Indata

Indata för beräkningarna har inhämtats från ägarna vid platsbesöket samt via e-post, från webbplatsen vattenkraft.info och från Swecos arkiv. Vissa indata har även uppskattats utifrån den information som finns.

Kröklingsfors

I Kröklingsfors finns två Francisaggregat på 90 respektive 110 kW (generatoreffekt)¹. Bruttofallhöjden är 3 m.² Det totala maxflödet är 8,2 m³/s.³ Det lägsta brukbara flödet antas vara 1,8 m³/s vilket är ca 50% av maxflödet för den mindre turbinen.

Turbinerna renoverades 1985 och generatorerna renoverades för ca 6 år sedan.⁴

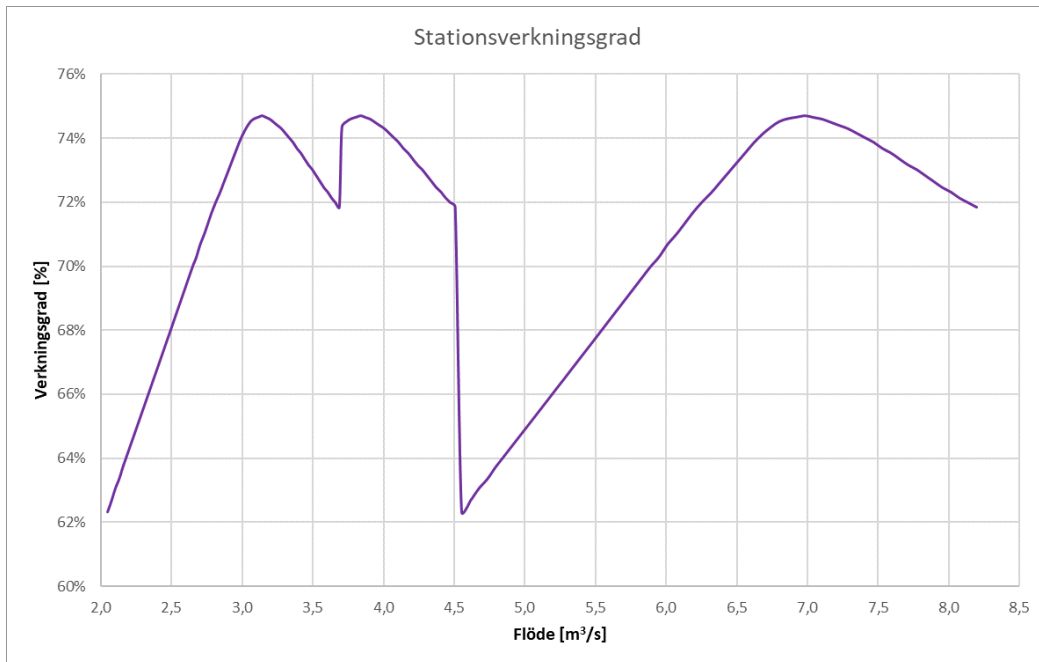
Turbin- och generatorverkningsgrader är hämtade från en Francisturbin med motsvarande fallhöjd och ålder. Stationsverkningsgraden vid optimal flödesfördelning mellan de båda aggregaten presenteras i Figur 1.

¹ E-post från ägare.

² Vattenkraft.info. *Kröklingsfors* (2013). <https://vattenkraft.info/?id=945> [2022-09-07]

³ Enligt tillståndet.

⁴ E-post från ägare.

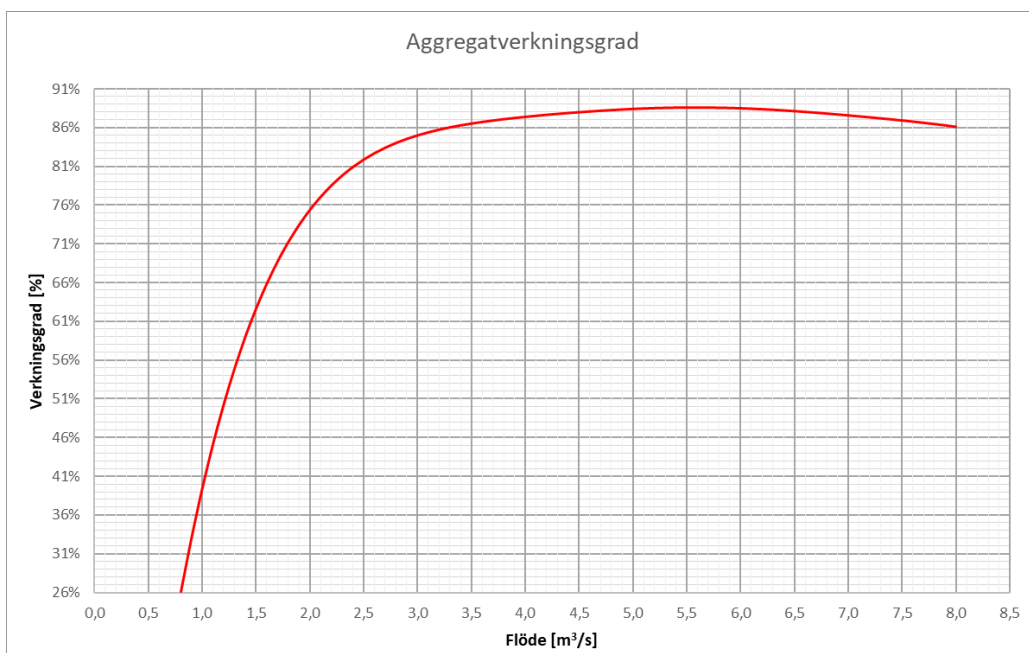


Figur 1 Uppskattad stationsverkningsgrad för Kröklingsfors (optimerad mellan turbinerna).

Gingri

Gingri kraftverk reoverades 1990. Det nya löphjulet levererades av TURAB och generatoren av ABB. Sweco har arkivuppgifter på både turbin- och generatorverkningsgraderna samt fallhöjd och flöde.

Nettofallhöjden är 9,7 m, maxflödet genom turbinen är 8 m³/s och garanterat minflödet är 2,5 m³/s. Enligt ägaren Vattenfall körs turbinen ner till 0,8 m³/s. En verkningsgradskurva är framtagen utifrån garantierna. För att erhålla en verkningsgrad ner till 0,8 m³/s har Excels kurvanpassningsfunktion använts. Verkningsgradskurvan finns i Figur 2.



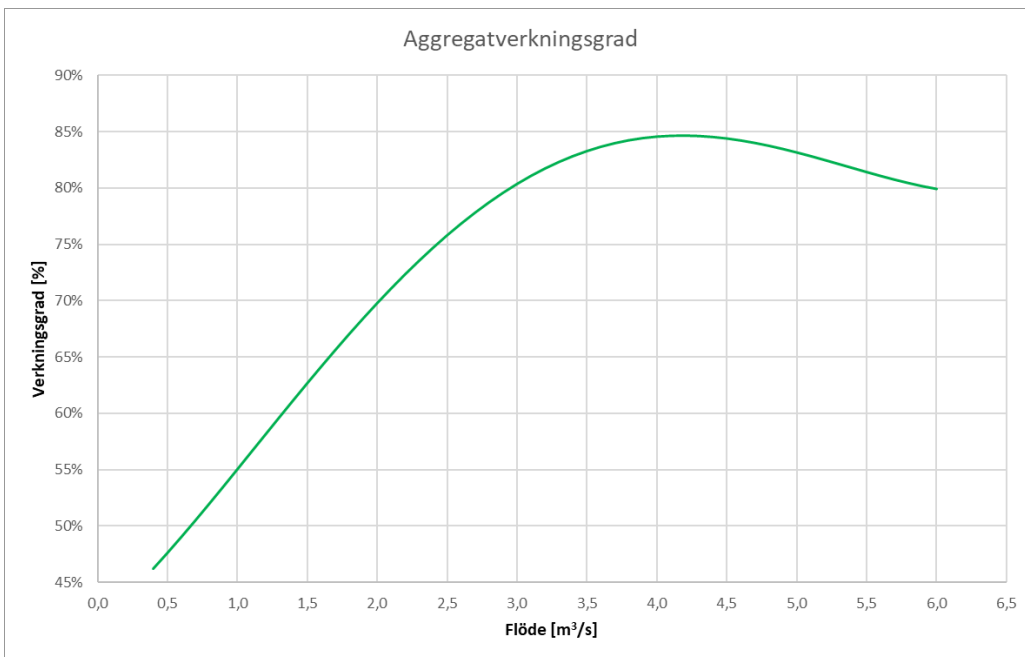
Figur 2: Aggregatverkningsgrad för Gingri.

Ågården

En ny kaplanturbin sattes in 2006 där maxflödet är 6 m³/s och minflödet är 0,4 m³/s.⁵ Bruttofallhöjden är 3 m.⁶

Uppdragsnummer 30019585-600
Uppdrag Tolken - energibortfallsberäkningar

Verkningsgraden är hämtad från Swecos arkiv, från ett aggregat i motsvarande typ och storlek från samma leverantör. Verkningsgradskurvan för aggregatet redovisas i Figur 3.



Figur 3 Uppskattad aggregatverkningsgrad för Ågården.

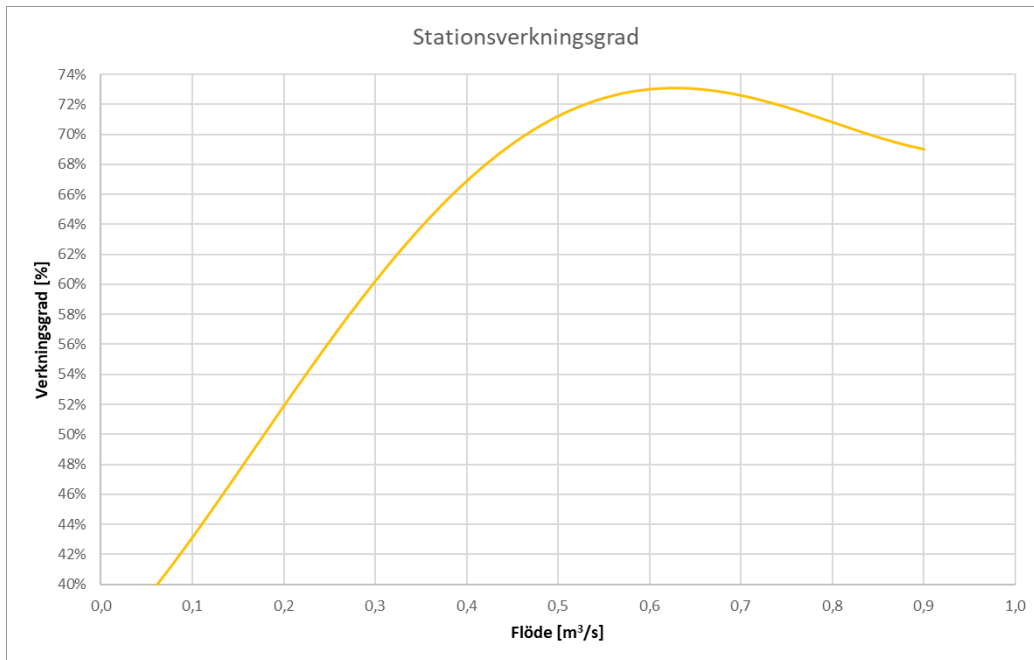
Boga Kvarn

För Boga kvarn finns uppgifter på att turbinens maxflöde är 0,9 m³/s och att minflödet är 0,4 m³/s.⁷ Enligt en bild på generatorns märkplåt är generatoreffekten 16 kW. Utifrån bilder på generatorns och aggregatets utformning (turbin i sump samt växel) bedöms stationsverkningsgraden vara 69% vid maximalt pådrag. Det ger en beräknad bruttofallhöjd på 2,6 m. Samma verkningsgradskurva som för Ågården har använts, men nivån på verkningsgraden har justerats. Verkningsgradskurvan som använts för Boga Kvarn redovisas i Figur 4.

⁵ Uppgifter från ägare vid platsbesök.

⁶ Vattenkraft.info. Ågården (2012). <https://vattenkraft.info/?id=1361> [Hämtad 2022-09-07]

⁷ Uppgifter från ägare vid platsbesök.



Figur 4 Uppskattad stationsverkningsgrad för Boga Kvarn.

Metod

Effekten har beräknats med följande formel:

$$P = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q \cdot \eta$$

Flödet, Q, är framtagna dygnsmedelvärden med utgångspunkt från historiska data för åren 2011–2020, se vidare under *Viskans vattenflöde* nedan. För Gingri och Kröklingsfors där det finns en mintappning i naturfåran är den mintappningen borträknad från flödet som är tillgänglig för generering.

Verkningsgraden betecknas η och avser totalverkningsgraden för alla komponenterna i kraftverket. För Gingri där nettofallhöjden används för beräkningarna avses aggregatverkningsgraden. För Kröklingsfors och Boga Kvarn där bruttofallhöjden används avses stationsverkningsgraden. För Ågården finns uppgift om bruttofallhöjd och aggregatverkningsgrad. Där har fallförlusten antagits vara 3,5% vid maximalt pådrag för att sedan avta kvadratisk med flödet. Den totala stationsverkningsgraden, η , för Ågården blir:

$$\eta = \eta_{\text{aggregat}} \cdot (1 - \text{fallförlust})$$

Enligt uppgift sker ingen korttidsreglering. När dygnsmedelflödet har varit lägre än turbinens minflöde har det därför antagits att produktionen blir noll om det är för lite vatten för att driva turbinerna. Då har det alltså antagits att det inte varit möjligt att spara vatten för att köra under en kortare tid av dygnet, utan vattnet har blivit spill.

Tyngdaccelerationen, g, är satt till 9,82 m/s². Densiteten, ρ , är satt till 999,8 kg/m³ vilket är vattnets densitet vid 10°C.

Produktionen för varje dygn beräknas:

$$E = P \cdot 24$$

Den totala produktionen för hela perioden summeras sedan och en årsmedelproduktion beräknas för tioårsperioden (2011–2020):

$$\text{Årsmedelproduktion} = \frac{\sum E}{10}$$

Gingri

Med antagandet att kraftverket i Gingri körs på så lågt flöde som 0,8 m³/s innebär det att den beräknade produktionen blir högre än den faktiska produktionen (uppgifter från Vattenfall). Skillnaden är ca 10 % vilket skulle innebära en tillgänglighet för kraftverket på 90% vilket är jämförelsevis högt.

Alla beräknade produktionssiffror för Gingri har minskats med 10%.

Viskans vattenflöde

Flöden vid de aktuella kraftstationerna har beräknats för fem scenarier (urvalet beskrivs närmare under *Förlustberäkning* nedan):

1. Historiska förhållanden 2011–2020
2. Med vattenuttag från Tolken på 125 l/s och föreslagen reglerstrategi
3. Med vattenuttag från Tolken på 140 l/s och föreslagen reglerstrategi
4. Med vattenuttag från Tolken på 158 l/s och föreslagen reglerstrategi
5. Med vattenuttag från Tolken på 255 l/s och föreslagen reglerstrategi

Beräkningarna av flödet har gjorts genom en förenklad hydrologisk beräkning, där flödena från delavrinningsområden längs Viskan summeras. Dämpning i sjöar och vattendrag har beskrivits genom fördröjning och medelvärdesbildning och kalibrerats mot data från Vattenwebb och observationer från SMHIs mätstation vid Bosgården. Flödena har hämtats från SMHIs Vattenwebb, förutom för Tolkens avrinningsområde där Vattenfalls beräknade flöden har använts i scenario (1) och de med reglermodellen beräknade flödena har använts för scenario (2)-(5).

Eftersom SMHIs delavrinningsområden inte är anpassade till platserna för de aktuella kraftstationerna har närmsta delavrinningsområde valts för vardera kraftstation. För (1) har historiska flöden från åren 2011–2020 används, men även för övriga scenarion (2)-(5) har utgångspunkten varit historiska data från 2011–2020.

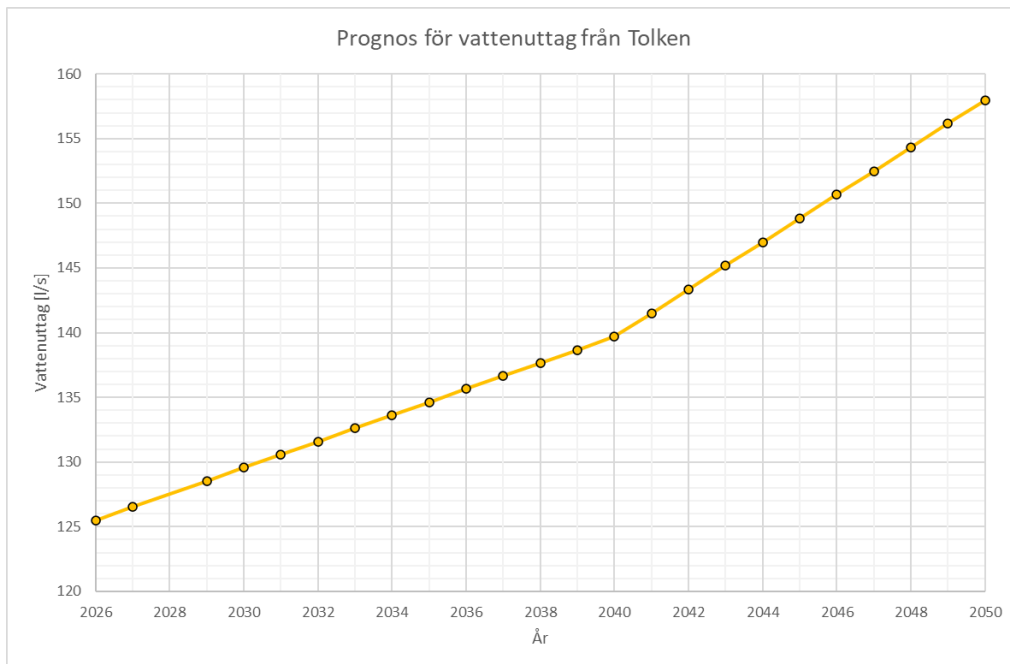
Förlustberäkning

Nuvarande medelårsproduktion har beräknats med hjälp av historiska förhållanden. En medelårsproduktion har sedan beräknats för 125 l/s, 140 l/s, 158 l/s respektive 255 l/s vattenuttag för motsvarande samma 10 år som nuvarande produktion beräknats för, men justerat för vattenuttag och ny föreslagen reglerstrategi. Skillnaden mellan nuvarande beräknad produktion och produktionen för de olika vattenuttagen är produktionsförlusten respektive år med det prognostiserade vattenuttaget, vilket går att se i Figur 5⁸. De valda vattenuttagen 124, 140 och 158 l/s motsvarar prognosen för uttaget 2026, 2040 och 2050. Ökningen mellan 2026–2040 är linjär och ökningen mellan 2040–2050 är också linjär vilket är tydligt om man ser på kurvan (Figur 5). Produktionsförlusten har därmed beräknats för dessa år och sedan beräknats med hjälp av linjärisering för åren däremellan. År 2028 antas hela vattenbehovet tas från Tolken (255 l/s) och produktionsförlusten för det året har

⁸ Prognosen som används, har gjorts över vattenbehovet på ett år. Detta har räknats om till ett medelflöde i l/s. Planen är att hälften av behovet kommer att tas från Tolken bortsett från ett år (2028), då allt vatten planeras att tas från Tolken.

därför beräknats separat. Beräknad produktion och produktionsförlust för samtliga kraftverk presenteras i Bilaga 1.

Uppdragsnummer 30019585-600
Uppdrag Tolken - energibortfallsberäkningar



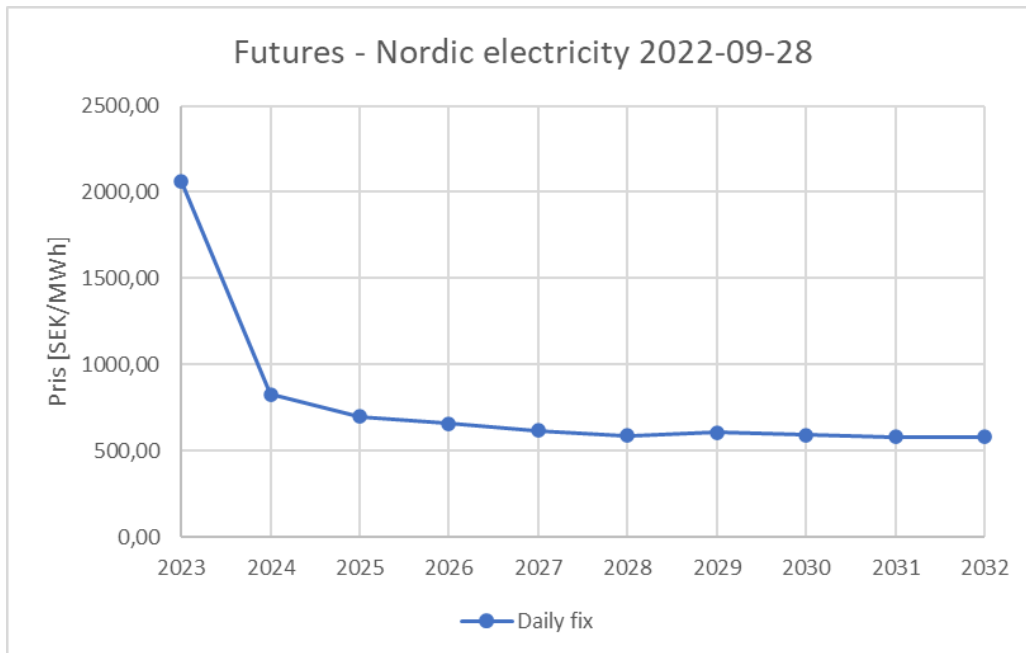
Figur 5 Medelflödet för prognosen av vattenuttaget från Tolken.

Kostnadsberäkning

Nedan beskrivs kostnadsberäkningen till följd av produktionsförlusterna.

Elpris

Det som är plottat i diagrammet i Figur 6 är en summa av Daily fix-priset för själva elen och Daily fix-priset för en systemkorrigeringskostnad för SE3. Både själva elen och systemkorrigeringen säljs på Nasdaq Commodities. En beräkning har gjorts med medelpriset från 2027 som är året vattenuttaget från Tolken väntas kunna starta (till 2032 som är det sista året som det finns försäljning för). Medelpriset är då 596 SEK/MWh.



Figur 6 Samman av Daily fix-priset för el och systemkorrigering för SE3, hämtat 2022-09-28.⁹

Metod

Kostnaden för den årliga produktionsförlusten för varje år från 2027 och framåt beräknas:

$$kostnad = elpris \cdot \text{årsproduktionsförlust}$$

Från 2051 och framåt används samma produktionsförlust som den som är beräknad för 2050 (Se *Förlustberäkning*).

För att beräkna nuvärdet av den totala kostnaden för produktionsförlust från 2027 och framåt, beräknas kostnaden för varje enskilt år med det bestämda elpriset därefter beräknas nuvärdet för varje år.

$$nuvärde = \text{nuvärdefaktor} \cdot kostnad$$

Nuvärdefaktorn beräknas:

$$\text{nuvärdefaktor} = \frac{1}{(1+r)^n}$$

Där r är kalkylräntan som är satt till 4% och n är antalet år det är fram till att förlust sker. Utgångspunkten är att 2027 är år ett. Förlusten för 2027 beräknas med $n = 1$, förlusten 2028 beräknas med $n = 2$ osv.

Samtliga nuvärden summeras sedan till det totala nuvärdet av förlusten. För att beräkna en nuvärdesumma för all framtid används en faktor 25. I det här fallet är det inte möjligt att beräkna kostnaden med metoden för nuvärdesumma eftersom kostnaderna är olika för olika år. Därför har beräkningen gjorts så långt fram i tiden så det motsvarar en faktor för nuvärdesumma ≈ 25 .

⁹ Nasdaq. *Market prices*. Electricity Nordic, Year, Futures.
<http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices> [Hämtat: 2022-09-05]

Kostnad för nätnytta

Här beskrivs beräkningen av kostnaden för nätnytta.

Höglasttimmarna har antagits vara mellan klockan 06–22 från november till mars. Då har kostnaden antagits vara 136 SEK/MWh. Övrig tid har priset antagits vara 99 SEK/MWh (låglast). Priserna är de som enligt Vattenfall gäller för år 2023. Produktionsbortfallet är beräknat som ett dygnsmedel och mellan november och mars därför har 2/3 av dygnet beräknats med höglastpriset och 1/3 med låglastpriset. Övrig tid på året har all kostnad beräknats med låglastpriset.

För övrigt har kostandena och nuvärdet beräknats på samma sätt som kostnaden beräknat med elpriset.

Uppdragsnummer 30019585-600
Uppdrag Tolken - energibortfallsberäkningar

Ej inräknade kostnader

Reducerad fastighetsskatt har ej beaktats i kostnadsberäkningen.

Resultat

Den totala kostnaden för produktionsbortfallet i samtliga kraftverk blir 459 000 när medelpriset för Futures för 2027–2032 (från 2022-09-30) används (exklusive Boga Kvarn där beräkningen visar på en produktionsökning). Den beräknade kostnaden för produktionsbortfallet för de enskilda kraftverken presenteras i Tabell 1.

Tabell 1: Kostnaden (nuvärdet) för produktionsförlusten beräknad för 2027 och framåt beräknat med elpriset 596 SEK/MWh. Kostnaden anges i tusen kronor. För Boga Kvarn anges ett negativt värde eftersom en produktionsökning beräknas,

Kraftverk	Kostnad [kSEK]
Kröklingsfors	17
Gingri	290
Ågården	152
Boga Kvarn	(-27)

Kostnaden för nätnytta presenteras i Tabell 2. Den totala kostnaden för nätnytta blir 126 000 SEK (även här har Boga Kvarn exkluderats på grund av beräknad produktionsökning).

Tabell 2: Kostnader för nätnytta beräknat från 2027 och framåt. Kostnaden anges i tusen kronor.

Kraftverk	Kostnad [kSEK]
Kröklingsfors	10
Gingri	76
Ågården	40
Boga Kvarn	(-8)

Den totala summan för både kostnaden för elpris och nätnytta blir 585 000 SEK.

Känslighetsanalys

Känslighetsanalysen har gjorts för beräkningen med ett vattenuttag på 158 l/s.

Tillgängliga data finns för medelårsproduktionen i Ågården¹⁰ och Kröklingsfors¹¹, men det finns inga uppgifter för vilka år detta gäller och motsvarande justering av produktionsciffrorna som för Gingri har därför inte gjorts. En känslighetsanalys har i stället genomförts (För Boga Kvarn finns inga uppgifter om medelårsproduktion).

Genom att beräkna produktionen både före och efter åtgärden (minskat flöde tillgängligt för elproduktion) så blir fel i beräkningen på grund av osäkra indata mindre än om beräkning skulle göras endast på produktionen efter åtgärd eller en produktionsberäkning endast på det minskade vattenflödet.

Uppgifterna om medelårsproduktion har jämförts med den beräknade produktionen. Justeringar har gjorts i indata så att den beräknade produktionen överensstämmer med uppgifterna om den verkliga produktionen. Eftersom fallhöjden bedöms utgöra den största osäkerheten är det den som har justerats. Skillnaden i produktionsförlust enligt känslighetsanalysen redovisas i Tabell 3.

Tabell 3: Känslighetsanalys av förlustberäkningen i Kröklingsfors, Gingri och Ågården.

Kraftverk	Beräknad produktionsförlust [MWh]	Justerad produktionsförlust [MWh]	Differens mot beräknad förlust [MWh]	Andel [%]
Kröklingsfors	2,7	2,9	0,2	7%
Ågården	13,5	14,3	0,8	6%

Diskussion

Produktionsförlusterna har beräknats för kraftverken uppströms Öresjö. Orsaken till att kraftverken nedströms Öresjö exkluderats är att de inte får minskat flöde. Lika mycket vatten som kommer tas ut från Öresjö och Tolken släpps tillbaka i Viskan från reningsverket uppströms Rydboholm.

När det gäller påverkan på eventuell reglering så används inte Tolken för korttidsreglering efter elmarknaden, utan regleras för att jämna ut flödet över tid och då främst för att upprätthålla acceptabelt flöde under torrperioder. När det gäller påverkan på regleringen på kraftverken nedströms Öresjö, så har Vattenfall (som äger majoriteten av nedströmsliggande kraftverk i Viskan) inte reglerrätten av Öresjö och kan därmed inte reglera alls där. Därför påverkas inte möjligheten till reglering av kraftverken nedströms Öresjö. Detta innebär att kvalitetsfaktorn för nyttan av regleringen bör vara 1,0.

För Boga Kvarn saknas förutom uppgifter om fallhöjden även uppgifter om medelårsproduktionen. Det gör resultatet svårt att kontrollera och det går inte heller att göra någon känslighetsanalys.

För Kröklingsfors innebär ett uttag på 125 l/s inte en produktionsförlust utan en liten produktionsökning (se Bilaga 1). För Boga Kvarn är det endast ett vattenuttag på 255 l/s som innebär produktionsförlust. Orsaken till det är att föreslagna nya regleringen i sig ger en produktionsökning. Den effekten gäller även för de övriga kraftverken där den nya föreslagna regleringen alltså minskar produktionsbortfallet. En produktionsberäkning med den nya föreslagna regleringen utan vattenuttag från Tolken är gjord vilket bekräftar detta. En tabell med jämförelse presenteras i Bilaga 2.

¹⁰ Vattenkraft.info. Ågården (2012). <https://vattenkraft.info/?id=1361> [Hämtad 2022-09-07]

¹¹ Vattenkraft.info. Kröklingsfors (2013). <https://vattenkraft.info/?id=945> [2022-09-07]

Bilaga 1

Uppdragsnummer 30019585-600
Uppdrag Tolken - energibortfallsberäkningar

Tabell 4 Beräknad aktuell produktion och produktion med ändrad reglerstrategi och ett vattenuttag från Tolken.

Kraftverk	Beräknad produktion [MWh]	Beräknad ny produktion [MWh]	Produktionsförlust [MWh]
Kröklingsfors, 125	769,3	771,5	-2,2
Kröklingsfors, 140	769,3	769,1	0,2
Kröklingsfors, 158	769,3	766,6	2,7
Kröklingsfors, 255	769,3	751,9	17,4
Gingri, 125	2 728,5	2 716,3	12,2
Gingri, 140	2 728,5	2710,0	18,5
Gingri, 158	2 728,5	2702,0	26,5
Gingri, 255	2 728,5	2657,3	71,2
Ågården, 125	521,0	513,6	7,4
Ågården, 140	521,0	510,8	10,2
Ågården, 158	521,0	507,5	13,5
Ågården, 255	521,0	489,2	31,8
Boga Kvarn, 125	90,5	93,6	-3,0
Boga Kvarn, 140	90,5	93,1	-2,6
Boga Kvarn, 158	90,5	92,3	-1,8
Boga Kvarn, 255	90,5	87,2	3,3

Bilaga 2

Uppdragsnummer 30019585-600
Uppdrag Tolken - energibortfallsberäkningar

Tabell 5 Jämförelse mellan beräknad aktuell produktion och beräknad produktion med ny föreslagen reglerstrategi. *Produktionssiffror för Gingri utan minskningen på 10%.

Kraftverk	Beräknad nuvarande produktion [MWh]	Beräknad produktion med ny reglering [MWh]	Produktionsökning på grund av ny reglering [MWh]
Kröklingsfors	769,3	777,9	8,6
Gingri	2728,5	2767,3	38,8
Gingri*	3031,7	3074,8	43,1
Ågården	521,0	535,8	14,8
Boga Kvarn	90,5	97,8	7,3