

Fallstudie i Järbo

En utredning av förutsättningarna för återstart av ett nedlagt småskaligt vattenkraftverk

Lars Karlsson



EXAMENSARBETE

**Yrkehögskoleexamen med inriktning mot elanläggningsteknik
Institutionen för ingenjörsvetenskap**

EXAMENSARBETE

Fallstudie i Järbo

En utredning av förutsättningarna för återstart av ett nedlagt småskaligt vattenkraftverk

Sammanfattning

Utsikterna att kunna genomföra en återstart av de två små vattenkraftverk som behandlas i denna rapport är goda. Förutsättningarna är gynnsamma i så måtto att planerna för återstarten ligger väl i linje med praxis som etablerats genom avgöranden i de högre rättsliga instanserna gällande liknande fall. Ägaren planerar att driva verksamheten i stort sett så som den ursprungligen bedrevs, vilket visat sig betydelsefullt för att få återupptag av nedlagd vattenkraftverksamhet godkänt

Dessa kraftverk är små, väldigt små. Detta betyder att investeringskostnaderna måste minimeras om det skall finns någon chans att uppnå en acceptabel återbetalningstid för investeringen. Några kostnader kan inte påverkas alls, till exempel anslutningen till elnätet. Vissa, såsom de för nya tuber, intagsgaller, samt kabel och utrustning till kraftverken, kan påverkas i någon mån genom att omsorgsfullt välja leverantörerna av utrustningen, samt välja de mest kostnadseffektiva (ofta liktydigt med de enklaste men ändå fungerande) lösningarna. Några få komponenter, såsom generatoren, kan gå att få tag på som begagnade, vilket hjälper till att hålla nere kostnaderna. Slutligen bör inte de pengar som finns att spara på att göra så mycket som möjligt av arbetet själv underskattas.

Författare:	Lars Karlsson		
Examinator:	Jimmy Ehnberg Ph.D.		
Handledare:	Tomas Karlsson		
Program:	Yrkehögskoleexamen med inriktning mot elanläggningsteknik		
Ämne:	Elektroteknik	Utbildningsnivå:	Grundnivå/Avancerad nivå
Datum:	2008-01-01	Rapportnummer:	2008:ET06
Nyckelord:	förutsättningar, nederbördsförändring, investeringskostnader, tillståndsfrågor, nätanslutning, elpris, småskalig, vattenkraftverk, turbin		
Utgivare:	Högskolan Väst, Institutionen för ingenjörsvetenskap, 461 86 Trollhättan Tel: 0520-22 30 00 Fax: 0520-22 32 99 Web: www.hv.se		

Case study in Järbo

An investigation of the prerequisites for restart of a discontinued, smallscale hydropower plant

Summary

The prospects of achieving a restart of the two small hydropower plants studied in this report are good. The basic conditions are favourable in the sense that the plans for a restart are well in line with accepted procedures such as established by decisions in the highest courts regarding similar cases. The owner plans to run the operation in essentially the same way it was originally run, a circumstance which has proven to be important when seeking to get restart of discontinued hydropower activities approved.

These power plants are small, very small. This means that investment costs has to be minimized if there is to be any chance of achieving an acceptable pay-off time for the investment. Some can't be affected at all, such as the cost for getting connected to the power network. Some, such as those of new tubes, intake bars and electrical wiring and equipment for the plants, can be affected to some extent by carefully choosing the suppliers of the equipment and choosing the most cost-efficient (in most cases synonymous with the simplest but yet functional) solutions. A few components, such as the generator, can possibly be obtained as used equipment, which helps keeping the costs down. Lastly, the potential of saving money by doing as much as possible of the work yourself should not be underestimated.

Author:	Lars Karlsson		
Examiner:	Jimmy Ehnberg Ph.D.		
Advisor:	Tomas Karlsson		
Programme:	Vocational University Diploma in Power System Technology		
Subject:	Electrical Engineering	Level:	Basic level/Advanced level
Date:	January 1, 2008	Report Number:	2008:ET06
Keywords	prerequisites, precipitation change, investment costs, permission issues, power network connection, price of electricity, small scale, hydropower plant, turbine		
Publisher:	University West, Department of Engineering Science, S-461 86 Trollhättan, SWEDEN Phone: + 46 520 22 30 00 Fax: + 46 520 22 32 99 Web: www.hv.se		

Förord

Detta examensarbete tillkom på initiativ av rapportförfattaren och grundar sig i en bekantskap med Järbo Kraftverks anläggningar sedan lång tid tillbaka. Det kom till rapportförfattarens kännedom att nuvarande ägare, Tomas Karlsson, hade planer på en eventuell återstart av åtminstone ett av de två ingående kraftverken. Kontakt togs med Tomas, som visade sig vara intresserad av att få hjälp med delar av förberedelsearbetet i form av ett examensarbete. Jag vill tacka honom för hans beredvillighet att låta mig jobba med projektet på detta sätt.

Stort tack också till:

Per Holmqvist på Vattenfall Eldistribution för hängivet engagemang samt hjälp med referenslitteratur och goda råd.

Kjell-Åke Nilsson på Vattenfall Power Consultant, affärsområde Vattenkraft Även här för goda råd och diskussionspartner i frågor kring uppläggning av arbetet.

Karl-Henrik Andersson, Seffle Turbin AB för ovärderliga hands-on kunskaper kring småskalig vattenkraft och hur man kommer långt med klurighet och entreprenörsanda.

Mona Edvardsson, LRF-konsult Falun, Juridiska byrån för givande föreläsning om de juridiska spelreglerna för den som har planer för igångsättning av vattenverksamhet.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	i
Summary.....	ii
Förord.....	iii
Innehållsförteckning.....	iv
Nomenklatur.....	v
1 Inledning.....	1
1.1 Bakgrund.....	1
1.1.1 Järbo Kraftverks tomter och data om vattenmagasin och tillrinningsområden	2
1.1.2 Nedre stationen (huvudanläggning).....	2
1.1.3 Övre stationen (fjällmanövrerad från nedre stationen)	2
2 Syfte och mål.....	4
3 Teoretisk bakgrund	5
3.1 Avgränsningar.....	5
3.2 Vattenkraftsteori	5
3.3 Yttre förutsättningar	6
3.3.1 Juridiska aspekter (tillståndsfrågor).....	6
3.3.2 Årsnederbörden och dess fördelning över året	6
3.3.3 Elmarknaden ur ett producentperspektiv	7
3.3.4 Nätägares tekniska krav på produktionsanläggningar.....	8
3.3.5 Nätägares administrativa krav på anläggningsinnehavare	9
4 Metod.....	10
5 Resultat	11
5.1 Det juridiska läget för kraftverken i Järbo.....	11
5.2 Anläggningarnas skick	11
5.2.1 Nedre stationen	13
5.2.2 Övre stationen	14
6 Diskussion.....	15
6.1 Nederbörds- och temperaturförändringarnas konsekvenser för vattenkraftverksägare.....	15
6.2 Elprisets utveckling och de gröna certifikatens betydelse.....	15
6.3 Kostnader för återstart.....	16
7 Slutsatser.....	17
Källförteckning.....	18
A. Tomas tomter och deras placering.....	19

Bilagor

A

A. Tomas tomter och deras placering

Nomenklatur

Fallförluster

Handlar om att de förluster som uppstår till följd av till exempel intagsgallers hindrande verkan på flödet och friktionen mot tubs/rörs väggar eller kanals/strömfåras botten och/eller väggar, omvandlas till en ekvivalent förlust av fallhöjd. Därigenom underlättas effektberäkning av vattenkraftverk, eftersom formeln för effektberäkning tar nettofallhöjd som en av sina parametrar. Fallhöjdsförlusten subtraheras från bruttofallhöjden innan insättning i formeln.

Vattenverksamhet

Med vattenverksamhet menas bland annat uppförande, ändring, lagning och utrivning av dammar eller andra vattenanläggningar i vattenområden. Fyllning, pålning, bortledande av vatten från eller grävning, sprängning och rensning i vattenområde, samt andra åtgärder i vattenområden om åtgärden syftar till att förändra vattnets djup eller läge. I vattenverksamhet ingår således till exempel anläggande av vattenkraftverk med tillhörande dammbyggnad.

Skalskydd

Begreppet skalskydd avser de anordningar i form av låsbara dörrar, inhägnad och övrigt som behövs för att förhindra obehörigt tillträde till en elanläggning och syftar till att förhindra att människor och djur kommer till skada, men även att hindra att anläggningen påverkas av det obehöriga tillträdet.

Spänningsgodhet

Definieras för produktionsanläggningar som levererar sin produktion till lågspänningsnätet, i svensk standard SS 421 18 11 ”Spänningsgodhet i lågspänningsnät för allmän distribution” och innebär att spänningens effektivvärde vid anslutning av produktionsanläggningar i nätet skall ligga inom intervallet 207 – 244 V. För inmatning till högspänningsnätet gäller Sveriges Elleverantörers handling ”Kriterier för spänningsgodhet vid leveransspänning över 1000 V”.

Parametrar i rapporten

W_p	potentiell energi
m	massan i kg
P	effekten i kW
h	netto fallhöjd i m
Q	vattenföringen i m ³
g	gravitationskonstanten 9,82 m/s ²
n^{total}	produkten av turbinens, generatorns samt transmissionens verkningsgrader

1 Inledning

Denna rapport presenterar resultatet av ett examensarbete gällande ett system med två små vattenkraftverk i Järbo i mellersta Dalsland. Rapporten behandlar de aspekter som en ägare till sedan länge nedlagda vattenkraftverk behöver känna till och beakta innan denne går vidare med att renovera och återstarta kraftverken. Rapporten behandlar grunderna inom vattenkraftsteori samt övrig teoretisk bakgrund som är relevant i sammanhanget. Förutsättningarna i det aktuella fallet går igenom och resultatet av efterforskningar rörande det tillståndsmässiga läget, samt kostnader för viktiga delar av de nödvändiga investeringarna presenteras. Rapporten behandlar aspekterna i fallande ordning, sorterat efter hur avgörande de bedöms vara. Slutligen förs en diskussion om hur dessa resultat kan tolkas och en slutsats om huruvida planerna för renovering, modernisering och slutligen återupptagen drift av ett eller båda verken ter sig genomförbara eller inte.

1.1 Bakgrund

Järbo Kraftverk bildades av 5 personer från Järbo med omnejd på 1920-talet och bolaget byggde i Järbo, i norra delen av det som idag är Färgelanda kommun två vattenkraftverk, samt ett distributionsnät som försåg Järbo socken och bygden däromkring med el. Senare, i slutet på 1930-talet, byggde man ett tredje, lite större kraftverk i Bäckeån/Teåkersälven, vilken rinner från Marsjön i Bäckefors till Teåkersjön norr om Dalskog.

1940 kopplades bolagets distributionsnät ihop med Trollhätte Kraftverk, som då färdigställt en högspänningsledning till Bäckefors. Man fick därmed möjlighet att köpa el av dem för att kunna klara den hastigt ökande belastningen. Vattentillgången för de två anläggningarna i Järbo var inte tillräcklig för kontinuerlig drift, så driften stoppades ofta över natten då förbrukningen var som lägst. Dessa stopp liksom all drift och underhåll som gallerrensning var manuell och sköttes av avlönat folk.

I slutet av 60-talet var lönsamheten inte längre tillräcklig. Bolagets verksamhet hade också krävt investeringar, då trätuberna vid det laget var förbrukade. Därom vittnar plåtbitar som spikats på för att försöka dämpa läckor som uppstått.

Verksamheten lades ned någon gång under 1960-talets slut och distributionsnätet övertogs av Vattenfall.

Vid olika tillfällen, oklart när detta skedde, såldes delar av utrustningen i de båda stationerna i Järbo och det som finns kvar av dem, tuberna, kraftverksdammen samt utskovet vid St. Råvattnet har med tiden gradvis förfallit.

Nu har den nuvarande ägaren planer för upprustning och återstart av åtminstone den nedre och större av anläggningarna i Järbo. Detta har dock rest frågor om hur det

fungerar med tillstånd för verksamheten, hur mycket det skulle kosta att genomföra projektet och om det skulle kunna bli ekonomiskt lönsamt.

1.1.1 Järbo Kraftverks tomter och data om vattenmagasin och tillrinningsområden

All den areal som upptas av de 2 dammarna, samt vattenfallet ända ned till en bit nedströms den nedre stationen (inkl. några meter av marken på båda sidor), är avstyckad som fastigheter, se bilaga A. Tomas äger dessa fastigheter och har därmed en obestridd fallrätt.

Stora och lilla Råvattnens nederbördsområde är 3,3 km². Råvattnets storlek är 33 hektar för stora och 11 hektar för det lilla.

1.1.2 Nedre stationen (huvudanläggning)

Den nedre, större och först uppförda stationen byggdes 1926. Den var ansluten till kraftverksdammen via sammanlagt 160 meter tub. Nedre delen, med en längd av 88 meter, utgjordes av nitad järnplåt och resterande 72 meter var trätub. Fallhöjd: ca: 50 meter. Turbinen är av francis-typ, tillverkad av Kristinehamns Mekaniska Verkstad och konstruerad för ett arbetsvarvtal på 1500 varv per minut och ett flöde på 100 liter per sekund, vilket ger effekten 50 hästkrafter. Generatorn var synkron och direkt kopplad till turbinens axel. Effekt 40 kilovoltampere och spänning 400 volt.

1.1.3 Övre stationen (fjärrmanövrerad från nedre stationen)

Byggdes 1932 och var ansluten via en 100 meter lång trätub till ett utskov vid St. Råvattnets utlopp. Fallhöjden är här 15 meter. Turbinen är även här av francis-typ, tillverkad av Finnshyttan och är konstruerad för ett arbetsvarvtal på 1000 varv per minut och effekten 15 hästkrafter. Generatorn var liksom i den nedre stationen synkron och direkt ansluten till turbinens axel.

Denna station startades och stoppades på distans från den nedre stationen. I den nedre stationen fanns brytaren, utrustningen för justering av generatorns magnetiseringsström, samt en manöveranordning för att reglera turbinens pådrag. Instrument för avläsning av spänning, ström och effekt, samt fasningshjälpmedel i form av lampor var gemensamma för båda stationerna.

Manöveranordningen för den övre stationens turbinpådrag utgjordes av en vredförsedd träspole, runt vilken en vajer som löpte mellan stationerna var lindad. Vajern var upphängd i vajerlöphjul på samma stolpar som bar upp linorna för utgående effekt och magnetiseringsström. Maskinisten reglerade pådraget genom att vrida på spolen. Detta lär dock enligt vittnesmål inte ha fungerat som avsett alla gånger, vilket bland annat gjorde att turbinens pådrag inte helt stängdes vid stopp av driften. Detta medförde i sin tur att turbin och generator rusade när brytaren slogs ifrån och generatorns belastning föll bort. Det enda som då kunde göras var att företa en tämligen ansträngande och flera hundra meter lång vandring i oländig terräng, in

till den övre stationen för att på plats stänga turbinens pådrag så att rusningen kunde hävas.

2 Syfte och mål

Detta examensarbete har haft två syften och mål, där det första syftet varit att ta reda på vad den som umgås med planer på en återstart av ett tidigare nedlagt vattenkraftverk behöver känna till, ta reda på och beakta innan denne går vidare. Det andra syftet har varit att ta reda på så mycket som möjligt om det aktuella fallet och att uppskatta kostnader för viktiga delar av de nödvändiga investeringarna. Målet har varit att komma fram till ett underlag som är tillräckligt för att kunna bedöma huruvida projektet verkar genomförbart eller inte. Slutligen så har avsikten också varit att de erfarenheter som gjorts under detta projekt skall kunna ge uppslag till hur man kan och möjligen i vissa stycken bör gå till väga i liknande fall.

3 Teoretisk bakgrund

3.1 Avgränsningar

Avsnitten 3.2 och 3.3 i kapitel tre samt delar av kapitel sex är av mer allmängiltig natur, men i övrigt behandlar rapporten detta specifika projekt. Uppskattning av total kostnad för en återstart ingår inte, detta på grund av att alltför många saker ej varit möjliga att utreda inom ramen för arbetet.

3.2 Vattenkraftsteori

Teorin bakom vattenkraft bygger ytterst på fysikens grundläggande formler för energi. Därtill finns formler som används för att beräkna och konstruera turbinerna. En viss mängd vatten belägen på en viss höjd i förhållande till en lägre punkt, har en viss potentiell energi enligt ekvation 1. [8]

$$W_p = m g h \quad (1)$$

Detta är bruttoenergin som finns lagrad i vattenmagasinet i form av lägesenergi. Om vattnet tillåts färdas mot en lägre nivå via en strömfåra, eller i någon form av rör eller kanal, omvandlas en del av energin till rörelseenergi. En del av denna energi avgår i form av förluster till följd av friktion mot kanalens/rörets/strömfårans väggar och/eller botten, samt den hindrande verkan som intagsgallret har på flödet. Dessa förluster brukar benämnas fallförluster.

Väl framme vid en turbin finns en viss teoretisk mängd energi i vattenflödet, vilken turbinen omvandlar till en roterande rörelse hos en axel. Från den teoretiska mängden energi avgår här återigen en viss mängd i form av förluster genom friktion samt att överföringen av vattnets energi till en roterande axel via ledskovlar och löphjul inte är helt förlustfri. Slutligen avgår så en del av energin som förluster i generatoren.

För att beräkna den effekt som kan fås från en viss fallhöjd och ett visst flöde, används ekvation 2.

$$P = h Q g \eta^{total} \quad (2)$$

För att erhålla produktionsanläggningens totala verkningsgrad skall därutöver dess egenförbrukning av elektrisk ström, till exempel automatik- och reglersystems, skydds- och övervakningsutrustnings, samt grindrensares elförbrukning räknas av. Vintertid kan det eventuellt krävas uppvärmningsanordning av något slag för att hålla kraftstation och/eller intagsgaller frost- och isfria. Det som återstår efter att denna egenförbrukning räknats av är nettoenergin som anläggningen levererar.

3.3 Yttre förutsättningar

Med yttre förutsättningar avses i denna rapport de faktorer som kraftverksägaren inte kan påverka, men som däremot påverkar dennes möjligheter att få tillstånd för den planerade verksamheten och den ekonomiska kalkylen för densamma.

3.3.1 Juridiska aspekter (tillståndsfrågor)

All vattenverksamhet regleras numera av några lagar och paragrafer i miljöbalken. Beroende på när tillståndet för en befintlig vattenkraftsanläggning ursprungligen gavs, kan det dock ha varit tidigare lagstiftning som gällde vid tiden för utfärdandet. Första vattenlagen kom 1918, nästa utgåva 1984 och miljöbalken 1999.

En vattendom är ett bevis på att ett tillstånd finns för verksamheten och där anges viktiga uppgifter om villkoren för den, såsom dämningssgränser för vattenmagasin och spaltbredd för intagsgaller. Möjlighet finns för lagligförklaring i efterhand av vattenanläggning som tillkommit utan tillstånd. Prövningen skall då ske i enlighet med den lagstiftning som var aktuell vid tiden för uppförandet.

Ägaren begär i dessa fall en lagligförklaring av verksamheten. Om den verksamhet som bedrevs tidigare befanns ha varit i enlighet med den lagstiftning som gällde när anläggningen byggdes, kommer den sannolikt att förklaras som laglig och läget blir då detsamma som om vattendom funnits.

Under förutsättning att några villkor uppfylls, kan ett återupptagande av ett nedlagt vattenkraftföretag i princip betraktas som renovering och återupptagen drift. Det skall då inte ha hunnit gå mer än ett 50-tal år sedan verksamheten upphörde. Den återupptagna verksamheten skall bedrivas i samma omfattning, i befintlig kraftverkslokal och med samma sträckning av tub eller strömfåra. Inga planer skall finnas på förändring av kraftverksdamms läge, höjd, eller dämningssgränser. Ingen förändring av effekt (och därmed flöde) skall heller planeras. Kort sagt, det skall röra sig om ett rent återupptagande av den gamla verksamheten – låt vara med delvis ny eller moderniserad utrustning. Om dessa förutsättningar uppfylls, riskerar ägaren till anläggningen inte att göra sig skyldig till någon överträdelse genom att återuppta verksamheten.

Den något oprecisa siffran ”50-tal år” beror på att det inte finns någon preciserad tidsgräns i lagen för när ett tillstånd förfaller. Det finns dock några vägledande domar på området, bl.a. en i vattenöverdomstolen och därefter en slutgiltig dom i samma ärende i högsta domstolen, målnummer T457-82, vilka har bildat en praxis. Det står också i den senare domen att det i vissa fall kan vara aktuellt med en betydligt kortare tid än 50 år, beroende på omständigheter i varje enskilt fall.

3.3.2 Årsnederbörden och dess fördelning över året

SMHI har på sin webbplats en avdelning som behandlar Sveriges framtida klimat. Datormodeller har använts för att beräkna hur klimatet kommer att förändras under

perioden 1961–2100 Som framgår av diagrammet [3] över årsnederbördens beräknade förändring i Nordvästra Götaland, kommer denna att öka med drygt 15 %

Vad beträffar de beräknade förändringarna av nederbördens fördelning över året [4], visar de att nederbörden under somrarna relativt sett kommer att minska i förhållande till de övriga årstiderna. Detta innebär med utgångspunkt från siffror över historisk mätdata [5] att sommaren kommer att vara den klart torraste årstiden. Att både vinter och höst, liksom för övrigt även våren, kommer att få ökade nederbördsmängder där vintern ökar mest, innebär att vintern närmar sig höstens nivåer och att dessa två kommer att bli de klart våtaste årstiderna.

3.3.3 Elmarknaden ur ett producentperspektiv

Elpriset i konsumentledet har stigit ganska rejält sett över en längre period [6]. Detta gäller även det pris som producenten får för den el som produceras, även om dessa båda priser inte är helt jämförbara. Till exempel ingår från och med 2007 elcertifikatpriset i elhandelspriset. Tidigare var så inte fallet, vilket gör att jämförelsen kan störas en aning.

Sverige hade under många år ett avsevärt lägre elpris än omgivande länder. Jämfört med kontinenten är det fortfarande en tydlig skillnad.

Europas elnät kopplas samman allt mer så att inte bara Skandinavien länder, utan även det kontinentala Europa blir anslutet med allt fler och allt kraftigare överföringskablar i ett större system. Detta kombinerat med att elbolagen växer sig större och etablerar sig i andra länder än de nordiska, gör rimligen att elpriserna i Europa mer och mer kommer att utjämnas, vilket för oss här i Sverige innebär fortsatt stigande priser.

En sak som vid sidan av de allt högre elpriserna har förbättrat förutsättningarna för att kunna få även riktigt små vattenkraftverk lönsamma är att småskalig vattenkraft i likhet med bland annat vindkraft är berättigad till att få del av de gröna elcertifikaten. Det såg under mandatperioden 2002–2006 ut som om all vattenkraft, små- som storskalig, genom riksdagsbeslut skulle förlora möjligheten att få del av detta ekonomiska styrmedel för omställning till förnyelsebar elproduktion, detta motiverat av hänsyn till att vattenkraften påverkar fiskars och andra vattenlevande organisms levnadsvillkor. Nu blev det inte så och tills vidare får alltså ägare till småskaliga vattenkraftverk del av dessa certifikat.

De gröna elcertifikaten ger för närvarande den som producerar el med småskalig vattenkraft 28 öre/kWh extra. Det finns en bortre parentes för elcertifikaten, det vill säga de skall någon gång tas bort. Mycket tyder dock på att elpriset vid det laget kommer att ha stigit så pass att det i alla fall hamnar i nivå med nuvarande pris plus elcertifikat.

3.3.4 Nätägares tekniska krav på produktionsanläggningar

Svenska Elverksföreningen har tagit fram en handbok med titeln ”TAMP Tekniska anvisningar för anslutning av mindre produktionsanläggningar till distributionsnät” [2]. Den behandlar de tekniska krav som mindre produktionsanläggningar skall uppfylla för att få anslutas till elnätet. De tekniska krav som nätägare ställer på produktionsanläggningar som skall anslutas till deras nät handlar om anläggningarnas elektriska bestyckning och funktioner, framförallt vad avser utrustning för brytning och frånkoppling vid olika typer av fel, samt utrustning för mätning.

Ett antal skyddsfunktioner behövs. Krav finns både på vilka typer av skydd som skall finnas, samt hur det hela skall vara utfört för att bland annat kravet på spänninggodhet i ledningsnätet skall bli uppfyllt.

Kraven på skyddsfunktioner (reläskydd) som alla anläggningar måste uppfylla innebär att det skall finnas:

- över- och underfrekvensskydd
- trefasigt över- och underspänningsskydd
- effektriktrelä (bakeffektskydd)
- osymmetriskydd
- överströmsskydd
- skydd mot oönskad ö-drift
- jordfelskydd

Om asynkrongenerator används, skall anläggningen vara försedd med faskompenseringsutrustning med kapacitet som motsvarar generatorns behov av reaktiv effekt vid tomgång, vilket motsvarar ett $\cos \varphi$ på ca: 0,90 – 0,95 vid full last. En tumregel används i dessa sammanhang, vilken säger att en dimensionering av kondensatorbatteriet på en tredjedel av generatorns märkeffekt uppfyller detta krav. Anledningen till att använda en tumregel här är att det – särskilt om begagnad generator anskaffas – kan vara svårt att få fram uppgifter om dess reaktiva effektbehov vid tomgång. Denna uppgift finns inte på en generators märkplåt. Dimensionering enligt tumregeln anses täcka in behovet hos godtyckliga asynkrongenerator och har egentligen bara den nackdelen att en generator med bra $\cos \varphi$ blir onödigt väl kompenserad. Beträffande faskompenseringsutrustningen ställs också kravet att denna vid frånkoppling av anläggningen från elnätet skall frånkopplas innan generatoren. Detta för att förhindra att den laddning som finns i kondensatorbatteriet orsakar spänningstransienter i ledningsnätet i det ögonblick då förbrukaren av reaktiv effekt, det vill säga generatoren, kopplas bort.

Kunden (i detta sammanhang liktydigt med kraftverksägaren) skall själv ombesörja och bekosta förläggning av anvisad typ av kabelskyddsror mellan anläggningen och

anslutningspunkten på den egna tomten, samt likaledes ombesörja och bekosta installation av mätarskåp, detta efter samråd med nätägaren om utformning och placering.

3.3.5 Nätägares administrativa krav på anläggningsinnehavare

De administrativa kraven innebär bland annat att ägaren av produktionsanläggningen skall fylla i en blankett kallad "AMP-blankett" i samband med offertförfrågan om anslutning till elnätet. På denna blankett skall ägaren till anläggningen fylla i viktiga data som nätägaren behöver känna till för att kunna avgöra om nätet behöver förstärkas eller inte. Blanketten ingår i den tryckta handboken "AMP Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet" [1], som tillhandahålls av organisationen Svensk Energi. Handboken innehåller information och anvisningar rörande de administrativa kraven för anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet. AMP-blanketten finns sedan november 2008 i ny version, samt i både svensk och engelsk utgåva. Den nya versionen innebär att den som finns i handboken är inaktuell och skall därför inte längre användas. Såväl handboken som blanketterna kan beställas från Svensk Energis förlagsverksamhet. Innan nätägaren går vidare med en anslutning av produktionsanläggningen till sitt nät, skall också den elinstallatör som gjort installationen i anläggningen lämna en föransökan, där reläskyddsinställningarna redovisas.

4 Metod

Tillvägagångssättet som använts för detta examensarbete har varit att inhämta olika typer av uppgifter, till exempel priser på sådan utrustning och sådant material som måste anskaffas, uppgifter om klimatet och prognoser över hur detta kommer att förändras, uppgifter om elmarknaden, samt kunskaper från folk med kunnande på områdena småskalig vattenkraft resp. juridiken kring vattenverksamhet.

För uppgifter om de tekniska och administrativa krav som ställs på anläggningar, respektive anläggningsinnehavare har de båda dokumenten AMP [1] och TAMP [2] använts som referens.

Klimatdata har hämtats från SMHI [3], [4], [5].

Statistik över utvecklingen av elpriset kommer från Statistiska CentralByrån, SCB [6].

Kunskap om de juridiska aspekterna har inhämtats via SERO/SRF [7], föreläsning av juristen Mona Edvardsson vid LRF-konsult i Falun, Juridiska Byrån, samt föreläsning/intervju av och med Karl-Henrik Andersson, Seffle Turbin AB.

Därefter har kunskaperna och faktauppgifterna använts för att ge en uppfattning om vad som kommer att krävas för att kunna genomföra en återstart av kraftverket(en).

5 Resultat

5.1 Det juridiska läget för kraftverken i Järbo

Det som till att börja med är positivt i detta fall är att all den mark som rymmer vattenmagasinen och strömfåran hela vägen är avstyckad som fastigheter. Tomas äger dessa fastigheter, vilket är viktigt i sådana här sammanhang, både i praktiken och i juridisk mening. Termen ”fallrätt” används i vattenlagstiftningen och avser att den som skall bedriva verksamheten har rätt till det genom att han givits den rätten av annan eller att han själv äger marken.

Det som är mindre bra är att någon ursprunglig vattendom ännu ej hittats. Att det förhåller sig så, innebär dock inte nödvändigtvis att någon sådan inte existerar. Hittills har sökning gjorts hos miljödomstolen vid Vänersborgs tingsrätt. Eventuell dom är åtminstone 82 år gammal (1926) och det är enligt flera källor inte ovanligt att så gamla domar inte längre finns i tingsrätternas arkiv, utan får sökas på andra ställen. Möjliga platser att leta på kan vara riksarkivet i Stockholm resp. landsarkivet i Göteborg.

Om det emellertid skulle visa sig att det faktiskt inte funnits något tillstånd för den tidigare verksamheten, måste en begäran om laglighetsprövning i efterhand göras. Det skulle i det aktuella fallet innebära en prövning enligt 1918 års vattenlag.

Sammanfattningsvis ter sig det juridiska läget för projektet i Järbo ganska bra, särskilt om en ursprunglig vattendom hittas. Det har inte gått mer än cirka 40 år sedan verksamheten upphörde och i alla de avseenden som nämns under 3.3.1 planerar Tomas att driva verksamheten på samma sätt som den ursprungligen bedrevs.

5.2 Anläggningarnas skick

Så vitt vad som gått att bedöma är fördämningarna, både vid St. Råvattnets utlopp och vid nedre dammen i såpass gott skick att lagning genom tätning med ny cement där den gamla lossat eller spruckit bör räcka för att kunna återuppta användningen. Båda dessa magasins nivå ligger sedan oklart antal år tillbaka under större delen av året i nivå med utloppen, det vill säga där tuberna en gång var anslutna. Detta eftersom där idag i princip bara är ett hål där vattnet tämligen obehindrat rinner ut och någon nivå därmed inte kan byggas upp i magasinen.

Tuberna finns bara delvis kvar. Den övre stationens tub, mellan utskovet vid stora Råvattnets utlopp och övre stationen, är helt borta. Endast de rostiga järnbanden och rutnade bitar av träet återstår idag. Det är likadant med övre delen av den nedre stationens tub, mellan nedre dammen och den nedre kraftstationen, då även denna del var av trä. Undantaget är de nedre 88 metrarna av denna tub, de som består av nitad järnplåt. Denna del är kvar och förefaller intakt, sånär som på de sista 2-3 metrarna innan inloppet till turbinen. Tubens lutning är där väldigt liten och där har det

sannolikt stått vatten i form av kondensvatten från tubens insida och sådant som kan ha runnit in vid övre ändan, vilket gjort att botten av tubröret rostat sönder så att det är håll.

Tankar finns om att försöka prova järntubens kondition för att se om det skulle kunna gå att behålla denna och enbart ersätta den del av tubsträckan som ursprungligen utgjordes av trä. Detta förefaller dock ganska osäkert, så utgångspunkten är ändå att räkna med helt ny tub hela vägen.

Kontakt har tagits med ett par tillverkare av tuber. Boxholm produktion AB tillverkar och bygger trätuber. En ungefärlig uppskattning av priset för tub passande nedre stationen, det vill säga 370 millimeters diameter, landade på 1800 kr. per meter. Då var detta under förutsättning att Tomas kan hålla med fyra stycken egen personal som gör mycket av monteringsarbetet.

APS Norway tillverkar rör av glasfiberarmerad polyester för olika användningsområden, däribland vattenkraft. Dessa rör finns i ett antal olika bärighets- och tryckklasser, samt i en mängd standarddiametrar och kan mot högre kostnad specialtillverkas för kundens behov. Det finns en mängd olika tillbehör såsom olika varianter av skarvar, fästen och anslutningar. Företaget har lämnat en budgetoffert baserad på leverans av 160 m rör, det vill säga hela tubens längd. I offerten ingår priser för rören samt en böj, 0-30 grader. Priserna inkluderar transport med semitrailer till avläggningsplats hos kunden, men inte lossning. Priset för 350 millimeters rör är 390 kr per meter och för böjen 2840 kr per styck. Samtliga priser är exklusive moms. Enligt leverantören är dessa rör mycket tåliga, även mot solens UV-strålning och konstrueras för en livslängd på 100 år. APS hade exempel på rör som fortfarande är i användning och som såldes i början av företagets verksamhet, vilket innebär 1968-1969, det vill säga cirka 40 år tillbaka i tiden.

Det krävs också ett nytt intagsgaller och eventuellt en mekanisk grindrensare som rakar bort kvistar, löv och annat skräp som sätter igen intagsgallret. Ett prisförslag från en leverantör visar på en kostnad för dessa två komponenter på ungefär 100 000 kr. Detta var dock räknat på ett besynnerligt stort intagsgaller, hela 1,5 meter brett! Med tanke på att tubens diameter endast är 370 millimeter känns detta klart överdrivet. Ett mindre galler reducerar kostnaden. Ett annat alternativ kan vara att inte använda grindrensare, utan istället välja ett ännu större intagsgaller, samt tillämpa manuell rensning. Med ett tillräckligt stort galler kan tiden mellan rensningstillfällena hållas lång och då kan kraftverksägaren själv sköta denna uppgift.

Förutom detta krävs lagningsarbeten på muren, men det är något som Tomas, med hjälp av folk han känner bör kunna klara själva med hjälp av cement och cementblandare. Att anlita hantverkare på kommersiell basis blir sannolikt alltför kostsamt.

5.2.1 Nedre stationen

Denna stationsbyggnad fordrar upprustning, till exempel nya dörrar och fönster, så att den går att stänga. Detta krävs för att kunna uppnå ett fungerande skalskydd. I övrigt är den i relativt bra skick.

När det gäller maskineri och övrig utrustning, finns inget som direkt går att använda. Det enda som egentligen finns kvar är regulatorn samt turbinen, vilken är sönderfrusen och stått stilla i 40 år. Enligt eldsjälar som har erfarenhet av sådana här saker, är det dock i sammanhanget inget att fästa speciellt stor uppmärksamhet vid. Det mesta brukar gå att återanvända, därtill ofta till en kostnad som är konkurrenskraftig gentemot ny tillverkade alternativ. Planen är att efter att noggrant ha dokumenterat stationen, med fotografering och eventuell videofilmning, demontera turbinen för att kunna bedöma dess tillstånd. Först därefter är det egentligen möjligt att bedöma vad det skulle kosta att reparera och få den i användbart skick igen.

Den gamla regulatorn har i princip inget värde, då stationen planeras att bli automatiserad, med hydraulisk manövrering av pådraget och styrning med PLC-system. För att säkerställa att anläggningen stängs av på rätt sätt i händelse av strömavbrott i distributionsnätet, är det lämpligt och eventuellt även nödvändigt att ha en anordning för avbrottsfri kraft som gör att styrsystem och hydraulik strömförsörjs tillräckligt länge för att turbinens pådrag och eventuell ventil monterad ovanför turbinen skall hinna stängas. Om reservkraft saknas, måste annan lösning finnas för att tillförsäkra att turbinen ej rusar vid strömavbrott. Detta skulle eventuellt kunna lösas med hjälp av tryckackumulatortank i hydraulsystemet, kombinerat med en kretslösning som innebär att kolven som reglerar turbinens pådrag i händelse av bortfall av elektrisk ström rör sig i den riktning som innebär stängning. Anordningar för avbrottsfri kraft tillförsäkrar dock utöver denna funktion, även en god elkvalitet på matningen av styrsystemet. Detta genom att de filtrerar bort störningar och förhindrar spänningsvariationer. Tomas vill gärna ha möjlighet att på distans kontrollera anläggningens status på något sätt, till exempel genom att kunna ringa in till den och få statusrapport via röst, SMS eller liknande. Även detta talar för att använda avbrottsfri kraft för att tillförsäkra anläggningens funktion.

Följande kostnadsförslag på utrustning har hittills inkommit:

- Generator: ABB asynkronmotor typ 225 SMB, 1475 rpm, 45 kW. Pris 29 000 kr
- Fördelningsskåp, upp till 160 A med strömtransformatormätning, Två utgående grupper. Pris ca 27 000 kr
- Alt. Fördelningsskåp 63 A. Direktmätning. Två utgående grupper. Pris ca 12 000 kr
- Kondensatorbatteri 20 kVAr. Rent Kondensatorbatteri utan filter. Pris ca 6000 kr (med standardfilter ca 11 000 kr)

- Automatikskåp plus kraft för asynkrongenerator ≤ 63 A exklusive fasningsautomatik. Ventilavledare ingår. Pris ca 38 000 kr

5.2.2 Övre stationen

Den övre stationen var byggd av trä och håller på att falla ihop. Den skulle med andra ord behöva återuppbyggas från grunden. Turbinen är dock här i ett bättre skick än i den nedre stationen. Den har inte frusit sönder. Denna station skulle även vid en eventuell återstart behöva dela viss utrustning med den nedre stationen, detta på grund av att den är så liten att det inte är ekonomiskt försvarbart att utrusta den med all den utrustning som krävs för att kunna fungera som fristående enhet. Detta utgör dock inte något problem med dagens teknik. Fjärrmanöver skulle kunna ske antingen via signalkabel som möjliggör trådbunden kommunikation mellan stationerna eller via trådlös överföring. Hydrauliskt pådrag skulle även här vara lämpligt. Rotationshastighet hos turbinens axel, tryck i inloppet, samt nivå vid utskovet i stora Råvattnet skulle vara lämpliga att mäta. Styr signaler för ventiler i pådraget skulle sändas från nedre stationen. Upprustning och drifttagning av denna station är inte aktuell till en början.

6 Diskussion

6.1 Nederbörds- och temperaturförändringarnas konsekvenser för vattenkraftverksägare

För en kraftverksägare som funderar på att satsa på upprustning och återstart av en gammal, nedlagd anläggning, torde det vara positivt att nederbörden beräknas öka framöver. Att inteckna denna produktionsökning i kalkylerna för satsningen rekommenderas dock inte, då det trots allt finns osäkerheter. Däremot så kan man enligt min mening gott tänka sig att låta den minska eventuell tveksamhet kring en satsning. Det kommer ju i alla fall ganska säkert inte att – sett över längre tid – bli sämre med avseende på vattenföringen.

Även de beräknade förändringarna av nederbördens fördelning över året borde kunna betraktas som positiva. Detta gäller särskilt om man därtill beaktar temperaturens förändring, med en trend mot allt mildare klimat. Siffrorna för nederbördens fördelning över året avser nämligen när denna faller. Ett klimat som det många äldre personer minns från förr, med kalla vintrar, innebär ju att den nederbörd som faller under vintern till stor del binds som snö och is och därför inte kan utnyttjas för vattenkraft förrän den – under några korta veckor på våren – smälter och rinner ned i vattenmagasinen. Att vintrarna blir mildare innebär att större andel av vinterns nederbörd direkt tillförs vattenmagasinen. Allt detta bidrar sammantaget till en jämnare tillgång på vatten.

Det negativa är att somrarna relativt de andra årstiderna kommer att bli torrare. Å andra sidan har inte ägaren något producentansvar gentemot kunder idag, så som var fallet när anläggningarna byggdes. På den tiden var kunderna helt beroende av elproduktionen i de egna anläggningarna. Idag blir ingen utan ström för att anläggningar som dessa står stilla eller går med reducerad effekt och det är därför möjligt att spara på vattnet, så att magasinen får förbli fulla så länge som möjligt i början på sommaren. Under resten av sommaren får man om nödvändigt hushålla med vattnet i magasinen fram tills dess att höstens nederbörd fyller dem igen. Idag tas större miljömässiga hänsyn och att helt stoppa vattenflödet och därmed torrlägga bäckfåran nedströms den nedre stationen skulle troligen inte accepteras. En lösning på detta problem kan vara att leda en begränsad mängd vatten förbi turbinen i händelse av stoppad drift, vilket kan hålla bäckfåran fuktig.

6.2 Elprisets utveckling och de gröna certifikatens betydelse

Som konstaterats är elpriset idag historiskt sett högt. Jämfört med slutet av 1960-talet då kraftverken i denna rapport stängdes, är dagens prisnivå flera gånger högre. Det är detta som gjort att intresset för att återstarta gamla nedlagda kraftverk har tagit fart

under de senaste åren. Ännu viktigare för den som står i begrepp att starta en anläggning idag är dock att kunna ha en uppfattning om hur läget kommer att vara framöver. De flesta privatpersoner, även om man är några stycken som går ihop om ett projekt, måste troligtvis låna pengar för att kunna lösa finansieringen. Men även om besparingar skulle finnas, vill nog de flesta att resultatet av satsningen åtminstone skall motsvara normal avkastning från banksparande.

Idag kommer ju en relativt stor andel av intäkterna för en ägare av vind- eller vattenkraftverk från de gröna elcertifikaten. Dessa har en bortre tidsgräns, då de skall avvecklas, eftersom de är ett tidsbegränsat styrmedel för att stimulera en omställning till förnyelsebar elproduktion. Detta innebär att man måste räkna med detta i sina kalkyler. Å andra sidan tyder det mesta på att elpriset vid det laget kommer att ha ökat så pass mycket att intäkterna även efter borttagandet åtminstone hamnar på dagens nivå på elpris plus certifikat.

6.3 Kostnader för återstart

Med en kostnadsram om 500 000 kr och så stora investeringsbehov som i detta fall är det inte helt enkelt att få kalkylen att gå ihop. För att det alls skall vara möjligt måste varje krona ifrågasättas och alternativ utvärderas. Detta innebär förmodligen att man måste kompromissa och kanske inte kan välja de alternativ som ur övriga synvinklar vore att föredra. I vissa fall kan det eventuellt bli nödvändigt att välja det enklaste men ändå fungerande alternativet.

Exempelvis är som synes kostnaden för intagsgaller och grindrensare hög. Med ett tillräckligt stort intagsgaller borde det kunna gå att undvika grindrensare. Med automatik som stoppar driften vid alltför lågt flöde händer vid igensättning av gallret inget annat än att anläggningen stoppar. Då får någon i så fall bege sig till kraftverksdammen och manuellt rensa gallret. Att i ett senare skede komplettera med en grindrensare är heller inget som behöver innebära att någonting av det som redan finns måste ändras.

7 Slutsatser

Projektet ter sig genomförbart så till vida att tillstånd bör kunna erhållas. Ekonomin är svårare att bedöma, då det hittills ej gått att få in prisuppgifter för tillräckligt många delar av investeringarna, samt att skicket hos främst turbinerna ännu ej kunnat fastställas. Om billigare tub än den som omnämns i rapporten kan hittas, turbinen inte blir allt för dyr att sätta i stånd och kostnaderna även i övrigt kan pressas, bör det kunna gå att hamna inom gränsen 500 000 kr.

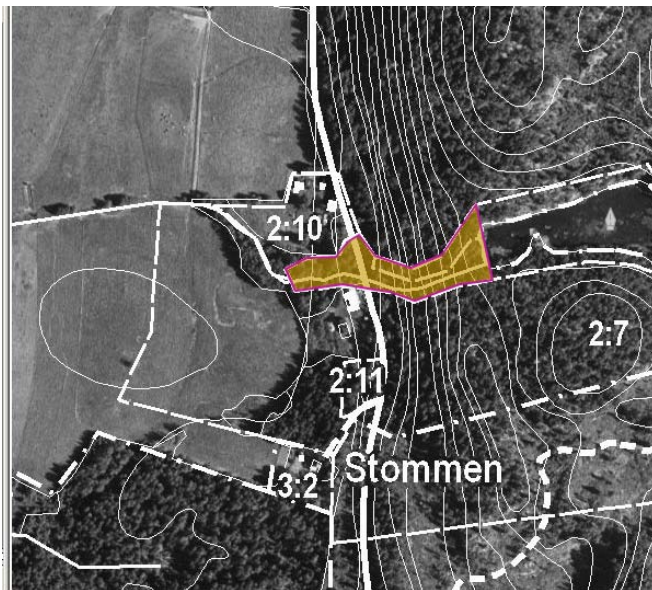
Källförteckning

1. Svensk Energi (2001). *AMP Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet*. Stockholm: Svensk Energi - Swedenergy - AB.
2. Svenska Elverksföreningen (1992). *TAMP Tekniska anvisningar för anslutning av mindre produktionsanläggningar till distributionsnät*. Stockholm: Svenska Elverksföreningens Serviceaktiebolag.
3. *Sveriges framtida klimat (Nordvästra Götaland, Nederbördsförändring)* [Elektronisk]. SMHI
Tillgänglig: <<http://www.smhi.se/sgn0106/leveranser/sverigeanalysen/index.php?distrikt=3&target=nede&v=17>> [2008-05-26]
4. *Sveriges framtida klimat (Nordvästra Götaland, Nederbördsförändring per årstid)* [Elektronisk]. SMHI
Tillgänglig: <<http://www.smhi.se/sgn0106/leveranser/sverigeanalysen/index.php?distrikt=3&target=mnps&v=13>> [2008-05-26]
5. *Sveriges framtida klimat (Temperatur & nederbörd, Stationsdata för Nordvästra Götaland 1961 - 1990)* [Elektronisk]. SMHI
Tillgänglig: <<http://www.smhi.se/sgn0106/leveranser/sverigeanalysen/index.php?distrikt=3&target=tns>> [2008-05-26]
6. *Elpriser för olika typkunder, tidsserie*. [Elektronisk]. SCB.
Tillgänglig: <http://www.scb.se/templates/tableOrChart____85467.asp> [2008-05-26]
7. *Lagstiftning* [Elektronisk]. SERO/SRF.
Tillgänglig: <<http://www.sero-srf.se/lagstiftning.htm>> [2008-05-26]
8. Alf Ölme m fl (2003). *Tabeller och formler*. 1. uppl. Stockholm: Liber.

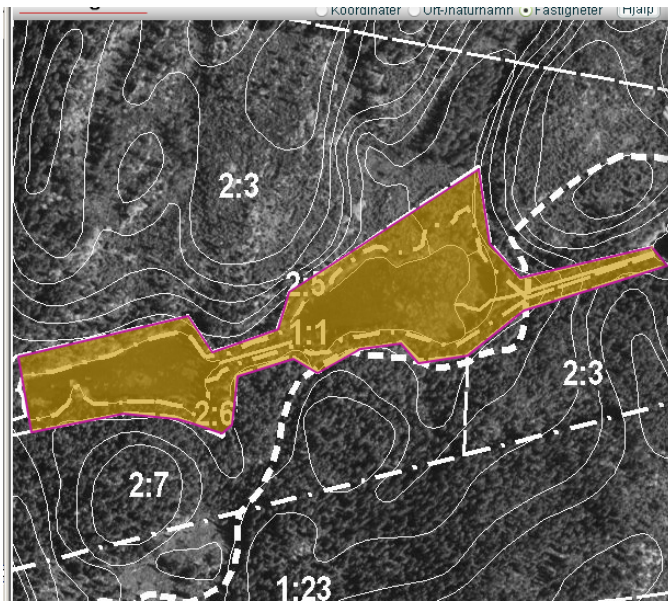
A. Tomas tomter och deras placering



Figur A1. Översikt över det aktuella området



Figur A2. Denna tomt innefattar fallet från nedre dammen t.o.m. nedströms den nedre kraftstationen



Figur A3. De två dammarna. Den till vänster är kraftverksdammen med fördämningsmur, varifrån vattnet till den nedre stationen kommer