

Föredrag för VBIK 16 oktober 2024

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Stänggång vid Kärrgruvan Norberg

Anförande för
VBIK
16 oktober 2024

Per Norberg



Dubbel 400 kV ledning i 800 kV stolpe © Puggen

Tack för att Ni åter gett mig äran att få tala inför landets kraftelit. Sist jag hälsade på Er var i januari 2011. Det jag då talade om var det svenska elnätets utveckling utgående från Trollhättan och att Vattenfall 2009 fyllde 100 år. Vissa av bilderna kommer jag även visa i kväll. Då liksom nu kommer en del bilder från *Den gemensamma utvecklingen* av Mats Fridlund och som handlar om samarbetet mellan Vattenfall och ASEA.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

Några rader om mig själv



På besök i den allra första Statcom installationen i Sullivan substation, Tennessee 1997

Chalmers elkraft	1979
Sydkraft nätplanering 20 kV – 400 kV	1980-1984
Vattenfall Västsverige nätplanering	1984-1996
Företagsspecialist Vattenfall AB	1996
FoU-ansvarig T&D Vattenfall AB	1999-2004
Technical Controller Vattenfall Elnät	2005-2020
Adjungerad professor Elkraftteknik	
Chalmers Tekniska Högskola	2009-2020
Under åren 1996 – 2020 haft en mängd externa uppdrag inom branschen. Framst inom forskningsområdet samt bland annat Eurelectric och Cigre.	

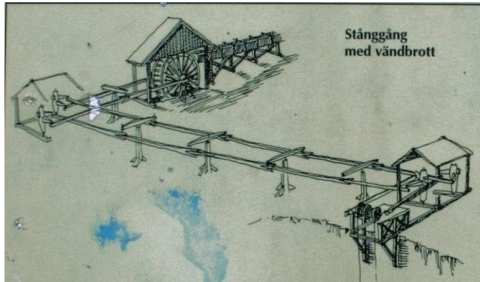
Haft många samarbetsprojekt ihop med ABB under åren.

Här är en kort presentation av mig själv. Såsom först kund vad avser stora transformatorer och senare FoU-ansvarig inom Vattenfall för Transmission och Distribution så var jag en återkommande besökare i Ludvika och satt i STRI styrelse under drygt 5 år. STRI samlade kunskaper förvaltas i dag av företaget I₂G och som jag samarbetar med

i olika projekt. Jag har även på senare år engagerat mig i debatten - i slutet finns en del länkar.

Temat i dag är det svenska transmissionssystemets utveckling från stångångar till dagens 400 kV system. Jag kommer även ta upp 800 kV projektet som ju inte blev av samt lite om dagens utmaningar.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Transmittera har många betydelser, i detta sammanhang handlar det om att överföra eller förflytta

Distribuera innebär att fördela.

Stånggångarna som ju var vanliga i Bergslagen kan ses som våra första transmissionsnät



I början på 1880-talet började elektriska lampor dyka upp och det första kommunala elverket startade 1885 i Härmö-sand. Det var ångmaskiner som drev så kallade dynamos och vars el sedan distribuerades.

Transmittera har många betydelser, i detta sammanhang handlar det om att överföra eller förflytta energi.

Distribuera innebär att fördela till slutkunder.

Var gränsen går har egentligen inte med spänning att göra utan beror på uppgiften. Att radiellt förflytta kraft i en riktning är distribution. Drivs systemet maskat och kan hantera effekt i båda riktningar är det transmission. Att förflytta kraft från produktionskällor till ett distributionssystem brukar också kallas transmission.

I dag med småskalig vindkraft och solpaneler så måste även de lokala distributionsnäten kunna hantera effekt i båda riktningar. Vattenfalls framlidne utvecklingschef Stig Göthe föreslog begreppet mixdistribution.

Stånggångarna som ju var vanliga i Bergslagen kan ses som våra första transmissionsnät.

I början på 1880-talet började elektriska lampor dyka upp och det första kommunala elverket startade alltså 1885 i Härmösand. Det var ångmaskiner som drev så kallade dynamos och vars el sedan distribuerades. Det fanns exempel på tidigare elverk men det var privata anläggningar som inte var öppna för allmänheten.

Under 1890-talet utvecklas växelströmstekniken med 3-fas - där ju Jonas Wenström är en av pionjärerna samt utvecklingen av generatorer. Många industrier som exempelvis sågverk som förlagts vid vattenfall bygger vattenkraftverk med start runt sekelskiftet. Jonsereds kraftstation öster Göteborg är ett fint exempel.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Jonsereds kraftstation byggd 1901



Idag 4 aggregat 1.9 MW

Runt sekelskiftet 1900 börjar de första vattenkraftverken byggas. Ofta är det för lokal industri.

Några år senare startas de första kraftföretagen för att nyttja avlägsnare vattenfall.

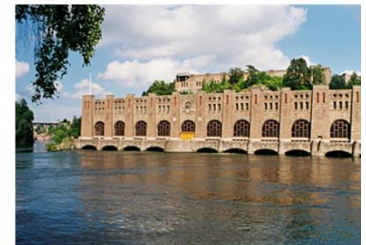
Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Gullspångs kraftverk invigd 1908, 20 MW



Bassalt kraftverk i Lagan invigt 1910, 8 MW



Trollhättans kraftverk invigt 1910 med då 40 MW

Som exempel på kraftföretag som startades för att exploatera vattenkraft för allmänna ändamål och transmitta kraften till kunderna – industrier och elverk kan nämnas:

Gullspång-Munkfors Kraft AB för utbyggnad av Gullspångsälven och elektrifiering av NV Västergötland.

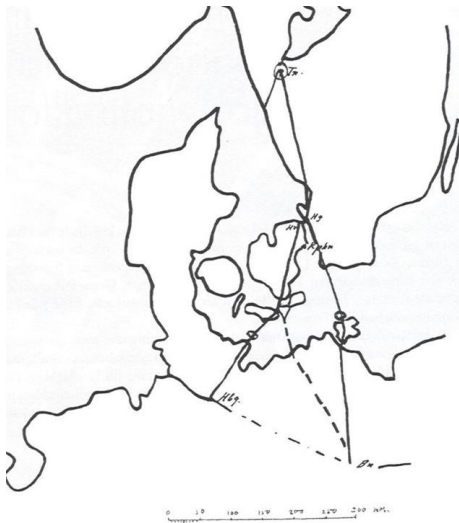
Sydsvenska Kraft AB för utbyggnad av Lagan och elektrifiering av städerna utefter Skånes västkust.

Samt inte minst Kungliga Vattenfallstyrelsen för utbyggnaderna i Trollhättan.

Chefen för Trollhätte Kanalverk, Wilhelm Hansen, ser tidigt potentialen i de berömda fallen i Trollhättan men det kommer ta några år innan man fått löst ägarfrågan. Detta i sin tur innebär att man riskerar mista den i förväg kontrakterade leveransen till Skara till Gullspångs-bolaget. Men genom att bygga ett provisoriskt kraftverk i Trollhättan hinner Vattenfall först. 1910 invigs både

första etappen av Trollhätte kraftverk liksom Sydsvenska kraft-aktiebolagets fyra första kraftverk i Lagan.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Ritning från 1909 som visar hur Trollhättan skulle kunna försörja Hamburg och Berlin med el.

Tanken var att använda HVDC och Thury-systemet efter sin uppfinnare Rene Thury.

Thurys ide var att serie-koppla individuella DC-generatorer upp till lämplig spänning.

Ett antal installationer gjordes med en högsta spänning på 150 kV

Potentialen i Trollhättefallen var betydligt större än första etappens 40 MW. Som man såg det under 1900-talets första år skulle man kunna försörja stora delar av norra Europa med el - men hur få fram kraften - AC-systemen har sina begränsningar. I denna skiss från 1909 som hittades i ett arkiv i Trollhättan för en 30 år sedan visas hur man med DC skulle kunna försörja Hamburg och Berlin.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

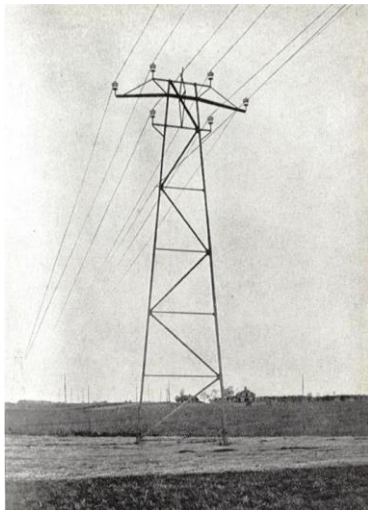


Fig. 33. Trollhättan. Ledningen Trollhättan-Skara. Bärstolpe.
50 kV, 2/3/35 mm² Cu, Jostlin 50 mm² Fe. Normal spänning 130 m. Utbild 1908.

Vattenfalls första kraftledning Trollhättan - Skara

Man valde högsta tillgängliga spänning vilket runt 1910 var 50 kV.

När det var dags för Älvkarleby några år senare valdes 70 kV.

För Stockholms Elverks ledning från Untra 1918 valdes 100 kV.



Överst
Dannemora 70 kV transformatorstation med
anslutande ledningar.

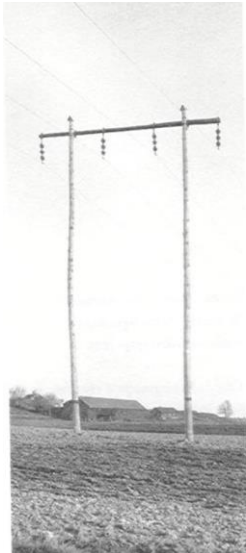
Underst
Kraftledningen Untra - Stockholm 2*100 kV



När det gällde att få fram kraften till de tänkta kunderna så valde man högsta kommersiellt tillgängliga spänning vilket runt 1910 var 50 kV. När det några år senare var dags för att bygga kraftverken i Porjus och Älvkarleby kunde man använda 70 kV. Och Stockholms elverk var uppe i 100 kV år 1918 - en spänning man fortfarande har kvar i sitt system. Kännetecknande för kraftledningarna var att det var

dubbelledningar och att de flesta stolpar var ostagade och hölls uppe av fas- och topp-lina. Typiskt var sjätte-sjunde stolpe var kraftigt förankrad och stod för stabiliteten. Ett billigt byggnads-sätt men skulle det bli ett linbrott fanns risken att flera stolpar rasade.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



50 kV ledning Trollhättan - Änimskog

De första ledningarna var dubbelledningar.

Borde det inte gå lika bra med en enkelledning med reservfas?

Motsvarande lösning fanns på transformatorsidan.

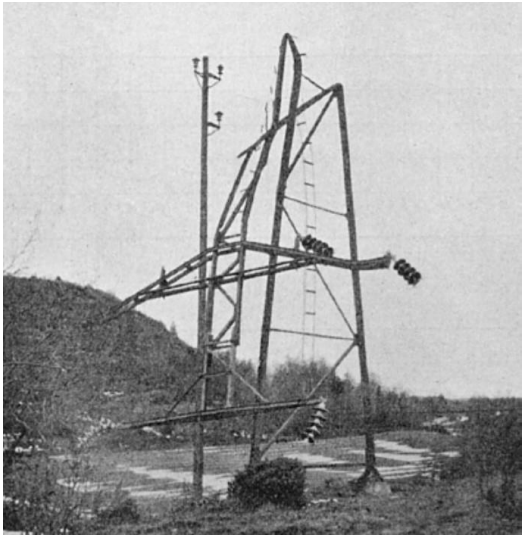
Vid denna tid var elen något nytt och man ville gärna att kraftverken och de större transformator-stationerna skulle ge ett imponerande intryck. Speciellt 70 kV transformatorstationerna i Mellansverige sticker ut. Många ritades av Erik Hahr - mångårig stadsarkitekt i Västerås. Typiskt för transformatorstationerna var att de stora kraftledningarna anslöts högt upp under taket - det skulle se ut som stationen sände ut blixtrar. När man senare byggde för 120 kV och uppåt fick man inte plats inomhus utan det blev utomhusställverk.

Det fanns inga drifterfarenheter för de första utbyggnaderna men efter ett tag insåg man att linbrott inte var så vanligt så att man måste ha två parallella system. Så varför inte göra på samma sätt som för större 1-fas transformatorer - ha en fjärde i reserv så kallad Q-pol.

Mig veterligt byggdes det bara en komplett förbindelse men många av Vattenfalls ledningar runt 1920 var förberedda för en fjärde lina.

23 oktober 1921 drabbades västgötaslätten av en isbarksstorm vars like man inte sett tidigare eller senare i Sverige. Då insågs att man måste räkna med att tappa hela ledningen.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



50 kV ledningen Trollhättan – Alingsås efter isbarkstormen 23 oktober 1921

Historien lärde oss emellertid att det var inte linfel som man skulle räkna med.

Utan att tappa hela ledningen !

Så kraftig isbeläggning som 1921 klarar inte våra 400 kV ledningar – det är en optimeringsfråga eftersom problemen uppstår på en relativt begränsad yta och exempelvis denna storm är klassad som en 100-års händelse... Problemet är att det gått mer än 100 år...

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



1918 togs Älvkärleby kraftverk i drift och året innan ångkraftverket i Västerås. Bakgrunden till ångkraftverket var att kunna klara torrår speciellt i öst. Problemet var att Trollhätteblocket drevs med 25 Hz (liksom Stockholms Elverks anläggningar) och Älvkärlebyblocket inklusive ångkraftverket med 50 Hz. För att kunna få del av Trollhättekraften byggdes 3 aggregat i Trollhättan för 50 Hz och det beslöts att bygga en 120 kV kraftledning Trollhättan – Västerås .

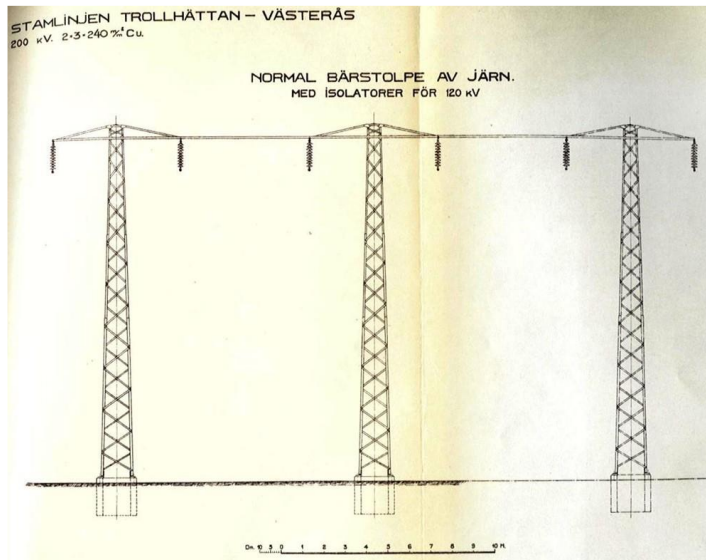
I Mellansverige hade Vattenfall svårt att klara torrår varför man beslöt att bygga ett stort ångkraftverk i Västerås. Man ville även kunna komma åt kraft från Trollhättan där det fanns stora utbyggnadsmöjligheter. Problemet var att Trollhättan byggdes för 25 Hz vilket man i början på seklet trodde var rätt frekvens för framtiden och man var inte ensamma. Även Stockholms Elverks satsade på 25 Hz.

Bakgrunden var främst att man ville ha låg frekvens för att hålla nere linjereaktansen och få längre överföringsförmåga. Men det man

inte visste var att man i framtiden kunde höja överförings-
spänningen så kraftigt att 50 Hz inte blev någon begränsning.

Sedan var lokal-distribution för belysning speciellt i städerna DC-
baserad varför AC frekvensen inte hade någon betydelse.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



I USA och Tyskland hade man börjat planera för ledningar för 200 kV i slutet av 1910-talet. Vattenfall beslöt därför att "Västra Stamlinjen" skulle dimensioneras för 2*200 kV med fas-linor av Cu 240 mm² men isolatorer för 120 kV.

Inledningsvis byggdes bara en bransch och två stolpar. De flesta stolparna var av fackverkstyp enligt bilden till vänster. Men speciellt på Västgötaslätten användes betongstolpar.

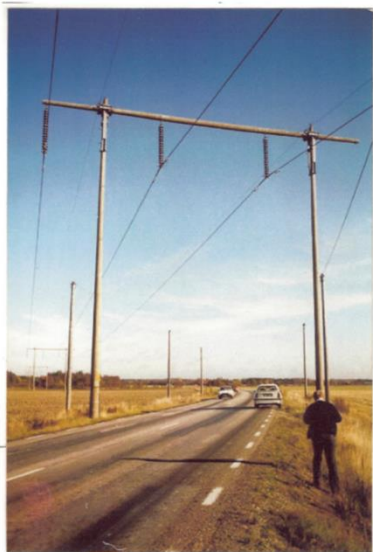
Inför utbyggnaden av Älvkarleby och 70 kV systemet så hade Waldemar Borgquist tagit kommandot som Vattenfalls ledande elektrotekniker. Han gick i pension 1948 som generaldirektör och är nog den person som haft störst påverkan på utbyggnaden av landets kraftsystem. Han beslöt att nu är det 50 Hz som gäller. Övriga större kraftföretag i landet valde också 50 Hz från början. Ett undantag som jag även nämnde sist var det lokala elverket runt Ludvika med sina 40 Hz. Chefens motiv lär ha varit att ha jag en udda frekvens kan inte närliggande elverk sno mina kunder utan stora kostnader.

För att kunna få stöd från Trollhättan till Mellansverige beslöts att generatorerna G11 till G13 i Olidestationen skulle kunna leverera 50 Hz ström samt att det skulle byggas en 120 kV kraftledning från Trollhättan till Västerås.

Denna ledning kallades redan innan den var byggd för Stamlinje.

I samband med projekteringen så visste man att det både i USA och Tyskland byggdes ledningar för 200 kV varför stolparnas höjd och fasavstånd dimensionerades för denna spänning. Det skulle även vara möjligt att genom ytterligare en stolpe kunna få en dubbelledning - något som aldrig blev av.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Vem var här först? Korsning med riksväg NÖ om Töreboda.

Västra Stamlinjen togs i drift 1921 och spänningshöjdes till 220 kV 1950. Till ledningen anslöts i mitten av 1920-talet SJ omformarstationer i Moholm och Hallsberg.

Trollhättan – Moholm spänningssänkt till 130 kV 1960.

Delvis ombyggd mitten av 1980-talet mellan Trollhättan – Moholm.

Totalombyggd Västerås – Hallsberg på 1980-talet (T-stolpe) och Hallsberg – Moholm > 2000.

Då försvann korsningen till vänster.

På betongstolparna var även regeln i betong.

Av ursprungsledningen finns delar kvar mellan Moholm och Trollhättan och en hel del stålstolpar – det är verkligen vackra konstruktioner.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

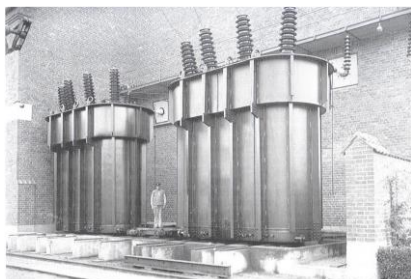


Foto: Staffan Moss hösten 2024

Är den inte vacker!

När det gällde utbyggnaderna i Trollhättan fick ASEA ordern på samtliga generatorer och efter många interna diskussioner till slut även ordern på "instrumenteringen" vilket var beteckningen på ställverksutrustningen. Så ASEA blev något av en hovleverantör till Vattenfall men ofta lät man delar gå till konkurrenter. Det handlade inte om priset utan man ville se hur andra löste tekniska problem. Säkerligen fick även ASEA ta sig en titt...

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



ASEA hade varit hovleverantör till Vattenfall vad avser utrustning upp till och med 70 kV. Sydkraft däremot köpte ofta från Tyskland.

Inför anskaffandet av 120 kV transformatorer är man skeptisk till ASEA – det är en spänning man inte jobbat med. Det slutar med att ASEA får order på tre och General Electric den fjärde transformatorn.



Redan innan Stamlinjen hunnit tas i drift havererar en av ASEA transformatorerna följt av ytterligare två haverier.

Detta leder till en allvarlig kris i relationerna som löstes genom stort personligt engagemang från Sigfrid Edström gentemot Waldemar Borgquist på Vattenfall.

Överst transformatorerna i Västerås, underst de i Trollhättan efter fullgjord tjänst

Men när det gällde upphandlingen av 120 kV transformatorerna – två i varje ände – så fanns starka krafter inom Vattenfall som menade på att detta är inte ASEA ännu mogna för. Efter stark lobbying från ASEA så får man till slut order på tre av transformatorerna.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Född i Malmö
KTH 1903
Siemens-Schücker
Berlin 1906
Anställd i kanalbolaget
1908
Överingenjör 1914
Överdirektör 1920
Generaldirektör 1938
Styrelseordförande
LM Ericsson 1933-52

Waldemar Borgquist 1882-1970



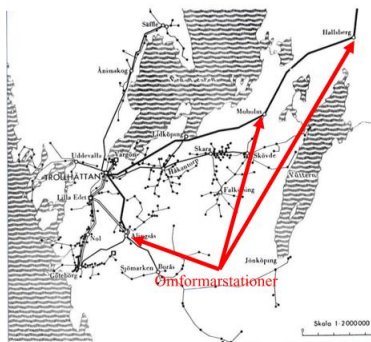
Född på Orust
Chalmers 1891 senare
ETH
Zürich spårvägar 1897
VD Göteborgs Spårv.
1900
VD ASEA 1903-1933
Styrelseordförande
ASEA 1934-1949
Ordf. SAF 1931-1942
Ordf. IOK 1946-1952

J. Sigfrid Edström 1870-1964

Det börjar inte bra – en havererar omedelbart och senare blir det två haverier till. Borgquist blir ursinnig men ASEA-chefen Edström lyckas återskapa förtroendet.

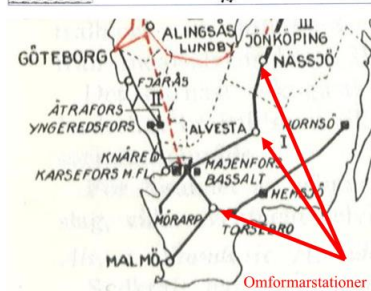
Eftersom stamlinjen år 1921 är en ren samkörningsförbindelse utan anslutna kunder så leder inte haverierna till några elavbrott utan blir en intern affär mellan bolagen. ASEA lär ha fått betala ett för tiden väldigt stort bötesbelopp.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



SJ började redan i början av seklet att planera för elektrifiering av järnvägsnätet. Man köpte in ett antal fallrätter i södra Sverige samt i norr för malmbanan. Tanken var att ha "egna" kraftverk direkt kopplade till järnvägen med en frekvens på 15 Hz.

Så blev det inte utan Vattenfalls ÖD Waldemar Borgquist drev igenom att lämpligaste lösningen är att bygga omformarstationer som omvandlar 50 Hz till en $1/3$ – det vill säga $16\frac{2}{3}$ Hz. Genom denna lösning så påskyndades landets elektrifiering genom att stationerna även kunde transformera kraft för allmän distribution.



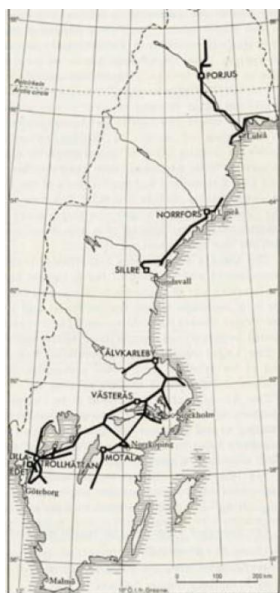
Så under perioden 1925 – 1935 så var majoriteten av de stora ledningsprojekten 70 kV (i östra Sverige) och 130 kV (väst och syd) kopplade till elektrifieringen av stambanorna.

Till vänster visas näten i väst och syd stadie ~1935

Första världskriget ledde till ett kraftigt ökat elbehov eftersom importen av olja och kol försvårades. Efter kriget blev det något av en "back-lash" och stagnation. Men i mitten på 1920-talet startade SJ elektrifieringen av stambanorna.

SJ ursprungsplaner var att elektrifieringen skulle ske via egna kraftverk men Borgquist drev igenom att det för samhället optimala var att det skulle ske via det allmänna 50 Hz nätet. Då fick man en "win-win" situation eftersom samma station kunde användas för omformning till $16\frac{2}{3}$ Hz samt för transformering till mellanspänning. Detta skulle skynda på landets elektrifiering.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Vattenfalls 70 kV – 120 kV system i början av 1930 -talet

I och med bygget av Västra Stambanlinjen knöts Trollhättan och Älvkarleby systemen ihop och bildade det så kallade Central - blocket.

Längst i norr fanns ett system utgående från Porjus.

Ett annat system utgick från Ume-älven till pumpkraftverket i Sillre.

De "vita" områden försörjdes av lokala kraftföretag som inte var hopkopplade med Vattenfalls system.

I början på 30-talet blev det dags att bygga ut Indalsälven där Krångede AB hade många fallrätter. Deras kunder låg i Mellan-sverige och man sökte koncession för en 200 kV kraft-ledning Krångede – Horndal.

Förutom att Vattenfall redan hade Västra Stamlinjen byggde man en 120 kV ledning Trollhättan - Alingsås och Sydsvenska kraft byggde 120 kV ledningar från Knäred till Alvesta - Nässjö och Hässleholm.

När det gäller de "vita" områdena i bilden ovan så möts Sydsvenska kraft - senare Sydkraft och det som då inom Vattenfall hette Motala kraftverk i Nässjö. I Värmland - Dalarna och norrut är det förutom Gullspångs kraft andra kraftbolag kopplade till olika bruk.

Indalsälven blev nästa utmaning - här var det Krångede-bolaget som startade för att bygga Krångede kraftverk. Krångede-bolaget bestod av ett antal bruk i Mellansverige som ihop med Stockholms stad gått ihop för att bygga kraftverket som skulle bli större än Trollhättan. Man söker och får koncession på en 200 kV ledning från Krångede till Horndal som tas i drift 1936 så 200 kV eller senare 220 kV var Krångede först i landet med.

Detta att det såg ut att bli parallella system var det många som började ifrågasätta Något som gjorde Vattenfall GD Gösta Malm ytterst förbittrad var att samtidigt som Sydkraft låg i förhandlingar med Vattenfall om kraftleveranser från i första hand Trollhättan så får han reda på att Sydkraft gått med i Krångede-bolaget och sökt koncession för en egen 220 kV ledning från Horndal till Nässjö - tvärs igenom det sk centralblocket Trollhättan - Älvkarleby. Det som verkar ha varit grundbulten till att man inte kunde komma överens var att Sydkraft ville se sig som jämbördig och transitera kraft medan Vattenfall ville sälja egen produktion på samma "tariffvillkor" som till andra kunder.

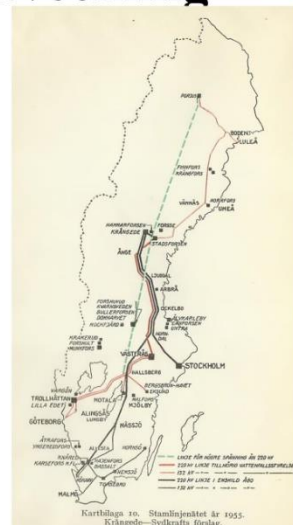
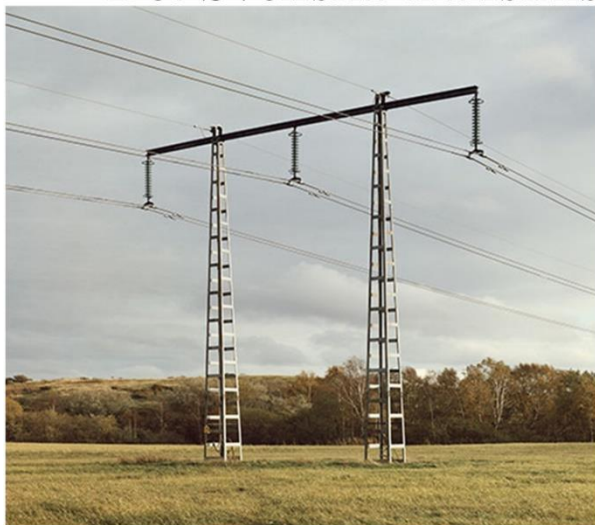
Efter ett tag lugnade det ned sig och man försökte göra det bästa av situationen. Man hjälptes åt - det visade sig att Vattenfalls 220 kV ledning från Stadsforsen längre ned i Indalsälven blev försenad och då kunde de nybyggda omformarstationerna för Norra stambanan matas från Krångedes ledning som i huvudsak gick i samma gata.

Så att man skulle jobba synkront var man överens om och 1938 fasades hela landet ihop för första gången genom ett brytartilslag i Nässjö. Då var ännu inte 220 kV framme utan det fick bli via 70 kV som systemet hölls ihop.

Men Indalsälven skulle kräva fler 220 kV ledningar, och sedan kom Ångermanälven och sedan Ume-älv och sedan...

På något sätt var man tvungen att samarbeta om hur utbyggnaden framgent skulle gå till mellan de privata aktörerna - främst representerade av Krångedegruppen och Vattenfall. Den som fick uppdraget att lösa frågan var dåvarande chefen för Statens Järnvägar - Axel Granholm. Men den som nog styrde Granholm var sekreteraren i dåvarande Vattenkraftföreningen Erik Upmark - som även han skulle sluta som SJ chef. Granholms förslag som publicerades 1937 innebar att man skulle fortsätta utbyggnaderna gemensamt och hjälpas åt. Där ingick även att titta framåt och då underförstått att Lule-älven skulle byggas ut och att det då kanske inte skulle räcka med 220 kV.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Krångede 200 kV stolpe från 1930-talet med nya isolatorer och faslinor. Granholms utredning samt Krängede-Sydkrafts förslag till nät stadie 1955.

Att man skulle samarbeta var budskapet och under kriget fortsatte diskussionerna. Dessa ledde till - hjärnan lär vara Borgquist att - man skulle bilda ett gemensamt stamnätsbolag som skulle sköta utbyggnaderna för 220 kV och högre spänning och att Vattenfall skulle ha 55 % ägarandel om jag minns rätt. Detta tyckte man nog från Vattenfalls sida var en bra lösning eftersom man vid denna tid inte hade den "särställning" som man senare fick.

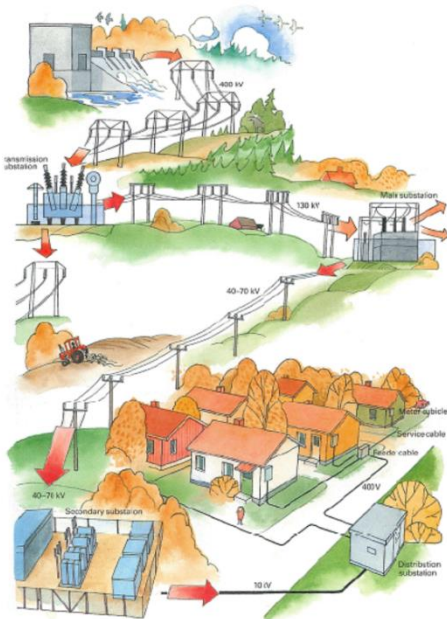
Men det visade sig att den nya regeringen som tillträdde efter kriget inte brydde sig om att ens behandla framställan om ett stamnätsbolag. I 1946 års statsverksproposition skriver chefen för kommunikationsdepartementet att framgent skall endast Statens Vattenfallsverk tillåtas uppföra kraftledningar över 220 kV spänning. Och i och med att riksdagen godkände propositionen i sin helhet så blev det också lag. Och i maj 1946 ges direktiv till Vattenfall om detta samt att man skall träffa avtal om transitering med privata företag som har sådant behov. Den nya situationen ledde sedan till framförhandlandet av ett nytt så kallat stamnätsavtal.

Jag vill här passa på att rätta till ett allmänt missförstånd som speciellt ofta framförs från vindkraft intressenter. De klagar på att de måste betala för anslutningar på land och speciellt till havs vilket skulle vara orättvist när staten stått för nätkostnaderna för vattenkraften och kärnkraften.

Och i flera länder på kontinenten som exempelvis Tyskland har produktionen historiskt inte betalat några nätavgifter.

Men man måste tänka på hur systemen varit uppbyggda. I de flesta länder vars kraftsystem varit värme-baserat och som saknat avlägsen vattenkraft så hade varje kraftföretag sitt eget försörjningsområde med kraftverken inom området. I princip alla produktion såldes till egna kunder.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Kostnaderna för 0.4 kV till 130 kV näten har bekostats av kunderna inom nätägarens koncessionsområde.

Kostnaderna för stamnätet 220 kV till 400 kV har bekostats av ansluten produktion.

Varför då hålla på med internfakturering för nätavgifter till produktionen - allt skall ju slutligen betalas av elkonsumenterna. Därav traditionen att inte ta betalt för produktionsanslutningar - vilket kan ses som OK om kraften stannar inom företaget eller i landet...

I Sverige har vi sedan stamnätsavtalet levt med att kraftverk kan ägas av andra än den som är den lokale distributören och att transitera kraft över andras nät var naturligt.

När det gäller Stamnätsavtalet var det uppbyggt som så att man betalade för inmatning i en punkt och sedan för motsvarande uttag i andra punkter samt en avgift för varje delsträcka. Så för ett företag som exempelvis Sydskraft så i valet - skall vi bygga ett värmekraftverk i Skåne eller ett vattenkraftverk i Ume-älven så var stamnätsavgiften av stor betydelse. I så gott som alla inblandades företags bokföring så sågs stamnätsavgifterna som en produktionskostnad som internt lades på kraftverken. Och stamnätet i Sverige byggdes ju för att förflytta produktionen. I praktiken kan man se det som så att Statens Vattenfallsverk var banken som lånade ut pengarna och byggde nätet men tog tillbaka årskostnaderna + en viss avkastning från producenterna varav hälften av intäkterna kom från privata företag. Så svensk vattenkraft och kärnkraft har definitivt stått för sina nätkostnader.

Som jag nyss nämnde så i Granholms utredning sägs att när det är dags för Lule-älven så behövs något "kraftigare" än 220 kV och det pratades om att kanske kan HVDC vara ett alternativ. Så det kan vara lämpligt med en rekapitulering...

Från och sekelskiftet 1900 så sker i princip all generering via AC och sedan skapades DC via roterande omformare. Dvs en växelströmsmotor drev en likspänningsgenerator. Detta var standard i alla

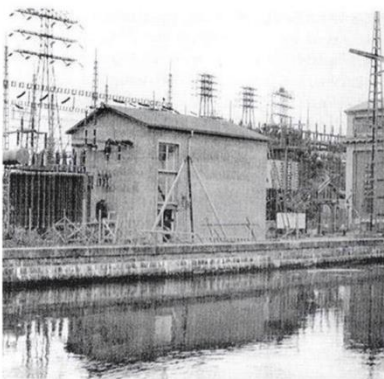
större städer som ju oftast redan hade ett eldistributionssystem för likström etablerat. I städer som Stockholm och Göteborg försvann de sista likströms hushålls-leveranserna så sent som i slutet av 1950 talet.

Roterande omformare var dyra och det fanns även tillämpningar då man behövde likström i mindre skala. Ett mellansteg till roterande omformare var det svenska så kallade Glesum-systemet men det slog aldrig igenom utan det var kvicksilver-likriktaren eller jonventilen som blev den första kommersiella alternativet till roterande omformare. Jag skall inte gå in på hur en likriktare fungerar – det kan Ni här i Ludvika bättre – men elektriskt kan en jonventil jämföras med en diod – den kan bara föra ström i en riktning.

Förutom behovet av likström för olika tillämpningar så hade DC-fantasterna på 1930-talet börjat vädra morgonluft. Man såg framför sig stora utmaningar på överföringssidan och för samma isolationsnivå och effekt blir en DC-ledning smäckrare.

Detta sporrade några ingenjörer på ASEA under ledning av Tekn Dr Uno Lamm. Vattenfall med GD Borgquist i spetsen är självklart intresserade – det är ju Vattenfall som har fallrätterna i Lule-älven och därmed som sitter på överföringsproblemet och ASEA kanske har en lösning.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



"Lik-boden" i Trollhättan

Ur Fridlund, Den gemensamma utvecklingen



Karta visandes provsträckorna 1946



SvD 1946-09-01

Med så kallad "klassisk" HVDC-teknik kan man välja att bara ha en ledning och låta marken vara återledare (mono-pol), alternativet är dubbla förbindelser (bi-pol) den ena + och den andra – varvid man får dubbel överföringsförmåga. Men detta med återledning i jord måste testas. Och då får övriga samhället stå tillbaka.

Ett intensivt samarbete startar och man bygger en prototyp-anläggning i Trollhättan. Den inryms i en byggnad som i folkmun fick namnet Likboden. Provsträcka var ena branschen på 50 kV dubbel-ledningen Trollhättan – Mellerud. Proven startade 1944 och var som intensivast de närmaste åren därefter. Likboden i Trollhättan – som ännu står kvar – lär ha använts för olika tester fram till början på 1970-talet.

En idé som tidigt kom upp för att hålla nere kostnaderna var att för långa HVDC överföringar låta ena strömmen gå tillbaka till ursprungskällan via moder jord. Som Ni alla väl vet måste ju en strömkrets ha två ledare - fram och åter. Men detta måste ju provas först.

Och nu var det statsangelägenheter som skulle undersökas. Och då får andra sårintressen ge vika.

Man började i liten skala med korta avstånd på några mil för att till slut göra jätte-provet på 110 mil. Vid det detta prov så krävdes även mätledning på hela sträckan vilken utgjordes av befintliga kraftledningar. Så förutom att all tågtrafik stoppades i både Sverige, Finland och Norge så måste flera av Vattenfalls stor-kunder - speciellt i Norrland släcka ner. Även teletrafiken fick restriktioner.

Vilken härligt tid för ingenjörer - man styrde över landet. I mitten av 1980-talet gjordes frånslagsprov på de sista aggregaten i Forsmark och Oskarshamn - det var nog sista gången man fick göra ett större experiment i nätet. Idag vågar man nästan ingenting i tron att kunderna kommer med sina advokater.

Men även på AC sidan jobbade man intensivt.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

Vägen i Sverige från 50 kV 1908 till 220 kV 1936 gick via stegvis utveckling och vi var aldrig först i världen.

Men strax över 300 kV fanns det ett antal barriärer som man inte kunde förvänta sig skulle lösa sig med bättre kunskaper.

Exempelvis blir den elektriska fältstyrkan på ledarens yta så hög att störningarna skulle bli oacceptabla.

- *lösning: dubblera linorna till sk duplex utförande så blir ekvivalent radie som omkretsen*

Spänningssättning vid jordfel på friska faser skulle inte klaras isolationsmässigt.

- *lösning: 400 kV systemet direktjordades*

Befintlig brytartechnik var otänkbar vid så höga spänningar.

- *lösning: man seriekopplade flera brytelement*

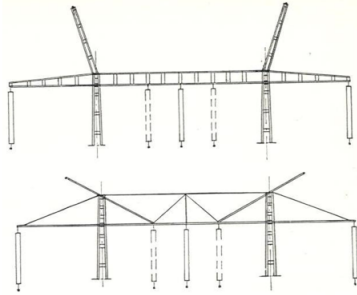
På dessa liksom många fler problem fann man lösningar.

AC var det officiella spåret Vattenfall jobbade utefter och var det som skulle komma till användning då elförbrukningen stigit till den nivå att Lule-älven måste tas i anspråk.

Så blev det inget genombrott på HVDC sidan så var det högsta möjliga AC-spänning som gällde. 330 kV passerades snabbt och när man kom på att man kunde minska den elektriska fältstyrkan genom att ha två linor per fas så blev det ett stort steg uppåt. Att Norge satsade på 300 kV i stället för 400 kV berodde på att man var orolig för att två linor per fas skulle ge problem med snö/is-beläggning.

Ett bekymmer med långa växelströmsförbindelser är att de har en induktans eller spolverkan. Man kan säga att eftersom strömmen varierar i riktning fram och tillbaka med en hög frekvens så blir det en bromsverkan från återledaren till framledaren och vice versa. Denna bromsverkan ökar med frekvensen och uteblir med HVDC - då endast den rena resistansen begränsar överföringen. Denna bromsverkan kom man på att man kan motverka genom att sätta in kondensatorer i ledningen på lämpliga ställen. Detta hade aldrig gjorts tidigare så världsdebuten skedde i Alfta i en 220 kV ledning - tester vilka utföll till belåtenhet.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Ur Fridlund, Den gemensamma utvecklingen

Förslag till stolpar för Harsprångsledningen. De skulle kunna användas för en enkel 400 kV ledning eller dubbel 200 kV HVDC ledning

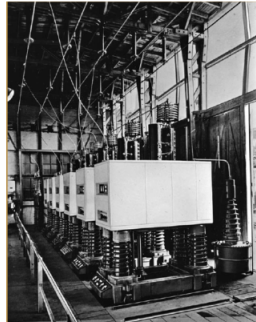


Foto från Siemens tagen ur IEEE P&E Review 2-2014

Kviksilver-omriktare i Berlin 1942 för "Elbe-projektet" en 115 km lång kabelförbindelse +200 kV och 60 MW

År 1946 fattar Vattenfall beslutet att "Harsprångsledningen" skall utföras som en 380 kV (HV)AC-ledning. Den blir klar runt 1950 och drivs först med 200 kV för att 1952 spänningshöjas till 380 kV vilket då är den högsta spänningen i världen.

Men vad som är relativt okänt är att Tyskland med AEG och Siemens i spetsen nog var före ASEA i början på 1940-talet. Deras stora projekt var i princip klart i april 1945 men plockades ner och flyttades till Moskva.

Beslut om att starta (egentligen återstarta men det är en annan historia) Harsprångsbygget togs i slutet av 1940-talet samtidigt som beslutet om en över 100 mil lång kraftledning med spänningen 380.000 volt från Harsprånget via Midskog till Hallsberg.

Men man kände att HVDC kanske kommer - så den stolpkonstruktion man tog fram var även tänkt för att kunna nyttjas för HVDC-projekt.

Men om HVDC förlorade slaget om Lule-älven så försvann inte intresset från Vattenfalls sida. Matningen till Gotland blev den nya utmaningen.

HVDC brukar lyftas fram som något ursvenskt - nästan som en Dalahäst. Men vad som inte är så allmänt känt är att tyskarna under kriget var långt framme med sitt Elbe-projekt på 200 kV och 60 MW. Ryssarna beslagtogs anläggningen liksom flera av de ledande ingenjörerna.

År 1955 fick en delegation från ASEA besöka Sovjet för att studera ryssarnas HVDC-utveckling. Delar av den tyska anläggningarna användes till en 30 MW överföring utanför Moskva.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

ASEA Diskt HW

KONFIDENTIELLT

*Gravelde. A. Rusch
med Hallsbergs
Uno Lamm*

Specialrapport om information på likströmsområdet vid
den svenska kraftdelegationens resa i Sovjetunionen
den 10 - 28 mars 1955

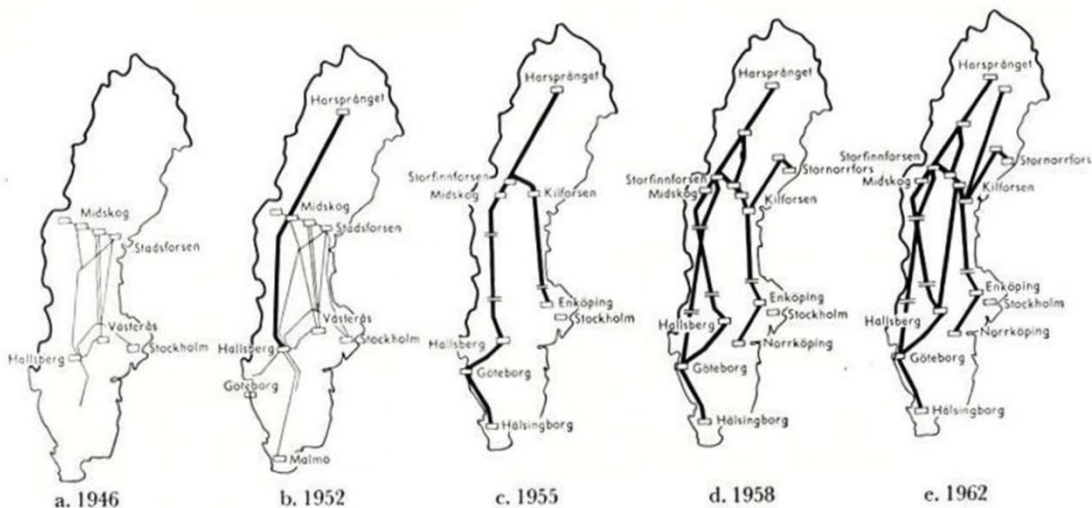
av Dr Uno Lamm, Asea, Ludvika

Denna rapport är att betrakta som konfidentiell och intern inom Vattenfallsstyrelsen och Asea, och enligt överenskommelse med det ryska kraftverkministeriet får endast de allmänna dragen av de ryska arbetena på högspänd likström genom vår försorg publiceras eller omnämnas i föredrag.

1955 fick en delegation från ASEA med Uno Lamm i spetsen besöka Sovjet och ta del av deras kunskaper. Det hade inte gått så bra – de ledande tyskarna man lade beslag på fick åka hem efter några år. Ovan är en rapport till Vattenfalls GD Åke Rusck.

Inledningsvis var det ingen hemlighet att man startade i Harsprånget och landade i Hallsberg. Hela sträckan var klar 1951 men det var först 1952 som man kunde höja till 380 kV vilket snabbt i praktiken snarare blev 400 kV. Och man var redan i gång med nästa ledning som skulle gå till Enköping via Kilforsen och sedan var det Göteborgs och Skånes tur.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Men mer precis än så var man inte angående var man hamnade.

De anläggningar som byggdes för att ta emot kraften från norr kom till när kalla kriget kanske var som kallast för Sveriges del. Så alla vitala delar var nedsprängda i berg och exakta lokaliseringen

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

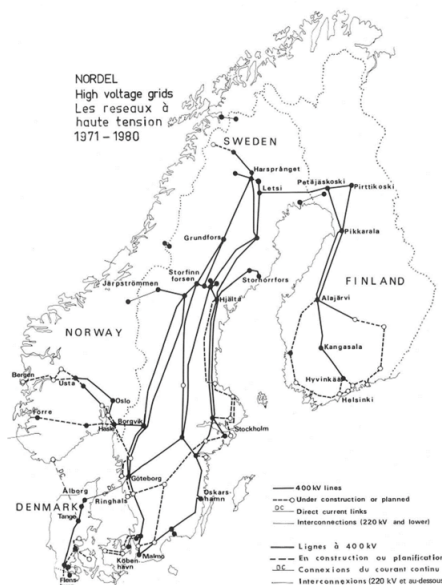
Deltagarna Fa 1 - Falh, TK 1		Förnamn Faha 1	År 26.2.60	Blad 1
Sammanträdesplats Asea, Ludvika		Undertecknad I Hedlund 2698, x302 <i>JH</i>		
Sammanträdesdag 20.1.60.		Ombyggnad till högspänd likström av en 200 kV växelströmsledning från Indalsälven till Skåne (LS MBrarp)		
<p>Närvarande: från Sydskraft: Tekn. lic. Y Larsson från Vattenfall: Öi. B Nordström (ordf.) Ing. N Holmlund Bi. KE Lindholm Civ.ing. L Norlin Bd. S Smedsfelt</p> <p>från Asea: Dr U Lamm, DE Dr S Rusck, Thd Dir. G Rydbeck, Tl (del av tiden) Dr E Uhlmann, Thu Ing. G Engström, Tkh Ing. I Lidén, Faha 1 Ing. I Hedlund, Faha 1</p>				

Efter Gotland behövde ASEA ett större referensprojekt för HVDC – man har flera gånger upp-vaktat branschen om att få bygga om en 220 kV ledning – här redovisas ett möte år 1960.

Konti-Scan blev det första stora projektet för HVDC

Jag skall nu hoppa framåt i tiden och komma in på 800 kV projektet.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Kartan till vänster är från en Cigre-rapport och visar det nordiska 400 kV nätet i stadie 1971 samt planerade förbindelser.

Första utlandsförbindelsen var en 50 kV kabel till Själland år 1915. Denna administrerades av Sydskraft.

Nästa var en 220 kV förbindelse till Finland från Kalix i slutet av 1950 talet.

Norge anslöts via en 400 kV förbindelse från Borgvik 1963.

I slutet av 1950-talet konstaterades att man tagit till rejält när det gäller exempelvis isolationsnivå för 400 kV systemet och det gjordes studier huruvida man skulle öka spänningen till 500 kV eller mer på vissa delar. Man fann ingen lönsamhet i detta och fann att 400 kV och 7-8 ledningar i det vi idag kallar snitt 2 skulle vara tillräckligt utifrån möjlig vattenkraftutbyggnad.

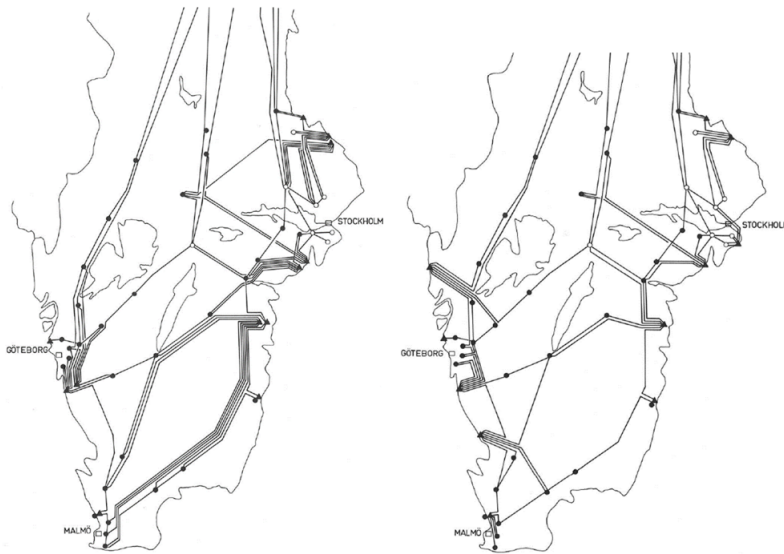
Bilden visar det nordiska 400 kV systemet i stadie 1971 samt planerade utbyggnader.

Från och med mitten av 1960-talet ser man kärnkraften som den framtida lösningen på det ökande elbehovet och den kan då placeras i södra Sverige nära konsumtionen vilket man inte trodde skulle ge några större överföringsproblem

Men man konstaterar efter marknadsundersökningar att förbrukningen nog lär öka med mer än 7 % per år och branschutredningen CDL-72 menar på att det behövs runt 25 kärnkraftverk i stadiet 1995.

Som nyss nämnts skulle det bli korta avstånd mellan kärnkraftverken och kunderna men när man började nätplaneringen och dra streck på kartor så började man se problem.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Bilder från en Cigre-artikel från 1972 som visar olika 400 kV lösningar beroende på var reaktorerna byggs

Historiskt hade elförbrukningen ökat med 7% per år. I slutet av 1960-talet förväntade man sig 8% per år.

Kärnkraft skulle bli lösningen.

I stadiet 1995 förutsatte man 25 reaktorer på ett flertal olika platser i södra Sverige.

När man började titta på hur de 25 reaktorerna skulle anslutas började man fundera...

Flera av kärnkraftverken skulle ha upp till 6 block vilket innebär 6 stycken 400 kV ledningar och på vissa sträckor kanske det behövdes än fler.

Och felströmmarna skulle bli otillåtet höga.

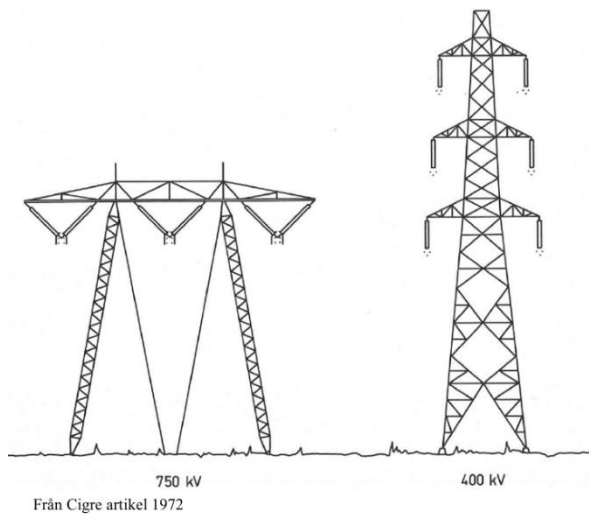
Historiskt har Vattenfall inte haft problem med koncessioner - det är en process på något år eller två - och de gamla ledningarna går ju spikrakt i terrängen. Men man känner att här kan det bli kritik.

Man beslutar att göra en förstudie hur ett 750 kV nät kan se ut som tar hand om de tillkommande kärnkraftverken - det vill säga inte de som är under byggnad. Att man valde 750 kV får ses mot bakgrund av denna spänningsnivå införts i bland annat USA och Canada i mitten av 1960-talet.

Ett huvudargument är hur mycket effekt som kan överföras i förhållande till ledningens bredd. Just skissen till vänster i bilden nedan och med påpekandet att det krävdes två julgranar eller fyra

portalledningar för att överföra samma effekt gjorde senare stor inverkan på remissinstanserna i samband med koncessions-ansökan.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Från Statnett presentation

Den stora fördelen med 750 kV gentemot 400 kV var det minskade intrånget.

En 750 kV ledning kunde överföra nästan 4 gånger mer effekt.



Foto: Jan Lundquist

Längst ner till höger ser Ni en bild på det enda 800 kV ledningsspänn som blev byggt - på Vattenfalls övningsanläggning i Åsbro. Stolpen (2 stycken) står kvar.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

1. Allmänt

Inom ramen för utvecklingsarbetet Vattenfall-Åsea avseende ett planerat, svenskt 750 kV system har tillsatts ett antal arbetsgrupper, varav grupp 7 har att behandla anläggningstekniska frågeställningar på basis av underlag från övriga grupper inom projektet.

Grupp 7 - eller rättare ämnesgrupp 7 - har i sin tur uppdelats på följande undergrupper:

- 7:1 Val av stationsschema
- 7:2 Utveckling av ställverk
- 7:3 Utveckling av ledning
- 7:4 Reläskydd

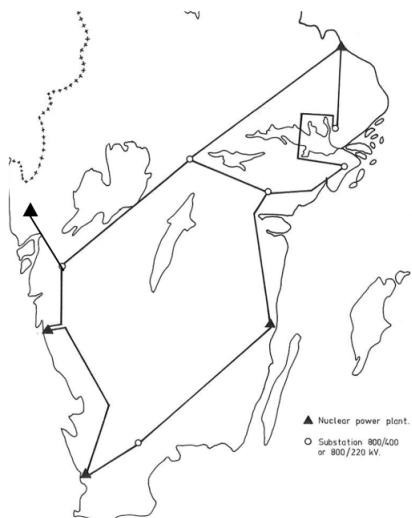
Grupp 7:1 avlämnar härmed följande preliminära rapport i syfte att få synpunkter från styrgruppen, observeratörerna inom Åsea och Nordel samt Vattenfalls nätplanerings- och driftenheter m fl. Avsikten är att utforma en slutrapport på grundval av sålunda framkommet material.

Ett antal arbetsgrupper skapas varav flera ihop med ASEA

Ett antal arbetsgrupper startas och flera är ihop med ASEA. Exempelvis grupp 7 för anläggningstekniska frågor.

Under arbetets gång blir 750 kV 800 kV - det är säkerligen ASEA som ligger bakom - nu skall Sverige åter ta ledningen i spänningsmatchen. Så i fortsättningen skriver jag 800 kV i bilderna.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Från Cigre rapport 1974 kompletterad med anslutning till Brodalen

Så här tänkte man sig nätet i stadie 1995. I början pratade man om 750 kV men det blev efter ett tag 800 kV.

Tanken var grovt att de första 2 blocken i varje kärnkraftverk (de flesta skulle ha 6 block) skulle anslutas till 400 kV och resten till 800 kV.

Till nätet skulle anslutas ett antal 800/400 kV transformeringar samt i Stockholmsområdet 800/220 kV transformeringar. De var tänkta som 2*1500 MVA.

På sikt kanske även 800/130 kV transformeringar och då 2*1000 MVA.

Visserligen stora transformatorer men ändå betydligt lägre felströmmar än med en 400 kV lösning.

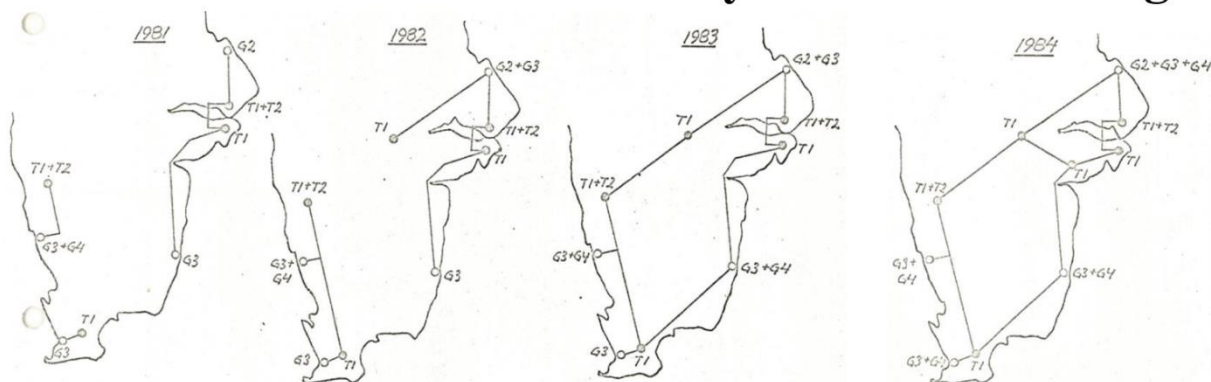
Intressant i sammanhanget är att ASEA levererat utrustning till Hydro-Quebec's 735 kV system så tekniskt var det inget nytt för ASEA och Vattenfalls ledande elektrotekniker och högspänningsexpert - Gunnar Jancke - hade varit djupt engagerad som konsult åt kanadensarna.

Huvudunderlag till arbetsgrupperna var ett tänkt 800 kV nät som skulle knyta ihop alla kärnkraftverken i en slinga. Till nätet ansluts 800/400 kV transformeringar förutom i Stockholms-området där det blir 800/220 kV.

Nedan bilder visas hur nätet var tänkt att byggas upp och till sist slutas. Något som tydligt framgår i exempelvis de regelbundna rapporterna till Cigre-konferenserna är att sluts inte slingan så faller projektets lönsamhet. Cigre för de som inte visste det är branschens stora samarbetsorgan.

Ursprungligen skulle man startat 800 kV projektet med Ringhals 3 och 4 men det blev senare Forsmark 2 som skulle bli starten.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



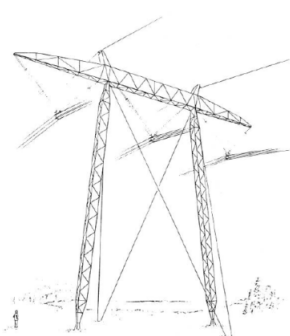
Bilder från komplettering till SKN PM "750 kV projektet. Principiell närbild och grunddata PM. 21/1 1972" daterad 1/3 1972

Tanken var att bygga från de kärnkraftsblock som skulle anslutas till 800 kV till närmsta tänkta transformering till 400 kV. Därefter skulle slingan slutas. Total ledningslängd ca 1800 km.

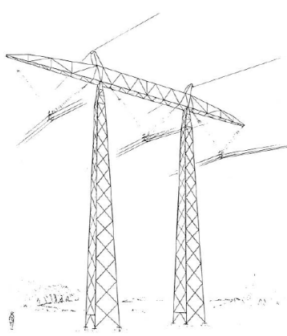
Nedan ser Ni lite tekniska data för ledningen.

800 kV är alltså konstruktionsspänningen, normal driftspänning är snarare närmare 750 kV. 4 linor per fas eller quadrupelutförande. Fasavståndet var först 15 m men höjdes till 15.5 m. Som jämförelse har dagens 400 kV ledningar 9 m fasavstånd. SIL effekten är den nivå då reaktivbalans är uppnådd. Normaldriftlasten på 4000 MVA och reservdriftlasten på 6000 MVA var driftkrav - ledningen klarade mer. BIL står för isolationsnivån.

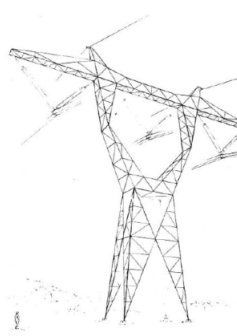
Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Ur Cigre rapport 1978



Ur Cigre rapport 1978



Ur Cigre rapport 1978

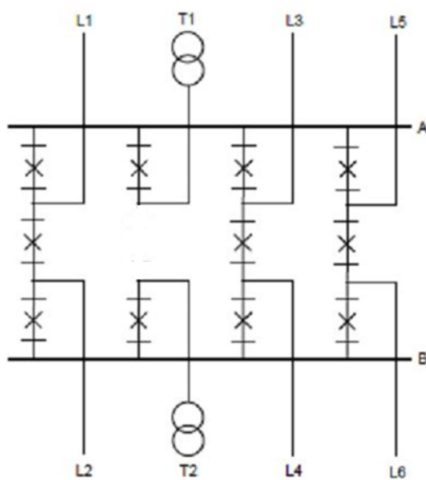
U_{max}	800 kV
Faslinor	4*910
d-d	600 mm
f-f	15.5 m
Topplinor	2*454 FeAl
SIL	2600 MVA
Last	4000 MVA
Max	6000 MVA
Q-gen	2.7 Mvar/km
BIL	1550 kV ?

Ovan ses de tänkta stolptyperna. Till vänster stolpe med stag och enkla fundament (A-stolpe) för användning i skogsgata. I mitten med bärande fundament (B-stolpe) och till höger stolpe lämplig för jordbrukslandskap. Kostnadsrelationen anges till 1.0, 1.8 respektive 2.4.

Stolptyperna A och B används även för 400 kV. Förenklat kan man säga att A som kräver stag-förankring är billigast och används då

ledningsgatan inte har något kvarstående värde och B i åkermark eller vinklar.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Vattenfalls standardställverk vid denna tid var enkelbrytar ställverk med 1-3 huvudskenor samt hjälpskena. De kännetecknas av att man vid ss-fel tappar ett antal objekt – hälften till en 1/3 beroende på antal skenor. Detta sågs som otänkbart när det gällde 800 kV systemet.

Så första tanken var att satsa på 1½ brytar ställverk vilket var en vanlig lösning internationellt. Den visade sig också vara den mest optimala med tanke på investering kontra avbrottskostnader.

Men 1½ brytar ställverket avfärdades på grund av 3 skäl.

- Nyttan kräver >> fler än 2 ledningar
- Ledningar kan inte komma in från bara ett håll
- I vissa situationer kan en brytare belastas med 2 ledningar

Utformningen av ställverken ledde till stora utredningsinsatser. Praxis för 400 kV var vid denna tid enkelbrytarlösningar varvid man vid samlingsskenefel tappade berörd skena och till denna anslutna ledningar. Detta är i regel hanterbart om man har minst tre ledningar anslutna. Men de flesta 800 kV stationerna skulle under lång tid bara ha två ledningar anslutna så man beslöt att titta på lösningar som klarade samlingsskenefel. Det man fann var ekonomiskt och tekniskt optimalt med avseende felsannolikheter var 1½ brytar ställverket som var vanligt internationellt. Men det föll av de tre orsaker som nämns i bilden.

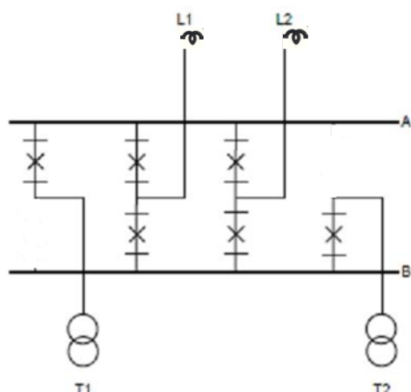
Så beslutet blev att satsa på en dubbelbrytarlösning - se bild nedan. Ett utförande som bar emot för tidens kostnadsmedvetna ingenjörer. Lösningen blev senare standard för 400 kV och även vanlig på lägre spänningar.

Eftersom ledningssektionerna var relativt korta så behövde man inte bygga separata stationer för reaktor-kompensering.

Och GIS ställverk för 800 kV har funnits sedan 80-talet. Däremot så försvann väl all GIS-tillverkning från Ludvika till gamla BBC-delen då ABB bildades.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

Så lösningen blev det så kallade dubbelbrytar ställverket.



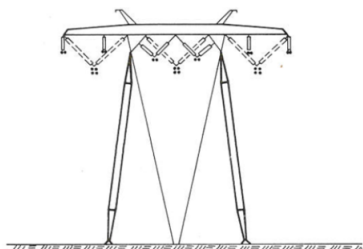
Och det som är bra för 800 kV är så klart bra även för lägre spänningar. Så dubbelbrytar ställverk blev standard i nya stationer på 400 kV men även på lägre spänningar ned till 22 kV. Men redan på 130 kV nivå hade man glömt poängen när det gällde reläskydds bestyckning...

Notera reaktor symbolen på ledningarna. Eftersom max längd på en sektion antogs till 300 km så bedömdes att det räckte med att kompensera i stationerna med fasta reaktorer på upp till 300 Mvar.

Vid denna tid fanns ej GIS ställverk men man hoppades att de skulle komma eftersom det skulle spara enormt med yta.

1973 har vi oljekrisen och belastningsökningen avstannar och de flesta kärnkraftsprojekten läggs på is. Men Forsmark 2 och senare Forsmark 3 skall byggas och man ger inte upp tanken på 800 kV.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



I början på 1970-talet kommer olje-krisen och CDL 72 vision för framtiden verkar inte stämma. Belastningsutvecklingen avstannar. Det innebär att de flesta kärnkraftverken skjuts framåt i tiden. Vissa ledningar måste dock byggas men man kanske inte behöver 800 kV från början. Bilden är från en Cigre rapport 1978 där man redovisar en alternativ utformning av den tänkta stolpen som 2 * 400 kV.

Att så skulle bli fallet hade man ingen aning om...

Däremot kanske man inte skall driva med 800 kV inledningsvis. Antingen bygga tänkt ledning och driva med 400 kV eller för att få högre kapacitet splittra faserna från quadrupel till duplex och få en dubbel 400 kV ledning som man senare genom att byta isolatorer kan återföra till en 800 kV ledning.

Koncessionsansökan som inlämnades 1976 avsåg en ledning i 800 kV utförande från Forsmark och söderut.

Tanken var troligen att driva den med 400 kV tills dess Forsmark 3 skulle anslutas.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Jonas Norrby GD 1970 - 1985 samt Olof Johansson
Energiminister 1976-1978

1976 inlämnades koncessionsansökan för en 800 kV ledning från Forsmark och söderut. Att det var regeringen som skulle fatta beslutet framgick tidigt.

800 kV projektet sågs som starkt kopplat till kärnkraftens utbyggnad och faran med elektriska fält hade börjat upp-märksammas.

Vid ett möte med Vattenfalls GD Jonas Norrby så frågar energiminister Johansson vad konsekvensen skulle bli om regeringen säger **Nej**. Då svarar chefen för kraftlednings byggnader att det blir så klart problem – stolparna är redan beställda...

I september 1980 fick man koncession för en 400 kV dubbel-ledning.

Alla tunga remissinstanser var positiva och när det gällde oron för elektriska och magnetiska fält menade man på att de blir mindre med 800 kV - linorna sitter högre upp och strömmen är lägre.

Men helt klart hängde hela projektets framtid på hur mycket kärnkraft som skulle byggas. Och det var i högsta grad en politisk fråga.

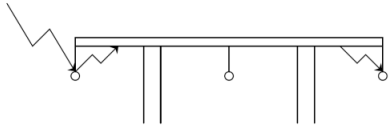
Intressant är att till Cigre konferensen 1978 har man en rapport där dels förslaget till dubbelledning jag nyss visade presenterades dels även en väldigt öppen beskrivning av att vi har problem med statsmakterna.

Hösten 1980 beviljade regeringen koncession för en dubbel 400 kV ledning. Något formellt förbud för 800 kV var det inte tal om vilket många tror.

Lösningen med dubbel 400 kV ledning var ursprungligen att se som en tanke som byggde på att det borde väl fungera mekaniskt - det är ju lika många linor och därmed samma påkänningar.

Men nu när det var allvar och man började titta mer i detalj så upptäckte man att ytterfaserna skulle hamna utanför topplinornas skyddsvinkel. De måste alltså flyttas ner. Men även isolationen måste ökas men det räcker med ytterfaserna - det är där det kan bli så kallat backöverslag. Och i så fall skulle båda branscherna lösa ut vilket ansågs oacceptabelt.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



När man nu måste satsa på 400 kV alternativet så upptäcks att ytterfaserna hamnar utanför topplinornas skyddsvinkel.

Så för att få ytterfaserna ”innanför” förlängs ytterfaserna.

Blixtnedslag i ytterfas innebär en speciell risk eftersom risken för backöverslag är störst på den faslina som ligger längst bort från den drabbade. Orsaken är att alla faser kommer ha en spänningståg vars storlek beror på närheten till den drabbade fasen och det är den relativa skillnaden som avgör var överslaget sker.

Och skulle det ske blir resultatet två fasig kortslutning till jord mellan båda branscherna – en mardröm.

Att bygga 800 kV idag är inga konstigheter – det är en standardiserad spänning även om det inte finns så många system. I Europa byggdes under 70/80-talet tre förbindelser från Ukraina till Polen, Ungen och Bulgarien för att överföra Ukrainsk kärnkraft. De hamnade sedan i malpåse men nyligen beställdes nya transformatorer till Ungern-förbindelsen så den är uppenbarligen på gång – helt klart är det på grund av kriget i Ukraina.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



AEP 765 kV Interstate project

I Sverige planerar SvK att ersätta de tre äldsta 400 kV ledningarna i Snitt 2 med 400 kV dubbel-ledningar.

Jag, och många med mig, anser att det smartaste vore att satsa på den gamla 800 kV stolpen och inledningsvis bygga 400 kV dubbel-ledning med triplex 593 lina.

Denna lösning innebär att man på sikt skulle kunna bygga om till en 800 kV 6*593 ledning.

Med 6 linor/fas och en driftspänning på strax under 800 kV så bör man klara de ljud problem som konstaterats i USA/Canada och i princip få samma db-nivå som för en 400 kV ledning.

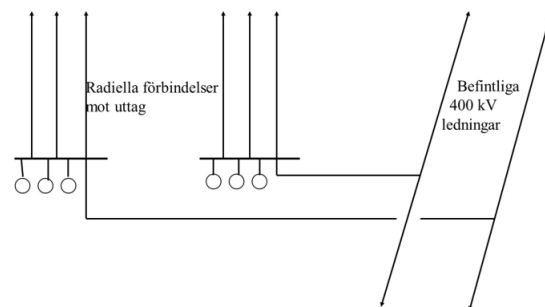
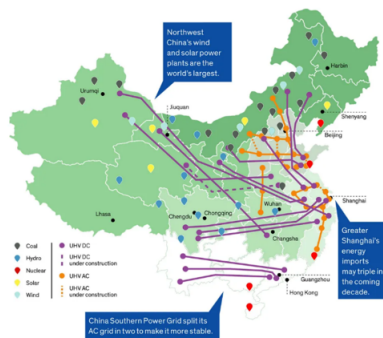
För drygt 3 år sedan skrev jag en artikel om att 800 kV projektet borde dammas av och jag föreslog nätbildnen uppe till vänster.

Man skulle mycket väl kunna bygga dubbla 400 kV ledningar och sedan spänningshöja till 800 kV men det man nu vet är att den gamla lösningen med 4 linor per fas skulle ge stora ljud-problem om man närmade sig 800 kV driftsspänning. Med dagens kunskap skulle man istället bygga med 6 linor per fas. Och som dubbel 400 kV då kunna ha 3 linor per fas.

Något man bör känna till är att det är ingen mening att införa en högre spänning parallellt med ett befintligt system. Det kommer inte ta på sig någon last beroende på transformatorernas impedans. Antingen måste produktion eller last vara direktanslutet till det nya systemet eller så får man införa vinkelvridande transformatorer för att styra effekten. Detta gjordes på Harsprångslinjen i Midskog på 50-talet och togs bort när fler kraftstationer anslutits till 400 kV.

Ett annat sätt att öka överföringsförmågan i Snitt 2 är att satsa på HVDC länkar till havs. Exempelvis från Ångermanälven till Södertörn. En lösning National Grid tillämpar för att slippa problemen på landbacken och som skulle kunna genomföras relativt snabbt även i Sverige.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



En grundprincip när det handlar om överföring av mycket stora effekter är att man försöker hålla dem utanför det befintliga systemet för att undvika att knäcka detta. Till vänster visas ett exempel från Kina när det gäller produktion men det kunde lika väl vara Brasilien eller Indien. Till höger ett exempel på hur man skulle kunna göra i norra Sverige. Överföringen skulle kunna vara AC 400 kV eller 800 kV eller rent av HVDC. Men är det möjligt att lösa med AC så är detta normalt ekonomiskt fördelaktigare.

En annan sak att tänka på är att inte knäcka det befintliga systemet.

Att överföra stora effekter från avlägsen produktion eller till stora uttag görs normalt via radiella förbindelser. Bilden till vänster är från Kina men det kunde lika gärna vara Brasilien eller Indien.

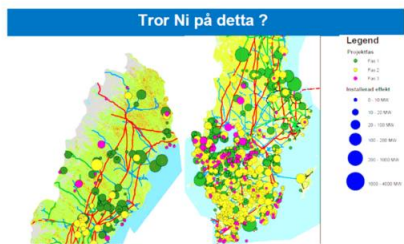
I Sverige har vi ju stora utmaningar i bland annat norr.

En komplicerande faktor är dimensionerande bortfall om det inte finns ledningsreserv. Ett sätt att lösa det ifall uttagskunden kan hantera situationen är att bygga upp matningen enligt skissen till höger. Produktion i ena änden och konsumtion i den andra. Blir det ett fel som ger för hög effekt på sammankopplingsförbindelsen så kopplar man bort systemet till höger.

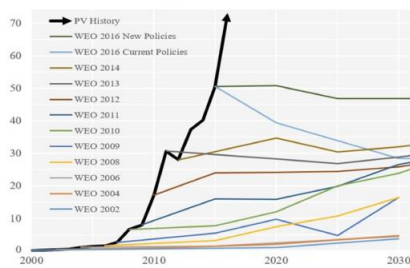
Slutordet är viktigt att tänka på även om det i Ludvika kan ses som att svära i kyrkan. Kan ett överföringsproblem lösas med AC - i praktiken att det är termiska orsaker - så är det så gott som alltid billigare än HVDC eller FACTS-lösningar. De kan bara motiveras om det är dynamiska problem som skall lösas. Men är det riktigt stora effekter och långa avstånd så har AC sina begränsningar på grund av den kapacitiva genereringen. Här tycker jag leverantörer som Hitachi med flera skulle vara mer på hugget. Man skryter om sina stora projekt i fjärran kontinenter som så gott som alltid rör förnyelsebar energi men glömmer påpeka att dessa projekt inte hade blivit av om vi inte hade haft dagens HVDC-teknik.

Avslutningsvis vill jag nämna att jag och flera med mig när vi många år senare diskuterat 800 kV projektet med Vattenfallare som var med och med systemkunskap fick höra att det var tur det inte blev av.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Antalet projekt/förfrågningar uppgår till > 30 GW motsvarande 75 TWh !



Källa: Auke Hoekstra, Eindhoven University of Technology, IEA - World Energy Outlook

Bilden överst till vänster är från föredraget jag höll för Er 2011.

Jag – såsom skolad i en värld som byggde på teknisk/ekonomisk rationalitet – måste erkänna att jag trodde aldrig vi skulle komma i närheten av där vi är idag.

Men politik är något annat och då kan vad som helst hända. Speciellt när regelverket saknar fysiskt leveransansvar – elproduktion i Sverige kan ses som en fritidssysselsättning man ägnar sig åt så länge det är lönsamt!

Att sia om framtiden är idag inte lätt!

Undre bilden visar antagen installerad PV-effekt och verkligheten

Ett efterspel till 800 kV projektet var storstörningen 1983 som bland annat var uppe i KU. Här påpekade Vattenfall att hade inte koncessionsprocessen dragit ut på tiden - oavsett 400 kV eller 800 kV - så hade inte störningen fått några konsekvenser. Någon tydlig syndabock gick inte att hitta så ärendet lades till handlingarna.

Jag tänkte nu gå över till läget i dag och lite om framtiden.

Bilden överst till vänster är från föredraget jag höll för Er 2011.

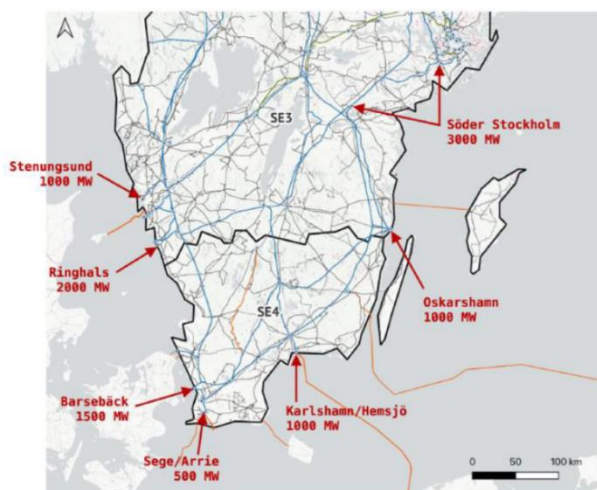
Jag - såsom skolad i en värld som byggde på teknisk/ ekonomisk rationalitet - måste erkänna att jag trodde aldrig vi skulle komma i närheten av där vi är idag.

Men politik är något annat och då kan vad som helst hända. Speciellt när regelverket saknar fysiskt leveransansvar - elproduktion i Sverige kan ses som en fritidssysselsättning man ägnar sig åt så länge det är lönsamt. Det har byggts mängder med vindkraft utan att det funnits ett reellt behov av den vilket i sig lett till ökad export men att prisnivån gjort att konventionell produktion som exempelvis kärnkraft slås ut eftersom ingen betalat för nyttan att kunna producera när det inte blåser.

Att solkraften fått ett sådant genomslag var också svårt att tro och att sia om framtiden är idag inte lätt!

Den undre bilden tycker jag är fantastisk som visar antagen installerad verklig PV-effekt och prognoserna vid olika tidpunkter.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Från presentation Svenskt Näringsliv 29 juni 2022. Nya elbehov, nya utmaningar

Ambitionen idag inom de flesta ekonomier är att få en CO₂ fri energiförsörjning oftast bestående av vind/sol men ibland även kärnkraft – oftast så kallade SMR.

För drygt 3 år sedan fick SvK i uppdrag att redovisa hur man skulle kunna ansluta 90 GW havsbaserad vindkraft. Man svarade att vi kan ta emot 10 GW. Samtidigt vill stålindustrin i norr kunna ta ut flera 10-tals GW – när det blåser.

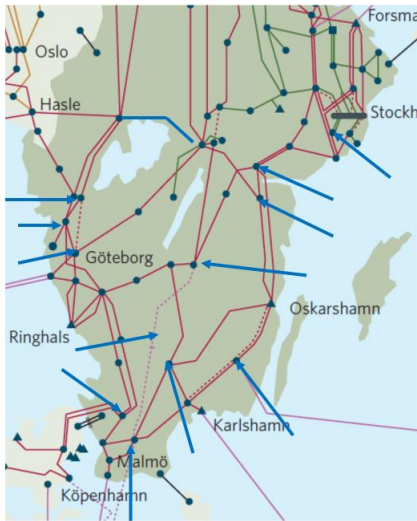
För 3 år sedan hjälpte jag Svenskt Näringsliv med att ta fram hur mycket havsbaserad vindkraft som skulle kunna anslutas till det svenska stamnätet.

Jag kom fram till siffran 10 GW vilket var ungefär samma som SvK svarade utifrån det uppdrag man fått ett år tidigare på att redovisa hur man kan skulle kunna ansluta 90 GW havsbaserad vindkraft.

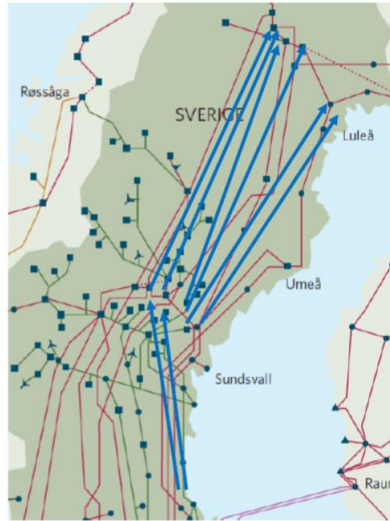
Men vart de 80 GW som inte kunde anslutas skulle ta vägen svarade inte SvK på. Orsaken kan nog skyllas på uppdragsbeskrivningen där det står: "där det finns förutsättningar för att ansluta..."

Det SvK undviker visa är bilder som dessa.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Från presentation Svenskt Näringsliv 29 juni 2022. Nya elbehov, nya utmaningar



Exempel på nätutbyggnader med havsbaserad vind och elektrifierad stålindustri i norr.

Speciellt när man ser den högra bilden så får kanske vi som är gamla i gården en känsla av att detta har jag sett förr.



Och när jag skriver om den högra bilden att har vi inte sett något liknande förr så tänkte jag på bilderna från början av 70-talet som jag nyss visade och som ledde till 800 kV projektet.

Däremot kan man om man studerar SvK investeringsplaner läsa ut att systemet skall kraftigt byggas ut. Men det borde vara av allmänt intresse att se hur mycket på en karta.

Men det är klart att när nu SvK gjort en ny svartvit logotype i stället för den gamla röda kraftledningsstolpen så är det väl för att man inte vill förknippas med kraftledningar...

Det som jag anser är sopat under mattan vad avser vindkraftens för- och nack-delar försöker jag beskriva i nedan bild.

Det är nu mer än 15 år sedan jag i en facktidning läste raderna som nästan blivit mitt valspråk:

If you like wind, you need to love transmission

Och nätet är inte gratis. När man jämför olika kraftslag så är det intressanta vad energin kostar i vägguttaget - inte på generator-klämmorna.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



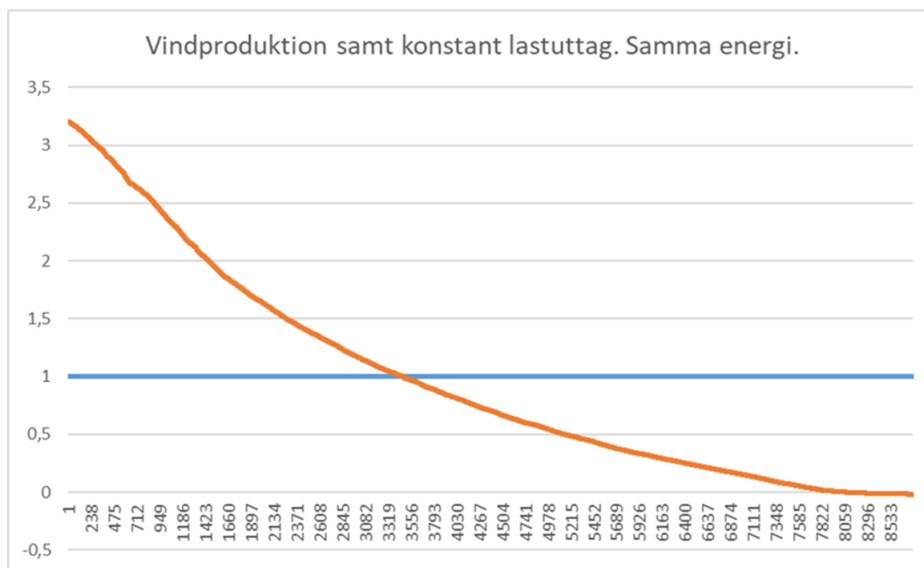
Vinden” är nästan gratis där den produceras men för att få den till vägguttaget krävs det mer.

Och det viktigaste att tänka på när det gäller storskalig vindkraft är:

If you like wind, you need to love transmission

Just när det gäller vindkraft så är den största kostnaden det jag försöker visa i nästa bild.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Varaktighetskurva för den samlade vindkraftproduktionen i Sverige år 2021 i relation till medeleffekten

Här är en varaktighetskurva för landets samlade vindproduktion för några år sedan och som redovisas timme för timme hos SvK. Värdena är viktade i relation till medeleffekten som är 1. Det är alltså lika mycket energi över som under medelvärdet.

Man kan utläsa att under 60 % av året kommer vinden inte räcka till för en kund med konstantuttag och tittar man på verkligt utfall timme för timme kommer man finna att under perioder upp till flera dygn är produktionen i princip noll. Exempelvis så om en kund kan

avstå el i 24 timmar så krävs det ändå en överutbyggnad på 20 gånger effekten för att statistiskt kunna försörja kunden övriga timmar.

För att kunna försörja vanliga elkunder med enbart vindkraft så krävs det alltså energilager. Jag minns ett anförande från chefen för China State Grid - han berättade att när de bygger sina jätteparker så bygger de pumpkraftverk motsvarande 1/3 av effekten i vindparkens för att kunna hantera kundernas behov och att detta var en större kostnad än vinden... 1/3 stämmer rätt bra med vad bilden säger - det blir ju medeleffekten.

I ärlighetens namn skall sägas att havsbaserad vindkraft har högre verkningsgrad.

Jag tänkte även ta upp detta med stödtjänster som ju debatteras en del och där jag upplever att det är många osanningar som framförs.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

EN EPOK GÅR MED KRÜGER

En liten spännig, gråsprängd snare trödar in i det allra högsta, slår sig ned med spjälkär auktoritet, stoppar omorgelfullt pipan, drar några blösa under nästan sakral tystnad, beredd att lysna till sina adepters nattliga upplevelser i det symboliska krafttemplet.

Det är kvällen av den gamla stämman som så börjar dagen i det med kraftmystik omslagna kontrollrummet på Vattenfall.

OSCAR DEN BLYGE
Känner ni honom - Oscar den blyge? Allt på Drift och Förening gör det och inte bara dom - nästan alla i hela Norden som har med elektricitet i den högre potensen ett gäva vet vem han är - överingenjören och chefen för produktionssektionen inom D Hans Oscar Krüger.

Oscar den blyge är hans egen definition på sig själv från den tid han var snarbygd redaktör för det studentiska "Driftlivet", selgen avsnemad sedan några år, men i många år till stort nöje för hela D var fjögondedogårade som charmant uppläsare av sin tidning.

Sveridigt balanserande mellan pedantisk exakthet i vardagens detaljer och chevelerisk generositet i det mänskliga umgänget har den färgstarka Oscar närapå blivit ett beslag på D.

Nu är hans epok slut. Den 1 september lämnar han verket, mätt av 37 innehållsrika

drifår. Under tiden har han hållit ett vakande öga på våra kraftstationers drift och produktion, köpt och sålt el, skött övervakning och regleringar och på sistone även tagit hand om verkets fiskerifragor.

TREDJE MÄNNEN
Krüger var 28 år gammal på den tid då Henning Fransson (sedemera regeringsråd) och Ralph Philipson (f.d. driftchef i Motala) skötte hela driften lika mycket åt hemma i bostaden (frid, nötter och helgdagar) som på Vattenfall.

Hans Oscar ryckte fram, blev driftchef och hövding mitt i ledet, kunde allt, visste allt, noterade plus och minus hos medarbetarna men står att sätta ut minustecknet

efter att den reprimand, så behövdes.

DRIFTSAMARBETE
Vän av ordning och disciplin, frägnisk, smidlig, konvaller av det gamla slöget, en dömmes gästning var han och de egenkaparens säll inte i sig, när han byggde upp ett landsomfattande driftsarbete, där hemwork blev den ledande principen.

Till bilden hör också några konstnärer, som präglat Krüger och hans närmaste mäns vardagsarbete: snivar, samarbete, förtroende.

— Sko man samköra ett 50-tal kraftstationer inom och utom verket måste man samarbeta i förtroende. Det är A och O för att lyckas.

— Det fjolige med vårt jobb är också att i initiativ

vet och handla under ansvar utan att ha någon att fråga. Det skapar arbetsglädje och arbetstillit trots att det kan vara jägigt i överkant ibland.

— Jag har verkligen trivts i mitt arbete och det tror jag mina medarbetare också gjort, säger den outtröttligt pipspjälkande Hans Oscar.

GÅNGEN EPOK
Epoken Krüger har gått förbi, så allt kunde överlämnas av en enda man, så beviljades Krüger på erfarenheter, intuition och personligt kunnande. Nu har dotterpoeken kommit, den helt opererliga, då helo följer systematiskt genom arbets av datormaskinen och svarar fakta för den beslutande driftsmannen.

— Man det finns ännu en epok: de stora aggregatens

på 500-600 ja upp till 1000 MW. Vad händer t.ex. om ett sådant aggregat plötsligt faller ur? är inte Hans Oscar Krügers problem längre. Det blir framtiden till.

INTE DEN ENDA
Nej, nu drar han sig tillbaka till sitt kära Håstingsgård vid Österskär som jordbrukare i mindre skala, spelar sin kära bridge i goda vänners lag, går ännu tillgång på sina förra konserter och kanske hinner också uppliva sina kära ungdomsförlovar med Skokappers och Strindbergs spetsen - de som gav honom glörlönlige tankar om ett ingenjörens värld inte är den enda.

HOLGER

Källa: Vi i Vattenfall 1966

Till vänster har vi en avskedsintervju med Vattenfalls legendariske driftschef Hans Oscar Krüger år 1966 i personaltidningen.



Ur boken Strömkarl 1959

Han är glad för att gå i pension innan de stora värmekraftblocken fasas in på nätet. "Vad händer t.ex. om ett sådant aggregat plötsligt faller ur?"

Som sagt pendeln svänger...

Speciellt detta med att storskalig synkron produktion ersätts av vind kombinerat med elektronik skulle vara något hemskt.

Då tänker jag på den legendariske driftchefen på Vattenfall Hans-Oskar Krüger och hans oro för de kommande stora värmekraftblocken. Vad händer om ett sådant löser?

Som sagt pendeln svänger.

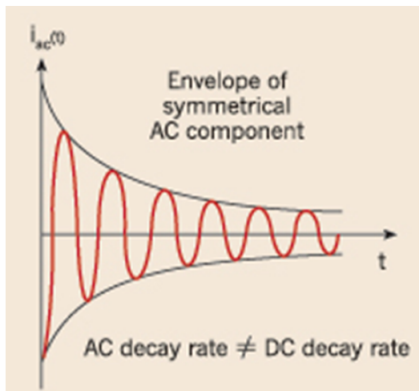
En stödtjänst är att kunna hjälpa till med spänningshållning och leverera felström så att skydden löser.

Detta med felströmmar är inget stort problem. Däremot kommer de minska där konventionella kraftverk försvinner. Ta Gotland som exempel - visserligen kunde nätet varit starkare men det fungerar

med en synkronkompensator på i storleksordning 100 MVA som enda felströmskälla.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

Det finns en oro att vind/sol ger för svaga nät för att möjliggöra att fel kopplas bort mm.



Felström från en konventionell generator vid kortslutning på klämmorna. Initialt är strömmen 4 – 10 ggr större än den stationära felströmmen.

Denna oro är obefogad – en modern omriktare kan visserligen inte leverera mer ström än märkström - till skillnad mot en konventionell generator som ger mer. Men detta märks enbart i närheten av produktionsanläggningen. Ute i distributionsnäten långt från produktion blir det ingen skillnad – snarare ett annat problem om där finns lokal småskalig produktion – dvs ”bakspänning”.

Men skall man ersätta (koppla bort) en matning från elnätet och ersätta med el via omriktare, det vill säga gå i ”ö”-drift, så måste man överdimensionera omriktaren rejält för att klara elsäkerhetskraven.

Elkvaliten är direkt kopplad till nätets styrka som ju är felströmsnivån – skulle problem uppstå så är det lösbart med modern kraftelektronik.

Felströmmar och spänningsreglering är i praktiken det samma som tillgång till reaktiv effekt. Här är problemet att den reaktiva effekten inte går att förflytta långa avstånd utan är i praktiken en lokal parameter. Detta innebär att många vindkraftverk som vill hjälpa till med spänningsreglering och tjäna pengar får nej.

Men det har svängt – den sedan stormen Gudrun och den hejdlösa kablifieringen av distributionsnäten och som lett till stora reaktiva överskott har ställt till problem på de högre spänningarna. Här kan vindkraften hjälpa till med att konsumera reaktiv effekt och det behöver inte blåsa – bara omriktarna är inkopplade.

Det som också lyfts fram som ett stort problem är detta med svängmassa eller inertia.

Det hela handlar om att hantera den aktiva effektbalansen. Något som förenklar problemet är att den aktiva effektbalansen är global förutom i vissa dynamiska situationer och är kopplad till den gemensamma frekvensen. Den reaktiva effektbalansen är kopplad till lokal spänning.

Detta innebär att stödtjänster vad avser aktiv effekt i princip kan ske var som helst bara nätanslutningen räcker till.

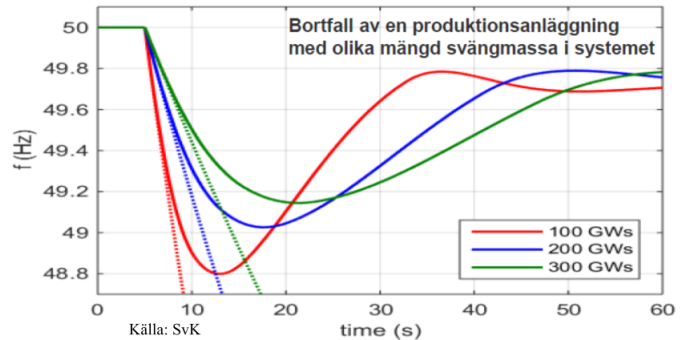
Det är tråkigt att inte vindsnurrorna är knutna synkront till nätet – deras svängmassa är i samma storleksordning som vattenkraftens.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling

Inertia, H , är ett uttryck för systemets svängmassa eller upplagrade energi. Den uttrycks för enskilda anläggningar i sekunder och kan ses som den tid anläggningen kan producera full effekt om tillförseln av effekt upphör.

Nedan ges exempel från olika kraftslag

Typ	Inertiakonstant (s)
Kärnkraft Sverige	~6
Kondens/GT	2 - 4
Vattenkraft	3 - 6
Vindkraft	2 - 6

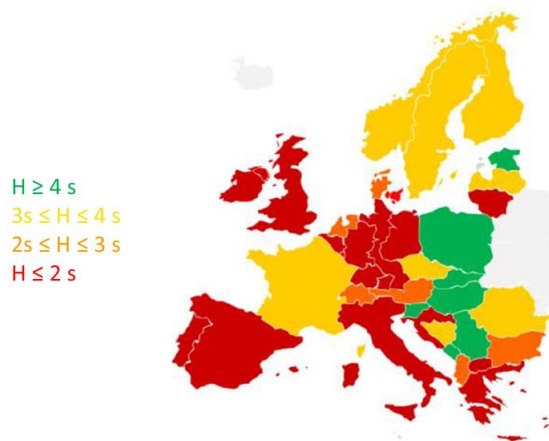


Problemet med vindkraftens svängmassa är att den inte är tillgänglig.

Detta beror på att majoriteten av alla stora verk är anslutna via ett så kallat DC-mellanled.

Det sägs att syntetisk inertia – bestående av ett energilager med omriktare – löser problemen men jag skulle förenklat säga att det måste finnas så pass roterande svängmassa att man klarar att inte komma under 49.5 Hz inom 0.5 sek efter en störning. Sedan kan elektroniken ta över – men det kommer kosta.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Scenario över inertia i olika länder sett som egna system från Entso-e rapport

Ett system enbart bestående av vindkraft saknar alltså inertia. Men detta är ett hanterbart problem som överdrivits i debatten – men det är inte gratis.

Enklaste lösningen är så kallade synkron-kompensatorer.

Sedan finns så kallad syntetisk inertia via kraft-elektronik och energilager.

En annan lösning är vår vattenkraft. Den kunde historiskt ligga infasad på tomgång. Det går att återställa om man öppnar plånboken.

Roterande synkronkompensatorer har varit den klassiska lösningen på problemet och de kan även hantera reaktiv effekt.

Syntetisk inertia är som jag nyss nämnde inte billig men det jag och många med mig hoppas på är att få tillgång till laddsystemen för fordonsflottan – det är på gång.

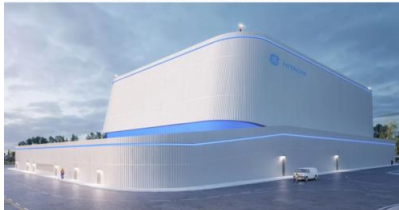
Att vi i Norden inte blivit rödmarkerade på kartan till vänster kan vi tacka kvarvarande kärnkraft samt vattenkraften. Och som jag skriver på bilden så om vi bygger om ett antal större vattenkraftverk så att de kan ligga infasade i tomgång så är problemet med svängmassa borta.

Tyvärr är energidebatten polariserad – vännerna till vindkraft lyfter fram billig energi men glömmer att året har 8760 timmar. Kärnkraftvännerna lyfter fram de stabiliserande egenskaperna men de är som sagt lösbara om man öppnar plånboken. Men det som jag ser som den stora utmaningen är huruvida vi klarar att få fram de kraftledningar som behövs för de planer speciellt industrin har.

Det Svenska transmissionssystemets utveckling



Förslag till Landsnett från arkitektfirman Choi+Shine



SMR förslag från GE Hitachi

Kommer vi klara våra utmaningar – jag är tveksam:

- Orsaken att vi historiskt kunde bygga ut kraftsystemet berodde på att de stora – Vattenfall och Sydkraft med flera byggde sina nät i egen regi. Man var inte beroende av att handla upp projekten. Speciellt SvK måste se till att knyta upp byggkapacitet – nu satsar man på ”hjärnan” men det behövs även ”armar och fötter” för att lyckas.
- Alla berörda myndigheter som idag behandlar kraftledningsprojekt och som ser en ära i att rädda exempelvis utrotningshotade arter måste omskolas till att inse att kraftledningar är nyckeln till att rädda både människor och djur. Och som jag nämnt tidigare...

If you like wind, you need to love transmission

Och gör man inte det så får man satsa på andra kraftkällor närmare förbrukningen...

Jag är som sagt tveksam och är kritisk till att man från SvK och branschen inte beskriver hur mycket ledningar som behövs.

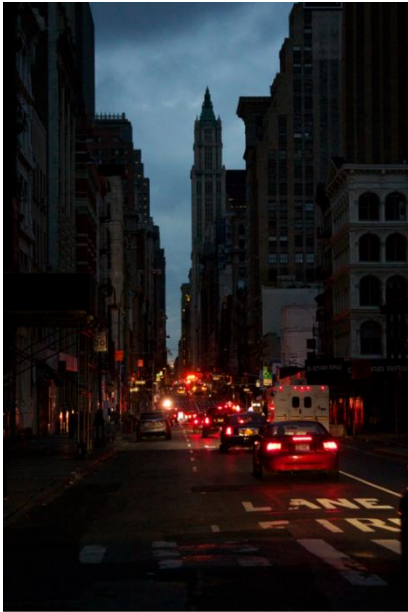
Och man bör fundera över hur lyckades man bygga upp det elsystem vi har. Det går inte att hoppas på att detta löser inköparna ihop med byggmarknaden. Man måste ta kommandot.

Och industrierna speciellt i norr måste inse att marknaden inte kommer bygga den produktion de är ute efter om de inte är garanterade att få bra betalt.

Överhuvudtaget fungerar inte dagens elmarknadsmodell i en värld där det krävs stora investeringar. Jag ihop med gamla kolleger argumenterar för att nätföretagen skall få ansvaret för elförsörjningen för

sina kunder alla årets timmar. På så sätt löser man även effektfrågan och kan om man så vill finansiera energilagrar.

Under förvaltningsperioden vi haft i säg 40 år har branschen i tron på att vi har det nät vi behöver släppt taget gentemot andra samhällsintressen. Paradexemplet är att SvK inte opponerade sig mot Flygvapnets krav på max 20 meter stolphöjd i stora delar av landet. Det krävs en total omsvängning från statsmakterna och att det pekas med stora handen. Något man visserligen gjort när det gäller kärnkraft men se då till att den placeras så optimalt som möjligt.



Södra Manhattan oktober 2012 – "Sandy"
Källa: IEC

Tack för att Ni lyssnade

Q

Diverse artiklar

https://www.nyteknik.se/debatt/energilagring-i-stor-skala-kan-radda-effektbalansen/190107	Om pumpkraft
https://www.nyteknik.se/debatt/satsa-pa-storskalig-energilagring-som-pumpkraft/1718376	Uppföljning av ovan
https://second-opinion.se/problemet-ar-att-det-saknas-leveransskyldighet/	Om att nätägarna bör ta över
https://second-opinion.se/behovs-tillfalligt-stopp-for-vindkraft-i-norr/	Det måste finnas balans
https://www.svd.se/a/6jRA3o/paradox-overskott-pa-vindkraft-kan-ge-elbrist	Bygger på ovan
https://second-opinion.se/stoppomraden-hindrar-utbyggnad-av-kraftledning/	Om Flygvapnet
https://second-opinion.se/gilla-vindkraft-men-alska-kraftnat/	Om behovet av kraftledningar
https://www.svd.se/a/47r8EV/rakna-med-fler-luftledningar	Som ovan
https://second-opinion.se/ppa-el-inte-nodvandigtvis-gron/	Om hur industrin grundluras
https://second-opinion.se/elmarknadsmodellen-katastrof-for-de-svenska-elkunderna/	Om förslag till ny modell
https://www.svd.se/a/JxKpd7/hoga-elpriser-det-har-ska-politikerna-gora-skriver-expert-pa-elmarknaden	Om elpriser