

HUR KAN VI SÄKERSTÄLLA ETT STABILT ELSYSTEM?

Beskrivning av utmaningar i det Svenska elsystemet och förslag på åtgärder ur ett helikopterperspektiv

Per Norberg
Adj Professor Elkraftteknik

Anförande för Ingenjörer för Miljön
Göteborg 2020-04-01



Världens största helikopter, ryska MI-26 Sätter ut 130 kV stolpar i Västsverige

HUR KAN VI SÄKERSTÄLLA ETT STABILT ELSYSTEM?

Innehåll

- Tillbakablick
- Tekniska utmaningar Inertia/Nätstyrka/Solpaneler
- Problemen i Sverige – vem ansvarar för effekthalansen
- Balansen Konsumtion – T&D – Produktion
- Vad bör ske nu
- Vad bör göras senare
- Alternativet för att uppnå CO² målen

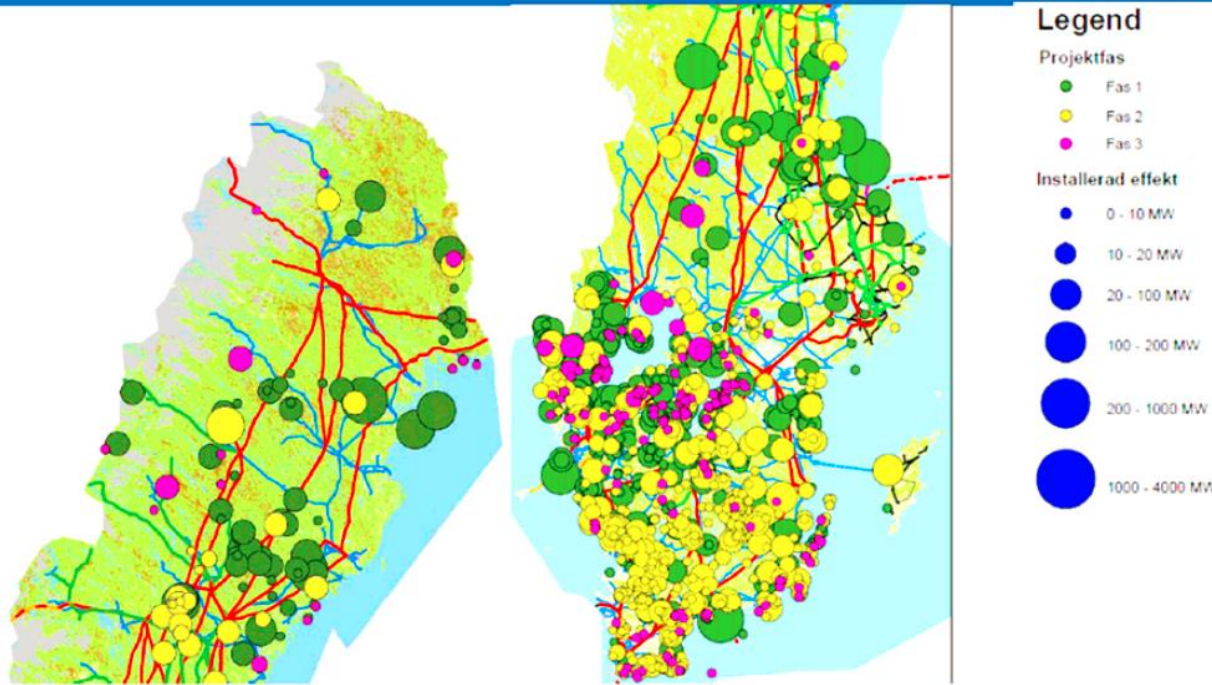
OBS

Framförda åsikter och förslag bygger på undertecknads erfarenheter efter över 40 års verksamhet inom elkraftbranschen, där jag i huvudsak varit verksam inom Vattenfalls nätverksamhet. De sista 25 åren har jag även varit djupt engagerad i externa konstellationer såväl på EU-nivå som internationellt som Cigre – elkraftbranschens samarbetsorgan. Det jag kommer framföra är min syn och det finns ingen koppling till min ”huvudarbetsgivare” – men jag vet att jag är inte ensam om mina åsikter.

Per Norberg

FÖRST EN TILLBAKABLICK

Tror Ni på detta ?



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

Bilden till vänster är från ett föredrag jag höll inför Vattenfalls 100 års jubileum år 2009.

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.

Idag är alla som jobbar med elkraftförsörjningsfrågor eniga om att vind och sol kommer få en nyckel-roll för att nå CO² målen. Men det hade inte varit möjligt utan de uppfinningar Uno Lamm testade i Trollhättan när det gäller HVDC.

Idag kan man med HVDC ”flytta” upp till 10 GW 3000 km - det är nästan halva Sveriges effektbehov i en förbindelse.

OCH ÄNNU EN TILLBAKABLICK

EN EPOK GÅR MED KRÜGER

En liten spenslig, gråsprängd herre träder in i det allra heligaste, slår sig ned med självklar auktoritet, stoppar omsorgsfullt pipan, drar några bloss under nästan sakral tystnad, beredd att lyssna till sina adepters nattliga upplevelser i det symbolrika krafttemplet.

Det är hövdingen av den gamla stammen som så börjar dagen i det med kraftmystik omsusade kontrollrummet på Vattenfall.

□ OSCAR DEN BLYGE

Känner ni honom — Oscar den blyge? Alla på Drift och Förvaltning gör det och inte bara dom — nästan alla i hela Norden som har med elkraft i den högre potensen att göra 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 snarfyndig redaktör för det studentikosa "Driftlivet", saligen avsmnat sedan några år, men i många år till stort nöje för hela D var tjugonedagsknut, då Oscar den blyge själv agerade som charmant uppläsare av sin tidning.

Suveränt balanserande mellan pedantisk exakthet i vardagens detaljer och chevaleresk generositet i det mänskliga umgänget har den färgstarke Oscar närapå blivit ett begrepp på D.

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



— Jag har verkligen trivts i mitt arbete. Och det tror jag även mina medarbetare har gjort . . .



— Det finns ännu en epok — de stora aggregatens epok. Vad händer om t. ex. ett 1000 MW aggregat faller ur?



— Ska man samköra ett 50-tal kraftstationer inom och utom verket måste man kunna samarbeta i förtroende.



— Det tjugiga med vårt jobb är att ta initiativ och handla under ansvar. Det skapar arbetsglädje . . .

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

□ TREDJE MANNEN

Krüger var 3:e mannen på den tid då Henning Fransén (sedermera regeringsråd) och Ralph Philipson (f. d. driftchef i Motala) skötte hela driften lika mycket hemma i bostaden (fritid, nätter 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 snar att sudda ut minustecknet

efter en liten reprimand, om så behövdes.

□ DRIFTSAMARBETE

Vän av ordning och disciplin, frispråkig, smärlig, kavaljer av det gamla slaget, en damernas gunstling var han och de egenskaperna satt inte i vägen, när han byggde upp ett landsomfattande driftsarbete, där teamwork blev den ledande principen.

Till bilden hör också några honnörsord, som präglar Krüger och hans närmaste mäns vardagsarbete: ansvar, samarbete, förtroende.

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

— Det tjugiga med vårt jobb är också att ta initiativ

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

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

□ GANGEN EPOK

Epoken Krüger har gått förbi, då allt kunde överblickas av en enda man, då beslut baserades på erfarenheter, intuition och personligt kunnande. Nu har dataepoken kommit; den helt operonliga, då hela fältet systematiskt genomarbetas av datamaskinen och serverar fakta för den beslutande driftmannen.

— Men 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? En retorisk fråga för det är inte Hans Oscar Krügers problem längre. Det hör framtiden till.

□ INTE DEN ENDA

Nej, nu drar han sig tillbaka till sitt kära Höstängsudd vid Österskär som jordbrukare i mindre skala, spelar sin kära bridge i goda vänners lag, går ännu flitigare på sina kära konserter och kanske hinner också uppliva sina kära ungdomsfavoriter med Shakespeare och Strindberg i spetsen — de som gav honom oförglömliga tankar om att ingenjörens värld inte är den enda.

HOLGER

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

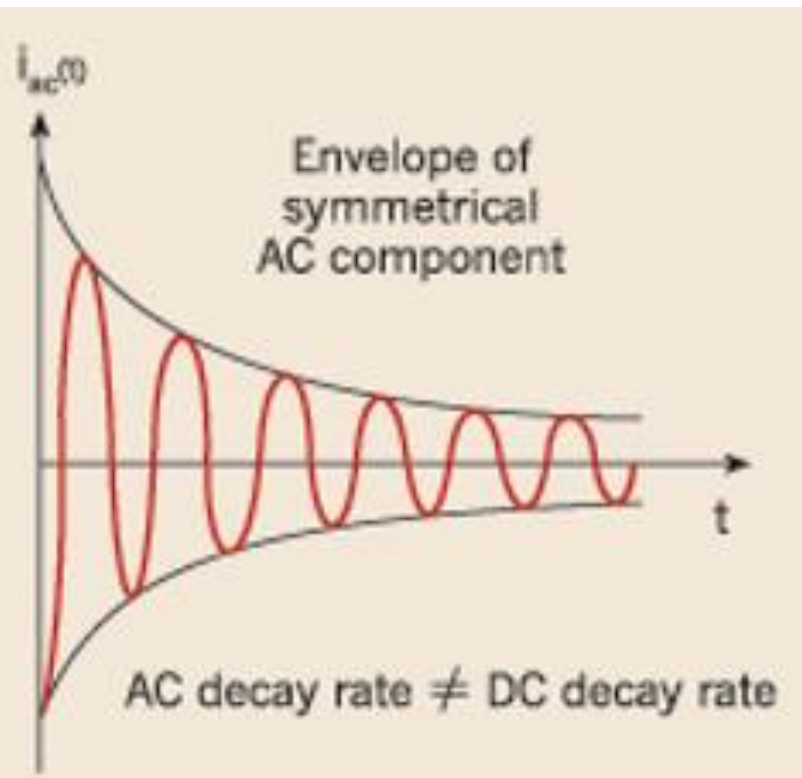
Han är glad för att gå i pension innan de stora värmekraftblocken fasas in på nätet. ”Vad händer t.ex. om ett sådant aggregat plötsligt faller ur?”

Som sagt pendeln svänger...

Men kan man driva ett kraftsystem med bara sol och vind?

Låt oss snabbt beta av de tekniska frågorna.

SPÄNNINGS - STABILITET



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

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

Denna oro är obefogad – en modern omriktare kan visserligen inte leverera mer ström än märkström - till skillnad mot en konventionell generator som initialt ger mer. Men detta märks enbart i närheten av produktions-anläggningen. 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.

INERTIA – PROBLEM?

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.

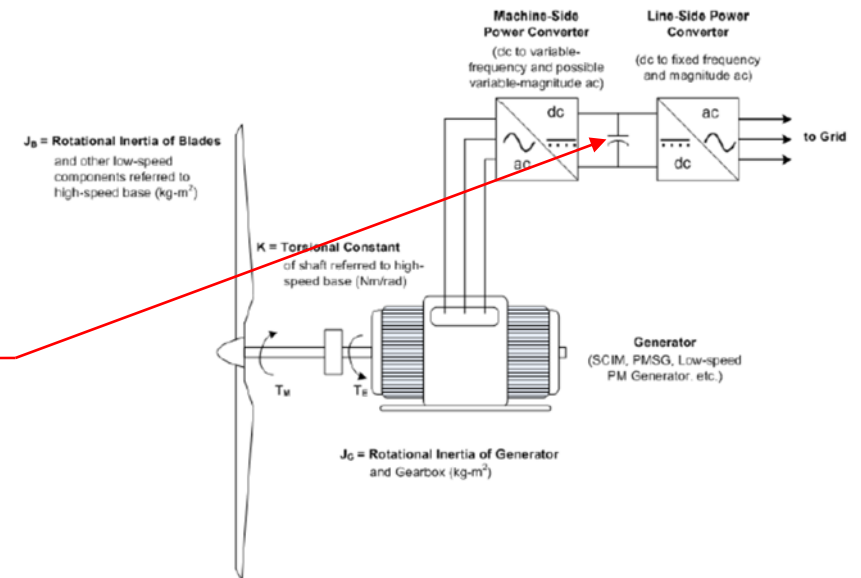
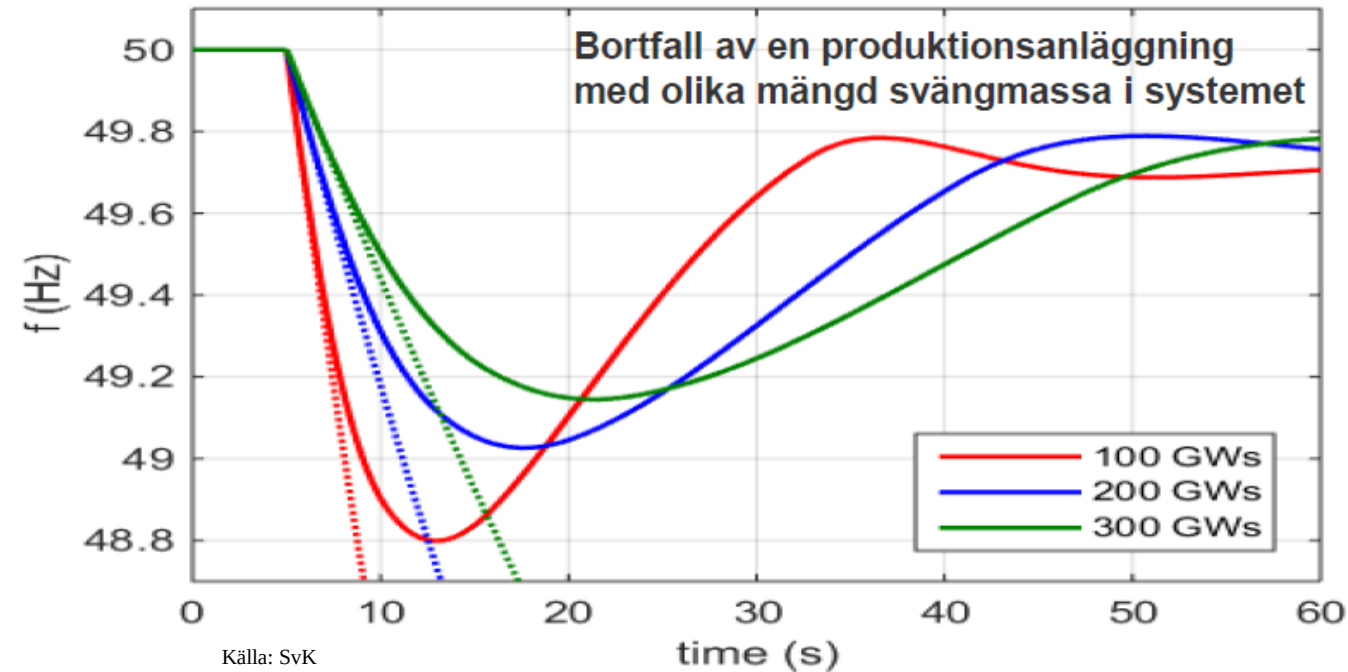
Nedan ges exempel från olika kraftslag

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

Problemet är att vindkraftens svängmassa idag inte är tillgänglig.

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

Att delta i frekvensreglering fungerar också (om det blåser) men då får man kanske avstå full produktion.



INERTIA-PROBLEM?

$H \geq 4 \text{ s}$

$3 \text{ s} \leq H \leq 4 \text{ s}$

$2 \text{ s} \leq H \leq 3 \text{ s}$

$H \leq 2 \text{ s}$



Källa: Entso-e

Men vindkraftens inertia är gripbar via smartare (och dyrare) omriktare!

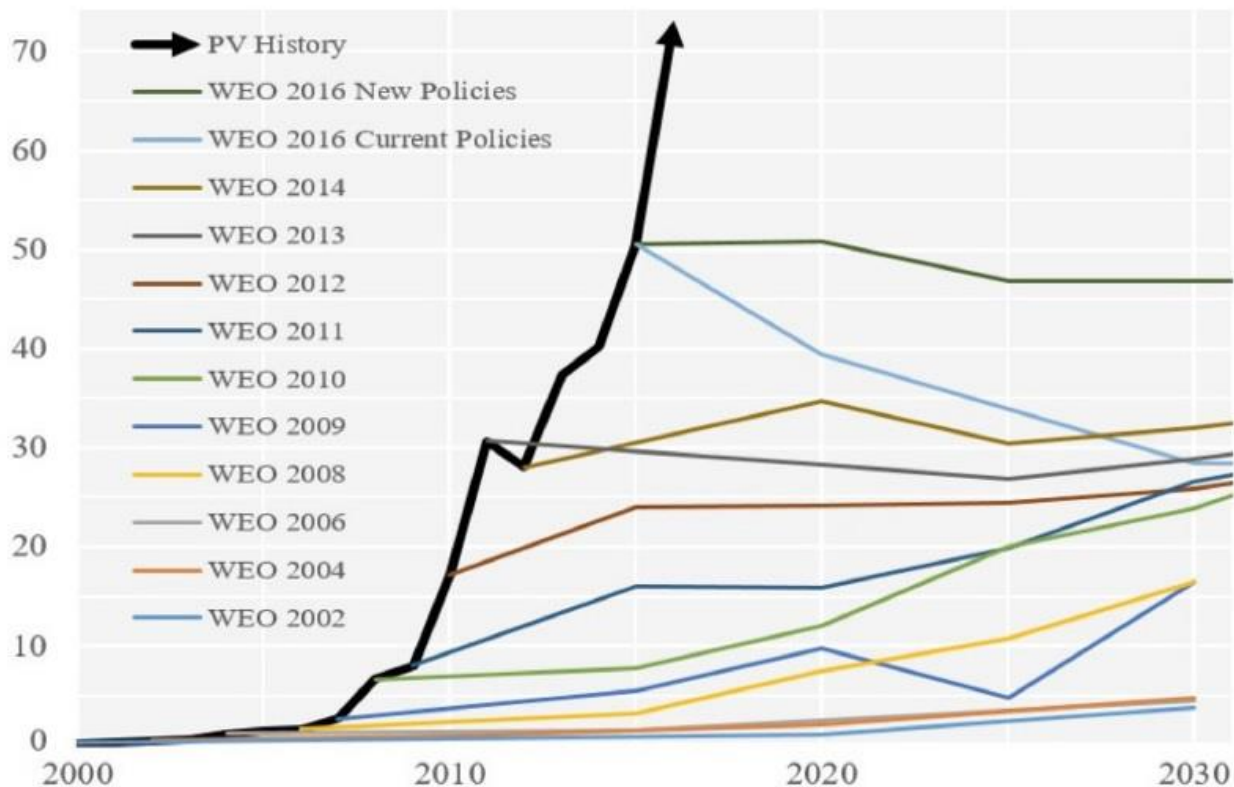
Så kallad **Syntetisk Inertia**. Här har Chalmers gjort en hel del forskning.

På kontinenten är detta en akut fråga, se bilden till vänster som visar en prognos för 2030.

I Sverige har man ännu inte ställt några krav – vi har ju vår vattenkraft...

Men vi har redan problem i vissa låglast situationer och har exempelvis fått dra ner på F3/O3.

SOLPANELER



Installerad PV-effekt per år i GW och de prognoser man haft.

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

Solpaneler kommer inte få den betydelse i Sverige som längre söderut. De är ur ett nätperspektiv inte ”trevliga” eftersom de ofta ansluts långt ut i näten varför det kan bli lokala problem.

Trevligast är när de ligger ”utanför” elsystemet. Det vill säga försörjer egna system.

De kan även ställa till det på ett nationell nivå. Problemet är att de kan trigga på yttre faktorer och agera samordnat som ett kraftverk på flera GW.

Några sol-förmörkelser de senaste åren har med spänning följts av expertisen. Och för några år sedan var 50.2 Hz problemet det stora samtalsämnet på kontinenten.

Men problemen är hanterbara.

RÄCKER DET MED ENBART SOL / VIND?

Ja - ur ett tekniskt perspektiv är det alltså möjligt att driva ett kraftsystem med enbart sol och vind så länge man kan hantera effektbalansen.

Det vill säga både stabilitetsmässigt och när det gäller spänningshållning. Men då måste man ställa hårdare krav på anläggningarna. Vilket man gör i de ”röda länderna” ovan. Det sker via EU nya nätkoder.

Problemet är hur man skall hantera elförbrukningen när det inte blåser eller solen skiner.

Detta har jag behandlat i en artikel där jag föreslår att vi satsar på pumpkraftverk.

<https://www.nyteknik.se/opinion/energilagring-i-stor-skala-kan-radda-effektbalansen-6952004>

Pumpkraftverk anses idag vara den mest kostnadseffektiva sättet att lagra energi. Batterilager med kraftelektronik är extremt dyrt i jämförelse. Men att utnyttja de som ändå finns (fordon) är smart.



Goldhistal pumpkraftverk i Thuringen. 1060 MW. Ägare Vattenfall

MEN DET FINNS YTTERLIGARE EN HAKE

Wind: Minnesota's Next Cash Crop



"If you like wind, you need to love transmission"

Detta tycks vara okänt för de flesta och speciellt politiker och Energimarknadsinspektionen, EI.

Jag kommer att återkomma till detta eftersom det är den helt avgörande faktorn för hur vi skall hantera vår framtid.

This Minnesota landscape captures the interdependent relationship between wind power and transmission.

Xcel Energy places the transmission necessary to stay ahead of the energy curve.

By **Grant Stevenson, Mike Dunham and Mark Anderson**, Xcel Energy

"IF YOU LIKE WIND, YOU NEED TO LOVE TRANSMISSION." Xcel Energy makes this statement in its presentations to the public, to point out that wind generation can't happen

without transmission. Xcel Energy has the most transmission infrastructure projects ever constructed in Minnesota, began in 1999 and affected 501 miles of transmission lines — both new and upgraded lines, 29 substations, from simple modifications to significant new ones. It included

KRAFTSYSTEMPLANERING

Grunderna i Kraftsystemplanering är att det finns en balans mellan de tre aktörerna.

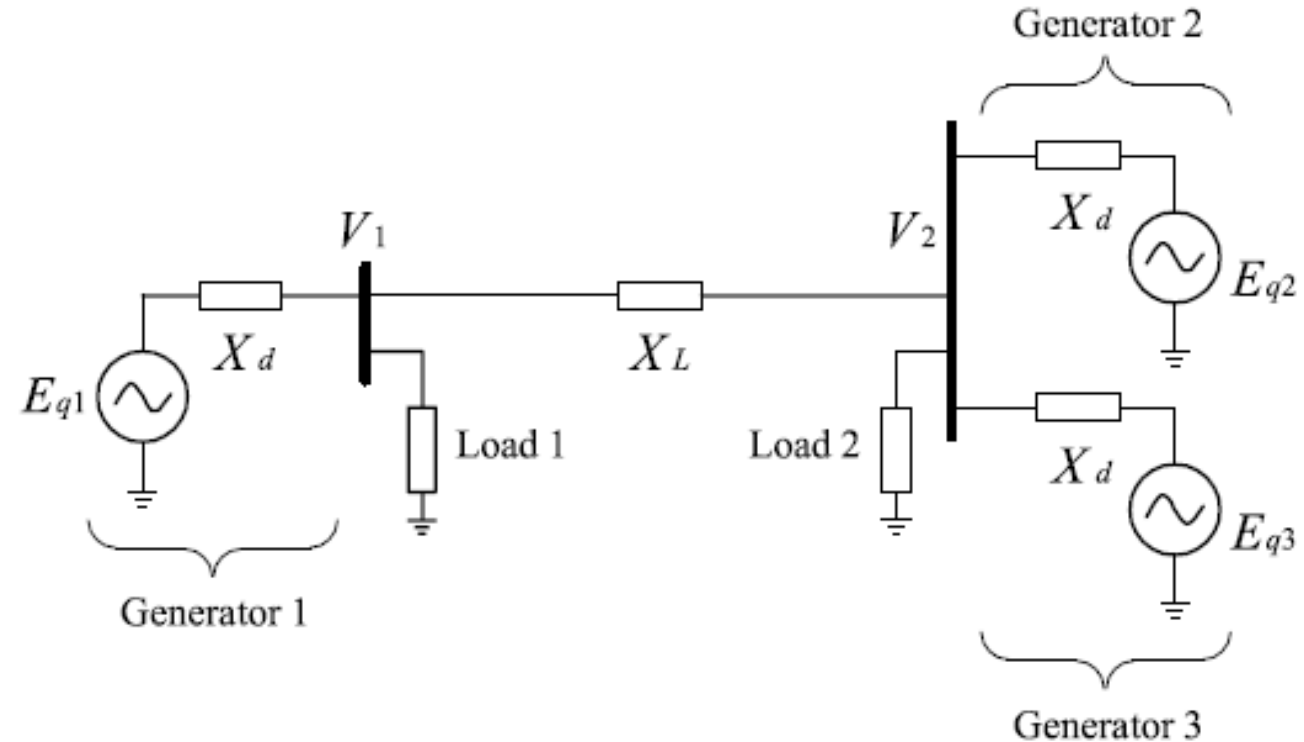
- Produktion
- Transmission & Distribution
- Konsumtion

Och det gäller på alla spänningsnivåer.

Historiskt har det varit självklart att det är kundernas behov som styr utbyggnaden av kraftsystemet. Det vill säga man startar ”underifrån”.

Kan man bygga kraftverk nästgårds så behövs mindre ledningar.

Men dagens elmarknadsmodell har fått för sig att vi har ett oändligt starkt nät varför man kan börja i andra änden. Det vill säga bygga kraftverk var som helst.



Källa: J Björnstedt, LTH Lund 2012

Installerad produktion och last per elområde samt exportmöjlighet



SE1

Produktion 5600 MW
Till SE2 3300 MW

Konsumtion 1600 MW
Till Finland 1500 MW

Marginal 800 MW
vid full export

SE2

Produktion 8600 MW
Till SE3 7300 MW

Konsumtion 2900 MW
Till Norge 1300 MW

Marginal -400 MW
vid full export

SE3

Produktion 13000 MW
Till SE4 5300 MW
Till Norge 2100 MW

Konsumtion 14800 MW
Till Finland 1200 MW
Till Danmark 700 MW

SE3 + SE4 har ett
underskott på 4.9 GW
Om 7.3 GW tas via
snitt 2 finns 2.4 GW
till export

SE4

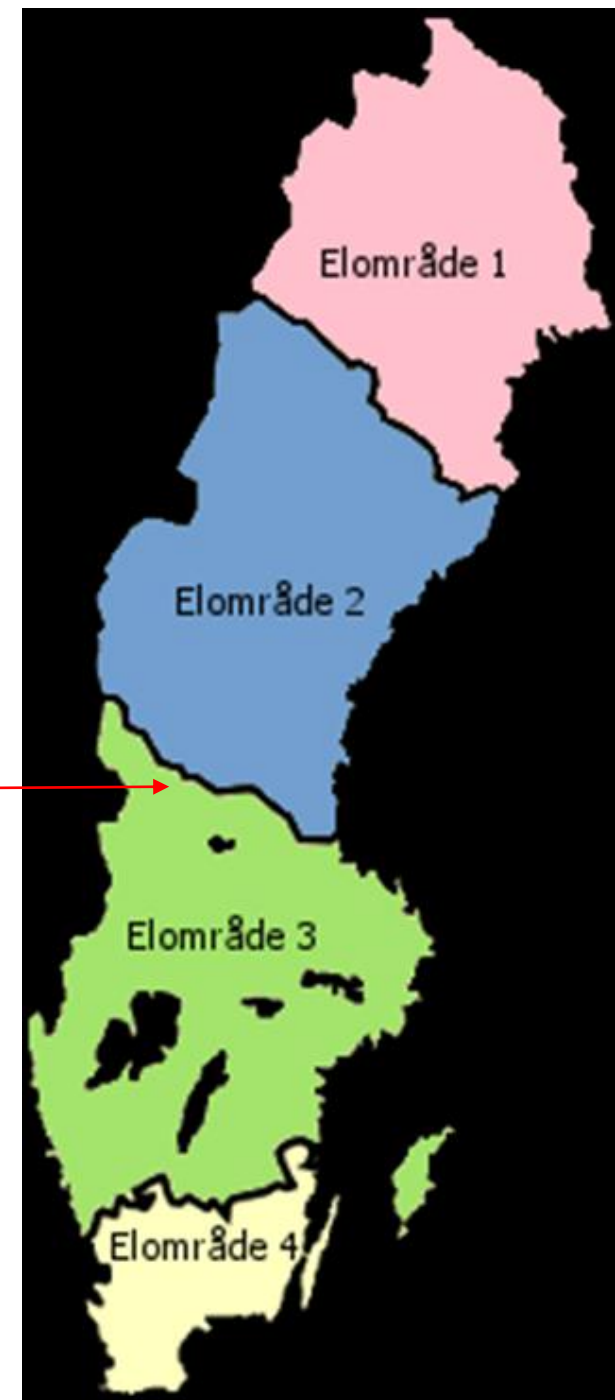
Produktion 1600 MW
Till Danmark 1300 MW
Till Polen 600 MW

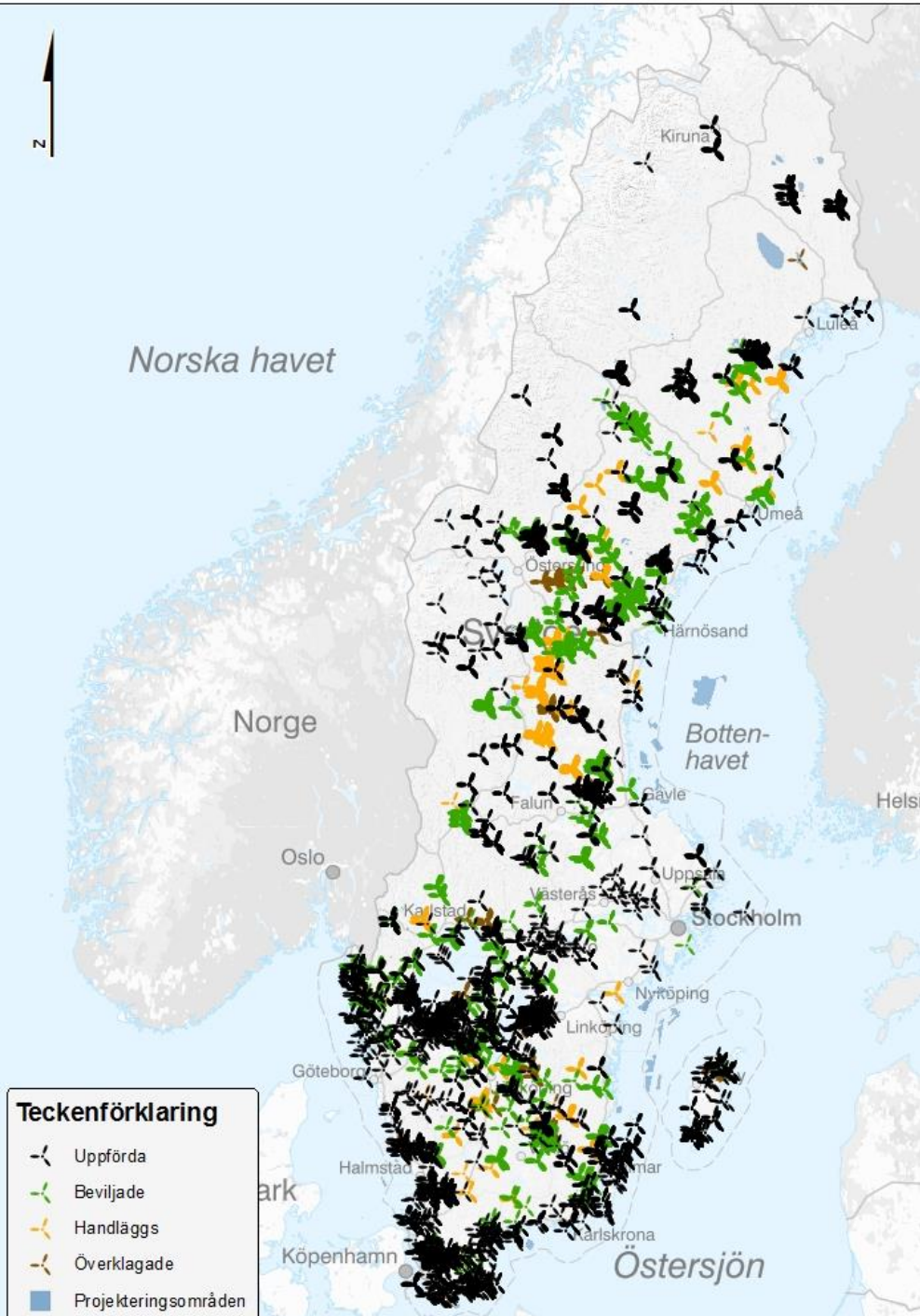
Konsumtion 4700 MW
Till Tyskland 615 MW
Till Litauen 700 MW

I Produktion ovan ingår inte vind/sol samt reservkraft (kondens)

Summa kapacitet ut ur landet ~ 10 GW, exklusive Norge/Danmark ~ 4.6 GW
i praktiken säg max 6 GW

Källa: EI och SvK + egna beräkningar





Slutsatsen från föregående bild är att det finns möjligheter att få in säg 2-3 GW ny produktion i SE3 och SE4 utan att störa marknaden om exportförbindelserna fungerar.

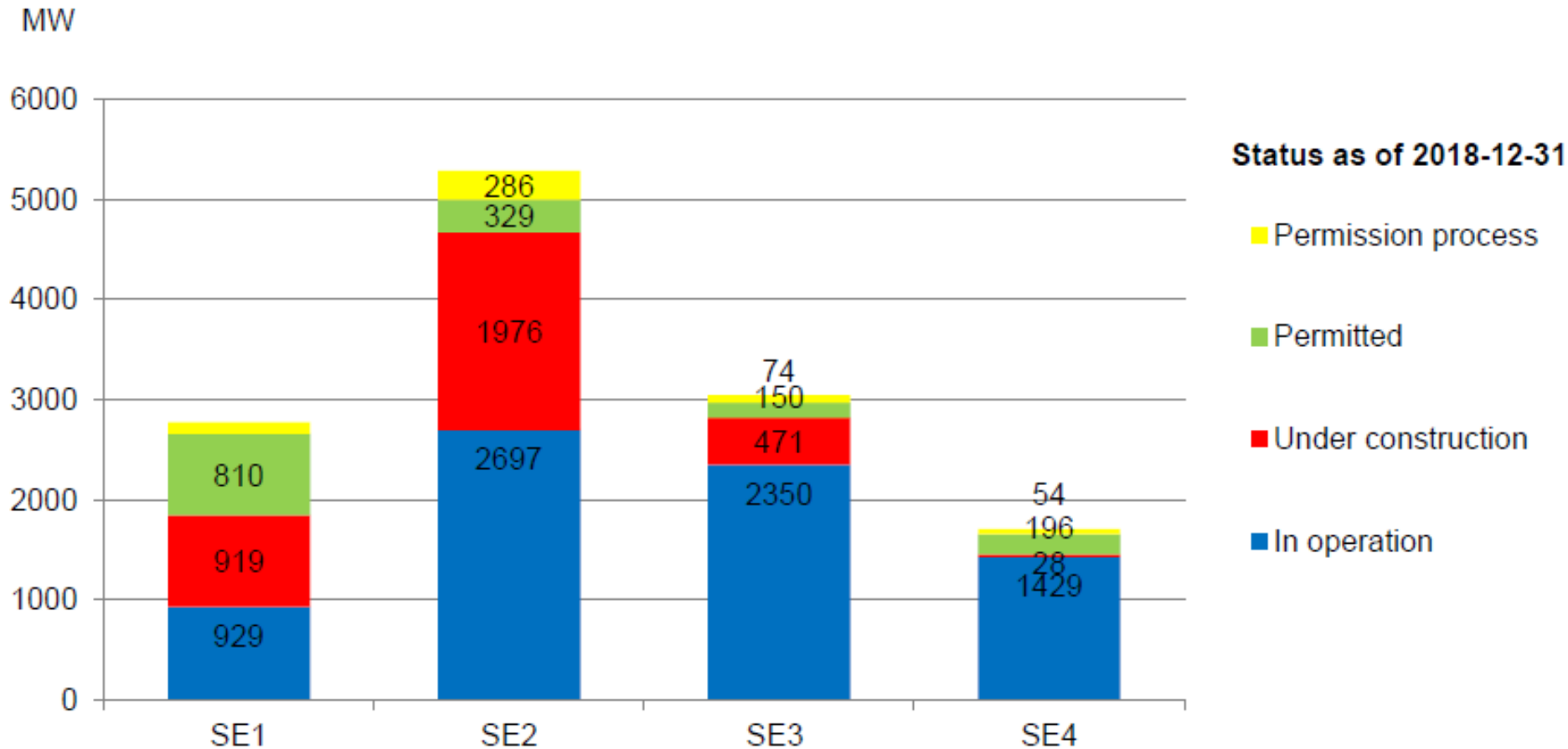
Men i norr, SE1 och SE2, så borde det vara stopp med hänsyn till befintlig produktion. Men många vattenkraftverk är effektmässigt över dimensionerade varför även här 2-3 GW nog skall kunna samsas.

OBS - de flesta verken i syd är äldre och < 2 MW. I dag bygger man dubbelt så stora vindkraftverk.

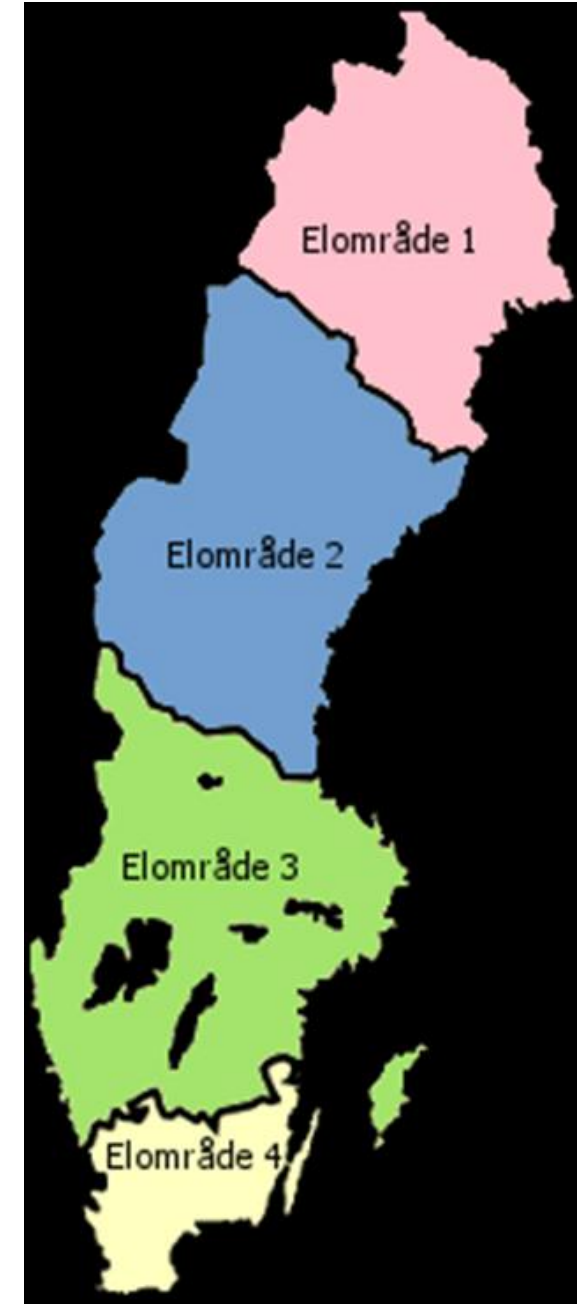
Som framgår av bilden finns det stora planer för norra Sverige.

Vad innebär planerna...

Vindkraftsutbyggnader per elområde enligt Svensk Vindkraft



Som framgår ovan är utrymmet i SE3+SE4 uppnått + lite till men i norr ser man en enorm obalans – ungefär 8000 MW!
Hur har man tänkt?



OCH SOM LÖK PÅ LAXEN...



Svensk havsbaserad vindkraft kan stå för en femtedel av landets elbehov.

Det är en av slutsatserna i Havs- och vattenmyndighetens nya långsiktiga plan för Sveriges hav. ”Det finns stor potential där”, säger utredaren Joacim Johannesson till TT.

...

*I synnerhet är det i **Bottniska viken** det finns störst möjligheter för fler vindkraftverk. Samtidigt har ambitionen varit att ge planeringsmässiga förutsättningar för att kunna producera 50 terawattimmar per år.*

Källa: Ny Teknik dec 2019

Förslag till konstgjord ö för att samla upp produktion i GW nivå för att sedan via HVDC föra in till fastlandet
Källa: Tennet NL

PRINCIPIELL SKILLNAD UTTAG - INMATNING



Enligt ellagen har nätägare anslutningsplikt mot både uttag och inmatning av el. Man kan på vissa premisser neka – i praktiken på grund av bristande kapacitet.

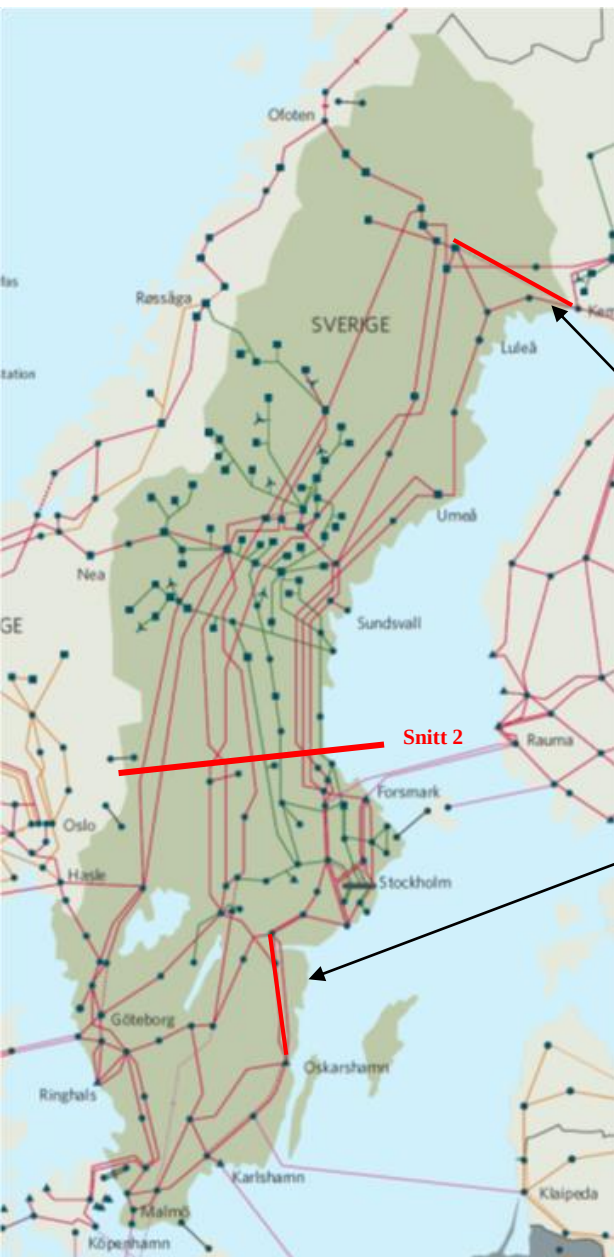
Gentemot uttag gäller funktionskrav varför nya uttag aldrig tillåts på bekostnad av andra befintliga uttag.

För inmatning finns inga motsvarande krav. Det nätägaren prioriterar är att produktionen kan ske utan att störa uttagen och att det inte uppstår kapacitetsproblem på anslutande ledning.

Blir det sedan ett produktionsöverskott inom ett el-område så är det inget motiv för SvK att neka anslutning. Det är en fråga för marknaden att hantera – exempelvis att SvK gör motköp.

Och resultatet blir i värsta fall minus-priser. Ett problem i sammanhanget är att så länge priset är positivt och det blåser så har vind-branschen svårt att avstå produktion.

”IF YOU LIKE WIND, YOU NEED TO LOVE TRANSMISSION”



Att det riskerar att bli en enorm obalans i SE1 + SE2 är inget nytt för SvK. Man har en hel del projekt på gång.

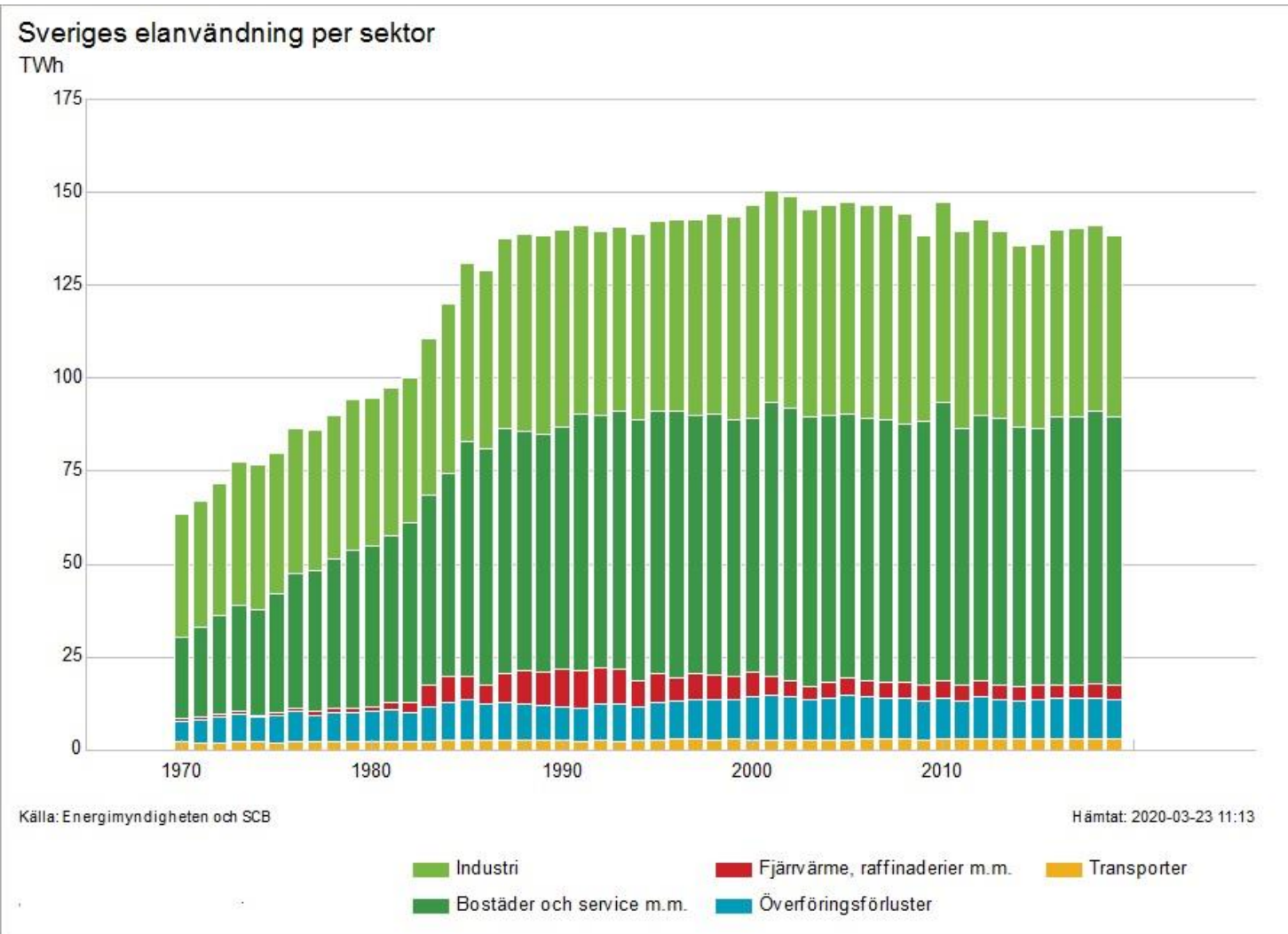
Viktigast är ”Nord-Syd” som innebär bland annat ombyggnad av de äldsta 400 kV ledningarna i Snitt 2 till dubbelledningar. Kapaciteten i ökar från 7.3 GW till > 10 GW. Klart 2040 i bästa fall.

En tredje förbindelse i norr till Finland är på gång. Men EI har i praktiken skjutit projektet långt fram i tiden genom att kräva att man redovisar ett detaljerat kabel alternativ. Det rör sig om ca 19 mil och kablifiering är tekniskt otänkbart.

EI har även stoppat ett viktigt stamnäts projekt i sydöstra Sverige som är av stor vikt för att kunna nyttja Norbalt – en ny HVDC-förbindelse till Baltikum. Man ser bara bekymmer med stolparnas påverkan på allt jordiskt liv – men sopar under mattan att man tänker bygga parallellt med en befintlig ledning.

En ny förbindelse till Tyskland – Hansa Bridge – är under planering.

MEN ELFÖRBRUKNINGEN ÖKAR VÄL?



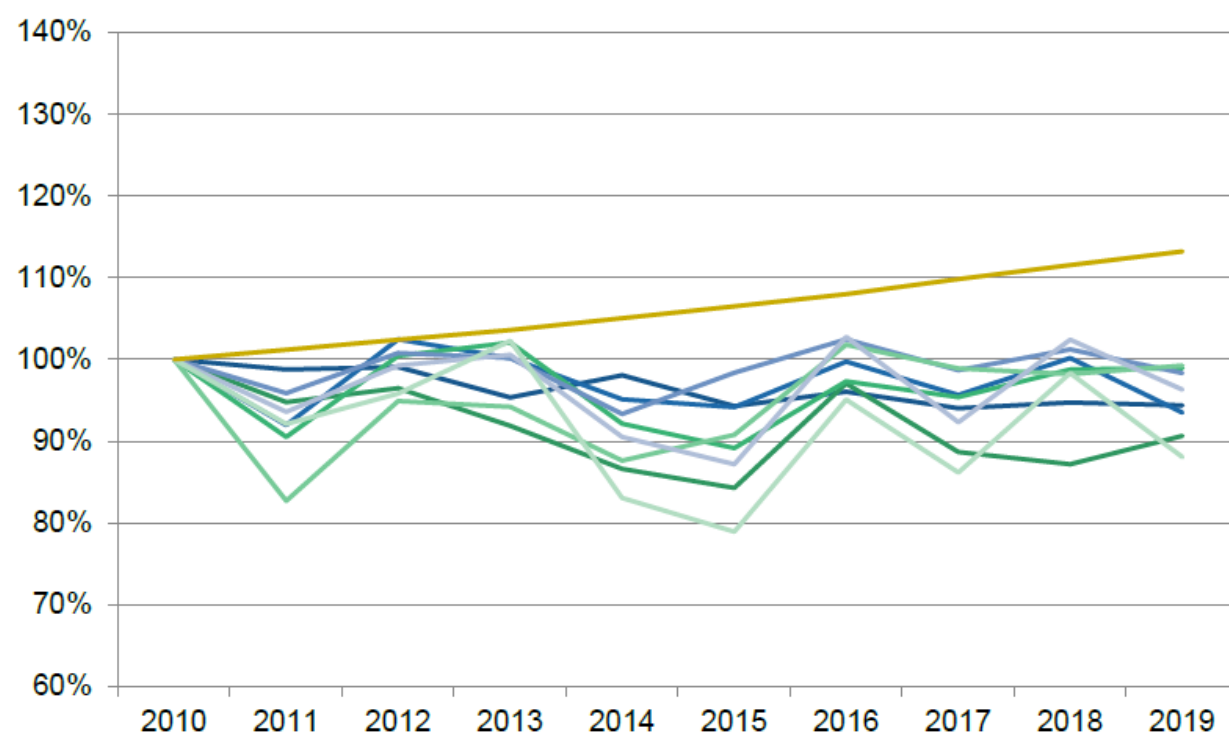
Bilden till vänster visar Sveriges elenergi förbrukning. Den är i princip oförändrad år från år.

År 2019 förbrukade vi 138 TWh och producerade 164 TWh – mellanskillnaden – 26 TWh lyckades vi exportera – ett rekord.

Detta innebär att vi i snitt exporterade 3 GW i huvudsak till Finland.

Kapacitetsmässigt lär vi inte kunna exportera mycket mer såvida inte Norge får torrår. Och till slut får nog finnarna igång sin reaktor...

MEN EFFEKTEN – VI HAR JU KAPACITETSBRIST!



Källa: SvK P-råd möte 3/2019

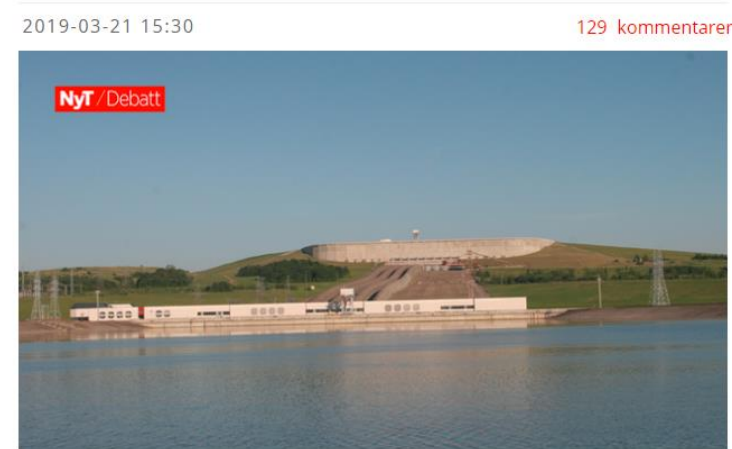
Bilden visar maximala effektuttaget för de största städerna som försörjs via Vattenfall Eldistribution med hänsyn till eventuell lokal elproduktion.

Den gula linjen visar befolkningsökningen under samma tid.

Självklart kräver nya industrier och bostadsområden el men netto sker det inget ökat uttag – ännu.

EFFEKTPROBLEMATIKEN

"Energilagring i stor skala kan rädda effektbalansen"



Förslag till åtgärder för att lösa effektproblematiken

<https://www.nyteknik.se/opinion/energilagring-i-stor-skala-kan-radda-effektbalansen-6952004>

Elmarknaden

3 oktober, 2019

Det stora problemet i Sverige är att det saknas leveransskyldighet till elförbrukarna. Det skriver Per Norberg, adjungerad professor i elkraftteknik vid Chalmers, och verksam i Vattenfall Eldistribution....

<https://second-opinion.se/problem-et-ar-att-det-saknas-leveransskyldighet/>

Jag har i två artiklar närmare beskrivit bakgrunden till de kapacitetsproblem vi idag upplever.

Den främsta orsaken är avvecklingen av elproduktion i Södra Sverige. Och avvecklingen – förutom Barsebäck – kan kopplas till bristande lönsamhet på grund av överskott av elenergi.

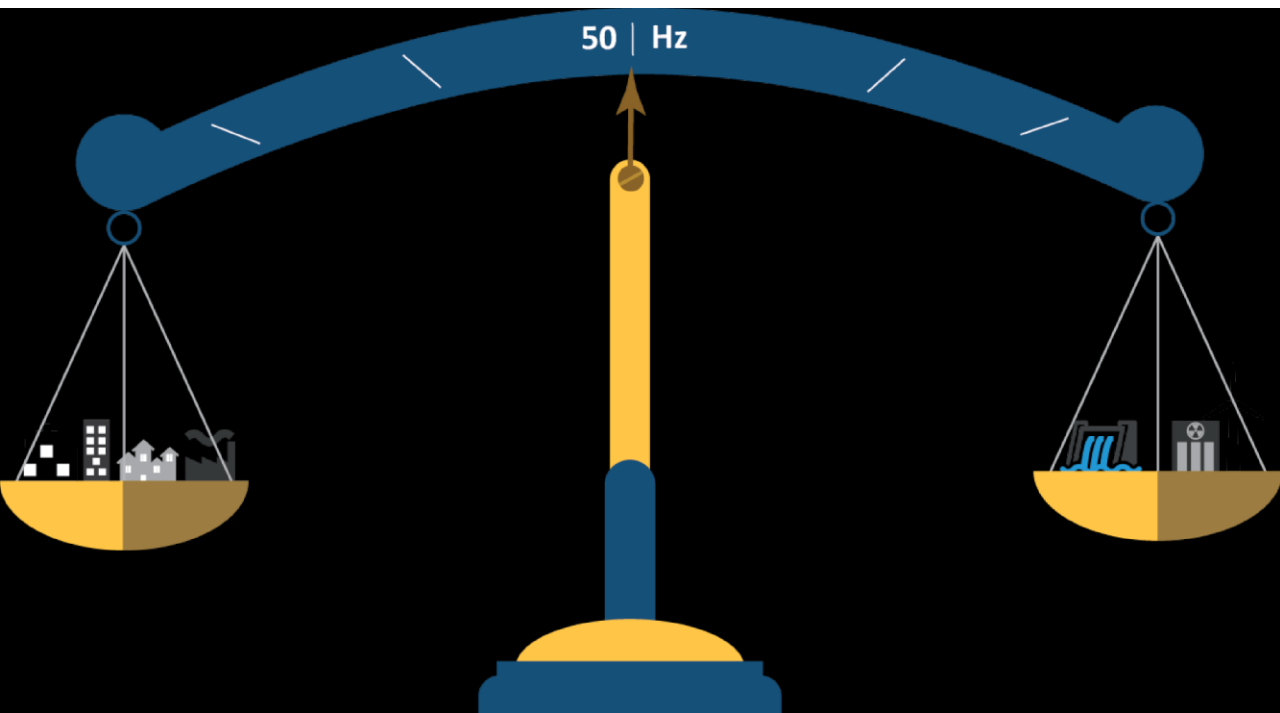
Det gnälls om Ringhals 1 och 2 men inget om att O1 och O2, båda nyrenoverade gick i graven...

De flesta större städer har sedan länge stora kraftvärmeverk som svarar ofta för mer än 1/3 av elbehovet både vad avser effekt och energi. Abonnemangen mot överliggande nät är i regel satta med förutsättningen att de producerar.

Men eftersom överskottet på elenergi ökar med alla vindkraftsatsningar så har elpriserna sjunkit till en nivå som gör att många kraftvärmeverk avstår att producera el.

Avveckling av ett kraftverksblock leder sällan till problem men stängs ytterligare ett i närområdet så blir det stora problem. De mest tydliga exemplen är Malmö och Västerås.

EFFEKTPROBLEMATIKEN



Källa: Sintef

Svk hanterar effektbalansen i driftskedet och det är frekvensen, 50 Hz, som är indikatorn på hur vi ligger till. Men det finns ingen som har ett långsiktigt ansvar.

Skulle inte effekten räcka till så kan SvK beordra bortkoppling av förbrukning.

Sedan kan man i efterhand via avräkningssystemet se vilken ”balansansvarig” som syndat. Det kan bli enormt dyrt. Men vad händer om en elsäljare ”kånkar” – där finns ju knappast några kraftverk att mäta ut – och därför i praktiken ingen annan garanti än vad marknaden kan erbjuda...

OBS – det finns ingen garanti att det är den kund vars balansansvarig syndat som blir bortkopplad!

HUR BLIR DET PÅ SIKT?

Bilden är tagen ur SvK Systemutvecklingsplan 2020-2029 och visar två olika sätt att få fram risken för effektbrist.

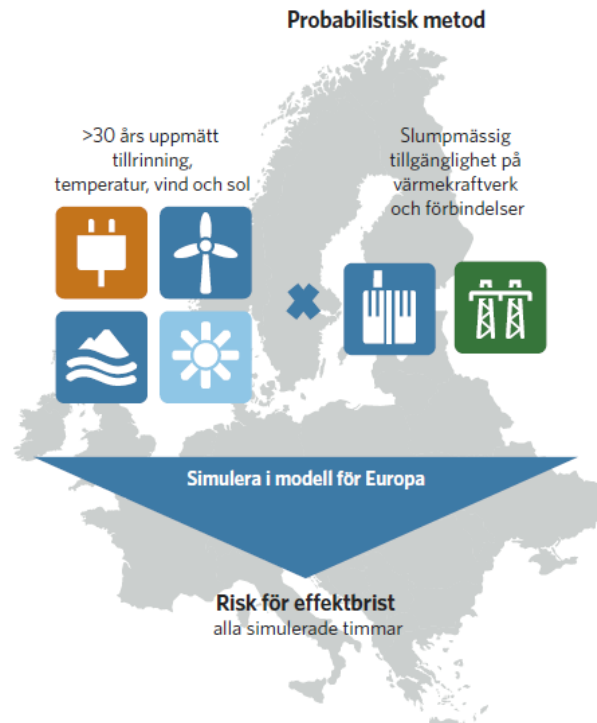
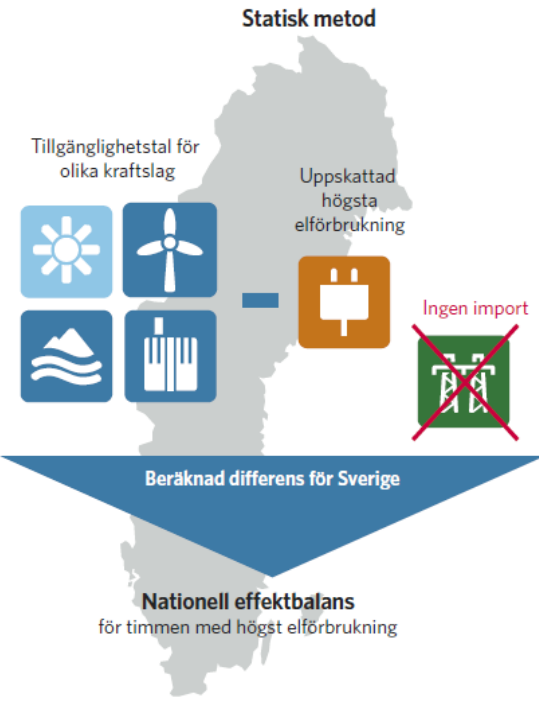
Enligt rapporten är underskottet i effektbalansen sett ur ett nationellt perspektiv vid höglast utan vind/sol år 2040 (då kärnkraften förutsätts avvecklad) 10.5 GW – vilket då rör sig om en 1/3 av behovet.

Den probabilistiska metoden tar med utlandsförbindelser och man antar att vi har en import-kapacitet på 12 GW.

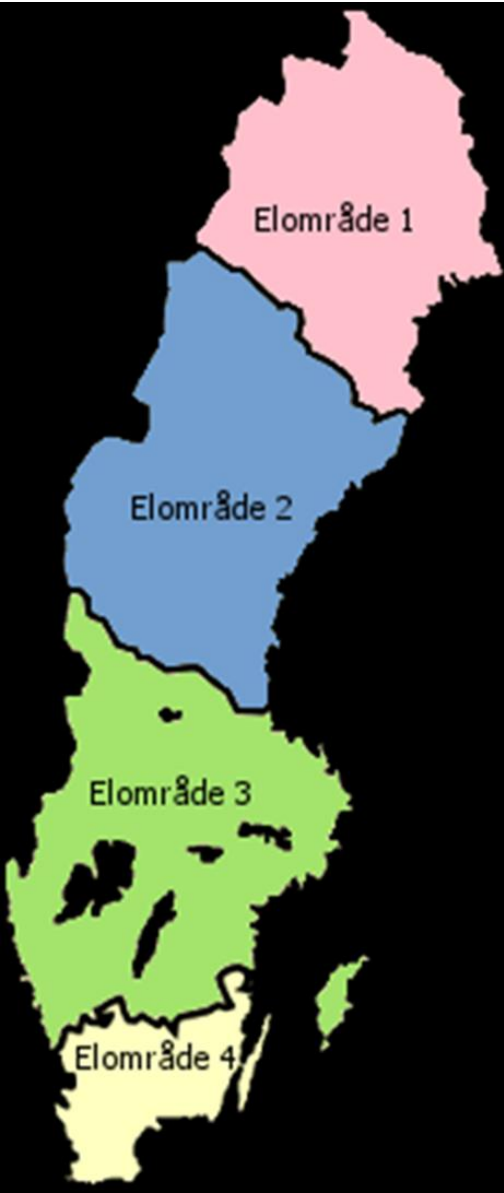
Men man är tveksam till att det kommer finnas den kapaciteten när vi behöver den. Det går inte runt.

Med aktuell erfarenhet från omvärlden är jag tveksam till att exempelvis industrin skulle känna sig trygg.

Men vi har ett värre problem....



FINNS VATTENKRAFTEN I NORR KVAR 2040?



Som visats i en tidigare bild finns det i SE1 + SE2 idag installerat 14.2 GW produktion och i huvudsak vattenkraft.

Denna produktion – liksom övrig basproduktion exklusive kärnkraften – förutsätter man i alla framtidsstudier finns kvar år 2040.

Men är det troligt med tanke på vad som hänt i södra Sverige?

Eftersom vi inom några år kommer få ett kraftigt energiöverskott i SE1 + SE2 så kommer det leda till låga priser och instängd kraft.

Vem vill då satsa på att reinvestera i vattenkraften med dagens regelverk?

Vill man ha kvar vattenkraften så måste det finnas ekonomiska förutsättningar.

Ett stort steg på vägen är att det finns någon som har det långsiktiga effektansvaret för våra elkunder och är beredd att betala för detta.

DELSAMMANFATTNING

- Grundläggande principer inom kraftsystemplanering är satta ur spel genom satsningar på förnyelsebar produktion innan nödvändiga nätåtgärder genomförts.
- Detta leder till prispress på marknaden som på grund av nuvarande marknadsmodell slår ut befintlig produktion och leder till lokal/regional kapacitetsbrist.

OCH SLUTSATS

- En ”time out” för vindkraftsinvesteringar i SE1 + SE2 tills nödvändiga nätåtgärder är genomförda bör ske.
- Ny elmarknadsmodell måste till som inkluderar ett fysiskt effektansvar till landets samtliga elkunder. Det räcker inte med att man har effektbalans på nationell nivå. Kan ske etappvis.

”TIME OUT” FÖR VINDKRAFT I SE1 OCH SE2



Det som historiskt drivit på utbyggnaderna av vindkraft är bidragsvillkoren som gjort att det gäller att vara först.

Många projekt har varit beredda att ta på sig stora nätkostnader i form av kablifiering vilket aldrig skulle skett i ”normala” projekt.

Att det nu behövs en ”Time Out” (eller körförbud) är inte ”Vindkraftens” fel utan politikernas som förändrat spelplanen.

Med försämrade/inga bidrag så kanske man är mer försiktig med att investera i Norr om man inser att det kommer bli dåligt betalt tills nätfrågorna är lösta.

Att bygga en park går relativt fort i jämförelse med de åtgärder som behövs i överliggande nät.

”IF YOU LIKE WIND, YOU NEED TO LOVE TRANSMISSION”

Politikerna måste inse att Energiöverenskommelsen innebär ett enormt behov av nät-förstärkningar.

Personligen känner jag att det är dags för en rejäl HVDC-förbindelse från norr till syd – säg 2-3 GW från övre Norrland till norra Småland.

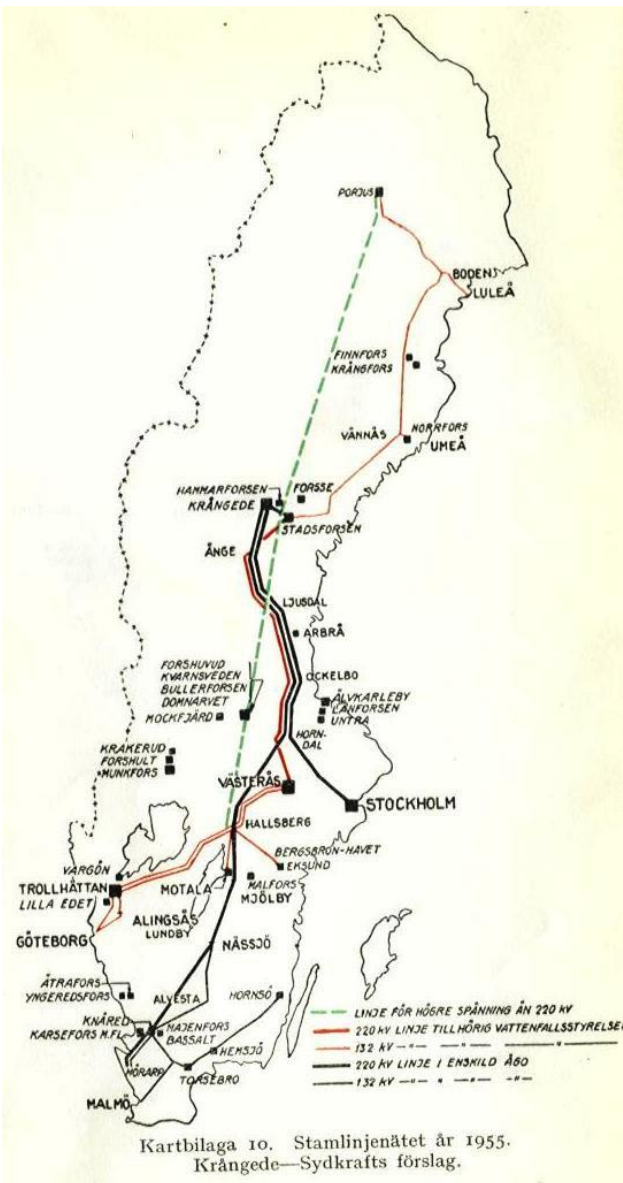
Och gärna en HVDC till Finland i höjd med Umeå.

Men förra årets ”Koncessionsutredning” om vissa förenklingar är otillräcklig. Skall vi ”lyckas” så måste behovet av kraftledningar vara överordnat andra intressen.

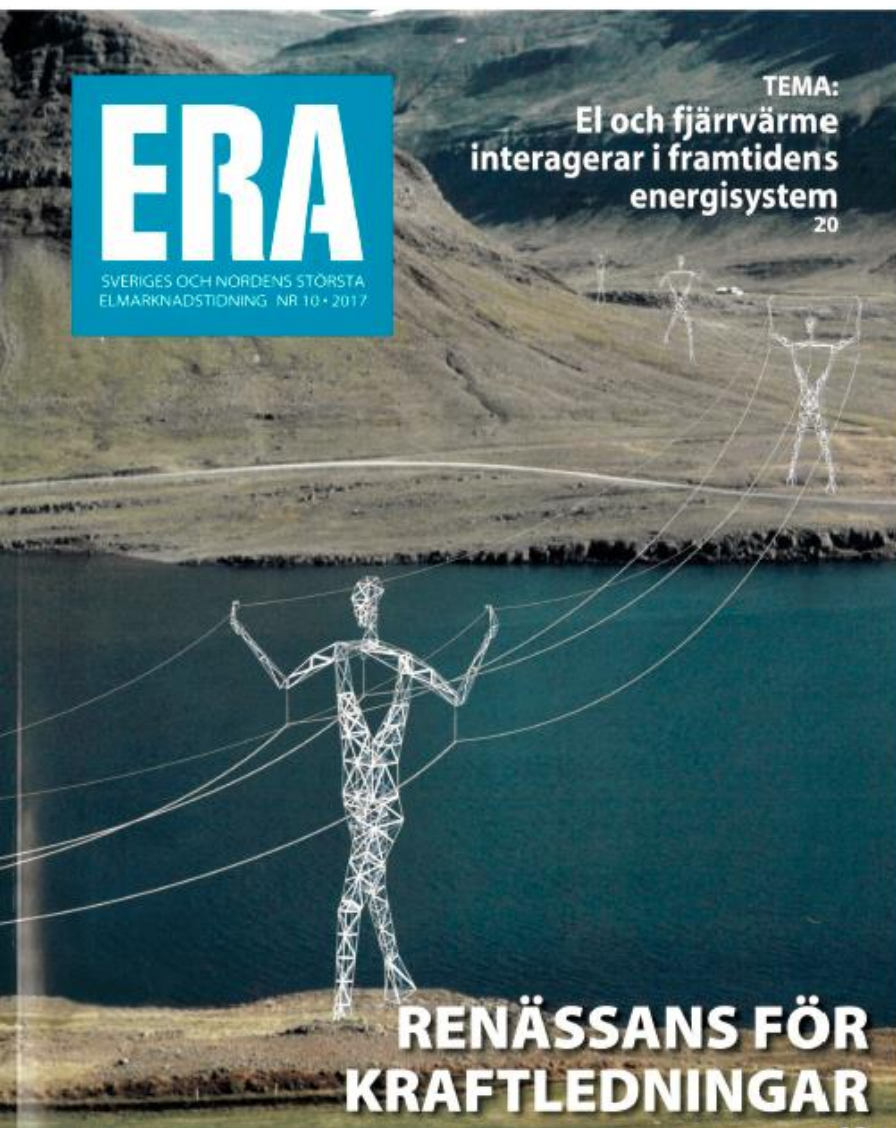
EI och länsstyrelsernas målande om olika ”arter” när man sätter stopp för kraftledningar måste vägas mot hela eko-systemets överlevnad. Liksom Flygvapnets stoppområden.

Kraftledningsprojekt > 100 kV bör ha samma status som när man vill bygga motorvägar.

Bilden till vänster är från Axel Granholms utredning 1937 om hur man skall lösa stamnätsfrågan mellan Vattenfall och de privata bolagen för att få ner den tillkommande produktionen i norr. Då var detta projekt överordnat allt annat i samhället. Hela landet ”stängdes” vid flera tillfällen 1946 då man testade HVDC återledning mellan Västkusten och Lule-älven.



”IF YOU LIKE WIND, YOU NEED TO LOVE TRANSMISSION”



Något som det gått troll i är kravet på att allt skall kablas och problem med farliga magnetfält.

För de spänningar vi här diskuterar så kan man tekniskt kabla korta sträckor men till enorma kostnader. Att kabla längre sträckor som EI vill är något man kan glömma i de här sammanhangen.

Oron för magnetfält bygger på studier från Sverige. Dessa är idag ”sågade” av internationell expertis vilket påpekats för WHO men som fortfarande har kvar skrivningen ”...possibly carcinogenic to humans”

Och även andra fakta måste accepteras – våra nätförluster* är redan idag bland de högsta i Europa – de kommer öka än mer vilket är mycket svårsmält för vissa miljövänner. Det intressanta är hur ”ren” Din elförsörjning är – inte vad som är förluster.

- Anm: Om detta har jag varnat för inom branschen internationellt eftersom många länder struntar i nätförluster https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/planeringsradet/2019/2019-mote-4-bilaga-6_management-of-network-losses.pdf

OCH VEM SKALL BETALA?



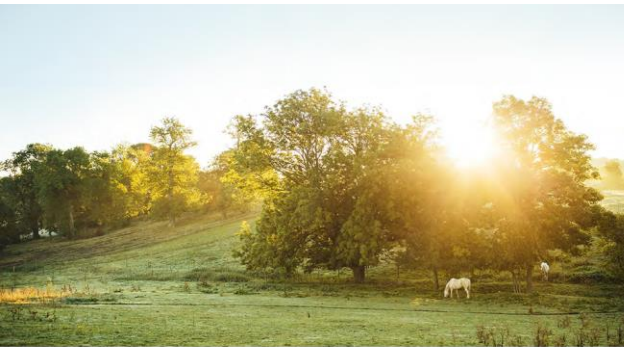
Det svenska stamnätet sågs ursprungligen som en produktionskostnad. Kunde man inte bygga kraftverk lokalt så tillkom överföringskostnaden. När SvK skapade sin nättariff så delade man 50/50 mellan det som matades in och det som matades ut. Passade bra när kraftverken inte har tydliga kunder.

På kontinenten har produktion varit lokal och stamnäten tillkom för att hålla ihop näten utan tydliga effektflöden. Oftast bara en eller få aktörer till skillnad mot i Sverige. Då blir det ointressant att hålla isär nät och produktion. Överliggande nät läggs direkt på slutkundernas elräkning.

Men detta lever kvar efter avregleringarna. Att mata in på Europas stamnät är gratis förutom få länder som Sverige. Detta gör att de svenska producenterna känner sig orättvist behandlade och lyckas ändra ovan 50/50 till något som är grovt 25/75 för ca 15 år sedan. Dvs de svenska nät-kunderna betalar 75% av SvK kostnader förutom vissa anläggnings-specifika projekt.

Ändringen gick igenom – det var inget regionnätbolag som klagade...

OCH VEM SKALL BETALA?



E.ON Energidistribution - Regionnät Syd

Elnätsabonnemang för regionnät



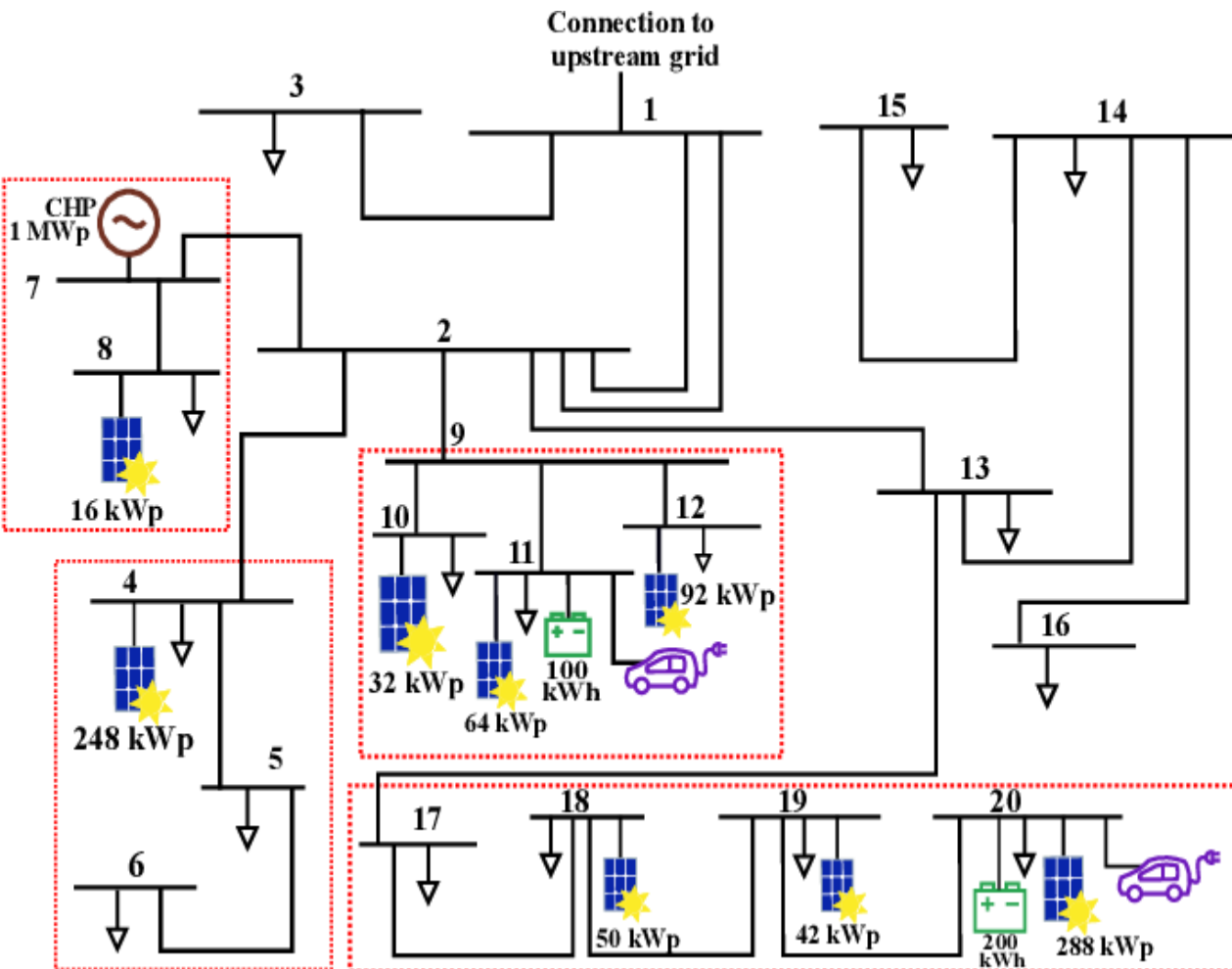
Är det rätt att Sveriges elkunder skall betala för att SvK måste bygga ut stamnätet för att vi fått ett energiöverskott som måste exporteras?

Borde det inte ligga på energipriset för den exporterade elen?

Att inte Europas distributionsföretag sagt ifrån är förvånande – men det ”mullrar” bland tyska nätkunder - men nätägarna har varit den svagare parten i Bryssel. Det är ju så att många så kallade DSO:s ingår i energikoncerner.

Det pågår översyner av stamnätstariffer både i Sverige och på kontinenten. De diskussionerna borde utgå ifrån att i den värld som politikerna vill ha – ett oändligt starkt överföringssystem – så skall inte ett enskilt lands nätkunder behöva bekosta andra länders övergång till en miljövänlig elförsörjning. Det bör ske enligt gemensamma regler.

VAD BEHÖVER MER GÖRAS FÖR ATT NÅ MÅLET?



Som nämnts beror kapacitetsbristen på att produktion stoppats. Jag har i mina artiklar föreslagit att den nätägare som får ett nej på sin begäran om abonnemangshöjning skall kunna stötta lokal produktion ekonomiskt. En lösning som regeringen strax efter tillät ibland annat Skåne.

Ett sätt att få löst effektproblematiken lokalt och ekonomiskt stötta den elproduktion som kan leverera effekt är att de så kallade *Områdeskoncessionärerna* – ”elverken” får försörjningsansvaret för sitt område.

De kan då se området som ett större ”MicroGrid” som i sin tur kan innehålla mindre ”Grids” som exempelvis Campus Johanneberg på bilden till vänster. Och kan hålla koll på PV

Själv är jag ingen ”marknadsmänniska” men vill rekommendera de artiklar som skrivits av tidigare kolleger inom Vattenfall, exempelvis:

NÅGRA LJUSPUNKTER - HYBRIT

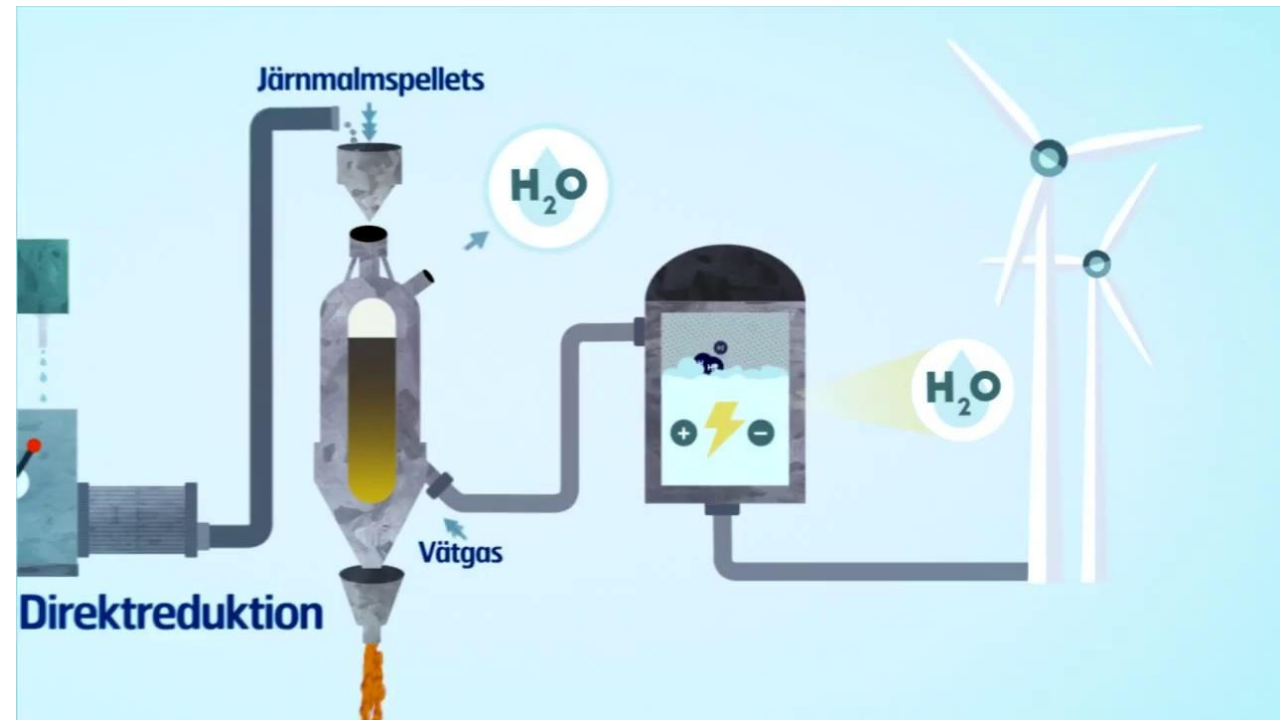
Även om vi ännu inte sett av någon effektökning på nationell nivå så kommer behovet öka. Men förhoppningsvis blir tillkommande uttag mer flexibla.

Laddning kan ju alltid vara flexibel men ett projekt i samma storleksordning som hela fordonsflottan är ”HYBRIT”. Här handlar det om att få stålindustrin att gå över till el via vätgas som kan lagras. Härigenom kan vi få hundratals MW flexibel elförbrukning perfekt anpassad till vindkraftens produktionsprofil. Men det går inte över en natt...

Andra ljuspunkter är nya EU-regler om flexibilitet hos uttagskunder (frivilligt) som kan nyttjas för lokala problem.

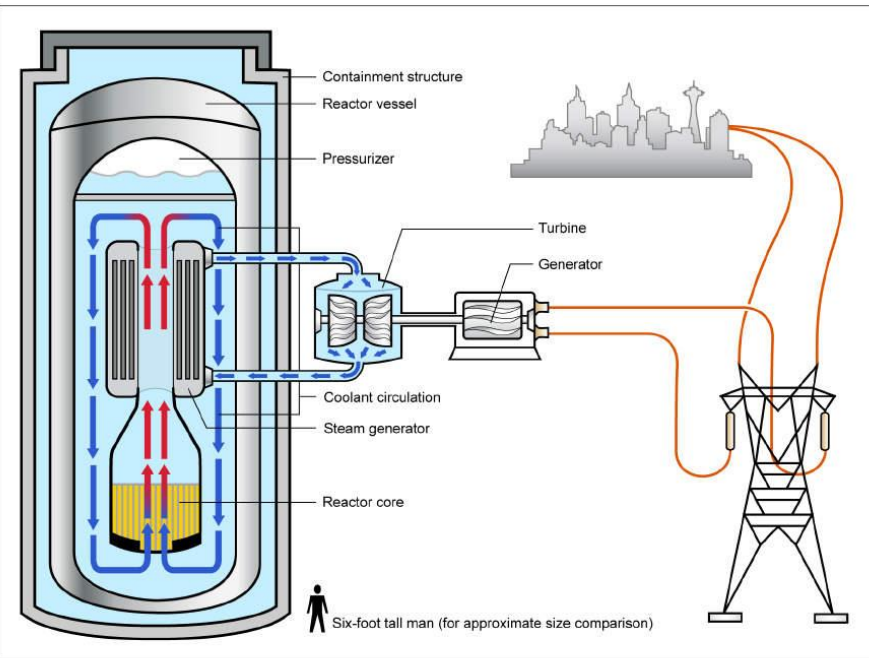
Och förhoppningsvis kommer funktionskraven för uttag underlättas – gör att man vågar ansluta nya uttag.

Men om vi nu inte vill ha kraftledningarna...



Källa: järnkontoret.se

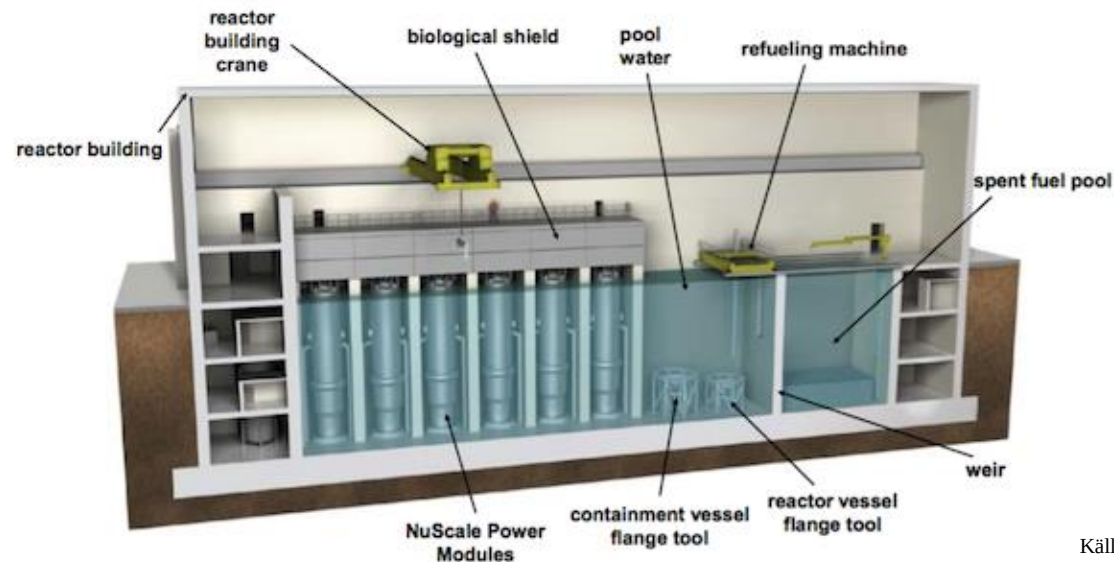
ALTERNATIVET



Vårda de kärnkraftverk vi har kvar.

Ersätts på sikt med så kallade "SMR" – "Small Modular Reactors".

Det vill säga modern "småskalig" kärnkraft placerad relativt nära förbrukningen.





TACK FÖR ER UPPMÄRKSAMHET –
OM NI ÄR KVAR I ”RYMDEN”

Q