

Prosjektnotat

Implementering av fleksibel produksjonsbegrensning

VERSJON

1.0

DATO

2016-08-05

FORFATTER(E)Peter Ahcin
Henrik Kirkeby**OPPDRAGSGIVER(E)**

REN AS

OPPDRAGSGIVERS REF.

André Indrearne

PROSJEKTNR

502000645

ANTALL SIDER

19

SAMMENDRAG

Temaet til dette notatet er produksjonsbegrensning sett som et instrument for integrasjon av nye vannkraftanlegg i distribusjonsnett uten nye eller betraktelige nettinvesteringer. Fremfor alt forsøker notatet å beskrive tekniske løsninger for fjernstyring av produksjon som har etablert seg i Tyskland. Et land som har erfaring med bruk av produksjonsbegrensning av distribuert produksjon gjennom en stor andel av sol- og vindenergi.

Notatet inkluderer også en indikasjon om tekniske muligheter for implementering og investeringskostnad av fjernstyring i Norge.

UTARBEIDET AV

Peter Ahcin

GODKJENT AV

Henning Taxt

PROSJEKTNOTAT NR

AN 16.12.42

SIGNATUR**SIGNATUR****GRADERING**

Åpen

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
1.0	2016-08-05	Endelig versjon

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
2	Fjernstyring av vannkraft i Sveits	6
2.1	Generelle krav.....	6
2.2	Kommunikasjonssystem	6
3	Fjernstyring av vannkraft i distribusjonsnett i Tyskland	7
3.1	Tekniske krav.....	7
3.2	Den tyske erfaringen med fjernstyring av vannkraft	7
3.3	Styring av anlegg	8
3.4	Kostnaden av oppgradering for fjernstyring.....	10
4	Oversikt av dagens teknologier for kommunikasjon mellom nett- og anleggsoperatør	11
4.1	PLC - Power Line Communication	11
4.2	Internett.....	11
4.3	Offentlig telefonlinje.....	12
4.4	Satellitt	12
4.5	Trådløs tilkobling.....	12
5	Implementering av kommunikasjonsløsning	14
5.1	Eksempel FairNetz.....	14
5.2	Eksempel EVR.....	15
5.3	Eksempel ENRW Energieversorgung Rotteil	16
6	Implementering av produksjonsbegrensning i Norge	18
7	Kilder	19

1 Innledning

Denne rapporten er utarbeidet i prosjektet *DGnett – Alternative løsninger for integrasjon av distribuert produksjon*. Hovedmålet med prosjektet er å redusere kostnadene ved nettilknytning av distribuert produksjon gjennom å tilrettelegge for at ny teknologi og nye metoder tas i bruk av nettselskapene. På denne måten skal prosjektet bidra til at kraftsystemet, på en sikker og effektiv måte, kan håndtere videre utbygging av småkraft i Norge.

Tekniske påvirkninger av produksjon i distribusjonsnett

Distribusjonsnettet har historisk sett blitt planlagt og bygget for distribusjon av elektrisk energi og bare i noen få tilfeller for å ta imot produsert energi. Tilkobling av produksjonsanlegg i distribusjonsnettet påvirker belastning, spenning og kortslutningsytelse i nettet. Innmating på distribusjonsnivå kan belaste transformatorer og linjer slik at deres kapasitet må økes. Overbelastning av nettet kan forhindres gjennom produksjonsbegrensning. Innmating av produksjon påvirker også spenningskvaliteten som også kan føre til behov for investeringer i nettet for å sikre sikker nettdrift. [9].

Produksjonsbegrensning som løsning

Produksjonsbegrensning er en av flere smart grid-teknologier som har etablert seg eller er i ferd til å etablere seg og kan klassifiseres som [14]:

- Innovative spenningsreguleringsstrategier
 - Fordelingstransformator med automatisk trinnkobler
 - Spenningsregulator i nettet (for eksempel: serie spenningsregulator)
 - Wide Area Transformator Regulering
 - Reaktiv effektregulering av DG
- Innovativ vernteknologi
- Innovativ linje/linjedrift
 - Linjemonitoring
 - HTLS (high temperature low sag) linje
- Flaskehalshåndtering i distribusjonsnett
 - **Produksjonsbegrensning**
 - Energilager
 - Laststyring

Produksjonsbegrensning er i en bredere forstand en mulig løsning av påfølgende problemer knyttet til utilstrekkelig tilknytningskapasitet i nettet. Det er også et instrument for å unngå nettutvidelse både i transmisjon- og distribusjonsnett. Til slutt er produksjonsbegrensning et instrument for justering av produksjon til forbruk i tilfellet negative kraftpriser eller produksjonsoverskudd [7].

Temaet til dette notatet er produksjonsbegrensning sett som et instrument for integrasjon av nye vannkraftanlegg i distribusjonsnett uten nye eller betraktelige nettinvesteringer. Men fremfor alt forsøker notatet å beskrive tekniske løsninger for fjernstyring av produksjon som har etablert seg i Tyskland. Et land som har erfaring med bruk av produksjonsbegrensning av distribuert produksjon gjennom en stor andel av sol- og vindenergi.

2 Fjernstyring av vannkraft i Sveits

2.1 Generelle krav

Anleggsoperatøren er ansvarlig for å muliggjøre styring og synkronisering av anlegget. Nettselskap kan gjøre spenningsmålinger fra samleskinne eller spenningstransformator tilgjengelig til anleggsoperatøren. Anleggsoperatøren er også forpliktet til å gjøre målinger av aktiv og reaktiv effekt, spenning og strøm tilgjengelig for nettoperatøren.

Anlegg må ha mulighet for å bli driftet med redusert effekt. Nettoperatør har rett til å forlange en midlertidig produksjonsbegrensning eller frakobling fra nettet.

Anlegg må være utstyrt med minst en analog inngang hvor nettoperatør kan styre reaktiv effekt i tilknytningspunktet. Teknisk løsning og vilkår under hvilke nettoperatør har rett til å styre anlegget, reguleres i kontrakten.

For å kunne forhindre nettsammenbrudd må anlegget gi distribusjonsnettoperatøren mulighet til å slå av anlegg eller begrense produksjon. I det minste må følgende inngang være tilgjengelig for nettoperatøren:

- En binæringang for 60 % av nominell effekt
- En binæringang for 30 % av nominell effekt
- En binæringang for 0 % av nominell effekt

Analoge innganger kan også brukes hvis de er tilgjengelig. Anlegg må også være i stand til å endre sin produksjon i 10 % skritt fra hvilket som helst utgangspunkt.

I tillegg til inngangene for regulering av aktiv og reaktiv effekt nevnt ovenfor, må anlegget være utstyrt med en binæringang for tilkobling til nett og en utgang for å kommunisere forstyrrelser til nettoperatøren [9].

2.2 Kommunikasjonssystem

I Sveits benyttes tonefrekvens (lav frekvens radio), som vanligvis driftes ved frekvenser mellom 100 Hz og 1500 Hz for, for kontroll av styringsanlegg. Frekvensen kan variere fra nettselskap til nettselskap. Enheter som kommuniserer over Power Line Communication (smarte måler og smartgrid systemer) bruker vanligvis CENELEC A bandet (frekvenser mellom 35 og 91 kHz). Hvis radio eller PLC kommunikasjon svekkes som følge av driften av et anlegg eller kommunikasjonsinfrastrukturen et anlegg så er anleggsoperatør forpliktet til å fjerne forstyrrelsen.

3 Fjernstyring av vannkraft i distribusjonsnett i Tyskland

3.1 Tekniske krav

VDEs (Verband der Elektrotechnik und Elektronik – Føderasjon for Elektroteknikk og elektronikk) retningslinjer anbefaler krav for gradvis tilpasning av produksjon for alle anlegg over 100 kW i trinn på 10 % av maksimal effekt fra hvilket som helst utgangspunktet. Men i praksis benytter nettoperatørene krav definert i Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG).

Ifølge artikkel 6 fra EEG – fornybareenergilooven – er generatorer med en effekt over 100 kW forpliktet å tillate nettoperatørene [1]:

1. Avlesning av momentan produksjon
2. Gradvis produksjonsbegrensning

Konkret må alle generatorene over 100 kW som tilkobles distribusjonsnett har mulighet til å tilpasse produksjonen til 100 %, 60 %, 30 % og 0 % av nominell effekt når det kreves. Etter at signal om produksjonsbegrensning er mottatt må produksjon tilpasses innenfor 30 sekunder uavhengig av hvor mange enheter produksjonsanlegg består av. I 2014 ble EEG forandret og siden da gjelder mulighet for produksjonsbegrensning for alle anlegg over 100 kW og for PV-anlegg av all størrelser. PV-anlegg under 30 kW kan velge å legge til rette for produksjonsbegrensning eller permanent redusere anleggets maksimal effekt til 70 % av nominell effekt [2].

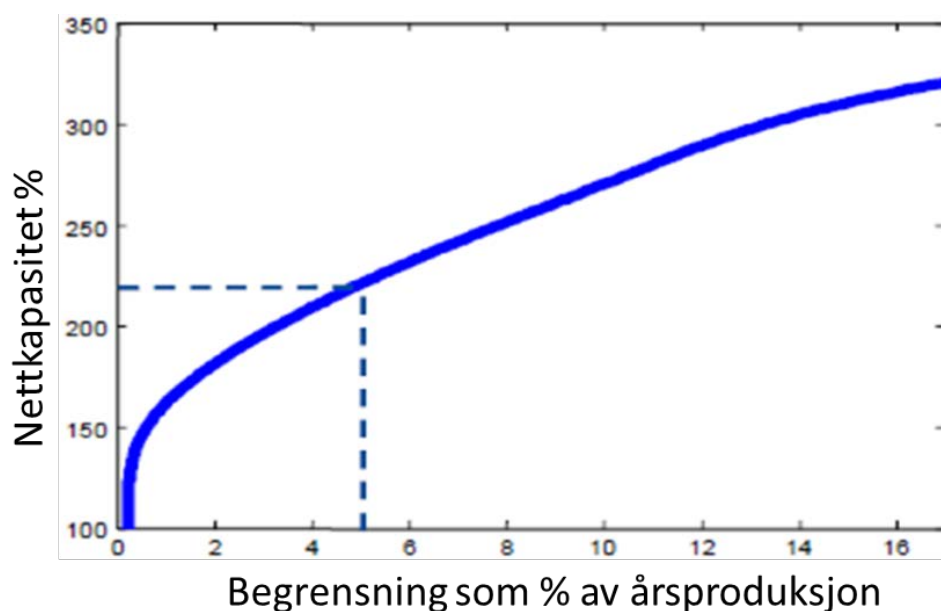
Anleggsoperatøren selv er ansvarlig for etablering av fjernregulerings- og avlesningsinfrastruktur. Beslutningen om hvilke teknologi som skal brukes for å motta styringssignaler og kommunisere momentanproduksjon bestemmes av nettoperatøren. Etableringskostnadene dekkes fra anleggsoperatøren.

Nettoperatørene er forpliktet til å informere anleggsoperatørene av anlegg over 100 kW om produksjonsbegrensning minst en dag i forveien eller så snart som mulig. De må melde fra om varigheten, omfang og grunn for regulering [4].

I tilfellet hvor tilkobling av en ny anleggsoperatør forårsaker krav til produksjonsbegrensning til en allerede tilkoblet anleggsoperatør, har den andre rett til å forlange erstatning av påløpende kostnader grunnet produksjonsbegrensningen [4].

3.2 Den tyske erfaringen med fjernstyring av vannkraft

Nettselskapene benytter hovedsakelig radiosignaler som beskrevet nedenfor. Fjernstyring skjer trådløst og fjernstyrte anlegg er i stand til å kommunisere den nåværende produksjon i hvert øyeblikk. En undersøkelse fra 2013 viste at tre av de 217 tyske nettselskapene intervenerte i produksjon av til sammen 9 anlegg. Og dette var bare anlegg som er aktive i balansemarkedet. Dette var to elvekraftverk (1,4 og 5 MW), ett magasinkraftverk med 5 MW og fem pumpekraftverk.



Figur 1: Sammenheng mellom produksjonsbegrensning og nettkapasitet it Tyskland.

De fleste anlegg indikert at deres anlegg er utstyrt med fjernstyringsteknologi og at to av de anleggene ble stoppet. Økonomisk tap var marginalt og det førte ikke til noen tekniske problemer [3]. For alle typer fornybare energiteknologier øker mengde av ikke produsert energi på grunn av produksjonsbegrensning raskt. Fra 2009 fram til 2011 økte denne mengde fra 74 GWh til 421 GWh, og kompensasjon fra 6 millioner EUR til 33,5 millioner EUR [7]. I 2014 var kompensasjon for produksjonsbegrensning i transmisjonsnett allerede 82,7 millioner EUR for 1580,6 GWh av ikke produsert energi [8].

Achim Zerres fra Bundesnetzagentur – den tyske regulator – peker på at det ikke er klart i hvilke tilfeller produksjonsbegrensning er et instrument for å unngå investeringer og i hvilke er det bare et middel for å utsette nødvendige tiltak [7]. Ifølge Zerres styrker produksjonsbegrensning trenden til mer regulering, noe som senere kan slå tilbake i form av motstand ved implementering av framtidige regler – i Tyskland er markedet for fornybare energi sterkt regulert.

I Tyskland er har overbelastning av kraftnettet blitt mer vanlig i de siste årene på grunn av den økende vindkraftproduksjonen i nord og PV-produksjon i sør. Vannkraftproduksjon er hovedsakelig lokalisert i sør. Produksjonsbegrensning er som regel enklere for PV-anlegg enn for vannkraft spesielt når det gjelder gamle anlegg.

Det må sies at blant vindkraftanlegg, biomasseanlegg, PV-anlegg over 100 kW, og varmekraftanlegg, elvekraftverk, og små PV-anlegg under 100 kW, er vindkraftanlegg de anleggene hvor produksjonen oftest nedreguleres (90 % av alle tilfeller), fulgt av PV-anlegg, mens vannkraft er på siste plass sammen med varmekraft og biogass-anlegg [13].

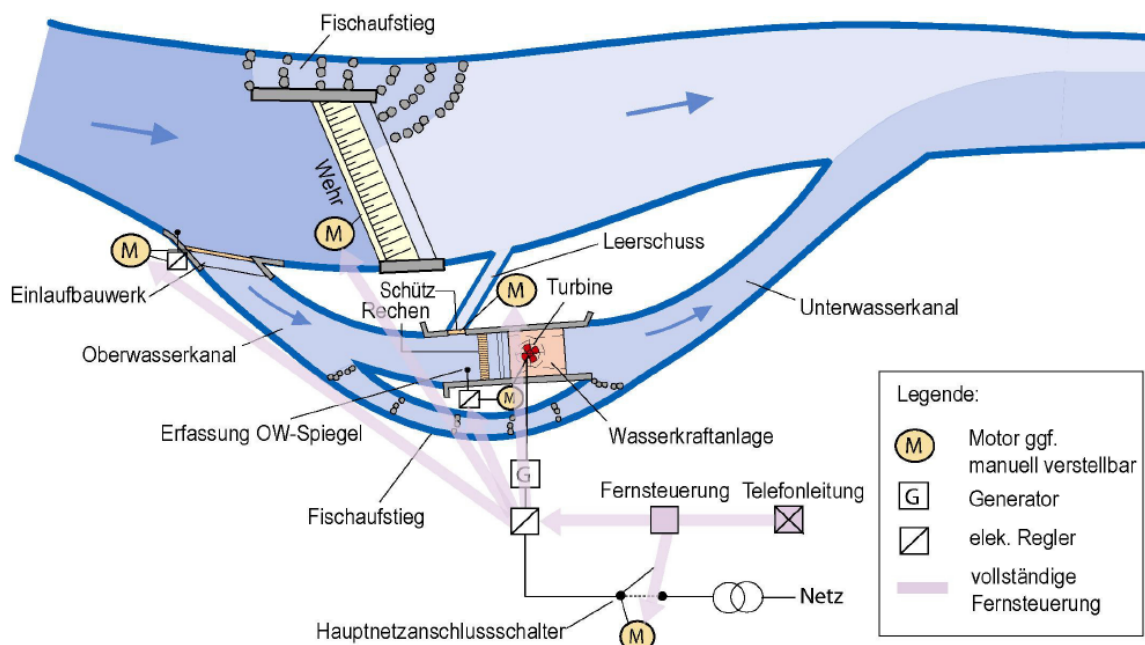
3.3 Styling av anlegg

Den tradisjonelle og enkleste løsningen for produksjonsbegrensning er at nettoperatør tar kontakt med anleggsoperatøren over telefon eller på en annen måte og anleggsoperatøren styrer så anlegg manuelt. Men som allerede nevnt er alle produksjonsanlegg over 100 kW forpliktet til å være utstyrt med fjernstyringsevne.

De fleste vannkraftanlegg over 100 kW har tekniske muligheter for å bli regulert, men det må være sikret at turbinstruping ikke fører til uønsket vannstandsøkning. Viktig er det også at regulering tilbake til opprinnelig kraftproduksjon ikke fører til svingninger i vannstand. Det gjelder spesielt for anlegg over 5 MW som i de fleste tilfeller ikke er fullstendig automatisert.

Figur 2 viser et anlegg som er fullt utstyrt for styring. Det er utstyrt med automatisert demning, flomløp (Figur 2 - Leerschuss) og inntaksluke (Figur 2 - Einlaufbauwerk) som kan styres elektrisk eller hydraulisk. Dette er spesielt viktig i tilfeller hvor svingninger i vannstand kan representere fare for innvirkning på faunaen, skip transport, og ikke minst personlig sikkerhet. I nødsituasjoner, for å forhindre for høy vannstand, kan demning og kanal åpnes.

For å tilkoble anlegg eller øke produksjon igjen etter en intervensjon, blir demning og kanaler lukket og pådraget på turbinen øker igjen. Dette skjer i følge reguleringsalgoritmer som forhindrer vannstandsvingninger. Store anlegg over 5 MW er som oftest ikke fullt automatisert og produksjonsøkning kan ta flere timer.



Figur 2: Vannkraft med styrings-elementer [11].

De fleste anlegg over 100 kW har automatisert styring av turbinåpning. For små anlegg brukes oftest PLC (Programmable Logic Controller), mens større anlegg bruker databaserte styring- og diagnosesystemer som kan kontrollere driftstilstand, trendobservasjon, styring og skadediagnose. For små og gamle anlegg gjennomføres demnings- og inntaksstyring ofte manuelt. I noen tilfeller er disse portene motordrevet, men for små anlegg er de oftest ikke integrert i automatisk drift.

For å kunne fjernstyre anlegg i sin helhet må utstyr erstattes med elektrisk eller hydraulisk utstyr og anlegg må utstyres ved fjernstyringsteknologi. Turbinstyring må omprogrammeres eller erstattes. Inntak og demning kan ligge flere kilometer unna og legging av kabel kan være forbundet med høye kostnader.

3.4 Kostnaden av oppgradering for fjernstyring

Kostnadene er sterk avhengig av hvert anlegg og hvilke deler som allerede kan fjernstyres. Ingenieurbüro Floeckemühle estimerer typiske kostnader for et 200 kW-anlegg som allerede har automatisert vannstands- og turbinregulering som oppført i Tabell 1 [11].

Tabell 1: Kostnadsestimering for regulering- og styringssystem for et 200 kW anlegg.

Anleggsdel	Investeringskostnad
Fjernstyring	5.000 - 20.000 EUR
Styring og motor for kanal (Leerschuss)	ca. 10.000 EUR
Styring og motor for inntaksluke (Einlaufbauwerk)	20.000 – 40.000 EUR
Styring og motor for demning	20.000 – 100.000 EUR

Nyinstallerte anlegg fra de siste 10 eller 15 år er mest sannsynlig allerede automatisert ved digitale systemer og nødvendige investeringer for å bringe de til å oppfylle tekniske krav gitt av EEG er estimert til under 2000 EUR. For anlegg som er delvis eller fullt automatisert ved analogteknologi estimerer Walcher [12] kostnadene til mellom 5.000 EUR og 15.000 EUR. For gamle anlegg mellom 100 og 200 kW uten noe som helst automatisering, kan kostnadene bli høye. Men slik oppgradering kan også føre til betraktelig optimalisering av anleggsdrift og produksjonsøkning på årsbasis.

Plutselige endringer av produksjon kan true mennesker og fauna. Gitt at kvaliteten på last- og produksjonsprognoser forbedrer seg hvert år er det mulig å informere anleggsoperatørene om produksjonsbegrensning en dag på forhånd.

4 Oversikt av dagens teknologier for kommunikasjon mellom nett- og anleggsoperatør

Hvilke teknologi som skal brukes er avhengig av hvilke kommunikasjonsteknologi som er allerede på plass, resten av infrastrukturen og andre faktorer, men generelt for Tyskland kan man si [13]:

- På høyspenningsnivå brukes for det meste fjernstyringsteknologi;
- På mellomspenningsnivå brukes mange forskjellige teknologier avhengig av anleggstørrelsen;
- På lavspenningsnivå brukes som oftest radiosignaler
- For PV-anlegg under 100 kW brukes som oftest radiosignaler eller, mer sjeldent, PLC eller GSM.

I Italia brukes ofte Internett som også tillater to vei kommunikasjon.

4.1 PLC - Power Line Communication

PLC er en vel etablert teknologi med lav dataoverføringshastighet som brukes for å overvåke eller fjernstyre enheter i nettet. I de siste årene har utviklingen ført til en økt dataoverføringshastighet. Generelt er PLC ikke like vanlig i Norge som i utlandet, blant annet pga. vårt lavspente IT-nett [10].

Fordeler

- Høy utbredelse; mens andre kommunikasjonsteknologier ikke er tilgjengelig overalt, er PLC er tilgjengelig hvor som helst det er en strømlinje.
- Lave kostnader. Oppgradering av en linje er simpelt og raskt.

Ulemper

- Høyt støynivå fra elektriske motorer, generatorer, radiosignaler eller lysrør og følgelig høy feilfrekvens.
- Demping og forvrengning som følge av nettopologi og impedanssvingning. Dempingen er særlig sterk ved visse frekvenser.
- Sikkerhet; kabler avgir signaler som kan fanges fra radiomottakere. For å unngå sikkerhetsbrudd må data være kryptert.
- Åpen krets problemet; i tilfellet av en åpen krets i en linje er anvendelsen av PLC svært begrenset.
- Interferens; PLC driftes opptil 30 MHz og kan interferere med andre tjenester.

4.2 Internett

Internett er et rimelig alternativ for kontroll og overvåkning av et økende antall Internet-ready, Intelligent Electronic Devices (IEDs).

Fordeler

- Internett infrastruktur er tilgjengelig i nesten alle tilfeller, med unntak av de minste generatorene.

Ulemper

- Quality of service; Internett baseres på prinsippet "best effort service" og er ikke pålitelig nok for sanntidskontroll.
- Sikkerhet; tilkobling til internett fører nødvendigvis til økt sikkerhetsrisiko.

4.3 Offentlig telefonlinje

Telefonnett er vel utbredt og overlapper med distribusjonsnettene. I tilfeller hvor det ikke er krav på rask respons, som for eksempel for smarte målere, kan telefonnett være en velegnet kommunikasjonsteknologi.

Fordeler

Rask etablering

Ulemper

Dersom det ikke tilgjengelig på stedet kan installasjonen bli dyr. Krever mye vedlikehold.

4.4 Satellitt

Teknologien gir gode muligheter for fjernkontroll og overvåking, med god geografisk dekning. Det er egnet til anvendelsene hvor vanlige infrastrukturer (telefon, internett) ikke er tilgjengelig, noe som ikke er tilfellet i distribusjonsnettene.

Fordeler

Satellittkommunikasjon kan brukes hvor som helst på jorden.

Ulemper

Relativt veldig dyrt og væravhengig.

4.5 Trådløs tilkobling

Det er flere trådløse alternativer som kan brukes for kommunikasjon med kraftverkene. Det mest brukte er G3 og G4. I dag er dette en relativt ny teknologi i ferd til å etablere seg i elektrisitetsbransjen, LoRa – Long Range trådløs teknologi.

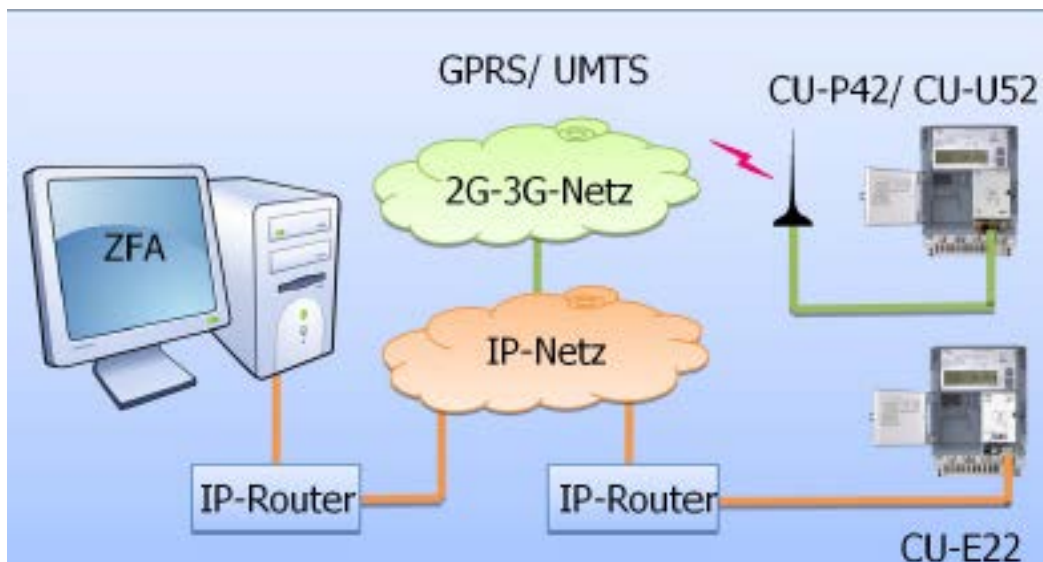
Fordeler

- Kostnader; sammenlignet med andre løsninger krever trådløs tilkobling mye mindre infrastruktur på brukersiden og er billigere å sette opp.
- Rask installasjon; trådløse nett er enklere og raskere å installere og er tilgjengelig umiddelbart etter installasjonen.

Ulemper

- Begrenset dekning; tradisjonelle private trådløse nett kan ha rekkevidde på opptil 100 m. Dette er ikke tilfellet for LoRa som kan ha rekkevidde opp til flere kilometer. Offentlige G3 og G4 nett kan ha dekningsproblemer i visse områder.
- Kapasitet; trådløse kommunikasjonsteknologier tilbyr lavere QoS enn kablet teknologier. På grunn av interferens fra radiosignaler og falming har disse teknologier en lavere båndbredde.
- Sikkerhet; siden trådløs tilkobling er lett tilgjengelig er det viktig å bruke vel krypterte teknikker og autentisering for tilkobling.

Men generelt kan man si at trenden er mot trådløs tilkobling. I Sveits for eksempel er flere energimålere fremdeles tilkoblet til nettselskapets sentral gjennom tradisjonell telefonlinje og den skal snart bli tatt ut av drift. Målerne skal i framtiden kommunisere gjennom GPRS nettet eller direkte gjennom internett (Figur 3).



Figur 3: Forslaget for framtidig kommunikasjon mellom energimålere og sentralen [18].

5 Implementering av kommunikasjonsløsning

Som eksempel besluttet nettoperatør Netze BW at generatorene må være utstyrt med en radio switch for overføringen av produksjonsbegrensningssignal.

5.1 Eksempel FairNetz

FairNetz er et nettselskap i Reutlingen (region Baden-Württemberg). Fjernstyring kan realiseres på fire måter [6]:

1. GPRS-/EDGE-egnet GSM-Modem/Router
2. VPN-egnet DSL-Router over Ethernet-kabel tilkobling
3. Remote Control Technology
4. Radiosignal

Med de første tre teknologiene er det mulig å fjernstyre anlegg og avlese momentan effekt, mens det ved bruk av radiosignal ikke er mulig med avlesning av momentan effekt.

Ikke alle anlegg har mulighet for å tilpasse produksjon nøyaktig til en gitt referanse (100, 60, 30 eller 0 %). Generelt er produksjon som ligger under den referansen ansett som tilfredsstillende.

Fjernkontroll ved hjelp av GSM kommunikasjon

I det første tilfellet må anlegg befinne seg i et område med pålitelig tilgang til GSM-nettet. Anleggsoperatøren skal styre anlegget med GSM-Modem/Router og fjernkontrollenhet. Anleggsoperatøren har undertegnet sikkerhetsavtalen om håndtering av utvekslet data om produksjonsbegrensning og effektproduksjon i anlegget. Etablering av permanent forbindelse skjer fra innsiden (klient, GPRS-node, kontrollsenner) til utsiden (server, fjernkontrollsystem).

For å sørge for sikker dataoverføring er GSM-terminalen utstyrt med en Firewall som lukker utgående tjenester som HTTP og FTP. Firewallen må være konfigurert for å tillate bare toveisdatautveksling. Tilkoblingen er alltid initiert fra kontrollsennerets side over TCP-Port.

Fjernkontroll over DSL

Dersom det brukes en DSL-Router eller fiber skal en vanlig ADSL Router benyttes. Routeren må være i stand til å etablere en VPN forbindelse til FairNetz GmbH og holde en fast IP-Adresse. Hvis tilkobling realiseres gjennom fiber anbefaler FairNetz et G.SHDSL modem. Overføring skjer over GSM-nettet gjennom Vodafone sin tjeneste Corporate Data Access. Som i tilfellet med GSM forbindelse, er DSL Routeren sikret med en firewall som lukker alle utgående tjenester som for eksempel HTTP og FTP. Forbindelsen mellom kontrollsenneret og anlegget er toveis og initiert fra kontrollsennerets side.

Anleggsoperatører kan også anskaffe terminalen fra FairNetz og leie FairNetz sin kommunikasjonsnett.

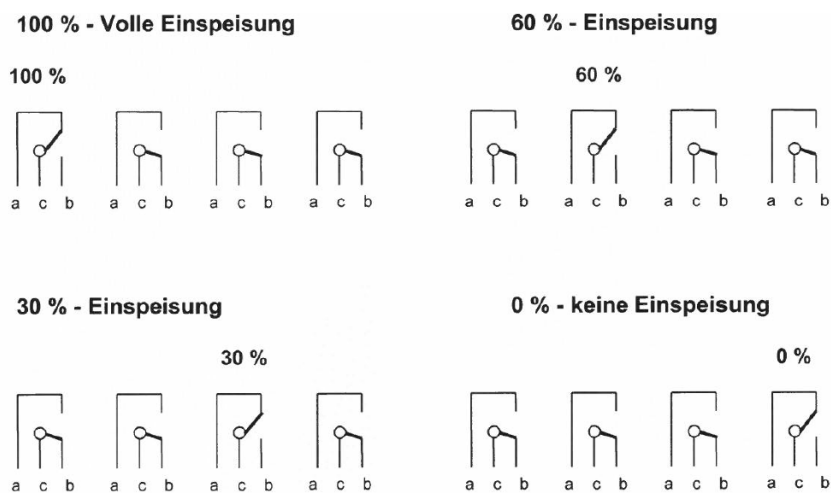
Fjernkontroll ved bruk av FairNetz sin fjernstyringsteknologi

Den tredje muligheten er at et anlegg befinner seg på et punkt med tilgang til FairNetz sitt kommunikasjonsnett. I slike tilfeller skjer overføring av kontroll- og målesignaler over dette nettet. Spesifikasjoner om hvordan anlegget skal kobles til nettet, gjøres tilgjengelig fra FairNetz på forespørsel.

Fjernkontroll gjennom radiosignaler

FairNetz bruker også radiosignalteknologi. Anleggsoperatør kan installere radiomottaker i målerskapet, separat i et eget skap, eller rett på anleggsstyringsenheten. Radiomottakeren kan bestilles fra FairNetz GmbH mot en avgift. Det må sikres kontinuerlig mottak av radiosignaler for å unngå funksjonsfeil i driften av anlegg. For å oppnå dette anbefaler FairNetz at antenna skal stå med en avstand på minst 5 meter fra kabler, omformer, generatorene eller andre forstyrrende elektroniske enheter.

Etter at signalet for produksjonsbegrensning har blitt mottatt skal produksjon justeres innenfor 30 sekunder. Signaler for fjernstyring blir formidlet gjennom fire reléer som blir styrt fra FairNetz og som konfigureres for anlegg opp til 100 kW som vises i Figur 4. For anlegg over 100 kW gjør FairNetz spesifikasjoner tilgjengelig på forespørsel.



Figur 4: Konfigurasjon av relé til styring av småanlegg opptil 100 kW.

5.2 Eksempel EVR

Teknisk konsept [15]

EVR bruker to infrastrukturer for å styre anlegg i sitt nett, fjernstyringsteknologi og radiosignaler.

Fjernstyringsteknologi brukes for store anlegg med S_{Amax} over 1 MVA og anlegg som er tilkoblet direkte til en trafostasjon. Signaler overføres etter standard IEC 60870-5-101 som brukes for SCADA systemer for monitorering, kontroll og kommunikasjon relatert til fjernstyring, fjernbeskyttelse, og kommunikasjon i kraftsystemer.

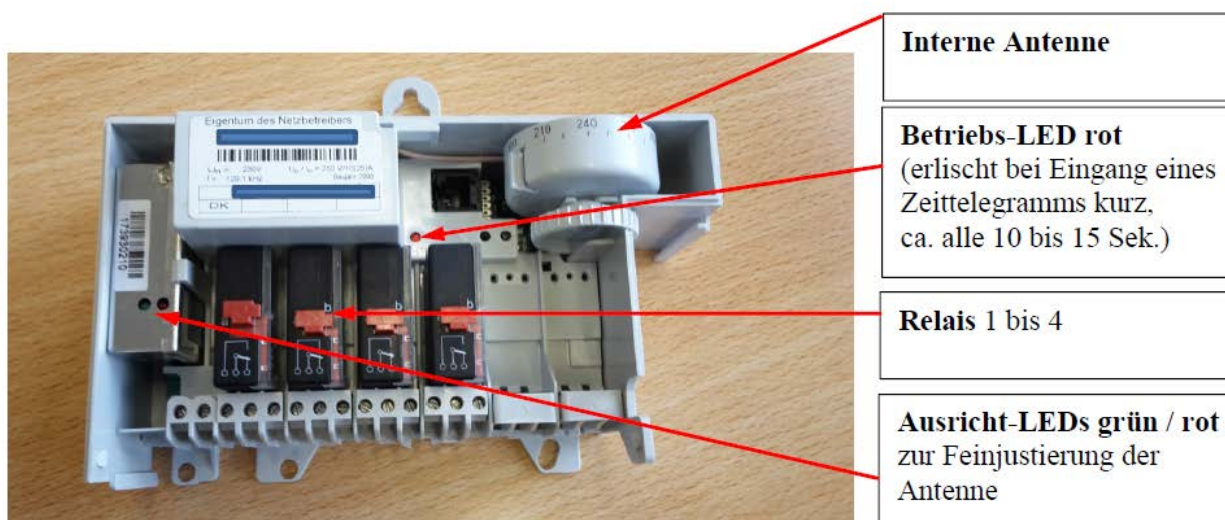
Anlegg har fleksibilitet til å tilpasse produksjonen ikke bare til fire skritt (100 %, 60 %, 30 % og 0 %) men i trinn på 10 % av nominell kraft.

Radioteknologi

Radiomottaker for transmisjon av signaler for produksjonsbegrensning baseres på Versatile Communication System. Den er brukt for overføring av signaler til mottakere som er i stand til å utføre forhåndsprogrammerte aksjoner. Det vil si at signal fra sentralen bare trengs for å initiere aksjon [16]. Sendefrekvensen er 129,1 kHz og som FairNetz (Figur 4) sitt system bruker EVR sin radioteknologi 4 rele som vist i Figur 5.

Konkret blir mottaker EK893 (Figur 5) og EK893A fra Langmatz brukt.

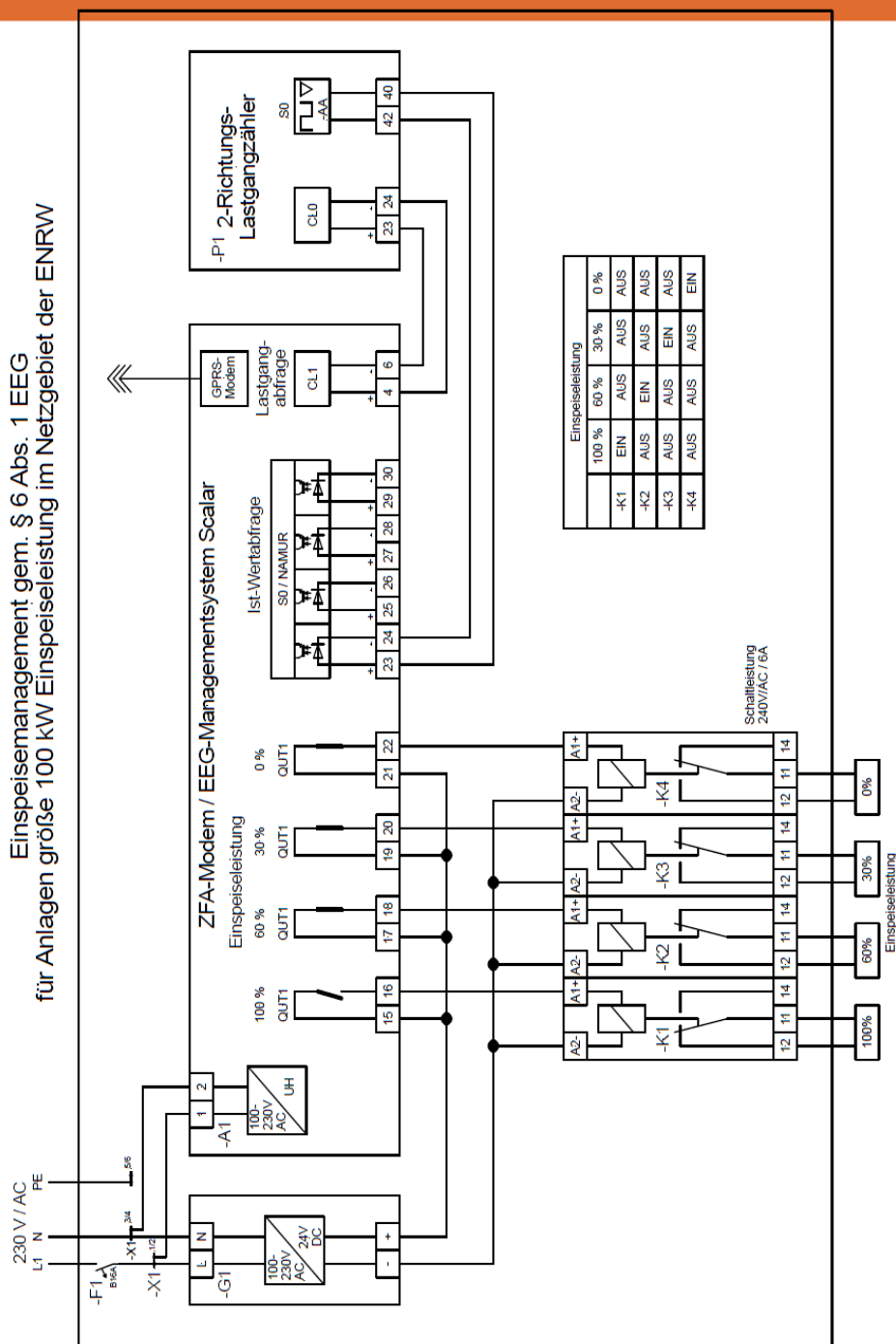
EVR har også spesifisert hvordan og hvor mottakeren skal installeres.



Figur 5: Radiosignalmottaker EK893.

5.3 Eksempel ENRW Energieversorgung Rotteil

Anlegg over 100 kW og vannkraft anlegg må utstyres ved fjernstyringsteknologi. I tillegg blir produksjon avlest gjennom Registrerende Leistungsmessung (RLM). Et Görlitz skalar modem [17] fanger impulser fra en måler i 15 minutters intervaller og overfører så den beregnede produksjonsverdien til ENRW sentralen. Modemet kan kommunisere med sentralen over GPS/GPRS eller Ethernet. Som vist i Figur 6 har modemet 4 releer for å veksle mellom driftsmodi 100 %, 60 %, 30% og 10 % og integrert toveis måler (2-Richtungs-Lastgangszähler).



Figur 6: ENRW modem for anlegg over 100 kW.

6 Implementering av produksjonsbegrensning i Norge

For å få oversikt over hva slags automatiseringsutstyr som er vanlig i norske småkraftverk ble Voith Hydro kontaktet. Steinar Maalen svarte over et 20 minutters intervju på spørsmål vedrørende muligheter for fjernstyring av produksjon i et vanlig norsk småkraftverk, en oppsummering av svarene hans er gjengitt her.

De aller fleste norske småkraftverk (90 – 95 %) har ikke turbinregulator, men har en PLS som brukes til turbinstyring. Det er da normalt ledeapparatet på francisturbiner som styres, men det er noen få tilfeller av at stengeventil også har blitt brukt. For peltonturbiner er det dysene¹ som styres. Fra småkraftverkets operatørpanel er det normalt at man kan styre produksjonen fra småkraftverket. Mindre småkraftverk har mulighet til å koble seg til operatørpanelet via en VPN-kobling, eller team-viewer løsning, mens større småkraftverk normalt har en ferdig løsning for fjernstyring (f.eks. via smarttelefon). Leverandører som Voith leverer standardiserte kommunikasjonsløsning, f.eks. etter IEC 60870-5-104. Større aktører som Småkraft har også ofte en driftssentral hvor de kan styre alle småkraftverkene sine. Noen aktører leier disse driftssentraltjenester fra andre regionale aktører, som større nettselskap.

Om nettselskap vil etablere fjernstyring av småkraftverk må det gjøres en integrasjon mot småkraftverkets PLS. Et anslag på å etablere fjernstyring i nye kraftverk er rundt 50 kNOK. I eksisterende anlegg er det stor variasjon i metode og kvalitet på utført arbeid, og det kan være mer ressurskrevende å integrere fjernstyring i disse anleggene sammenlignet med nyere kraftverk og kraftverk bygd etter standardiserte krav. Et anslag for totalkostnadene av å etablere fjernstyring og involvere leverandør av eksisterende automatisering for å trekke fram riktige signallister fra PLS, er ca. 50-100 kNOK.

¹ Dysene kan være styrt av en servo eller elektromekanisk. I sistnevnte tilfelle vil tap av forsyningsspenningen gjøre at å skru ned produksjonen av småkraftverket tar lengre tid fordi dysene ikke kan styres.

7 Kilder

- [1] *"Technische Hinweise zur Umsetzung des Einspeisemanagements nach §6 des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes im Verteilnetz Strom der Erlanger Stadtwerke AG"*, Teknisk Rapport, Erlanger Stadtwerke, Tyskland, 2013.
- [2] *"Technische Mindestanforderungen zur Umsetzung des Einspeisemanagements nach §9 EEG für Erzeugungsanlagen im Verteilnetz Strom"*, Netze BW, 2014.
- [3] R. Keunke: *"Vorhaben Ild Stromerzeugung aus Wasserkraft"*, Teknisk Rapport, Aachen, 2014.
- [4] *"Umsetzungshilfe zum EEG 2012, Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Verordnungen"*, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, 2013.
- [5] *"Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, Metering Code Schweiz"*, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Aarau, 2012.
- [6] *"Technische Anforderungen zur Umsetzung des Einspeisemanagements nach § 9 EEG im Verteilnetz Strom der FairNetz GmbH"*, Reutlingen, Tyskland, 2014.
- [7] A. Zerres: *"Einspeisemanagement – Vorübergehendes Problem oder Dauerlösung"*, Bundesnetzagentur, Göttingen, 2013.
- [8] *"EEG in Zahlen 2014"*, Bundesnetzagentur, 2015.
- [9] *"Empfehlungen Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen, Technische Anforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb in NE3 bis NE7"*, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Aarau, 2014.
- [10] Ø. Høivik og H. Kirkeby: *"Spenningsreguleringsstrategier for bruk ved tilknytning av småkraftverk"*, SINTEF rapport, Trondheim, 2016.
- [11] R. Keunke: *"Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft"*, Ingenieurbüro Floecksmühle, Aachen, Tyskland, 2011.
- [12] Walcher: *"Einspeisemanagement nach §6 Nr. 1 des EEG."*, Wassertriebwerk, Heft 5/2010.
- [13] *"Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der systembilanz"*, Consentec GmbH og Ecofys Germany GmbH, Bonn, 2013.
- [14] A. Moser: *"Zukünftige Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber"*, Forelesning, RWTH Teknisk Universität Aachen, Aachen, 2013.
- [15] *"Technische Mindestanforderungen zur Umsetzung des Einspeisemanagements nach § 9 EEG im Verteilnetz Strom der Energieversorgung Rottenburg am Neckar GmbH (EVR)"*, EVR, Rottenburg, Tyskland, 2015.
- [16] <http://www.rundsteuerung.de/html/versacom.html>
- [17] [Skalar Devices](#), last access 06.04.2016.
- [18] *"White Paper: Zählerdatenkommunikation in der Zukunft"*, Landis+Gyr, 2015.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no