

NORGES TEKNISK NATURVITENSKAPLIGE UNIVERSITET

Bruksområde for data registrert i MV/LV nettstasjon for bruk i distribusjonsnett

Kristian Engan
16.06.2010

Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet som en avsluttende del av mitt masterstudium i Energi og miljø ved NTNU, Trondheim. Gjennomføringen av denne oppgaven har gitt meg mye lærdom både faglig og personlig.

Først ønsker jeg å takke min veileder på SINTEF Energi, Hanne Sæle. Hun har fulgt meg gjennom hele arbeidsprosessen og kommet med verdifulle innspill og tilbakemeldinger gjennom hele prosessen. En stor takk går også til min veileder ved NTNU, Gerard Doorman, for gode tilbakemeldinger og nødvendig motivasjon underveis.

Masteroppgaven er skrevet i forbindelse med prosjektet, *"Miljøgevinst for velfungerende AMS i full skala"*. Gjennom prosjektet har jeg fått mulighet til å benytte meg av faglige kunnskaper som prosjektgruppa besitter. En spesiell takk går til Eidsiva Nett, Energi Buskerud, Nord Trøndelag Elektrisitetsverk og Malvik Everk for å ha stilt opp på møter og velvillig besvart spørsmål underveis i prosessen. Jeg ønsker også å takke referansegruppa i prosjektet for gode og viktige tilbakemeldinger på mitt arbeid.

Til slutt ønsker jeg å takke min samboer, Stine Martinsen, for hjelp med gjennomlesning og gode råd gjennom hele året.

Kristian Engan

Trondheim 16.6.2010

Sammendrag

De siste årene har Innføring av avanserte måle- og styringssystem (AMS) for alle sluttbrukere i Norge blitt utredet. Ut i fra signaler fra myndighetshold, er det ventet at det vil komme et krav om fullskala innføring (1). Denne rapporten er utarbeidet på oppdrag fra SINTEF Energi som et ledd i deres prosjekt *"Miljøgevinst ved velfungerende AMS i full skala"*. Hovedformålet med del 1 i dette prosjektet er å gjøre en gjennomgang av prosesser berørt av fullskala AMS. Det fokuseres på *"hvilke data som genereres av AMS, og hvordan dette kan benyttes av nettselskapene for å gjennomføre sine oppgaver"* (2). Ut i fra dette er bruk av AMS knyttet opp mot MV/LV nettstasjoner i distribusjonsnettet evaluert.

Oppgaven fokuserer på hvordan ny informasjon, tilgjengeliggjort ved AMS, kan utnyttes mest mulig rasjonelt. Det fokuseres på hvilken nytte automatisk overvåkning av ulike parametre i en nettstasjon kan gi for nettselskap. Vurderingen blir gjort ut i fra forskriftskrav, nytte i driftssituasjon til nettselskaper, samt kostnadmessige forutsetninger for de ulike funksjonene. Dette gjøres gjennom å kartlegge verdikjeden for innsamlet data fra nettstasjon inn til nettselskap og internt hos selskapet. Det blir sett på hvilke interne systemer som vil ha nytte av ny tilgjengelig data og informasjonshåndtering internt hos nettselskap.

De aktuelle funksjonene for overvåkning har ulik relevans. Noen vil blant annet bidra til å overholde forskriftskrav, mens noen vil i større grad endre driftssituasjon. Merkostnaden for å legge til en parameter for overvåkning i en nettstasjon er liten i forhold til totalkostnaden. Det anbefales derfor at nettstasjoner instrumenteres ut i fra tilpasninger for lokale forhold for hver enkelt stasjon.

De kostnadmessige analysene som er gjennomført gir grunn til å tro at det kan være en kostnadmessig gevinst for nettselskap på sikt. Eventuell gevinst vil være avhengig av i hvor stor reduksjon overvåkning vil gi på ulike områder. Maksimering av nytteeffekt gjennom organisering og drift vil være viktig for å oppnå et godt resultat.

Ut i fra intervju gjennomført hos utvalgte nettselskap, er det blitt klart at den største utfordringen for god gjennomføring av nettstasjonsovervåkning, er å løse problemstillinger rundt informasjonshåndtering. Et godt varslingsystem må benyttes slik at riktig informasjon er tilgjengelig for riktig instans hos nettselskapet og rutiner og løsninger rundt dette vil være nøkkelpunkter.

Hvis automatisk nettstasjonsovervåkning gjennomføres ut i fra de kriterier diskutert i oppgaven, er det sannsynlig at nettselskap totalt sett vil ha nytte av de muligheter den gir. Spesielt med tanke på at fremtidens elektrisitetsnett vil kreve mer av nettselskapet med tanke på leveringssikkerhet og forsyningsfleksibilitet. Gode utredninger for hvert enkelt nettselskap må i midlertidig gjennomføres for å sikre lokale tilpasninger og best mulig resultat.

Summary

During the last few years, studies regarding installing advanced systems for measuring and controlling energy use (AMS) at a large scale have been performed. It is expected that the authorities will raise a demand for national installation of such utilities in the close future (1). This report is written on assignment from SINTEF Energy as part of their project *"Miljøgevinst ved velfungerende AMS i full skala"* (Environmental benefits from fully operational AMS at a large scale). The main objective with part one of this project, is to examine the processes affected by AMS at a large scale. The focus is on *"what data is generated by AMS, and how can net utility companies use these to accomplish their tasks"* (2). In this perspective, it is interesting to examine how AMS can be used in MV/LV transformer substations in the net for distribution.

The focus in the task is set to how new information, made available from AMS, can be used as rational as possible. Monitoring different parameters in transformer substations can be useful for net utility companies. This is evaluated considering laws and governmental rules, operational advantages and costs. To do this in the best possible way, the data flow from the station to different internal systems at the net utility companies is examined. The treatment of the data in the systems of the companies is evaluated.

Even if the different function to monitor have different relevance, the cost to include one parameter for monitoring is small compared to the total costs. It is therefore recommended to adjust the different net stations to the local environments for the specific station.

The cost analysis performed for monitoring net stations states that a net positive cost balance can be reached. The key element for reaching this goal will be maximizing advantage for the operational premises. This is crucial for reaching a good result.

From interviews performed at the selected net utility companies, it has become obvious that the biggest challenge related to monitoring transformer substations is using the new available information in a good way. Good routines for alarms and notifications and a good functional distribution management system are key elements.

Given the criteria's discussed in this report for monitoring MV/LV transformer substations, it is probable that net utility companies will have a net benefit from such an initiative. This is more relevant considering how the future electricity distribution grid may develop regarding safety in supply and flexibility. Good individual examination for each net utility company for local adjustments is needed for gaining the best possible result.

Innhold

FORORD	II
SAMMENDRAG	IV
SUMMARY	VI
FIGURLISTE	XI
TABELL	XI
NOMENKLATUR	XII
1. INNLEDNING	1
2. INTRODUKSJON TIL AVANSERTE MÅLE- OG STYRINGSSYSTEM	3
2.1. DET NORSKE KRAFTMARKEDET	3
2.2. BAKGRUNN FOR AVANSERTE MÅLE- OG STYRINGSSYSTEMER.....	5
2.3. INCENTIVER FOR AVANSERTE MÅLE- OG STYRINGSSYSTEMER	6
2.4. STATUS FOR AVANSERTE MÅLE- OG STYRINGSSYSTEMER VÅREN 2010	7
2.5. UTFORMING AV INFRASTRUKTUR TIL AVANSERTE MÅLE- OG STYRINGSSYSTEM	9
2.5.1. Avansert måle- og registreringsutstyr.....	9
2.5.2. Kommunikasjonsløsninger	9
2.5.3. Overføringsteknologier.....	10
3. MILJØGEVINST VED VELFUNGNERENDE AMS I FULL SKALA	12
3.1. PROSJEKTETS MÅLSETNING.....	12
3.2. GJENNOMFØRING AV PROSJEKTET	12
3.2.1. Delaktivitet 1	14
3.2.2. Delaktivitet 2	14
3.2.3. Oppsummering av prosjekt	15
4. STRUKTURELL UTFORMING AV DET NORSKE ELEKTRISITETSNETTET	16
4.1. DET ELEKTRISKE NETTETS STRUKTURELLE OPPBYGNING	16
1. SENTRALNETT	16
2. REGIONALNETT	16
3. DISTRIBUSJONSNETT	16
5. DET FREMTIDIGE ENERGIBILDET I NORGE	19
5.1. FREMTIDENS ENERGIPRODUKSJON	19
5.2. FREMTIDIG ELEKTRISITETSFORBRUK	20
5.3. FREMTIDENS ELEKTRISITETSNETT	20
6. MV/LV NETTSTASJON	22
6.1. BYGGING OG UTFORMING AV MV/LV NETTSTASJON.....	22
6.2. INNHold I MV/LV NETTSTASJON.....	23
6.2.1. Høyspentanlegg i MV/LV nettstasjon.....	23
6.2.2. Fordelingstransformator i MV/LV nettstasjon	24
6.2.3. Lavspennetavle i MV/LV nettstasjon.....	25
6.3. ULIKE TYPER MV/LV NETTSTASJONER.....	26
6.3.1. Nettstasjon i mast	27
6.3.2. Utvendig betjent nettstasjon.....	28
6.3.3. Innvendig betjent nettstasjon	29

6.3.4.	Nettstasjon i bygg	30
7.	NETTSELSKAP	31
7.1.	BESØKTE NETTSELSKAP I EVALUERINGEN	31
7.1.1.	Eidsiva Nett	31
7.1.2.	Energi Buskerud.....	33
7.1.3.	Malvik Everk	34
7.1.4.	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk.....	35
8.	FORSKRIFTER OG STANDARDER.....	37
8.1.	VEKTLEGGING AV FORSKRIFTSKRAV	37
8.2.	AKTUELLE FORSKRIFTER OG STANDARDER FOR NETTSTASJONSOVERVÅKNING	38
8.3.	FORSKRIFT OM ELEKTRISKE FORSYNINGSANLEGG	38
8.4.	FORSKRIFT OM LEVERINGSKVALITET I KRAFTSYSTEMET.....	40
8.5.	FORSKRIFT OM ØKONOMISK OG TEKNISK RAPPORTERING	41
8.6.	FORSKRIFT OM MÅLING, AVREGNING OG SAMORDNET OPPTREDEN.....	42
8.7.	NEK 400:2006 ELEKTRISKE LAVSPENNINGSINSTALLASJONER	42
8.8.	NEK 440:2006 STASJONSANLEGG OVER 1 kV.....	44
8.9.	VARSLING OG HÅNDTERING AV FEIL OG AVBRUDD I NETTET	45
8.9.1.	OMFANG AV FEIL OG AVBRUDDSHÅNDTERING.....	45
8.9.2.	AKTUALITET I NETTSTASJON	46
9.	NETTNYTTE VED AUTOMATISK OVERVÅKNING AV NETTSTASJON	47
9.1.	REGISTRERE ELEKTRISITETSFORBRUK I MV/LV NETTSTASJON	47
9.1.1.	Formål med forbruksmåling i MV/LV nettstasjon	48
9.1.2.	Nettselskapers vurdering av forbruksregistrering	49
9.2.	TILSTANDSOVERVÅKNING AV KOMPONENTER I MV/LV NETTSTASJON.....	49
9.2.1.	Overvåke belastning på fordelingstransformator	49
9.2.2.	Overvåke spenningskvalitet på fordelingstransformator	50
9.2.3.	Kontroll av vern og kortslutningsindikator	51
9.2.4.	Påvirkning av forskriftskrav.....	51
9.2.5.	Nettselskapers syn på komponentovervåkning.....	52
9.3.	VARSLING OM ÅPEN DØR	52
9.3.1.	Forskriftsmessige forutsetninger for å varsle om åpen dør.....	53
9.3.2.	Nettselskapers synspunkt på varsling om åpen dør	53
9.4.	VARSLING OM JORDFEIL I MV/LV NETTSTASJONSANLEGG	53
9.4.1.	Forskriftskrav som omhandler jordfeilvarsling	54
9.4.2.	Nettselskapers syn på jordfeilvarsling i MV/LV nettstasjon	54
9.5.	TEMPERATUROVERVÅKNING I MV/LV NETTSTASJON	55
9.5.1.	Nettselskapers syn på temperaturovervåkning.....	55
9.6.	VARSLING VED VANN OG FUKT I NETTSTASJON	55
9.6.1.	Nettselskapers syn på varsling vann og fukt	56
9.7.	AUTOMATISERING AV FEIL OG AVBRUDDSDREGISTRERING.....	56
9.7.1.	Forskriftsmessige forutsetninger.....	57
9.7.2.	Nettselskapers synspunkter.....	57
9.8.	OPPSUMMERING NYTTEFUNKSJONER	57
10.	INFORMASJONSFLYT OG SYSTEMLØSNINGER.....	58
10.1.	TEKNISKE LØSNINGER FOR REGISTRERING OG OVERFØRING AV DATA	58
10.1.1.	Registrering av data i nettstasjon	58
10.1.2.	Overføring av data	59
10.2.	INFORMASJONSHÅNDTERING OG BERØRTE SYSTEMER HOS NETTSELSKAP.....	60
10.2.1.	Nettinformasjonssystem	60
10.2.2.	Kundeinformasjonssystem	61
10.2.3.	Måleverdidatabase	62
10.2.4.	Andre berørte eller påvirkede system	62
10.3.	DATAFLYT HOS NETTSELSKAP	63

11.	KOSTNADSANALYSE	64
11.1.	FORUTSETNINGER FOR KOSTNADSANALYSEN	64
11.2.	OMRÅDER HVOR DET VIL BLI REDUSERTE KOSTNADER	65
11.2.1.	<i>Mindre tap som følge av tilstandsovervåkning</i>	65
11.2.2.	<i>Reduserte kostnader for KILE</i>	65
11.2.3.	<i>Reduserte kostnader for jordfeilhåndtering</i>	65
11.2.4.	<i>Reduserte drift- og vedlikeholdskostnader.....</i>	66
11.3.	KOSTNADER FOR UTBYGGING AV NETTSTASJONSOVERVÅKNING.....	66
11.4.	KOSTNADSBEREGNINGER FOR OVERVÅKNING AV MV/LV NETTSTASJON	67
12.	DISKUSJON	68
12.1.	FUNKSJONSVURDERING	68
12.1.1.	<i>Forbruksregistrering i MV/LV nettstasjon</i>	68
12.1.2.	<i>Belastning på fordelingstransformator</i>	68
12.1.3.	<i>Overvåke spenningskvalitet på fordelingstransformator</i>	69
12.1.4.	<i>Kontroll av vern og kortslutningsbrytere</i>	70
12.1.5.	<i>Varsling om åpen dør i MV/LV nettstasjon</i>	70
12.1.6.	<i>Jordfeilvarsling i MV/LV nettstasjon.....</i>	71
12.1.7.	<i>Temperaturvakt i MV/LV nettstasjon</i>	71
12.1.8.	<i>Varsling om vann og fukt i MV/LV nettstasjon.....</i>	71
12.1.9.	<i>Automatisering av feil og avbruddsregistrering</i>	72
12.1.10.	<i>Oppsummering av funksjonsvurdering.....</i>	72
12.2.	INFORMASJONSFLYT OG SYSTEM.....	73
12.3.	KOSTNADSMESSIGE VURDERINGER.....	74
12.4.	ANDRE FAKTORER SOM KAN PÅVIRKES AV NETTSTASJONSOVERVÅKNING	76
12.5.	NETTSTASJONSOVERVÅKNING I FREMTIDENS DISTRIBUTJONSNETT	77
13.	KONKLUSJON.....	78
	BIBLIOGRAFI	80
	VEDLEGG.....	83

Figurliste

FIGUR 2.1: KRAFTMARKEDET I NORDEN (5)	4
FIGUR 2.2 PUNKT TIL PUNKT KOMMUNIKASJONSLØSNING (11)	9
FIGUR 2.3 PUNKT TIL MULTIPUNKT KOMMUNIKASJONSLØSNING (11).....	10
FIGUR 3.1 PROSJEKTSKISSE "MILJØGEVINST VED VELFUNGERENDE AMS I FULL SKALA" (2).....	13
FIGUR 4.1: PRINSIPPSKISSE ELEKTRISITETSNETTET I NORGE	16
FIGUR 4.2 SKISSE AV DISTRIBUTJONSNETTET	17
FIGUR 5.1 FREMTIDIG SMART NETTLØSNING (18).....	21
FIGUR 6.1 KLASSISK NETTSTASJON (19)	22
FIGUR 6.2 HØYSPENTARRANGEMENT I EN ELDRE MV/LV NETTSTASJON.....	23
FIGUR 6.3 SF ₆ -ISOLERT HØYSPENTANLEGG I EN NYERE MV/LV NETTSTASJON (19)	24
FIGUR 6.4 FORDELINGSTRANSFORMATOR I EN MV/LV NETTSTASJON (19).....	25
FIGUR 6.5 LAVSPENTTAVLE I MV/LV NETTSTASJON	26
FIGUR 6.6 NETTSTASJON LOKALISERT I MAST (23)	27
FIGUR 6.7 UTVENDIG BETJENT NETTSTASJON (19)	28
FIGUR 6.8 HØYSPENTDEL I UTVENDIG BETJENT NETTSTASJON (19)	28
FIGUR 6.9 LAVSPENTTAVLE I UTVENDIG BETJENT NETTSTASJON (19).....	29
FIGUR 6.10 INNVENDIG BETJENT NETTSTASJON (19)	29
FIGUR 6.11 INNVENDIG ROM I BETJENT NETTSTASJON (19)	30
FIGUR 7.1 EIDSIVA NETT SITT ANSVARSOMRÅDE (MARKERT I GRÅTT) (25)	32
FIGUR 7.2 OVERSIKT OVER EB SITT REGIONALNETT (26)	33
FIGUR 7.3 KART OVER MALVIK EVERK SITT ANSVARSOMRÅDE (9)	34
FIGUR 7.4 NTE SITT ANSVARSOMRÅDE	35
FIGUR 9.1 BALANSEKONTROLL I MV/LV NETTSTASJON OG FORDELINGSNETT	48
FIGUR 10.1 SENSOR TIL INFORMASJONSSAMLING I MV/LV NETTSTASJON	58
FIGUR 10.2 MULTIBOKS TIL INFORMASJONSHÅNDTERING I NETTSTASJON (26)	59
FIGUR 10.3 INFORMASJONSFLYT INTERNT HOS NETTSKAP (26)	63
FIGUR 11.1 KOSTNADSBEREGNINGER FOR NETTSTASJONSOVERVÅKNING	67

Tabell

TABELL 9.1 OPPSUMMERING AV NYTTEFUNKSJONER FOR NETTSTASJONSOVERVÅKNING.....	57
TABELL 10.1 DATAFLYT TIL NIS.....	61
TABELL 10.2 DATAFLYT TIL KIS	62
TABELL 13.1 OPPSUMMERING AV NYTTEFUNKSJONER FOR NETTSTASJONSOVERVÅKNING.....	78

Nomenklatur

AMS	Avanserte måle- og styringssystem
DMS	Driftsstøttesystem (Oversatt fra engelsk)
DSB	Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap
EB	Energiselskapet Buskerud
FoU	Forskning og utvikling
FrontEnd	Mottakersystem for data inn til nettselskap
ILE	Ikke levert energi
KILE	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi
KIS	Kundeinformasjonssystem
MabFot	Markedsbasert forbrukstilpasning
M-AMS	Miljøgevinst ved velfungerende AMS i full skala
MDMS	Målverdidatabase
NEK	Norsk Elektroteknisk Komité
NIS	Nettinformasjonssystem
NTE	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OED	Olje- og Energidepartementet

1. Innledning

De siste årene har Innføring av avanserte måle- og styringssystem (AMS) for alle sluttbrukere i Norge blitt utredet. Ut i fra signaler fra myndighetshold, er det ventet at det vil komme et krav om fullskala innføring (1). Med tanke på nye muligheter for måling, kontroll og styring et slikt tiltak vil gi, er det interessant å se på hvordan et tiltak kan utnyttes i MV/LV nettstasjoner i distribusjonsnettet. Nettstasjoner er et viktig ledd i det elektriske distribusjonsnettet, og ny teknologi som gir mulighet for automatisk overvåkning kan endre driftssituasjonen for disse.

Oppgaven fokuserer på hvordan ny informasjon, tilgjengeliggjort ved AMS, kan utnyttes mest mulig rasjonelt. Det skal kartlegges hvilken nytte overvåkning av ulike parametre i en nettstasjon kan gi for nettselskap. Vurderingen blir gjort ut i fra forskriftskrav, nytte i driftssituasjon til nettselskaper, samt kostnadmessige forutsetninger for de ulike funksjonene.

Et viktig ledd i oppgaven er å kartlegge hvordan overvåkning i nettstasjoner bør gjennomføres. Dette gjøres gjennom å kartlegge verdikjeden for innsamlet data fra MV/LV nettstasjon inn til nettselskap og internt hos selskapet. Det blir sett på hvilke interne instanser som vil ha nytte av ny tilgjengelig data og det blir vurdert hvordan informasjonshåndtering bør foregå.

Vurderinger er gjort med bakgrunn i dagens elektriske distribusjonsnett og rutiner, samt hvordan fremtidens elektriske distribusjonsnett vil se ut. Dette for å sikre at det tas høyde for fremtidige endringer i produksjons-, distribusjons- og forbruksbilde. For å sikre best mulig totalvurderinger er det fokusert på hva slags endringer dette kan føre til for hele nettselskapet i form av strukturelle endringer og tilnærming til ulike felt.

Masteroppgaven blir utarbeidet som en del av prosjektet *"Miljøgevinst ved velfungerende AMS i full skala"* (M-AMS). Oppgaven skal inngå som et ledd i delaktivitet 1 av prosjektet hvor hovedformålet er å gjøre en gjennomgang av prosesser berørt av fullskala AMS. Det fokuseres på *"hvilke data som genereres av AMS, og hvordan dette kan benyttes av*

nettselskapene for å gjennomføre sine oppgaver” (2). Det blir derfor lagt vekt på dette i gjennomføringen av denne masteroppgaven.

For å sikre best mulig kvalitative data blir fire nettselskap intervjuet om deres erfaringer og holdninger til automatisk nettstasjonsovervåkning. Oppgaven skal komme frem til et grunnleggende standpunkt for hvorvidt fullskala automatisk overvåkning av nettstasjoner vil være et aktuelt tiltak ut i fra de kriterier og forutsetninger som kan kvantifiseres.

2. Introduksjon til avanserte måle- og styringssystem

Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE) la i oktober 2008 frem et høringsforslag om å endre innhold og bestemmelser i *FOR 199-03-11 nr 301: Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester* (3). Endringene i forskriftene omfatter å utnytte ny tilgjengelig teknologi for blant annet måling og avregning av sluttbrukere i det norske kraftmarkedet. Avanserte måle- og styringssystem (AMS) er et begrep NVE benytter som en fellesnevner for å henvise til teknisk utstyr og system med funksjonalitet som forskriftsforslaget omtaler. AMS er betegnelsen som brukes per i dag, men tidligere har denne teknologien også blitt referert til som toveiskommunikasjon, 2VK og TVK (3). Det norske energisystemet står ovenfor flere mulige strukturelle endringer i tiden som kommer og innføring av AMS står sentralt i fornyelsen av elektrisitetsnett. For å kunne evaluere problemstillinger i forhold til dette, er det viktig å se på bakgrunnen som danner incentiver for å fornye og endre dagens elektrisitetsnett.

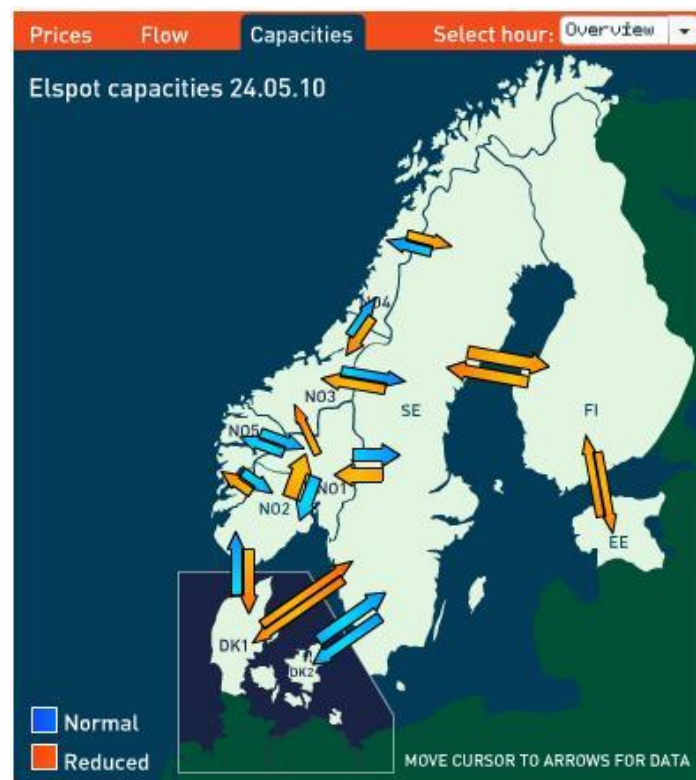
2.1. Det norske kraftmarkedet

Norge har lang tradisjon med energiforsyning i form av elektrisitet. På grunn av store vannressurser gjennom omfattende vassdragsutbygging, har energibehovet vært mer eller mindre dekket av elektrisitet produsert fra vannkraft. Dette har dannet grunnlaget for et landsomfattende transmisjons- og distribusjonsnett som dekker hele Norge. Nettet distribuerer elektrisitet fra produksjonssted gjennom det overordnede transmisjonsnettet ned til lokale distribusjonsnett. Denne formen for energiforsyning har vært lik gjennom alle år, men kraftmarkedet og de økonomiske premisene for kraftproduksjon har gjennomgått store endringer de siste 20 år.

På slutten av 1980-tallet begynte planlegging for endring av enkelte kraftmarkeder i verden. I juni 1990 startet Norge, som et av de første landene i verden, dereguleringen av sitt marked og siden mai 1992 har det eksistert et åpent elektrisitetsmarked i Norge (4). Det norske kraftmarkedet hadde frem til da vært styrt fra sentrale hold gjennom prissetting og lokal markeds kontroll fra myndighetene. Det var flere incentiver for å gjennomføre omstruktureringen. Det felles utgangspunktet var å få til en mer samfunnsøkonomisk optimal løsning. Kraftbransjen led av store ulønnsomme prosjekter for å sikre krafttilgang for

hele landet (4). Gjennom et system hvor prisen blir satt av markedets etterspørsel og tilgang, vill slike problemer unngås. Markedet bestemmer prisen det er villig til å betale for en vare, i dette tilfellet elektrisk kraft, og prisen settes deretter.

I 1993 ble den nordiske kraftbørsen opprettet. Den besto kun av det norske markedet, men i 1996 ble det svenske markedet implementert og nå er også Finland og Danmark delaktige. Nord Pool ble opprettet som en direkte følge av dereguleringen og i dag er den strukturert til å dekke blant annet spotmarked, opsjonsmarkedet og reservemarkedet (4). Figur 2.1 illustrerer inndelingen av det nordiske kraftmarkedet med eksempel på kraftutveksling mellom de ulike områdene.



Figur 2.1: Kraftmarkedet i Norden (5)

Figuren viser at Norge er delt fem områder, mens for eksempel Sverige og Finland kun er et område per land. Den elektriske infrastrukturen er i Norge godt utbygget, men i nettet er det flere flaskehals som fører til begrenset overføringskapasitet. For å forhindre overbelastning av nettet har landet blitt delt inn i flere områder. Disse inndelingene er gjort strategisk i forhold til flaskehals og produksjonsområder. Med områdeinndelingen vil markedet styres av fordeling mellom intern produksjon og importert elektrisitet ut i fra de kriterier overføringslinjene inn til området dikterer. En utfordring for Norge har blitt

prisforskjeller i de forskjellige områdene i landet. Den kalde og tørre vinteren i 2010 har vært et godt eksempel på dette og det har ført til en debatt om hvordan kraftmarkedet fungerer (6).

Tradisjonelt har etterspørselen av elektrisitet blitt regnet som lite elastisk. Det vil si at forbruk endrer seg lite som følge av pris- og tilbudsendringer. Forbruket hos norske sluttbrukere har hovedsakelig blitt styrt av energibehovet som følge av klima og værforhold. Etter dereguleringen av kraftmarkedet har sluttbrukerfleksibilitet blitt et tema. For å kunne bestemme hvordan forbrukeren skal betale og forholde seg til bruk av elektrisitet, ligger forskrift *FOR 199-03-11 nr 301: Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netttjenester* til grunn. Forskriften har som formål å sikre at en energitransaksjonsprosess som berører kjøp, salg og transmisjon av elektrisitet blir gjennomført på best mulig måte (7). Både kraftleverandør, nettselskap og sluttbruker har sine rettigheter og plikter. I praksis gjennomføres beregning av strømforbruk ved at sluttbruker leser av strømmen periodevis, 4, 6 eller 12 ganger i året og melder inn målerstanden til det ansvarlige nettselskap. Her beregnes strømrregningen ut i fra forbruk og strømpris for den aktuelle tidsperioden. Det er med denne prosessen for måling og avregning, umulig å fastsette når i tidsperioden forbruket faktisk har skjedd. Nettselskap opererer derfor med en stipulert forbruksprofil. Sluttbruker får en strømrregning som er basert på at forbruket samsvarer med denne forbruksprofilen.

2.2. Bakgrunn for avanserte måle- og styringssystemer

Med de store omveltningene i det nordiske kraftmarkedet på 1990-tallet startet en debatt rundt energiforbruk og sluttbrukermarked. På slutten av tiåret begynte arbeidet rundt innføring av AMS i stor skala. Den daværende sentrumsregjeringen, bestående av Kristelig Folkeparti, Senterpartiet og Venstre, gjennomgikk energipolitikken. Denne gjennomgangen munnet ut i stortingsmelding *nr 29 (1998-99) Om energipolitikken*. I den ble ønsket om større kontroll over strømforbruket fremhevet. Det står blant annet "*Energiutvalget anbefalte installering av avansert måleutstyr med toveiskommunikasjon mellom e-verk og sluttkunde*" og "*Departementet vil arbeide for å øke bruken av teknisk utstyr for måling og for styring av strømforbruket*" (8). På bakgrunn av denne stortingsmeldingen ble en større utredning knyttet direkte opp mot muligheten for å innføre AMS på stor skala gjennomført. Konklusjonen på begynnelsen av det nye årtusenet, var at fullskalautbygging ble for dyrt.

Dette begrunnes med at den eksisterende teknologien var for umoden og at gevinstene for utbyggingen er for uklare (3).

Olje- og Energidepartementet (OED) ga NVE, på starten av 2000-tallet, ansvaret med å skaffe et bedre beslutningsgrunnlag gjennom kunnskap om teknologi og AMS generelt. Gjennom tre rapporter, utarbeidet i perioden 2004 - 2006, konkluderte NVE med at det ikke ville være samfunnsøkonomisk nyttig å iverksette en pålagt fullskala utbygging. Dette skyldes store investeringskostnader, umodent utstyrt og uvisse gevinster for bransjen.

OED kom på nytt inn i bildet i 2007 og ba NVE foreta nye analyser vedrørende bruk av det som i dag defineres som AMS. Denne anmodningen resulterte i at NVE konkluderer med at *“Det fra et samfunnsmessig synspunkt vil være riktig å sette i gang en fullskala utbygging av nytt og moderne måler- og kommunikasjonsutstyr, men det bør vurderes om enkelte små anlegg bør være unntatt fra et generelt krav”* (3).

2.3. Incentiver for avanserte måle- og styringssystemer

Siden arbeidet med fullskalasatsning på AMS startet, har målsetninger for utbygging variert og til tider vært uklare. Det har gjennom hele prosessen vært usikkerhet knyttet til potensialet og mulighetene knyttet til bruk av AMS. Tidlig i utredningsfasen ønsket man primært å redusere eller flytte effekttoppene i markedet. Etter hvert har det blitt klart at potensialet for AMS går langt utover dette. Det jobbes i dag med muligheten for å dra nytte av AMS på ulike arenaer og gjennom hele nettet. Det fokuseres blant annet på (3):

- Last- og effektstyring
- Forbrukerfleksibilitet
- Prissignaler
- Automatisk avlesning
- Avregning av faktisk forbruk
- Enklere og raskere leverandørbytte

Last- og effektstyring har vært et tilbakevendende tema gjennom utredningsprosessen. SINTEF Energi og Energi Akademiet (Daværende EBL Kompetanse) har blant annet gjennomført et FoU-prosjekt, *“Markedsbasert Forbrukstilpasning”* (MabFot) (9). Det ble

gjennomført et pilotprosjekt hos sluttbrukere med automatisk måleravlesning hvor lavprioritert forbruk i husholdningen ble fjernstyrt og koblet ut av nettselskapet to ganger i døgnet, mellom 8-10 og 17-19.

MabFot omfattet også en utredning vedrørende forbrukerfleksibilitet og prissignaler. Gjennom å manipulere strømprisen slik at det ble store variasjoner i timeprisene over døgnet, ønsket man å se om forbruket tilpasset seg i betydelig grad i forhold til pristoppene (9).

Den mest omtalte egenskapen til AMS, er automatisk avlesning av strømforbruket hos hver enkelt kunde. Ved å innføre denne teknologien vil nettselskap, eller en eventuell tredjepart, få tilgang på forbruksdata fra strømmåleren som er plassert ut hos den enkelte sluttbruker. Dette vil forenkle avlesningsprosessen betraktelig sammenlignet med den manuelle avlesning som er vanlig i dag.

Avregning av faktisk forbruk har vært et sentralt punkt i diskusjonen om AMS. De stipulerte forbruksprofilene (Avsnitt 2.1) gir unøyaktige strømregninger for sluttbrukerne. Avlesning av forbruk på timebasis vil gjøre det mulig å hente virkelig og unike forbruksprofiler for den enkelte sluttbruker. En slik løsning vil sikre at sluttbruker betaler for sitt faktiske forbruk til aktuell strømpris i kraftmarkedet, som også settes på timebasis.

I det norske kraftmarkedet kan kraft kjøpes av hvilken som helst kraftleverandør. Gjennom fjernavlesning av strømmåler hos sluttbruker, vil det også være mulig å gjennomføre kraftleverandørbytte enklere og mer riktig. Målerstand kan leses av nøyaktig i det byttet skjer og dette sikrer at det ikke er behov for restavregning og kontroll av målerstand.

2.4. Status for avanserte måle- og styringssystemer våren 2010

NVE har ansvaret for å komme med føringer i forhold til hvilke krav som skal stilles til en eventuell fullskalautbygging av AMS og hvordan prosessen skal gjennomføres på overordnet nivå. I sitt høringsdokument fra oktober 2008 står det at dagens måle- og kommunikasjonsutstyr skal bli erstattet med mer avansert utstyr, AMS (3). Et viktig diskusjonsmoment er hvorvidt NVE skal pålegge nettselskap og andre ansvarlige en innføring av AMS med en felles fullskalautbygging med krav og retningslinjer, eller vente å la markedet løse dette på egen hånd.

For å sikre at utfordringene rundt en fullskalautbygging løses best mulig, har det blitt ført en dialog med ulike aktører som berøres av prosjektet. Dette gjelder kraftleverandør, nettselskap og forbrukere. Gjennom denne dialogen har det kommet frem viktige momenter som i stor grad må avklares for å kunne gjennomføre en storskalautbygging. Sentrale problemstillinger i dialogen er (3):

- Hvilke funksjonskrav bør stilles til AMS?
- Hvem skal ha tilgang til dataene fra AMS?
- Hvordan gi sluttbruker informasjon om forbruk, priser etc.?
- Hvem skal finansiere utbygging?
- Tidspunkt for ferdigstilling?

Gjennom en tilleggshøring fra 2009, gjør NVE en gjennomgang av høringsforslaget fra 2008 og tar opp sentrale diskusjonsmomenter (1). I tilleggshøringen kommer NVE med en redegjørelse for usikkerheten rundt vedtak i forbindelse med innføring av AMS. NVE ønsker å gjøre innføringen mest mulig standardisert slik at det er klare retningslinjer som gjelder og at særnorske krav eller andre faktorer ikke skaper uheldige og spesialiserte løsninger. EU-kommisjonen jobber våren 2010 med å utvikle et standardiseringsmandat, M/441, som skal sikre at løsninger og krav blir mest mulig universelle for Europa (10).

Disse faktorene, samt at flere punkter i forhold til høringsforslaget er oppe til diskusjon, gjør at NVE ikke har satt endelig frist på når endelig vedtak kommer. De har imidlertid skissert at utbyggingsperioden skal vare i 5 år (1). Enkelte nettselskap har innført fjernavlesning av sine kunder, men det er vanskelig å si om disse systemene vil oppfylle et eventuelt krav som NVE vil komme med (9). Nettselskap og andre involverte aktører er, per våren 2010, usikre på hvilke krav og retningslinjer som vil gjelde for en fullskalautbygging og hvilke tidshorisonter de skal forholde seg til. Dette gjør at få beslutninger om utbygging og omfang er tatt fra de aktører som skal gjennomføre dette og bransjen er per i dag avventende. Hvis et vedtak kommer i løpet av året, vil sannsynlig oppstart av fullskala AMS være 1. januar 2016.

2.5. Utforming av infrastruktur til avanserte måle- og styringssystem

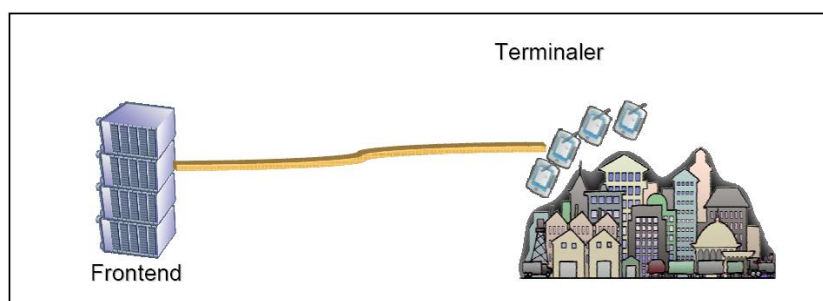
Hvis AMS skal bygges ut i fullskala vil det bety at et nytt sett av måle- og kommunikasjonsløsninger må implementeres. Dette innebærer nytt utstyr hos sluttbrukere eller der målingene skal skje, ny infrastruktur eller utvikling av eksisterende infrastruktur og endringer på mottakerside hos ansvarlige for informasjonshåndteringen. Det er ikke en endelig løsning på hvordan dette skal gjennomføres og flere løsninger og fremgangsmåter er aktuelle.

2.5.1. Avansert måle- og registreringsutstyr

Det er viktig å forstå at AMS er mye mer enn bare avlesning av elektrisk energiforbruk. Dette er kun en av mange muligheter AMS åpner for. Det benyttes ikke noen ny teknologi for prosessen, men kjent måleteknologi som installeres. Hovedkomponenten er en terminal som henter data fra målerkretsen, konverterer til et digitalt overførbart signal og sender måledata (11). Valget av denne terminalen vil i stor grad sette begrensningen til hvor mye som kan måles, styres og registreres i tillegg til energiforbruket.

2.5.2. Kommunikasjonsløsninger

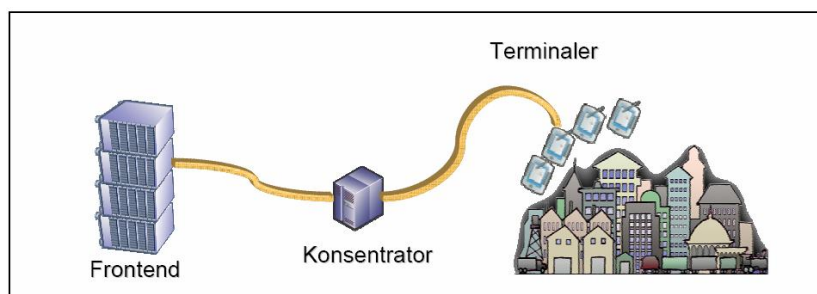
All data som blir registrert i en terminal skal enten overføres direkte, eller være overførbart hvis det skulle være et behov for det. Det vil være to ulike prinsipper for overføring som er aktuell. Det ene vil være en såkalt punkt til punkt løsning hvor signal fra terminalen sendes direkte inn til innsamlingsystemet hos nettselskap eller eventuelt andre ansvarlige.



Figur 2.2 Punkt til punkt kommunikasjonsløsning (11)

Figur 2.2 illustrerer en prinsipiell utforming av en kommunikasjonsløsning med direkte overføring fra en terminal til et innsamlingsystem, ofte omtalt som et FrontEnd-system.

Det andre alternativet for overføring av måle- og registreringsdata, er en punkt til multipunktløsning. Dette innebærer at data fra alle målere i et område sender data inn til en konsentrator som samler signalene og sender all data videre inn til FrontEnd (11).



Figur 2.3 Punkt til multipunkt kommunikasjonsløsning (11)

En slik løsning vil se ut prinsipielt som Figur 2.3 illustrerer. Konsentratoren som samler inn data fra de underliggende måledata er ofte plassert i lokale MV/LV nettstasjoner (nærmere presentert i avsnitt 4.1).

Det er sannsynlig at en punkt til punktløsning er mest aktuelt i områder med få sluttbrukere i nærheten, mens punkt til multipunkt er mer aktuelt i områder hvor det skal installeres mange målere.

2.5.3. Overføringsteknologier

Det er i hovedsak fire teknologier som er aktuell for overføring av data direkte fra sluttbruker eller via konsentrator og inn til et FrontEnd. De aktuelle teknologiene er:

1. Power Line Communication (PLC)
2. Radio
3. GSM/GPRS
4. Fiber

PLC vil si å benytte det eksisterende elektriske distribusjonsnettet for å overføre data fra forbruker og inn til nettselskap (11). Med sin eksisterende utstrekning, vil denne løsningen by på lave investeringskostnader. utfordringer er knyttet til håndtering av støy fra andre elektriske apparater, spesielt i tettbebygde strøk (11).

Radiooverføring av data vil avhenge av atmosfæriske og geografiske forhold (11). Det trengs ikke en stor investering i infrastruktur for denne teknologien. Her kan også støyproblemer bli et problem og bruk av radio, er mest aktuell som et ledd mellom konsentrator og terminaler (11).

Utnyttelse av mobilnettet gjennom GSM eller GPRS er et aktuelt alternativ. Mobilnettet dekker i dag store deler av landet. Begge typer kommunikasjon vil medføre høye driftskostnader på grunn av at de må kobles opp mot en operatør å betale for tjenester. Ved bruk av GSM, betaler man for oppkobling og oppkoblingstid, mens ved bruk av GPRS betaler man for overført datamengde (11). Begge teknologiene er aktuell uansett løsning.

Fiber er den løsningen som vil kreve høyest investeringskostnader i infrastruktur. I 2007 hadde omtrent halvparten av landets nettselskaper bygget ut bredbånd til sine kunder (11). Med en slik utvikling vil fiber kunne bli mer aktuelt fremover. Allikevel vil sluttbrukere i områder uten enkel tilgang til fiber ikke kunne tilknytte seg dette nettet. Fiber er aktuell i en punkt til punktløsning i allerede fiberutbygde områder.

Det er vanskelig å si konkret hvordan kommunikasjonsløsningen vil se ut ved en eventuell fullskalainnføring av AMS. Det er allikevel sannsynlig at alle de aktuelle teknologiene vil bli benyttet for å sikre best mulig løsning i forskjellige områder, hvor ulike forhold vil spille inn.

3. Miljøgevinst ved velfungerende AMS i full skala

Gjennom prosessen rundt utredninger knyttet opp mot fullskalautbygging av AMS i Norge, har SINTEF Energi og Energi Norge vært involvert. Problemstillinger rundt forbrukerfleksibilitet, lønnsomhet og endrede nettforhold har blitt utredet. Dette har ført til at begge institusjoner har utstrakt kunnskap rundt temaet.

Det har gjennom prosessen blitt klart at AMS har et stort potensial. Dette gjelder ikke bare på forbrukersiden, men også for nettselskap og deres driftssituasjon. Et nytt prosjekt i regi av SINTEF Energi og Energi Norge, *“Miljøgevinst ved velfungerende AMS i full skala”* (M-AMS) hadde oppstart i 2009 og skal på frem til 2012. SINTEF Energi er utførende forskningsinstitusjon og Energi Norge er prosjektansvarlig i denne prosessen. Prosjektet inngår i Forskningsrådets RENERGI-program. Programmet har som agenda *“å utvikle kunnskap og løsninger som grunnlag for miljøvennlig, økonomisk og rasjonell forvaltning av landets energiresurser, høy forsyningsikkerhet og internasjonalt konkurransedyktig næringsutvikling tilknyttet energisektoren”* (12).

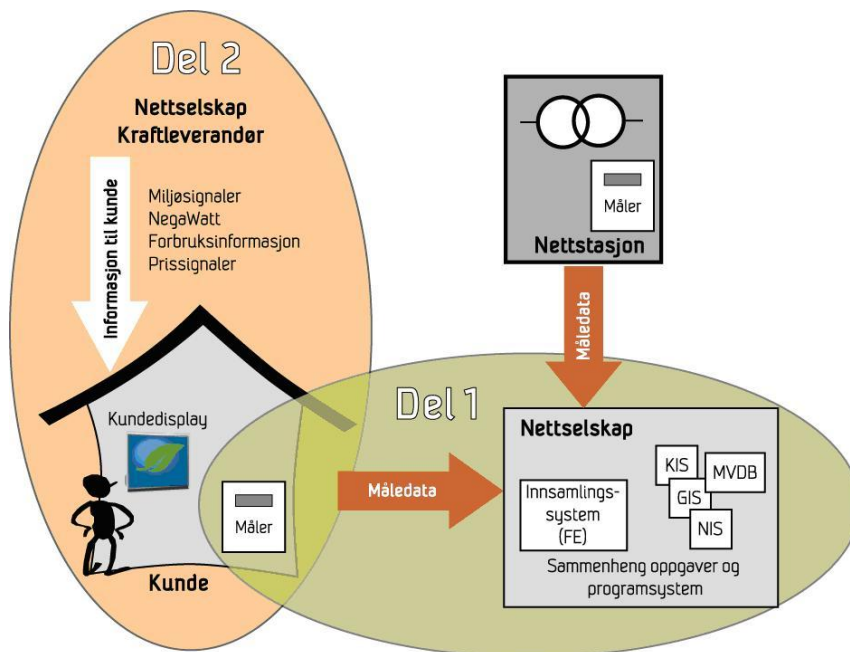
3.1. Prosjektets målsetning

Prosjektets overordnede målsetning er i tråd med målsetningen med RENERGI-programmet. Hovedmålet er å kartlegge miljøgevinst relatert til fullskala innføring av AMS. På bakgrunn av dette er det ønskelig at ny informasjon blir evaluert mest mulig rasjonelt. Ved å ta for seg nyttefunksjoner og oppgaver som blir berørt fra sluttbrukernivå til nettselskap kan det vurderes hvordan best mulig utnyttelse av AMS kan oppnås.

3.2. Gjennomføring av prosjektet

Prosjektet er delt inn i to deler. I delaktivitet 1 er fokuset rettet inn mot prosesser som berøres ved innføring av AMS. Det gjelder effektivisering av nettvirksomhetens oppgaver ved innføring av AMS gjennom å se på *“Hvilke data som genereres av AMS, og hvordan dette kan benyttes av nettselskapene for å gjennomføre sin oppgave”* (2).

I delaktivitet 2 er fokuset forandret slik at det blir sett mer på informasjonsflyt tilbake til sluttbruker og hvordan forbrukerfleksibilitet kan realiseres gjennom den nye informasjonsmuligheten. Figur 3.1 gir en illustrativ fremstilling av hvordan prosjektets to delaktiviteter er organisert i forhold til sluttbruker, nettselskap og nettstasjoner.



Figur 3.1 Prosjektskisse "Miljøgevinst ved velfungerende AMS i full skala" (2)

For å sikre at prosjektet får best mulig resultat, er flere relevante bedrifter med for å dele sin kompetanse. Bedriftene deltar i en referansegruppe og konsulteres i alle prosjektets faser. Dette gir flere innfallsvinklinger på like problemstillinger og skal bidra til å gi et godt sluttprodukt. Involverte bedrifter er:

- Eidsiva Nett
- Energiselskapet Buskerud (EB)
- Hafslund
- Istad Nett
- Metor
- Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE)
- NVE
- Powel

3.2.1. Delaktivitet 1

Hvis et nettselskap skal innføre AMS hos alle sine sluttbrukere, vil tilgangen på informasjon vedrørende mange forhold i nettet bli mye større. Dette gir incentiver for å øke både oversikt og kontroll over eget nett og nettdrift. Utfordringer rundt håndtering av informasjon er derfor et viktig felt. Nettselskap må gjøre store omstruktureringer for å kunne takle det nye systemet. Den nye strukturen av informasjonsflyt og håndtering av informasjonsflyt på en sikker og god måte er hovedfokus for delaktivitet 1. Ved å kartlegge dette, kan også nytten av den nye informasjonen kartlegges. NVE legger i sitt høringsdokument opp til at mange av de funksjonene som blir tilgjengelig med AMS ikke må innføres, men blir valgfrie for nettselskap (1). Dette gjør at nettselskap må gjøre vurderinger selv om de valgfrie funksjonene er lønnsomme tiltak som de ønsker å satse på.

Det er ikke utelukkende informasjonsflyt fra forbruker som er aktuelt hvis AMS blir innført i full skala. Også nettstasjoner som per i dag ikke har automatisk instrumentering er aktuelle å knytte opp mot nettselskap. Denne masteroppgaven har fokus rundt dette temaet og tar for seg de sentrale spørsmålene for delaktivitet 1, men med MV/LV nettstasjon som målepunkt.

Nettstasjoner spiller en nøkkelrolle i distribusjonsnettet, men per i dag har det ikke vært vanlig å instrumentere nettstasjoner som transformerer spenning ned til fordelingsnettet. Det er essensielt å ta for seg nytteverdier av denne informasjonen internt hos nettselskap.

3.2.2. Delaktivitet 2

Ved å gjennomføre delaktivitet 1, kartlegging av gevinst og muligheter ved den økte informasjonsmengden generert av AMS, er det viktig å se hva som kan gis tilbake til sluttbruker og samfunnet. Delaktivitet 2 ser derfor hvordan den økte informasjonsmengden kan øke forbrukerfleksibilitet og bevissthet rundt eget forbruk.

Installasjon av AMS gir i større grad mulighet for direkte informasjonsutveksling hos sluttbruker. Realisering av energieffektivitet krever velfungerende timemåling av sluttbruker. Aktuelle funksjoner som prisinformasjon, miljøsignaler forbruksinformasjon skal evalueres. Vurdering av aktualitet og gjennomførbarhet av funksjoner blir viktig. Dette er i stor grad den delen som omhandler miljøgevinst i prosjektet. AMS i seg selv er ikke direkte

miljøbesparende, men det kan initiere tiltak og endringer i nettdrift og forbruk som resulterer i en miljøgevinst.

3.2.3. Oppsummering av prosjekt

M-AMS fokuserer på det neste naturlige steget i prosessen rundt innføring av AMS. Det antas at AMS er bygget ut i fullskala og formålet er å se på hvordan samfunnet kan benytte seg av muligheten AMS gir. Ved å vinkle prosjektet spesifikt fra to ståsteder i energimarkedet, vil det være mulig å gi en mer detaljert fremstilling av mulighetene og dette gir et bedre beslutningsgrunnlag.

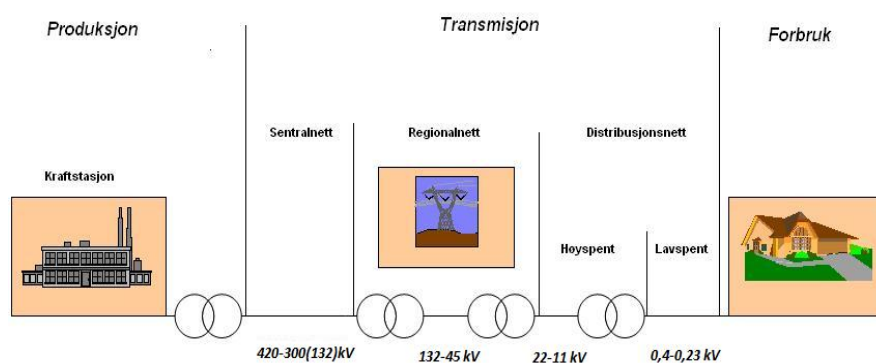
4. Strukturell utforming av det norske elektrisitetsnett

Det norske transmisjons- og distribusjonsnett for elektrisitet er stort, komplekst og dekker hele landet. Med elektrisitet som den klart viktigste energibæreren, er god og korrekt drift av dette nettet viktig. Det er flere aktører som har ansvaret for de ulike delene av nettet, og dette kapitlet gir en systematisk oversikt over nettets utforming og oppbygning.

4.1. Det elektriske nettets strukturelle oppbygning

Ved transport av elektrisk energi er spenningsnivået avgjørende for hvor mye elektrisk energi det er mulig å transportere gjennom ledningene. Høy spenning minsker det fysiske energitapet i transportlinjen. Det er strøm i nettet som fører til tap under distribusjon og siden stor strøm gir mye tap, er det ønskelig å gjøre den så liten som mulig (13). For å kunne transportere mest mulig elektrisk energi ut i nettet med minst mulig tap, transformeres spenningen opp til høyspenningsnivå etter produksjon i kraftverket. Det er også viktig å merke seg at tap i nettet øker ved høy belastning, uansett spenningsnivå (14). Over lange transportetapper holdes spenningsnivået høyt og etter hvert som det fordeles ned i mot sluttbrukernivå, transformeres det ned i spenning. Nettet som transporterer elektrisk energi ut til sluttbruker kan deles inn i tre hovedgrupper:

1. Sentralnett
2. Regionalnett
3. Distribusjonsnett

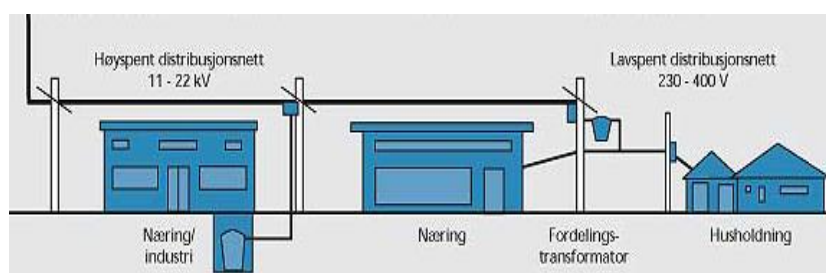


Figur 4.1: Prinsippkisse elektrisitetsnett i Norge

Figur 4.1 viser en prinsippskisse over det norske elektrisitetsnettet. Sentralnettet transporterer elektrisk energi over lange distanser på nasjonalt eller internasjonalt nivå. Spenningsnivået i dette nettet ligger vanligvis på 300 og 420 kV, men også ned i 132 kV. Tap i nettet vil variere med bakgrunn i flere faktorer, men eksempelvis i 2006, var det gjennomsnittelige tapet i sentralnettet 2,5 % (14).

Den elektriske energien blir transformert ned i spenning når den går ned i regionalnettet som fungerer som et bindeledd mellom sentralnett og distribusjonsnett. Nettets utbredelse er typisk over ett eller to fylker. Kraftkrevende industri og andre store forbrukere henter ofte elektrisk energi direkte fra regionalnettet (15). Spenningsnivåene er vanligvis 45 kV, 66 kV og 132 kV. Tapet i regionalnettet ligger på ca 3,2 % (15).

Distribusjonsnettet representerer den delen av det elektriske nettet som går ut til sluttbrukere. Nettet kan deles i to deler hvor den ene delen er høyspentdelen¹ hvor spenningen hovedsakelig er 11 kV og 22 kV. En del store forbrukere fra næring og industri kjøper strøm direkte fra denne delen av nettet. Lavspenddelen av nettet blir kalt fordelingsnettet og opererer på 400 V og 230 V og det er fra denne delen at de fleste sluttbrukere får strøm. Figur 4.2 gir et bilde av hvordan distribusjonsnettet kan se ut.



Figur 4.2 Skisse av distribusjonsnettet

Spenningen i nettet blir transformert mellom høyspent og lavspent i en fordelingstransformator, som er presentert nærmere i avsnitt 6.2. Det er store tap forbundet med elektrisk energitransport i denne delen av nettet og det er derfor ønskelig og kun transportere elektrisk energi over korte distanser med så lav spenning. For distribusjonsnettet ligger tapet på rundt 7,3 %. Tap i selve lavspenddelen vil variere, men det kan antas at ca 4 % av de 7,3 % kommer fra fordelingsnettet (16). Antall sluttbrukere i hvert

¹ Høyspent: System med nominell spenning over 1000 V vekselspenning eller 1500 V likespenning (24)

fordelingsnett varierer veldig med befolkningstetthet, men gjennomsnittlig er ca 17 husstander underlagt hver MV/LV nettstasjon hvor fordelingstransformatoren er plassert².

² Antall personer i Norge 2010: 4 882 384 pers (41)
Antall personer per bolig 2001: 2,3 pers/bolig (42)
Antall MV/LV nettstasjoner i Norge: 121 525 stk (35)

5. Det fremtidige energibildet i Norge

Energisektoren har en verdikjede som omfatter energiproduksjon, energitransport og energibruk. Det er med andre ord mange faktorer som kan påvirke hvordan fremtidens energibilde vil se ut. I en tidsalder hvor global oppvarming er et sentralt tema og jakten på alternativer til fossile energikilder er aktuelt er det viktig å se på hvordan fremtidens energisystem vil se ut og hva som påvirker det.

5.1. Fremtidens energiproduksjon

Bærekraftig utvikling er et aktuelt tema som har eksistert i over 20 år. Begrepet dreier seg om at ressursbruk i dag skal skje under forutsetning av at den ikke ødelegger for fremtidige generasjoner. Dette er et satsingsområde som gir incentiver for å finne nye måter å produsere energi på. Fornybare og miljøvennlige energikilder er naturlig nok et felt som har blitt viktig i denne debatten og det foregår mye forskning innenfor feltet (17). Det er mange fornybare energikilder som det er aktuelt å benytte til produksjon av strøm. De mest relevante i norsk og nordisk sammenheng er (17)

- Vindkraft
- Vannkraft
- Solceller
- Saltkraft
- Bølgekraft

De ulike energikildene har ulike utfordringer i forhold til tilgjengelighet, produksjonsmåte og integrering i elektrisitetsnettet (17). Hvis nye energikilder skal integreres i dagens energiinfrastruktur vil produksjonsbilde bli mangfoldig og uforutsigbart. Mange av de fornybare energikildene har variabel ressurstilgang og dette vil skape et uforutsigbart produksjonsmønster. Det vil bli store utfordringer til hvordan elektrisitetsnettet skal håndtere integrasjon av energikildene. Et viktig moment ved nye energikilder er at det kan bli større innslag av lokal produksjon. Dette skyldes tilgjengelighet og størrelse på de ulike energiressursene (17). Det elektriske nettet vil med mer lokal produksjon måtte ta høyde

for å integrere produksjon på flere spenningsnivåer enn i dag. I tillegg kan det også bli aktuelt å transportere elektrisk energi oppover i det elektriske nettet fra distribusjonsnettnivå.

5.2. Fremtidig elektrisitetsforbruk

Når det fremtidige forbruksmønsteret blir evaluert, står en mer fleksibel og krevende forbruker sentralt. Elektrisitet er den viktigste energibæreren for det norske samfunnet og med stadig flere elektriske artikler i tillegg til det store elektrisitetsforbruket til oppvarming vil forbruksmønsteret endre seg sammenlignet med i dag (17).

Et godt eksempel til hva som kan påvirke fremtidens forbruksprofil er en stor skala innføring av elbil. Dette kan øke belastningen på nettet til andre tider på døgnet enn i dag. Elbilen kan for eksempel lades på natten. Dermed vil ikke nødvendigvis effektoppene som oppleves i dag endres, men belastningen vil være høy også gjennom natten. Det skisseres også løsninger med lokale styresystem for energibruk i bygg gjennom smarte hus som i større grad styrer energiforbruket ut i fra behov og tilgjengelighet. Slike løsninger kan endre forbruksmønsteret sammenlignet med i dag.

5.3. Fremtidens elektrisitetsnett

Så hvordan skal fremtidens elektrisitetsnett ta høyde for forandringer i både produksjon og forbruk? Med et ønske om å tilfredsstille en fleksibel energietterspørsel og flere ulike energikilder og energibærere, har behovet for et smartere nett kommet (17). Dette innebærer et nett som i større grad kan styres og kontrolleres for å tilpasse lokal energiflyt og energibehov.

Det er vanskelig å forutse nøyaktig hvordan fremtidens energinett vil se ut, men det er mange mulige endringer og strukturelle utfordringer som kan påvirke hvordan fremtidens nett blir. Figur 5.1 illustrerer hvordan fremtidens energisystem kan se ut. Her er det lagt vekt på at ulike energikilder bidrar til energiforsyningen. Nettet er styrt gjennom en utbredt kommunikasjons- og styringsinfrastruktur.



Figur 5.1 Fremtidig smart nettløsning (18)

Det sentrale i fremtidens nett er å oppnå balanse mellom produksjon og forbruk. Slik som figuren viser er det i sentrum et kontrollsystem som holder kontroll med hele nettet.

Et viktig poeng for fremtidens nett er forsyningssikkerhet (17). Det er en nøkkel til verdiskapning og med et økende energibehov, vil forsyningssikkerhet være viktig for å opprettholde tjenester som samfunnet trenger energi for å få tilgang til. Det er ulike krav som må tilfredsstilles for at fremtidens energisystem skal kunne tilfredsstillere kravene til fremtidens energiforbruk.

Det er vanskelig å avgjøre med sikkerhet hvordan det norske elektrisitetsnettet vil se ut i fremtiden. Det som likevel står frem som sannsynlig er at endringen vil gå mot et mer dynamisk og interaktivt nettsystem hvor kontroll og optimalisering av energiflyt både opp og ned i spenningsnivå vil stå sentralt. Det er derfor viktig at løsningene som implementeres i dag tar høyde for dette.

6. MV/LV nettstasjon

En MV/LV nettstasjon er et viktig ledd i det elektriske distribusjonsnett. Det er i denne stasjonen spenning transformeres fra høyspenning til lavspenning før den transporteres ut til sluttbruker gjennom fordelingsnett. En slik nettstasjon har flere vitale og viktig komponenter for å kunne opprettholde sin viktige funksjon.

6.1. Bygging og utforming av MV/LV nettstasjon

Utformingen av nettstasjoner varierer. Når en nettstasjon prosjekteres og plasseres, legges det vekt på et naturlig og tydelig design. Figur 6.1 viser et eksempel på en ganske ny nettstasjon.



Figur 6.1 Klassisk nettstasjon (19)

Det er stor forskjell på utseende i forhold til når stasjonene er bygget. Eldre nettstasjoner er ofte større med bedre plass inne i stasjonsrommet. Dette skyldes at gammelt utstyr tok større plass, samtidig som at sikkerhetsmessige faktorer på eldre utstyr spilte inn. Det var nødvendig med større avstand mellom komponenter i stasjonen. Dagens utstyr er mer kompakt og sammen med bedre sikring på utstyret, trenger ikke rommet være så stort.

6.2. Innhold i MV/LV nettstasjon

Når elektrisitet kommer inn fra høyspentdelen i distribusjonsnettet og inn i en nettstasjon må den gjennom tre ledd for å komme ut i fordelingsnettet. Disse tre leddene utgjør hovedbestanddelene i nettstasjon:

1. Høyspenningsanlegg for å ta imot høyspenningsstrøm og tappe av strøm som skal ut i fordelingsnettet.
2. Fordelingstransformator for å transformere ned spenning til et lavspenningsnivå.
3. Lavspenntavle som fordeler strøm ut ulike fordelingsnett underlagt nettstasjonen.

6.2.1. Høyspentanlegg i MV/LV nettstasjon

Høyspentstrøm kommer inn i høyspenningsanlegget³ i nettstasjonen og strøm tappes av samleskinnen for å gå inn på fordelingstransformatoren. Figur 6.2 viser hvordan strømmen kommer inn på høyspentsamleskinnen i et eldre stasjonsanlegg.



Figur 6.2 Høyspentarrangement i en eldre MV/LV nettstasjon

³ Høyspentanlegget i nettstasjonen blir også referert til som mellomspentanlegg (21), men er per definisjon et høyspentanlegg på grunn av spenningsnivå (24).

Når høyspentanlegg bygges i moderne nettstasjoner benyttes i stor grad SF₆-anlegg eller luftisolerte anlegg. SF₆ er en gass med egenskaper som gjør at den bedre slukker lysbuer og hindrer overslag i komponentene (20).



Figur 6.3 SF₆-isolert høyspentanlegg i en nyere MV/LV nettstasjon (19)

Figur 6.3 viser et moderne høyspentanlegg. Slike anlegg krever mye mindre plass enn det gamle arrangementet sett i Figur 6.2. Dette er fordi det ikke er behov for så stor avstand hvis det oppstår lysbuer. Bruk av SF₆-gass er delvis omstridt på grunn av at det er en farlig klimagass og det jobbes derfor med å begrense utslipp av gassen fra slike anlegg (20).

Høyspentarrangementet i en nettstasjon inneholder et lastbryteranlegg med sikringer som sikrer skal hindre overspenning. Slike funksjoner er viktig for å opprettholde sikkerhetsnivået i nettstasjon. Det samme gjelder korslutningsindikator.

6.2.2. Fordelingstransformator i MV/LV nettstasjon

Strømmen som er tappet av fra det høyspente distribusjonsnettet går inn på en fordelingstransformator for å bli transformert ned til lavspenning, vanligvis 230 V eller 400 V. Transformatorer benyttes i alle ledd av elektrisitetsdistribusjon, fra høyspenningstransformering til transformering inne i huset for bruk av elektriske artikler. Elektrisk energi transporteres for det meste som vekselstrøm og dette gjør at strømmen lettere kan transformeres ned i spenning (13).

Prinsipielt skjer transformasjon ved hjelp av to spoler som er isolert fra hverandre men tvinnert rundt samme kjerne. Kjernen er typisk av et material med gode lederegenskaper. Vekselstrøm kommer inn på spolen koblet til høyspentdelen og elektromagnetisk spenning induseres. Det settes da opp strøm i spolen koblet til lavspenddelen og på grunn av færre vinninger på lavspentspolen blir spenningen mindre (13).



Figur 6.4 Fordelingstransformator i en MV/LV nettstasjon (19)

Figur 6.4 viser en typisk fordelingstransformator plassert i en nettstasjon. En transformator genererer mye varme, spesielt ved høy belastning. Derfor er det riller på siden av den for å kjøle den ned. Fordelingstransformatorer lages enten som oljeisoleret eller tørrisoleret (21). Oljeisolerte transformatorer har lavest investeringskostnad, men trenger større plass med eventuelle oljegrube og trykkavlastninger. Dette kan gi større merkostnader i bygningsteknisk forstand. Tørrisolerte transformatorer har høyere investeringskostnader (ca 30-50 % høyere), men trenger mindre plass og er gir mindre konsekvenser ved havari (22). Antall fordelingstransformatorer i en nettstasjon kan variere avhengig av behovet som er i fordelingsnettets eller bygget nettstasjonen er tilknyttet. Vanligvis er det 1-2 fordelingstransformatorer.

6.2.3. Lavspenntavle i MV/LV nettstasjon

Nå er strømmen transformert ned til et spenningsnivå fra fordelingstransformatoren, kan den benyttes hos sluttbruker. Dette vil si at den nå har en spenning på 230 V eller 400 V. Nå går strømmen inn på lavspenntavla i nettstasjonen. Figur 6.5 viser en typisk lavspenntavle.



Figur 6.5 Lavspennetavle i MV/LV nettstasjon

Lavspennetavlens hovedoppgave er å fordele den elektriske energien til de underlagte fordelingsnettene til nettstasjonen slik figuren viser. Befolkningstetthet og sluttbrukerplassering i forhold til nettstasjonen vil avgjøre hvor mange fordelingsnett som ligger under en nettstasjon.

6.3. Ulike typer MV/LV nettstasjoner

Nettstasjoner kan klassifiseres i ulike typer. Plassering, belastning i fordelingsnett og hvilken type sluttbruker som skal betjenes avgjør type nettstasjon. De ulike nettstasjonstypene som benyttes i det norske distribusjonsnettet i dag er:

1. Nettstasjon i mast
2. Utvendig betjent nettstasjon
3. Innvendig betjent nettstasjon
4. Nettstasjon i bygg

6.3.1. Nettstasjon i mast

Hvis sluttbruker er lokalisert i et område med liten tetthet av brukere er det ofte nok med en liten nettstasjon. Tradisjonelt sett har ofte nettstasjoner lokalisert i høyspentmaster blitt benyttet i slike tilfeller.



Figur 6.6 Nettstasjon lokalisert i mast (23)

Nå er det bestemt at alle nettstasjoner lokalisert i mast skal flyttes ned på bakkenivå slik at de kan betjenes derifra. Målet er at alle stasjoner skal ned på bakkenivå innen 2016. Dette er for å oppfylle sikkerhetsmessige krav fra § 4-6 i *FOR 2005-12-20 nr 1626: Forskrift om elektriske forsyningsanlegg* fra (24).

6.3.2. Utvendig betjent nettstasjon

Noen nettstasjoner er så kompakt konstruert at de betjenes fra utsiden. Disse stasjonene er tradisjonelt ikke knyttet opp mot områder med stor belastning i fordelingsnett. Figur 6.7 viser en typisk utvendig nettstasjon.



Figur 6.7 Utvendig betjent nettstasjon (19)

De ulike delene av nettstasjonen er tilgjengelig gjennom tre ulike dører.



Figur 6.8 Høyspentdel i utvendig betjent nettstasjon (19)

Eksempelvis viser Figur 6.8 hvordan det er mulig å få tilgang til høyspentdelen i en slik nettstasjon.



Figur 6.9 Lavspennetavle i utvendig betjent nettstasjon (19)

Figur 6.9 viser en lavspennetavle betjent fra utsiden i en utvendig betjent nettstasjon.

6.3.3. Innvendig betjent nettstasjon

Dette er den vanligste typen nettstasjon som ligger i distribusjonsnett. Her er det mulig å gå inn i nettstasjonen å ha enkel tilgang på alle anleggene og komponentene i stasjonen.



Figur 6.10 Innvendig betjent nettstasjon (19)

Figur 6.10 viser en klassisk innvendig betjent nettstasjon. Slike nettstasjoner varierer i alder og dermed både i størrelse og utforming innvendig og utvendig.



Figur 6.11 Innvendig rom i betjent nettstasjon (19)

Figur 6.11 viser rommet inne i en innvendig betjent nettstasjon. Til venstre er lavspenningstavlen og til høyre er høyspenningsanlegget. Transformatoren ligger bak døren av metall midt i bildet.

6.3.4. Nettstasjon i bygg

Noen bygg trenger mye elektrisk energi. Det gjelder eksempelvis leilighetskomplekser, industribygg og næringsbygg. Disse har egne nettstasjoner plassert i bygget slik at de får hentet elektrisitet direkte fra høyspentnettet. Dette har, i likhet med innvendig betjente nettstasjoner, vært en vanlig løsning i lang tid. Alder og type utstyr i nettstasjonen varierer derfor mye.

7. Nettselskap

Nettselskap har en spesiell posisjon, både i distribusjonsnett og knyttet opp mot nettdrift. Nettselskap er eier og operatør av en del av det landsomfattende elektriske forsyningsnettet. Avhengig av størrelse på selskap har de ansvar for regionalnett og/eller distribusjonsnett. Dette gjør at et geografisk området opereres av et nettselskap, mens et annet opereres av et annet. Siden det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å ha flere distribusjonsnett innenfor et området, får nettselskap et naturlig monopol på den delen av nettet de kontrollerer. Selskapene er derfor ansvarlig for å sikre leveranse av elektrisk energi ut til de sluttbrukere de betjener. Nettselskap er strengt regulert fra myndighetshold slik at ikke posisjonen som monopolist blir misbrukt.

7.1. Besøkte nettselskap i evalueringen

Erfaringsgrunnlag er et viktig moment i utredningsoppgaver. Dette vil kunne gi gode føringer på hvor realistisk tiltak er å få gjennomført og viktige praktiske hensyn som må vurderes. For å sikre førstehåndskjennskap til utfordringene nettselskap vil møte ved automatisk overvåkning av nettstasjon, har fire nettselskap bidratt med sine syn og erfaringer. Selskapene er på ulike stadier i forhold til innføring av AMS og nettstasjonsovervåkning. Dette gir et godt grunnlag for å belyse temaet fra flere vinkler. De fire besøkte selskapene er:

- Eidsiva Nett
- Energiselskapet Buskerud (EB)
- Malvik Everk
- Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE)

7.1.1. Eidsiva Nett

Eidsiva Nett er et nettselskap med hovedkontor på Hamar. Selskapet er eid 100 % av Eidsiva Energi AS (25). Eidsiva Nett har ca 135 000 nettkunder hvorav 4500 er fjernavleste på grunn av forbruk over 100 000 kWh/år (25). Eidsiva Nett er lokalisert i Hedmark og Oppland.



Figur 7.1 Eidsiva nett sitt ansvarsområde (markert i grått) (25)

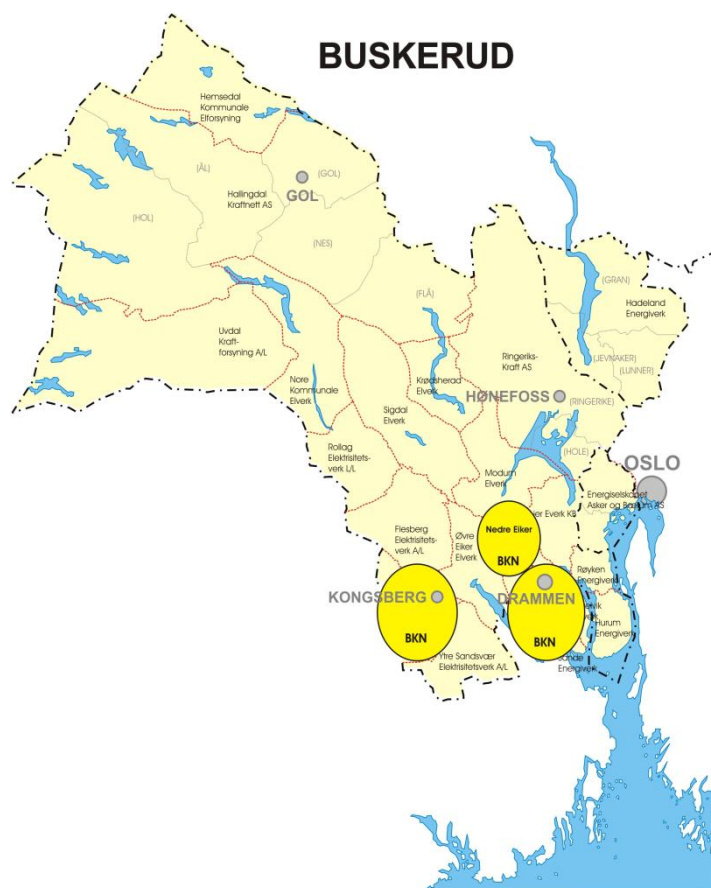
Eidsiva har ca 9000 nettstasjoner. På grunn av veldig stor geografisk utstrekning har de også en betydelig andel nettstasjoner plassert i master med få kunder tilknyttet den enkelte nettstasjon.

Eidsiva er inne i en prosess hvor målet er å kartlegge hvordan AMS kan utrulles på best mulig måte for involverte aktører. For å løse denne prosessen best mulig har de listet opp viktige momenter for utredning:

- Aktuelle funksjoner å innlemme på nettstasjonsnivå fra dag 1 og på et senere tidspunkt i forbindelse med AMS
- Kriterier som legges til grunn for nettstasjonsmåling
- Kommunikasjonskanal for AMS bør ikke benyttes i driften av nettet (nettsentralen), men det kan være informasjon som nettsentralen kan nyttegjøre seg selv om den går gjennom denne (AMS) kanalen.
- Behov til drift & vedlikehold, nettutvikling, nettdokumentasjon og kunde har i forhold til informasjon fra nettstasjon og kunde
- Fordeler kunder kan oppleve av AMS?

7.1.2. Energi Buskerud

Energiselskapet Buskerud (EB) er lokalisert i Buskerud med hovedkontor i Drammen. EB har per i dag ca 56 900 kunder fordelt utover fylket. 6000 nettkunder har allerede installert AMS på grunn av at de har et forbruk over 100 000 kWh/år. Figur 7.2 viser hvordan regionalnettet til EB brer seg utover Buskerud fylke (Hallingdal er ikke en del av EB sitt ansvarsområde).



Figur 7.2 Oversikt over EB sitt regionalnett (26)

EB er i en prosess hvor de evaluerer nytten av fullskalainnføring av AMS. De ønsker å benytte mulighetene AMS vil kunne gi i størst mulig grad og har blant annet startet pilotprosjekt i samarbeid med Powel som går på nettstasjonsovervåkning (26). EB er derfor godt inne i evalueringsprosessen rundt både AMS og nettstasjonsovervåkning. Gjennom sitt erfaringsgrunnlag, peker de på momenter:

- Systemløsninger og metoder for kvalitetsriktig utrulling av AMS er på plass, men innføring på storskala gir utfordringer
- Når det gjelder kommunikasjonsløsninger for overføring av data fra AMS, er EB for seg å benytte forskjellige kommunikasjonsløsninger.
- Det legges opp til at egne IKT-systemer blir benyttet for databehandling.
- Informasjonsstrukturen som vil gå inn til nettselskapet, har EB utredet hvordan dataflyten kan se ut internt hos nettselskapet.
- Det er ønskelig å se på hvilke muligheter AMS kan gi og ikke begrense seg til minimumsløsninger.

7.1.3. Malvik Everk

Malvik Everk er et aksjeselskap som er heleid av Malvik kommune. De er lokalisert på Sveberg og har ca 5500 kunder, hvorav 210 har forbruk over 100 000 kWh/år (9). Figur 7.3 viser utstrekningen av Malvik Everk sitt ansvarsområde.



Figur 7.3 Kart over Malvik Everk sitt ansvarsområde (9)

Malvik Everk har lagt om hele målerstanden sin og alle kunder har i dag fjernavlesning. Kunder med forbruk over 100 000 kWh/år har timeavlesning, mens husholdningskunder avleses ukentlig, hver mandag og ved månedsskifte.

Siden Malvik Everk allerede har fjernavlesning og systeminnstillinger som kan takle timeavlesning av alle anlegg, har de ingen konkrete planer om videre utbygging av AMS (9).

De avventer et eventuelt krav til fullskala utbygging og vil vurdere hva som eventuelt må til for å oppfylle alle forskriftskrav.

7.1.4. Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk

Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE) er heleid av Nord-Trøndelag fylkeskommune og er lokalisert over hele fylket med hovedkontor i Steinkjer. NTE har i dag ca 81100 kunder. Blant disse har ca 330 fjernavlesning. Dette er i hovedsak kunder med forbruk over 100 000 kWh/år. NTE anslår at disse kundene står for 60-65 % av det totale energiforbruket. De har ca 6500 nettstasjoner og dekker hele Nord-Trøndelag. Figur 7.4 viser NTE sitt ansvarsområde. De dekker hele Nord-Trøndelag.



Figur 7.4 NTE sitt ansvarsområde

NTE er, i likhet med de andre nettselskapene, i gang med å vurdere mulighetene AMS vil gi for sin egen drift. Det er ikke gjort konkrete utredninger for nettstasjonsovervåkning men de jobber for tiden med flere prosjekter som kan nytte seg av AMS på flere plan:

- Timepriser på kraft: Prosjektet tar for seg å kunne levere informasjon til kunde om spotpris, progressiv nettleie og laststyring.
- Pre-payment: Dette prosjektet går på at forbrukere kan kjøpe strøm på samme måte som et kontantkort til mobil. En engelsk rapport har tallfestet ca 10 % lavere forbruk fra et lignende forsøk
- NTE planlegger å samle inn data fra 3-5 nettstasjoner. Av disse tenker de å ha en nettstasjon hvor de har PLC basert måler som registrerer forbruk og kan knyttes direkte opp til sammenligning av AMS hos sluttbruker.

8. Forskrifter og standarder

Det stilles store krav relatert til drift og sikkerhet for nettselskap som opererer et elektrisitetsnett. Formålet med de krav og regelverk er å sikre levering av energi samtidig som sikkerhet rundt nettdriften blir ivaretatt. Det er i hovedsak tre instanser som gir føringer som berører strømmettet og nettstasjoner:

- NVE
- Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB)
- Norsk Elektroteknisk komité (NEK).

NVE følger opp gjennomføring av elektrisitetsdistribusjon og stiller kvalitetskrav og økonomiske føringer til nettselskap. DSB og NEK har fokus på det tekniske innholdet i nettstasjon hvor DSB utformer kravene og NEK stiller spesifikke retningslinjer for hvordan kravene skal oppfylles fra et bransjemessig standpunkt.

8.1. Vektlegging av forskriftskrav

Forskriftskrav som i dag gjelder for nettstasjoner er i stor grad i dag myntet på kontrollbestemmelser, sikkerhet og leveringssikkerhet. Forskriftskravene som omhandler nettstasjonsvirksomheten kan overordnet deles opp i to undergrupper

1. Levering av energi
2. Sikkerhet for personer med tilknytning til nettstasjonen

Hovedformålet med distribusjonsnettene er å levere elektrisk energi til sluttbrukere. Det er viktig at leveringskvaliteten og leveringssikkerheten er høy. Det stilles krav til nettselskap, som drifter og vedlikeholder nettet slik at dette fokuset opprettholdes. De har mål å jobbe mot og dette initierer lik behandling av sluttbrukere over hele landet. Nettstasjoner er et viktig ledd i distribusjon så forskrifter og føringer vil berøre hele stasjonen og dens funksjon.

I det elektriske forsyningsnettet er det flere komponenter som ved feilbetjening eller dårlig oppfølging kan utløse farlige situasjoner. Det er derfor viktig at sikkerhet ivaretas for personell som arbeider mot slike komponenter, folk som generelt er i nærheten og eventuelt berørte sluttbrukere. Dette gjelder også for komponenter i nettstasjoner. Stasjonene er ofte plassert i befolket område, eller i bygninger og farlige situasjoner kan få alvorlige konsekvenser.

8.2. Aktuelle forskrifter og standarder for nettstasjonsovervåkning

For å kunne gi best mulig informasjon over hvordan nettstasjoner omfattes av lover og forskrifter, er alle aktuelle forskrifter gjennomgått systematisk. De aktuelle paragrafer er sammenfattet for så å trekke konklusjoner ut i fra deres betydning. Forskrifter som er evaluert er:

- Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (24)
- Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (27)
- Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariffer (28)
- Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester (7)
- NEK 400:2006 Elektriske lavspenningsinstallasjoner (29)
- NEK 440:2006 Stasjonsanlegg over 1 kV (30)

8.3. Forskrift om elektriske forsyningsanlegg

Forskrift om elektriske forsyningsanlegg omfatter blant annet elektriske overførings- og fordelingsanlegg og herunder hører nettstasjoner. Denne forskriften gjelder for prosjektering, utførelse, drift og vedlikehold av elektriske anlegg. Formålet med forskriften er å sikre at alle funksjonene opprettholdes uten at det er fare for liv, helse og materielle verdier (24).

Det kommer tydelig frem av forskriften at ved prosjektering, utførelse, drift og vedlikehold av nettstasjoner skal det ikke være fare for liv, helse og materielle verdier. I § 2-3 heter det

at *“Elektriske anlegg skal være slik at sikkerheten opprettholdes ved første feil eller første feilbetjening. Alle feil skal frakoples eller rettes snarest mulig slik at sikkerheten opprettholdes”* (24). Det er her viktig å merke seg at feilen skal rettes opp så raskt som mulig etter at den har inntruffet. I dag praktiseres dette ved at feilen skal utbedres så raskt som mulig etter at den er oppdaget.

I § 2-5 heter det at *“Anlegget skal være slik at det ikke kan medføre fare på grunn av høy temperatur, lysbue eller mekanisk påkjenning ved normal drift, overstrøm feilstrømmer eller forventede klimatiske forhold”* (24). Her pekes det på flere hendelser som det kan være aktuelt å overvåke.

Temperaturovervåkning er aktuelt i en nettstasjon. Når elektriske komponenter belastes, genereres varme i nettstasjonen, og temperatur sier derfor noe om tilstanden. Lysbuer er også nevnt i § 2-5 og det bør ses på med alvor. Selv med SF₆-anlegg kan det være farlig hvis lysbuer og overslag forekommer. Mekaniske påkjenninger kan være et problem i form av at det er fysiske feil i nettstasjonen.

Det er omfattende krav til bygninger som inneholder høyspentanlegg. I § 4-7 står det at bygninger med høyspenningsanlegg skal *“bygges og utstyres slik at de gir sikkerhet for personer i og utenfor anleggene. Adkomstmuligheter som dører og vinduer skal utføres slik at uvedkommendes adgang til anleggene effektivt hindres”* (24).

For lavspenningsinstallasjoner heter det i § 5-2 at *“anlegget skal ha automatisk utkopling eller feilindikasjon ved jordfeil i anlegget eller tilknyttede installasjoner”* (24). Dette kravet håndheves i dag ved at det er mulig å sjekke nettstasjonene for jordfeil ved manuell inspeksjon. Dette gjøres normalt minimum en gang per år og dette gjør at uoppdaget jordfeil kan stå lenge før den blir utbedret. Videre i forskriften står det at *“ved jordfeil i anlegget eller tilknyttede installasjoner må jordfeilen utbedres eller utkoples snarest mulig og senest innen 4 uker”* (24). I praksis er det slik at hvis en jordfeil oppdages, skal den utbedres innen 4 uker. Dette er en måte å overholde en forskrift når det ikke er automatisk varsling av jordfeil. Man risikerer at en jordfeil står mye lengre enn 4 uker hvis nettstasjonen ikke inspiseres like etter at jordfeilen har oppstått

For å håndheve disse kravene heter det i § 2-11 at *“Anlegg skal ha nødvendig overvåkning, vern, regulerings- og kontrollutstyr slik at det fungerer etter hensikten og på en sikker måte.”* Ved å ha overvåkning, kan dette kravet oppfylles i stor grad.

8.4. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

For å sikre at leveringskvaliteten i det elektriske kraftdistribusjonsnettets opprettholdes, har NVE utarbeidet *FOR 2004-11-30 nr 1557: Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. Formålet er *“å bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet”* (27).

Det essensielle i denne forskriften er å stille krav til nettselskap i forhold til leveringskvalitet i nettet og i føringer om hvordan svikt i leveringskvaliteten skal håndteres. I forskriften er avbrudd i energiforsyning til sluttbrukere et faktum hvis leveringskvaliteten er lavere enn 1 % under avtalt spenningsnivå (27).

Ved hendelser i anlegg som fører til avbrudd eller for dårlig leveringskvalitet, skal feilen fikses uten unødvendige opphold. Dette poengteres i § 2-1 og er gjennomgående for hele forskriften (27). Hvis et avbrudd eller svikt inntreffer, er det nødvendig å varsle berørte sluttbrukere på best mulig måte. Det heter i § 2-3 at det skal være *“tilgjengelig informasjon for berørte nettkunder om årsak til driftsforstyrrelsen og forventet tidspunkt for gjenopprettet forsyning”* (27). Det er derfor viktig at nettselskap ved inntruffet feil så raskt som mulig får en oversikt over situasjonen slik at berørte nettkunder kan få svar på hvorfor det er feil, omfanget av feil og eventuell tid uten levering av elektrisitet.

Det er også viktig å se på overvåkning av nettstasjoner i forhold til kravet om leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Det er ikke bare prosedyrer og krav for å håndtere feil, men det stilles krav til systemets funksjonalitet på flere plan. § 3-1 konstaterer at *“Norges vassdrags- og energidirektorat kan pålegge de som omfattes av denne forskriften å gjennomføre tiltak for å redusere omfanget eller konsekvensene av kortvarige langvarige avbrudd”* (27).

8.5. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering

Formålet med denne forskriften er å legge til rette for et effektivt kraftmarked og kontroll av nettvirksomheten (28). På grunn av deres posisjon som naturlige monopolister er de strengt regulert av myndigheter. Dette skal sikre at nettselskap ikke skaper situasjoner som er ugunstig for sine kunder for å maksimere sin egen profitt. Samtidig har nettselskap et samfunnsansvar på grunn av kunders avhengighet av elektrisitet. Derfor må gjensidige krav stilles til kunder i forhold til tilbakemelding ved problemer som oppstår.

Kapittel 7 i forskriften tar for seg inntekter for nettvirksomheten. I § 7-2 heter det blant annet at *“Norges vassdrags- og energidirektorat fastsetter ved enkeltvedtak årlig inntektsrammer for nettvirksomheten etter utgangen av det enkelte år”* og a *“årlig inntektsramme fastsettes slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift, avskrivning av nettet, samt finne en rimelig avkastning på investert kapital”* (28). Et nettselskap kan derfor ikke maksimere sin profitt ved å maksimere inntekten fra nettvirksomheten. De må følge føringene som NVE legger til grunn.

Fastsetting av inntektsrammer for et nettselskap er en prosess hvor NVE vurderer mange kriterier⁴. Enkelt forklart beregnes inntektsrammen ved at nettselskapets antatte kostnader blir beregnet også legges en rimelig avkastning på dette beløpet. Dette danner grunnlaget for inntektsrammen til et nettselskap. Hovedmomentet i denne beregningen, er at nettselskapet kan øke sin inntekt ved å redusere sine kostnader. For at nettselskap ikke skal droppe vedlikeholdskostnader for å øke sitt eget overskudd, er det en ordning som gjør at de blir straffet for dårlig vedlikehold og oppfølging gjennom merkostnader ved feil og avbrudd. Dette er det som kalles kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE) (28)⁵. Et annet moment i inntektsrammen er at NVE estimerer et tap i regional- og distribusjonsnettet til nettselskapene (28). Nettselskap vil kunne øke sin inntekt ved å optimalisere drift av nettet slik at tapene minsker.

⁴ Fastsettelse av inntektsrammer skjer med bakgrunn i tidligere regnskap for hvert enkelt nettselskap. For en mer utfyllende oversikt over inntektsrammeberegninger henvises det til vedlegg 1

⁵ KILE-ordningen fungerer slik at nettselskap må betale hvis et avbrudd inntreffer. Beløpet de må betale er avhengig av hvor lenge avbruddet varte, spesifikk avbruddskostnad og hvilke type forbrukere som ble berørt. Totale avbruddskostnader er summen av alle avbrudd gjennom året. Se vedlegg 2 for mer informasjon om KILE-ordningen.

8.6. Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden

Denne forskriften er utarbeidet blant annet for å sikre at *“nettselskap som en nøytral aktør sørger for en effektiv informasjonsutveksling ved leverandørskifter, måling og avregning slik at konkurransen i kraftmarkedet blir mest mulig effektiv og i samsvar med energilovens formål”* (7).

Formålet med å måle forbruk i nettstasjon er at det gir mulighet til å se på forhold i nettstasjon å sammenligne med forbruksdata fra sluttbrukere. Dette kan gi indikasjoner på nettap, strømtveri eller andre feil i nettet som det ikke er mulig å få oversikt over gjennom måling hos sluttbrukere. Kapittel 3 i forskriften tar for seg måleverdier og i § 3-1 påpekes det at nettselskap har ansvaret for de måleverdiene som er i nettet (7). Dette gjør at nettselskap bør ha oversikt over måleverdiene i sitt nett og dette stiller krav til å ha kontroll over måleverdikjeden.

Ved utfall av målepunkt, benyttes i dag stipulerte måleverdier for å anslå forbruk hos sluttbrukere. Ved å kontrollmåle forbruk i nettstasjon, vil det være mulig å skaffe oversikt over det samlede forbruket i alle fordelingsnett under stasjonen. Sammenligning av data fra nettstasjon og sluttbrukere, vil kunne gi informasjon om forbruksprofil.

8.7. NEK 400:2006 Elektriske lavspenningsinstallasjoner

NEK utarbeider standarder som omfatter elektriske anlegg og installasjoner i Norge. Denne standarden omhandler elektriske installasjoner og formålet er å gi føringer for å oppfylle minimumssikkerhetskrav til elektriske lavspenningsinstallasjoner (29). Denne standarden omfatter derfor lavspenningsavtalen i nettstasjonen og komponenter tilknyttet lavspenningsdelen av nettet.

NEK sine standarder omfatter alle deler av lavspenningsanlegget og alle sikkerhetskrav i forhold til feil og ureglementerte hendelser som kan skje. Standarden følger hele prosessen fra grunnleggende funksjonelle krav til beskyttelse, til valg av montasje, verifikasjon og kontroll (29). Det er mange feil som kan oppstå ved elektriske installasjoner.

NEK 400 inneholder ikke kun spesifikasjoner i forhold til installasjon og drift av elektriske installasjoner. Den gir også føringer på vedlikehold og tilsyn av de elektriske installasjonene. I NEK 400-6 Verifikasjon, avsnitt 6.3, er det spesifisert ulike former for kontroll og tilsyn av elektriske installasjoner (29). Definisjonene er

- Verifikasjon - alle tiltak for å sjekke at installasjoner oppfyller krav.
- Inspeksjon - undersøkelse ved bruk av sansene for å se at utstyr er riktig og riktig montert.
- Prøving - vise at installasjonene fungerer etter sin hensikt.
- Rapportering - rapport med resultat fra de overnevnte tiltak.
- Vedlikehold - tekniske og administrative tiltak som opprettholder eller gjenoppretter tilstanden slik at ønsket funksjon blir opprettholdt.

Dette er viktige tiltak i elektriske anlegg som sikrer at drift av utstyr blir kontrollert i henhold til krav før oppstart og holder seg innenfor krav under bruk. Kapittel 62, omhandler periodisk verifikasjon, og fokuserer på at lavspenningsarrangement i nettstasjonen holder den forskriftsmessige standarden. I 62.1.2 beskrives fremgangsmåten for periodeisk vedlikehold (29). Det står at det skal påses at:

1. *"sikkerhet for mennesker og husdyr mot elektriske sjokk og forbrenningsskader er i varetatt"*
2. *"beskyttelsen mot skade på eiendom forårsaket av brann, varme som følge av en feil i installasjonen, er ivaretatt"*
3. *"installasjonen ikke er skadet eller forringet slik at sikkerheten er svekket"*
4. *"feil og avvik fra NEK 400 som kan medføre fare, blir registrert."*

Punktene retter fokuset mot viktige sjekkpunkt som er potensielle faremomenter i nettstasjoner. Det er videre beskrevet at alle feil og mangler skal registreres og at dette skal utføres av sakkyndige personer.

Kapittel 62.2 Intervall for periodisk verifikasjon omhandler hyppighet for hvor ofte elektriske installasjoner må sjekkes. Her er ingen bestemte intervaller eller tidspunkt oppgitt, men generelle anbefalinger i forhold til type utstyr og installasjon er nevnt som førende for hyppighet av kontroll. I avsnitt 62.2.2 er det allikevel påpekt at *"Dersom installasjon under*

normal drift er omfattet av et virksomt system for preventivt vedlikehold, kan periodisk verifikasjon erstattes av relevant system med kontinuerlig overvåkning og vedlikehold av installasjonen, inklusiv alt utstyr, av sakkyndige personer. Hensiktsmessige vedlikeholdsrapporter skal tas vare på” (29).

8.8. NEK 440:2006 Stasjonsanlegg over 1 kV

Denne standarden fra NEK er utarbeidet for å stille krav til prosjektering og konstruksjon av elektriske stasjonsanlegg som har nominell spenning over 1 kV AC. Standarden setter normer med hensyn på sikkerhet og funksjon i forbindelse med den tiltenkte bruk av anlegget (30). En nettstasjon kan ses på som såkalte sekundærstasjon og er derfor berørt av de normer og regler som er utarbeidet i denne standarden.

De grunnleggende kravene for alle anlegg som berøres av forskriften er *“anlegg og utstyr skal være i stand til å motstå de elektriske, mekaniske og miljømessige påvirkninger som må antas å kunne forekomme på anleggsstedet”* (30). Dette kravet er først og fremst rettet mot konstruksjonsfasen av anlegg. Det må tas høyde for kravet og stasjonen må bygges for å tåle de påkjenninger som vil komme ved drift. Allikevel må også kravet opprettholdes under driften og det stiller krav til driftsforhold.

Det stilles krav til hvordan overvåkning og vedlikehold skal foregå i slike anlegg og i kapittel 8.1 *Overvåknings- og styresystemer*, er dette diskutert mer inngående. Det er flere aktuelle punkter som danner føringer på hvordan anlegg kan overvåkes:

- 8.1.1 *“Automatikk som gir selektiv og hurtig funksjon, tilpasset anleggets størrelse og viktighet, skal beskytte anlegget mot virkningene av overlast og eksterne feil”* (30).
- 8.1.6 *“Alarm og feilmeldingsutstyr skal tydelig indikere fare- og feiltilstander. Flere signaler kan samles i et fellessignal som kan overføres til et sted hvor fjernkontroll utøves”* (30).
- 8.1.7 *“Styresystemet skal indikere ethvert avvik i koblingsutstyrets stilling”* (30).
- 8.1.11 *“Hvor det er installert fjernkontroll, skal det være omkoblingsmulighet mellom lokalkontroll og fjernkontroll på det lokale betjeningsstedet”* (30).

Disse punktene omhandler fjernkontroll og styring spesifikt. Det er, som tidligere påpekt, vanlig i høyspenningsanlegg som ligger sentral- og regionalnett.

8.9. Varsling og håndtering av feil og avbrudd i nettet

Nettselskap er ansvarlig for å sikre leveringskvaliteten i den delen av det elektriske nettet som de opererer. Denne prosessen er naturlig nok satt inn i en kostnadmessig sammenheng og det er en balanse i forhold til kostnad og effektivitet som er avgjørende. For å sikre at nettselskap opprettholder leveringskvaliteten over tid, har regulering av de økonomiske rammene blitt viktigere de siste årene. Et av tiltakene har vært å utvikle et standardiseringssystem for innsamling, beregning og rapportering av avbruddsdata. Dette er opprinnelsen til FASIT (Fault And Supply Interruption information Tool) (31). For en nærmere presentasjon av FASIT-ordningen, henvises det til vedlegg 4.

8.9.1. Omfang av feil og avbruddshåndtering

I følge § 2A-6 i forskrift om leveringskvalitet, skal spesifisert data vedrørende avbrudd og hendelser rapporteres inn til NVE (27). Noen av disse vil omfatte feil og avbrudd som kan knyttes opp til nettstasjon og kan være aktuell for registrering på nettstasjonsnivå:

1. *Tallkode for type nett: Sentralnett (1), regionalnett (2), distribusjonsnett - luft (3), distribusjonsnett - blandet (4), distribusjonsnett - kabel (5).*
2. *Netto mengde energi eksklusiv tap i nettet levert til sluttbruker i rapporteringsåret [MWh].*
3. *Antall rapporteringspunkt som nettselskapet rapporterer for.*
4. *Antall avbrudd som skyldes hendelser i eget nett.*
5. *Varighet av avbrudd som skyldes hendelser i eget nett.*
6. *Avbrutt effekt ved avbrudd som skyldes hendelser i eget nett.*
7. *Ikke levert energi på grunn av avbrudd som skyldes hendelser i eget nett.*
8. *Årsak til, samt dato, varighet, avbrutt effekt og ikke levert energi for hver hendelse som har medført avbrudd.*

8.9.2. Aktualitet i nettstasjon

For å oppfylle kravet om feil og avbruddsregistrering, må manuelle rutiner gjennomføres. Nettselskap registrerer alle hendelsene som oppstår og rapporterer inn til NVE ved slutten av året. Ved å kunne registrere dette på nettstasjonsnivå, kan noe av registreringen automatiseres og således kan nettselskap både øke nøyaktighet og spare tid på utfylling av skjemaer og kontroller.

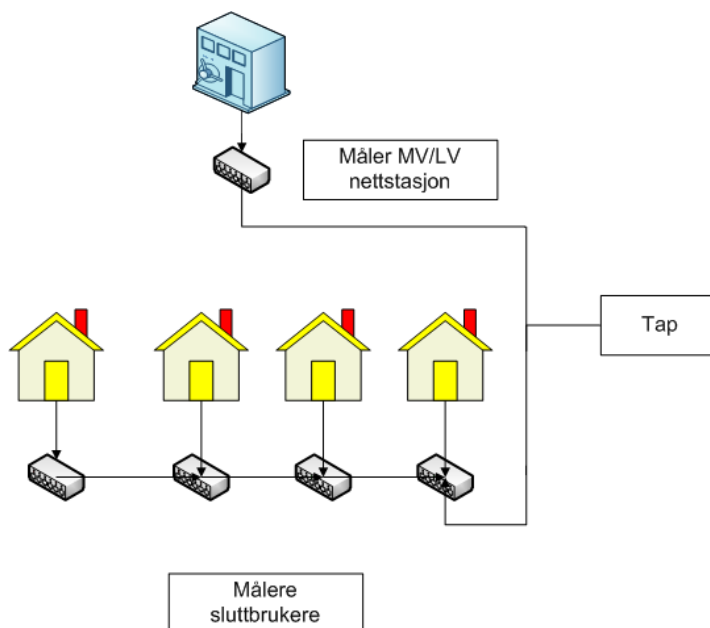
9. Nettnytte ved automatisk overvåkning av nettstasjon

Automatisk overvåkning er ikke spesielt utbredt i distribusjonsnettet per i dag. Nettstasjoner er et viktig ledd denne delen av nettet med viktige komponenter og funksjoner. De er strategisk plassert i nettet slik at hendelser både på stasjonsnivå og i fordelingsnettet kan registreres i stasjonen. Det er derfor flere grunner til å se på muligheten for å utstyre stasjonene med automatisk overvåkningsutstyr for å øke driftsnyttene. Det vil være ulike parametre, komponenter og hendelser det kan være aktuelt å overvåke. Dette kapitlet gir derfor en gjennomgang av aktuelle funksjoner å overvåke.

9.1. Registrere elektrisitetsforbruk i MV/LV nettstasjon

Den funksjonen for automatisk overvåkning av nettstasjon som i størst grad sammenfaller med bruk av AMS hos sluttbruker, er forbruksregistrering. Det vil si registrere elektrisitetsforbruket med timeverdioppløsning likt det som gjøres hos sluttbruker.

Som beskrevet i kapittel 4.1, er det relativt høye tap forbundet med elektrisitetstransport i distribusjonsnettet. Tap i nettet koster penger for nettselskap. Sluttbrukere betaler for den energien de får levert og ikke den som blir produsert. Gjennom å redusere tapene, kan nettselskap balansere distribuert elektrisk energi bedre. Ved å sammenligne forbruksprofil fra nettstasjon med forbruksprofilene til de underliggende sluttbrukere, er det mulig å kvantifisere størrelsen på tapene. Figur 9.1 viser en prinsipiell uforming av balansekontroll i nettstasjon og fordelingsnett.



Figur 9.1 Balansekontroll i MV/LV nettstasjon og fordelingsnett

Tap i nettet kan ha ulike årsaker. Det kan være feil på stikkledninger, i koblingsbokser eller inne hos sluttbruker. Årsak til tapene må derfor lokaliseres manuelt og utbedres.

9.1.1. Formål med forbruksmåling i MV/LV nettstasjon

Store tap kan komme fra ulike årsaker. Utfordringen som knyttes opp mot tap er i hovedsak å kartlegge om det er tap i nettet og årsak til tapene. Kartlegging av tap er ofte en utfordring i lave spenningsnivå. Det er i liten grad tilstandsovervåking og ved nettberegninger benyttes ofte stipulerte verdier og profiler og ikke reelle data. Dette gjør at tap i hovedsak avdekkes ved manuelle inspeksjoner og tester som blir utført (33). Ofte blir heller ikke tap lokalisert på grunn av manglende informasjon for å avdekke det.

Tilfeller av strømtveri/umålte anlegg i større eller mindre grad forekommer. Det vil ved utbygging av AMS bli vanskeligere å utføre strømtveri, da de nye målerne og den automatiske avlesningsformen gjør det lettere å oppdage vesentlige avvik i forbruk og målerne i seg selv er sikrere. Strømtveri kan forekomme ved at noen kobler seg ulovlig på nettet. Ved å ha avlesning av forbruk i nettstasjonen slik det er beskrevet i forrige avsnitt kan også slikt strømtveri enklere lokaliseres. Det er mulig å se hvis forbruksmønsteret endrer seg drastisk ut i fra balansekontroll, eller ved for høy belastning i nettstasjonen sammenlignet med sluttbrukerne.

Forbruksregistrering i nettstasjon kan også lette måling og avregningsoppgaver for kunder. Ved manglende timeverdier, kan verdier fra nettstasjon benyttes. Det vil gi en økt kontroll over forbrukssituasjonen i nettet på et lokalt nivå. Områdeprofiler kan utarbeides og analyseres. Forbruksregistrering i nettstasjon gir mulighet for belastningskontroll i en del i nettet som per i dag ikke er regulert.

9.1.2. Nettselskapers vurdering av forbruksregistrering

Balansekontroll er et felt hvor nettstasjonsovervåkning kan være med å bidra til en stabil drift ved å avdekke feilmålinger, strømtveri og umålte anlegg. Funksjonen blir vurdert som en nyttig funksjon av de intervjuede nettselskapene. Flere av selskapene peker på de mulighetene en slik overvåkning vil kunne gi.

Alle nettselskapene har erfaring med blant annet strømtveri og usikre tap i nettet. Dette er også problemområder som gir direkte økonomiske konsekvenser for nettselskapene og dette gjør balansekontroll spesielt interessant for nettselskapenes del.

Forbrukskontroll i nettstasjon gir en bedre kontroll av nettdriften og belastningsbildet i nettet. Nettselskapene mener dette er viktig i et mer fleksibelt belastningsbilde som kan komme i fremtiden.

9.2. Tilstandsovervåkning av komponenter i MV/LV nettstasjon

Distribusjonsnettets belastes kontinuerlig gjennom hele døgnet og gjennom hele året. Dette gjør at komponentene i nettstasjonen er i konstant bruk og belastes etter forbruket i nettet underlagt de ulike stasjonene. Komponenter i nettstasjonen er prosjektert og konstruert etter hvor stor belastning de skal tåle og overbelastning vil kunne føre til problemer med drift- og leveringssikkerhet og leveringskvalitet.

9.2.1. Overvåke belastning på fordelingstransformator

Fordelingstransformatoren er den komponenten i nettstasjonen som står for hovedoppgaven til en MV/LV nettstasjon, som er spenningstransformasjon. Kontroll av

belastning og drift av fordelingstransformatoren er derfor en aktuell oppgave og dette blir poengtert av alle de besøkte nettselskapene.

Registrering av belastning på transformator sier mye om tilstanden i fordelingsnettet. Ved høy belastning av nettet vil transformatorbelastningen bli høy. Fordelingstransformatorer blir designet og konstruert for å kunne møte maksimal etterspørsel i det underliggende fordelingsnettet, men feil og usikkerhet knyttet til beregninger kan gi ugunstige situasjoner. Nettselskap har ikke en oversikt over faktisk belastning i fordelingsnettet, men designer nettet ut i fra antatte forbruksprofiler. Det er i tillegg slik at transformatorer som belastes for mye eller for lite genererer høyere tap enn ved jevn belastning (32). Hvis transformatorbelastningen overvåkes, kan tiltak settes inn dersom transformatoren belastes på en ugunstig måte. Det kan eksempelvis vise seg at å bytte transformatorer mellom to eller flere nettstasjoner lønner seg i forhold til belastningsbildet i nettet.

Gjennom kontinuerlig overvåkning av transformatorbelastning, kan også potensielle farlige situasjoner avverges ved at tiltak settes inn hvis belastningen av transformatoren går mot et ugunstig høyt nivå. Overbelastning kan i verste fall føre til brann i transformator og dette kan gi farlige situasjoner (22).

9.2.2. Overvåke spenningskvalitet på fordelingstransformator

Måling av spenningskvalitet er aktuelt, spesielt med tanke på forskriften om leveringskvalitet i nettet (avsnitt 8.4). For å oppfylle forskriftskravet, kan måling skje hos sluttbruker eller i nettstasjon og dette må vurderes ut i fra de ulike kriteriene.

Overvåkning av spenningskvalitet på nettstasjonsnivå gir også mulighet til å se på spenningskvaliteten ut som følge av symmetri mellom fasene i trefasenettet. Dette gir en bedre oversikt over belastningsbildet i det underlagte fordelingsnettet.

Et fordelingsnett underlagt en nettstasjon er ikke veldig stort. Dette gjør at spenningsfall i nettet raskt vil kunne merkes på nettstasjonsnivå. Det kan derfor hende at overvåkning av spenningskvalitet på nettstasjonsnivå gir et bedre totalt bilde av nettsituasjonen.

9.2.3. Kontroll av vern og kortslutningsindikator

Vern, i form av overspenningsvern og nullpunkttsvern⁶ er en del av jordingssystemet i nettstasjonen. Vernet sikrer at ingen skade skjer på komponenter, som fordelingstransformator hvis overspenning oppstår, for eksempel ved lynnedslag. Vernet avverger da at overspenningen sprer seg ut i fordelingsnettet gjennom potensialheving på transformatoren. Vernets tilstand er derfor essensielt for å opprettholde sikkerheten i nettet.

Ved overvåkning av nullpunkttsvern, utformes en tilstandskontroll av nullpunktssikringen. Når sikringen blir utsatt for overspenning høyere enn hva som er regnet som sikkert, vil strømmen gå til jord i stedet for til transformatoren. Hvis belastningen ikke er så stor at sikringen i vernet smelter, vil vernet fortsatt være operativt etter overspenningen. Påkjenningene kan bli så store at sikringen smelter og da vil vernet ikke fungere i henhold til forutsetningene. Hvis anlegget på nytt blir utsatt for overspenning, kan en potensielt farlig situasjon oppstå. Ved å overvåke tilstanden til nullpunktssikringen er det mulig og ha kontroll på tilstanden kontinuerlig og eventuelt motta alarm hvis sikringen smelter.

Kortslutningsindikator er en kortslutningsindikator som overvåker strømmen i høyspentdelen av nettet. Hvis strømmen overskrider en grensen for utløserstrøm, vil kortslutningsindikatoren slå inn. Gjennom å overvåke denne, vil det også bli en tilstandsovervåkning for høyspentdelen i nettstasjonen.

9.2.4. Påvirkning av forskriftskrav

Komponentovervåkning kan være et ledd i å bedre eller enklere oppfylle forskriftskrav som gjelder for nettstasjoner eller fordelingsnettet under stasjonen.

Overvåkning av spenningskvalitet på nettstasjonsnivå vil være med å oppfylle flere ledd i forskriftskrav fra forskriften om leveringskvalitet i kraftsystemet (27). Kontroll av spenningskvalitet vil i stor grad være et preventivt tiltak for å opprettholde spenningskvalitet.

⁶ Nullpunkttsvern er aktuelt i IT-nett hvor det er isolert nullpunkt.

I henhold til Forskrift for elektriske forsyningsanlegg heter det seg at nullpunktsvern skal kontrolleres minst en gang per år (24). Per i dag må denne sikringen sjekkes med manuell inspeksjon. Dette gjøres i utgangspunktet i forbindelse med tilstandskontroll som gjøres i alle nettstasjoner. Krav i forskriften til overvåkning er skissert i praksis gjennom NEK 400 (se avsnitt 8.7). Det står i standarden at automatisk overvåkningsutstyr kan bidra til å erstatte manuelle kontroller. Dette vil forutsette at det er komponentovervåkning av det som er skissert her.

9.2.5. Nettselskapers syn på komponentovervåkning

Fordelingstransformatoren blir ansett som særdeles viktig i det elektriske distribusjonssystemet. Det er derfor den komponenten som nettselskapene i størst grad mener det er viktig å overvåke med automatiske rutiner. Dette begrunnes med at dens funksjon er essensiell og at den gir et godt bilde av nettdriften i fordelingsnettet.

Spenningskvalitet på nettstasjonsnivå blir trukket fram som nyttig. Eidsiva Energi peker eksempelvis på å avdekke problemområder tidlig som nyttig og at det blir bedre å gjøre måltrettede investeringer. Det vil bedre overholdelsen av forskriftskravet i forhold til det som er i dag. Per i dag må spenningskvalitet måles manuelt og dette skjer i hovedsak hvis det blir rapportert om spenningsfall. Ved å måle spenningskvalitet på nettstasjonsnivå, vil det være kostnadsmessig billigere og hvis nettstasjonsovervåkning skal realiseres vil ikke dette gi ekstra tilleggsutfordringer rent teknisk.

Nettselskapene ser et grunnlag for å overvåke vern og kortslutningsindikator gjennom sensor og alarm. Siden det skal føres kontroll av sikringen så ofte som en gang i året, vil det gå mye ressurser i forbindelse med kontroll av alle nettstasjonene. Denne funksjonen må derfor vurderes opp mot om endrete tilsynsrutiner kan bli aktuelt ved innføring av automatisk overvåkning av nettstasjon.

9.3. Varsling om åpen dør

Et essensielt ledd i å opprettholde sikkerhetskrav er å ha kontroll på hvem som har tilgang til nettstasjonen. Uvedkommende skal ikke ha tilgang til komponenter og arrangement inne i stasjonen. Dette er både med tanke på sikkerheten til de eventuelle personene og for de underlagte sluttbrukere i fordelingsnettet.

Et nettselskap har veldig mange nettstasjoner og det er per i dag ikke mulig å ha oversikt over om dører er brutt opp eller åpne uten å gjennomføre en manuell inspeksjon. Med det høye antall stasjoner, blir ikke dette gjort oftere enn ved årlige tilstandsinspeksjoner med mindre andre hendelser gir et behov for å besøke stasjoner. Ved å installere sensor på dør i nettstasjon som gir beskjed hvis døren er åpen, kan nettselskap få en alarm hvis dette skjer og eventuelt dra ut til stasjon å sjekke forholdene. Dette gir en mulighet til å ha kontinuerlig kontroll av sikkerhetsrutinene rundt nettstasjoner.

9.3.1. Forskriftsmessige forutsetninger for å varsle om åpen dør

Det er et krav om at dør til nettstasjonen skal være låst og sikret tilstrekkelig til at ikke potensielt farlige situasjoner oppstår. Dette er som en direkte følge av § 4-7 i Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (24). Kravet om å sikre at uvedkommende ikke har tilgang, kan derfor overholdes i best mulig grad ved kontinuerlig kontroll av dør i stasjon.

9.3.2. Nettselskapers synspunkt på varsling om åpen dør

De besøkte nettselskapene har også vurdert denne problemstillingen. Det blir pekt på som en mulig og interessant funksjon. Nettselskap har flere tilfeller av åpne dører. Allikevel er det ingen av selskapene som ser hvordan et varslingssystem kan hindre åpne dører. Det må derfor vurderes i hvor stor grad dette er en funksjon som er nyttig nok og kan løses på en praktisk gjennomførbar måte ved en eventuell overvåkningsutbygging. Et av selskapene peker på at det er viktig å ha en god alarmsignalbehandling og et oversiktlig varslingssystem.

9.4. Varsling om jordfeil i MV/LV nettstasjonsanlegg

Lokalisering og behandling av jordfeil er et omstridt tema for nettselskap. Per i dag er det slik at den som har jordfeilen hos seg er ansvarlig for å utbedre den. Det vil si at hvis sluttbruker har jordfeil hos seg, er det sluttbruker som skal utbedre, men hvis feilen er hos nettselskap, er det nettselskapets ansvar. Siden jordfeilvarsling på nettstasjonsnivå praktiseres i stor grad ved manuell kontroll og ved rapportering av problemer i nettet, kan jordfeilvarslingsalarm være aktuell for å bedre kontroll og utbedring.

Ved å varsle jordfeil fra nettstasjonsnivå, vil nettselskapet få en melding om en jordfeil fra den berørte nettstasjonen. Dette kan bety at det er en jordfeil på en av komponentene i nettstasjonen eller i det underliggende fordelingsnett. Hvis en jordfeil oppstår må derfor nettselskap ut for å lokalisere hvor jordfeilen er utbedre den hvis de er ansvarlig for feilen eller sende påpakning og utbedring til sluttbruker som har jordfeil hos seg. Det vil med andre ord bli enklere å oppdage jordfeil, men søking etter jordfeil vil bli tilnærmet lik den praksisen som er per i dag. Denne funksjonen må derfor vurderes opp mot å ha jordfeilvarsling hos alle sluttbrukere. Det vil forenkle søking av jordfeil, men vil være dyrere å stille større krav til informasjonshåndtering.

9.4.1. Forskriftskrav som omhandler jordfeilvarsling

Automatisk jordfeilvarsling er per i dag et krav i forskriftene, jfr. § 5-2 i forskrift for elektriske forsyningsanlegg (24). Dette gir et veldig godt incentiv for å gjennomføre jordfeilvarsling automatisk på nettstasjonsnivå. Kravet gjelder for forsyningsanlegg, men siden jordfeil i underliggende fordelingsnett påvirker tilstand i nettstasjon, vil det kunne være aktuelt å dette kan erstatte et eventuelt krav om jordfeilvarsling på kundenivå.

9.4.2. Nettselskapers syn på jordfeilvarsling i MV/LV nettstasjon

NTE peker på at det ikke er så relevant å få alarmer om jordfeil fordi det er jordfeil. De mener at det kanskje heller bør være en varsling av jordfeil hvis regelverket står i fare for å brytes. Det kan være ugunstig å få for stor informasjonflyt inn til nettselskap. Ved kontinuerlig jordfeilvarsling kan også flere midlertidige jordfeil bli oppdaget sammenlignet med i dag.

Overvåkning av jordstrøm kan også være aktuelt for enklere lokalisering av jordfeil. Hvis noen kunder har stor jordstrøm under en nettstasjon, er det sannsynlig at det er der jordfeilen ligger. Ved å overvåke dette på nettstasjonsnivå, vil man lettere kunne lokalisere jordfeil i tillegg til at man muligens ikke trenger jordfeilvarsling hos alle sluttbrukere.

9.5. Temperaturovervåking i MV/LV nettstasjon

Temperaturmåling i nettstasjon kan si mye om tilstanden i rommet og stasjonen. Spesielt vil det være forhold som fører til temperaturendringer og som er relevant for drift og vedlikehold av stasjonen. Det er allikevel viktig å lokalisere hvilke forhold som fører til temperaturendringene. Temperatur er i tillegg en parameter som i seg selv ikke er vital for driften og det er derfor viktig å kartlegge hvordan temperaturmålingene skal leses og varsles.

Komponenter som benyttes til overføring og transformering av elektrisitet, genererer varme. Spesielt vil fordelingstransformatorens varmeavgivelse si noe om hvor hardt belastet den er. Ved høy belastning genereres mer varme. En nettstasjon er konstruert og bygget med nødvendig system for ventilasjon og sirkulasjon. Det skal derfor ikke være noe problem å takle varmgang av komponenter. Det kan allikevel være blokkering av ventilasjonskanaler av ulike grunner som gjør at temperaturen i stasjonen bli for høy. Ved å ha en temperaturføler, kan tilstanden i stasjonen overvåkes ved at nettselskap varsles hvis temperaturen når uforholdsmessig høye nivåer. Det er da mulig å dra ut til gjeldene nettstasjon å inspisere forhold. Hvis det er feil på transformator eller ventilasjonssystem, vil det da være mulig å endre driftsforholdene slik at en potensielt farlig situasjon unngås.

9.5.1. Nettselskapers syn på temperaturovervåking

Nettselskapene ser på dette som en nyttig funksjon og anser den som relevant i forbindelse med nettstasjonsovervåking. Allikevel er det en funksjon som ingen av selskapene mener er avgjørende for god drift av nettet på en daglig basis. Dette er ikke vanlig problem og bør behandles deretter. Eidsiva mener blant annet at det må vurderes ut i hvordan varslingsordningen blir for å se om det er nyttig nok. EB har per i dag temperaturvakt i sin pilot og vurderer dette som en mulighet.

9.6. Varsling ved vann og fukt i nettstasjon

Med tanke de elektriske komponentene i nettstasjonen og dens vitale funksjon i distribusjonsnett, kan vanninntregning eller fukt i stasjonen få dramatiske følger. Det er derfor viktig at stasjonen er beskyttet mot slike problemer. Det er frittstående nettstasjoner

som er mest utsatt for slike problemer. Stasjoner i hus er gjerne godt beskyttet av det byggtekniske for huset.

Vann og fukt i en nettstasjon kan komme av flere årsaker. Nettstasjoner er gjerne plassert slik at det ikke blir måket snø rundt de på vinterstid. Dette kan føre til at det danner seg mye snø og ved værromslag eller og snøsmelting et problem oppstår. Også stasjoner som står i et flomutsatt område, kan bli offer for vårflo. I byer er det vanlig med underjordiske nettstasjoner og disse vil være utsatt. Slike hendelser kan i verste fall føre til avbrudd for underlagte sluttbrukere og også ødelagte komponenter i nettstasjonen. Ved å overvåke vannivå eller luftfuktighet i nettstasjonen er det mulig å se om unormale verdier oppstår.

9.6.1. Nettselskapers syn på varsling vann og fukt

Alle nettselskapene ser poenget og har en formening om problemer knyttet til vanninntregning. Allikevel er ikke dette et stort problem for alle. EB har hatt tilfeller av nettstasjoner som har vært blokkert på grunn av snø, men det er ikke et hyppig problem. Eidsiva har nett som ligger i det mest flomutsatte området i Norge rundt Mjøsa og Glomma. De vurderer problemer i forbindelse med flom som små. Gjennom flomkart og gode varslingsrutiner har de per i dag allerede gode rutiner på å håndtere flom. Det er klart at vann og fukt i nettstasjon er avhengig av topologiske forhold og driftsforhold for det enkelte nettselskap.

9.7. Automatisering av feil og avbruddsregistrering

Gjennom registrering av hendelser på nettstasjonsnivå, samt registrering av avbruddsdata, kan nettselskapers oppgaver innenfor dette gjøres enklere og mer nøyaktig. Det vil være mulig å logge avbrudd med stor nøyaktighet, både tidspunkt og omfang. Dette vil kunne være nyttig både med tanke på FASIT og KILE. Nøyaktig informasjon er mer tilgjengelig. Bedring av rutiner for registrering kan oppnås og det kan påvirke kostnader og ressursbruk til denne delen av arbeidet. Ved å knytte avbrudd opp mot hendelser i nettstasjon vil det også kunne bli enklere å finne grunn til at feil og avbrudd oppstår. Det er per i dag stor andel av feil og avbrudd som har uklar årsak (34).

9.7.1. Forskriftsmessige forutsetninger

Forskrift om leveringskvalitet tar for seg nettopp dette. Det er et krav om at nettselskap skal gjennomføre FASIT og KILE. Ved innføring av AMS, kan det bli aktuelt og ha slik registrering helt ned på kundenivå. Det må da vurderes om registrering på nettstasjonsnivå kan være et tilleggsalternativ eller et kostnadsbesparende alternativ til kundenivåregistrering.

9.7.2. Nettselskapers synspunkter

Nettselskap er positiv til å lette arbeidet med FASIT gjennom automatiserte rutiner. Det påpekes imidlertid at det ikke er sannsynlig at alle slike rutiner kan automatiseres. Noe manuelt arbeid må gjennomføres, men i utgangspunktet kan ressurser og kostnader reduseres gjennom automatiserte rutiner. Selskapene ser nytten av å knytte feil og avbrudd opp mot aktuelle hendelser i nettstasjoner for å få bedre statistikkgrunnlag.

9.8. Oppsummering nyttefunksjoner

Det er flere aktuelle funksjoner å overvåke automatisk i en nettstasjon. Funksjonene bidrar i ulik grad til nettkontroll og den daglige driften av nettselskapet. For å kunne gjøre gode vurderinger av funksjonenes nytteverdi er det viktig å se på hvilke faktorer som avgjør hvordan funksjonene oppfyller krav i forhold til best mulig drift. Tabell 9.1 gir derfor en oversikt over de ulike forskriftene hvordan de kan oppsummeres

<i>Funksjon:</i>	<i>Incentiv:</i>	Forskrift	Økonomi	Driftsplanlegging	Sikkerhet
Forbruksregistrering			X	X	
Belastning på trafo			X	X	X
Spenningskvalitet		X		X	
Kontroll av vern og kortslutningsindikator		X			X
Varsling av åpen dør		X			X
Jordfeilvarsling		X	X	X	X
Temperaturovervåkning		X			X
Varsling av vann og fukt		X			X
Feil- og avbruddsregistrering		X	X	X	

Tabell 9.1 Oppsummering av nyttefunksjoner for nettstasjonsovervåkning

Det er i tabellen fokusert på primære nyttefunksjoner forbundet med de aktuelle funksjonene. Det vil være en gråsoner i forhold til at noen funksjoner virker delvis inn på punkter hvor de ikke er listet opp.

10. Informasjonsflyt og systemløsninger

Hvis det skal innføres automatisk overvåkning av nettstasjoner i full skala, er det ingen tvil om at det vil føre til mye data som må overføres fra nettstasjon til ulike instanser hos nettselskapet. Håndtering og strukturering av informasjon som kan hentes ut i fra en nettstasjon kan bli like viktig som informasjonen i seg selv. Det er derfor viktig å evaluere hvordan dette kan gjennomføres best mulig.

10.1. Tekniske løsninger for registrering og overføring av data

Den tekniske gjennomføringen av nettstasjonsovervåkning benytter kjente teknologiske løsninger. Det vil derfor ikke by på store utfordringer i forhold til nettstasjonsovervåkning. Plassering av utstyr i selve nettstasjonen kan bli en utfordring. Stasjoner er ulikt utformet og det kan være behov for individuelle tilpasninger. Dette er ikke diskutert nærmere fordi det vil være vanskelig å komme med en generell konklusjon. Det må allikevel være med i en eventuell vurderingsprosess for nettselskap.

10.1.1. Registrering av data i nettstasjon

Selve registreringsprosessen i nettstasjonen kan gjennomføres på ulike måter. Et eksempel er å benytte det som kalles en multiboks (34). Signalene blir registrert ved hjelp av en sensor som kobles på de aktuelle komponentene eller delene av nettstasjon. Figur 10.1 viser en sensor som brukes til dette.



Figur 10.1 Sensor til informasjonsinnsamling i MV/LV nettstasjon

Multiboksen håndterer signalene fra de overvåkede komponentene. Figur 10.2 viser en multiboks som kan plasseres i en nettstasjon for datahåndtering.



Figur 10.2 Multiboks til informasjonshåndtering i nettstasjon (26)

Meningen med en slik boks er ikke bare innsamling av informasjon for konvertering til et sendbart signal. Boksen blir omtalt som en såkalt intelligent enhet (34). Dette innebærer at boksen gjør en vurdering av informasjonen som blir innhentet og basert på forhåndsdefinerte kriterier fra operatør. Et eksempel er registrering av temperatur. Ved å legge inn hvilket intervall temperaturen er akseptabel, vil boksen gi beskjed hvis temperaturen stiger over akseptert nivå (34). Det vil være mulig å avgjøre i hvilken grad hendelsen skal alarmeres. Hvis det ikke er en alvorlig feil som oppstår, vil alarmen bli lagret som en hendelse som vil vises i loggen av multiboksen og ikke varsles direkte. Ved alvorlig hendelse vil det kunne gå en alarm.

En fremgangsmåte som kan være aktuell er at leverandøren skreddersyr løsninger ut i fra sine produkter. Den mest unike komponenten er multiboksen eller tilsvarende enhet. Denne boksen holder øye med tilstanden i nettstasjonen og fungerer som et filter for hvilke hendelser som skal varsles og hvor i systemet feilen er. Det er derfor viktig å kartlegge hvordan denne boksen skal opereres for å sikre best mulig informasjonsutveksling.

10.1.2. Overføring av data

Den praktiske gjennomføringen av dataoverføring fra nettstasjon vil i stor grad være avhengig av hvilke kommunikasjonsløsninger som gjennomføres ved fullskalautbygging av AMS eller hvilke kommunikasjonsløsninger som er tilgjengelig ellers i området rundt stasjonen. Ved fullskalautbygging av AMS, er det sannsynlig at nettselskap vil benytte en eller flere av de mulige løsningene alt etter hva som er mest praktisk i de aktuelle områdene.

Et nettselskap dekker ofte svært store geografiske områder. Innenfor disse områdene er det store topologiske variasjoner og veldig ulik tetthet av sluttbrukere. Dette gjør at ulike løsninger vil egne seg for de ulike forholdene. Det er usannsynlig å ha egne kommunikasjonsløsninger for nettstasjonsovervåkning på grunn av høye investeringskostnader, så nettstasjonsovervåkning vil sannsynligvis benytte de samme kommunikasjonsnettene som AMS gjør.

PLC, GPRS, GSM og radio bruker kommunikasjonsveier som allerede eksisterer. Å benytte en av disse teknologiene i nettstasjon byr ikke på større utfordringer eller omfattende investeringskostnader. Fiber derimot krever infrastruktur bygget ut til nettstasjonene. Fiberutbygging til nettstasjoner har ikke blitt prioritert i stor grad. Dette vil eventuelt bli aktuelt ved bygging av nye stasjoner eller i områder der fibernettet ligger slik plassert at det enkelt kan tilknyttes en nettstasjon.

10.2. Informasjonshåndtering og berørte systemer hos nettselskap

Full skala utbygging av AMS og automatisk overvåkning av nettstasjoner vil generere en helt ny dataflyt inn til nettselskap. Med en så stor tilgang på ny, variert og ulik data, vil håndteringen av denne dataen internt hos nettselskapene spille en viktig rolle. Det må kartlegges hvilke data som skal overføres til nettselskapet og hvilke interne instanser og systemer hos nettselskapet som skal motta ulik data. Ved å gjøre en grundig kartlegging av dette, vil det være mulig å skaffe gode rutiner og oppnå effektiv datautnyttelse.

10.2.1. Nettinformasjonssystem

Nettselskapene ønsker å ha så mye god og relevant informasjon om sitt nett og driftstilstanden som mulig. Nettinformasjonssystemet (NIS) trenger derfor så mye god data som mulig. Nettstasjonsovervåkning vil gi mye ny og nyttig data for NIS. Det som er spesielt nyttig er muligheten til å kunne få statusdata på tilstanden i nettet. I dag er mye av informasjonen i NIS basert på historiske og stipulerte data. Ved å kunne overføre tilstandsdata fra nettstasjoner om komponentstatus og belastningsprofiler, vil det være mulig å sikre bedre drift av nettet. Følgende funksjoner vil være aktuelle for bruk i NIS:

Funksjon	Bruksområde	Alarm	Logg
Forbruksregistrering	Balansekontroll og driftsplanlegging		X
Transformatorbelastning	Driftsplanlegging og sikkerhet	X	X
Spenningskvalitet	Leveringssikkerhet	X	X
Nullpunktsvern/Kortslutning	Tilstandsvarsling og sikkerhet	X	
Varsling om åpen dør	Sikkerhet	X	
Varsling om jordfeil	Tilstand og sikkerhet	X	X
Temperaturovervåkning	Tilstand og sikkerhet	X	X
Vann og fukt i nettstasjon	Tilstand og sikkerhet	X	X

Tabell 10.1 Dataflyt til NIS

Selve håndteringen av informasjonen er viktig. Det er derfor valgt å liste opp om informasjonen er aktuell for alarmvarsling eller loggføres for å bli gjennomgått senere. Dette er aktuelt når driftsplanlegging og vedlikeholdsplaner skal utformes.

10.2.2. Kundeinformasjonssystem

Kundeinformasjonssystem(KIS) hos nettselskap vil kunne få tilgang på mye nytt datamateriale som kan benyttes i deres jobb mot kunder. Eksempelvis så vil det i større grad være mulig å gi bedre informasjon om feil og avbrudd i nettet ut til berørte sluttbrukere. I dag er det ofte slik at det er vanskelig å si noe om årsak til nettproblemer, omfang og varighet. Ved å få signal om feil og andre problemer i nettet, vil KIS kunne gi denne informasjonen videre til kunder. Automatisk varsling av berørte kunder kan også være aktuelt via SMS eller internett. Dette vil kunne effektivisere arbeidet KIS gjør og unngå stor pågang hos nettselskapene ved feil og avbrudd. Informasjon som er aktuell for KIS er presentert i Tabell 10.2:

Funksjon	Bruksområde	Alarm	Logg
Feil og avbruddsdata	Feilinformasjon til kunde		X
Varsling om jordfeil	Varsling av aktuell kunde	X	X
Forbruksregistrering	Avregning ved manglende forbruksprofiler		X

Tabell 10.2 Dataflyt til KIS

Det er verdt å merke seg at KIS ikke nødvendigvis har behov for detaljert om hendelser i nettstasjonen, men informasjon om feil som vil påvirke kunde. Det er i så måte slik at KIS bør ha informasjon om årsak og eventuell omfang.

10.2.3. Måleverdidatabase

En måleverdidatabase (MDMS) vil hos et nettselskap være den viktigste instansen for å arkivere oversikt over driftsdata. Ved utbygging av AMS vil denne databasen bli en viktig instans for lagring av informasjon. Innsamlet informasjon fra nettstasjoner bør lagres slik at nettselskap kan nyttegjøre seg av den til ulike nytteformål.

Både driftspersonell og kundebehandlere kan ha behov for de samme data. Det er derfor viktig å bruke en måleverdidatabase hvor all informasjon kan hentes ut i fra. Denne sikrer felles tilgang på måledata og gjør det mulig å hente ut ønsket informasjon for best mulig tjene formålet om god drift.

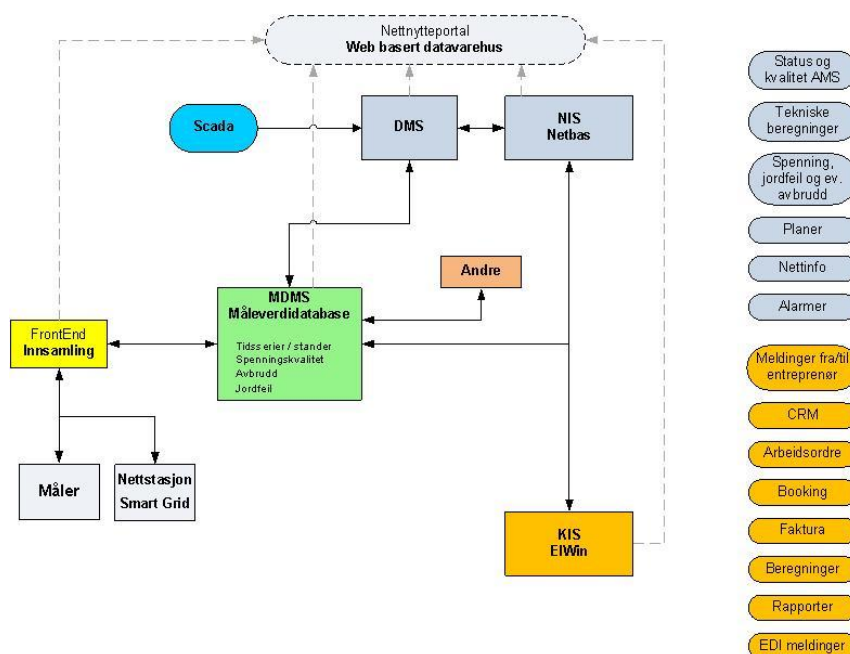
10.2.4. Andre berørte eller påvirkede system

Andre interne systemer hos nettselskapet kan bli berørt. SCADA er betegnelsen på et kontrollsystem som nettselskapene benytter for å opprettholde sikkerheten i nettet med tanke på datautveksling. Selv om SCADA jobber selvstendig og med høye krav til datasikkerhet, kan det være aktuelt å utveksle informasjon fra AMS til sammenligning og konsekvensutregning ved spesielle hendelser.

10.3. Dataflyt hos nettselskap

De store datamengdene som vil komme fra nettstasjonen byr på utfordringer i forhold til håndtering og fordeling internt hos nettselskap. Nøkkelelementet vil derfor i stor grad være hvordan data filtreres, sorteres og fordeles.

Ved å benytte et driftsstøttesystem (DMS) til å bidra til at relevant data havner der det skal hos nettselskap, vil best utnyttelse av data sikres. EB har kommet langt på dette området. Gjennom å se på hvilke systemer som blir berørt og hvem skal interagere, kan informasjonsflyten presenteres slik den er gjort i Figur 10.3.



Figur 10.3 Informasjonsflyt internt hos nettselskap (26)

Data fra en eventuell multiboks kommer inn til innsamlingsystemet FrontEnd. Her vil aktuell informasjon lagres i måleverdidatabasen. Figuren viser at måleverdidatabasen ligger som den sentrale instansen med basisinformasjon. Videre spiller DMS en viktig rolle i å hente ut å filtrere den informasjon som skal knyttes opp mot nettdriften gjennom NIS. Det er i NIS at nettstasjonsdata er mest sentral. Ut i fra nettstasjonsperspektiv kommer den nødvendige informasjonen til KIS fra NIS. KIS er ikke i utgangspunktet interessert i data om nettstasjonen såfremt ikke driften av nettet er påvirket slik at sluttbrukere blir berørt. Allikevel er det også slik at informasjon fra KIS vedrørende sluttbrukere kan gå inn i måleverdidatabasen og til og med inn i NIS hvis det skulle være nødvendig.

11. Kostnadsanalyse

En eventuell gjennomføring av automatisk nettstasjonsovervåkning vil medføre et annet kostnadsbilde for nettselskap. I en beslutningsprosess, vil det nye kostnadsbilde være et viktig kriterium å vurdere. I kostnadsberegningene som er gjort er det lagt grunnleggende forutsetninger til grunn og det er lagt vekt på å fremme en nøytral beregning. Målet er å belyse kostnadsbilde så omfattende at det er realistisk, men fremdeles slik at konklusjoner ut i fra den felles plattformen for nettselskaper kan trekkes.

11.1. Forutsetninger for kostnadsanalysen

Nettselskap er strengt regulert gjennom inntektsrammene fra NVE (se vedlegg 1). Siden det legges opp til at god drift skal belønnes, har nettselskap et økonomisk incentiv for å redusere sine kostnader. Dette ligger til grunn for kostnadsberegningene.

Det er vanskelig å kvantifisere konkrete endringer som nettstasjonsovervåkning vil medføre. Dette gjelder spesielt med tanke på kostnader. Det er usikkerhet knyttet til nøyaktige endringer som vil inntreffe. I en beslutningsprosess er det derfor viktig også å vurdere konkrete individuelle forhold som kan være avgjørende.

Når disse beregningene er utført, er det derfor regnet på et helt generelt og overordnet nivå. Kostnader er presenter per nettstasjon. Dette er gjort for å gjøre analysen mer tilgjengelig for nettselskap. Alle faktorer som vurderes her vil også variere med type nettstasjon. Det er i beregningene antatt at nettstasjonen er av type innvendig betjent. Det er videre satt som forutsetning at det ikke kommer noen merkostnad for å instrumentere stasjonen på grunn av stasjonsutforming.

I utarbeidelse av kostnadsberegningene er det på grunn av usikkerhet laget et intervall hvor det er sannsynlig at kostnadene vil ligge. Det er derfor viktig å lese resultatet ut i fra at det ikke er et absolutt resultat, men gir et relevant bilde på i hvilket område kostnader vil ligge.

Alle tall som er benyttet i denne kostnadsanalysen er hentet ut fra NVE sitt beregningsgrunnlag for inntektsrammer 2010 (35) så lenge ikke annet er spesifisert.

11.2. Områder hvor det vil bli reduserte kostnader

Det er i kostnadsanalysen tatt hensyn til forhold i nettstasjon hvor kostnader knyttet til nettstasjonsvirksomheten blir berørt direkte. Alle kostnadene er beregnet ut i fra konkrete eksempler, data fra nettselskap og antakelser. For en detaljert utredning og gjennomgang av kostnadsanalysen henvises det til vedlegg 4.

11.2.1. Mindre tap som følge av tilstandsovervåkning

Gjennom økt nettkontroll og bedre oversikt over driftstilstanden i nettet, kan tap reduseres. For å beregne hvordan reduserte tapskostnader kan kvantifiseres er Eidsiva Nett konsultert. De har regnet med et eksempel hvor tap reduseres med 2 % med tilstandsovervåkning. I denne beregningen er derfor reduserte kostnader beregnet i intervallet:

- 2-4 %/år

11.2.2. Reduserte kostnader for KILE

Reduksjon av kostnader for KILE er NVE sitt incentivgrunnlag for å få nettselskap til å jobbe mot et velfungerende nett (vedlegg 2). KILE påløper nettselskap uavhengig av feil, men er knyttet til avbruddstid, omfang og berørte kundegrupper. Det er derfor viktig å se på hva slags avbruddsårsak som kan knyttes opp mot nettstasjonsdrift og derfor reduseres ved nettstasjonsovervåkning. På bakgrunn av Statnett sin statistikk for avbrudd i 1-22 kV nettet, er reduserte kostnader beregnet (36). Gjennom å anta at avbrudd fra nettstasjon kan reduseres med 10-30 %, er total reduksjon for KILE i distribusjonsnettet satt til å ligge i intervallet:

- 0,67 – 2,02 %/år

11.2.3. Reduserte kostnader for jordfeilhåndtering

Jordfeilkostnader er per i dag dyrt å håndtere. Gjennom å installere nettstasjonsovervåkning som helt eller delvis reduserer kostnader for søk etter jordfeil, kan nettselskap få en

økonomisk gevinst. For å si noe om reduserte jordfeilkostnader er Eidsiva Nett konsultert og de antar at reduserte utbedringskostnader er:

- Fra 1900 kr/feil til 260 kr/feil

Det er vanskelig å si hvor mange jordfeil som er i et distribusjonsnett per år, da det ikke eksisterer gode jordfeilstatistikker. Det er derfor antatt at antall jordfeil i en nettstasjon og i underliggende fordelingsnett er i intervallet:

- 0,5 – 1 jordfeil/år

11.2.4. Reduserte drift- og vedlikeholdskostnader

Ved automatisering av rutiner rundt nettstasjonsovervåking kan drift og vedlikeholdskostnader knyttet til denne delen av nettdriften reduseres. Dette vil blant annet være avhengig av i hvor stor grad automatiserte rutiner vil kunne erstatte kravet om manuell kontroll (avsnitt 8.8). Som bakgrunn er det laget et konkret driftseksempel (vedlegg 4) og det er antatt at antall besøk i nettstasjon kan reduseres med:

- 0,3-1 besøk/år

Gjennom økt kontroll av tilstand til nettstasjon er det også mulig å redusere vedlikeholdskostnader. Dette kommer som en følge av at overvåking gir mulighet til å gripe inn før en alvorlig feil oppstår og således minske behov for dyrt vedlikehold. Det er antatt at vedlikeholdskostnader reduseres i intervallet:

- 2 – 5 %/år

11.3. Kostnader for utbygging av nettstasjonsovervåking

Investering og driftskostnader assosiert med å bygge nettstasjonsovervåking vil variere fra type nettstasjon og behov for de enkelte nettselskap. I beregningene gjennomført her er det antatt at nettstasjonen skal utstyres med en løsning som overvåker alle aktuelle parametrene. Kostnadene, hentet fra leverandøren Scandinavian Electric (34), er satt til

11 000 kr/per nettstasjon. Investeringskostnadene innebærer en komplett løsning med overføring og alarmering. For å ta høyde for eventuelle andre kostnader som påløper, er det lagt til en del på denne kostnaden og instrumentering av en nettstasjon blir:

- 20 000 kr/nettstasjon

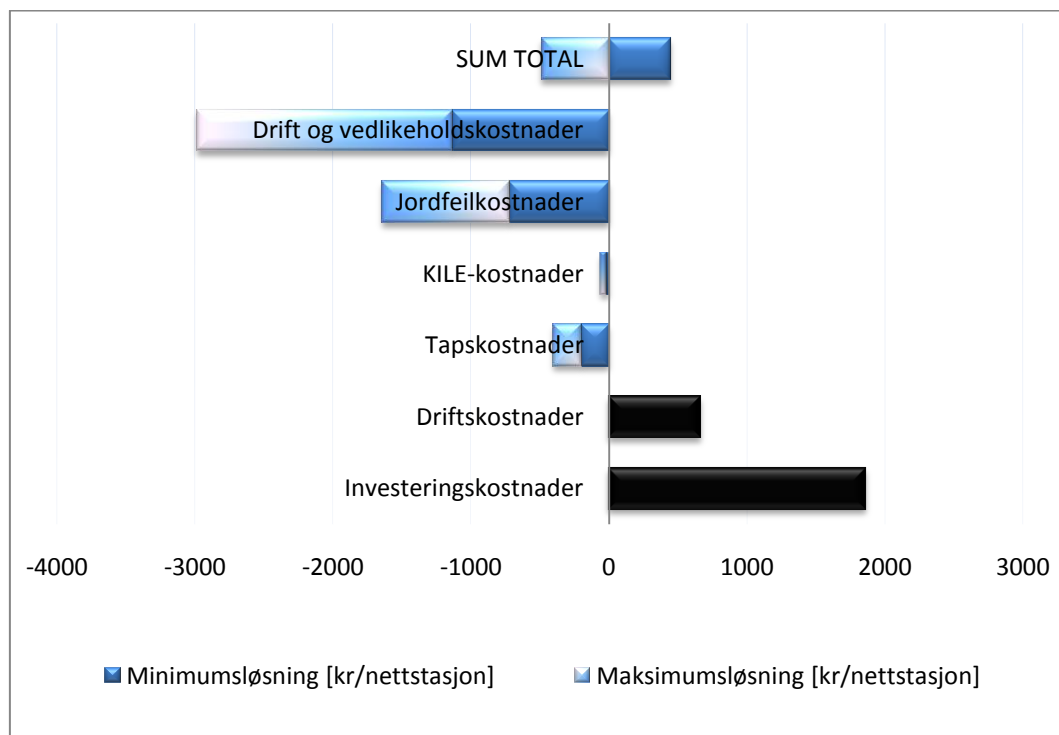
Driftskostnader er satt til

- 3,3 % av investeringskostnad

Det er viktig å merke seg at et eventuelt system for informasjonshåndtering internt hos nettselskap og infrastruktur for overføring ikke er tatt med. Det antas at dette er bygget ut med en full skala innføring av AMS.

11.4. Kostnadsberegninger for overvåkning av MV/LV nettstasjon

Ved å sammenligne kostnader for drift og vedlikehold av nettstasjon uten nettstasjonsovervåkning med kostnader med overvåkning, samt å legge til investeringskostnader vil kostnadsbildet se ut:



Figur 11.1 Kostnadsberegninger for nettstasjonsovervåkning

12. Diskusjon

En fullstendig fullskalaovervåkning av MV/LV nettstasjoner må vurderes ut i fra mange kriterier. Det er ikke bare nytten av aktuelle funksjoner og kostnadmessige hensyn. Summen av de ulike endringer vil kunne si noe om automatisk overvåkning vil være en god løsning. Selv om dette er tilfellet vil selve gjennomføringsprosessen også være viktig for resultat og gjennomførbarhet.

12.1. Funksjonsvurdering

Funksjonsovervåkingen er hovedelementet i en overvåkningsprosess. Det er ulike funksjoner som kan overvåkes og nytten av hver enkelt funksjon vil variere ut i fra behov og relevans

12.1.1. Forbruksregistrering i MV/LV nettstasjon

Registrering av forbruk på nettstasjonsnivå åpner for ulike muligheter av nettkontroll. Et av de viktigste argumentene for å overvåke forbruk i nettstasjon, er at det gir muligheten til et bedre innsyn i tilstanden i fordelingsnett. Ved å sammenligne forbruk og få en balansekontroll, er det mulig å samle inn viktig informasjon om tap, umålte anlegg og strømtveri. Dette er felt hvor det i dag er vanskelig å gjennomføre gode kontrollrutiner. Slike problemer blir oftest avdekket ved tilfeldige inspeksjoner eller at problem oppstår. Alle de intervjuede nettselskapene ser på dette som en funksjon som kan være svært nyttig og endre driftsbildet til det bedre.

En utfordring knyttet til å gjennomføre en slik balansekontroll, er økt datamengde som må registreres og overføres. Dette må gjennomføres slik at nettselskap kan nyttegjøre seg av data på beste måte.

12.1.2. Belastning på fordelingstransformator

Fordelingstransformatorens viktige posisjon i distribusjonsnettet gjør den til en veldig aktuell komponent å overvåke. Bruk av fordelingstransformator gjenspeiler også situasjonen i

fordelingsnett. Ved høyt forbruk i fordelingsnett, vil belastningen i fordelingstransformatoren bli høy. Høy belastning øker tap i transformatoren. Ved driftsplanlegging kan dette være nyttig for å optimalisere driftsforhold. Sikkerhetsmessig er belastning på fordelingstransformator et viktig poeng. Et havari på transformator kan få konsekvenser for sluttbrukere i fordelingsnett. I tillegg kan havari være potensielt farlig for nærområdet til nettstasjonen.

Kontroll av fordelingstransformator kan bli enda viktigere hvis det fremtidige elektriske nettet blir enda mer dynamisk og mindre forutsigbart. Hvis lokal produksjon skal integreres vil det også være aktuelt å transportere elektrisitet både opp og ned i spenning gjennom nettstasjon. Et høyst variabelt belastningsbilde vil da kreve mye av fordelingstransformatoren og det vil kunne være svært nyttig å ha en kontinuerlig overvåkning av belastningen.

12.1.3. Overvåke spenningskvalitet på fordelingstransformator

Kontroll av spenningskvalitet er et sentralt tema med tanke på kravet til leveringskvalitet. Gjennom å måle spenningskvalitet på transformatoren, er det enkelt å holde oversikt over tilstanden ut i distribusjonsnett. Det er også mulig å måle fasespenninger på transformatoren. Dette kan avdekke ubalanse i forsyningen. Spenningskvalitet blir målt i stasjoner i høyspentnett og det er således naturlig å måle spenningskvalitet i lavspenddelen av nettet for enklere og raskere avdekke hva eventuelle spenningsfall kan skyldes.

Et sentralt spørsmål med tanke på leveringskvalitet, er om det skal måles ute hos alle sluttbrukere, i nettstasjon eller begge steder. Dette vil være et spørsmål om investerings- og driftskostnader vurdert opp mot nytte av å måle spenning hos hver enkelt sluttbruker. Spenningsfall hos enkeltkunder vil raskt merkes på nettstasjonsnivå og geografisk lokalisering av problemet vil kunne gå kjapt. Det kan derfor være tilstrekkelig å måle spenningskvaliteten på nettstasjonsnivå. Uansett vil spenningskvalitet være en nyttig parameter å måle på nettstasjonsnivå fordi den sier noe om tilstanden i hele distribusjonsnett.

12.1.4. Kontroll av vern og kortslutningsbrytere

Det er mange sikkerhetstiltak i det elektriske distribusjonsnettet og i en nettstasjon er det mange forhold som må vurderes for å ivareta sikkerhet og driftshensyn. Nullpunktsvernet blir i dag stort sett kontrollert manuelt ved inspeksjonsrunder. Dette gjør at en potensielt farlig situasjon kan stå lenge før den blir oppdaget. Gjennom å ha en kontinuerlig kontroll av dette vil det være mulig å hindre farlige situasjoner.

Hvis lysbuer eller partielle utladninger oppstår i høyspentanlegget, kan en farlig situasjon oppstå, spesielt for personer som skal inn i nettstasjonen. En varsling om dette ved å ha for eksempel kortslutningsindikator, vil derfor kunne gi beskjed om tilstanden før det eventuelt oppstår en kritisk situasjon.

Det er sjeldent at vernets status er slik at det er en fare for driften. Nettselskap har gode kontrollrutiner av dette. På slike manuelle tilstandskontroller som blir gjennomført sjekkes generell status i nettstasjonen. Det kan derfor være slik at automatisk overvåkning ikke er en god nok erstatning for en personlig tilstandskontroll. Hvis dette er tilfellet, er det ikke sikkert en slik funksjonsovervåkning har så mye å si for den daglige driften. Det står i § 10-1 at *“tilsynsmyndigheten eller den tilsynsmyndigheten bemyndiger fører tilsyn med at bestemmelser gitt eller i medhold av forskriften blir overholdt”* (24). Det er derfor viktig å avgjøre i hvor stor grad automatisk kontroll kan erstatte manuell kontroll og hvordan forskriftene i best mulig grad kan overholdes.

12.1.5. Varsling om åpen dør i MV/LV nettstasjon

Varsling av åpen dør er en funksjon som kun er forbundet med sikkerhetsmessige forhold. Hindring av uvedkommendes tilstedeværelse i en nettstasjon er stadfestet fra forskriftshold (24). Varsling om åpen dør i nettstasjonen vil ikke hindre dette, men det vil være mulig å lokalisere slike hendelser og det kan avdekkes problemområder hvor dette skjer ofte.

Selv om det helt klart er et nytteaspekt ved dette, er det vanskelig å gjennomføre dette på en måte som løser problemet. Hvis dette skal gjennomføres, må det tas hensyn til at mange nettstasjoner blir besøkt av driftshensyn og varsling må skje slik at unødig varslinger ikke forekommer. Eidsiva Nett bemerker at de har vanskelig for å se hvordan overvåkning av dører i nettstasjoner kan hjelpe på problemet.

12.1.6. Jordfeilvarsling i MV/LV nettstasjon

Jordfeilovervåkning er et felt hvor nettselskapet må bruke mye ressurser på å avdekke hvor jordfeil har oppstått og utbedring av feil. Med jordfeilovervåkning i nettstasjon, vil det være enklere å lokalisere hvor i nettet jordfeilen er. Nettselskap vil i større grad ha mulighet til å planlegge å gjennomføre søk etter jordfeil og utbedringsoperasjoner. Kravet om kontinuerlig jordfeilovervåkning vil være oppfylt samtidig som det vil være enklere å opprettholde kravet om å utbedre jordfeil innen 4 uker etter oppdaget feil.

Jordfeilovervåkning på nettstasjonsnivå er i stor grad et alternativ og ikke supplement til jordfeilovervåkning ut til kunde. Selv om dette vil kunne gi noe mer behov for søking etter jordfeil sammenlignet med overvåkning hos sluttkunde, vil det være tilstrekkelig for å registrere når feil oppstår og kontinuerlig ha oversikt over situasjonen i nettet. I tillegg har det kommet utstyr på markedet, som gjør det mulig å oppdage hvor jordfeilen faktisk er med nettstasjonsovervåkning og AMS installert fra samme leverandør hos sluttbrukere (34). Dette kan tyde på at det i fremtiden vil kunne være mulig å overvåke og lokalisere jordfeil på nettstasjonsnivå gjennom hele nettet.

12.1.7. Temperaturvakt i MV/LV nettstasjon

Denne funksjonen gir i stor grad mye data som også kan hentes ut i fra andre funksjonsovervåkninger. Eksempelvis vil belastning på fordelingstransformator gjøre det unødvendig med temperaturvakt for å se på hvordan tilstanden er i transformatoren. Allikevel sier denne funksjonen noe generelt om situasjonen i stasjonen. Dårlig ventilasjon kan gi farlige situasjoner selv om fordelingstransformatoren ikke er overbelastet. Dette gjør temperaturvakt høyaktuell for å måle allmenntilstanden til nettstasjonen. Siden forskriften retter en klar henvisning til at høy temperatur skal unngås og dette er et godt incentiv for temperaturfølere i nettstasjonen (avsnitt 8.3).

12.1.8. Varsling om vann og fukt i MV/LV nettstasjon

Vann og fukt kan være skadelig både for komponenter i nettstasjonen og for driften av stasjonen. Vanninntregning bør derfor unngås. Ved å registrere luftfuktighet i nettstasjonen

er det mulig å unngå dette. En slik mulighet vil gjøre det mulig å handle preventivt å hindre at uønskede situasjoner oppstår. Dette bidrar til å holde leverings sikkerheten høy, noe som er ønskelig.

Nettselskapenes syn på dette feltet varierer med lokalisering. Hafslund har blant annet sagt at de har ofte vann i sine underjordiske nettstasjoner. Eidsiva har ikke et problem med dette, på tross av at de er lokalisert i et flomutsatt område. Det kan også forekomme i forbindelse med snøsmelting og dårlig drenering. På grunn av slike variasjoner vil det antakelig være aktuelt å utstyre de mest utsatte stasjonene med en slik funksjon.

12.1.9. Automatisering av feil og avbruddsregistrering

Ved å automatisere rutiner for feil og avbruddshåndtering, kan nettselskap både spare ressurser og penger gjennom bedre håndtering. I tillegg kan større nøyaktighet i forhold til lokalisering av avbrudd, varighet og omfang oppnås.

Forskriften om leveringskvalitet er klar på kravet om at feil og avbruddsregistrering skal gjennomføres og det praktiseres per i dag gjennom FASIT-ordningen. Ved en innføring av AMS er det sannsynlig at det vil være aktuelt å inkludere slik registrering på sluttbrukernivå og således få høyere nøyaktighet. Dette kan gjøre nettstasjonsregistrering mindre aktuelt. Det vil derfor bli en avveining om kostnader for å finne det beste alternativet.

Det er imidlertid liten tvil om at hendelser som registreres i nettstasjon kan knyttes opp mot feil og avbrudd og bedre gi svar på årsaker til feil og avbrudd som inntreffer. Dette kan lette FASIT-arbeidet på flere måter og samtidig gi en mer nøyaktig statistikk over distribusjonsnettet.

12.1.10. Oppsummering av funksjonsvurdering

Basert på de studier som er utført og evaluering av nyttefunksjoner, er det liten tvil om at det er en klar nyttefordel forbundet med automatisk overvåkning av nettstasjoner. Det er imidlertid tydelig at de ulike funksjonene vil ha ulik relevans i forhold til lokalisering av nettselskap og nettstasjon. Aktualitet av funksjoner bør i slikt henseende vurderes individuelt.

I forhold til forskriftskrav vil automatisk overvåkning av funksjoner kunne endre overholdelse av forskrifter. Det er i dag slik at mange forskrifter overholdes ut i fra vage definisjoner og dette vil kunne endre seg ved automatisk overvåkning, jfr. Blant annet jordfeilregistrering. Et nøkkelelement for å avgjøre nytten av automatisk overvåkning knyttet opp mot forskrifter er om manuelle inspeksjoner kan trappes ned eller kuttes ut ved et slikt tiltak. Det åpnes for dette i NEK 400 (29), men DSB vil måtte avgjøre om varslingsrutiner og tiltak er av god nok kvalitet til å erstatte manuell kontroll.

12.2. Informasjonsflyt og system

Overføring av data og informasjonshåndtering vil være et særdeles viktig punkt for å oppnå velfungerende nettstasjonsovervåkning. Det er viktig å få kartlagt hvilke faktorer som vil avgjøre gjennomføringen og samtidig se på hvordan hele systemet skal henge sammen

De tekniske løsningene for registrering kan gjennomføres med allerede kjent teknologi. Et viktig tema er hvilket medium som skal benyttes til overføring. Hvis det skal gjennomføres en fullskalautbygging av AMS hos alle sluttbrukere, vil det måtte etableres en infrastruktur for registrering og overføring av forbruksdata. Nettstasjoner vil ligge i nærheten av sluttbrukere og det vil være naturlig å utvide denne kommunikasjonskanalen til også å omfatte nettstasjoner. Det vil øke datamengde som skal overføres, men full dekning av AMS hos sluttbrukere vil allerede kreve et omfattende og stort kommunikasjonsnettverk. Den ekstra datamengde som kommer fra nettstasjon gir derfor ikke så stort behov for utvidelse. Det er imidlertid viktig å vurdere sensitivitet i eventuell data som skal overføres. Tilstandsinformasjon for nettstasjoner kan være mer sårbart enn forbruksdata fra sluttbrukere og derfor trenge større grad av kryptering.

Nettselskapets behandling av ny data som blir tilgjengelig er kanskje den mest avgjørende faktoren for hvor stor nytte det er mulig å få ut fra nettstasjonsovervåkning. At NIS og KIS får tilgang på relevant data for sine funksjoner er nøkkelpunkter. Samtidig må ikke informasjonsutvekslingen bli for overveldende. Med tanke på det store antallet nettstasjoner et nettselskap har ansvar for, holder det ikke å varsle alle hendelser som registreres i en nettstasjon. Dette vil antakelig medføre større utfordringer i forhold til drifts- og kundeforhold enn det som er i dag. Kun viktige hendelser må varsles. NTE påpeker at i stedet for å varsle alle hendelser som skjer, kan det være bedre og kun varsle når

eksempelvis forskriftsbrudd står i fare for å inntreffe (37). Når et oppsett for nettstasjonsovervåkning skal utvikles må det legges opp til at informasjonen filtreres slik at kun vital informasjon varsles. En aktuell løsning, er at all data som registreres lagres slik at det er mulig å hente ut ønsket informasjon hvis det oppstår et behov, mens kun viktige alarmer som krever øyeblikkelig handlinger går frem til nettsentralen.

Nøkkelen til å kunne gjennomføre nettstasjonsovervåkning på en optimal måte vil derfor være et velfungerende DMS og en komponent på samme vis som multiboksen omtalt i avsnitt 10.1.1. I nettstasjonen vil all ønskelig informasjon bli registrert. Gjennom en intelligent enhet, som multiboksen, vil informasjon bli vurdert ut i fra forhåndsdefinerte kriterier. Informasjon som påvirker den daglige driften blir overført så ofte som det er ønskelig med tanke på bruksområdet. Internt hos nettselskapet vil så DMS sørge for at de riktige instansene hos nettselskapet har den informasjonen de til enhver tid trenger for å optimalisere sin egen drift.

Det er også viktig å få til gode rutiner på hvordan varsling av ulike hendelser skal håndteres. Et incentiv for å gjennomføre nettstasjonsovervåkning er å optimalisere nettdrift og bedre utnyttelse av system og arbeidskraft. Denne nyttefaktoren er avhengig av gode rutiner for informasjonshåndtering. Dette vil nok også være avgjørende for hvordan automatisk overvåkning kan erstatte manuelle kontroller.

12.3. Kostnadmessige vurderinger

Det er naturlig nok store kostnadmessige hensyn som må tas ved en eventuell fullskalautbygging av nettstasjonsovervåkning. Eksakte vurderinger av økonomiske forhold er vanskelig, med tanke på usikkerhet i kostnadsbildet. I den kostnadmessige vurderingen som er lagt til grunn her, er det tatt utgangspunkt i endringer som vil påvirke kostnader knyttet opp mot MV/LV nettstasjoner. Tall som er benyttet og størrelsesorden på endringene er bare anslagsmessig satt opp og det vises til avsnitt **Feil! Fant ikke referanseilden.** og vedlegg 3 for nærmere presentasjon.

Siden kostnadsvurderingene er gjort ut ved at de ulike parametrene reguleres fra minimum besparelse til maksimum besparelse varierer resultatet. Total kost/nytte ligger fra å koste ca

450 kr/år/nettstasjon til å ha en inntjening på ca 450 kr/år/nettstasjon. Det er tydelig at effekten av nettstasjonsovervåkning vil være svært avgjørende.

Den viktigste faktoren i kostnadsanalysen er drift og vedlikeholdskostnadene. Disse er også de vanskeligste å fastsette. Nettselskapets løsning av driftsforholdene og hvorvidt nettstasjonsovervåkning kan erstatte manuelle besøk vil være avgjørende. Det er derfor sannsynlig at Resultatet her vil ligge en plass mellom maksimums- og minimumsberegning.

Jordfeilkostnadene har også stor innvirkning på resultatet. Det knyttes usikkerhet til hvor mange jordfeil som vil oppdages ved automatisk registrering. Det er her antatt at det oppdages like mange jordfeil som ved manuell inspeksjon. På grunn av lite statistikk tilgjengelig er dette tallet bare estimert og må vurderes nøye av hvert enkelt nettselskap i en vurderingsprosess.

Reduksjon av KILE i forbindelse med nettstasjonsovervåkning er her ikke avgjørende for resultatet. Det er kun sett på årsaker som kan reduseres som en direkte følge av nettstasjonsovervåkning. Det vil derfor være andre faktorer som vil bidra indirekte på det totale resultatet for KILE. Eksempelvis kan bedre tilstandskontroll og rutiner føre til at det blir færre avbrudd i fordelingsnettet, men dette kan ikke knyttes direkte til nettstasjonsovervåkning.

Tapskostnadene er beregnet med 2 – 4 % reduksjon i tap som følge av balansekontroll. Det er sannsynlig at resultatet ligger i dette område og det vil med bedre driftsplanlegging være mulig å realisere en større tapsreduksjon, for eksempel gjennom bedre drift av transformatorer. Dette kan komme som et resultat av faktorer fra nettstasjonsovervåkning. Kostnadene for investering og drift av utstyr til nettstasjonsovervåkning er med hensikt satt høyere enn oppgitt fra leverandør (34). Dette er gjort for å gi et mer helhetlig bilde på kostnader påløpt i forbindelse med installasjon og utbygging. Teknisk/økonomisk levetid er satt til 15 år, noe som bør være et mål for leverandører å jobbe mot. Et nettselskap som har flere tusen nettstasjoner er avhengig av å ha utstyr som ikke må byttes ut for ofte. Driftskostnader er satt til 3,3 % av investeringskostnader. Dette er kun anslagsvis og må vurderes mer nøyaktig i en evalueringsprosess.

12.4. Andre faktorer som kan påvirkes av nettstasjonsovervåkning

De mest vesentlige endringene for nettselskap er de endringer som skjer direkte som følge av nettstasjonsovervåkning. Allikevel er det viktig å forstå at en slik stor omveltning i driftsbilde vil kunne påvirke andre deler av nettselskapsdriften på ulike måter. Det vil være vanskelig å kvantifisere endringene og omfang. I en totalvurdering av nettstasjonsovervåkning vil allikevel være viktig å se på alle endringer som kan skje.

Mye fokus har de siste år vært på hvordan prosjekter og tiltak i energisystemet påvirker miljø både lokalt og globalt. Det er vanskelig å si noe konkret om miljøgevinst ved nettstasjonsovervåkning, men det kan være en løsning som kan påvirke miljøet. Hvis et nettselskap gjennomfører nettstasjonsovervåkning og optimaliserer driften av eget nett, kan blant annet tap bli redusert til et kostnadseffektivt minimum. Gitt et uendret forbruk hos sluttbruker, vil det totale forbruket bli lavere og sånn sett kan det gi en miljøgevinst. Med bedre fordeling av arbeidsressurser og mer effektiv drift kan unødige inspeksjoner, utrykninger ved feil og lignende hendelser reduseres. Dette kan gi mindre drift- og vedlikeholdsressursbruk og dette kan gi positiv miljøgevinst.

Nettstasjonsovervåkning vil også kreve større ressurser i seg selv og dette vil kunne også kunne gi et negativt miljøregnskap totalt sett. Det er derfor vanskelig å konkludere med om nettstasjonsovervåkning vil gi miljøgevinst direkte med de endringene som vil forekomme. Del 2 i prosjektet M-AMS fokuserer blant annet på hvordan den nye informasjonsflyten kan gi miljøgevinst ved økt forbrukerfleksibilitet og lignende tiltak. Det kan tenkes at noe av den informasjonen som hentes ut fra nettstasjoner kan benyttes i dette arbeidet og således gi miljøgevinst.

Mange nettselskap jobber i dag mot flere arenaer i tillegg til nettdriften. Alle de intervjuede nettselskapene leverer løsninger i tillegg til salg av elektrisitet. Dette er tjenester som internett, tv og kommunikasjon via fiber. Selv om nettdrift og mer kommersiell drift er adskilt, bygges de i stor grad ut fra samme merkenavn. Det viktige her er derfor merkevarebygging og omdømme. Som nettselskap og naturlig monopolist, må sluttbrukere forholde seg til nettselskapet, mens på den andre arenaen vil de kunne velge mellom ulike løsninger. Et godt omdømme som nettselskap kan derfor være avgjørende for innpass på denne arenaen. Hvis nettstasjonsovervåkning gjennomføres på en slik måte at driften av

nettets blir bedre, vil omdømmet til nettselskapet sannsynligvis bli styrket. Dette kan påvirke byggingen av merkevaren som navnet representerer til de andre arenaene selskapet opererer på.

12.5. Nettstasjonsovervåking i fremtidens distribusjonsnett

Det er usikkert hvordan fremtidens elektrisitetsnett og distribusjonsnett vil se ut. Det er i midlertidig sikkert at det vil forandre seg sammenlignet med i dag. Sannsynligheten for et mer krevende og dynamisk belastningsbilde er stor. Da vil kontroll over nettet være essensielt.

Nettstasjonsovervåking gir mulighet for å kunne kontrollere viktige parametre på en sentral plass i nettet. Spesielt hvis AMS bygges ut til sluttbrukere, vil resten av distribusjonsnettets være en del av nettet som ikke har mange måle- og styresystemer. Dette vil gjøre denne delen av nettet til et passivt ledd som ikke interagerer og tilpasser seg drifts- og belastningshensyn. Gjennom å gi distribusjonsnettets automatisk overvåking i MV/LV nettstasjon kan denne delen også være med i et variabelt nettbilde og være et viktig ledd i det som kan være fremtidens smarte nett.

Hvordan nettstasjonsovervåking skal implementeres i distribusjonsnettets vil variere for ulike nettselskap. Det beste er å starte med å installere overvåkningsutstyr i sentrale nettstasjoner i nettet. Samtidig kan alle nye stasjoner utstyres med dette. Dette gjør at investeringskostnader og ressursbruk spres utover en lengre tidsperiode. Et annet viktig poeng med dette er at selskap får gradvis erfaring med hvordan det nye systemet kan driftes best mulig. Endringer og tilpasninger kan dermed enklere justeres etter hvert som systemet bygges ut og blir mer omfattende.

13. Konklusjon

Automatisk nettstasjonsovervåkning er et komplekst spørsmål hvor en helhetsvurdering av ulike faktorer må ligge til grunn for avgjørelser. Et slikt tiltak vil påvirke hele nettdriften og medføre strukturelle endringer for nettselskap.

Det er flere aktuelle funksjoner å overvåke i en nettstasjon, men de forskjellige påvirker ulike deler av driften. Ut i fra ulike forutsetningene, er det ulik relevans av de forskjellige funksjonene. Funksjonene er presentert i Tabell 13.1 hvor også den innflytelsen funksjonene har er oppsummert.

<i>Funksjon:</i>	<i>Incentiv:</i>	Forskrift	Økonomi	Driftsplanlegging	Sikkerhet
Forbruksregistrering			X	X	
Belastning på trafo			X	X	X
Spenningskvalitet		X		X	
Kontroll av vern og kortslutningsindikator		X			X
Varsling av åpen dør		X			X
Jordfeilvarsling		X	X	X	X
Temperaturovervåkning		X			X
Varsling av vann og fukt		X			X
Feil- og avbruddsregistrering		X	X	X	

Tabell 13.1 Oppsummering av nyttefunksjoner for nettstasjonsovervåkning

De aktuelle funksjonene for overvåkning har ulik relevans. Noen vil blant annet bidra til å overholde forskriftskrav, mens noen vil i større grad bedre driftssituasjon. Merkostnaden for å legge til en parameter for overvåkning i en nettstasjon liten i forhold til total kostnaden. Det anbefales derfor at nettstasjoner instrumenteres ut i fra tilpasninger for lokale forhold for hver enkelt stasjon.

De kostnadmessige analysene som er gjennomført gir grunn til å tro at det kan være en kostnadmessig gevinst for nettselskap på sikt. Eventuell gevinst vil være avhengig av i hvor stor reduksjon overvåkning vil gi på ulike områder. Maksimering av nytteeffekt gjennom organisering og drift vil være viktig for å oppnå et godt resultat.

Ut i fra intervju gjennomført hos utvalgte nettselskap, er det blitt klart at den største utfordringen for god gjennomføring av nettstasjonsovervåkning, er å løse problemstillinger rundt informasjonshåndtering. Et godt varslingsystem må benyttes slik at riktig informasjon er tilgjengelig for riktig instans hos nettselskapet og rutiner og løsninger rundt dette vil være nøkkelpunkter.

Hvis automatisk nettstasjonsovervåkning blir gjennomført ut i fra de gitte kriterier som er diskutert i denne oppgaven, er det sannsynlig at nettselskap totalt sett vil ha nytte av de muligheter den gir. Spesielt med tanke på at fremtidens elektrisitetsnett vil kreve mer av nettselskapet med tanke på leveringssikkerhet og fleksibilitet. Gode utredninger for hvert enkelt nettselskap må i midlertidig gjennomføres for å sikre lokale tilpasninger og best mulig resultat.

Bibliografi

1. **Norges vassdrags- og energidirektorat.** *Avanserte måle- og styresystem (AMS) Tilleggshøring 2009. Høringsuttalelser med NVE sine kommentarer.* Oslo : NVEs hustrykkeri, 2009. ss. 4-5.
2. **Sæle, Hanne.** *Arbeidsprosesser som berøres av fullskala AMS.* Trondheim : SINTEF Energi AS, 2010. ss. 3-5, Internt arbeidsnotat for SINTEF Energi. AN .
3. **Norges Vassdrags- og Energidirektorat.** *Avanserte måle- og styringssystemer (AMS) - Forslag til endringer i forskrift 11. mars 1999 nr. 301.* Oslo : NVE, 2008. ss. 1-24. 1501-2840.
4. **Wangensteen, Ivar.** *Power System Economics - the Nordic Electricity Market.* Trondheim : Tapir Academic Press, 2007. ss. 13-14. 93-98, 100-102. ISBN: 978-82-519-22005.
5. **Nord Pool Spot AS.** Elspot capacities. [Internett] 2010. [Sisert: 24 Mai 2010.] <http://www.nordpoolspot.com/>.
6. **Teknisk Ukeblad.** tu.no. *Energimarkedet sviktet: - Det er ikke markedets skyld.* [Internett] 20 April 2010. [Sisert: 28 April 2010.] <http://www.tu.no/energi/article242113.ece>.
7. **Norges vassdrags- og energidirektorat.** *Forskrift 1999-03-11 nr. 301 - Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester.* Oslo : Olje- og Energidepartementet, 1999. 41 5021.
8. **Olje- og energidepartementet.** Stortingsmelding nr. 29 (1998-1999) Om energipolitikken. [Internett] 1999. [Sisert: 18 Februar 2010.] <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/19981999/Stmeld-nr-29-1998-99-.html?id=192287>.
9. **Graabak, Ingeborg og Sæle, Hanne.** *Erfaringer fra fullskalaetablering av toveiskommunikasjon (TVK).* Trondheim : SINTEF Energi AS, 2008. ss. 46, 53-54. TR A6774.
10. **European Comission.** *Standardisation mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instrument for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability.* Brussel : European Comission, 2009. ss. 1-4.
11. **ECON.** *Rapport 2007-047 Nye måleteknologier.* Oslo : s.n., 2007. ss. 51-53. ISBN 978-82-7645-903-6.
12. **Forskningsrådet.** *Fremtidens rene energisystem (RENERGI). Miljøgevinst ved Avanserte Måle- og styresystem.* [Internett] 1 Januar 2009. [Sisert: 12 Mars 2010.] <http://www.forskningsradet.no/servlet/Satellite?c=Prosjekt&cid=1232110435189&pagenam e=renergi/Hovedsidemal&p=1226993846917>.
13. **Young, Hugh D og Freedman, Roger A.** *University Physics.* 11. utgave. San Francisco : Addison Wesley, 2004. ss. 962-963, 1201-1204. ISBN: 0-8053-8684.

14. **Statnett SF.** Spørsmål og svar- Utbyggingsprosjekter. [Internett] 25 Juni 2009. [Sisert: 24 Mai 2010.] <http://www.statnett.no/Prosjekter/Namsos-Roan-Storheia/Sporsmal-og-svar/>.
15. **Energi Norge.** Energifakta - Transport av elektrisitet. [Internett] [Sisert: 10 Mars 2010.] <http://www.energifakta.no/>.
16. **SINTEF Energi AS.** *Planleggingsbok for fordelingsnett.* Trondheim : SINTEF Energi AS, 1996. ss. 2-25.
17. **Norges forskningsråd.** *Fremtidens energisystemer.* Oslo : Energi 21/Norges forskningsråd, 2008. ss. 4-10, 12, 14.
18. **Mendo Coast Current.** FERC Guiding & Accelerating Development of Smart Grid. [Internett] 19 Juli 2009. [Sisert: 25 Mai 2010.] <http://mendocoastcurrent.files.wordpress.com/2009/07/smartgrid-graphic.jpg>.
19. **Olsen, Marius André.** Driftsingeniør Malvik Everk. *Ekskursjon til nettstasjoner eid av Malvik Everk.* Malvik, 5 Mars 2010.
20. **Statnett SF.** SF6-gass . [Internett] 3 Juli 2008. [Sisert: 16 Februar 2010.] <http://www.statnett.no/no/Miljo-og-samfunnsansvar/Naturvern-og-inngrep1/Forurensning/SF6-gass/>.
21. **ABB.** Teknisk katalog for nettstasjoner av stål. [Internett] [Sisert: 26 Mai 2010.] [http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/ab14435700429e9fc1256c370043286d/\\$File/Stal%20NO1VNA000009Z0012.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/ab14435700429e9fc1256c370043286d/$File/Stal%20NO1VNA000009Z0012.pdf). 1VNA000009Z0012.
22. **Tafjord kraft.** Nettstasjoner i kjøpesentre og parkeringshus. [Internett] 14 Februar 2008. [Sisert: 25 Mai 2010.] <http://www.tekna.no/ikbViewer/Content/36406/Sesjon%201%20Nettstasjoner%20i%20kj%F8pesentre%20og%20parkeringshus.pdf>.
23. **Omega Elkraft AS.** Fagområder fordelingsnett. [Internett] [Sisert: 26 Mai 2010.] <http://www.omegakraft.no/?did=9065349>.
24. **Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap.** *FOR 2005-12-20 nr 1626: Forskrift om elektriske forsyningsanlegg.* Oslo : Justis- og politidepartementet, 2005. ss. 4-16. BG19b.
25. **Eidsiva Nett v/ Nysæther, Anne Sagstuen.** *Personlig møte.* Hamar, 14 April 2010.
26. **Energiselskapet Buskerud v/ Nilssen, Jøran.** *Personlig samtale.* Drammen, 16 Mars 2010.
27. **Norges vassdrags- og energidirektorat.** *FOR 2004-11-30 nr 1557: Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.* Oslo : Olje- og energidepartementet, 2004. ss. 2-16. 41 5021.
28. —. *FOR 199-03-11 nr 302: Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier.* Oslo : Olje- og energidepartementet, 199. ss. 4, 12-19. 41 5021.
29. **Norsk elektroteknisk komité.** *NEK 400:2006 Elektriske lavspenningsinstallasjoner.* Oslo : s.n., 2006. ss. 9, 11, 300-303, 435.

30. —. *NEK 440:2006 Stasjonsanlegg over 1 kV*. Oslo : s.n., 2006. ss. 7, 26, 75.
31. **Heggset, Jørn, Kjølle, Gerd og Sagen, Ketil**. *FASIT - A tool for collection, calculation and reporting of reliability data*. Trondheim : SINTEF Energi, 2009. ss. 1-4, Paper. Paper 0716.
32. **Malvik Everk v/ Olsen, Marius André, Hilstad, Rolf og Pedersen, Marit**. *Personlig samtale hos Malvik Everk*. Malvik, 12 Februar 2010.
33. **Statnett SF**. *Årsstatistikk 2008, Feil og avbrudd i 1-22 kV nettet*. Oslo : s.n., 2009. ss. 12,15.
34. **Aksdal, Geir**. Daglig leder Scandinavian Electric. *Personlig telefonsamtale* . Bergen, 19 Mai 2010.
35. **Norges vassdrags- og energidirektorat**. Varsel om inntektsrammer for 2010. [Internett] 8 Oktober 2009. [Sisert: 14 Mai 2010.] <http://nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/InntektsrammerNy/Inntektsrammer-2007---/Inntektsrammer-for-2010/>.
36. **NTE v/ Opland, Torbjørn**. *Personlig møte*. Steinkjer, 25 Mars 2010.
37. **Norges vassdrags- og energidirektorat**. Økonomisk regulering av nettselskap. [Internett] 3 Desember 2008. [Sisert: 13 Juni 2010.] <http://nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/>.
38. —. Kvalitetsinsentiver. [Internett] 20 Mars 2009. [Sisert: 14 Juni 2010.] <http://nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/InntektsrammerNy/Kvalitetsincentiver/>.
39. —. Anleggsbidrag ved forsterkninger. [Internett] 6 Februar 2009. [Sisert: 28 Mai 2010.] <http://www.nve.no/no/kraftmarked/nettleie/anleggsbidrag/anleggsbidrag-ved-forsterkninger/>.
40. —. *Avbruddsstatistikk 2008*. Oslo : NVEs hustrykkeri, 2009. s. 19. ISBN: 978-82410-692-0.
41. **Statistisk sentralbyrå**. SSB - Befolkning. [Internett] 2010. [Sisert: 25 Mai 2010.] <http://www.ssb.no/befolkning/>.
42. —. Fra bolignød via «folkhem» til boligmarked. [Internett] 14 Mars 2005. [Sisert: 6 Juni 2010.] http://www.ssb.no/vis/magasinet/norge_sverige/art-2005-03-14-01.html.

Vedlegg

Vedlegg 1: Inntektsrammer

Vedlegg 2: Kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikke levert energi

Vedlegg 3: Presentasjon av FASIT

Vedlegg 4: Bakgrunnsdata for kostnadsberegninger

Vedlegg 1. Inntektsrammer

Inntektsrammer fastsettes av NVE og bestemmes for hvert enkelt nettselskap individuelt (38). Formålet med inntektsrammen er at det elektriske nettet skal driftes, utnyttes og utvikles på best mulig måte. Derfor setter NVE en øvre begrensning på hvor mye et nettselskap kan tjene på salg av elektrisk kraft (38).

V.1.1. Fastsettelse av inntektsrammer

Inntektsrammer fastsettes på basis av individuelle grunnlag for hvert nettselskap. Dette grunnlaget varierer fra år til år på basis av selskapenes regnskap (38).

Inntektsrammene fastsettes i dag ut i fra følgende formel som har vært gjeldende siden 1. januar 2007 (38):

$$IR_t = (1 - \rho)K_{t-2} + \rho K_t^* + JP_t \quad (V.1)$$

- IR_t = Inntektsramme i år t
- K_{t-2} er det inflasjonsjusterte kostnadsgrunnlaget for det enkelte nettselskap fra år t-2
- K_t^* er kostnadsnormen for selskapet som fremkommer som et resultat av sammenlignende analyser av selskapene basert på data fra år t-2, og inklusive avbruddskostnader
- ρ ligger mellom en og null, og gir inntektsrammenes normandel. ρ er i dagens regulering lik 0,6.
- JP_t er en justering for investering i inntektsrammen.

Kostnadsgrunnlaget, K_{t-2} , er den delen av inntektsrammen hvor nettselskapet kan øke sine muligheter for overskudd. Ved å redusere kostnader, øker nettselskapenes inntjening. Det er viktig å merke seg at kostnadsgrunnlaget beregnes ut i fra nettselskapets regnskap fra to år tilbake i tid.

Vedlegg 2. Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

I beregningen av inntektsrammer for hvert enkelt nettselskap inngår et element som skal sikre at selskapet jobber mot å holde leverings sikkerheten høy. Dette er KILE-ordningen (39). Ordningen har som formål å gi nettselskap motivasjon til å allokere ressursbruken riktig.

KILE-elementet er ment å representere kundenes kostnader ved et avbrudd (39). Dette gjøres ut i fra at kunder er delt inn i kundegrupper og har følgende kategorier:

- Jordbruk
- Husholdning
- Industri
- Handel og tjenester
- Offentlig virksomhet
- Treforedling og kraftintensiv industri

For hver kundegruppe er det laget kostnadsfunksjoner og ut i fra antatt avbrudd som det enkelte nettselskap vil få, beregnes en KILE-pott. Ved å drifte nettet sitt godt å ha få avbrudd, vil denne potten kunne gå til nettselskapet som en bonus for god nettforvaltning.

Vedlegg 3. Presentasjon av FASIT

FASIT er et myndighetspålagt initiativ for feil- og avbruddshåndtering i det elektriske nettet. Alle nettselskapene i landet benytter seg av FASIT og den består av:

- Kravspesifikasjon
- Programvare
- Papirskjema for registrering av hendelser (driftsforstyrrelser og planlagte utkoplinger)
- Veiledning for utfylling av FASIT-skjema
- Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet, samt øvrige grunnleggende krav

V.3.1. Initiering av FASIT fra myndighetshold

Myndighetskrav for denne standardiseringen er forankret i forskrift om leveringskvalitet. Kapittel 2A, registrering og rapportering, danner mye av grunnlaget for FASIT-ordningen og er førende på hvordan nettselskap skal opptre for å håndtere feil og avbrudd. §2A-6 inneholder en detaljert oversikt over hvilke data som skal rapporteres til NVE på årlig basis (27).

Det kan også være aktuelt å ha overvåkning av spenning og levering av strøm i forhold til § 4-2. Her heter det at nettselskap skal kunne *“informere om leveringspålitelighet og spenningskvalitet i egne anlegg”* (27). Det er også viktig å understreke at NVE stiller krav til tilsyn og kontroll gjennom § 5-1. Her står det blant annet at det må *“fremskaffes dokumentasjon som er nødvendig for å gjennomføre tilsyn og kontroll”* (27)

V.3.2. En introduksjon til FASIT

FASIT deler inn rapporteringen av feil- og avbruddsdata i forhold til hvilken del av det elektriske nettet det har oppstått feil. Dette gir tre spenningsnivå som dataen kategoriseres under (31):

1. < 1 kV
2. 1-22 kV
3. > 33 kV

Ordningen med FASIT fungerer slik at leverandører av nettinformasjonssystemer (NIS) implementerer verktøy for FASIT i sine løsninger slik at nettselskapet kan benytte det til å samle inn feil- og avbruddsdata. Nettselskapene skal samle inn informasjon om (31):

- Feil på komponenter i nettet
- Utestående levering av elektrisk energi i et leveringspunkt
- Nedetid som følge av restaurering og utbedring

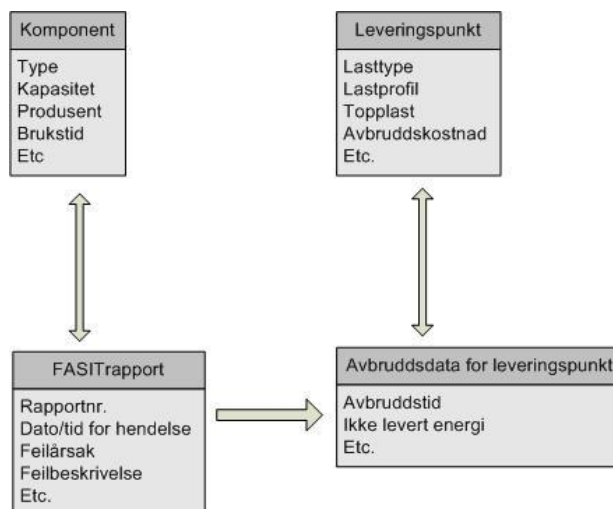
Et leveringspunkt er i FASIT definert som en sluttbruker på høyspent- eller mellomspenningsnivå, eller i et transformeringspunkt for mellomspenningsnivå til lavspenningsnivå. Herunder hører også nettstasjon (31).

For å kunne kategorisere informasjonen om feil og avbrudd er informasjonen delt opp i dataklasser (31):

- Informasjon om hendelse (data, type, etc.)
- Beskrivelse av feil (komponent, årsak, etc.)
- Konsekvens (berørte leveringspunkt, ikke levert energi, etc.)

Dataklassene er koblet sammen slik at informasjon om hendelsene er knyttet opp mot konsekvens og berørte leveringspunkt. Feilbeskrivelser er koblet opp mot hvilken

komponent som er berørt og konsekvens. Figuren nedenfor viser hvordan databasen som lages i FASIT er koblet opp mot komponent og leveringspunkt som blir berørt.



V.3.3. Oppsummering av FASIT

Statistikk generert gjennom FASIT benyttes i dag på flere områder. Hovedformålet med ordningen er å ha like retningslinjer for alle nettselskap i forhold til å kvalitetssikre sitt eget nett. Gjennom denne standarden er det mulig å vurdere kvaliteten på nettdrift og dette gjør det også mulig å lokalisere problemområder som et nettselskap kan ha.

Måten FASIT håndteres på i dag er at alle feil og avbrudd blir registrert og statistikker blir utarbeidet i ettertid. Denne informasjonen bidrar deretter til nyttig informasjon for å legge strategier for drift og vedlikehold. Med sin direkte interaksjon med netstasjoner og formålet med automatisk overvåkning av netstasjoner, er det nyttig å se på hvorvidt FASIT som ordning og gjennomføringen av den kan påvirkes av netstasjonsovervåkning.

V.3.4. Initiering av FASIT fra myndighetshold

Myndighetskrav for denne standardiseringen er forankret i forskrift om leveringskvalitet. Kapittel 2A, registrering og rapportering, danner mye av grunnlaget for FASIT-ordningen og er førende på hvordan nettselskap skal opptre for å håndtere feil og avbrudd. §2A-6

inneholder en detaljert oversikt over hvilke data som skal rapporteres til NVE på årlig basis (27).

Det kan også være aktuelt å ha overvåkning av spenning og levering av strøm i forhold til § 4-2. Her heter det at nettselskap skal kunne *“informere om leveringspålitelighet og spenningskvalitet i egne anlegg”* (27). Det er også viktig å understreke at NVE stiller krav til tilsyn og kontroll gjennom § 5-1. Her står det blant annet at det må *“fremskaffes dokumentasjon som er nødvendig for å gjennomføre tilsyn og kontroll”* (27)

Vedlegg 4. Bakgrunnsdata for kostnadsberegninger

V.4.1. Beregningsgrunnlag for nettstasjon

Fra data som NVE har lagt til grunn for inntektsrammene for 2010 er kostnadene beregnet (35). Alle data er regnet ned til å gjelde for en enkelt nettstasjon. Ut i fra de nevnte forutsetninger er følgende data lagt til grunn for beregningene:

<i>Data hentet fra NVE</i>		
Samlet inntektsramme	17080529000	kr/år
Samlet KILE i D-nett	349374000	kr/år
Drifts- og vedlikeholdskostnader i D-nett	5792336000	kr/år
Nettapp i D-nettet	3971701	MWh/år
Referansepris på kraft	307	Kr/MWh
Antall nettstasjoner	121525	stk
<i>Data beregnet per nettstasjon</i>		
Gjennomsnittlig inntektsramme	140552	kr/nettstasjon
KILE per nettstasjon	2875	kr/nettstasjon
Driftskost i D-nett per nettstasjon	47664	kr/nettstasjon
Nettapp per nettstasjon	33	MWh/år

V.4.2. Investerings- og driftskostnader

Investeringskostnadene er beregnet ut i fra data hentet fra utstyrsleverandør Scandinavian Electric (34). Rentesats for annuitetsberegningene er hentet fra NVE (40). Teknisk/økonomisk levetid er satt til 15 år. Ut fra dette er følgende årlig annuitet for investering beregnet:

<i>Investerings- og driftskostnader</i>		
Instrumentering av nettstasjon	20000	kr/stasjon
Systeminvesteringer	0	kr/stasjon
Økte driftskostnader	0	kr/stasjon
Antall nettstasjoner	1	stk
Teknisk/økonomisk levetid	15	år
Rentesats	4,50	%
Totalt økte driftskostnader	660	kr/år
Annuitet investering	1862	kr/år
Totale årlige I og D kostnader	2522	kr/år

V.4.3. Reduserte kostnader ved overvåkning

Tapskostnader antas redusert med 2 – 4 % med bakgrunn i antakelser fra Eidsiva Nett:

Ordinære tapskostnader		
Tap	33	MWh/år
Kostnad	307,00	kr/MWh
Total tapskostnad	10033,43	kr/år
Reduserte tapskostnader ved 2 %		
Reduserer tap	2,00	%
Reduserte tapskostnader	200,67	kr/år
Nye tapskostnader	9832,76	kr/år
Reduserte tapskostnader ved 4 %		
Reduserer tap	4,00	%
Reduserte tapskostnader	401,34	kr/år
Nye tapskostnader	9632,09	kr/år

V.4.4. Reduserte kostnader for KILE

For å kunne beregne hvordan kostnader for KILE reduseres ved overvåkning av nettstasjon, er feil som kan assosieres med nettstasjon lokalisert. Det antas at kostnader for KILE reduseres i intervallet 10-30 %. ILE assosiert med nettstasjoner i 1-22 kV nettet utgjør:

- 6,74 %

Dette gjør at det kan antas at KILE assosiert med nettstasjonsovervåkning kan antas redusert med:

- 0,674 – 2.02 %

Basert på disse data, kan følgende kostnadsbilde utarbeides:

Kostnader for KILE		
KILE fra feil i nettstasjon	2875	kr/år
<i>Redusert KILE ved 0,67 % færre feil</i>		
Redusert KILE	0,67	%
Reduserte KILE-kostnader	19	kr/år
Nye KILE-kostnader	2856	kr/år
<i>Redusert KILE ved 2,02 % færre feil</i>		
Redusert KILE	2,02	%
Reduserte KILE-kostnader	58,07327546	kr/år
Nye KILE-kostnader	2817	kr/år

V.4.4. Reduserte jordfeilutbedringskostnader

Basert på Eidsiva Nett sine antakelser om at utbedringskostnader for jordfeilhåndtering vil gå fra 1900 kr/feil til 260 kr/feil, er jordfeilkostnadene beregnet:

Jordfeilvarsling og rutiner med 0,5 feil		
Kostnad per feil	1900	kr/feil
Antall trafoer med feil	1	stk
Antall jordfeil	0,5	feil/år
Kostnad for jordfeil	950	kr/år
<i>Reduserte jordfeilkostnader med 0,5 feil</i>		
Kostnad per feil med overvåkning	260	kr/feil
Antall jordfeil	0,5	feil/år
Utbedringskostnader med 0,5 feil	130	kr/år
Reduserte jordfeilkostnader	820	kr/år
Jordfeilvarsling og rutiner med 1 feil		
Kostnad per feil	1900	kr/feil
Antall trafoer med feil	1	stk
Antall jordfeil	1	feil/år
Kostnad for jordfeil	1900	kr/år
<i>Reduserte jordfeilkostnader med 1 feil</i>		
Kostnad per feil med overvåkning	260	kr/feil
Antall jordfeil	1	feil/år
Utbedringskostnader med 1 feil	260	kr/år
Reduserte jordfeilkostnader	1640	kr/år

V.4.5. Reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader

Beregning av kostnader for driftskostnader er gjort ved å konstruere et driftseksempel. Det er antatt at ved automatisk overvåkning vil antall kontroll- og utbedringsbesøk til nettstasjon kunne reduseres med 0,3 – 1 besøk per år. Følgende kostnadsbilde for et slikt besøk er lagt til grunn:

Besøk nettstasjon		
Kjøredistanse	10	km
Brukt tid på besøk	2	timer
Antall arbeidere	1	arbeider
Kostnad kjøretur (bensin, drift, etc.)	15	kr/km
Kostnad arbeider	200	kr/time
Generell kostnad for besøk	50	kr/besøk
Total kostnad besøk	600	kr/besøk

Ved å anta at vedlikeholdskostnader kan reduseres i et intervall fra 2- 5 %, kan nye drift og vedlikeholdskostnader beregnes. Dette gir følgende tabell for reduserte kostnader knyttet opp mot nettstasjonsovervåkning:

Drifts- og vedlikeholdskostnader		
Drifts- og vedlikeholdskostnad per nettstasjon	47664	kr/nettstasjon
Reduserte driftskostnader med overvåkning		
Redusert kostnad med 0,3 færre besøk per stasjon	180	kr/besøk
Redusert driftskostnad	47484	kr/nettstasjon
Reduserte driftskostnader med overvåkning		
Redusert kostnad med 1 mindre besøk per stasjon	600	kr/besøk
Redusert driftskostnad	47064	kr/nettstasjon
Reduserte vedlikeholdskostnader med 2 % reduksjon		
Redusert kostnad	953,275	kr/besøk
Redusert vedlikeholdskostnad	46710	kr/nettstasjon
Reduserte vedlikeholdskostnader med 5 % reduksjon		
Redusert kostnad	2383,19	kr/besøk
Redusert vedlikeholdskostnad	45281	kr/nettstasjon
Reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader		
Reduserte kostnader minimum	46530	kr/nettstasjon
Reduserte kostnader maksimum	44681	kr/nettstasjon

V.4.5. Oppsummering

Basert på de beregningene som er gjort ovenfor blir resultatet som er presentert i oppgaven laget på bakgrunn av følgende tabell:

<i>Investering og driftskostnader</i>		
Investeringskostnader	1862	kr/år
Driftskostnader	660	kr/år
<i>Forhold minimumsløsning</i>		
Tapskostnader	-200,67	kr/år
KILE-kostnader	-19	kr/år
Jordfeilkostnader	-1770	kr/år
Drift og vedlikeholdskostnader	-1133	kr/år
SUM	-601,04	kr/år
<i>Forhold maksimumsløsning</i>		
Tapskostnader	-401,34	kr/år
KILE-kostnader	-58	kr/år
Jordfeilkostnader	-1640	kr/år
Drift og vedlikeholdskostnader	-2983	kr/år
SUM	-2560,32	kr/år