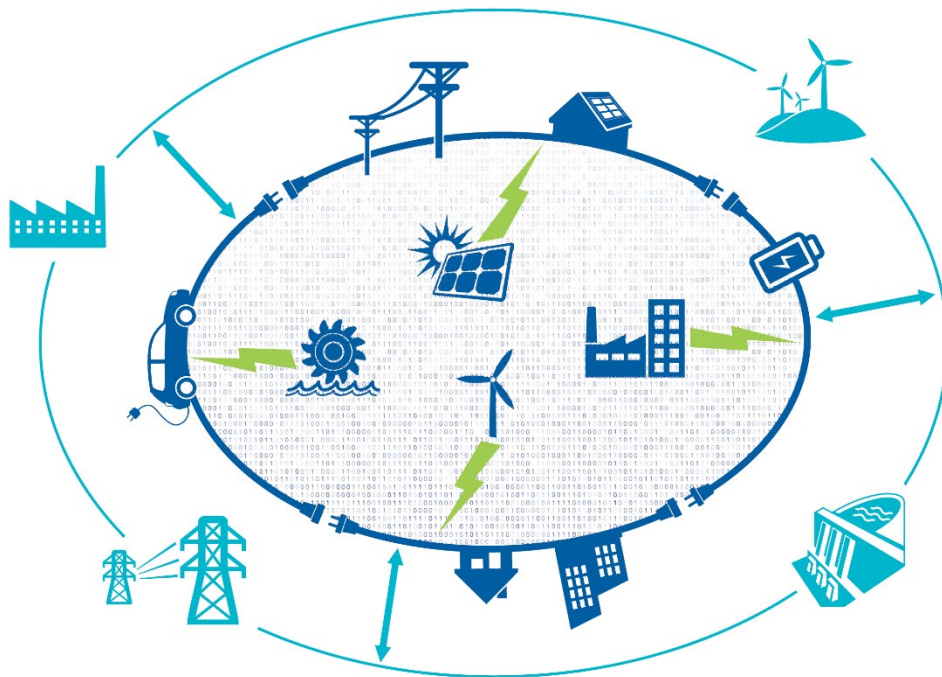


# Use cases for future (2030-2040) smart distribution grid operation

Authors:

Andrei Z. Morch, Maren Istad, Karoline Ingebrigtsen,  
Synne Garnås, Jørn Foros, Bjørn Magnus Mathisen



# CINELDI

Centre for intelligent electricity distribution  
- to empower the future Smart Grid

**FM**  
**E**  
CENTRE FOR  
ENVIRONMENT-  
FRIENDLY ENERGY  
RESEARCH

The Research Council of Norway

---


## **CINELDI - Centre for intelligent electricity distribution**

*SINTEF and NTNU are the main research partners, with grid operators, technology providers, public authorities and international R&D institutes and universities as partners.*

*The research centre is financed by the Research Council of Norway and the Norwegian partners through the Centre for Environment-friendly Energy Research (FME) scheme. The FME scheme consists of research centres of limited duration that conduct concentrated, focused and long-term research on a high international level to solve specific challenges related to energy and the environment.*

---



TITLE
Use cases for future (2030-2040) smart distribution grid operation
AUTHOR(S)
Andrei Z. Morch, Maren Istad, Karoline Ingebrigtsen, Synne Garnås, Jørn Foros, Bjørn Magnus Mathisen


CINELDI REPORT NUMBER	02:2019
ISBN NUMBER	978-82-594-3778-5
WORK PACKAGE	Smart grid operation (WP2)
CLASSIFICATION	Public

QUALITY ASSURANCE		
Main author	Andrei Z. Morch	
WP leader	Henning Taxt	
Centre director	Gerd Kjølle	
Scientific coordinator	Kjell Sand	

VERSION NO	DATE	VERSION DESCRIPTION
1.0	2019-10-18	Final



# Table of Contents

---

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Methodology.....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Background for use case development .....</b>	<b>9</b>
	3.1 Selection of relevant topics .....	9
	3.2 Screening of relevant use cases .....	9
	3.3 Mini-scenarios .....	10
<b>4</b>	<b>Developed use cases.....</b>	<b>12</b>
	4.1 Overview.....	12
	4.2 Use cases based on introduction of new methods and technologies.....	14
	4.3 Use cases based on development of the boundary conditions .....	18
	4.4 Emerging use cases.....	20
<b>5</b>	<b>Discussion, conclusions and proposal for further work.....</b>	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>References .....</b>	<b>26</b>
	<b>APPENDIXES .....</b>	<b>29</b>
<b>A</b>	<b>Application of machine learning techniques in energy domain .....</b>	<b>29</b>
	A.1 Background.....	29
	A.2 Method.....	32
	A.3 Results .....	32
	A.4 Conclusion and discussion.....	34
	A.5 List of the literature, used for the study .....	35
<b>B</b>	<b>Brief summary of the use cases recommended for further development.....</b>	<b>39</b>
<b>C</b>	<b>Developed use cases.....</b>	<b>43</b>
	C.1 Use case: Outage management in the LV distribution network .....	43
	C.2 Outage management in the MV distribution network.....	51
	C.3 Outage management in the LV distribution network for customers with the possibility of partial self-supply from battery.....	60
	C.4 Voltage regulation in distribution network .....	67
	C.5 Mobile BESS as provider of flexibility .....	77

## Abbreviations

<b>ANN</b>	Artificial neural networks
<b>AVR</b>	Automated Voltage Regulator
<b>BESS</b>	Battery energy storage systems
<b>CBR</b>	Case Based Reasoning
<b>CENS</b>	Cost of Energy not Supplied
<b>CIIP</b>	Communication interoperability, ICT security and privacy
<b>CINELDI</b>	Centre for Intelligent Electricity Distribution
<b>DSO</b>	Distribution System Operator
<b>EPRI</b>	Electric Power Research Institute
<b>EV</b>	Electric Vehicle
<b>FLISR</b>	Fault Location, Isolation and Service Restoration
<b>FME</b>	Centre for Environment-Friendly Energy Research
<b>FoL</b>	(Forskrift om leveringskvalitet) Regulation on Quality of Supply
<b>HiL</b>	Hardware in the Loop
<b>I/O</b>	Input/Output
<b>ICT</b>	Information and Communication Technology
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>IED</b>	Intelligent Electronic Device
<b>IRP</b>	Integrated Research Program
<b>IT</b>	fransk: Isolée Terre. "I" no point is connected with earth, except perhaps via a high impedance. "T" earth connection is by a local direct connection to earth, usually via a ground rod (IEC 60364)
<b>KPI</b>	Key Performance Indicator
<b>LV</b>	Low Voltage
<b>ML</b>	Machine Learning
<b>MV</b>	Medium Voltage
<b>NIS</b>	Network Information System
<b>OMS</b>	Outage Management System
<b>PPVC</b>	Post-primary voltage control
<b>PV</b>	Photovoltaics
<b>RTU</b>	Remote Terminal Unit
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>SGAM</b>	Smart Grids Architecture Model
<b>SoA</b>	State of the art
<b>TR</b>	Technical Report
<b>TSO</b>	Transmission System Operator
<b>UC</b>	Use Case
<b>UCMR</b>	Use Case Management Repository
<b>UML</b>	Unified Modelling Language
<b>WP</b>	Work Package

# 1 Introduction

The Centre for Intelligent Electricity Distribution (CINELDI) is one of the Centres for Environment-friendly Energy Research in Norway (FME). The main objective of FME CINELDI is to enable a cost-efficient realisation of the future flexible and robust electricity distribution grid. This will pave the ground for increased distributed generation from renewable sources, electrification of transport and more efficient power and energy use.

The objective of work package "Smart Grid Operation" (WP 2) in FME CINELDI is to develop and test a set of new concepts and solutions that optimally utilize new emerging control and monitoring technologies capable of exploiting extensive, real time monitoring to/from all assets and network customers and flexible resources. The expected impact is a more flexible operation of the distribution grid, contributing to cost reductions, enhanced energy efficiency and improved system reliability and security, as well as standardized solutions.

The work package includes several activities:

- Application of new sensors and controllers for distribution system management
- Architecture for future monitoring and control
- Use cases for future (2030-2040) smart distribution grid operation
- Use case for communication interoperability, ICT security and privacy (CIIP)
- Smart distribution system control centres

The present document summarises results from the activity " Use cases for future (2030-2040) smart distribution grid operation". The main objective of the activity is to develop and evaluate the most promising use cases for future distribution system operation (2030-2040), utilizing the new data and technologies identified in CINELDI's work package on "Smart Grid Scenarios and Transition Strategies".

Some characteristics in the Norwegian power system and electricity use are quite different from most other countries, such as the 230V IT LV system, large thermal flexibility potential, and many weak grids, therefore use cases addressing these unique challenges need to be developed.

The distribution grid is here divided into low voltage (LV) distribution grid (up to 1kV) and medium voltage (MV)<sup>1</sup> distribution grid (1kV-35kV)<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Used in IEC 60038:2009 IEC Standard Voltages

## 2 Methodology

The formal definition [1] of use case is as follows: "Specification of a set of actions performed by a system that provides an observable result that is usually of value to one or more actors or other stakeholders in the system. Description of the interaction between one or more actors, represented as a sequence of simple steps. "

The use case methodology comes primarily from the ICT industry and meets the following needs:

- Basis for agreement between customer and supplier on what requirements are made for the system (requirement specification)
- Uses a terminology that users of the system can understand
- Verification that program developers understand what to create
- Identification of the roles of different users of the system
- Identification of interfaces
- Providing an overview so that you can check whether all claims are included

Use case is a method for documentation of applications and processes typically used for developing requirements specification. A use case is in practice a formal text description and some charts / figures that use Unified Modelling Language (UML).

Use case methodology has become a widespread interdisciplinary method used in various projects and initiatives, both nationally and internationally. Several so-called "use case repositories" that collect thematic use cases have been established. The best-known collection is the Smart Grid Resource Center operated by the Electric Power Research Institute (EPRI) [2]. A similar collection was established under the support of the EU project DISCERN [3] and operated by Institute for Information Technology (OFFIS) in Germany.

The IEC standard 62559-2 [1] provides a template for describing use cases which is adopted in this report. The template is a standardized table for detailing the main parts that make up a use case:

- Scope and objectives
- Brief description
- Prerequisites for the use case to be carried out
- List of actors involved in the use case. An actor is typically a system, e.g. a system holding relevant data
- Step-by-step detailed description
- List of information (data) exchanged between actors



### 3 Background for developing use cases for smart grid operation

#### 3.1 Selection of relevant topics

In order to narrow the overall scope of the use cases to be developed, the present activity started with definition of the most relevant topics. For this purpose, it was in 2017 arranged an online survey for a group of grid companies in CINELDI. The survey results were further validated and refined in a workshop. The workshop included group work where the project partners had an opportunity to make a comparative assessment of the suggested topics. Based on conclusions from the workshop, the following topics have been selected and suggested for further work:

- A. Fault localisation
- B. Grid self-healing
- C. Distribution system congestion management
- D. Voltage and power quality management

#### 3.2 Screening of relevant use cases

A comprehensive screening of use cases publicly available within the smart grid domain has been done. The purpose was to map the relevance of existing use cases for the work described in the present report. Focus was on finding use cases that can potentially be further developed, or that can be used as a reference and inspiration for new use cases.

In the screening process, 234 use cases from DeVID (a Norwegian national project) [4], the EPRI use case repository [2], and EU FP7 projects ELECTRA IRP [8] and DISCERN [3] have been assessed. These have been obtained from various public information sources as described in Table 1.

**Table 1: Information sources used for identification and screening of relevant use cases.**

Project/Organisation	Documents used as information source
DeVID	"TR A7442 - Resultat og erfaringer fra use case-tester i DeVID-prosjektet" [4]
EPRI	"EPRI use case Repository" [2]
DISCERN*	"D8.1 Business Case on use cases and Sensitivity Analysis" [5] "D4.3 Preferable General System Architecture, Integrations and User Interface" [6] "D4.2 New system functionality" [7]
ELECTRA IRP**	" Deliverable D4.2 Description of the detailed Functional Architecture of the Frequency and Voltage control solution (functional and information layer)" [8]

(\*) Use cases from DISCERN are taken from three of the project's Deliverables, as CINELDI did not have access to the DISCERN use case repository.

(\*\*) In ELECTRA IRP, only two of the use cases were analysed.

In order to compare the use cases across projects, the following set of key performance indicators (KPIs) have been used:

- KPI 1. Relevance of the use case for current operations, challenges and technology.
- KPI 2. Applicability of the use case for operation, challenges and technology in a longer time perspective (2030 to 2040).
- KPI 3. The degree of innovation of the use case.

For each use case, the KPIs have been graded according to the following scale:

- 1 No relevance
- 2 To a little extent
- 3 To some extent
- 4 To a large extent
- 5 To a very large extent

To give an overall evaluation of each use case, the average of the KPIs has been calculated. A general assessment has also been made, with the same assessment scale, to consider relevance for further development of the use case. Based on this, each use case was categorized according to what is recommended further usage within the present activity. Five categories have been used:

- Further development
- Inspiration
- Reference
- Relevance for other WPs in CINELDI
- Out of scope

The use cases that have been recommended for further development are use cases that with some changes are possible to build directly upon. The recommendation "inspiration" is used for use cases that are difficult to build directly upon, but which have a concept that can be used for development of new ideas. The recommendation "reference" has been used for use cases that are very specific, and which can be used as references for certain aspects relevant to a new use case. When a use case is not directly relevant to the present work package but has potential for some of the other work packages in CINELDI, the recommendation "relevant for other WPs" has been used. The latest recommendation category is "out of scope". This is used as a collective category for the use cases that have too much / little detail, or where the theme is outside the present work package and / or is not relevant to the other work packages.

14 use cases that show the potential for further development were identified. 24 and 31 use cases that can be used as inspiration and references, respectively, were identified. The rest of the use cases were concluded to be out of scope. An overview of the use cases suggested for further development is given in Annex B.

### 3.3 Mini scenarios for the future electricity distribution grid

In the work package on "Smart grid scenarios and transition strategies" in CINELDI it has been developed [9] a set of so-called mini-scenarios outlining possible "future" scenarios for the power sector in Norway. The intention was to establish a common basis for all the work packages in CINELDI, thereby providing possible directions for research.

Some of the mini scenarios may be relevant as inspiration for development of new use cases. After a thorough evaluation, six mini scenarios were identified as relevant. These are summarized in Table 2.

**Table 2: Brief overview of mini scenarios identified as inspiration for the development of new use cases.**

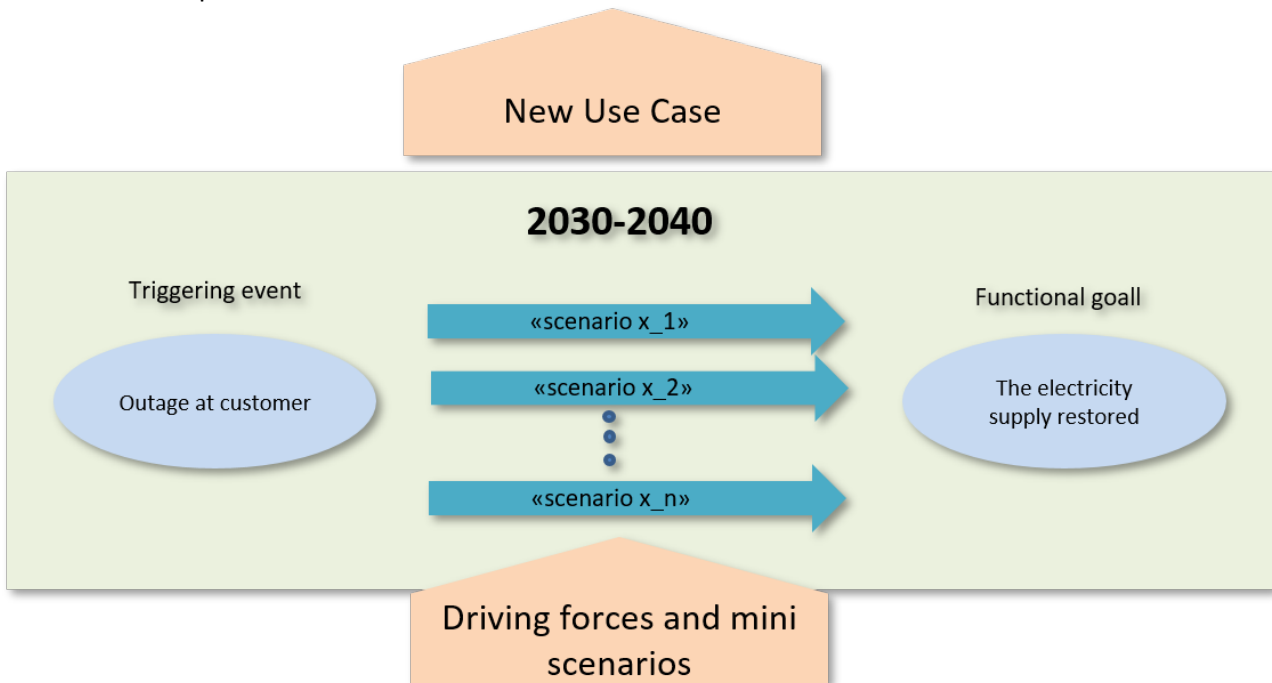
Title	Short description
Decision support	Much information is generated, processed and analysed automatically, and good decision support is given to the operator. This contributes to more efficient operation of the network, lower costs for grid companies and shorter outage durations for consumers.
Robotics and Artificial Intelligence	Robots and artificial intelligence monitor the network and perform readiness. The consequences of this technology development are large cost savings through shorter response time and recovery, and generally shorter error time.
Accelerating network problems	A large-scale electrification of the transport sector, including heavy transport and construction machinery, leads to increased demand for energy and enormous power output in a short time. Charging takes place everywhere in the network, and there is a requirement for accessibility wherever you are at any time.
Everyone becomes an electricity supplier (prosumer)	Due to further reduced costs for local power production, there is a dramatic increase in the DG in both households, communities and commercial buildings. This poses major challenges for the operation of the network and the quality of the voltage and requires large network investments if the current quality of delivery requirements is to be maintained.
Full observability and machine learning	New sensors provide much more information on real-time status in the network. Access to data from other DSOs (e.g. Elspec) and TSOs provide greater opportunities for predicting events using machine learning.
Preventive operation of the network	Large amounts of available data allow for new opportunities. Various data can be used for preventive operation of the network, where increased risk of operational disturbances can be identified, and countermeasures can be carried out automatically to reduce the consequence of a possible operational disruption. This will lead to increased stability and reliability of supply in the power system.

## 4 Developed use cases for smart grid operation

In order to improve the readability of the document, the following chapter includes a short description of background and rationale for each use case, while the remaining part of standard use descriptions is moved to the appendix (see page 43).

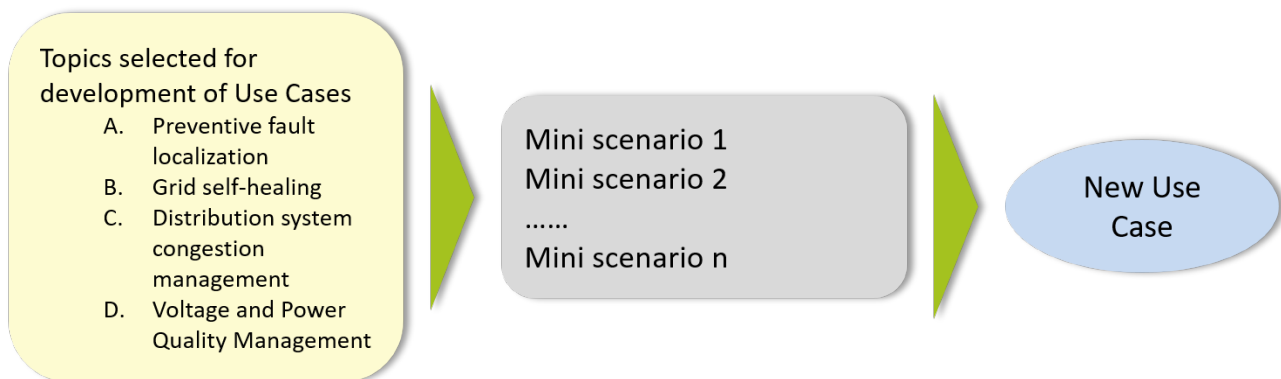
### 4.1 Overview

In the present activity it was assumed that most of today's relevant topics for the operation of smart grids will be still present in 2030-2040. This means in practice that the triggering event and the functional goal of the use case may often remain the same, while the sequence of interactions between systems and users to reach the goal changes. This is illustrated in Figure 1, where a general use case "Outage management" is used as an example.



**Figure 1: New driving forces create new ways to achieve the same functional goals.**

See also Figure 2, which illustrates the combination of the selected topics and mini scenarios to make a basis for development of new use cases.



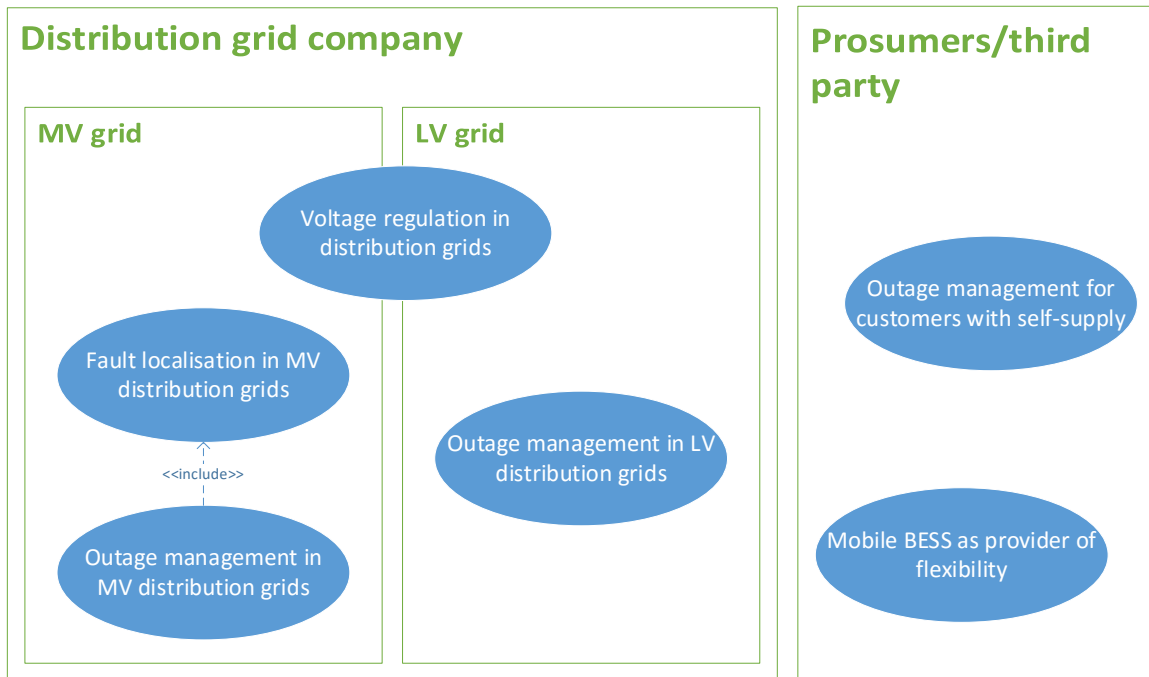
**Figure 2: Combination of selected topics and mini scenarios to make a basis for development of new use cases.**

It is reasonable to expect that power outages will be equally relevant in 2030-2040 as they are today. The functional goal for an outage will still be restoration of the supply. However, new driving forces and future technology will change the sequence of events in achieving the goal, and thus create new use cases. In addition, the boundary conditions (e.g. the actors involved) may change for some use cases. Therefore, in the following the developed use cases are presented in terms of these categories:

- Use cases based on introduction of new methods and technologies
- Use cases based on development of the boundary conditions
- Emerging use cases (i.e. use cases that do not directly fit into one of the above categories)

The developed use cases are described in detail in Annex C (page 43), using the template from IEC 62559 [1].

An overview of the developed use cases may also be given in terms of e.g. the main actor and/or the applicable voltage level. This is depicted in Figure 3.



**Figure 3: Overview of the developed use cases in terms of the main actor and/or the applicable voltage level. Note that the names of the use cases have been abbreviated somewhat<sup>2</sup>**

The following general assumptions apply to the use cases presented in this report:

- The use cases refer to the years 2030-2040
- Collection, storage and handling of information is in accordance with applicable regulations
- Communication between systems that enables secure, reliable and sufficiently fast exchange of data is established
- Sufficient access to computational capacity is available
- Smart meters are installed with the following functionality:
  - o measurement and storage of data including "last gasp"-functionality
  - o communication for reporting of data
  - o timestamping of data synchronized between all the meters (e.g. using GPS)

## 4.2 Use cases based on introduction of new methods and technologies

This chapter describes three use cases for outage management.

### 4.2.1 Use case: Outage management in the LV distribution network

A distribution system operator (DSO) naturally wants to avoid outages in the power supply. Outages can cause large costs for repairs and incur penalties like cost of energy not supplied (CENS). In addition, outages are inconvenient for the customers and might damage the reputation of the DSO. During localisation and repair of the faults, the personnel can suffer injuries, especially during demanding weather conditions such

<sup>2</sup> BESS means Battery Energy Storage System

as strong winds and snow. Hence, improving the precision of fault localisation is desirable to reduce the outage duration and increase personnel safety.

The way of dealing with faults and outages has certain limitations at present, which can be improved. Two of these limitations are:

- Localisation of the fault can be very demanding, especially in rural areas and in bad weather conditions
- Prioritisation of customers for reconnection during restoration of power supply can be necessary in case there are multiple faults involving many customers, such as during severe weather conditions

The corresponding work processes can be improved through:

- Mobilisation and dispatching of working crews can be significantly improved if the fault localisation and fault type are correctly predicted. This may be especially relevant during for example bad weather and holiday periods with high electric loads
- Automation of (the mandatory FASIT-reporting<sup>3</sup>) registration of faults. Today this requires manual work that is time consuming and potentially strong error source

Localising a fault can at present be time consuming and it is difficult to provide customers with precise and timely information during the outage. Until recently, observability of the low voltage (LV) distribution network was minimal, and Distribution System Operators (DSOs) were normally informed about outages directly by the affected customers. Installation of smart meters brings an opportunity to modify the process by utilising the meters so-called last gasp function. This function sends an alarm to the DSO in case the voltage drops below a pre-defined threshold or in case of an outage. Combining signals from several smart meters can allow the DSO to identify the affected area and the actual fault location more accurately [10].

At the same time, development of information and communication technologies (ICT) and cost reductions for computing power allows application of advanced techniques such as machine learning (ML) to resolve many operational issues, including outage management, more efficiently. According to [11], analytics is becoming a part of core business processes for an increasing number of utilities. Three high priority areas for analytics are reported to be energy forecasting, smart metering analytics and asset management. In [12], four analytics areas for smart metering data are highlighted; load analysis, load forecasting, load management and miscellaneous, with the latter including outage management. In a survey on application of machine learning techniques in the energy domain attached in Annex A, we found little research done on using smart meters as a data source for fault handling. Most of the research found in the survey was focused on detecting, locating and classifying (diagnosing) the faults. Very little work has been done on applying ML to suggest responses to faults. This contributes to explaining the absence of some ML methods in the survey results, such as case-based reasoning (CBR) [13].

The working hypothesis for the development of the present use case is that ML techniques, together with improved data availability from e.g. smart meters, can substantially improve outage management in the future. The use case tries to address how the above-mentioned limitations can be resolved by deploying the new techniques and data.

A flow chart for the use case is provided in Figure 4. The triggering event for the use case is an outage, that may be detected in three possible ways: By smart meters, by breaker operation at the secondary substation, or by a customer. The number of outage reports/complaints from customers is expected to decrease in the future, as the use case will enable DSOs to rapidly inform the customers about an outage and how it is being handled.

---

<sup>3</sup> Mandatory reporting of grid disturbances causing a disconnection of the grid: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/praktisering-av-systemansvaret/fosweb/fasit/>

After receiving the alarm, fault localisation occurs automatically by analysing data from smart meters using machine learning algorithms. Although focus here is on machine learning, other methods may also be relevant for fault localisation. With the large number of smart meters, both redundancy and missing or bad data is important to be properly handled. Another concern is that training of the ML model may pose a challenge due to limited number of experienced outages. This problem may be mitigated by utilising simulated data as discussed in the above-mentioned ML survey. In addition, sharing of fault data within the energy sector will increase the dataset. As data is more and more uniformly collected sharing becomes easier. The Norwegian FASIT-reporting has been important in this respect.

If only a single smart meter reports an outage, the fault is probably in that installation, and it is then the customers' responsibility to rectify this. If the fault is located to the medium voltage (MV) distribution network, it is for simplicity assumed that automatic reconnection and restoration is possible. The remainder of the use case hence applies to the LV distribution network. After notification of customers, the fault type is identified using ML techniques. Here several data sources may be relevant, including grid data, weather data, satellite pictures, and smart meter data. Machine learning algorithms are well suited to take into account data from several data sources. Identification of fault type includes identifying the component (cable, overhead line, substation) and phases (one phase, multiple phases) involved, as well as the cause of the fault.

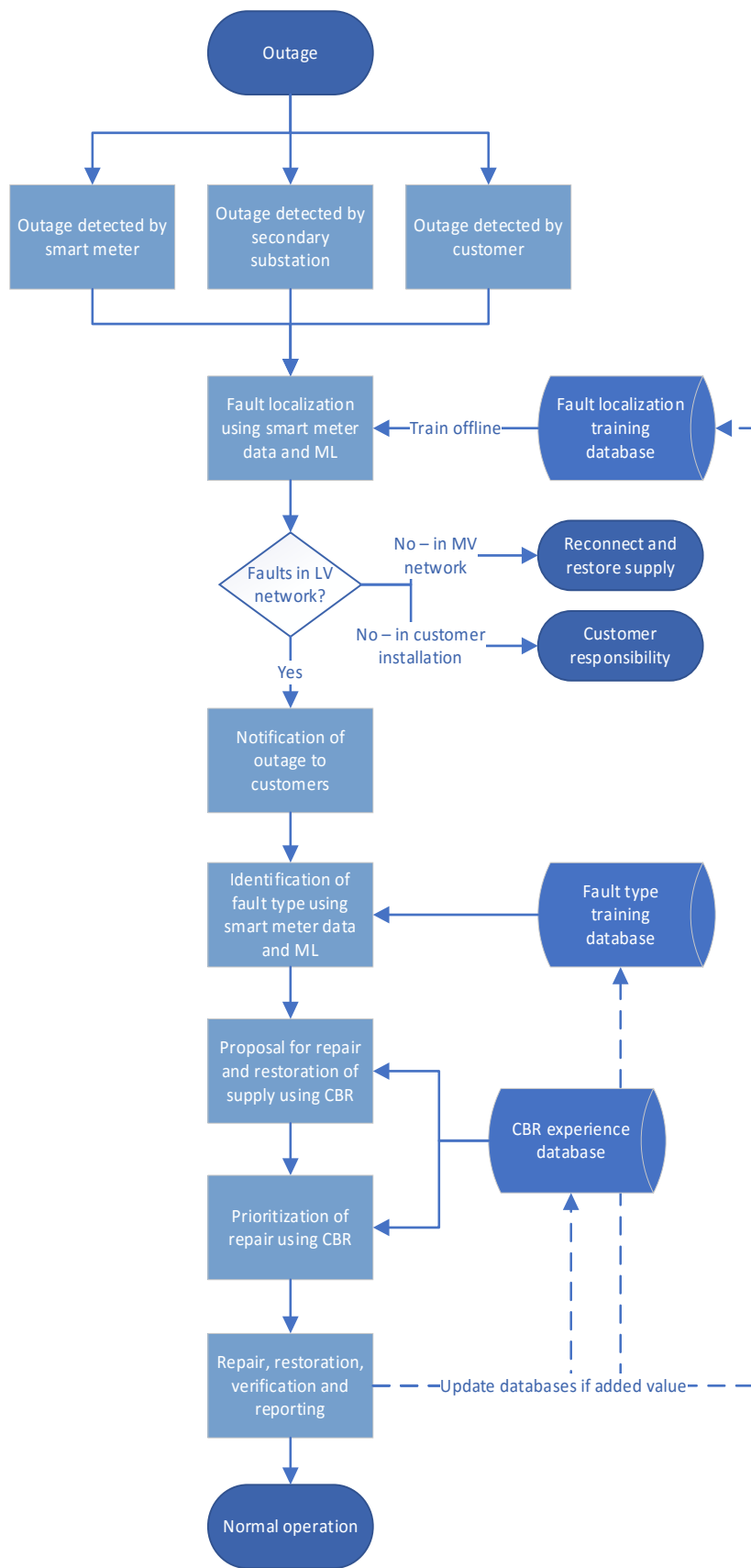


Figure 4: Flow chart for use case "Outage management in the LV distribution network (2030)".



Following identification of fault location and fault type, the operator needs to identify appropriate actions. For multiple faults, this may include prioritization of repairs. A CBR system can use the predicted location and cause of a fault as a new problem description to search within an experience database for similar problem descriptions. If one is found, the previous solution can be retrieved, adapted and presented to the user of the system. If the retrieved solution is straightforward and recognized as identical to the current problem it can lead to automatic actions such as resource allocation, prediction of type of repair needed, and issuing of work orders. Prioritization of repairs may be especially relevant in the future, when high penetration of renewables may enable customers to be self-sufficient for a while during the outage such that they can be given a lower priority (see chapter 4.3.1).

Finally, it is verified that normal supply has been restored and the resolved outage case is documented in the experience database if it provides added value compared to the data already stored in the database. The fault location and fault type are also stored in the ML training databases. More details on the use case can be found in Annex C. Note that Figure 4 shows the normal sequence of events for the use case. Annex C also includes some possible deviations from this sequence.

#### 4.2.2 Use case: Outage management in the MV distribution network

This use case describes automatic fault localisation, isolation and restoration of supply in the medium voltage (MV) distribution network. This is often called self-healing or FLISR i.e. fault location, isolation and service restoration. A prerequisite for the use case is that the distribution network is sufficiently equipped with circuit breakers to enable automatic isolation of only the faulty area. Furthermore, communication between systems must enable transmission of data at sufficiently high speed, high capacity and low latency.

The intention of the use case is to combine two approaches:

- Decentralised FLISR, which will function very fast and robust, minimising the negative consequences of the fault, but not necessarily find the optimal solution for service restoration, as a decentralized system will not have information about the entire network
- Centralised FLISR, which will take more educated decisions, identifying the optimal configuration for service restoration to as many customers as possible. In contrast to a decentralized logic, a central logic can take into account the actual and expected production and load situation in the entire network. This approach might use more time to restore service compared to decentralised FLISR.

The suggested sequence of events from an outage occurs until the fault is repaired is shown in the flow chart in Figure 5. Each fault is located and isolated by protection (circuit breakers) with decentralized selective logic, which enables the faulty area to be quickly isolated, while the rest of the network is kept in service. The fault is then reported to the central logic for outage management at the DSO. In contrast to a decentralized logic, a central logic can take into account the actual and expected production and load situation, including customer flexibility and reserve capacity, in the entire network to consider optimal service restoration to as many customers as possible. Identification of the optimal breaker configuration is done by using machine-learning algorithms and/or other relevant methods.

The central logic sends the new breaker positions to SCADA for implementation. SCADA confirms successful switching, and customers who are still without supply are notified. Finally, the necessary measures / repairs are identified automatically using an experience database and the machine-learning algorithm case-based reasoning or similar, including automatic issuing of work orders. When repair is finished, normal operation is verified, and the outage is automatically reported in FASIT and the training/experience databases for the machine learning algorithms.

More details on the use case can be found in Annex C, including possible deviations from the normal sequence of events depicted in Figure 5.

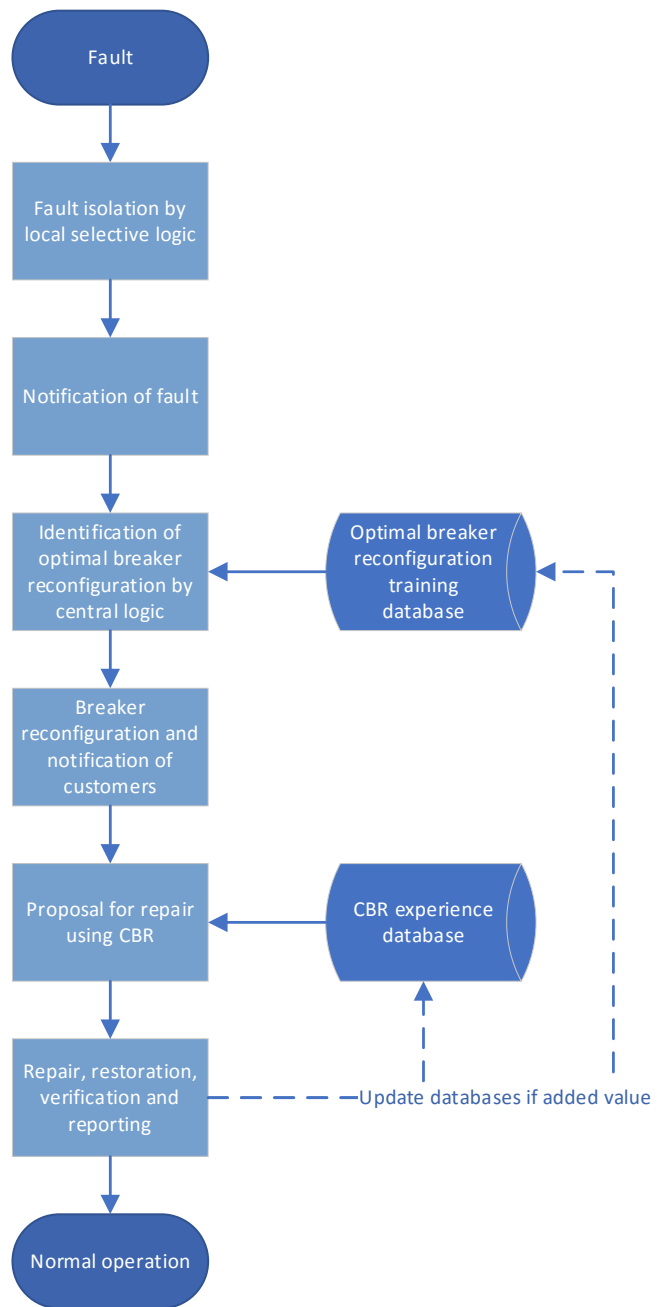


Figure 5: Flow chart for the use case "Outage management in the MV distribution network (2030)".

### 4.3 Use cases based on development of the boundary conditions

This chapter describes one use case for outage management for customers.

### 4.3.1 Use case: Outage management in the LV distribution network for customers with the possibility of partial self-supply from battery

In the future, more and more customers will own batteries, either in form of an electric vehicle, as a part of PV-installation or a stationary battery. This use case explores how the battery can be used for management of outages in the LV distribution network by the customer himself.

The objective of the use case is to minimize customer impact during outages, thereby improving the customer's reliability of supply. This is accomplished by automatically isolating the customer upon outage so that the customer can be supplied from his own battery. For the DSO, the use case can help for prioritization of repair in case of several simultaneous failures in the LV network, by giving customers who are self-sufficient a lower priority<sup>4</sup>. Hence, the use case is closely related and can give input to the above outage management use case for DSOs.

To realize this use case, there is a need for motivation of customers. The use case calls for incentives being established at the regulatory level (e.g., lower network tariff or CENS costs paid to the customer), that make it beneficial for customers to connect their electric car / battery in the event of an outage. The use case can also include customers with solar production coupled with battery and power electronics.

There is also a need for differentiating between customers, as customers for whom supply of electricity is critical cannot accept lower priority during an outage. The customers that are critically dependent of continuous electricity are not included into the present version of the use case.

A flow chart for the use case is provided in Figure 6. An outage in the LV network is identified by the customer's smart meter. In the event of an outage that is not transient, the customer's installation opens the switch for disconnection from the network and the battery (electric car) is connected to prioritized circuits at the customer (this may also include circuits at neighbours if

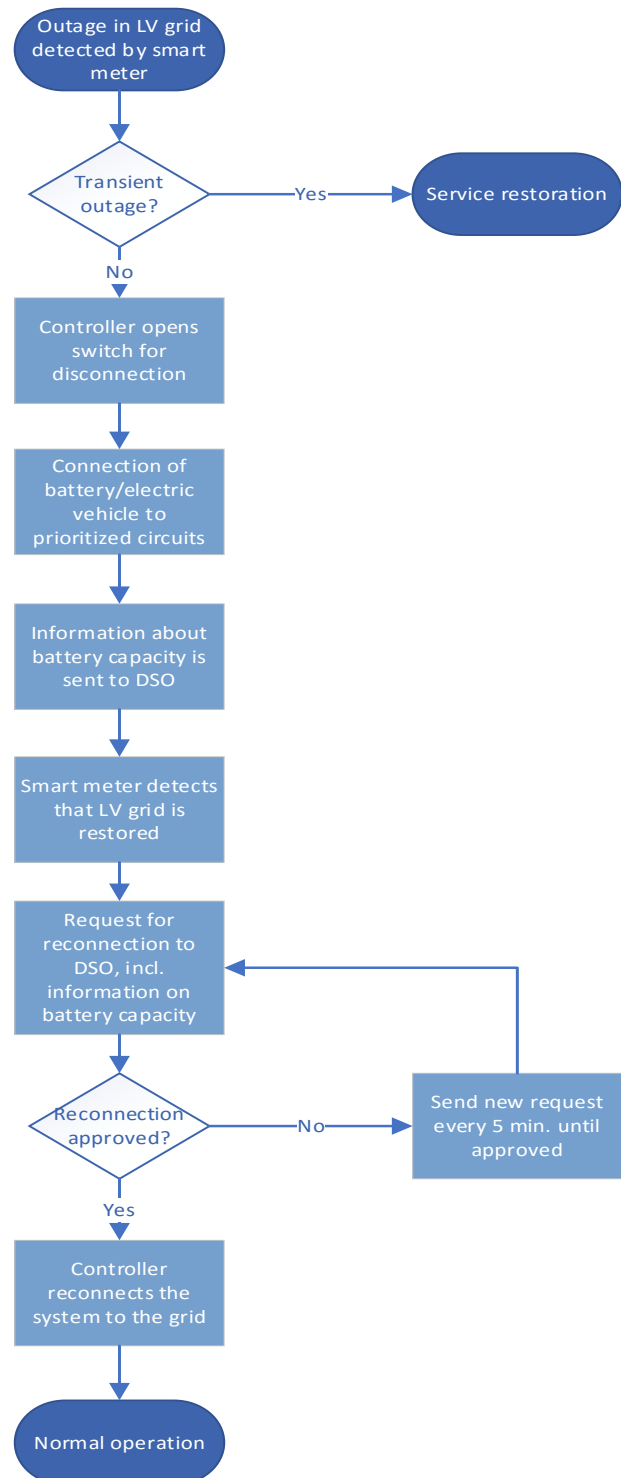


Figure 6: Flow chart for use case "Outage management in the LV distribution network for customers with the possibility of partial self-supply from battery".

<sup>4</sup> A remaining challenge is how such prioritization will be handled in cases where only some of the customers on the faulty radial has the possibility of partial self-supply from battery

technically and legally possible). The customer's installation (smart meter could be also used for this purpose) sends information about its current battery capacity to the grid company, which the grid company can use to prioritize its fault correction for multiple simultaneous fault. When the fault in the network is corrected, the restored supply is detected by the smart meter. The customer's installation then sends a request for reconnection to the grid company, including information on remaining battery capacity, which the grid company can use to prioritize customers for reconnection if all cannot be connected at the same time. If the request is confirmed, the system is reconnected to the network. If the battery has low state of charge, reconnection must be allowed immediately.

More details on the use case can be found in Annex C (in Norwegian), including possible deviations from the normal sequence of events depicted in Figure 7.

## 4.4 Emerging use cases

This chapter describes two emerging use cases – one for voltage regulation and one for mobile battery energy storage systems as a resource for flexibility.

### 4.4.1 Voltage regulation in the distribution network

Voltage quality requirements are stipulated in the "Regulation on quality of supply" (FoL)<sup>5</sup>. More information on the voltage quality in the LV distribution network is now available through specific functions in the smart meters. This provides new opportunities to get an overview of the voltage quality, as previously poor quality in the LV network detection was solely based on customers' direct contacts and complaints. The smart meters directly provide the customers with voltage quality information, and this potentially might increase the number of customers' complaints, since they become aware about any possible deviations.

Integration of distributed production, especially small hydro production in the Norwegian MV network, has caused voltage quality issues in the distribution network, primarily on a seasonal basis due too high voltage for customers being in the proximity of the production units. This can (and already has) require substantial investments into grid capacity like new overhead lines/cables and transformers. Utilizing the already installed capacity is the preferred solution, hence alternatives to grid investments have been investigated like voltage regulation and control of active and reactive power. There are different solutions and technologies to do this<sup>6</sup> ranging from DSO-installed voltage boosters, transformers with tap changers to actions involving the customers like regulation of reactive power in the production units and flexibility markets, storage and dynamic tariffs. In addition, there are alternatives for voltage regulation presuming more communication and coordination; remote-controlled tap changers, coordinated voltage regulation and coordinated voltage regulation with load and production control.

The extent of distributed production, especially solar production, and power-demanding loads in LV distribution networks (e.g. electric cars) are expected to increase in the years to come. Thus, the need for voltage regulation in the LV distribution network will also increase. At the same time, smart meters are now installed at all end-users providing more information. This use case describes how voltage regulation in the distribution network can be done with the use of smart meter data and available resources in the future's

---

<sup>6</sup> Alternatives to grid investments caused by small hydro is summarized in SINTEF TR A7353 "DG i fremtidens nett – muligheter ved tilknytning av distribuert produksjon" [22] (in Norwegian).

networks (solar power production, other distributed production, transformers with tap changer). The use case is based on a methodology proposed in the EU FP7 project ELECTRA IRP.

According to regulations [14] grid companies must ensure that slow voltage variations are kept within a range of  $\pm 10\%$  of nominal voltage, measured as an average over one minute. Smart meter data can be useful for grid companies as a source of voltage data, provided that the smart meters and associated system can record and transmit data with sufficient quality and time resolution. Most smart meters can already report average over 1 minute if reconfigured. The smart meters can also notify about too low/high voltages.

A flow chart for the use case is provided in Figure 7. The use case describes the voltage regulation of MV distribution networks, including all underlying LV radials. The use case is initiated in two ways:

- Periodically (e.g. every 15 minutes)
- Smart meters warn of registered low/high voltage

Low/high voltage alerts from smart meters are first filtered and analysed to remove cases due to faults (e.g. ground faults), irregular customer activity, and negligible problems or false alarms. This is done automatically by means of an experience database, with e.g. known ground fault profiles, and the machine-learning algorithm case-based reasoning or similar.

After the initiation of the use case, the forecast for load and production in the MV network is calculated for the coming period (e.g. 15 minutes), based on smart meter data, grid data, customer data, weather data and information on production capacity in the MV network. The calculation is done with machine learning algorithms. Using the forecast as well as grid data and forecasted boundary conditions to adjacent grids (load flow), calculation of optimal load flow is performed to determine new set points for voltage regulation for all adjustable resources in the MV network and underlying LV networks. Relevant resources in the future network are expected to be e.g. units for distributed production (including solar production), power transformers, and secondary substations with tap changers. The set points are then communicated to all units. If the set points are outside of a predetermined ideal range for the resources, a parallel analysis of voltage regulation options is initiated to assess other possibilities, so that non-ideal voltage regulation can be avoided in the future. After receiving set points, the continuous voltage regulation of the network is performed by the production units which have automatic voltage regulation (AVR).

This use case will make the grid companies more proactive so that voltage regulation is done in the network before the customers complain. Upon customer complaints today, manual measurements at customer are often carried out to identify the problem. This is resource-intensive and undesirable. More details on the use case can be found in Annex C, including possible deviations from the normal sequence of events depicted in Figure 7.

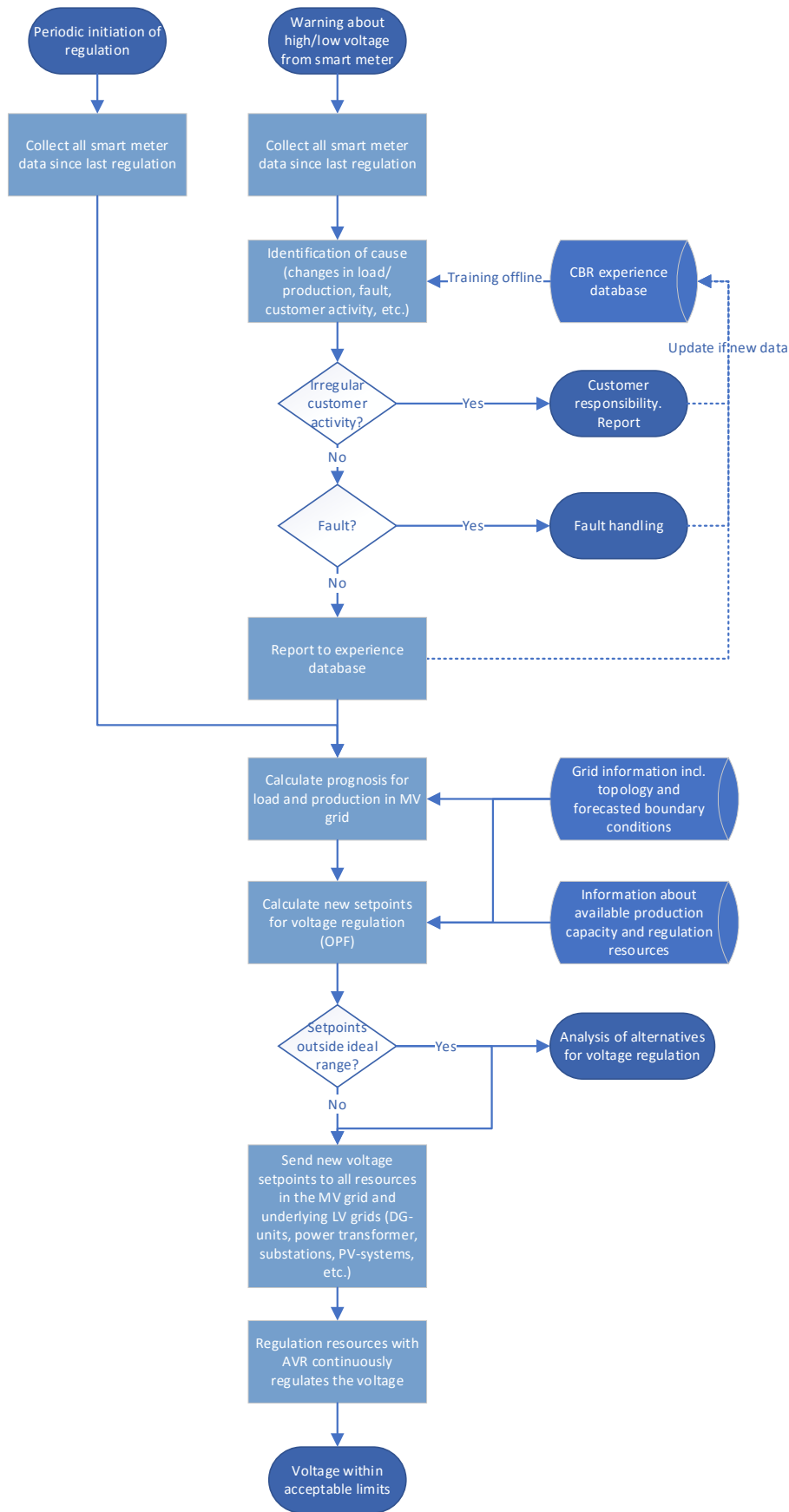


Figure 7: Flow chart for use case " Voltage regulation in the distribution network (2030)".

#### 4.4.2 Mobile BESS as provider of flexibility

The increasing share of intermittent distributed production in the European electricity grid increases the need for flexible resources providing ancillary services to compensate for power fluctuations. Aggregated demand response from consumers is one of the most discussed and investigated sources of flexibility [15]. Another possible source that has received less attention is mobile battery energy storage systems, which is the subject of this use case.

##### Limitations of conventional flexibility

Use of conventional flexible resources such as demand response requires simultaneous handling of several consumers. To achieve any significant flexibility, it may be necessary to aggregate hundreds of consumers into a single portfolio. Such aggregation is not straightforward for several reasons:

- It is difficult to predict the volume and total availability for the portfolio, since some of the loads (e.g. water heaters) are idle in many hours during the day, and some cannot interrupt their cycles once they have been started (e.g. washing machines)
- It is difficult to achieve an exact and simultaneous activation of the whole portfolio, since the response may be influenced by communication latencies
- Duration of the response is not always known
- The rebound effect after reconnection of the loads, which may create local challenges in the distribution network, must be handled

These problems may be partly avoided by requiring redundancy in the portfolio, i.e. by increasing the number of consumers above what is strictly necessary. This will however increase the total transaction costs for the aggregating party. In addition, there are several non-technical challenges related to management of the individual members in the portfolio. This includes promotion of the service, contracting and educating the new members, handling of complaints, etc. Since a portfolio may include hundreds of customers, the non-technical aspects may become very resource demanding for the aggregating party.

##### BEES as flexibility provider

Considering reduction of costs for battery energy storage systems (BEES) it is reasonable to assume that BEES will become a viable flexibility resource in the distribution network. Empirically, the volume of flexibility from a single household in Norway is often quite low, meaning that a 200 kW BEES can replace more than hundred customers with much lower transaction costs and higher level of predictability. In addition, a BEES with associated power electronics can be fairly compact (e.g. a container) and mobile, making it possible to transport the battery to any place in the distribution network where it is needed.

Use of batteries for support of distribution network has been already implemented in several pilot installations, as for example described in [16]. One of the main learnings is that owning and operating of BEES is not feasible for a distribution system operator (DSO). This is normally not allowed by the present European legislation [17] unless there are some special circumstances as for example test projects. The pilot tests also point out that in many cases the operational time for such a battery can be less than 100 hours per year, making it difficult to justify the investment costs. Several pilots, as for example in [16], suggest an independent commercial actor (BEES operator) as provider of this service.

**Advantages of mobile BESS**

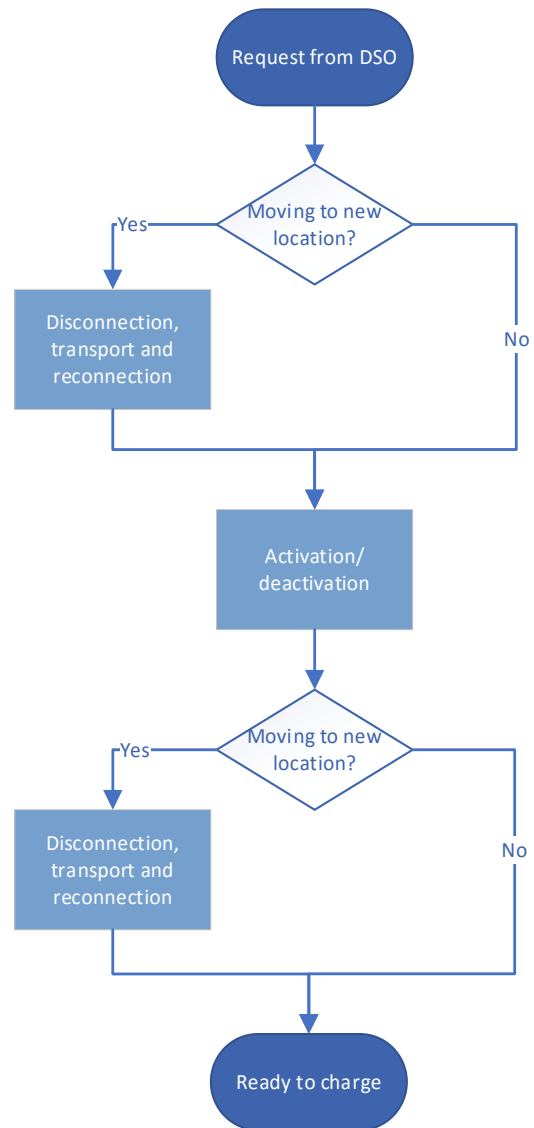
The above-mentioned under-utilisation of BESS as an asset can be overcome by exploiting one of the battery's main advantages, i.e. its mobility. A BESS operator can move a mobile battery unit to a connection point, where its services are most requested. Considering that a request for resource availability can be sent several hours in advance, the BESS operator can in theory even provide its services to several DSOs. The latter however presumes some kind of common flexibility market, where any potentially contradicting requests can be resolved. For the sake of simplicity, the present use case does not include the flexibility market but considers provision of services to a single DSO.

**The use case**

A flow chart for the suggested use case for mobile battery energy storage systems as a resource for flexibility is provided in Figure 8. The use case is initiated by a request from the DSO to the BESS operator. Depending on the request, it may or may not be necessary to move the battery to a new location. Once in the right location, the battery is connected and activated as requested by the DSO. This may support the operation of the distribution grid in several ways, i.e. for outage management, voltage regulation, peak shaving, black start, or congestion management. When again requested by the DSO, the battery is deactivated. Alternatively, the battery is automatically deactivated when it runs out.

After deactivation, the battery needs to be recharged. If this is feasible at the present location, no transport is necessary. If not, the battery is disconnected, transported and reconnected at a suitable location, ready for charging.

More details on the use case can be found in Annex C, including possible deviations from the normal sequence of events depicted in Figure 8.



**Figure 8: Flow chart for use case " Mobile BESS as provider of flexibility".**



## 5 Discussion, conclusions and proposal for further work

This report has presented some promising use cases for future distribution system operation (2030-2040), utilizing new data and technologies identified. The development of the use cases has addressed some key issues:

- The use cases must comply with the forthcoming regulation in 2030-2040
  - However, innovative use cases and testing of these do provide valuable information to the regulators and potentially affect future regulation.
- Realistic assumptions and prerequisites are necessary, but are hard to predict for 2030-2040
- The future cost of technology is a key factor for the realization of the use cases

Except for one, the use cases remain to be tested. For further development, testing and eventually deployment of the use cases, there are some obstacles. As is often observed for innovative ideas and concepts, some of these are expected to be:

- Relatively high costs of certain components require substantial investments into the infrastructure and the corresponding operation and maintenance costs.
- Reliability of communication remains a challenge. Temporal or permanent interruptions in communication may disrupt the stream of data and cause its loss or delay a required signal, which can be crucial.
- Trust in automation is mainly a concern that automatic solutions cannot always resolve the potential problem. The building of trust requires involvement of human operators in the decision making, at least in a transition period.
- New solutions will also require a specific expertise from the operators, which requires training or a need for hiring new personnel.

Other use cases have been suggested but has not yet been developed in CINELDI, because it will require more knowledge and technical details. Some of these are:

- Fault localisation in MV grids using smart meter data (including requirements for the next generation smart meters)
- Anomaly detection using an experience database
- Detection of earth faults
- Flexibility for operation of the distribution grid

## 6 References

- [1] International Electrotechnical Commission, "IEC 62559-2:2015," [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/22349>. [Accessed 10 October 2017].
- [2] EPRI, "EPRI Use Case Repository," 25 August 2017. [Online]. Available: <http://smartgrid.epri.com/Repository/Repository.aspx>.
- [3] "DISCERN Use Case Management Repository," [Online]. Available: <https://ucmr-demo.offis.de/>. [Accessed 10 October 2017].
- [4] H. Kirkeby, M. Istad, H. Taxt and M. Kolstad, "TR A7442: Resultat fra use case-tester. Resultat og erfaringer fra use case-tester i DeVID-prosjektet," SINTEF Energi AS, Trondheim, 2015.
- [5] DISCERN, "WP8 D8.1 Business Case on Use Cases and Sensitivity Analysis.," 25 september 2017. [Internett] Available: [https://www.discern.eu/datas/DISCERN\\_D8.1\\_Business\\_Case\\_on\\_Use\\_Cases\\_and\\_Sensitivity\\_Analysis.pdf](https://www.discern.eu/datas/DISCERN_D8.1_Business_Case_on_Use_Cases_and_Sensitivity_Analysis.pdf), 2016.
- [6] DISCERN, "WP4 D4.3 Preferable General System Architecture, Integrations and User Interface," 25 september 2017. [Internett] Available: [https://www.discern.eu/datas/DISCERN\\_WP4\\_D4.3\\_160229.pdf](https://www.discern.eu/datas/DISCERN_WP4_D4.3_160229.pdf), 2016.
- [7] DISCERN, "WP4 D4.2 New system functionality," 25 september 2017. [Internett] Available: [https://www.discern.eu/datas/DISCERN\\_WP4\\_D4.2\\_280114\\_v3.0\\_-\\_eRoom\\_and\\_correct\\_version.pdf](https://www.discern.eu/datas/DISCERN_WP4_D4.2_280114_v3.0_-_eRoom_and_correct_version.pdf), 2014.
- [8] C. Caerts, E. Rikos, S. Mazheruddin, E. G. Sansano and J. M. Fernandez, "Deliverable D4.2: Description of the detailed Functional Architecture of the Frequency and Voltage control solution(functional and information layer)," ELECTRA IRP Project (FP7), 2017.
- [9] T. Hermansen, G. Kjølle, H. Vefsnmo and K. Sand, "01.2019: Drivers, barriers and enablers for intelligent electricity distribution system innovation," FME CINELDI, Trondheim, 2018.
- [10] I. Myhr, "Bruk av AMS-data for effektiv nettdrift," Smartgrid conference, Trondheim, Norway, 2018. [Online]. Available: <https://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2018/10/1100-Ingrid-Myhr.pdf>.
- [11] SAS, "Utility analytics in 2017: Aligning data and analytics with business strategy," [Online]. Available: [https://www.sas.com/content/dam/SAS/en\\_us/doc/whitepaper1/utility-analytics-108902.pdf](https://www.sas.com/content/dam/SAS/en_us/doc/whitepaper1/utility-analytics-108902.pdf).
- [12] Y. Wang et al., "Review of smart meter data analytics: Applications, methodologies and challenges," *IEEE trans. smart grids*, 2018.
- [13] A. Aamodt and E. Plaza, "Case-based reasoning: Foundational issues, methodological variations, and system approaches," *AI communications*, 1994.
- [14] Lovdata, "Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, Kapittel 3," 30 11 2014. [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>. [Accessed 16 09 2019].
- [15] The European Commission, "Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019," 5 June 2019. [Online]. Available: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2019.158.01.0125.01.ENG&toc=OJ:L:2019:158:TOC](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0125.01.ENG&toc=OJ:L:2019:158:TOC). [Accessed 24 September 2019].
- [16] I. Alapera, T. Hakala, S. Hankapuro, P. Manner, J. Pylvanainen, T. Kaipia and T. Kulla, "Battery system as a service for distribution system operator," in *CIRE2019*, Madrid, 2019.
- [17] European Commission, "Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity (recast) COM(2016) 861 final/2," 2016. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0861R%2801%29>. [Accessed 21 May 2019].

- [18] SINTEF ENERGI AS, “DeVID project,” [Online]. Available: <https://www.sintef.no/en/projects/devid-demonstrasjon-og-verifikasjon-av-intelligent/>. [Accessed 25 August 2017].
- [19] “Landis & Gyr,” [Online]. Available: <https://www.landisgyr.eu/product/gridstream-hes/>. [Accessed 10 10 2018].
- [20] J. Foros, M. Istad, A. Morch and B. M. Mathisen, “Use Case applying machine-learning techniques for improving operaiton of the distribution network,” in *CIRE2019*, Madrid, 2019.
- [21] A. Morch, G. Migliavacca, I. Kockar, H. Xu, J. M. Fernandez and H. Gerard, “Architectures for optimised interaction between TSOs and DSOs: compliance with the present practice, regulation and roadmaps,” in *CIRE2019*, Madrid, 2019.
- [22] H. Taxt, “TR A7353: DG i framtidens nett,” SINTEF Energi AS, Trondheim, 2013.



## APPENDIXES

### A Application of machine learning techniques in energy domain

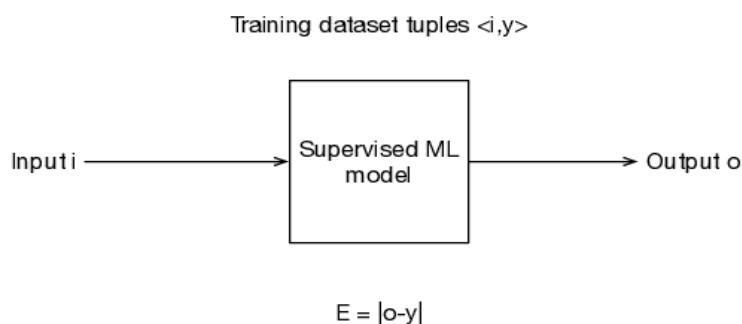
CINELDI T2.3 "Use cases for future (2030-2040) smart distribution grid operation" presents uses cases, where we apply machine learning techniques to locate, predict, classify and respond to faults in the distribution network. To do this we need to establish a state of the art (SoA) for related work and connect our use case to this.

The review is limited in scope in terms of the fact that it is not systematic, and the resources allocated to it. The review focuses on collecting and summarizing work done using machine learning on locating faults on smart grids or distribution networks. During the study we also discovered that a majority of the publications describing application of machine learning was within high voltage (HV) transmission lines. However, fault diagnosis, classification and locating in HV transmission networks share enough commonalities with low voltage (LV) distribution networks that it can have valuable input to similar applications of machine learning on LV distribution networks.

The present section uses a separate list of literature, which is presented in Section A.5.

#### A.1 Background

This section introduces basic machine learning concepts so that the reader can more easily understand the findings presented later in the paper. Typically, one divides machine learning methods into two groups: supervised and unsupervised learning.

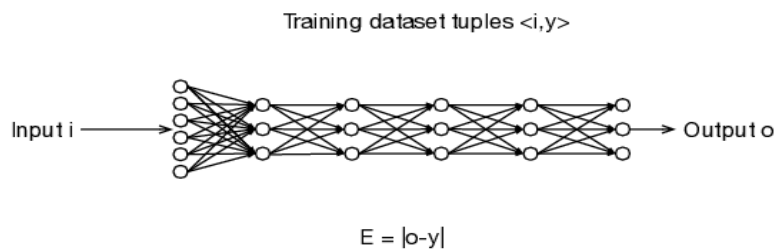


**Figure A1: Supervised machine learning typically tries to model a function  $f$  from input  $i$  to output  $o$  such that  $o=f(i)$ . This is done via a training dataset of tuples of inputs  $i$  and true outputs  $y$ ;  $(i,y)$ .**

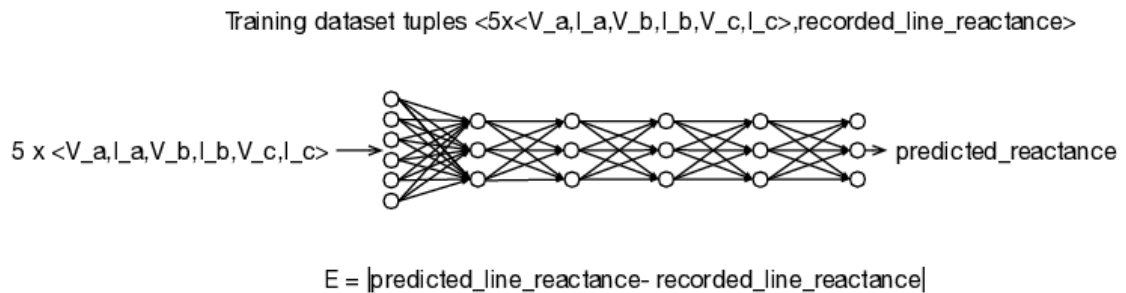
Supervised learning is where the goal of the machine learning is very well defined. This goal is defined via input and output pairs, i.e. for a given input the machine learned model should generate a given output. This could be "This picture should be classified as a car". The methods then calculate the error between the models output  $o$  and the actual target output of the dataset  $y$  and the methods then try to minimize this error over all the training examples (illustrated in Figure A1). How well the machine learning method performs depends on many factors. Mainly the choice of method and the parameters for this method is dependent on the characteristics of the problem and the characteristics of the dataset. If you have a

complex problem with lots of high-quality training data, you should choose deep learning (a very large neural network). If you have less data, but the problem is correspondingly less complex, you could choose random forests.

Artificial neural networks (ANN) are a well-known supervised machine learning method. As illustrated in Figure A2 the model is trained by propagating an input signal through the network, then calculating the error from the difference between the actual and the target outputs. This error signal is then used to update the weights of the connections in the network to reduce the error. This weight updating is typically done through algorithms such as gradient descent/backpropagation. In Figure A3 this is further exemplified to the domain of locating faults in transmission networks. The input to this network is 5 vectors describing  $V_a, I_a, V_b, I_b, V_c, I_c$  for 5 different measurement points, the output is the line reactance. This output is then contrasted with the actual recorded line reactance in the training dataset and the difference is then used to update the weights of the network to minimize this error.

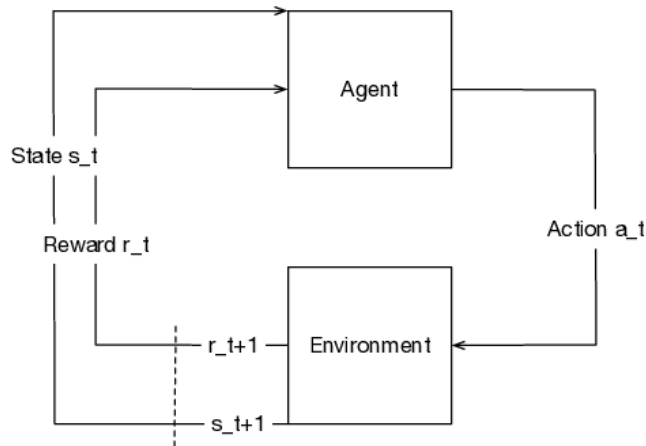


**Figure A2: Supervised machine learning example illustrating neural networks, and how the input propagates through the network to create the output, and subsequently the error which is then backpropagated through the network to change the weights to reduce the error.**



**FigureA3: An example showing how an ANN model from Jooribian et al. [1] can be used for fault localisation.**

On the other side unsupervised machine learning methods are applied when you do not have a dataset comprised of input paired with the target output. Unsupervised machine learning problems can be grouped into two groups; completely unsupervised (such as clustering) or delayed feedback (such as reinforcement learning). In the last case the machine learning method will get feedback on how "correct" the output was but delayed in time. This is typically the case for scenarios where you apply machine learning to computer games, where the input is the current game state and the output is the player move. The error used for improving the machine learning model can only be calculated when the effect of the action chosen at a previous time step is clear. An example of this is illustrated in Figure A4.



FigureA4: A figure showing reinforcement learning which is an example of an unsupervised machine learning method.

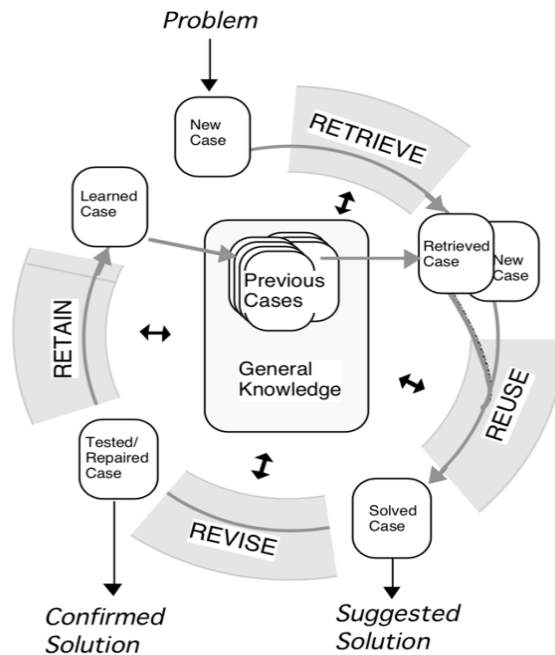


Figure A5: The CBR cycle [2], showing the 4 R's: Retrieve, reuse, revise and retain.

A particular machine learning method to mention is Case-based reasoning (CBR) [2]. Case-based reasoning models how it tries to solve/classify problems on an intuition that humans use and previous episodic experiences to solve new problems, searching for the most similar case then using the solution found for that case in the new problem. Case-based reasoning is based on observations done in human psychology [3, 4] on how humans tend to solve new problems by applying previous experiences. CBR is an instance-based learning algorithm, which means that it keeps the data-points that affects the model being learned. This is also called lazy machine learning. This can be contrasted to eager learners such as ANN that generalizes based on every data-point but does not keep them. CBR will keep a copy of each data-point that is part of the learned model, the generalization takes place when the CBR system tries to retrieve the case most similar to the new situation. This makes CBR ideal for machine learning problems where you want to learn a good model based on few data-points (e.g. failures in critical infrastructure, which happens seldom), see Figure A5.

## A.2 Method

We have adopted a typical review method where we search for terms related to the topic and also trace citations from publication to publication. We use google scholar to search for related terms like "machine learning fault location grid" or "machine learning fault location smart grid". During the initial phases we investigated whether omitting search databases such as web of science or Scopus gave us less results, and the difference was found to be negligible.

## A.3 Results

Several machine learning methods have been applied to locating faults; Fuzzy systems [5] expert systems [6] Artificial neural networks [7], support vector machines [7], even Q-Learning [8], Moshtag combines ANN and wavelet analysis to locate faults [9, 10]

Some papers had relevant titles such as "Accurate fault location in low voltage underground cables using advanced signal processing and artificial intelligence" [10] but neither abstract nor full text was available. Other such as "Artificial neural networks in power systems." part 1, 2 and 3 is a book and as such not directly relevant as a source of previous experiments on using ML on smart grid data, but rather a manual/textbook on how to perform such work. Others such as [11, 12] we could only acquire the abstract as the full text was unavailable, and the description in the abstract was not detailed enough to analyze in terms of data source for the ML-application.

In terms of different data source, most if not all of fault location and/or classification/diagnosis uses simulation as a data source for training the machine learning models.

AMS is not used as a data source for machine learning in any publication I have found, however smart meters are used as a data source for systems not based on machine learning such as in works presented in [13-17]. These works are however interesting as some of these publications such as [13] can illustrate how to use the signals from AMS.

Below we summarize our findings per publication in terms of data being used to train the machine learning model, the machine learning method being applied and the target outcome or usage for the machine learning model.

Publication (see section A.5)	Data source	Machine learning method	Target/use case
[7]	Obtained at the substation	ANN, SVM	Fault classification (SVM) and locating (ANN).
[18]	Simulated data from EMTP	ANN, FLS	Fault classification and locating.
[8]	N/A	QL, RL	Battery management.
[19]	short-circuit currents	Non-MLFNN	Fault location
[20]	-	-	-
[21]	Simulated lightning transient signals	KNN, SVM, ANN	Classifying that lightning strokes has occurred.
[22]	Simulated in MATLAB	SVR, SVM	Fault location
[13]	Simulated sag-measurements from smart meters	-	Fault location



Publication (see section A.5)	Data source	Machine learning method	Target/use case
[23]	Simulated faults and a real database	DT, BN, KNN, DTNB	Detection and location of faults
[24]	Simulated data	SVM	Fault Classification and Localisation
[25]	Simulated data?	-	Protection system analysis
[26]	Simulated knowledge base	DT	Fault location
[27]	Simulated data	ANN	Fault location
[28]	Simulated via prototype (lab)	SVM	Fault location
[29]	Simulated from modelled real networks	ANN	Transient classification
[30]	Simulated	SVM	Fault detection and classification
[31]	Simulated faults	ELM	Fault location
[32]	Simulated	SVM	Fault classification
[33]	UFPA Faults <sup>7</sup>	DT, SVM, ANN, KNN	Classification of underlying causes for disturbances
[34]	Simulated using MATLAB Simulink	ELM, SVM	Transmission line protection
[35]	Simulated using EMTP simulation program	ANN	Fault diagnosis
[36]	Simulated using EMTP simulation program	ANN	Series fault location
[37]	Simulated using EMTP simulation program	ANN	Fault analysis
[38]	Simulated	PNN	Fault analysis
[39]	Simulated	SVM	Fault classification
[40]	Simulated	ANN	Fault location
[41]	Simulated	ANN	Line boundary protection
[42]	Simulated	SVM, ANN	Distance relaying
[10]	Simulated	ANN	Fault location
[43]	Simulated using PSCAD (EMTDC)	ANN	Fault classification
[44]	Simulated	ANN	Fault detection and classification
[7]	Simulated	ANN, SVM	Fault location
[1]	Simulated and recorded	ANN	Fault location
[45]	Simulated on test system	ANN	Fault location (Segment identification)
[46]	Simulated	SVM	Fault location

<sup>7</sup> Free publicly available dataset

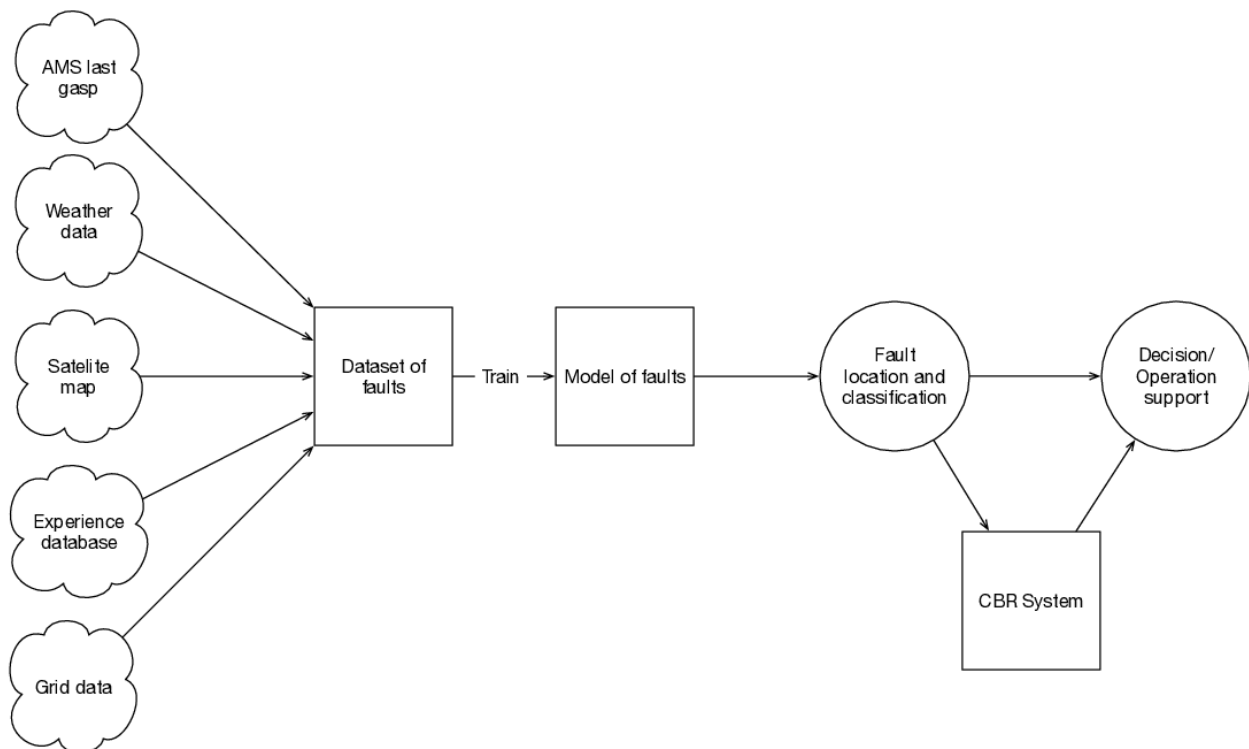
Publication (see section A.5)	Data source	Machine learning method	Target/use case
[47]	Simulated	ANN <sup>8</sup>	Fault detection and direction estimation
[48]	Simulated	ANN	Fault location
[49]	Simulated	ANN	Fault location
[50]	Simulated	ANN	Fault classification
[51]	Simulated	ANN <sup>9</sup>	Distance protection
[52]	-	-	Fault location
[5]	Data from human experts	Fuzzy Expert System	Fault diagnosis
[53]	Simulated	ANN	Fault location
[54]	Simulated	ANN	Fault location
[55]	Simulated	-	Fault location
[56] (Survey)	-	-	-
[57]	-	ANN	Fault location in substations
[58]	Simulated	ANN	Fault detection and classification
[59]	Simulated using NETOMAC	ANN	Fault classification
[60]	-	ANN	Fault classification

## A.4 Conclusion and discussion

Our state-of-the-art shows that most research investigating application of machine learning to locate faults in power networks uses simulated data as a basis for training data-sets. In addition, very little work has been done on using data from AMS meters as a signal source for locating faults. Weather data could also be a very good signal source for locating or predicting faults, however this has not been used to any significant degree. The publications found as part of our work, seems to exclusively consider machine learning methods that mimic previously applied analytical models. Both taking numerical measurements from the network as input and giving a numerical output related to fault location as output. We propose to expand upon this, including more contextual data, such as weather conditions and AMS metering data (e.g. AMS last-gasp from the affected area). Adding these signal sources could increase accuracy on locating faults. More importantly it would be of even better use to fault prediction, as it could use weather forecasts and AMS reported quality dips, which both could point to a fault happening in the near future, as signal sources. Finally, such a model that could predict, locate or classify faults in the network could be used as an input to a CBR system that if used as an experience database would give a very good basis for operational support. It would provide the operator with previous situations which were similar and how those situations were solved. It could also be used for prevention, if the numerical machine learning model predicts that parts of the network are starting to change into a state that resembles a situation stored in the CBR system as a failure. Such an architecture is illustrated in Figure A6.

<sup>8</sup> An ANN type called Finite impulse response artificial neural network (FIRANN)

<sup>9</sup> implemented in hardware



**Figure A6: Suggested architecture for applying machine learning for fault prediction and response.**

## A.5 List of the literature, used for the study

1. Joorabian, M., S.T. Asl, and R. Aggarwal, Accurate fault locator for EHV transmission lines based on radial basis function neural networks. *Electric Power Systems Research*, 2004. 71(3): p. 195--202.
2. Aamodt, A. and E. Plaza, Case-based reasoning: Foundational issues, methodological variations, and system approaches. *AI communications*, 1994. 7(1): p. 39--59.
3. Schank, R.C., *Dynamic memory: A theory of reminding and learning in computers and people*. Vol. 240. 1982: cambridge university press Cambridge.
4. Anderson, J.R., *Cognitive science series. The architecture of cognition*. Hillsdale, NJ, US. 1983.
5. Lee, H.-J., et al., A fuzzy expert system for the integrated fault diagnosis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2000. 15(2): p. 833--838.
6. Yang, C., et al., Expert system for fault section estimation of power systems using time-sequence information. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 1992. 14(2-3): p. 225--232.
7. Thukaram, D., H. Khincha, and H. Vijaynarasimha, Artificial neural network and support vector machine approach for locating faults in radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005. 20(2): p. 710--721.
8. Wei, Q., D. Liu, and G. Shi, A novel dual iterative Q-learning method for optimal battery management in smart residential environments. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2015. 62(4): p. 2509--2518.
9. Moshtagh, J. and R. Aggarwal, A new approach to ungrounded fault location in a three-phase underground distribution system using combined neural networks & wavelet analysis, in *Electrical and Computer Engineering*, 2006. CCECE'06. Canadian Conference on. 2006. p. 376--381.

10. Moshtagh, J., Accurate fault location in low voltage underground cables using advanced signal processing and artificial intelligence. 2006, University of Bath.
11. Ravikumar, B., D. Thukaram, and H. Khincha, Application of support vector machines for fault diagnosis in power transmission system. IET generation, transmission & distribution, 2008. 2(1): p. 119--130.
12. Mahanty, R. and P.D. Gupta, Application of RBF neural network to fault classification and location in transmission lines. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 2004. 151(2): p. 201--212.
13. Trindade, F.C., W. Freitas, and J.C. Vieira, Fault location in distribution systems based on smart feeder meters. IEEE transactions on Power Delivery, 2014. 29(1): p. 251--260.
14. Majidi, M., M. Etezadi-Amoli, and M.S. Fadali, A novel method for single and simultaneous fault location in distribution networks. IEEE Transactions on Power Systems, 2015. 30(6): p. 3368--3376.
15. Majidi, M., A. Arabali, and M. Etezadi-Amoli, Fault location in distribution networks by compressive sensing. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015. 30(4): p. 1761--1769.
16. Jamali, S. and A. Bahmanyar, A new fault location method for distribution networks using sparse measurements. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2016. 81: p. 459--468.
17. Chen, P.-C., et al., Sensitivity analysis of voltage sag based fault location with distributed generation. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015. 6(4): p. 2098--2106.
18. Rafinia, A. and J. Moshtagh, A new approach to fault location in three-phase underground distribution system using combination of wavelet analysis with ANN and FLS. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014. 55: p. 261--274.
19. Myhr, I., Lokalisering av kortslutninger i høyspent distribusjonsnett. 2017, NTNU.
20. Ferreira, V., et al., A survey on intelligent system application to fault diagnosis in electric power system transmission lines. Electric Power Systems Research, 2016. 136: p. 135--153.
21. Morales, J., E. Orduña, and C. Rehtanz, Classification of lightning stroke on transmission line using multi-resolution analysis and machine learning. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014. 58: p. 19--31.
22. Yusuff, A., A. Jimoh, and J. Munda, Fault location in transmission lines based on stationary wavelet transform, determinant function feature and support vector regression. Electric Power Systems Research, 2014. 110: p. 73--83.
23. de Souza Gomes, A., et al., Detection and classification of faults in power transmission lines using functional analysis and computational intelligence. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013. 28(3): p. 1402--1413.
24. Livani, H. and C.i.Y. Evrenosoğlu, A fault classification and localisation method for three-terminal circuits using machine learning. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013. 28(4): p. 2282--2290.
25. Zin, A.A.M. and S.P.A. Karim, Protection system analysis using fault signatures in Malaysia. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013. 45(1): p. 194--205.
26. Dong, Y., C. Zheng, and M. Kezunovic, Enhancing accuracy while reducing computation complexity for voltage-sag-based distribution fault location. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013. 28(2): p. 1202--1212.
27. Alves da Silva AP, L.A., Souza SM., Fault location on transmission lines using complex-domain neural networks. Int J Electr Power Energy Systems, 2012. 2012(43): p. 720--7.
28. Ekici, S., Support Vector Machines for classification and locating faults on transmission lines. Applied Soft Computing, 2012. 12(6): p. 1650--1658.

29. Zhengyou, H., et al., Study of a new method for power system transients classification based on wavelet entropy and neural network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2011. 33(3): p. 402--410.
30. Yusuff, A., A. Jimoh, and J. Munda, Determinant-based feature extraction for fault detection and classification for power transmission lines. *IET generation, transmission & distribution*, 2011. 5(12): p. 1259--1267.
31. Malathi, V., et al., Application of extreme learning machine for series compensated transmission line protection. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 2011. 24(5): p. 880--887.
32. Parikh, U.B., B. Das, and R. Maheshwari, Fault classification technique for series compensated transmission line using support vector machine. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2010. 32(6): p. 629--636.
33. Morais, J., et al., A framework for evaluating automatic classification of underlying causes of disturbances and its application to short-circuit faults. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2010. 25(4): p. 2083--2094.
34. Malathi, V., N. Marimuthu, and S. Baskar, Intelligent approaches using support vector machine and extreme learning machine for transmission line protection. *Neurocomputing*, 2010. 73(10-12): p. 2160--2167.
35. Mohamed, E., H. Talaat, and E. Khamis, Fault diagnosis system for tapped power transmission lines. *Electric Power Systems Research*, 2010. 80(5): p. 599--613.
36. Moshtagh, J., P. Jalili, and H.P. Souraki, A New Approach to Series Fault Location in Underground Distribution System Using Combined Neural Networks & Wavelet Analysis, in *IEEE international conference on electrical power and energy conservation systems*. American University of Sharjah, UAE. 2009.
37. Bhowmik, P., P. Purkait, and K. Bhattacharya, A novel wavelet transform aided neural network based transmission line fault analysis method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2009. 31(5): p. 213--219.
38. Samantaray, S. and P. Dash, Pattern recognition based digital relaying for advanced series compensated line. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2008. 30(2): p. 102--112.
39. Parikh, U.B., B. Das, and R.P. Maheshwari, Combined wavelet-SVM technique for fault zone detection in a series compensated transmission line. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008. 23(4): p. 1789--1794.
40. Ekici, S., S. Yildirim, and M. Poyraz, Energy and entropy-based feature extraction for locating fault on transmission lines by using neural network and wavelet packet decomposition. *Expert Systems with Applications*, 2008. 34(4): p. 2937--2944.
41. Zhang, N. and M. Kezunovic, Transmission line boundary protection using wavelet transform and neural network. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2007. 22(2): p. 859--869.
42. Samantaray, S., P. Dash, and G. Panda, Distance relaying for transmission line using support vector machine and radial basis function neural network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2007. 29(7): p. 551--556.
43. Samantaray, S., P. Dash, and G. Panda, Fault classification and location using HS-transform and radial basis function neural network. *Electric Power Systems Research*, 2006. 76(9-10): p. 897--905.
44. Silva, K., B.A. Souza, and N.S. Brito, Fault detection and classification in transmission lines based on wavelet transform and ANN. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2006. 21(4): p. 2058--2063.

45. Cardoso, G., J.G. Rolim, and H. Zurn, Application of neural-network modules to electric power system fault section estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004. 19(3): p. 1034--1041.
46. Salat, R. and S. Osowski, Accurate fault location in the power transmission line using support vector machine approach. *IEEE Transactions on power systems*, 2004. 19(2): p. 979--986.
47. Fernandez, A.O. and N.K.I. Ghonaim, A novel approach using a FIRANN for fault detection and direction estimation for high-voltage transmission lines. *IEEE transactions on power delivery*, 2002. 17(4): p. 894--900.
48. Purushothama, G., et al., ANN applications in fault locators. *International journal of electrical power & energy systems*, 2001. 23(6): p. 491--506.
49. Mazon, A., et al., Fault location system on double circuit two-terminal transmission lines based on ANNs, in *Power tech proceedings, 2001 IEEE Porto*. 2001. p. 5--pp.
50. Lin, W.-M., et al., A fault classification method by RBF neural network with OLS learning procedure. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2001. 16(4): p. 473--477.
51. Venkatesan, R. and B. Balamurugan, A real-time hardware fault detector using an artificial neural network for distance protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2001. 16(1): p. 75--82.
52. Das, R., M. Sachdev, and T. Sidhu, A fault locator for radial subtransmission and distribution lines, in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*. 2000. p. 443--448.
53. Chen, Z. and J.-C. Maun, Artificial neural network approach to single-ended fault locator for transmission lines. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2000. 15(1): p. 370--375.
54. Mazon, A., et al., A new approach to fault location in two-terminal transmission lines using artificial neural networks. *Electric Power Systems Research*, 2000. 56(3): p. 261--266.
55. Zhu, J., D.L. Lubkeman, and A.A. Girgis, Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1997. 12(2): p. 801--809.
56. Song, Y., Q. Xuan, and A. Johns, Comparison studies of five neural network based fault classifiers for complex transmission lines. *Electric power systems research*, 1997. 43(2): p. 125--132.
57. Da Silva, A.A., et al., Neural networks for fault location in substations. *IEEE transactions on power delivery*, 1996. 11(1): p. 234--239.
58. Kezunovic, M. and I. Rikalo, Detect and classify faults using neural nets. *IEEE Computer Applications in Power*, 1996. 9(4): p. 42--47.
59. Dalstein, T. and B. Kulicke, Neural network approach to fault classification for high speed protective relaying. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1995. 10(2): p. 1002--1011.
60. Ranaweera, D.K., Comparison of neural network models for fault diagnosis of power systems. *Electric Power Systems Research*, 1994. 29(2): p. 99--104.

## B Brief summary of the use cases recommended for further development

Table B1: Summary of the screening results (use cases suggested for further development).

Nr.	Project/database	use case	Short description	Conclusions and comments	Which of the themes in the work package it can relate to	The average value KPI	Evaluated relevance to further work in the present activity	General comment on rated relevance and to the use case	Recommendation for further use
1	DeVID[4]	A.24 Fault registration and localisation in high voltage distribution networks	The use case describes how outage management systems receive error messages from protection equipment and transmits them to the control centre and tries to query network equipment (RTU) and to tries to locate the short circuit in the network.	Test of this use case was carried out by working group AG2.6 consisting of Kim Bergli (Fredrikstad EnergiNett AS), Kjell Anders Tutvedt (Hafslund Driftssentral AS) and Henning Taxt (SINTEF Energy). There were parts of scenario 2 from the use case; fault calibration and connection suggestions tested. In many places, both the protection and the RTU / drive computer are capable of the task, but there is a lack of digital communication between them (for example, there may be only X-connections for signals).	A and B	3.67	4	The purpose of this use case is to be able to quickly inform about and locate short circuits in high voltage distribution networks to provide information to use as a basis for decision. Detects short circuits, may be further developed to also isolate faults so that it becomes relevant to theme B.	Further development
2	DeVID[4]	A.22 Warning for permanent low / high voltage	The use case describes how the voltage in a distribution network can be monitored by AMS and give notice of serious / permanent breach of limit values. The message will not be an emergency message / alarm in the operational centre.	The use case has not been tested, but the use case management of outages in the LV network has been tested, and it has similar requirements for the AMS meter, HSE, communication system and DMS.	A	3.00	4	The utility value of the use case is to act as a decision support tool in grid operation and to prevent damage to appliances at customers on the basis of high or low voltage.	Further development
4	EPRI, Distribution Operations [3]	Circuit Reconfiguration. American Electric Power. 2012	In the use case, a fault occurs on the distribution system and the Fault Clearing Device clears the fault. The Fault Clearing Device sends the lock out signal to the Circuit Reconfiguration Controller (CRC). The CRC sends the lock out information to the Distribution SCADA (D-SCADA)/DMS, the Outage Management System (OMS), and Distribution Historian. The CRC sends an abnormal control area configuration status to any applicable Volt-Var Controller. By polling the various devices, the CRC is able to perform a fault isolation calculation to isolate the fault. The CRC then sends a device command to the Isolation Device which acknowledges the command and performs the functions needed to isolate the fault. These events are monitored in the D-SCADA through regular polling of the devices. The CRC eventually calculates the reconfiguration scenario and sends the commands to the Reconfiguration Device which acknowledges the commands. After the Reconfiguration Device functions, it sends an update to the CRC which sends all equipment status updates to D-SCADA which updates the Distribution Historian.		B	3.33	4	This use case describes how the system will use the circuit reconfiguration controller (CRC) to handle faults and restoration automatically.	Further development
6	DeVID[4]	A.9 Outage management I LV distribution network	The use case is started either by the customer contacting the grid company about faults in the power supply or an outage or phase break alarm is received from the AMS system or network station. Query of the customer's meter, and other strategic customer meters in the same area / radial / course, in order to make an assumption of the fault location. The information is displayed to the control centre / customers' service centre for mobilising the repair crew. If necessary, the customer himself contacts the repair crew. Can be further automated with registration and feedback without the need for customers' service centre.	The use case has been tested by NTE (DSO). Managing interruptions and phase breaks in LS networks places some demands on both meter, DMS and communication system.	A and B	3.00	3	In the use case it is suggested: "Can be further automated with registration and feedback without the need for customer reception." This further development of the use case may be of interest to WP2.	Further development
7	DeVID[4]	A.8 Management of earth fault	use case is divided into three subordinate use cases: "Detecting Earth Fault Event", "Locating and Timing Earth Faults" and "Follow Up Ground Faults". Detection takes place in a web station, AMS meter or by customer inquiry. Location is done using the AMS system by recording ground currents through all meters. Follow-up of earth faults consists of repairing own network or sending a message to affected customer, with copy to DLE. Use case applies only to 230 V IT networks.	Earth fault detection and correction is required by law and is important for personal safety. Test of ground fault detection with AMS meter (Scenario 1a) has been carried out in controlled environments at NTE in Steinkjer. The test provided experiences relevant to the other scenarios. Location of earth fault is a task that today takes a lot of resources and can be simplified by using AMS.	A and B	3.33	3	Use case applies only to 230 V IT networks but can possibly be used to build upon in the work packager.	Further development

Nr.	Project/database	use case	Short description	Conclusions and comments	Which of the themes in the work package it can relate to	The average value KPI	Evaluated relevance to further work in the present activity	General comment on rated relevance and to the use case	Recommendation for further use
10	DISCERN, Enhanced monitoring and control of MV/LV network [6]	DISCERN_VRD_Learner_B6	This use case deals with MV network supervision. The MV supervision is performed using voltage and current sensors, as well as fault passage indicators. Grid supervisors (IED's), also called MV supervisors have the capability to identify faults. The IED's will generate signals and alarms that are sent to the SCADA system where an operator can act on it. In case a threshold violation related to over current, earth fault or over/under voltage is detected the following will happen; a. The SCADA operator will be informed by an alarm from the substation, but he/she will wait for further information from the system. b. The IED's will generate the corresponding alarm and trip the circuit breaker of the line in the station. c. At the same time as the MV supervisors detects the fault, one or several of the FPI's will detect the fault current. The devices will send a binary signal announcing which points in the grid that the fault current passed. The fault analysis tool in the substation will run a 'distance to fault' calculation based on the received reports (DR) from IED's. When ready, it will send relevant data to the SCADA.	Using the location information to improve the fault location functionality will shorten the time for repair and restoration of the line. The VRD B6 MV monitoring demo has been implemented at a substation feeding a rural network on the Swedish island of Gotland. A fault analysis tool was installed in the substation together with a line protection IED and fault passage indicators along different segments of a test feeder. Due to different problems, the network on Gotland is not an ideal environment for the specific technical solution tested.	A and B	3.67	3	Providing a way to geographically pinpoint faults in the distribution level network and use the information to reduce SAIDI. Today's market for MV overhead line fault identification and localisation passage indicators is not yet fully mature.	Further development
11	DISCERN, Optimal MV network monitoring and automation [5]	DISCERN_VTF_Learner_B6	Objective: The overall purpose of the use case is increasing the functionality of MV network monitoring by fault location. · The main objective is to geographically pinpoint faults in the distribution level network. Furthermore, to evaluate the functionality of MV monitoring for fast and reliable fault identification and indicating fault distance through automatic disturbance record analysis. · Another objective is to investigate whether an extended level of functionality is worth the money invested and to test a more "cheap and simple" solution. The use case implements the status monitoring of the MV network using Intelligent Electronic Devices (IEDs).	The DISCERN Gotland Demo project aims to evaluate possible achieved smart grid level in network with smart and simple sensors. The project implements a simple but robust system for improving fault location functionality. In parallel to the demonstration site Vattenfall and GEAB are running a full scale smart grid project (Smart Grid Gotland, SGG), with the purpose of including the entire network value chain for smart grid functionality evaluation. One objective is the opportunity to compare and evaluate the results of using two different technical solutions in the same MV network structure by SGG and the DISCERN. Planned Project Duration: May 2014 – March 2016, ongoing. The application in a network with low fault current is to our knowledge a new unique method for fault passage indication using only current measurement with a new algorithm in station computer to calculate distance to fault. The demo installation should not be evaluated as a single event but seen as one activity to be integrated with other smart grid actions to reach the demands of the future.	A og B	3.67	3	There are no aspects that limit the application of this use case. The implemented system is general and can be used in different network conditions.	Further development
20	EPRI, Distributed Energy Resources [3]	NEDO - Peak Shift Contribution by Battery Aggregation. 2011	This use case describes interactions between the Grid operator, Grid EMS, Battery SCADA, Battery SCADA Operator and Stationary Batteries during online power system control for Battery Aggregation. Battery SCADA is used to control distributed Stationary Batteries as a Virtual Battery.	It is expected that many batteries will be deployed in the smart grid. These batteries will be small scale and distributed. The use of the energy storage capabilities of these batteries can be optimized by Battery Aggregation and control technology to manage them in a Virtual Energy Storage System. The control technology comprises a Grid EMS, Grid Operator, and communications via Battery SCADA. Two scenarios that describe control functions for Battery Aggregation are introduced in this use case. Scenario: Peak Shift Contribution by Battery Aggregation (Virtual Energy Storage)	C and D	3	3	Peak shift	Further development
233	ELECTRA IRP [8]	Post-Primary Voltage Control	This use case describes the Post-Primary Voltage Control functionality in the ELECTRA Web-of-Cell concept. This PPVC functionality maintains the voltages in the nodes of the cell within the applicable regulated values by providing setpoints to AVR nodes, controllable Q nodes, capacitor banks and OLTCs. These setpoints are determined by an Optimal Power Flow (OPF) using the Interior Point Method (IPM) to minimize the losses in the system. New setpoints are calculated either periodically (proactive mode: loss optimization check and update) or when a safeband violation occurs at a pilot node (corrective mode: new setpoint calculations incl. loss minimization).	Objectives: O1: Cell node voltages are kept within the regulatory safe band. O2: Minimal line losses in the cell. The ELECTRA Web-of-Cells concept is a proposed control schemes for the real-time frequency/balance and voltage control of the future grid. It is designed for a future where large parts of traditional fuel-based synchronous generators – connected to the high voltage grid – are replaced by large amounts of smaller – intermittent – renewables at all voltage levels, and where flexible loads and affordable storage is omnipresent.	A,B, C and D	3.33	3	Is not tested in the reference document, but has been tested in the project. The single functions of each use case were integrated into test network and the functionality in the stand-alone operation of the whole use-case has been proven in a representative test grid by simulations.	Further development



Nr.	Project/database	use case	Short description	Conclusions and comments	Which of the themes in the work package it can relate to	The average value KPI	Evaluated relevance to further work in the present activity	General comment on rated relevance and to the use case	Recommendation for further use
234	ELECTRA IRP [8]	Primary Voltage Control	This use case describes the Primary Voltage Control functionality in the ELECTRA Web-of-Cells context. This PVC functionality ensures that the AVR (Automated Voltage Regulation) node locally maintains its voltage using automatic local droop functionality and according to setpoints received from the Post-Primary Voltage Control (PPVC).	Objectives: O1: Constitute an “actuator” for VSC O2: Minimize local transient voltage deviations (limit Vdyn)	A,B, C and D	3.33	3	Is not tested in the reference document but has been tested in the project. The single functions of each use case were integrated into test network and the functionality in the stand-alone operation of the whole use-case has been proven in a representative test grid by simulations.	Further development
27	DeVID [4]	A.10 Querying of AMS meter from DMS	Operator at the control centre or other person in the grid company asks in DMS for information from a specific meter. A poll is sent via the Head-end system and the communication system and on to the AMS meter, which sends the information back to the DMS. The information is presented on the screen of the person requesting it.	The use case is implemented in Demo Steinkjer's DMS / SCADA test system, and test runs have been made in this system. In general, the integration of AMS meters, via HES, into DMS can be resource-intensive to make it work. Much of the usefulness of AMS data is realized by the fact that different systems exchange data, so a well-thought-out strategy on how to achieve good integration is important.	A and B	3.00	3	Not directly related to themes A and B, in order for it to be relevant, automation must be implemented in the use case.	Further development
30	DeVID [4]	A.19 Locating the source of voltage jump / voltage dip	The use case provides a description of how to locate the source of voltage jumps in the distribution network by interrogating voltage and power flow in AMS meters of 1 second or less resolution. Use the Case will simplify the process of customer complaint due to flashing of lights, by providing a clear indication of the location of the problem source.	The use case is tested in Matlab with measurements over a month in Demo Steinkjer. Method for finding source through calculations is very good. More testing and testing is needed in the web to find the best methods to find the cause of the problem.	A	3.33	3	If the method is made accurate and the presentation is easy to understand and clear, then the use case can be a good help in locating sources of interference. This requires more testing in the field, and that the use case is implemented by suppliers in GIS / NIS or DMS.	Further development
32	EPRI, Distribution Operations [3]	Outage Notification. American Electric Power. 2012	Many AMI systems offer endpoints with a “last gasp” message transmission capability to tell the utility that the endpoints have lost power. This last-gasp transmission serves as a surrogate for the customer’s call. AMI systems using the “last gasp” capabilities work well in helping the Outage Management System (OMS) and dispatcher understand and efficiently respond to widespread outage conditions. This use case is unique as it is initiated at the NIC when it detects a zero-voltage event lasting more than a programmed period of time. The NIC will issue a last gasp message that flows back to the enterprise without any request from an enterprise system. The Last Gasp Message is routed through the AMI Network to the AMI Head-End. The AMI Head-End sends the message to the ODS and the Outage Filter. The Outage Filter sorts the message(s) and sends it to the Trouble Ticket System (TTS). TTS sends the message to the OMS and the ODS. The OMS system updates the outage ticket and sends the update to TTS and ODS.		A and B	3.00	3	Use of "last gasp" signal from AMS to map where consumers have lost power.	Further development
39	EPRI,Market Operations [3]	IP-1 ISO Uses Synchrophasor Data for Grid Operations, Control, Analysis and Modeling. 2011	The purpose of this use case is to describe how the ISO uses synchrophasor data for grid operations, control and modelling. It discusses the use of phasor data as a means of maintaining system stability following a system disturbance (both within and outside ISO’s service territory) and describes the use of phasor data to trigger alarms that will be the source of information to provide recommendations for system operator control actions within seconds of a system event.		A,B, C and D	3.00	3	Use of PMU for grid operations, control and modelling. Synchrophasors may be relevant to all themes, but this use case may be too general.	Further development



## C Developed use cases

### C.1 Use case: Outage management in the LV distribution network

#### 1 Description of the use case

##### 1.1 Name of use case

Use case identification		
ID	Area / Domain(s)/ Zone(s)	Name of use case
	Lavspenningsnettet	Avbruddshåndtering i lavspenningsnettet anno 2030

##### 1.2 Version management

Version management				
Version No.	Date	Name of author(s)	Changes	Approval status
0.0	2018-05-25	Karoline Ingebrigtsen	Etablering av use caset	Utkast
0.1	2018-10-11	Jørn Foros	Første versjon for kommentering	Utkast
1.0	2019-02-05	Jørn Foros	Første ferdige versjon	Endelig
2.0	2019-06-26	Jørn Foros	Lagt til avvik fra normalt scenario	Endelig

##### 1.3 Scope and objectives of use case

Scope and objectives of use case	
<b>Scope</b>	Avbruddshåndtering i lavspenningsnettet
<b>Objective(s)</b>	Automatisk og presis feillokalisering og håndtering av avbrudd i lavspenningsnettet. Forbedre leveringssikkerhet i lavspenningsnettet og redusere tid til gjenoppretting av forsyningen. Automatisere utsendelse av informasjon til kunder og redusere antall kundefølgende/ kundefølgende.
<b>Related business case(s)</b>	-

##### 1.4 Narrative of Use Case

Narrative of use case
<b>Short description</b>
Use caset beskriver hvordan avbrudd i lavspenningsnettet (LS-nettet) kan håndteres i framtiden ved å ta i bruk nye data (AMS-data) og metoder (maskinlæring). Etter at et avbrudd er oppdaget lokaliseres feilen, feiltypen identifiseres, og reparasjon og gjenoppretting iverksettes. Maskinlæringsmetoder inkludert trenings- og erfaringsdatabaser anvendes for å automatisere alle disse stegene.
<b>Complete description</b>
Et avbrudd i lavspenningsnettet (LS-nettet) kan bli identifisert enten vha. mottatt data/alarm fra en eller flere AMS-målere (spenningsavvik og/eller "last gasp"), mottatt alarm om utløst bryter/sikring i nettstasjon, eller mottatt informasjon fra kunde(r) eller andre personer i berørt område. Etter mottatt alarm skjer lokalisering av feil automatisk ved å analysere data fra AMS-målere i området ved bruk av maskinlæringsalgoritmer eller evt. andre aktuelle metoder. Dette inkluderer å identifisere om feilen er reell, og å identifisere om feilstedet er i nettet eller hos kunde. Hvis det bare er én AMS som rapporterer om avbrudd er feilen trolig i den installasjonen, og det er da kundens ansvar å rette opp dette. Hvis feilen lokaliseres til det høyspente distribusjonsnettet, antas det for enkelthets skyld at automatisk omkobling og gjenoppretting er mulig. Dersom feilen er i lavspenningsnettet sendes informasjon til alle berørte kunder. Deretter identifiseres type feil ved hjelp av maskinlæringsalgoritmer. Her kan flere datakilder være relevante som input, inkludert nettdata, værdata, satellittbilder og AMS-data. Identifikasjon av feiltypen inkluderer å identifisere komponent (kabel, luftlinje, nettstasjon) og fase (én fase, flere faser) involvert, samt årsaken til feilen.
Etter identifisering av feilsted og feiltypen bestemmes passende tiltak. Maskinlæringsmetoden "cased-based reasoning" (CBR) bruker den anslåtte plasseringen og feiltypen som en problembeskrivelse, samt en database med tidligere erfaringer og tiltak, for å finne et spesialtilpasset tiltak. Tiltaket inkluderer automatiske handlinger som ressursallokering, prediksjon av nødvendig type reparasjon, og utstedelse av arbeidsordre. Ved flere samtidige feil inkluderer tiltaket også prioritering av reparasjoner. Prioritering er spesielt relevant når høy utstrekning av fornybare energikilder (solceller etc.) og/eller batterier kan gjøre det mulig for kunder å være selvforsynt en stund, slik at reparasjon kan utsettes.
Til slutt verifiseres det at normal forsyning er gjenopprettet. Avbruddet inkludert implementert tiltak dokumenteres i trenings- og erfaringsdatabasene for maskinlæringsmetodene dersom dette representerer kunnskap som ikke allerede finnes i databasene. Avbruddet rapporteres også automatisk til FASIT.

### 1.5 Key performance indicators (KPI)

<b>Key performance indicators</b>			
<b>ID</b>	<b>Name</b>	<b>Description</b>	<b>Reference to mentioned use case objectives</b>
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	Summen av varighet av alle forstyrrelser av strømforsyning til individuelle kunder i løpet av et tidsintervall, delt på totalt antall kunder og varigheten av det tidsintervallet.	SAIDI er et mål på leveringssikkerheten inkludert evnen til gjenoppretting av forsyningen.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	Antall forstyrrelser av strømforsyning til individuelle kunder i løpet av et tidsintervall, dividert med totalt antall kunder og varigheten av det aktuelle tidsintervallet.	SAIFI er et mål på leveringssikkerheten (men ikke evnen til gjenoppretting)
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index	Summen av varighet av alle forstyrrelser til individuelle kunder i løpet av et tidsintervall, delt på antall av disse forstyrrelsene.	CAIDI er et mål på leveringssikkerheten inkludert evnen til gjenoppretting av forsyningen.
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index	Antall forstyrrelser som oppleves av de individuelle kundene som er berørt minst én gang i løpet av et tidsintervall divideres med varigheten av det aktuelle tidsintervallet.	CAIFI er et mål på leveringssikkerheten (men ikke evnen til gjenoppretting)
KH	Antall kundehenvendelser og/eller kundeklager	Totalt antall kundehenvendelser/kundeklager mottatt av nettselskapet som følge av avbrudd (pr. år)	Automatisk avbruddshåndtering og kundekommunikasjon bør gi færre henvendelser/klager

### 1.6 Use case conditions

<b>Use case conditions</b>
<b>Assumptions</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Use case gjelder for år 2030-2040</li> <li>- Innsamling, lagring og håndtering av informasjon skjer i samsvar med gjeldende regelverk</li> <li>- Håndtering av avbrudd skjer av et sentralt system i driftscentralen</li> <li>- Rapportering av avbrudd i FASIT er innført også for lavspenningsnett</li> <li>- Eventuelle brytere i lavspenningsnett som kan benyttes for isolering og gjeninnkobling ses bort fra i denne use casen</li> </ul>
<b>Prerequisites</b>
<p>AMS er installert med følgende funksjonalitet:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- måling og lagring av data inkludert "last gasp" (siste beskjed fra måleren når den mister strømmen). "Last gasp"-funksjonalitet betinger at målerne har tilstrekkelig batteriforsyning til å sende slik beskjed.</li> <li>- kommunikasjon for rapportering av data</li> <li>- tidsstempling av data som er synkronisert mellom alle målerne (f.eks. vha. GPS)</li> </ul> <p>Kommunikasjon mellom systemer (AMS, datainnsamlingssystem, kontrollsystem for nettstasjon, netthåndteringssystem, avbruddshåndteringssystem, SCADA) som muliggjør sikker og tilstrekkelig hurtig utveksling av data er etablert</p>

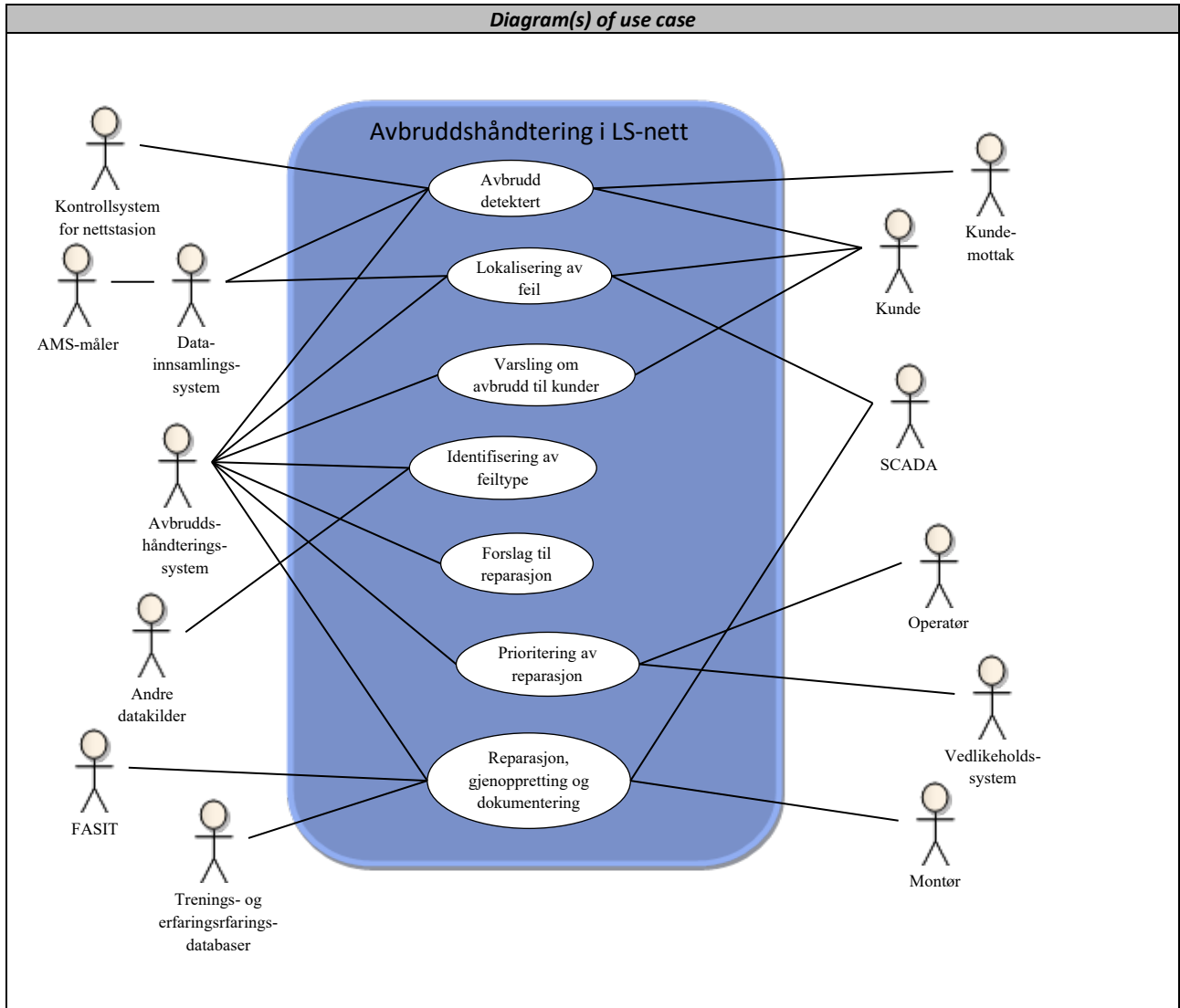
### 1.7 Further information to the use case for classification / mapping

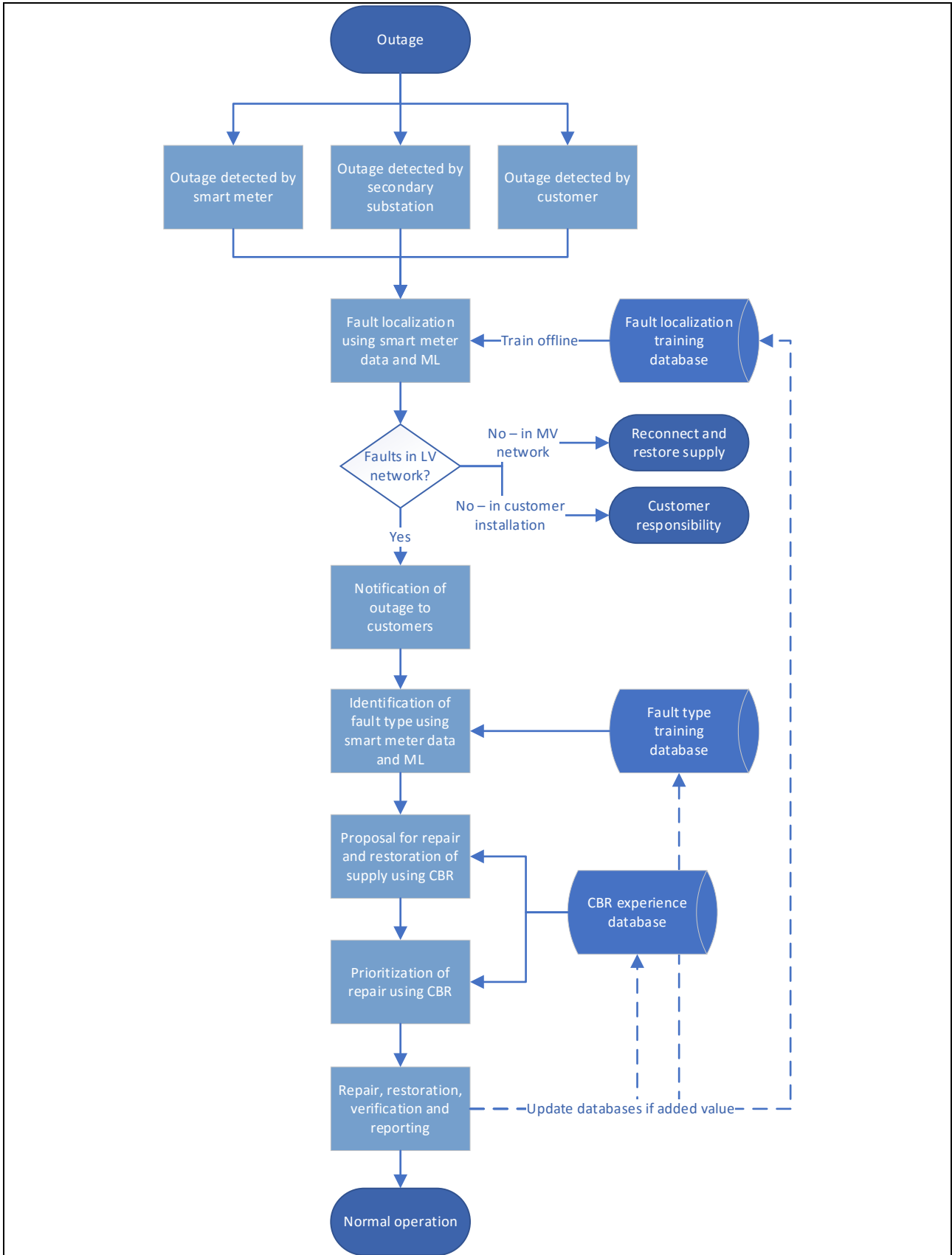
<b>Classification information</b>
<b>Relation to other use cases</b>
-
<b>Level of depth</b>
-
<b>Prioritisation</b>
-
<b>Generic, regional or national relation</b>
Generisk
<b>Nature of the use case</b>
Teknisk
<b>Further keywords for classification</b>
-

1.8 General remarks

General remarks
-

2 Diagrams of use case





### 3 Technical details

#### 3.1 Actors

Actors			
Grouping		Group description	
-		-	
Actor name	Actor type	Actor description	Further information specific to this use case
AMS-måler	System	Måler hos kunder med toveiskommunikasjon og funksjonalitet for å detektere avbrudd i nettet og rapportere dette	-
Datainnsamlingssystem (DIS)	System	System som samler inn måleverdier fra AMS via WAN og videreformidler til andre systemer. Inkluderer kommunikasjon til AMS og avbruddshåndteringssystemet	-
Kontrollsystem for nettstasjon (KFN)	System	Måle- og kontrollsystem i nettstasjoner. I dag typisk RTU, men kan i framtiden erstattes med SCMS. Har kommunikasjon til avbruddshåndteringssystem	-
Kunde	Person	Sluttbruker med nettilknytning og måling. Kan forbruke (passiv kunde) samt evt. produsere elektrisitet (prosumer)	-
Kundemottak	Person	Person hos nettselskapet som tar imot kundehenvendelser	-
Avbruddshåndteringssystem (AHS)	System	System hos nettselskap som håndterer feil og avbrudd. Inkluderer logikk for å identifisere feilsted og feiltype, samt kommunikasjon til andre systemer	-
SCADA (supervisory control and data acquisition)	System	System for kontroll av nettet	-
Operatør	Person	Person som jobber på driftscentralen	-
Vedlikeholdssystem	System	System som håndterer bl.a. arbeidsordrer, inkludert ressursallokering og fremdriftsoversikt	-
Montør	Person	Person som utfører arbeid i felt	-
Trenings- og erfaringsdatabaser (TED)	System	System som lagrer informasjon om avbrudd for senere læring for maskin-læringsalgoritmene, inkludert årsak og implementert løsning	-
FASIT	System	Eksternt nasjonalt system for feil- og avbruddsregistrering	-
Andre datakilder	System	Diverse andre systemer med data som kan være til hjelp for å identifisere sannsynlig feiltype ved avbrudd. F.eks.: Nettdata, værdata, informasjon om pågående gravearbeid, informasjon om feil i kommunikasjonssystemer, satelittbilder	-

#### 3.2 References

References						
No.	References Type	Reference	Status	Impact on use case	Originator / organisation	Link
1	Rapport	IEC/TS 62913-2-1: "Generic Smart Grid Requirements"	Utkast (2017)	Definisjon av aktører og KPler	IEC	n/a
2	Prosjektnotat	"Kartlegging av relevante use case i regi av T2.3"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
3	Prosjektnotat	"Oppsummering av gruppearbeid i T2.3 CINELDI workshop 2018-06-05"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
4	Prosjektnotat	"Beskrivelse av mulige videreutviklinger av use case og demo-aktiviteter"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
5	Rapport	Use case-samling	Endelig versjon (2014)	Utgangspunkt for utvikling av use case, og definisjon av aktører	SINTEF Energi AS	TR A7412
6	Artikkel	Review of smart meter data analysis: Applications, methodologies and challenges	Publisert	Underlag for å vurdere hvordan AMS-data kan brukes i 2030-2040	IEEE	IEEE Xplore
7	Prosjektnotat	"State of the art of applying machine learning on grid data for fault location"		Underlag for å vurdere hvordan maskinlæring kan brukes i avbruddshåndtering	FME CINELDI	

## 4 Step by step analysis of use case

### 4.1 Overview of scenarios

Scenario conditions						
No	Scenario name	Scenario description	Primary actor	Triggering event	Pre-condition	Post-condition
1	Avbrudd detektert	Et avbrudd i LS-nettet kan bli identifisert enten vha. mottatt data/alarm fra AMS, mottatt alarm om utløst bryter/sikring i nettstasjon, eller mottatt informasjon fra kunde(r) eller andre personer i berørt område	AMS Kunde Kontrollsystem for nettstasjon	Avbrudd	Normal drift	Avbrudd registrert
2	Lokalisering av feil	Identifisering av sannsynlig feilsted ved bruk av maskinlæringsalgoritmer og/eller andre aktuelle metoder, basert på data fra AMS. Inkluderer å identifisere om feilen er reell, og å identifisere om feilstedet er i nettet eller hos kunde. Hvis det bare er én AMS som rapporterer om avbrudd er feilen trolig i den installasjonen, og det er da kundens ansvar å rette opp dette. Hvis feilen lokaliseres til det høyspente distribusjonsnettet, antas det for enkelhets skyld at automatisk omkobling og gjenoppretting er mulig	AHS	Avbrudd registrert	Feil ikke lokalisert	Feil lokalisert
3	Varsling om avbrudd til kunder	Informasjon om avbruddet kommuniseres til berørte kunder	AHS	Feil i LS-nettet identifisert	Avbrudd ikke varslet	Berørte kunder informert
4	Identifisering av feiltype	Identifisering av sannsynlig feiltype ved bruk av maskinlæringsalgoritmer. Her kan flere datakilder være relevante som input, inkludert nettdata, værdata, satellittbilder og AMS-data. Identifikasjon av feiltype inkluderer å identifisere komponent (kabel, luftlinje, nettstasjon) og fase (én fase, flere faser) involvert, samt årsaken til feilen.	AHS	Feil i LS-nettet identifisert	Feiltype ikke identifisert	Feiltype identifisert
5	Forslag til reparasjon	Identifisering av reparasjon/tiltak ved hjelp av en erfaringsdatabase og caset-based reasoning (CBR). Tiltaket inkluderer forslag til ressursallokering og prediksjon av nødvendig type reparasjon.	AHS	Feiltype identifisert	Reparasjoner ikke foreslått	Reparasjoner foreslått
6	Prioritering av reparasjon	Ved flere samtidige feil prioriteres reparasjoner ved hjelp av en erfaringsdatabase og caset-based reasoning (CBR). Prioritering er spesielt relevant når høy utstrekning av fornybare energikilder (solceller etc.) og/eller batterier kan gjøre det mulig for kunder å være selvforsynt en stund, slik at reparasjon kan utsettes.	AHS	Reparasjoner foreslått	Reparasjoner ikke prioritert	Reparasjoner prioritert
7	Reparasjon, gjenoppretting og dokumentering	Reparasjoner og gjenoppretting utføres. Avbruddet inkludert implementert tiltak dokumenteres i trenings- og erfaringsdatabasene for maskinlæringsmetodene dersom dette representerer kunnskap som ikke allerede finnes i databasene. Avbruddet rapporteres også automatisk til FASIT.	AHS	Reparasjoner prioritert	Reparasjoner ikke utført	Normal drift. Avbrudd dokumentert i trenings- og erfaringsdatabasene og FASIT
8	<i>Alternativ:</i> Manuell lokalisering av feil	Identifisering av sannsynlig feilsted feiler. Manuell lokalisering iverksettes	AHS	Identifisering av sannsynlig feilsted feiler	Feil ikke lokalisert	Feil lokalisert
9	<i>Alternativ:</i> Forslag til reparasjon uten at feiltype er kjent	Identifisering av sannsynlig feiltype feiler. Forslag til reparasjon må genereres uten at informasjon om feiltype er tilgjengelig	AHS	Identifisering av sannsynlig feiltype feiler	Reparasjoner ikke foreslått	Reparasjoner foreslått
10	<i>Alternativ:</i> Manuell forslag til reparasjon	Identifisering av reparasjon/tiltak feiler. Reparasjon/tiltak må identifiseres manuelt	AHS	Identifisering av reparasjon/tiltak feiler	Reparasjoner ikke foreslått	Reparasjoner foreslått
11	<i>Alternativ:</i> Manuell prioritering av reparasjon	Prioritering av reparasjon/tiltak feiler. Manuell prioritering iverksettes	AHS	Prioritering av reparasjon/tiltak feiler	Reparasjoner ikke prioritert	Reparasjoner prioritert



## 4.2 Steps – Scenarios

Scenario								
Scenario name:		No. 1a – Avbrudd detektert (av AMS)						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
1a.1	Avbrudd	Innmelding av avbrudd	Avbruddet detekteres av AMS og rapporteres til avbrudds-håndterings-systemet (AHS)	REPORT	AMS	AHS	IE1.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 1b – Avbrudd detektert (av kontrollsystem for nettstasjon)						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
1b.1	Avbrudd	Innmelding av avbrudd	Kontrollsystem for nettstasjon (KFN) melder om avbrudd (utløst bryter eller sikring i nettstasjon)	REPORT	KFN	AHS	IE1.2	-

Scenario								
Scenario name:		No. 1c – Avbrudd detektert (av kunde)						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
1c.1	Avbrudd	Innmelding av avbrudd	Kunde (eller andre) melder om avbrudd	REPORT	Kunde	Kundemottak	IE1.3	-
1c.2		Innsamling	Kundemottak sjekker om feilen allerede er registrert i AHS	GET	Kundemottak	AHS	IE1.4	-
1c.3		Rapportering	Dersom feilen ikke tidligere er registrert registreres informasjon i AHS	REPORT	Kundemottak	AHS	IE1.3	-

Scenario								
Scenario name:		No. 2 – Lokalisering av feil						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
2.1	Avbrudd registrert	Innsamling	Innsamling av data fra alle AMS via datainnsamlings-systemet (DIS)	GET	AHS	DIS	IE2.1	-
2.2		Identifisering	Identifisering av sannsynlig feilsted ved bruk av maskinlærings-algoritmer og/eller andre aktuelle metoder	EXEC.	AHS	AHS		-
2.3	Feil identif. i install.	Rapportering	Dersom feilen er i en installasjon kommuniseres dette til kunden som har feilen	REPORT	AHS	Kunde	IE2.2	-
2.4	Feil identif. i HS-nettet	Omkobling	Hvis feilen er i det høyspente distribusjonsnettet (HS-nettet), antas det at automatisk omkobling og gjenoppretting er mulig og iveratt av SCADA	EXEC.	SCADA	SCADA		-

Scenario								
Scenario name:		No. 3 – Varsling om avbrudd til kunder						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
3.1	Feil identif. i LS-nett	Varsling	Informasjon om avbruddet kommuniseres til berørte kunder	REPORT	AHS	Kunde	IE3.1	-

Scenario name:		No. 4 – Identifisering av feiltype						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
4.1	Avbrudd registrert	Innsam-ling	Innsamling av data fra andre aktuelle datakilder (ADK) enn AMS, slik som nettdata, værdata, og satellittbilder.	GET	AHS	ADK	IE4.1	-
4.2		Identifiser-ing	Identifisering av sannsynlig feiltype ved bruk av maskinlærings-algoritmer. Inkluderer å identifisere komponent (kabel, luftlinje, nettstasjon) og fase (én fase, flere faser, jording) involvert, samt årsaken til feilen.	EXEC.	AHS	AHS		-

Scenario								
Scenario name:		No. 5 – Forslag til reparasjoner						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
5.1	Feil identif. i LS-nett	Identifisering	Identifisering av forslag til reparasjoner/tiltak ved hjelp av en erfaringsdatabase, samt maskinlærings-metoden case-based reasoning (CBR). Tiltaket inkluderer forslag til ressursallokering og prediksjon av nødvendig type reparasjon.	EXEC.	AHS	AHS		-

Scenario								
Scenario name:		No. 6 – Prioritering av reparasjoner						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
6.1	Feil identif. i LS-nett	Identifisering	Prioritering av tiltak ved hjelp av en erfaringsdatabase, samt maskinlærings-metoden case-based reasoning og/eller andre aktuelle metoder	EXEC.	AHS	AHS		-
6.2		Generering	Generering av arbeidsordre	EXEC.	AHS	AHS		-
6.3		Utstedelse	Operatør verifiserer arbeidsordre og ber AHS utstede ordren til vedlikeholdssystemet	REPORT	Operatør AHS	Vedl.syst	IE6.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 7 – Reparasjon, gjenoppretting og dokumentering						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
7.1	Arbeids-ordre utstedt	Reparasjon	Reparasjoner iht. arbeidsordrer	EXEC.	Montør	Montør		-
7.2	Rep. utført	Verifisering	Etterspørre verifisering av at normal forsyning er gjenopprettet	GET	AHS	SCADA	IE7.1	-
7.3	Rep. utført	Dokument-ering	Avbrudd, årsak og implementert løsning dokumenteres i trenings- og erfaringsdatabasene (TED) dersom dette representerer kunnskap som ikke allerede finnes i databasene	REPORT	AHS	TED	IE7.2	-
7.4		Rapporter-ing	Avbruddet rapporteres i FASIT	REPORT	AHS	FASIT	IE7.3	-

## 5 Information exchanged

<i>Information exchanged</i>			
<i>Information exchanged, ID</i>	<i>Name of information</i>	<i>Description of information exchanged</i>	<i>Requirement, R-IDs</i>
IE1.1	Avbruddsmelding fra AMS	Melding om avbrudd fra AMS. Inneholder: "Last gasp", målerID, tidsstempel	-
IE1.2	Avbruddsmelding fra nettstasjon	Melding om utløst bryter eller sikring i nettstasjon. Inneholder: NettstasjonsID, avgangID, tidsstempel	-
IE1.3	Avbruddsmelding fra kunde	Melding om avbrudd fra kunde. Inneholder: KundeID, tidsstempel	-
IE1.4	Verifikasjon av feil	Forespørsel om feil allerede er registrert i AHS. Inneholder: KundeID, forespørsel, tidsstempel	-
IE2.1	AMS-data	Data for alle AMS. Inneholder per AMS: MålerID, målerstatus (tilgjengelig/ikke tilgjengelig), alle data fra siste døgnet inkl. evt. last gasp	-
IE2.2	Feilrapport til kunde	Informasjon til kunde om feil i kundens installasjon. Inneholder: Beskjed om feil, beskjed om kundens ansvar, tidsstempel	-
IE3.1	Avbruddsrapport til berørte kunder	Informasjon om avbruddet til berørte kunder. Inneholder: Beskjed om avbrudd, beskjed om at tiltak iverksettes, tidsstempel	-
IE4.1	Andre relevante data	Andre data som kan være til hjelp for feitypelidentifisering. F.eks.: Nettdata, værdata, informasjon om pågående gravearbeid, informasjon om feil i kommunikasjonssystemer, satelittbilder	-
IE6.1	Arbeidsordre	Arbeidsordre for utbedring av feil, verifisert av operatør. Inneholder: Beskrivelse av arbeid, operatørID, tidsstempel	-
IE7.1	Bekreftet normal forsyning	Forespørsel til SCADA om driftstilstand for aktuell del av nettet. Inneholder: NettstasjonsID, spesifikasjon av data ønsket rapportert, tidsstempel	-
IE7.2	Erfaringsdata	Data for dokumentering i trenings- og erfaringsdatabasen. Inneholder: Avbruddsbeskrivelse og implementert løsning	-
IE7.3	FASIT-data	Data for rapportering i FASIT. Inneholder: Som spesifisert i gjeldende kravspesifikasjon for registrering i FASIT	-

## C.2 Outage management in the MV distribution network

### 1 Description of the use case

#### 1.1 Name of use case

<i>Use case identification</i>		
<i>ID</i>	<i>Area / Domain(s)/ Zone(s)</i>	<i>Name of use case</i>
	Distribusjonsnett	Avbruddshåndtering i det høyspente fordelingsnettet anno 2030

#### 1.2 Version management

<i>Version management</i>				
<i>Version No.</i>	<i>Date</i>	<i>Name of author(s)</i>	<i>Changes</i>	<i>Approval status</i>
0.1	2018-05-30	Karoline Ingebrigtsen	Etablering av use caset	
0.2	2018-07-03	Maren Istad	Utfylling av use caset	
0.3	2018-10-23	Jørn Foros	Første versjon for kommentering	
1.0	2019-07-31	Jørn Foros	Første ferdige versjon	

### 1.3 Scope and objectives of use case

Scope and objectives of use case	
<b>Scope</b>	Automatisk lokalisering og isolering av feil samt gjenoppretting av forsyning til sluttbrukere ved avbrudd i det høyspente (HS) distribusjonsnett. (Engelsk: FLISR - Fault localisation, isolation and system restoration).
<b>Objective(s)</b>	Automatisk og presis feillokalisering og håndtering av avbrudd i HS distribusjonsnett. Forbedre leveringssikkerhet i HS distribusjonsnett og redusere tid til gjenoppretting av forsyningen. Automatisere utsendelse av informasjon til kunder og redusere antall kundeforhør/kundeklager
<b>Related business case(s)</b>	-

### 1.4 Narrative of Use Case

Narrative of use case
<b>Short description</b>
<p>Use caset beskriver automatisk feillokalisering, isolering og gjenoppretting av forsyning. Dette kalles ofte self-healing eller FLISR på engelsk; fault localisation, isolation and service restoration. Use caset kombinerer to tilnæringer:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Desentralisert selektiv FLISR-logikk, som raskt isolerer feilområdet, men ikke nødvendigvis finner den optimale løsningen for gjenoppretting.</li> <li>Sentralisert avbruddshåndteringssystem, som tar beslutninger basert på mer informasjon enn en desentralisert løsning, og dermed kan identifisere optimal omkobling for gjenoppretting av forsyning til flest mulig kunder.</li> </ul>
<b>Complete description</b>
<p>Hendelsesforløpet fra avbrudd oppstår til feil er reparert er som følger: Feillokalisering og isolering antas å gjøres automatisk av et desentralisert system. Feilen rapporteres så til en sentral logikk for avbruddshåndtering som identifiserer optimal omkobling for gjenoppretting av forsyning til flest mulig kunder. Dette gjøres ved hjelp av maskinlæringsalgoritmer eller evt. andre aktuelle metoder med den faktiske og forventede produksjons- og lastsituasjonen i hele nettverket (inkludert tilgjengelig fleksibilitet og reservekapasitet) som input. Optimal kobling sendes til SCADA for utførelse. SCADA bekrefter vellykket kobling når det er gjort, og kunder som fortsatt har avbrudd blir varslet.</p> <p>Etter varsling av kunder bestemmes passende tiltak. Maskinlæringsmetoden "cased-based reasoning" (CBR) bruker tilgjengelig informasjon om feilen som en problembeskrivelse samt en database med tidligere erfaringer og tiltak for å finne et spesialtilpasset tiltak. Tiltaket inkluderer automatiske handlinger som ressursallokering og utstedelse av arbeidsordre. Etter reparasjon verifiseres det at normal forsyning er gjenopprettet til alle kunder. Avbruddet inkludert implementert tiltak dokumenteres i trenings- og erfaringsdatabasene for maskinlæringsmetodene dersom dette representerer kunnskap som ikke allerede finnes i databasene. Avbruddet rapporteres også automatisk til FASIT.</p>

### 1.5 Key performance indicators (KPI)

Key performance indicators			
ID	Name	Description	Reference to mentioned use case objectives
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	Summen av varighet av alle forstyrrelser av strømforsyning til individuelle kunder i løpet av et tidsintervall, delt på totalt antall kunder og varigheten av det tidsintervallet.	SAIDI er et mål på leveringssikkerheten inkludert evnen til gjenoppretting av forsyningen.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	Antall forstyrrelser av strømforsyning til individuelle kunder i løpet av et tidsintervall, dividert med totalt antall kunder og varigheten av det aktuelle tidsintervallet.	SAIFI er et mål på leveringssikkerheten (men ikke evnen til gjenoppretting)
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index	Summen av varighet av alle forstyrrelser til individuelle kunder i løpet av et tidsintervall, delt på antall av disse forstyrrelsene.	CAIDI er et mål på leveringssikkerheten inkludert evnen til gjenoppretting av forsyningen.
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index	Antall forstyrrelser som oppleves av de individuelle kundene som er berørt minst én gang i løpet av et tidsintervall divideres med varigheten av det aktuelle tidsintervallet.	CAIFI er et mål på leveringssikkerheten (men ikke evnen til gjenoppretting)
KH	Antall kundeforhør	Totalt antall kundeforhør mottatt av nettselskapet som følge av avbrudd (pr. år)	Automatisk avbruddshåndtering og kundekommunikasjon bør gi færre forhør

### 1.6 Use case conditions

<i>Use case conditions</i>
<b>Assumptions</b>
- Use case gjelder for år 2030-2040. - Innsamling, lagring og håndtering av informasjon skjer i samsvar med gjeldende regelverk.
<b>Prerequisites</b>
Distribusjonsnettet er tilstrekkelig utbygd med effektbrytere/vern til å muliggjøre automatisk lokal feilisolering
Kommunikasjon mellom systemer som muliggjør sikker og tilstrekkelig hurtig utveksling av data er etablert

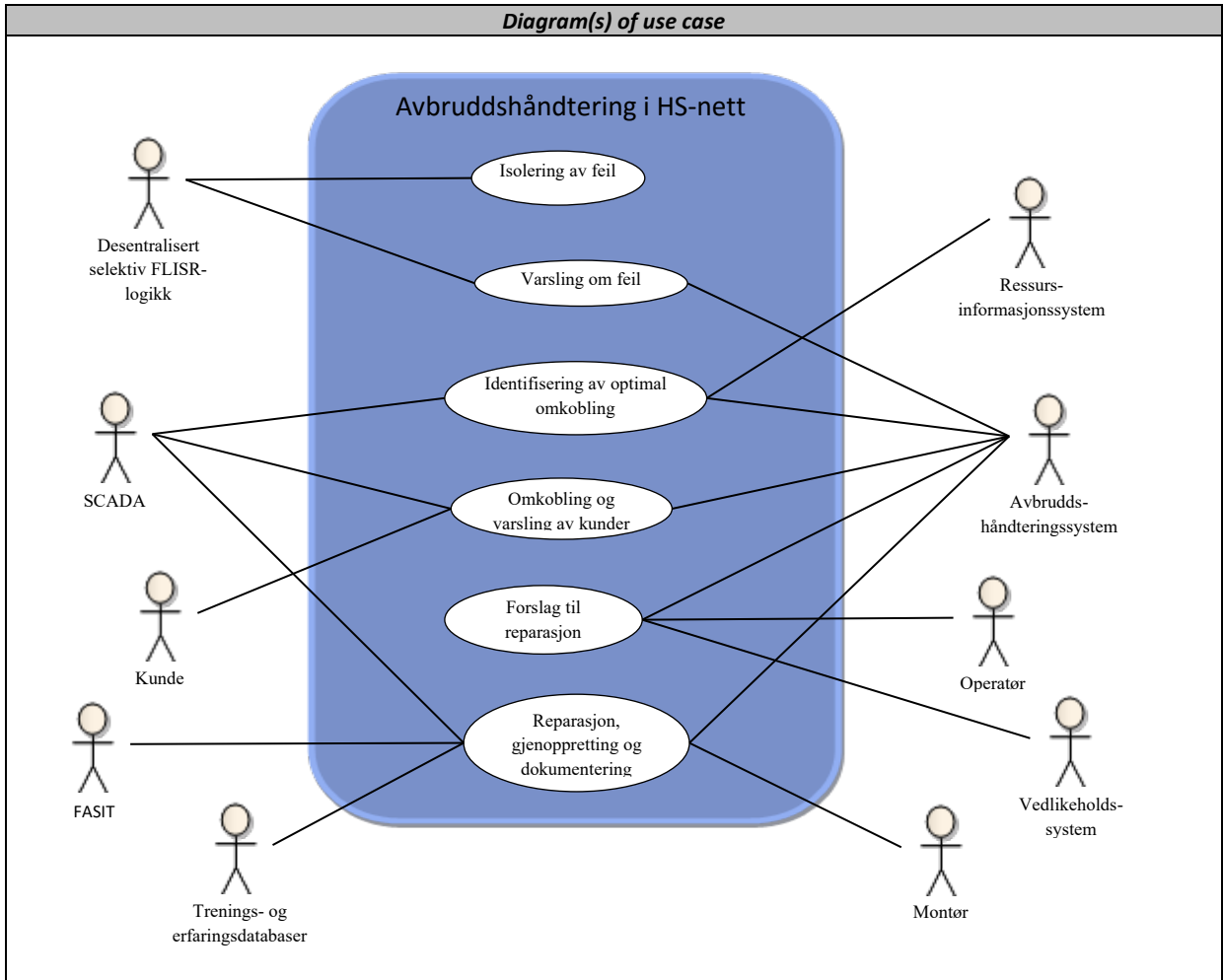
### 1.7 Further information to the use case for classification / mapping

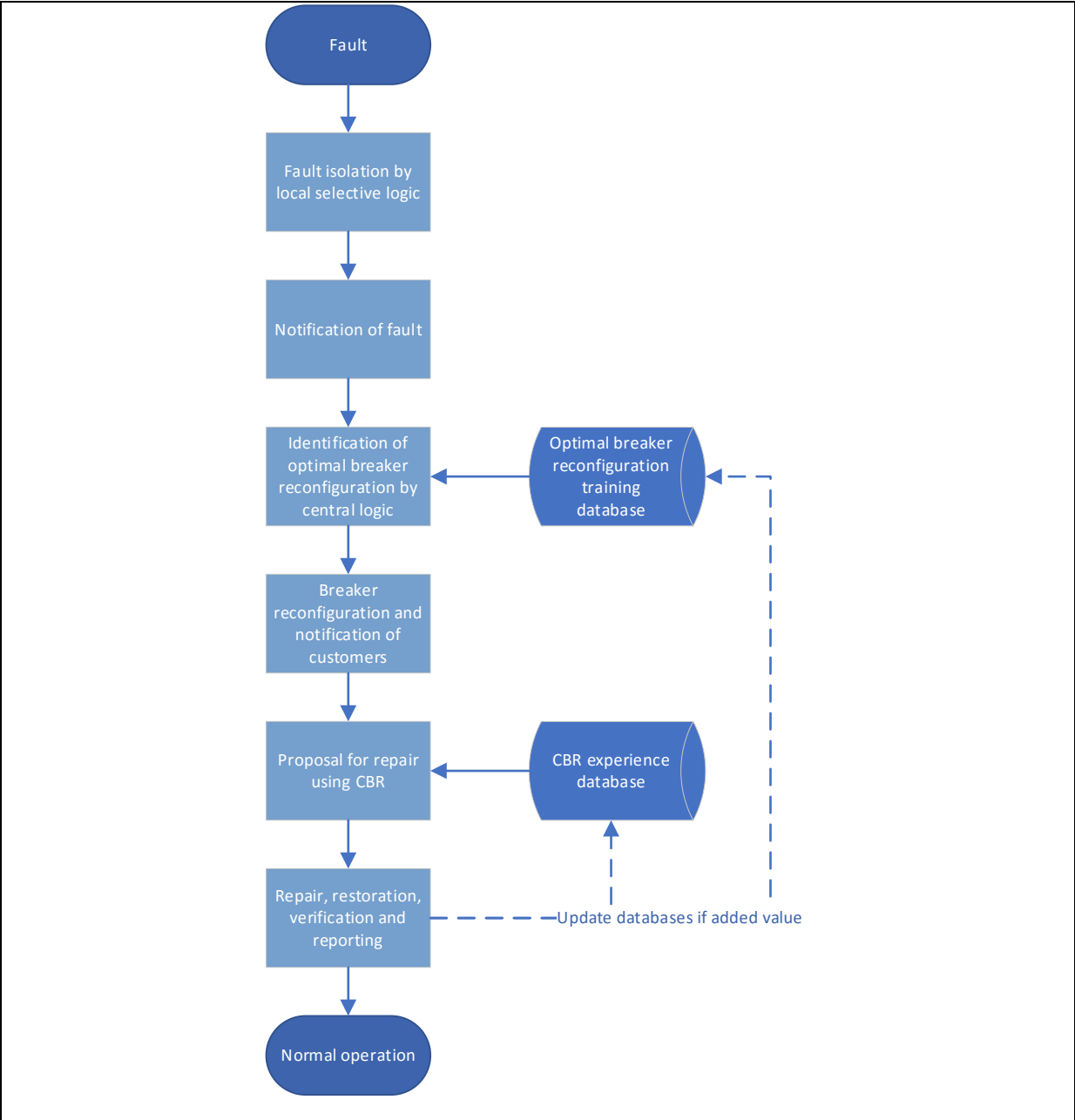
<i>Classification information</i>
<b>Relation to other use cases</b>
-
<b>Level of depth</b>
-
<b>Prioritisation</b>
-
<b>Generic, regional or national relation</b>
Generisk
<b>Nature of the use case</b>
Teknisk
<b>Further keywords for classification</b>
-

### 1.8 General remarks

<i>General remarks</i>
-

2 Diagrams of use case





### 3 Technical details

#### 3.1 Actors

<b>Actors</b>			
<b>Grouping</b>		<b>Group description</b>	
-		-	
<b>Actor name</b>	<b>Actor type</b>	<b>Actor description</b>	<b>Further information specific to this use case</b>
Desentralisert selektiv FLISR-logikk	System	Desentralisert selektiv FLISR-logikk som gjør det mulig å raskt isolere feilområdet, mens resten av nettet holdes i drift	-
Kunde	Person	Sluttbruker med nettilknytning og måling. Kan forbruke (passiv kunde) samt evt. produsere elektrisitet	-
Avbruddshåndteringssystem (AHS)	System	System hos nettselskap som håndterer feil og avbrudd. Inkluderer logikk som kan ta hensyn til den faktiske og forventede produksjons- og lastsituasjonen (inkludert kundefleksibilitet og reservekapasitet) i hele nettet for å identifisere optimal omkobling for gjenoppretting av forsyning	-
SCADA (supervisory control and data acquisition)	System	System for kontroll av nettet	-
Operatør	Person	Person som jobber på driftssentralen	-
Vedlikeholdssystem	System	System som håndterer bl.a. arbeidsordrer, inkludert ressursallokering og fremdriftsoversikt	-
Montør	Person	Person som utfører arbeid i felt	-
Trenings- og erfaringsdatabaser (TED)	System	System som lagrer informasjon om avbrudd for senere læring for maskinlæringsalgoritmene, inkludert årsak og implementert løsning	-
FASIT	System	Eksternt nasjonalt system for feil- og avbruddsregistrering	-
Ressursinformasjonssystem (RIS)	System	System som inneholder all nødvendig informasjon om den faktiske og forventede produksjons- og lastsituasjonen i hele nettverket. Inkluderer informasjon om kundefleksibilitet og reservekapasitet, samt deres tilgjengelighet	-



### 3.2 References

References						
No.	References Type	Reference	Status	Impact on use case	Originator / organisation	Link
1	Rapport	IEC/TS 62913-2-1: Generic Smart Grid Requirements	Utkast (2017)	Definisjon av aktører og KPIer	IEC	n/a
2	Prosjektnotat	Kartlegging av relevante use case i regi av T2.3		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
3	Prosjektnotat	"Oppsummering av gruppearbeid i T2.3 CINELDI workshop 2018-06-05"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
4	Prosjektnotat	Beskrivelse av mulige videreutviklinger av use case og demo-aktiviteter		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
5	Rapport	Use case-samling	Endelig versjon (2014)	Utgangspunkt for utvikling av use case, og definisjon av aktører	SINTEF Energi	TR A7412
6	Prosjektnotat	Arbeidsprosess-beskrivelse for dagens og morgendagens feil- og avbruddshåndtering (prosjekt FASaD)	Endelig versjon (2016)	Utgangspunkt for utvikling av use case	SINTEF Energi	AN 16.12.21
7	Prosjektnotat	FLISR i Eksingedalen (prosjekt FlexNett)	Endelig versjon (2018)	Underlag for beskrivelse av tekniske løsninger	SINTEF Energi	AN 18.12.17
8	Prosjektnotat	Feil og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett – problemstillinger (prosjekt FASaD)	Endelig versjon (2016)	Underlag for beskrivelse av tekniske løsninger	SINTEF Energi	AN. 16.12.57
9	Prosjektnotat	State of the art of applying machine learning on grid data for fault location	Utkast (2018)	Underlag for å vurdere hvordan maskinlæring kan brukes i avbruddshåndtering	FME CINELDI	n/a

## 4 Step by step analysis of use case

### 4.1 Overview of scenarios

Scenario conditions						
No.	Scenario name	Scenario description	Primary actor	Triggering event	Pre-condition	Post-condition
1	Isolering av feil	Feilen lokaliseres og isoleres av vern (effektbrytere) med desentralisert selektiv logikk, som gjør at feilområdet raskt kan isoleres, mens resten av nettverket holdes i drift	FLISR	Feil	Normal drift	Feil isolert
2	Varsling om feil til AHS	Informasjon om feilen kommuniseres til AHS	FLISR	Feil isolert	Feil ikke varslet	Feil varslet
3	Identifisering av optimal omkobling	Identifisering av optimal omkobling for gjenoppretting av forsyning til flest mulige sluttbrukere, ved å ta hensyn til den faktiske og forventede produksjons- og lastsituasjonen (inkludert kundefleksibilitet og reservekapasitet) i hele nettet	AHS	Feil varslet	Feil isolert	Koblings-forslag sendt til SCADA
4	Omkobling og varsling av kunder	Omkobling utføres. Kunder som fortsatt har avbrudd etter dette informeres	SCADA	Koblings-forslag mottatt	Feil isolert	Omkobling utført. Berørte kunder informert
5	Forslag til reparasjon	Identifisering av reparasjon/tiltak ved hjelp av en erfaringsdatabase og case-based reasoning (CBR). Tiltaket inkluderer forslag til ressursallokering og prediksjon av nødvendig type reparasjon.	AHS	Omkobling utført	Optimalt koblings-bilde før reparasjon	Reparasjon foreslått

6	Reparasjon, gjenoppretting og dokumentering	Reparasjon og gjenoppretting utføres. Avbruddet inkludert implementert tiltak dokumenteres i trenings- og erfaringsdatabasene for maskinlæringsmetodene dersom dette representerer kunnskap som ikke allerede finnes i databasene. Avbruddet rapporteres også automatisk til FASIT.	AHS	Reparasjon foreslått	Reparasjon ikke utført	Normal drift. Avbrudd dokumentert i trenings- og erfaringsdatabasene og FASIT
7	<i>Alternativ:</i> Manuell isolering av feil	Isolering av feilsted feiler. Manuell lokalisering og isolering av feilsted iverksettes	FLISR	Isolering av feilsted feiler	Feil gir avbrudd i et større område	Feil isolert (område med avbrudd redusert)
8	<i>Alternativ:</i> Manuell forslag til omkobling	Identifisering av koblingsforslag for optimal omkobling feiler. Forslag må identifiseres manuelt	AHS	Identifisering av koblingsforslag feiler	Omkobling ikke foreslått	Omkobling foreslått
9	<i>Alternativ:</i> Manuell forslag til reparasjon	Identifisering av reparasjon/tiltak feiler. Reparasjon/tiltak må identifiseres manuelt	AHS	Identifisering av reparasjon/tiltak feiler	Reparasjon ikke foreslått	Reparasjon foreslått

## 4.2 Steps – Scenarios

Scenario								
Scenario name:		No. 1 – Isolering av feil						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
1.1	Feil	Isolering	Feilen lokaliseres og isoleres av vern (effektbrytere) med desentralisert selektiv logikk, som gjør at feilområdet raskt kan isoleres, mens resten av nettverket holdes i drift	EXEC.	FLISR	FLISR		-

Scenario								
Scenario name:		No. 2 – Varsling om feil til avbruddshåndteringssystemet (AHS)						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
2.1	Feil isolert	Varsling	Informasjon om feilen kommuniseres til avbruddshåndteringssystemet	REPORT	FLISR	AHS	IE2.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 3 – Identifisering av optimal omkobling						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
3.1	Feil varslet	Innsamling	Innhenting av informasjon om den faktiske og forventede produksjons- og lastsituasjonen, inkludert kundefleksibilitet og reservekapasitet, i hele nettet	GET	AHS	RIS	IE3.1	
3.2		Koblingsforslag	Identifisering av optimal omkobling for gjenoppretting av forsyning til flest mulige sluttbrukere, ved å ta hensyn til informasjonen innhentet over	EXEC.	AHS	AHS		
3.3		Rapportering	Koblingsforslag sendes til SCADA	REPORT	AHS	SCADA	ID3.2	

Scenario								
Scenario name:		No. 4 – Omkobling og varslings av kunder						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
4.1	Koblingsforslag mottatt	Om-kobling	Omkobling utføres iht. koblingsforslag	EXEC.	SCADA	SCADA		
4.2		Varsling	Kunder som fortsatt har avbrudd etter omkobling informeres	REPORT	AHS	Kunde	ID4.1	

Scenario								
Scenario name:		No. 5 – Forslag til reparasjon						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
5.1	Om-kobling utført	Identifiser-ing	Identifisering av forslag til reparasjon/tiltak ved hjelp av en erfaringsdatabase, samt maskinlæringsmetoden case-based reasoning (CBR). Tiltaket inkluderer forslag til ressursallokering og prediksjon av nødvendig type reparasjon.	EXEC.	AHS	AHS		-
5.2		Generering	Generering av arbeidsordre	EXEC.	AHS	AHS		-
5.3		Utstedelse	Operatør verifiserer arbeidsordre og ber AHS utstede ordren til vedlikeholdssystemet	REPORT	Operatør AHS	Vedl.syst	IE5.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 6 – Reparasjon, gjenoppretting og dokumentering						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
6.1	Arbeidsordre utstedt	Reparasjon	Reparasjon iht. arbeidsordre	EXEC.	Montør	Montør		-
6.2	Rep. utført	Verifiser-ing	Etterspørre verifisering av at normal forsyning er gjenopprettet	GET	AHS	SCADA	IE6.1	-
6.3	Rep. utført	Dokumentering	Avbrudd, årsak og implementert løsning dokumenteres i trenings- og erfaringsdatabasene (TED) dersom dette representerer kunnskap som ikke allerede finnes i databasene	REPORT	AHS	TED	IE6.2	-
6.4		Rapportering	Avbruddet rapporteres i FASIT	REPORT	AHS	FASIT	IE6.3	-

## 5 Information exchanged

<i>Information exchanged</i>			
<i>Information exchanged, ID</i>	<i>Name of information</i>	<i>Description of information exchanged</i>	<i>Requirement, R-IDs</i>
IE2.1	Feilmelding	Informasjon om feil. Inneholder: Feillokasjon, tidsstempel	-
IE3.1	Last- og produksjonsdata	Informasjon om den faktiske og forventede produksjons- og lastsituasjonen i nettet. Inneholder: Last, produksjon, kundefleksibilitet, reservekapasitet, tidsstempel	-
IE3.2	Koblingsforslag	Forespørsel til SCADA om omkobling for aktuell del av nettet. Inneholder: Ønskede omkoblinger, tidsstempel	-
IE4.1	Avbruddsrapport til berørte kunder	Informasjon om avbruddet til berørte kunder. Inneholder: Beskjed om avbrudd, beskjed om at tiltak iverksettes, tidsstempel	-
IE5.1	Arbeidsordre	Arbeidsordre for utbedring av feil, verifisert av operatør. Inneholder: Beskrivelse av arbeid, operatørID, tidsstempel	-
IE6.1	Bekreftet normal forsyning	Forespørsel til SCADA om driftstilstand for aktuell del av nettet. Inneholder: Feillokasjon, spesifikasjon av data ønsket rapportert, tidsstempel	-
IE6.2	Erfaringsdata	Data for dokumentering i trenings- og erfaringsdatabasen. Inneholder: Avbruddsbeskrivelse og implementert løsning	-
IE6.3	FASIT-data	Data for rapportering i FASIT: Inneholder: Som spesifisert i gjeldende kravspesifikasjon for registrering i FASIT	-

## C.3 Outage management in the LV distribution network for customers with the possibility of partial self-supply from battery

### 1 Description of the use case

#### 1.1 Name of use case

<i>Use case identification</i>		
<i>ID</i>	<i>Area / Domain(s)/ Zone(s)</i>	<i>Name of use case</i>
	Lavspenningsnettet	Avbruddshåndtering i lavspenningsnettet for kunder med mulighet for delforsyning (prioriterte kurser) fra batteri (elbil eller stasjonært)

#### 1.2 Version management

<i>Version management</i>				
<i>Version No.</i>	<i>Date</i>	<i>Name of author(s)</i>	<i>Changes</i>	<i>Approval status</i>
0.0	2018-11-20	Jørn Foros	Etablering av use case	Utkast
0.1	2019-02-05	Jørn Foros	Første versjon for kommentering	Utkast
1.0	2019-07-31	Jørn Foros	Første ferdige versjon	Endelig

#### 1.3 Scope and objectives of use case

<i>Scope and objectives of use case</i>	
<b>Scope</b>	Avbruddshåndtering i lavspenningsnettet for kunder med mulighet for delforsyning (prioriterte kurser) fra batteri (elbil eller stasjonært)
<b>Objective(s)</b>	<p><b>Kunde:</b> Minimere konsekvens for kunden ved avbrudd i nettet, og dermed forbedre denne kundens leveringspålidelighet ved å automatisk isolere kunden slik at kunden kan ha forsyning fra eget batteri. Også evt. redusert nettleie eller direkte utbetaling til kunden fordi denne kunden kan nedprioriteres ved feilretting.</p> <p><b>Nettselskap (DSO):</b> Legge til rette for prioritering av feilretting ved flere samtidige feil i lavspenningsnettet, ved at kunder som er selvforsynte kan nedprioriteres. Redusere antall kundeforhold/kundeklager.</p>
<b>Related business case(s)</b>	-

## 1.4 Narrative of Use Case

<i>Narrative of use case</i>	
<b>Short description</b>	
-	
<b>Complete description</b>	
<p>Et avbrudd i lavspenningsnettet (LS-nettet) identifiseres av kundens AMS-måler. Ved avbrudd som ikke er forbigående åpner kundens anlegg bryteren for frakobling fra nettet og batteri (elbil) kobles inn til prioriterte kurser hos kunden (dette kan evt. også inkludere kurser hos naboer hvis teknisk mulig). Kundens anlegg sender informasjon om dets nåværende batterikapasitet til nettselskapet, som nettselskapet kan bruke til å prioritere sin feilretting ved flere samtidige feil. Når feilen i nettet er rettet detekteres gjenopprettet forsyning av AMS-måleren. Kundens anlegg sender da forespørsel om gjeninnkobling til nettselskapet, inkludert informasjon om gjenstående batterikapasitet, som nettselskapet kan bruke til å prioritere kunder for gjeninnkobling dersom ikke alle kan kobles inn samtidig. Ved bekreftet tillatelse gjeninnkobles anlegget til nettet. Dersom batteriet er tomt må gjeninnkobling tillates umiddelbart.</p>	

## 1.5 Key performance indicators (KPI)

<i>Key performance indicators</i>			
<i>ID</i>	<i>Name</i>	<i>Description</i>	<i>Reference to mentioned use case objectives</i>
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	Summen av varighet av alle forstyrrelser av strømforsyning til individuelle kunder i løpet av et tidsintervall, delt på totalt antall kunder og varigheten av det tidsintervallet.	SAIDI er et mål på leveringssikkerheten inkludert evnen til gjenoppretting av forsyningen.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	Antall forstyrrelser av strømforsyning til individuelle kunder i løpet av et tidsintervall, dividert med totalt antall kunder og varigheten av det aktuelle tidsintervallet.	SAIFI er et mål på leveringssikkerheten (men ikke evnen til gjenoppretting)
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index	Summen av varighet av alle forstyrrelser til individuelle kunder i løpet av et tidsintervall, delt på antall av disse forstyrrelsene.	CAIDI er et mål på leveringssikkerheten inkludert evnen til gjenoppretting av forsyningen.
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index	Antall forstyrrelser som oppleves av de individuelle kundene som er berørt minst én gang i løpet av et tidsintervall divideres med varigheten av det aktuelle tidsintervallet.	CAIFI er et mål på leveringssikkerheten (men ikke evnen til gjenoppretting)
KH	Antall kunde-henvendelser og/eller kundeklager	Totalt antall kundeforhenvendelser/kundeklager mottatt av nettselskapet som følge av avbrudd (pr. år)	Automatisk avbruddshåndtering bør gi færre henvendelser/klager

## 1.6 Use case conditions

<i>Use case conditions</i>
<b>Assumptions</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Use caset gjelder for år 2030-2040.</li> <li>- Innsamling, lagring og håndtering av informasjon skjer i samsvar med gjeldende regelverk.</li> <li>- Anlegget møter gjeldende krav til plusskunder</li> <li>- Insentiver som gjør det gunstig for kunder å tilkoble elbil/batteri ved avbrudd er etablert på politisk nivå (f.eks. lavere nettleie eller KILE-kostnader som utbetales til kunden)</li> </ul>
<b>Prerequisites</b>
Kunden har elbil eller annet batteri tilgjengelig som kan kobles inn via en DC/AC omformer for selvforsyning ved avbrudd i nettet. Elbilen/batteriet er registrert hos nettselskapet, og informasjon om batterikapasitet kan rapporteres til nettselskapet via en kontrollør
Fjernstyrt bryter for frakobling og gjeninnkobling til nettet er installert hos kunden. Denne sikrer at det ikke mates inn produksjon fra kunden på linjen med feil
Kontroller for tilkobling og kontroll av elbil/batteri er installert, med mulighet for å styre frakobling og gjeninnkobling til nettet samt kommunikasjon til nettselskapet. Dette betinger at kontrolløren har tilstrekkelig batteriforsyning til dette ved et avbrudd
AMS er installert med funksjonalitet for å detektere avbrudd i nettet og rapportere dette til kontrolløren som styrer frakobling og gjeninnkobling til nettet. Dette betinger at måleren har tilstrekkelig batteriforsyning til å sende slik beskjed etter et avbrudd.
Kommunikasjonen mellom systemer (AMS, kontrollør, avbruddshåndteringssystem) som muliggjør sikker og tilstrekkelig hurtig overføring av data er etablert.

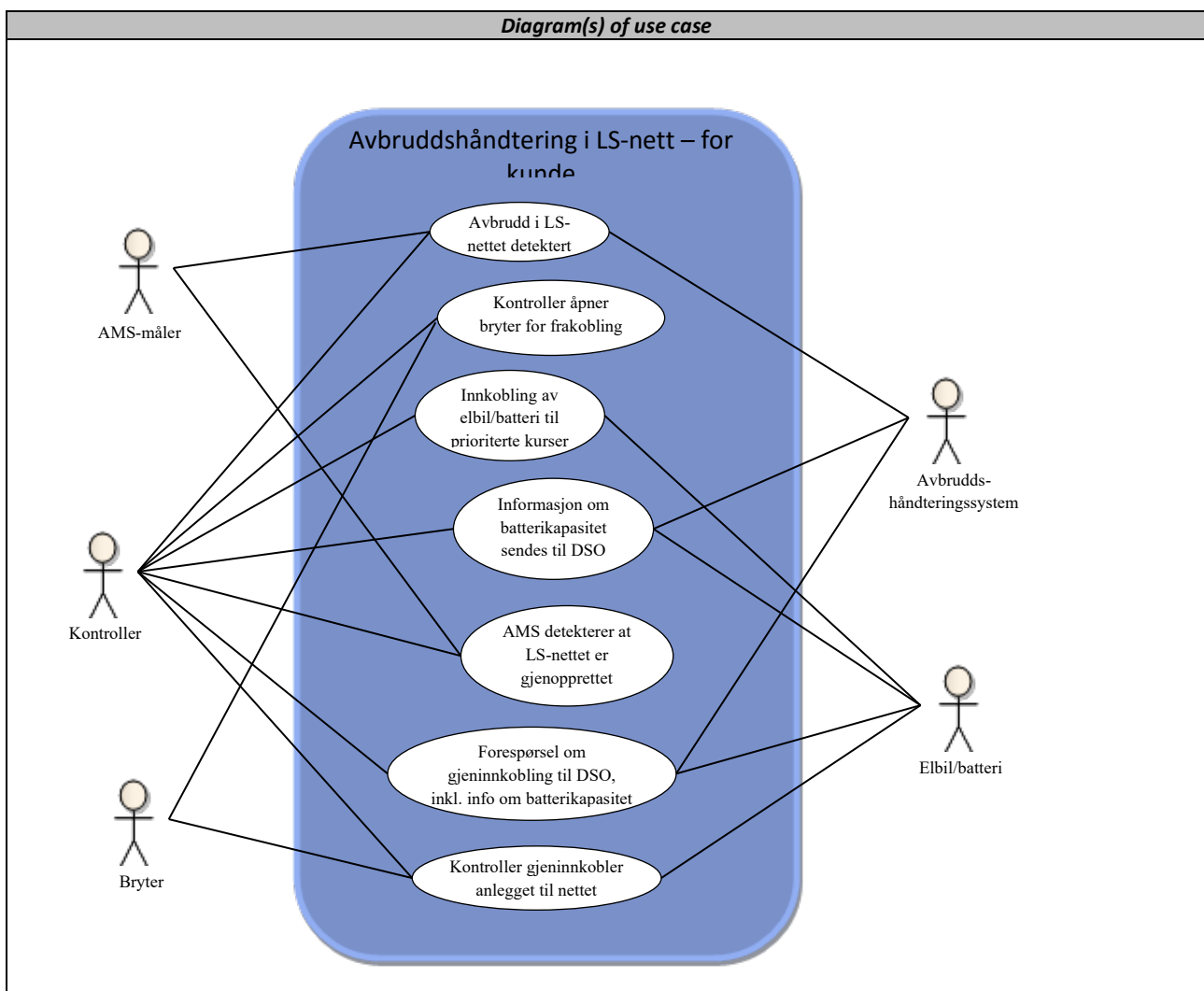
## 1.7 Further information to the use case for classification / mapping

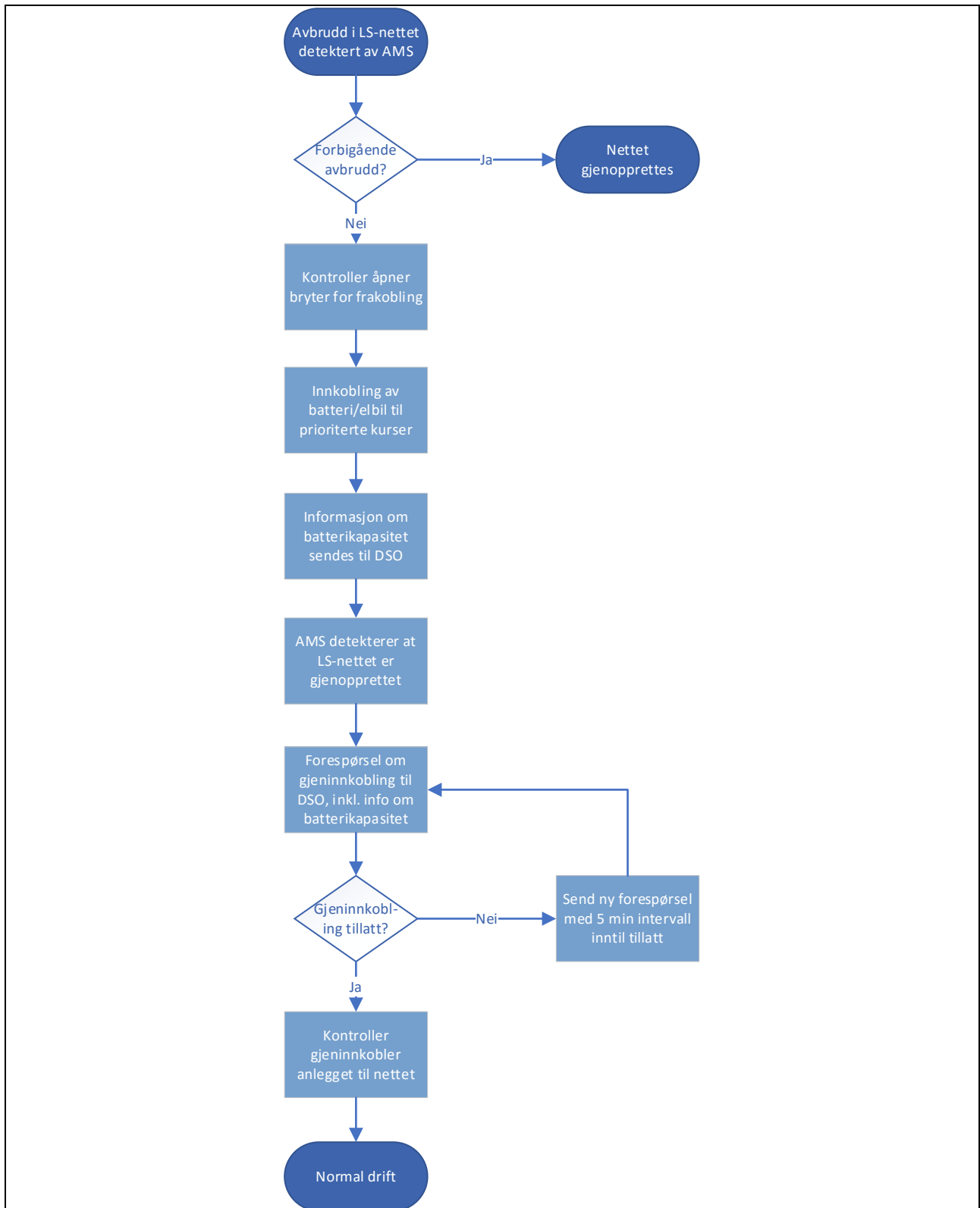
Classification information
<b>Relation to other use cases</b>
-
<b>Level of depth</b>
-
<b>Prioritisation</b>
-
<b>Generic, regional or national relation</b>
Generisk
<b>Nature of the use case</b>
Teknisk
<b>Further keywords for classification</b>
-

## 1.8 General remarks

General remarks
-

## 2 Diagrams of use case





### 3 Technical details

#### 3.1 Actors

Actors			
Grouping		Group description	
-		-	
Actor name	Actor type	Actor description	Further information specific to this use case
AMS-måler	System	Måler hos kunder med toveiskommunikasjon og funksjonalitet for å detektere avbrudd i nettet og rapportere dette	-
Avbruddshåndterings-system (AHS)	System	System hos nettselskap som håndterer feil og avbrudd	-
Elbil/batteri	System	Elbil/batteri som kan kobles til kundens installasjon som strømforsyning via DC/AC-omformer	-
Kontroller	System	System hos kunden med funksjonalitet for å kontrollere batteriet, styre frakobling og gjeninnkobling til nettet samt kommunisere til AMS-måleren og nettselskapet.	-
Bryter	Komponent	Fjernstyrt bryter for frakobling og gjeninnkobling til nettet	-

#### 3.2 References

References						
No.	References Type	Reference	Status	Impact on use case	Originator / organisation	Link
1	Rapport	IEC/TS 62913-2-1: "Generic Smart Grid Requirements"	Utkast (2017)	Definisjon av aktører og KPIer	IEC	n/a
2	Prosjektnotat	"Kartlegging av relevante use case i regi av T2.3"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
3	Prosjektnotat	"Oppsummering av gruppearbeid i T2.3 CINELDI workshop 2018-06-05"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
4	Prosjektnotat	"Beskrivelse av mulige videre-utviklinger av use case og demo-aktiviteter"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
5	Rapport	Use case-samling	Endelig versjon (2014)	Utgangspunkt for utvikling av use case, og definisjon av aktører	SINTEF Energi AS	TR A7412
6	Artikkel	Review of smart meter data analysis: Applications, methodologies and challenges	Publisert	Underlag for å vurdere hvordan AMS-data kan brukes i 2030-2040	IEEE	IEEE Xplore

### 4 Step by step analysis of use case

#### 4.1 Overview of scenarios

Scenario conditions						
No	Scenario name	Scenario description	Primary actor	Triggering event	Pre-condition	Post-condition
1	Avbrudd detektert	Avbrudd i LS-nettet detektert av AMS-måleren. Rapporteres til kontroller og avbruddshåndteringssystemet	AMS	Avbrudd	Normal drift	Avbrudd registrert
2	Frakobling fra nettet	Dersom avbruddet ikke er forbigående åpner kontrolleren den fjernstyrte bryteren for frakobling fra nettet	Kontroller	Varig avbrudd registrert	Fjernstyrt bryter lukket	Fjernstyrt bryter åpen
3	Innkobling av batteri	Innkobling av elbil/batteri til prioriterte kurser (kan evt. også inkludere kurser hos naboer hvis teknisk mulig). Hvis batteriet senere går tomt kobles det automatisk fra og den fjernstyrte bryteren mot nettet lukkes	Kontroller	Fjernstyrt bryter åpen	Batteri frakoblet	Batteri innkoblet
4	Batteri-kapasitet informeres	Informasjon om batteriets kapasitet sendes til nettselskapet (DSO) via kontrolleren. Dette kan nettselskapet	Kontroller	Batteri innkoblet	Batteri-kapasitet ikke informert	Batteri-kapasitet informert



		bruke til å prioritere sin feilretting ved flere samtidige feil				
5	Gjen-oppretting detektert	AMS detekterer at LS-nettet er gjenopprettet. Rapporteres til kontroller	AMS	Nettspenning detektert	Gjen-opprettet nett ikke rapportert	Gjen-opprettet nett rapportert
6	Forespørsel om gjen-innkobling	Kontroller sender forespørsel om gjeninnkobling til nettselskapet, inkludert informasjon om gjenstående batterikapasitet. Dette kan nettselskapet bruke til å prioritere kunder for gjeninnkobling dersom ikke alle kan kobles inn samtidig. Dersom gjeninnkobling ikke tillates gjentar kontrolleren forespørselen med f.eks. 5 min. intervall. Dersom batteriet er tomt tillates gjeninnkobling umiddelbart	Kontroller	Gjen-opprettet nett rapportert	Gjeninnkobling ikke forespurt	Gjeninnkobling forespurt
7	Gjeninn-kobling	Ved bekreftet tillatelse gjeninnkobles anlegget til nettet.	Kontroller	Gjeninn-kobling tillatt	Fjernstyrt bryter åpen. Batteri innkoblet	Fjernstyrt bryter lukket. Batteri frakoblet
8	<i>Alternativ:</i> Innkobling av batteri feiler	Innkobling av batteri feiler fordi avbrudd ikke ble detektert, frakobling fra nettet feiler, eller styring av batteriet feiler	AMS Kontroller	Avbrudd	Normal drift	Batteri ikke innkoblet
9	<i>Alternativ:</i> Gjen-innkobling til nettet feiler	Gjeninnkobling til nettet feiler fordi gjenopprettet LS-nett ikke ble detektert, kommunikasjon til nettselskapet feiler, eller den fjernstyrte bryteren feiler	AMS Kontroller	Nettspenning tilbake	Batteri innkoblet	Batteri innkoblet

## 4.2 Steps – Scenarios

Scenario								
Scenario name:		No. 1 – Avbrudd detektert						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
1.1	Avbrudd	Innmelding av avbrudd	Avbruddet detekteres av AMS og rapporteres til kontroller og avbruddshåndterings-systemet (AHS)	REPORT	AMS	Kontroller AHS	IE1.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 2 – Frakobling fra nettet						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
2.1	Varig avbrudd registrert	Åpning av bryter	Kontrolleren åpner den fjernstyrte bryteren for frakobling fra nettet. Aksjonen har noen sekunders forsinkelse for å sjekke om avbruddet er forbigående. I så fall avbrytes use casen.	EXEC.	Kontroller	Bryter	IE2.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 3 – Innkobling av batteri						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
3.1	Fjernstyrt bryter åpen	Innkobling av batteri	Innkobling av elbil/batteri til prioriterte kurser (kan evt. også inkludere kurser hos naboer hvis teknisk mulig)	EXEC.	Kontroller	Elbil/batteri	IE3.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 4 – Batterikapasitet informeres						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
4.1	Batteri innkoblet	Sjekke batterikapasitet	Informasjon om batteriets kapasitet innhentes	CREATE	Elbil/ batteri	Kontroller	IE4.1	-
4.2		Informere batterikapasitet	Informasjon om batteriets kapasitet sendes til nettselskapet (DSO)	REPORT	Kontroller	AHS	IE4.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 5 – Gjenoppretting detektert						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
5.1	Spenning detekter	Rapportering av gjenoppretting	AMS detekterer at LS-nettet er gjenopprettet og rapporterer til kontroller	REPORT	AMS	Kontroller	IE5.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 6 – Forespørsel om gjeninnkobling						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
6.1	Gjenopprettet nett rapportert	Sjekke batterikapasitet	Informasjon om batteriets kapasitet innhentes	CREATE	Elbil/ batteri	Kontroller	IE4.1	-
6.2		Sende forespørsel	Kontroller sender forespørsel om gjeninnkobling til nettselskapet, inkludert informasjon om gjenstående batterikapasitet. Dersom gjeninnkobling ikke tillates gjentar kontrolleren forespørselen med f.eks. 5 min. intervall. Dersom batteriet er tomt tillates gjeninnkobling umiddelbart	REPORT	Kontroller	AHS	IE6.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 7 – Gjeninnkobling						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
7.1	Gjeninnkobling tillatt	Lukking av bryter	Ved bekreftet tillatelse gjeninnkobles anlegget til nettet	EXEC.	Kontroller	Bryter	IE7.1	-
7.2		Frakobling av batteri	Batteriet frakobles	EXEC.	Kontroller	Elbil/ batteri	IE7.2	-

## 5 Information exchanged

<i>Information exchanged</i>			
<i>Information exchanged, ID</i>	<i>Name of information</i>	<i>Description of information exchanged</i>	<i>Requirement, R-IDs</i>
IE1.1	Avbruddsmelding fra AMS	Melding om avbrudd fra AMS. Inneholder: "Last gasp", målerID, tidsstempel	-
IE2.1	Åpningssignal til bryter	Signal til bryter om å åpne. Inneholder: Åpningsbeskjed, tidsstempel	-
IE3.1	Innkoblingssignal til batteri	Signal til batteriet om innkobling ved å lukke batteriets bryter. Inneholder: Lukningsbeskjed, tidsstempel	-
IE4.1	Informasjon om batterikapasitet	Melding om batteriets nåværende kapasitet. Inneholder: KundeID, batterikapasitet, tidsstempel	-
IE5.1	Gjenopprettings-melding fra AMS	Melding om gjenopprettet nettspenning fra AMS. Inneholder: MålerID, gjenopprettings-beskjed, tidsstempel	-
IE6.1	Forespørsel om gjeninnkobling	Forespørsel om gjeninnkobling av kunde til nettet. Inneholder: KundeID, forespørsel, batterikapasitet, tidsstempel	-
IE7.1	Åpningssignal til bryter	Signal til bryter om å lukke. Inneholder: Lukningsbeskjed, tidsstempel	-
IE7.2	Frakoblingssignal til batteri	Signal til batteriet om frakobling ved å åpne batteriets bryter. Inneholder: Åpningsbeskjed, tidsstempel	-

## C.4 Voltage regulation in distribution network

### 1 Description of the use case

#### 1.1 Name of use case

<i>Use case identification</i>		
<i>ID</i>	<i>Area / Domain(s)/ Zone(s)</i>	<i>Name of use case</i>
	Distribusjonsnett	Spenningsregulering i distribusjonsnettet i år 2030 - 2040

#### 1.2 Version management

<i>Version management</i>				
<i>Version No.</i>	<i>Date</i>	<i>Name of author(s)</i>	<i>Changes</i>	<i>Approval status</i>
0.0	2018-09-07	Maren Istad	Etablering av use caset	
0.1	2019-01-29	Jørn Foros	Utfylling av use caset	
1.0	2019-08-09	Jørn Foros	Første ferdige versjon	

#### 1.3 Scope and objectives of use case

<i>Scope and objectives of use case</i>	
<i>Scope</i>	Spenningsregulering i distribusjonsnettet for å holde spenningen innenfor grenser for langsomme spenningsvariasjoner gitt i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet ( $\pm 10\%$ målt over 1 minutt)
<i>Objective(s)</i>	Automatisk håndtere spenningsproblemer/spenningsavvik i distribusjonsnettet varslet av AMS Forbedre spenningskvaliteten i distribusjonsnettet og overholde krav i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL). Minimere tap i distribusjonsnettet. Utnytte de ressurser som vil være tilgjengelig i framtidens nett til spenningsregulering. Redusere antall kundeklager og kundehenvendelser .
<i>Related business case(s)</i>	-

## 1.4 Narrative of Use Case

<i>Narrative of use case</i>	
<b>Short description</b>	
<p>Omfanget av distribuert produksjon samt effektkrevende laster i distribusjonsnettet (f.eks. elbiler) forventes å øke i årene som kommer. Dermed vil også behovet for spenningsregulering i distribusjonsnettet øke. Samtidig installeres nå AMS-målere hos alle sluttbrukere. Dette gir en helt ny mulighet for nettselskapene til å få informasjon om spenningsforhold i lavspenningsnettet. Dette use caset beskriver hvordan spenningsregulering i distribusjonsnettet kan gjøres ved hjelp av AMS-data og tilgjengelige ressurser i framtidens nett (solcelleanlegg, annen distribuert produksjon, transformatorer med lastkobler, etc.). Use caset er basert på en metodikk foreslått i EU-prosjektet ELECTRA IRP.</p>	
<b>Complete description</b>	
<p>Ifølge FoL må nettselskap sørge for at langsomme spenningsvariasjoner holdes innenfor et intervall på <math>\pm 10\%</math> av nominell spenning, målt som et gjennomsnitt over ett minutt. AMS-data kan være til nytte for nettselskap som kilde til spenningsdata, forutsatt at AMS-målerne og tilhørende system kan registrere og overføre målinger med tilstrekkelig kvalitet og tidsoppløsning/integrasjonstid. De fleste AMS-målere kan allerede i dag rapportere gjennomsnitt over 1 minutt om de omkonfigureres. AMS-målerne kan også varsle om for lav/høy spenning.</p> <p>Use caset er basert på en metodikk foreslått i EU-prosjektet ELECTRA. Det beskriver spenningsregulering av høyspente distribusjonsnett (HS-nett), inkludert alle underliggende lavspente avganger (LS-nett). Use caset initieres på to måter: 1) Periodevis (f.eks. hvert 15. minutt), 2) AMS varsler om registrert lav/høy spenning. Varsler om lav/høy spenning fra AMS-målere filtreres og analyseres først for å luke ut tilfeller som skyldes feil (f.eks. jordfeil), ureglementert virksomhet hos kunde og evt. neglisjerbare problemer eller falske alarmer. Dette gjøres automatisk ved hjelp av en erfaringsdatabase, med eksempelvis jordfeilprofiler, og maskinlæringsalgoritmen case-based reasoning e.l.</p> <p>Etter initiering av use caset beregnes prognose for last og produksjon i distribusjonsnettet for den kommende perioden (f.eks. 15 minutt), basert på AMS-data, nettdata, kundedata, værdata og informasjon om produksjonskapasitet i distribusjonsnettet. Beregningen gjøres med maskinlæringsalgoritmer. Ved hjelp av prognosen samt nettdata og prognoserte grensebetingelser mot tilgrensende nett (lastflyt) utføres beregning av optimal lastflyt for å bestemme nye settpunkt for spenningsregulering for alle regulerbare ressurser i HS-nettet og underliggende LS-nett. Aktuelle ressurser i framtidens nett forventes å være bl.a. enheter for distribuert produksjon (inkludert solcelleanlegg), krafttransformatorer, og nettstasjoner med lastkobler. Settpunktene kommuniseres så til alle enhetene. Dersom settpunktene er utenfor et forhåndsbestemt ideelt område for ressursene startes det en parallell analyse av alternativer for spenningsregulering, for å vurdere andre muligheter slik at ikke-ideell spenningsregulering kan unngås i fremtiden. Etter mottatte settpunkt utføres den løpende spenningsreguleringen av nettet av de produksjonsenhetene som har automatisk spenningsregulering (AVR).</p> <p>Dette use caset vil gjøre nettselskapene mer proaktive slik at spenningsregulering gjøres i nettet før kundene klager. Ved en kundeklage i dag sendes det ofte ut noen for å gjøre målinger i gitte områder hjemme hos kunder. Dette er ressurskrevende og ønskelig å unngå.</p>	

## 1.5 Key performance indicators (KPI)

<i>Key performance indicators</i>			
<i>ID</i>	<i>Name</i>	<i>Description</i>	<i>Reference to mentioned use case objectives</i>
AB	Antall brudd på FoL	Antall overskridelser av grenser for langsomme spenningsvariasjoner gitt i FoL ( $\pm 10\%$ målt over 1 minutt)	Færre overskridelser betyr forbedret spenningskvalitet
KH	Antall kunde-henvendelser og/eller kundeklager	Totalt antall kundefølgere/kundeklager mottatt av nettselskapet som følge av spenningsproblemer (pr. år)	Automatisk håndtering av spenningsproblemer bør gi færre henvendelser/klager
T	Tap	Tap summert over alle linjer i nettet	Spenningsregulering basert på optimal lastflyt minimerer tapet
TR	Tid for korrigerings	Tid mellom spenningsavviket oppstår og korrigerings av spenningen (innenfor 10% grense gitt av FoL)	Redusert tid til korrigerings betyr forbedret spenningskvalitet

## 1.6 Use case conditions

<i>Use case conditions</i>
<b>Assumptions</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Use caset gjelder for år 2030-2040</li> <li>- Innsamling, lagring og håndtering av informasjon skjer i samsvar med gjeldende regelverk</li> <li>- Tilstrekkelig antall regulerbare ressurser finnes i nettet</li> </ul>
<b>Prerequisites</b>
AMS er installert med følgende funksjonalitet: <ul style="list-style-type: none"> <li>- måling og lagring av gjennomsnittlig spenning minst per minutt per fase</li> <li>- kommunikasjon for rapportering av data (med lav tidsforsinkelse)</li> <li>- automatisk varslings om høy/lav spenning (målt over ett minutt)</li> <li>- tidsstempling av data som er synkronisert mellom alle målerne (f.eks. vha. GPS)</li> </ul>
Kommunikasjon mellom systemer som muliggjør sikker og tilstrekkelig hurtig utveksling av data er etablert
Prognose for grensebetingelser (lastflyt) mot tilgrensende nett er tilgjengelig

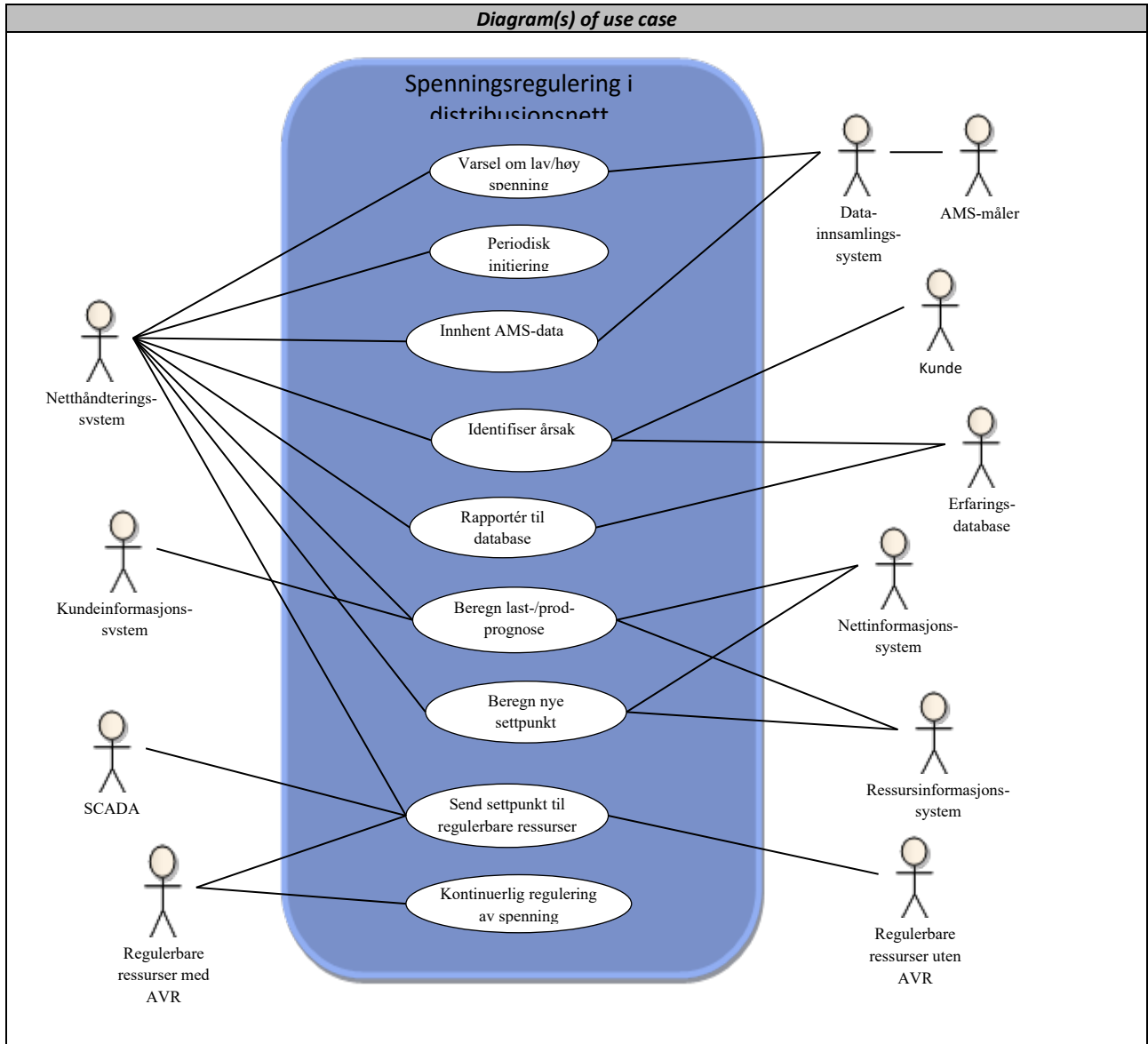
## 1.7 Further information to the use case for classification / mapping

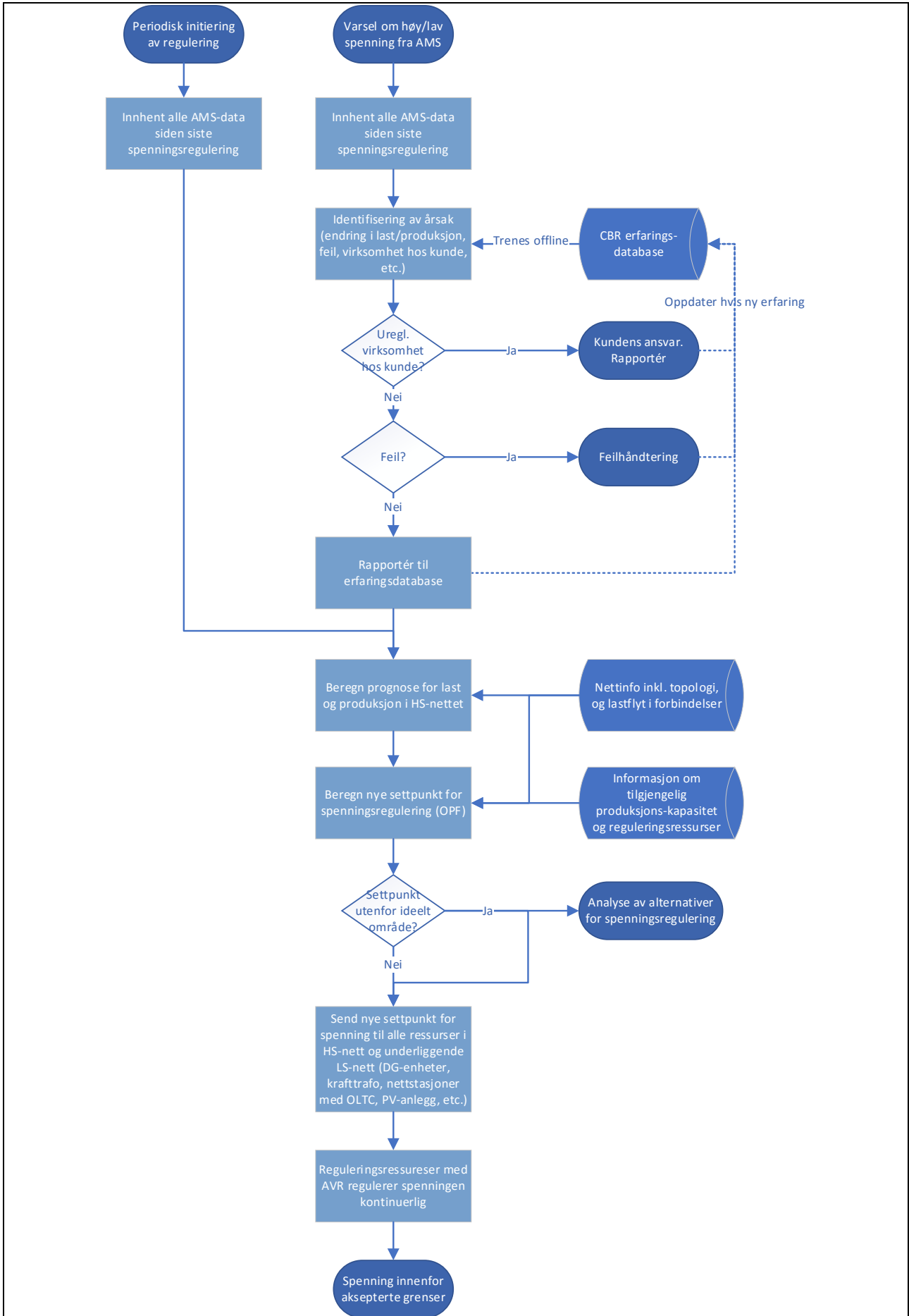
<i>Classification information</i>
<b>Relation to other use cases</b>
-
<b>Level of depth</b>
-
<b>Prioritisation</b>
-
<b>Generic, regional or national relation</b>
Generisk
<b>Nature of the use case</b>
Teknisk
<b>Further keywords for classification</b>
-

## 1.8 General remarks

<i>General remarks</i>
-

## 2 Diagrams of use case





### 3 Technical details

#### 3.1 Actors

Actors			
Grouping		Group description	
n/a		n/a	
Actor name	Actor type	Actor description	Further information specific to this use case
AMS-måler	System	Måler hos kunder med toveiskommunikasjon og funksjonalitet til måling og lagring av spenningsverdier	
Datainnsamlingssystem (DIS)	System	System som samler inn måleverdier fra AMS via WAN og viderefremidler til andre systemer. Inkluderer kommunikasjon til AMS og avbruddshåndteringssystemet	
Netthåndteringssystem (NHS)	System	System for analyse og visualisering av nettdrift, og beslutningsstøtte. Inneholder bl.a. informasjon om lastflyt i tilgrensende nett / forbindelser	
Kundeinformasjonssystem (KIS)	System	System for avregning og fakturering, håndtering av henvendelser og annen kundeinformasjon	
Nettinformasjonssystem (NIS)	System	System for nettdokumentasjon og nettvizualisering. Inneholder nødvendig informasjon om nettet (topologi etc.)	
SCADA (supervisory control and data acquisition)	System	System for kontroll av nettet	
Ressursinformasjonssystem (RIS)	System	Inneholder all nødvendig informasjon om distribuert produksjonskapasitet og reguleringsressurser, inkludert deres tilgjengelighet	
Erfaringsdatabase (ED)	System	System som lagrer informasjon om spenningsproblemer for senere læring, inkludert årsak	
Regulerbare ressurser med automatisk spenningsregulering (AVR)	System	Regulerbare ressurser med automatisk spenningsregulering	
Regulerbare ressurser uten AVR (RR)	System	Regulerbare ressurser uten automatisk spenningsregulering	
Kunde	Person	Sluttbruker med nettilknytning og måling. Kan forbruke (passiv kunde) samt evt. produsere elektrisitet (prosumer)	-

#### 3.2 References

References						
No.	References Type	Reference	Status	Impact on use case	Originator / organisation	Link
1	Rapport	IEC/TS 62913-2-1: "Generic Smart Grid Requirements"	Utkast (2017)	Definisjon av aktører og KPIer	IEC	n/a
2	Prosjektnotat	"Kartlegging av relevante use case i regi av T2.3"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
3	Prosjektnotat	"Oppsummering av gruppearbeid i T2.3 CINELDI workshop 2018-06-05"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
4	Prosjektnotat	"Beskrivelse av mulige videreutviklinger av use case og demoaktiviteter"		Utgangspunkt for utvikling av use case	FME CINELDI	n/a
5	Rapport	Use case-samling	Endelig versjon (2014)	Utgangspunkt for utvikling av use case, og definisjon av aktører	SINTEF Energi AS	TR A7412
6	Rapport	"Storskala spenningsmåling med AMS". Følgende use case: - Varsel ved varig høy/lav spenning - Bekrefte/avkrefte stasjonær høy/lav spenning	Endelig versjon (2014)	Utgangspunkt for utvikling av use case	SINTEF Energi (prosjektene DeVID og SPESNETT)	TR A7355



7	Rapport	"Description of the detailed functional architecture of the frequency and voltage control solution (functional and information layer)" Følgende use case: - PVC – Primary voltage control - PPVC – Post-primary voltage control	Endelig versjon (2017)	Utgangspunkt for utvikling av use case	EU prosjekt ELECTRA	Deliverable D4.2
8	Rapport	"DG i fremtidens nett – muligheter ved tilknytning av distribuert produksjon"	Endelig versjon	Underlag for vurdering av alternativer for spenningsregulering	SINTEF Energi	TR A7357
9	Prosjektnotat	"Dagens teknologi for spenningsregulering"	Endelig versjon	Underlag for vurdering av alternativer for spenningsregulering	SINTEF Energi	AN 18.12.06

## 4 Step by step analysis of use case

### 4.1 Overview of scenarios

Scenario conditions						
No.	Scenario name	Scenario description	Primary actor	Triggering event	Pre-condition	Post-condition
1a	Varsel om lav/høy spenning fra AMS	Lav/høy spenning (dvs. utenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning) detekteres av AMS, som varsler om dette	AMS	Lav/høy spenning	Normal drift	Lav/høy spenning registrert
1b	Periodisk initiering av spenningsregulering	Regulering av spenning (dvs. denne use case-en) initieres periodisk. f.eks. hvert 15 min	NHS	Tidspunkt	Normal drift	Tidspunkt for spenningsregulering registrert
2	Innhenting av data fra alle AMS	Innsamling av data fra alle AMS via datainnsamlings-systemet (DIS)	NHS	Lav/høy spenning eller tidspunkt registrert	Data ikke innhentet	Data innhentet
3	Identifisering av årsak til lav/høy spenning	Ved varsler om lav/høy spenning fra AMS-målere gjøres en automatisk identifisering av årsak ved hjelp av en erfaringsdatabase og maskinlæringsalgoritmen case-based reasoning e.l. Hensikten er å luke ut tilfeller som trenger andre tiltak enn spenningsregulering, dvs. feil (f.eks. jordfeil), ureglementert virksomhet hos kunde og evt. neglisjerbare problemer eller falske alarmer	NHS	AMS-data innhentet	Årsak ikke identifisert	Årsak identifisert
4	Rapportering av årsak til lav/høy spenning	Årsaken til lav/høy spenning dokumenteres i erfaringsdatabasen dersom dette representerer kunnskap som ikke allerede finnes i databasen	NHS	Årsak identifisert	Årsak ikke rapportert	Årsak rapportert i erfaringsdatabasen
5	Beregning av prognose for last og produksjon	Prognose for last og produksjon i distribusjonsnettet for den kommende perioden (f.eks. 15 minutt) beregnes basert på AMS-data, nettdata, kundedata, værdata og informasjon om produksjonskapasitet i distribusjonsnettet. Beregningen gjøres med maskinlæringsalgoritmer	NHS	Årsak identifisert	Last og produksjon ikke prognosert	Last og produksjon prognosert
6	Beregning av nye settpunkt for spenningsregulering	Beregning av optimal lastflyt for å bestemme nye settpunkt for spenningsregulering for alle regulerbare ressurser i HS-nettet og	NHS	Last og produksjon prognosert	Nye settpunkt ikke beregnet	Nye settpunkt beregnet

		underliggende LS-nett. Dersom settpunktene er utenfor et forhåndsbestemt ideelt område for ressursene startes det en parallell analyse av alternativer for spenningsregulering				
7	Sending av nye settpunkt til alle regulerbare ressurser	Settpunktene kommuniseres til alle regulerbare ressurser. Aktuelle ressurser i framtidens nett forventes å være bl.a. enheter for distribuert produksjon (inkludert solcelleanlegg), krafttransformatorer, og nettstasjoner med lastkobler	SCADA	Nye settpunkt beregnet	Nye settpunkt ikke sendt	Nye settpunkt sendt
8	Kontinuerlig regulering av spenning	Løpende spenningsregulering av nettet utføres av de produksjonsenhetene som har automatisk spenningsregulering (AVR)	AVR	- (Ingen – skjer kontinuerlig)	Spenning ikke regulert	Spenning regulert
9	<i>Alternativ:</i> Manuell identifisering av årsak	Identifisering av årsak feiler. Manuell identifisering iverksettes	NHS	Identifisering av årsak feiler	Årsak ikke identifisert	Årsak identifisert
10	<i>Alternativ:</i> Manuell beregning av prognose for last og produksjon	Beregning av prognose for last og produksjon feiler. Manuell beregning iverksettes	NHS	Beregning av prognose feiler	Last og produksjon ikke prognosert	Last og produksjon prognosert
11	<i>Alternativ:</i> Manuell beregning av nye settpunkt for spenningsregulering	Beregning av settpunkt for spenningsregulering feiler. Manuell beregning iverksettes	NHS	Beregning av settpunkt feiler	Nye settpunkt ikke beregnet	Nye settpunkt beregnet

## 4.2 Steps – Scenarios

Scenario								
Scenario name:		No. 1a – Varsel om lav/høy spenning fra AMS						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
1a.1	Lav/høy spenning	Innmelding av lav/høy spenning	Lav/høy spenning detekteres av AMS og rapporteres til netthåndterings-systemet (NHS)	REPORT	AMS	NHS	IE1.1	

Scenario								
Scenario name:		No. 1b – Periodisk initiering av spenningsregulering						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
1b.1	Tidspunkt	Initiering av regulering	Initiering av regulering av spenning (dvs. denne use case-en)	EXEC.	NHS	NHS		

Scenario								
Scenario name:		No. 2 – Innhentning av data fra alle AMS						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
2.1	Lav/høy spenning eller tidspunkt registrert	Innsamling	Innsamling av data fra alle AMS via datainnsamlings-systemet (DIS)	GET	NHS	DIS	IE2.1	

Scenario								
Scenario name:		No. 3 – Identifisering av årsak til lav/høy spenning						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
3.1	AMS-data innhentet	Identifiser-ing	Identifisering av årsak ved hjelp av en erfaringsdatabase og maskinlærings-algoritmen case-based reasoning e.l.	EXEC.	NHS	NHS		
3.2		Rapporter-ing	Dersom årsaken er ureglementert virksomhet hos en kunde kommuniseres dette til kunden	REPORT	NHS	Kunde	IE3.1	
3.3		Feil-håndtering	Dersom årsaken er en feil (f.eks. jordfeil) håndteres dette av en annen use case	EXEC.	NHS	NHS		

Scenario								
Scenario name:		No. 4 – Rapportering av årsak til lav/høy spenning						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
4.1	Årsak identifisert	Rapporter-ing	Årsak dokumenteres i erfaringsdatabasen (ED) dersom dette representerer kunnskap som ikke allerede finnes i databasen	REPORT	NHS	ED	IE4.1	

Scenario								
Scenario name:		No. 5 – Beregning av prognose for last og produksjon						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
5.1	Årsak identifisert	Innsamling	Innsamling av nødvendige data fra andre systemer: KIS, NIS og RIS	GET	AHS	KIS NIS RIS	IE5.1	-
5.2		Beregning	Beregning av prognose for last og produksjon i distribusjonsnettet for den kommende perioden (f.eks. 15 minutt) med maskinlæring	EXEC	NHS	NHS		

Scenario								
Scenario name:		No. 6 – Beregning av nye settpunkt for spenningsregulering						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
6.1	Last og produksjon prognosert	Innsamling	Innsamling av nødvendige data fra andre systemer: KIS, NIS og RIS	GET	NHS	KIS NIS RIS	IE5.1	-
6.2		Beregning	Beregning av optimal lastflyt for å bestemme nye settpunkt for spenningsregulering for alle regulerbare ressurser i HS-nettet og underliggende LS-nett	EXEC	NHS	NHS		
6.3		Analyse av alternativer	Dersom settpunktene er utenfor et forhåndsbestemt ideelt område for ressursene startes det en parallell analyse av alternativer for spenningsregulering	EXEC.	NHS	NHS		

Scenario								
Scenario name:		No. 7 – Sending av nye settpunkt til alle regulerbare ressurser						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
7.1	Nye settpunkt beregnet	Sending	Settpunktene kommuniseres til SCADA	REPORT	NHS	SCADA	IE7.1	
7.2		Sending	Settpunktene kommuniseres til alle regulerbare ressurser, både de som har (AVR) og ikke har (RR) automatisk spenningsregulering	REPORT	SCADA	RR AVR	IE7.1	

Scenario								
Scenario name:		No. 8 – Kontinuerlig regulering av spenning						
Step No.	Event	Name of process/activity	Description of process/activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
8.1	-	Regulering	Løpende spenningsregulering av nettet	EXEC.	AVR	AVR		

## 5 Information exchanged

Information exchanged			
Information exchanged, ID	Name of information	Description of information exchanged	Requirement, R-IDs
IE1.1	Melding om lav/høy spenning fra AMS	Melding om lav/høy spenning fra AMS. Inneholder: Spenningsalarm, målerID, tidsstempel	-
IE2.1	AMS-data	Data for alle AMS. Inneholder per AMS: MålerID, målerstatus (tilgjengelig/ikke tilgjengelig), alle strøm-/spenningsdata siden forrige spenningsregulering	-
IE3.1	Feilrapport til kunde	Informasjon til kunde om ureglementert virksomhet i kundens installasjon. Inneholder: Beskjed om ureglementert virksomhet, beskjed om kundens ansvar, tidsstempel	-
IE4.1	Erfaringsdata	Data for dokumentering i erfaringsdatabasen. Inneholder: Årsaksbeskrivelse	-
IE5.1	Data fra KIS, NIS og RIS	Data som trengs til beregning av prognose for last og produksjon. F.eks.: Nettdata, kundedata, værdata, informasjon om produksjonskapasitet i distribusjonsnettet, prognoserte grensebetingelser mot tilgrensende nett (lastflyt)	-
IE7.1	Settpunkt	Settpunkt for spenningsregulering	

## C.5 Mobile BESS as provider of flexibility

### 1 Description of the use case

#### 1.1 Name of use case

Use case identification		
ID	Area / Domain(s)/ Zone(s)	Name of use case
	Distribusjonsnettet	Mobilt batteri som tilbyder av fleksibilitet

#### 1.2 Version management

Version management				
Version No.	Date	Name of author(s)	Changes	Approval status
1.0	2019-08-29	Jørn Foros	Første ferdige versjon	Endelig

#### 1.3 Scope and objectives of use case

Scope and objectives of use case	
<b>Scope</b>	Mobilt batteri som tilbyder av fleksibilitet
<b>Objective(s)</b>	Leverer fleksibilitet som systemtjeneste til nettselskap, f.eks. for spenningsstøtte, flaskehalshåndtering, avbruddshåndtering og reduksjon av effektopper. Forbedre spenningskvaliteten i distribusjonsnettet og overholde krav i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL). Redusere behov forsterking av nettet.
<b>Related business case(s)</b>	-

#### 1.4 Narrative of Use Case

Narrative of use case
<b>Short description</b>
Use caset beskriver en mulighet for fleksibel systemstøtte i fremtidens distribusjonsnett ved hjelp av mobilt batteri.
<b>Complete description</b>
Den økende andelen av intermitterende fornybare energikilder i det europeiske strømmettet resulterer i et større behov for fleksible ressurser som kan kompensere for effektsvingninger. Forbrukere blir ofte sett på som en av de mest lovende kildene til fleksibilitet. En annen mulig kilde som har fått mindre oppmerksomhet er mobile batteri. Tatt i betraktning reduksjon i kostnadene for batteri er det rimelig å anta at batteri vil bli en levedyktig fleksibilitetsressurs i distribusjonsnettet. Empirisk er volumet av fleksibilitet fra en enkelt husholdning i Norge ofte under 1 kW, noe som betyr at et 200 kW batteri kan erstatte mer enn to hundre kunder. I tillegg er et batteri med tilhørende kraftelektronikk ganske kompakt, noe som gjør det mulig å transportere batteriet til et hvilket som helst sted i distribusjonsnettet der det er behov.
Use caset initieres av en forespørsel fra nettselskapet til batterioperatøren. Avhengig av forespørselen kan det hende at det er nødvendig å flytte batteriet til et nytt sted. Når batteriet er på riktig sted kobles det til og aktiveres etter ønske fra nettselskapet. Når nettselskapet ber om det deaktiveres så batteriet igjen. Alternativt blir batteriet automatisk deaktivert når det går tomt. Etter deaktivering må batteriet lades opp. Hvis dette er mulig på det nåværende stedet er ingen transport nødvendig. Hvis ikke, blir batteriet koblet fra, transportert og tilkoblet på nytt på et passende sted, klart til lading.

#### 1.5 Key performance indicators (KPI)

Key performance indicators			
ID	Name	Description	Reference to mentioned use case objectives
AB	Antall brudd på FoL	Antall overskridelser av grenser for langsomme spenningsvariasjoner gitt i FoL ( $\pm 10\%$ målt over 1 minutt)	Færre overskridelser betyr forbedret spenningskvalitet
KH	Antall kundehenvendelser og/eller kundeklager	Totalt antall kundehenvendelser/kundeklager mottatt av nettselskapet	Bedre fleksibilitet kan gi færre spenningsproblemer, bedre avbruddshåndtering etc., og dermed færre henvendelser/klager

RK	Reduserte kostnader	Totale årlige kostnader til forsterkning av nettet	Bedre fleksibilitet gir mindre behov for forsterkning av nettet
----	---------------------	--	---

### 1.6 Use case conditions

<i>Use case conditions</i>
<b>Assumptions</b>
- Use caset gjelder for år 2030-2040 - Innkobling og frakobling av batteri samt måling og avregning av bruken skjer i samsvar med gjeldende regelverk
<b>Prerequisites</b>
Tilkoblingspunkt for batteri er tilgjengelig i nettet

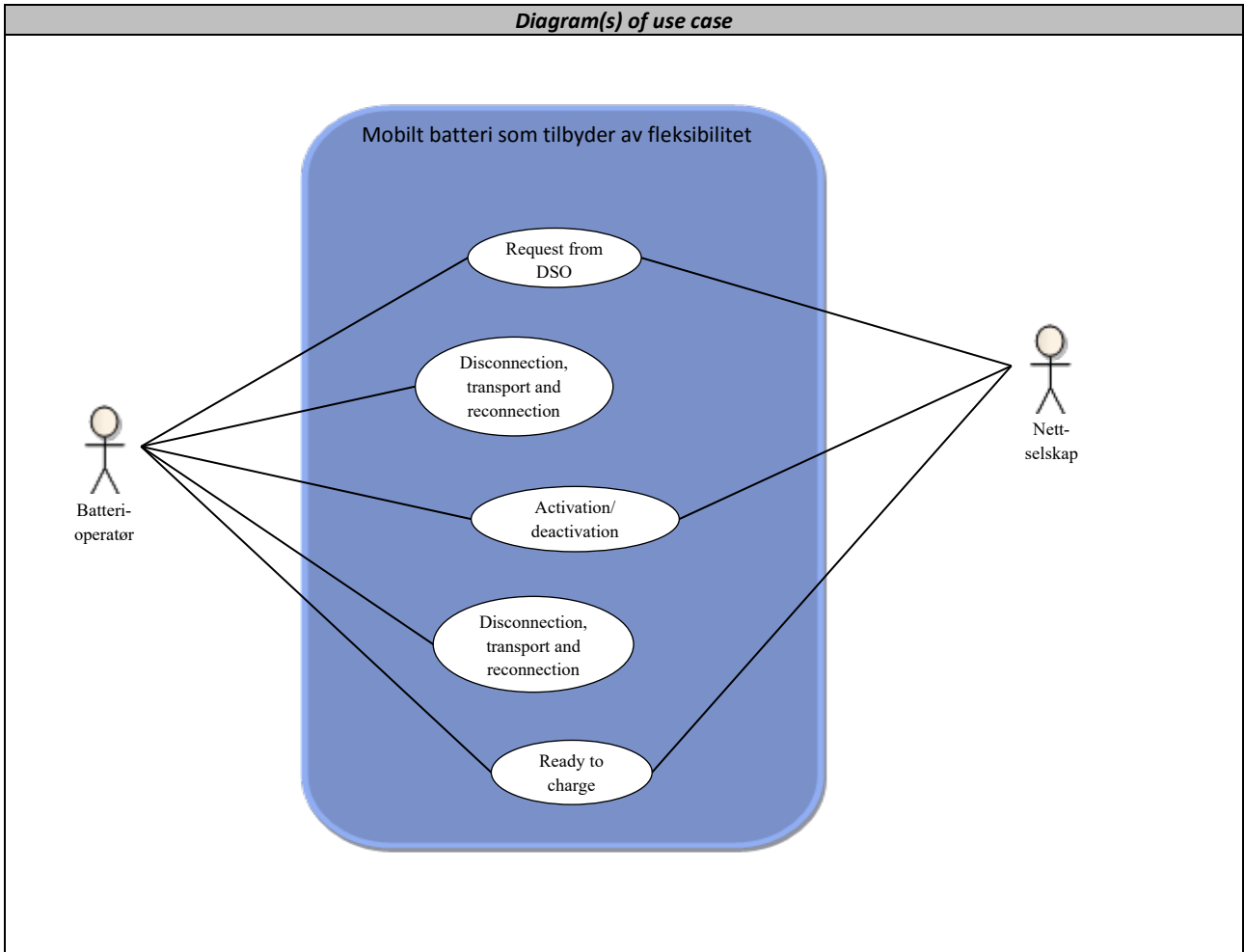
### 1.7 Further information to the use case for classification / mapping

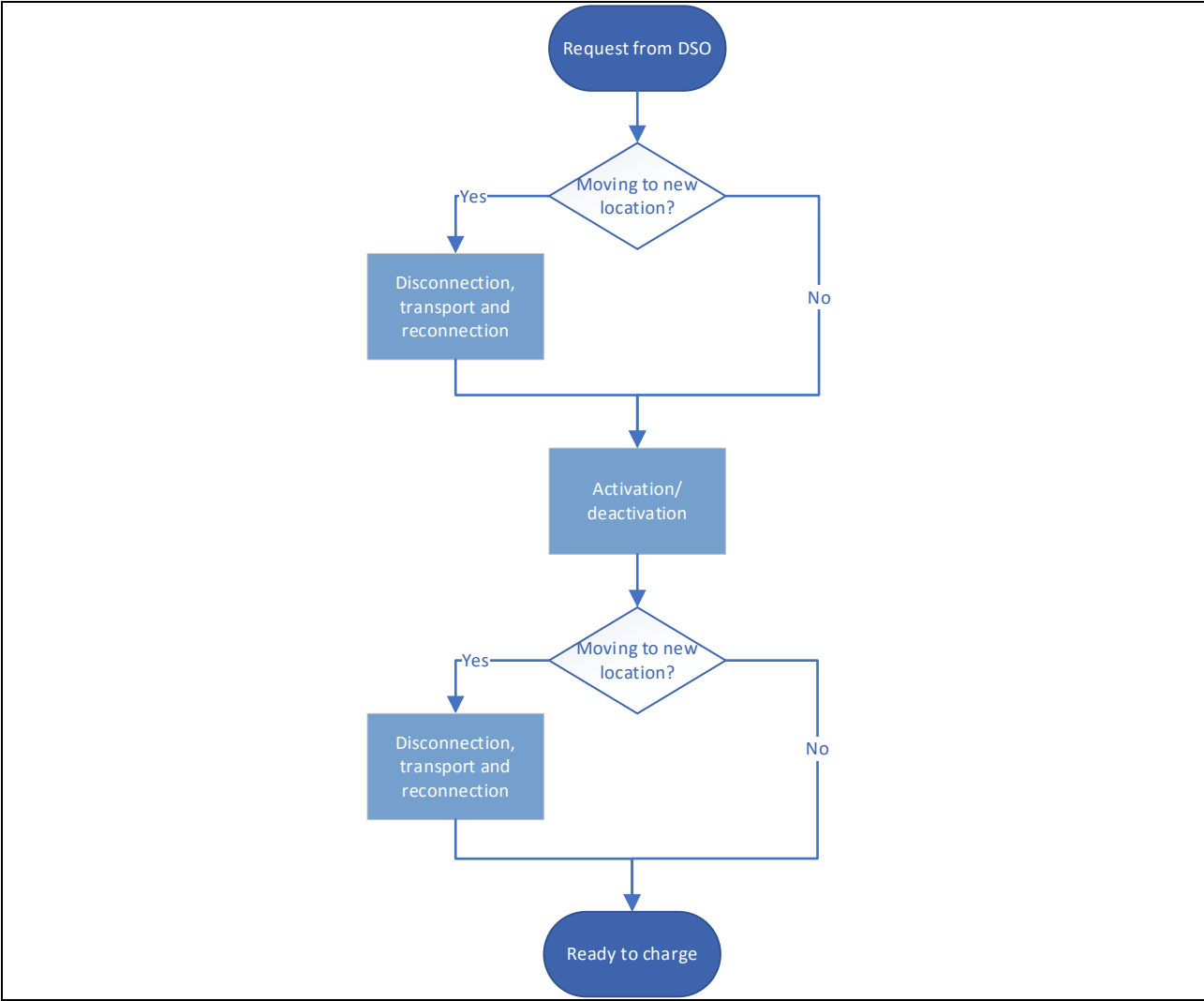
<i>Classification information</i>
<b>Relation to other use cases</b>
-
<b>Level of depth</b>
-
<b>Prioritisation</b>
-
<b>Generic, regional or national relation</b>
Generisk
<b>Nature of the use case</b>
Teknisk
<b>Further keywords for classification</b>
-

### 1.8 General remarks

<i>General remarks</i>
-

2 Diagrams of use case







### 3 Technical details

#### 3.1 Actors

Actors			
Grouping		Group description	
-		-	
Actor name	Actor type	Actor description	Further information specific to this use case
Nettselskap (DSO)	System	Selskapet som er ansvarlig for driften av nettet	-
Batterioperatør	System	Selskapet som er ansvarlig for driften av det mobile batteriet, og selger batteriet som en tjeneste	-

#### 3.2 References

References						
No.	References Type	Reference	Status	Impact on use case	Originator / organisation	Link
1	Rapport	IEC/TS 62913-2-1: "Generic Smart Grid Requirements"	Utkast (2017)	Definisjon av aktører og KPIer	IEC	n/a
2	Prosjektnotat	"Kartlegging av relevante use case i regi av T2.3"		Utgangspunkt for utvikling av use caset	FME CINELDI	n/a
3	Prosjektnotat	"Oppsummering av gruppearbeid i T2.3 CINELDI workshop 2018-06-05"		Utgangspunkt for utvikling av use caset	FME CINELDI	n/a
4	Prosjektnotat	"Beskrivelse av mulige videre-utviklinger av use case og demo-aktiviteter"		Utgangspunkt for utvikling av use caset	FME CINELDI	n/a
5	Rapport	Use case-samling	Endelig versjon (2014)	Utgangspunkt for utvikling av use caset, og definisjon av aktører	SINTEF Energi AS	TR A7412

### 4 Step by step analysis of use case

#### 4.1 Overview of scenarios

Scenario conditions						
No	Scenario name	Scenario description	Primary actor	Triggering event	Pre-condition	Post-condition
1	Forespørsel fra nett-selskap	Forespørsel sendes fra nettselskap til batterioperatør om tilgjengelig batteri	Nett-selskap	Behov for fleksibilitet	Normal nettdrift	Tilgjengelig batteri identifisert
2	Frakobling, transport og tilkobling	Dersom batteriet ikke er på ønsket sted kobler batterioperatør batteriet fra nettet. Batteriet transporteres til ønsket posisjon og kobles til der.	Batterioperatør	Tilgjengelig batteri identifisert	Batteri innkoblet	Batteri innkoblet nytt sted
3	Aktivisering/deaktivisering	Batteriet aktiveres etter ønske fra nettselskap. Når nettselskapet ber om det deaktiveres så batteriet igjen. Alternativt blir batteriet automatisk deaktivert når det går tomt	Nett-selskap	Batteri innkoblet nytt sted	Batteri deaktivert	Batteri deaktivert
4	Frakobling, transport og tilkobling	Dersom batteriet ikke kan lades der det står kobler batterioperatør batteriet fra nettet. Batteriet transporteres til ønsket posisjon for lading og kobles til der.	Batterioperatør	Batteri deaktivert	Batteri innkoblet	Batteri innkoblet nytt sted
5	Klar til å lade	Batteriet er klart til å lades opp igjen. Melding om dette sendes til nettselskapet, med forespørsel om lading kan starte	Batterioperatør	Batteri innkoblet nytt sted	Batteri utladet	Forespørsel om lading sendt
6	<i>Alternativ:</i> Forespørsel fra nett-selskap feiler	Forespørsel fra nettselskap om tilgjengelig batteri får negativt svar, ettersom intet batteri er tilgjengelig. Nettselskap må skaffe fleksibilitet på annen måte	Nett-selskap	Behov for fleksibilitet	Normal nettdrift	Intet tilgjengelig batteri identifisert

## 4.2 Steps – Scenarios

Scenario								
Scenario name:		No. 1 – Forespørsel fra nettselskap						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
1.1	Behov for fleksibilitet	Forespørsel	Forespørsel sendes fra nettselskap (DSO) til batterioperatør (BO) om tilgjengelig batteri	REPORT	DSO	BO	IE1.1	-

Scenario								
Scenario name:		No. 2 – Frakobling, transport og tilkobling						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
2.1	Tilgjengelig batteri identifisert	Frakobling	Dersom batteriet ikke er på ønsket sted for nettselskapet kobler batterioperatør batteriet fra nettet.	EXEC.	BO	BO	-	-
2.2		Transport	Batteriet transporteres til ønsket posisjon	EXEC.	BO	BO	-	-
2.3		Tilkobling	Batteriet kobles til ønsket sted med tillatelse fra nettselskapet	EXEC.	BO	BO	-	-

Scenario								
Scenario name:		No. 3 – Aktivering/deaktivering						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
3.1	Batteri innkoblet nytt sted	Forespørsel	Nettselskap sender ønske om aktivering av batteri	EXEC.	DSO	BO	IE3.1	-
3.2		Aktivering	Batteriet aktiveres etter ønske fra nettselskap.	EXEC.	BO	BO	-	-
3.3		De-aktivering	Når nettselskapet ber om det deaktiveres så batteriet igjen. Alternativt blir batteriet automatisk deaktivert når det går tomt	EXEC.	BO	BO	-	-
3.4		Forespørsel	Batterioperatør sender forespørsel om lading av batteri	EXEC.	BO	DSO	IE3.2	-

Scenario								
Scenario name:		No. 4 – Frakobling, transport og tilkobling						
Step No.	Event	Name of process/ activity	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)	Information exchanged (IDs)	Requirement, R-IDs
4.1	Batteri deaktivert	Frakobling	Dersom nettselskapet ikke tillater at batteriet lades der det står kobler batterioperatør batteriet fra nettet	EXEC.	BO	BO	-	-
4.2		Transport	Batteriet transporteres til batterioperatørens ønskede posisjon	EXEC.	BO	BO	-	-
4.3		Tilkobling	Batteriet kobles til ønsket sted med tillatelse fra nettselskapet	EXEC.	BO	BO	-	-

<b>Scenario</b>								
<b>Scenario name:</b>		<b>No. 5 – Klar til å lade</b>						
<b>Step No.</b>	<b>Event</b>	<b>Name of process/activity</b>	<b>Description of process/activity</b>	<b>Service</b>	<b>Information producer (actor)</b>	<b>Information receiver (actor)</b>	<b>Information exchanged (IDs)</b>	<b>Requirement, R-IDs</b>
5.1	Batteri innkoblet nytt sted	Klar til å lade	Batteriet er klart til å lades opp igjen. Melding om dette sendes til nettselskapet, med forespørsel om lading kan starte	REPORT	BO	DSO	IE5.1	-

## 5 Information exchanged

<b>Information exchanged</b>			
<b>Information exchanged, ID</b>	<b>Name of information</b>	<b>Description of information exchanged</b>	<b>Requirement, R-IDs</b>
IE1.1	Forespørsel fra nettselskap	Forespørsel om tilgjengelig batteri. Inneholder: Nettselskapsnavn, forespørsel, ønsket batterikapasitet, ønsket tilkoblingssted, ønsket aktiveringstidspunkt, tidsstempel	-
IE3.1	Forespørsel om aktivering	Forespørsel om aktivering av batteri. Inneholder: Nettselskapsnavn, forespørsel, tidsstempel	-
IE3.2	Forespørsel om deaktivering	Forespørsel om deaktivering av batteri. Inneholder: Nettselskapsnavn, forespørsel, tidsstempel	-
IE5.1	Forespørsel til nettselskap	Forespørsel om lading av batteri. Inneholder: Navn på batterioperatør, forespørsel, ønsket ladekapasitet, ønsket tilkoblingssted, ønsket tilkoblingstidspunkt, tidsstempel	-

**FME CINELDI**

Host: SINTEF Energy Research in cooperation with NTNU  
Visiting address: Sem Sælunds vei 11, N-7034 Trondheim  
Post address: P.O.Box 4761 Torgarden, N-7465 Trondheim  
Phone: +47 73 59 72 00\*  
E-mail: [cineldi@sintef.no](mailto:cineldi@sintef.no)  
Enterprise/VAT No: NO 939 350 675 MVA  
<http://www.cineldi.no>

