



Distributed generation possibilities to improve power quality in power networks and offer services for network companies

Authors: Sanna Uski-Joutsenvuo

Confidentiality: Public

Report's title Distributed generation possibilities to improve power quality in power networks and offer services for network companies		
Customer, contact person, address Cleen Oy		Order reference
Project name SGEM – Smart Grids and Energy Markets, Work Package 3.4 Distributed generation in smart grids		Project number/Short name 41103-1.10 / SGEM
Author(s) Sanna Uski-Joutsenvuo		Pages 16 + 14 pages appendices
Keywords distributed generation, power quality, voltage control, fault ride through, island operation, service		Report identification code VTT-R-02685-11
<p>Summary</p> <p>In many of the today's distributed generation (DG) units power converters are being utilized. Power converters have possibilities to improve power quality, as well as control their output –active and reactive power, and voltage – in a more flexible way than conventional power production units.</p> <p>In order to finding out what could be the needs for services, as well as the technical possibilities and interest in distributed generation providing services, a questionnaire was sent for the different parties involved in distributed generation in Finland. The questions concerned the existing DG units (or future ones), and e.g. their influence on the network voltage, fault ride through operation, as well as possibilities and hopes of the units influencing the network voltage and island operation.</p> <p>Based on the survey it seems that different parties involved in distributed generation might have rather little knowledge outside the specific field of their own. I.e. the network companies nor DG unit owners/operators might not be well aware of all the possibilities and full potential of the DG units' possibilities to support power quality or network operation. This might also influence the interest of the network companies' to seek for services. The conservative requirements set for DG units by the network companies may even play against the DG units and the network companies themselves by degrading the power and voltage quality. This is the case especially concerning the units equipped with full power converters. Increased interaction and communication between the different DG players would spread knowledge and could lead to avoiding the negative impact of DG units and even further, the DG units could be used to provide service to the network company to improve the power quality.</p>		
Confidentiality	Public	
Espoo 5.4.2011		
Written by	Reviewed by	Accepted by
Sanna Uski-Joutsenvuo research scientist	Maija Ruska team leader	Seppo Hänninen technology manager
VTT's contact address P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland		
Distribution (customer and VTT) VTT, SGEM 3.4project partners, study survey respondents		
<p><i>The use of the name of the VTT Technical Research Centre of Finland (VTT) in advertising or publication in part of this report is only permissible with written authorisation from the VTT Technical Research Centre of Finland.</i></p>		

Contents

1	Introduction.....	4
2	Questionnaire to parties related to DG	5
3	Grid Code and other requirements in Finland applied for distributed generation....	6
4	Studies concerning distributed generation in Finland	6
5	Services provided by DG units – practices and experiences abroad.....	7
6	Results of the survey	9
6.1	DG unit and component manufacturers	9
6.1.1	Conclusions and comments	9
6.2	DG owners and operators.....	9
6.2.1	Conclusions and comments	10
6.3	Distribution network companies	11
6.3.1	Conclusions and comments	13
6.4	Conclusions of the survey outcome	13
7	Acknowledgements	14
	References	15

Appendix 1 – Questionnaire for DG unit or unit component manufacturer

Appendix 2 – Questionnaire for DG unit owner or operator

Appendix 3 – Questionnaire for distribution network company

1 Introduction

Wind turbines, as well as other renewable energy sources, and small decentralized power production units do not have very long history in the distribution networks and are still not very common. In many of the today's distributed generation units power converters are being utilized. Power converters, in addition to their possible negative influence of producing harmonics to the network, have possibilities also to improve power quality, as well as control their output in a more flexible way than conventional power production units.

In the distribution networks where the power consumers are connected, there occur all sorts of phenomena related to voltage magnitude levels, harmonics, power imbalances between the phases etc. The distribution networks also are different, some are larger and stronger networks in urban areas, whereas others may be weak with long distances with few customers behind rather long distribution lines. The weaker network and longer lines also bring along some challenges, e.g. voltage decrease and/or fluctuations, and possibly more frequently occurring and longer lasting outages for the customers.

The potential of the distributed generation units connected to the distribution networks has not been fully utilized yet. In the past – not too long time ago – the power generation units connected to the distribution networks were required to be tripped off in cases of a fault in the network. This has been changing over the last years or decades when looking at the production units from the whole power system wide perspective. Today the Grid Codes of the transmission system operators may require that all the units (or clusters of units located in the power system behind single transmission grid connection point) ride through the faults according to specifications defined in the Grid Code.

In addition to fulfilling the Grid Code requirements applied for decentralized generation, these units have potential for providing auxiliary services for the network companies with the power converters of the units. Voltage control of the wind turbines, as well as wind turbines' ability to provide inertia response (i.e. short-term frequency control in emergency situations) to the power system are current research topics. In addition the converters and auxiliary components could be used to improve the imbalances in phase voltages, fluctuations or large changes in voltage level, harmonics, secure power supply to customers on island operation etc.

The possibilities of distributed generation providing services for the network companies, and the need and interest of network companies buying services from the distributed generation producers are studied in SGEM WP 3.4 and reported in this report. The bases of this report is the questionnaire sent to different parties in Finland related to distributed generation; the distributed generation (DG) unit and unit component manufacturers, DG owners and operators, and the distribution network companies. For background information the requirements applicable to the distributed generation in Finland are reviewed. Publicly

available studies concerning DG in Finland, as well as possible experiences of DG provided services abroad were attempted to look at.

2 Questionnaire to parties related to DG

As the means of finding out

- i) what might be the needs for services,
- ii) technical possibilities as well as
- iii) the interest in distributed generation providing services,

a questionnaire was made and sent out in the beginning of year 2011 for the different parties involved in distributed generation in Finland. The questionnaire forms were answered and returned by early March 2011. The questionnaire outline was same for all parties, but particular questions were formulated differently, and some questions were added/omitted for different parties. Thus there were three questionnaires formed for network companies, distributed generation producers (owners and operators) and for distributed generation unit and component manufacturers. The questionnaires (in Finnish) are presented in Appendices 1-3.

The questionnaire was sent to 20 distributed generation unit owners or operators, of which two companies answered. The distributed generation unit and component manufacturer questionnaire was sent to 4 companies, of which two answered. 17 distribution network companies were sent the questionnaire, and 5 companies answered. In addition a few companies responded shortly (e.g. via e-mail) only commenting some issues in more general level or informed that there's nothing to be informed (yet). These inputs/responses are also noted when presenting the outcome of the survey. Although the response rate was low, some valuable information was received both for specific issues asked about, as well as about the general attitude and knowledge about distributed generation and its capabilities.

The company names of the distributed generation unit and unit component manufacturers, owners or operators are not disclosed due to the will of the companies and/or such low number of answers received. The distribution network companies who answered the questionnaire granted permission to mention their name, and they are Muonion Sähkösuuskunta, Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy, Vaasan Sähköverkko Oy, Vantaan Energia Sähköverkot Oy, and Vattenfall Verkko Oy.

The questions in the questionnaire concerned the existing distributed generation units (or future ones), and e.g. their influence on the network voltage, fault ride through operation, as well as possibilities and hopes of the units influencing the network voltage and island operation.

3 Grid Code and other requirements in Finland applied for distributed generation

Energiatollisuus ry (ET) has given recommendations TLE05 for power production connection (Sähköntuotannon liittymisehdot TLE05) [1]. These recommendations deal with power production connection in distribution networks with voltage levels less than 110 kV. These recommendations solely concentrate on the connection agreement and financial issues as well as technical principles of the connection, and do not deal with any technical or operational requirements of the production units.

The current Grid Code of the Finnish transmission system operator (TSO) Fingrid is based on the Nordic Grid Code [2]. The Nordic Grid Code applies to all wind farms that are connected to the Nordic power system. Although the TSO may free/excuse the wind farms of less than 100 MW of capacity from these requirements, it ought to be noted that the requirements might apply to the planned DG wind farms connected in the distribution networks also. In case the requirements apply, they must be fulfilled at the grid connection point (of distribution network to the transmission grid). The association of European TSOs ENTSO-E is currently working on a common Grid Code for all participant TSOs called “Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” [3].

The electricity market law (sähkömarkkinalaki) defines the compensation for long interruption in network service (verkkopalvelu) for electricity user, but there are no definitions for compensation for power producer, e.g. distributed generation producer in the same network, possibly suffering from the same interruption and thus loss of production. Instead of loss of production and having no compensation for the loss due to a long network interruption, the producer might be interested in island operation benefiting themselves, but also the consumers and the network company.

4 Studies concerning distributed generation in Finland

There are only few studies carried out and publicly reported concerning DG influence on network voltages or DG island operation related to actual operational units in Finland.

There was made a case study concerning the Högsåra wind farm before its construction [4]. Initially the wind farm was assumed to be 3 MW of capacity, and it was to be connected to a rather weak network. One of the concerns was the voltage increase that the wind farm would cause in the area. In [5] the network voltage control possibilities based on coordinated control of the substation bus voltages was studied. The study concluded that in case a 3 MW power plant would be connected in the network, reactive power consumption of the power plant would be required to be allowed, as the studied voltage control method was unable to maintain the voltages within the limits in case of full 3 MW power production of the power plant.

Currently in Högsåra there are 3 wind turbines of 2 MW capacity, thus composing a 6 MW wind farm. The wind farm is connected to local 20 kV network, which still is considered as weak network, although since the above mentioned study there have been done network reinforcements. The Högsåra wind turbines are equipped with full power converters and reactive power compensation is used. [6]

Recently, the typical approach for voltage rise limitation in distribution networks has been passive methods, such as network reinforcements. This approach, however, may lead to expenses becoming so high, that it is not economical to build the distributed generation unit. In addition the distributed generation units have been considered more as negative loads, which are not expected to be involved in voltage control by any means. [5].

5 Services provided by DG units – practices and experiences abroad

At least two of the world leading wind turbine manufacturers, GE Energy and Enercon have productized in their wind turbines the voltage control capability independent of the operating state, or even the status, of the turbine. GE Energy calls the feature “WindVAR” in their turbines [7, 8]. The WindVAR feature of GE enables the turbine to supply reactive power to the grid for voltage regulation and stabilizing weak grids. Enercon states that their wind turbine has “FACTS capabilities” and claims the turbine to have a “STATCOM option”, with which – irrespective of the active power feed-in – the entire reactive power range is at the disposal of the grid operator even if active power is not being fed into the grid.

The features are provided with the same power electronics components (converters) which there are in the turbine already for its operational purposes and which enable variable speed operation of the turbine. This is not a special feature that is possible solely in the GE and Enercon wind turbines, but all wind turbines equipped with a converter (i.e. full power converter equipped turbines, and DFIG wind turbines possibly with some limitations), provided that the turbine is controllable for such operation. Most of the new MW-class wind turbines installed today are of DFIG or full power converter type. Only rarely today the fixed speed wind turbines are installed, which are not capable of voltage control in the same manner as variable speed wind turbines. A lighter voltage control feature of the wind turbines would be to compensate the voltage fluctuation caused by the active power production of the unit in question. This could be implemented by adjusting reactive power production according to active power production, i.e. using a constant power factor $\cos\phi$.

In case of DG units power production influence the network voltage – or otherwise the network voltage levels vary or fluctuate – voltage controlling equipment could be used in the network, such as SVCs or STATCOMs, or at simplest voltage could be controlled by transformer tap changers. Also vice versa, instead of using separate voltage controlling equipment, DG units with converters could be used for voltage control.

Apart from normal operating state – during which the voltage control possibility was discussed above – more often in context of the most of the variable speed wind turbines is discussed about their voltage support / reactive current contribution ability during the fault ride through (FRT). This is due to the fact that the Grid Codes or other requirements often oblige voltage support during voltage dips.

In [9] is stated “Though most countries simply apply mandatory Grid Codes to new wind power plants, both Spain and Germany have also established financial incentives to encourage compliance with Grid Codes in certain circumstances.” The memo [9] also shows what kind of requirements are in force and incentives are used for wind power in Spanish and German power systems and features are shown in Table 1.

Table 1. Legislative framework in respect to grid integration of wind power. [9]

Measure	Spain	Germany
Frequency control	required	required (new plants), incentive (existing plants)
Voltage control	-	required (new plants)
Supply of reactive power	incentive	required (new plants)
Fault ride-through capability	incentive	required (new plants), incentive (existing plants)
Plant operation in line with forecast	incentive	-

In Spain incentive is paid for reactive power supply during peak load and penalty for consuming reactive power, and vice versa during low load; i.e. incentive is paid for consuming reactive power and penalty for producing reactive power. This is not a local issue, but related to the whole power system and voltage stability. The reactive power control issue is discussed in more detail in [10] as well as an actual test case with a large wind farm with DFIG wind turbines is reported.

Although the voltage control issue in Spain with the incentives and penalties is the power system level issue and it deals (also) with large wind farms, the wind turbines are the same kind of units that can be installed as DG units in distribution grids. Thus the turbines do have, or ought to have, same kind of abilities. Also the used voltage control procedure could give some ideas how it could be implemented in a distribution network for local purposes.

The ancillary services possible to be provided by distributed generation are dealt with in some European studies, e.g. [11] and [12]. The study [12] was done many years ago in 2004, and it seems to deal with DFIG wind turbines while ignoring the full power converter equipped wind turbines when considering “non-DFIG” wind turbines. According to [13], in UK electricity market the only realistic ancillary service opportunity on distribution network level dealt with security of supply, which could be contributed by most of the existing DG technologies.

6 Results of the survey

The survey outcome based on the responses received for the questionnaires is summarised in the following sections covering each of the three target groups separately. After summarising the responses of each group, some conclusions and analysis is given. The asked questions can be found in the Appendices 1-3 for the three target groups (in Finnish).

6.1 DG unit and component manufacturers

To the question if distributed generation units have influenced by any means the network operation, one of the repliers mentioned as a positive issue that the units have provided some filtering of low frequency harmonics, but that they have caused disturbances at network signal frequencies. Another replier mentions that the units could mitigate imbalanced loads, and balance voltage fluctuations in the network, but they did not explicitly mention if these issues in fact have been reported. All repliers claim to comply with the most common Grid Code fault-ride-through requirements. In addition they would not charge extra for voltage control capability option, and the units seem to possess possibility for this at least to some extent and under some circumstances. Voltage support is given either based on the standard, network requirements, or specific agreements.

According to the manufacturers, their units would be capable of island operation with some modifications basically in control systems, and without further excessive cost. The mentioned prerequisites to enable island operation involved mainly other issues not related to the units themselves, e.g. standardization of island operation identification, balancing system of island consumption and production or energy storages.

Additional features the units could provide power quality mitigation are e.g. inertia utilization and bidirectional active communication and informing about disturbances.

6.1.1 Conclusions and comments

Based on the responses it looks like not all the potential of the DG units are necessarily utilized yet, or at least the technical limitations have not been reached when considering the requirements or expectations set, or possible to be set, for DG units. In addition the costs of implementation (when considering the units and technology) of e.g. voltage control or island operation, do not seem to be very high.

6.2 DG owners and operators

The answers to the survey concerned mainly wind turbines owned or operated by the repliers. Some of the replies concerned also other distributed generation units (small scale CHP).

In some of the wind farm sites the wind farms were informed to cause flicker in the network, and concerning other wind farms no significant influences were noted. Also some excess

voltage rise was caused by a wind farm, but this was solved by adjusting the main transformers' tap ratios. The small scale CHP was reported to improve voltage quality and having produced reserve power for the customer, e.g. during network outages.

The wind turbines either do not have fault ride through (FRT) feature or in some units it is an option which is not activated in normal operation, i.e. it might have been only used in testing the feature.

Most of the units are not given specific reactive power requirements (apparently the general requirements in force in the connection network apply), or some special conditions may have agreed upon with the network company. Some of the repliers could consider providing voltage support for the network company for free, and some would consider it only in case it was a paid service. The repliers would require at least the direct costs to be paid in order to be able to provide voltage support, or the service ought to be paid in such a level, that it would direct the power producer to provide voltage support. The repliers had no opinion of appropriate level of payment (in eur/MVAr) or other suitable definition for monetary compensation for voltage support service at this point. One of the repliers had actually provided voltage support – in terms feeding reactive power to the network – for the network as requested by the network company.

Some of the repliers were interested in possibility for island operation (e.g. during longer network outages), and some were not interested. For the parties interested in island operation, the prerequisites and conditions for island operation were economical conditions, i.e. SPOT-price or varying production cost compensation would be sufficient. Some of the repliers considered the island operation possible without further excessive investments. The repliers who were not interested in island operation possibility, considered it first of all technically impossible, i.e. wind power probably is not suitable for such fast operation, voltage source converters are not able to create their own quasi network, and it is impossible without further excessive investments. Another reason for lacking interest for island operation was mentioned to be the fact that the shareholders of the wind farms, to whom the wind farms produce and deliver the power produced, are outside the possible island and thus would not benefit for island operation.

6.2.1 Conclusions and comments

The opinions about voltage support and control by reactive power did not seem to be very strong; it is important to fulfill the requirements, and in case voltage support would be needed by the network company, it could be provided in case it did not cause any additional costs or the costs would be paid for. Some repliers saw also that the voltage control ability might have monetary value.

There seems to be some degree of lack of knowledge of the operational possibilities of converters and e.g. their suitability and limitations for island operation. This is clearly seen by comparing the responses of the unit/component manufacturers (section 6.2) and the unit

owners/operators. Whereas the unit owner/operator might consider the island operation impossible due to the technical reasons and limitations of the equipment, the equipment manufacturer does not see the technical issues as limitations, but instead sees other related issues as limitations, often concerning more about the network operator, e.g. balancing island production and consumption.

The other seen limitations or obstacles for island operation concerned the inability to deliver the produced power to the shareholder, i.e. the consumer. However, this obstacle seems a bit odd, as the power market is actually one issue and the network operation is another issue. The idea is that the power producer sells electricity to a consumer and produces the amount equivalent to the sold power to the network. Elsewhere the consumer takes from the network and consumes the power equivalent to this. I.e. there is not absolute need that in exceptional small scale island cases the producer and the consumer have direct electrical connection. The network companies have obligations to pay for their customers (consumers) for undelivered electricity during longer network outages. Therefore network companies could theoretically be interested in island operation benefits not only for uninterrupted power supply for consumers, and production losses for the producers, but also for themselves in terms of reduced interruption costs to be paid for their customers.

6.3 Distribution network companies

According to the survey responses, several network companies apply the ET recommendations TLE05 [1] for distributed generation network connection, possibly supplemented by their own requirements. Among the responses it seemed common that in case the production units were smaller (smaller than megawatt-class), there are no rules or requirements applied. In some cases rules or requirements do not apply to the older units but for the future they will, and in some cases they even apply to all units regardless of their (very small) size.

Most of the respondent network companies had not noted that the DG units would either have any influence on possible problems (e.g. voltage fluctuations, flicker, harmonics or other power quality issues) occurring in the network before DG units were installed, nor have noticed DG units to brought along any negative influences to the network. Only in one case small wind turbines were reported to rise slightly the otherwise rather low voltage level when operating (this was seen as a positive issue). In one case the network company complained about the significantly fluctuating power of wind turbines (these turbines are equipped with full power converters) which complicate making connections in the network. The responder states that the reactive power requirements for the units are operating with $\cos\varphi \geq 0,95$ (inductive or capacitive), unless agreed otherwise. Another network company also has wind turbines operating in their network at almost $\cos\varphi = 1.0$, but they have not noted any problems. Other responders either do not have specific requirements concerning reactive power, or they apply general network service conditions and tariffs. Reactive power is measured more or less systematically in those cases there are requirements, but it may be monitored also in some cases although the network company has no requirements regarding reactive power.

According to the respondents, FRT is not used – nor is available but currently unused option in the units – in any of the wind turbines in their networks or at least this is not known. Lacking the FRT feature in the current situation does not seem to be a problem for the network companies either. Some companies mentioned that they will investigate the FRT feature and its possible needs in the future.

The network companies operating in rural or scattered settlement areas seemed to be more interested in and open for the idea of using voltage support and island operation from DG units. However, generally the companies were not willing to pay for voltage support. The companies who saw no benefits in – nor were willing to allow – island operation at all, mentioned balancing the production and consumption, and reliability of wind power supply as well as the power quality as probable obstacles for island operation. Those companies considering island operation as a possibility (operating more on rural areas), mention the shortening the outage time and improving the reliability of supply as possible benefits. Both, the producers as well as the consumers were seen as beneficiaries, who possibly would also be the parties paying for the benefits of island operation. No replier considered island operation possible without excessive investments or they could not assess the investments needed. Issues mentioned as either obstacles or challenges or issues to be considered by any network company, were e.g. power balance – in case there even exist theoretical possibility for it – and limiting the island operation area, resynchronization, working and operational security, protection coordination, technical requirements of today and the future for production units, and low probability of island operation occurrence. Some of the replier network companies were willing to participate in paying the island operation investment costs whereas others were unwilling to participate or the cost allocation was not considered so there was no opinion yet. Generally the power producers, or the party pursuing the island operation, were mentioned as payers of island operation investments. One replier company mentioned having an island operation plan concerning their whole network area, although this particular network company saw probability for island operation rather low and was not interested in allowing it.

As a good general comment from one replier network company, the principles of distributed generation network connection are still rather open and have not been studied thoroughly. Therefore for some of the issues e.g. asked about in this questionnaire, there are no clear answers and thus implementations are executed based on existing basic principles. As the DG production and knowledge will increase, the DG impact on e.g. power quality can be studied then further.

A network company who did not reply to the questionnaire but commented the questions via e-mail exchange (company name not among the above listed ones), was under the impression that converters are not capable of supplying voltage support in case the wind farm is not producing power. They mentioned that the wind turbines in their network operate at almost $\cos\phi=1$, and they do not have power quality problems based on monitoring.

6.3.1 Conclusions and comments

Based on some of the survey answers from distribution network companies, it seems like they are not aware of the wind turbine possibilities to support network voltage. The network companies may have specified the operational requirements (e.g. unit power must be reactive power neutral, i.e. factor must be kept within certain limits close to 1.0), and on the other hand while fulfilling these requirements, the producers are willing to produce as much power to the network as possible. Thus the operation on unity power factor is suitable for the producers, as they do not need reactive power, and it enables maximal active power production. This, in fact, causes the voltage to vary in the weaker networks according to active power production. This is seen by the distribution network operator, who sees this possibly as a negative issue and seems to draw a conclusion that this is what wind farms do. E.g. in this particular case where the network operator mentioned about the significantly fluctuating power causing problems in making connections in the network, the reason – and the solution – might be lying in their reactive power requirements of operation at $\cos\varphi\geq 0,95$ power factor.

The voltage rise caused by the DG unit active power production could be compensated by reactive power e.g. by adjusting the DG unit power factor. Another, more advanced, option would be to control the network voltage which probably varies not only due to the power production, but due to loads in the system too. This voltage control could be done by adjusting the DG unit reactive power regardless of the unit active power production.

In addition to wind turbines causing problems due to varying power production, another common impression is that wind turbines cannot influence the voltage by any means when they are not in operation – wind turbine operation is solely dependent on wind conditions. However, this assumption is not correct, as shown in section 5 (e.g. GE and Enercon wind turbines' features).

The lack of full knowledge of distributed generation, its network connection and impact on the network and power quality was acknowledged – which is very positive – and brought up by one of the repliers. Related to also many other repliers the lack of knowledge and uncertainty could be seen in the answers and read between the lines.

6.4 Conclusions of the survey outcome

It seems that between the different parties involved in distributed generation, there is still rather little knowledge outside the specific field each party covers themselves. I.e. the network companies nor DG unit owners/operators might not be well aware of all the possibilities and full potential of the DG units possibilities to support power quality or network operation. This lack of knowledge might also influence the interest of the network companies (and maybe also the DG unit owners/operators) to seek for services. In fact, at times the conservative requirements set for DG units by the network companies, may even play against the DG units and the network companies themselves by degrading the power and

voltage quality. This is the case especially concerning the units equipped with a full power converter. By adjusting the requirements, the negative impact of DG units could be avoided, and even further, the DG unit could be used to provide service to the network company to improve the voltage quality (from the quality level there is without considering the DG unit).

7 Acknowledgements

We express our thanks to the companies who participated in the survey by providing their answers to the question and/or views in the issue of the topic in other ways.

References

- [1] Energiateollisuus ry:n suosittelemat Sähköntuotannon liittymisehdot, TLE05. Available at <http://www.energia.fi/content/root%20content/energiateollisuus/fi/s%c3%a4hk%c3%b6/s%c3%a4hk%c3%b6verkko/pientuotanto/liitteet/tuotannon%20liittymisehdot%20tle05.pdf?SectionUri=%2ffi%2fsahko%2fsahkoverkko%2fpientuotanto>
- [2] Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV 2007), Fingrid. Available at http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/vjv2007yhdistetty_200308_suo.pdf
- [3] ENTSO-E Draft Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, 22 March 2011. Available at https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/news/110322_Pilot_Network_Code_Connections.pdf
- [4] Repo et al., Keski-jänniteverkon siirtokyky jännitteennousun perusteella – Högsåran tuulivoimalan tapaustutkimus. Raportti 2-2003, Tampereen teknillinen yliopisto, 2003. ISBN 952-15-1046-3. Available at <http://webhotel2.tut.fi/units/set/raportteja/dg/westwind/raportti2-2003.pdf>
- [5] Kulmala, Aktiivisen jännitteensäädön soveltaminen Högsåran verkossa. ELDiG-projektin raportti. Available at http://webhotel2.tut.fi/units/set/raportteja/dg/eldig/Aktiivisen_jannitteensaadon_soveltaminen.pdf
- [6] Merja Paakkari, HAFmex Wind Oy. Tuulivoimahankkeet, Högsåran tuulipuisto, presentation Joensuu 25.2.2011. Available at http://www.biomax.fi/upload/hogsaran_tuulipuisto_merja_paakkari.pdf
- [7] GE website, Wind Volt-Amp-Reactive Technology. Available at http://www.gepower.com/businesses/ge_wind_energy/en/technology/var.htm
- [8] GE, « WindVAR : » unique VAR control technology. Available at http://www.gepower.com/businesses/ge_wind_energy/en/downloads/ge_windvar_brochure.pdf
- [9] Fichtner, Grid Codes for Wind Power Integration in Spain and Germany: Use of Incentive Payment to Encourage Grid-Friendly Wind Power Plants” available

at

<http://www.efchina.org/csepupfiles/report/201081124622662.0710974012314.pdf/Grid%20Codes%20for%20Wind%20Power%20Integration%20in%20Spain%20and%20Germany.pdf>

- [10] Perez Campion et al., Voltage Control for Wind Power Plants. Real Results. Iberdrola Renovables. EWEA 2011, 14-17 March, 2011. Brussels.
- [11] Degner et al., DISPOWER, Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources, Final Public Report. 2006, Germany. ISBN 3-00-016584-3. Available at http://www.iset.uni-kassel.de/dispower_static/documents/fpr.pdf
- [12] Ilex Energy Consulting with the Manchester Centre for Electrical Energy, UMIST, Ancillary Service Provision from Distributed Generation. September 2004. Available at <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file15163.pdf>
- [13] Mutale, Strbac (Univ. Manchester) et al., Drafts of different contract structures. Dispower D5.5 deliverable del_2005_0062, March 2005. Available at http://www.iset.uni-kassel.de/dispower_static/documents/del55.pdf

Hyvä hajautetun tuotannon yksiköiden valmistaja tai komponenttivalmistaja,

tämä kysely liittyy Cleen Oy:n Smart Grids and Energy Markets, SGEM-tutkimusohjelman työpakettiin 3.4. ”Disributed generation in Smart Grids”.

Kyselyn tarkoituksena on selvittää hajautetun tuotannon mahdollisuuksia tukea jakeluverkkoa ja tuottaa palveluja verkkoyhtiölle. Modernit hajautetun tuotannon yksiköt, esim. tuulivoimalat ja aurinkovoimalat, sisältävät konverttereja ja siten niiden verkkoon syöttämä pätö- ja loisteho olisi ohjattavissa tietyissä rajoissa. Yksiköissä voisi olla toimintamahdollisuuksia joita nykyään ei vielä juurikaan hyödynnetä. Näitä voisi olla esim. jännitetuki, sähkönlaatuasiat, saarekekäyttö jne.

VTT on puolueeton ja riippumaton organisaatio. Vastauksianne käsitellään luottamuksellisesti eivätkä yksittäiset vastaukset tule erottumaan selvityksen tuloksissa.

Vastatkaa seuraaviin kysymyksiin koskien valmistamianne hajautetun tuotannon yksiköitä (tai joihin toimitatte valmistamianne komponentteja), esim. tuulipuistot, pien-CHP, aurinkovoima. Mikäli olette valmistaneet useampia yksiköitä (komponentteja useampiin yksiköihin), merkitkää yksiköt liityntäpisteittäin, eli esimerkiksi usean tuulivoimalan käsittävä puisto ymmärretään tässä yhdeksi yksiköksi jos usean voimalan puistolla on yksi ja sama verkkoonliityntäpiste verkkoyhtiön omistamaan verkkoon. Kirjoittakaa vastauksenne kysymyksen alla sijaitsevaan laatikkoon. Monilokerovastauksissa saatte lisää rivejä tarvittaessa painamalla enter’iä viimeisen sarakkeen lopussa.

KYSELY

Yhtiön nimi:

Vastaaajan yhteystiedot (mahdollisia jatkokysymyksiä varten):

1. Valmistamianne hajautetun tuotannon yksikkö/yksiköt, tai yksiköt joissa käytetään valmistamianne komponentteja (mainitkaa myös tyyppi, teho ja jännite):

1	
2	
3	
4	

Vastatkaa jatkokysymyksiin kunkin yksikön osalta erikseen numeroiden vastauksenne yo. yksikkönumeroinnin mukaan mikäli mahdollista/tarpeen (eli 'x':n sijasta käyttäkää yo. yksikkönumeroita vastauslokerossa – käytettäessä 'x' oletetaan vastauksen koskevan kaikkia yksiköitä). Eri yksiköitä koskevia sanallisia vastauksia varten saatte uuden vastauslokeron tarvittaessa painamalla enter’iä vastauslokeron lopussa.

2. Onko tietoonne tullut että valmistamianne hajautetun tuotannon yksikkö tai sellaisessa oleva toimittamianne komponentti olisi vaikuttanut jotenkin verkon toimintaan tai sähkön laatuun (esim. jännitetasoihin, välkyntää...) positiivisesti tai negatiivisesti?

kyllä	<input type="text"/>
-------	----------------------

ei	
----	--

- Jos kyllä, miten valmistamanne hajautetun tuotannon yksikkö tai sellaisessa oleva toimittamanne komponentti on vaikuttanut asiaan, esim. parantaen/huonontaan ilmiötä ja miten tämä ilmenee?

--

3. Onko valmistamanne hajautetun tuotannon yksikkö tai yksikkö jossa on toimittamanne komponentti (koskee lähinnä tuulipuistoja) varustettu ns. Fault Ride Through (FRT) toiminnolla, eli voimala ei kytkeydy irti verkosta verkkovian aiheuttaman jännitekuopan vuoksi ellei kuoppa ole hyvin vakava (eli pitkä ja syvä)?

kyllä	
ei	
kyllä, mutta valmius ei ole käytössä	

- Jos kyllä, niin millä säädöillä FRT on toteutettu (esim. täyttääkö jotkut verkkovaatimukset – mitkä – esim. liityntäpisteessä, tai mitä asetteluaroja on käytetty)?

--

4. Voisitteko valmistaa/valmistatteko voimaloita/komponentteja, jotka kykenevät antamaan jännitetukea...

- ilman erillistä lisähintaa? ('x' jos ei koske tiettyjä yksiköitä, muutoin yksikkönumeroin)

kyllä	
ehkä	
ei	
ei	

- lisäkustannuksin? ('x' jos ei koske tiettyjä yksiköitä, muutoin yksikkönumeroin)

kyllä	
ehkä	
ei	
ei	

Jännitetuella tarkoitetaan tilannetta jossa tuulipuisto säätelee loistehoa ja jännitettä normaalissa käyttötilanteessa (ei vikatilanne) joko syöttäen pätötehoa verkkoon, tai jopa ollessaan pois tuotannosta.

5. Millä edellytyksillä valmistamanne yksikkö, tai yksikkö jossa on toimittamanne komponentti, voisi toimittaa jännitetukea (esim. tekniset syyt, kustannukset...)?

--

6. Onko valmistamallanne yksiköllä, tai yksiköllä jossa on valmistamanne komponentti, mahdollisuus antaa jännitetukea verkkoyhtiölle? Esim. yksikkö ylläpitää tiettyä jännitetasoa, tai kompensoi pätötehon tuotannon aiheuttamaa jännitteen nousua.

kyllä	
ei	
ei tarkoituksellisesti	

- **Jos kyllä, niin missä tilanteessa jännitesäätöä annetaan (millaiset asetelut tehty)?**

--

- **Jos kyllä, niin minkälainen sopimus/ehdot voimalan omistajan/operaattorin (tai valmistajan, kun vastaajana on komponenttivalmistaja) tai jopa verkkoyhtiön kanssa asiaan liittyen on tehty?**

--

- 7. Millaisin kustannuksin jännitetuen antamisen saisi toteutettua valmistamallanne voimalalla/komponentilla (esim. prosentuaalinen korotus voimalan/komponentin hintaan)?**

--

- 8. Mikäli verkkoyhtiö sallisi saarekekäytön pitkien verkkokatkojen aikana verkon osassa, jossa on sekä kulutusta että hajautetun tuotannon yksikkö, minkä tasoinen haaste saarekekäytön mahdollistaminen olisi valmistamallenne yksikölle tai teidän komponentillenne?** Taajuudelle ja jännitteille on määritetty raja-arvot verkkovaatimuksissa, joita tulee noudattaa. Saarekekäytössä voimaloiden tuotantoa pitäisi säätää kulutuksen mukaan, tai/ja saarekkeen taajuus voi heitellä tuotannon ja kulutuksen epätasapainon vuoksi enemmän kuin normaalissa käytössä. Samoin jännitteissä mahdollisesti esiintyy muutoksia ja tuotannon tulisi pyrkiä yhä enenevässä määrin ylläpitämään jännitettä.

kyllä	
ei	
eos	

- **Jos kyllä, niin millä ehdoilla?** Tulisiko tehdä päivityksiä/muutoksia voimalan toimintaan tms, vaatisitteko tästä mahdollisuudesta korvauksen, ja minkä suuruisen?

--

- **Jos ei, mikä olisi (ylitsepäsemättömänä) esteenä?**

--

- 9. Voisiko valmistamallanne voimalalla/komponentilla parantaa jollakin muulla tavalla sähkönlaatua verkossa?** Esim. vaikuttaa jännitteen pysymiseen lähempänä ideaalista ja nimellisarvoista kolmivaiheista jännitettä; huomioiden verkossa esiintyvät harmoniset, välkyntä, jännitteen heilunta, vaiheiden epäsymmetria jne.

kyllä	
ehkä	
ei	
eos	

- **Jos kyllä tai ehkä, mihin voitaisi vaikuttaa, missä määrin ja millaisilla edellytyksillä?**

--

- Jos kyllä tai ehkä, olisitteko kiinnostunut toteuttamaan voimalallanne/komponentillanne näitä sähkölaatua parantavia toimenpiteitä mikäli saisitte tästä jotain korvausta?

--

10. Voisiko saarekekäyttö olla mahdollista ilman merkittäviä investointeja? (esim. suojaus, voimalan ohjaus, tekniset muutokset yms. huomioiden)?

kyllä	
ei	

11. Tulevaisuuden tuulivoimaloista ja tuulivoimavaltaisista sähköjärjestelmistä puhuttaessa mainitaan usein inertiaavaste ja taajuudensäätömahdollisuus. Mikäli tällainen ominaisuus olisi tuulivoimalassa vaihtoehtoinen optio...

- ... näkisittekö ominaisuuden mahdolliseksi toteuttaa valmistamassanne voimalassa (uudessa tai jopa olemassa olevassa) / voimalassa jossa on valmistamanne komponentti ja millä edellytyksillä?

--

- ... mitkä olisivat mahdolliset kustannukset ja vaadittavat korvaukset toteuttaa ominaisuus teidän voimalallanne/komponentillanne?

--

12. Tuleeko mieleenne mitä muita asioita kyselyn aiheeseen liittyen voisi/tulisi huomioida? Tai muita kommentteja?

--

13. Saako yhtiönne nimen mainita raportissa? Esim. ”Raportin tulokset perustuvat hajautetun tuotannon yksiköiden valmistajien/komponenttivalmistajien näkökantojen puolesta hajautetun tuotannon valmistaja-/komponenttivalmistajayhtiöille osoitetun kyselyn tuloksiin johon ovat vastanneet [yhtiö a], [yhtiö b] ... ” Yhtiöiden näkemyksiä ei kerrota siten että ne voidaan liittää johonkin tiettyyn yhtiöön ilman tämän erillistä lupaa.

kyllä	
ei	

Jos teillä on kysymyksiä jotka koskevat tässä selvityksessä kysytyjä tietoja, ottakaa yhteyttä meihin VTT:llä.

Kiitos kyselyyn vastaamisesta! Palauttakaa lomakedokumentti ystävällisesti sähköisesti **21.1.2011** mennessä osoitteeseen sisu.niskanen@vtt.fi.

Hyvä hajautetun tuotannon edustaja,

tämä kysely liittyy Cleen Oy:n Smart Grids and Energy Markets, SGEM-tutkimusohjelman työpakettiin 3.4. ”Disributed generation in Smart Grids”.

Kyselyn tarkoituksena on selvittää hajautetun tuotannon mahdollisuuksia tukea jakeluverkkoa ja tuottaa palveluja verkkoyhtiölle. Modernit hajautetun tuotannon yksiköt, esim. tuulivoimalat ja aurinkovoimalat, sisältävät konverttereja ja siten niiden verkkoon syöttämä pätö- ja loisteho olisi ohjattavissa tietyissä rajoissa. Yksiköissä voisi olla toimintamahdollisuuksia joita nykyään ei vielä juurikaan hyödynnetä. Näitä voisi olla esim. jännitetuki, sähkönlaatuasiat, saarekekäyttö jne.

VTT on puolueeton ja riippumaton organisaatio. Vastauksianne käsitellään luottamuksellisesti eivätkä yksittäiset vastaukset tule erottumaan selvityksen tuloksissa.

Vastatkaa seuraaviin kysymyksiin koskien omistamianne/operoimianne hajautetun tuotannon yksiköitä, esim. tuulipuistot, pien-CHP, aurinkovoima. Mikäli omistatte/operoitte useampia yksiköitä, merkitkää yksiköt liityntäpisteittäin, eli esimerkiksi usean tuulivoimalan käsittävä puisto ymmärretään tässä yhdeksi yksiköksi jos usean voimalan puistolla on yksi ja sama verkkoonliityntäpiste verkkoyhtiön omistamaan verkkoon. Kirjoittakaa vastauksenne kysymyksen alla sijaitsevaan laatikkoon. Monilokerovastauksissa saatte lisää rivejä tarvittaessa painamalla enter’ia viimeisen sarakkeen lopussa.

KYSELY

Yhtiön nimi ja toiminta-alue(et) Suomessa:

--

Vastaaajan yhteystiedot (mahdollisia jatkokysymyksiä varten):

--

1. Omistamanne/operoimanne hajautetun tuotannon yksikkö/yksiköt (nimi, sijainti, tyyppi, teho ja verkkoonliityntäjännite):

1	
2	
3	
4	

Vastatkaa jatkokysymyksiin kunkin yksikön osalta erikseen numeroiden vastauksenne yo. yksikkönumeroinnin mukaan mikäli mahdollista/tarpeen (eli 'x':n sijasta käyttäkää yo. yksikkönumeroita vastauslokerossa – käytettäessä 'x' oletetaan vastauksen koskevan kaikkia yksiköitä). Eri yksiköitä koskevia sanallisia vastauksia varten saatte uuden vastauslokeron tarvittaessa painamalla enter’ia vastauslokeron lopussa.

2. Onko tietoonne tullut että omistamanne/operoimanne hajautetun tuotannon yksiköt olisivat vaikuttaneet jotenkin verkon toimintaan tai sähkön laatuun (esim. jännitetasojen kanssa, välkyntää ...) positiivisesti tai negatiivisesti?

kyllä	
ei	

- Jos kyllä, miten hajautetun tuotannon yksikkönne ovat vaikuttaneet asiaan, esim. parantaen/huonontaen ilmiöitä ja miten tämä ilmenee?

--

3. Onko omistamanne/operoimanne hajautetun tuotannon yksikkö (koskee lähinnä tuulipuistoja) varustettu ns. Fault Ride Through (FRT) toiminnolla, eli voimala ei kytkeydy irti verkosta verkkovian aiheuttaman jännitekuopan vuoksi ellei kuoppa ole hyvin vakava (eli pitkä ja syvä)?

kyllä	
ei	
kyllä, mutta valmius ei ole käytössä	

- Jos kyllä, onko tiedossanne että yksiköissä olisi tapahtunut FRT-tilanteita (eli yksikkö on pysynyt verkossa sellaisen verkkovian aikana putoamatta, joka olisi ilman FRT-ominaisuutta kytkenyt yksikön irti)?

--

- Jos kyllä, ja FRT-tilanteita on tapahtunut, oletteko huomannut tällä olevan (paljon) etuja, ja mitä? Esim. vähentyneet tuotannonmenetykset ja ylimääräiset henkilökäynnit voimaloissa, verkkoyhtiön palaute...

--

- Jos kyllä, onko ilmennyt jotakin haittoja? Esim. rasitukset komponenteille.

--

- Jos ei, onko FRT-ominaisuuden puuttumisella suoranaista negatiivista vaikutusta? Millaisia?

--

4. Minkälaiset loistehovaatimukset verkkoyhtiö on määrittänyt omistamillanne/operoimillanne yksiköille?

--

5. Voisitko kuvitella antavanne jännitetukea verkkoyhtiölle (joko nykyisillä, tai tulevaisuudessa omistamillanne/operoimillanne yksiköillä) mikäli se olisi mahdollista? Jännitetuella tarkoitetaan tilannetta jossa tuulipuisto säätää loistehoa ja jännitettä normaalissa käyttötilanteessa (ei vikatilanne) joko syöttäen pätötehoa verkkoon, tai jopa ollessaan pois tuotannosta.

- ilmaiseksi

kyllä	
ehkä	
ei	
ei	

- maksullisena palveluna

kyllä	
-------	--

ehkä	
ei	
eos	

6. Millä edellytyksillä voisitte toimittaa jännitetukea jos tekniset edellytykset olisi olemassa (esim. kustannukset, tuotannon menetys...)?

7. Oletteko mahdollisesti antanut jännitetukea verkkoyhtiölle omistamallanne/operoimallanne yksiköllä? Esim. yksikkö ylläpitää tiettyä jännitetasoa, tai kompensoi pätötehon tuotannon aiheuttamaa jännitteen nousua.

kyllä	
ei	
ei tarkoituksellisesti	

- Jos kyllä, miten?

- Jos kyllä, minkälaiset ehdot verkkoyhtiön kanssa on sovittu ja ovatko ehdot yleiset vai tapauskohtaisesti sovittu?

8. Mikäli saisitte jännitetuen antamisesta korvauksen, mitä pitäisitte kohtuullisena korvauksena loistehon säätämisestä? (Tai mikä olisi mielestänne muu sopiva määrittely?)

	eur/MVAr
--	----------

9. Mikäli verkkoyhtiö sallisi saarekekäytön pitkien verkkokatkojen aikana verkon osassa jossa on sekä kulutusta että teidän omistamanne/operoimanne hajautetun tuotannon yksikkö, olisitteko te kiinnostunut tästä mahdollisuudesta? Taajuudelle ja jännitteille on määritetty raja-arvot verkkovaatimuksissa, joita tulee noudattaa. Saarekekäytössä voimaloiden tuotantoa pitäisi säätää kulutuksen mukaan, tai/ja saarekkeen taajuus voi heitellä tuotannon ja kulutuksen epätasapainon vuoksi enemmän kuin normaalissa käytössä. Samoin jännitteissä mahdollisesti esiintyy muutoksia ja tuotannon tulisi pyrkiä yhä enenevässä määrin ylläpitämään jännitettä.

kyllä	
ei	
eos	

- Jos kyllä, niin millä ehdoilla (tulisiko tehdä päivityksiä/muutoksia voimalan toimintaan tms, vaatisitteko tästä mahdollisuudesta korvauksen, ja minkä suuruisen vai riittäisikö teille korvauksena se että saatte tuottamanne energian myytyä sen sijaan että kokisitte verkkokatkon pituisen tuotannon menetyksen, mikä voisi olla verkkokatkojen vuosittainen yhteenlaskettu kesto / yhtämittaisen verkkokaton pituus, joka olisi saarekekäytön toteuttamisen rajana)?

- Jos ei, mikä olisi (ylitsepääsemättömänä) esteenä?

--

10. Voisiko saarekekäyttö olla mahdollista ilman merkittäviä investointeja? (esim. suojaus, voimalan ohjaus, tekniset muutokset yms. huomioiden)

kyllä	
ei	

11. Tuleeko mieleenne mitä muita asioita kyselyn aiheeseen liittyen voisi/tulisi huomioida? Tai muita kommentteja?

--

12. Saako hajautetun tuotannon omistaja-/operoijayhtiönne nimen mainita raportissa? Esim. ”Raportin tulokset perustuvat hajautetun tuotannon omistajien/operoijien näkökantojen puolesta hajautetun tuotannon omistaja-/operoijayhtiöille osoitetun kyselyn tuloksiin johon ovat vastanneet [yhtiö a], [yhtiö b] ... ” Yhtiöiden näkemyksiä ei kerrota siten että ne voidaan liittää johonkin tiettyyn yhtiöön ilman tämän erillistä lupaa.

kyllä	
ei	

Jos teillä on kysymyksiä jotka koskevat tässä selvityksessä kysytyjä tietoja, ottakaa yhteyttä meihin VTT:llä.

Kiitos kyselyyn vastaamisesta! Palauttakaa lomakedokumentti ystävällisesti sähköisesti **21.1.2011 mennessä** osoitteeseen sisu.niskanen@vtt.fi.

Hyvä verkkoyhtiön edustaja,

tämä kysely liittyy Cleen Oy:n Smart Grids and Energy Markets, SGEM-tutkimusohjelman työpakettiin 3.4. ”Disributed generation in Smart Grids”.

Kyselyn tarkoituksena on selvittää verkkoyhtiön mahdollisuuksia käyttää hajautettua tuotantoa hyväksi toiminnassaan. Modernit hajautetun tuotannon yksiköt, esim. tuulivoimalat ja aurinkovoimalat, sisältävät konverttereja ja siten niiden verkkoon syöttämä pätö- ja loisteho olisi ohjattavissa tietyissä rajoissa. Yksiköissä voisi olla toimintamahdollisuuksia joita nykyään ei vielä juurikaan hyödynnetä. Verkkoyhtiön näkökulmasta ajatellen hyötyjä voisi olla esim. jännitetuki, sähkönlaatuasiat, saarekekäyttö jne.

VTT on puolueeton ja riippumaton organisaatio. Vastauksianne käsitellään luottamuksellisesti eivätkä yksittäiset vastaukset tule erottumaan selvityksen tuloksissa.

Vastatkaa kysymyksiin koskien verkkoonne liitettyä hajautettua tuotantoa, esim. tuulipuistot, pien-CHP, aurinkovoima. Yksiköt liityntäpisteittäin, eli esimerkiksi usean tuulivoimalan käsittävä puisto ymmärretään tässä yhdeksi yksiköksi jos usean voimalan puistolla on yksi ja sama verkkoonliityntäpiste. **Kirjoittakaa vastauksenne kysymyksen alla sijaitsevaan laatikkoon. Monilokerovastauksissa saatte lisää rivejä tarvittaessa painamalla enter’iä viimeisen sarakkeen lopussa.**

KYSELY

Yhtiön nimi ja toiminta-alue(et) Suomessa:

Vastaaajan yhteystiedot (mahdollisia jatkokysymyksiä varten):

1. Liittyjien lukumäärä (noin):

2. Kaupunki- vai maaseutuverkko:

3. Verkkoonne liittyneiden hajautetun tuotannon yksiköiden lukumäärä:

4. Verkkoonne liittynyt hajautetun tuotannon yksikkö/yksiköt (nimi, sijainti, tyyppi, teho ja verkkoonliityntäjännite):

1	
2	
3	
4	

Vastatkaa jatkokysymyksiin kunkin yksikön osalta erikseen numeroiden vastauksenne yo. yksikkönumeroinnin mukaan mikäli mahdollista/tarpeen (eli 'x':n sijasta käyttäkää yo.

yksikkönumeroita vastauslokerossa – käytettäessä 'x' oletetaan vastauksen koskevan kaikkia yksiköitä). Eri yksiköitä koskevia sanallisia vastauksia varten saatte uuden vastauslokeron tarvittaessa painamalla enter'iä vastauslokeron lopussa.

5. Onko teillä käytössä yleiset vaatimukset jotka koskevat verkkoon liittyvää/liittynyttä hajautetun tuotannon yksikköä?

- **Kaikkia verkossa olevia yksiköitä**

kyllä	
ei	

- **Vain tulevaisuudessa liittyviä yksiköitä ja joitakin (yksilöi vastaukset yksiköittäin) jo verkossa olevia yksiköitä**

kyllä	
ei	

- **Jos verkkoonne liittyviin yksiköihin sovelletaan vaatimuksia, minkälaiset vaatimukset ovat?** Esim. verkkoyhtiönne omat tai joltakin muulta taholta sovelletut, tai tapauskohtaisesti määritellyt.

- **Jos verkkoonne liittyviin yksiköihin sovelletaan vaatimuksia, tarkastetaanko/varmennetaanko vaatimusten täyttäminen jollakin tavalla? Miten?**

6. Onko ennen hajautetun tuotannon yksikköjen verkkoon liityntää esiintynyt ongelmia (esim. jännitetaso vaihtelua, välkyntää, harmonisia tai muita sähkön laatuun liittyviä ongelmia) joiden esiintymiseen tai luonteeseen kyseessä olevilla yksiköillä on ollut jotakin vaikutusta?

kyllä	
ei	
eos	

- **Jos kyllä, miten hajautetun tuotannon yksiköt ovat vaikuttaneet asiaan, esim. parantaen/huonontaan ilmiöitä ja miten tämä ilmenee?**

- **Jos kyllä, miten muutos on todettu?** Esim. mittauksilla, asiakasvalitusten määrän ja luonteen perusteella tms.

7. Onko verkkoonne liitetty hajautettu tuotanto tuonut mukanaan jotain ongelmia (esim. jännitetasojen kanssa, välkyntä ...) joita aikaisemmin ei esiintynyt?

kyllä	
ei	
eos	

- **Jos kyllä, mitä ongelmia, ja miten ongelmat ilmenevät?**

--

8. Minkälaiset loistehovaatimukset olette määrittäneet verkossanne toimiville hajautetun tuotannon yksiköille?

--

9. Miten yksiköiden loistehon tuotantoa/kulutusta seurataan ja miten yksiköt ovat noudattaneet loisteholle asetettuja vaatimuksia?

--

10. Onko verkkoonne liitetty hajautetun tuotannon yksikkö (koskee lähinnä tuulipuistoja) varustettu ns. Fault Ride Through (FRT) toiminnolla, eli voimala ei kytkeydy irti verkosta verkkovian aiheuttaman jännitekuopan vuoksi ellei kuoppa ole hyvin vakava (eli pitkä ja syvä)?

kyllä	
ei	
kyllä, mutta valmius ei ole käytössä	

- Jos kyllä, onko tiedossanne että yksiköissä olisi tapahtunut FRT-tilanteita (eli yksikkö on pysynyt verkossa sellaisen verkkovian aikana putoamatta, joka olisi ilman FRT-ominaisuutta kytkenyt yksikön irti)?

--

- Jos kyllä, ja FRT-tilanteita on tapahtunut, oletteko huomannut tällä olevan paljon etuja, ja mitä? Esim. sähkön laatu on pysynyt parempana kuluttajilla.

--

- Jos ei, onko FRT-ominaisuuden puuttumisella suoranaista negatiivista vaikutusta? Esim. yksikön irtikytketyessä kuluttajilla näkyy huomattavasti suurempia muutoksia jännitteessä ja sähkön laadussa kuin vikatilanteissa aikana jolloin yksikköä ei ollut (verkkoon kytkeytyneenä).

--

11. Voisitko tulevaisuudessa käyttää jännitetukea verkkoonne liittyneen hajautetun tuotannon yksiköltä (joko nykyisiltä, tai uusilta mikäli verkkoonne liittyisi sellainen johonkin pisteeseen) mikäli se olisi mahdollista? Jännitetuella tarkoitetaan tilannetta jossa tuulipuisto säättää loistehoa ja jännitettä normaalissa käyttötilanteessa (ei vikatilanne) joko syöttäen pätötehoa verkkoon, tai jopa ollessaan pois tuotannosta.

kyllä	
ei	
ehkä	
eos	

12. Oletteko mahdollisesti saaneet jännitetukea verkkoonne liittyneeltä tuulipuistolta? Esim. yksikkö ylläpitää tiettyä jännitetasoa, tai kompensoi pätötehon tuotannon aiheuttamaa jännitteen nousua.

kyllä	
-------	--

ei	
ei tiedossa	

- Jos kyllä, niin millä tavalla olette saanut jännitetukea?

- Jos kyllä, perustuuko tämä sopimukseen tuottajan kanssa vai onko tämä vakiintunut toimintatapa?

13. Uskoisitteko että mikäli verkkoon liittynyt hajautetun tuotannon yksikkö (joko nykyinen tai uusi) voisi antaa jännitetukea,

- a) yksikön liittämistä verkkoonne voisi harkita, vaikka sen liittäminen ilman jännitetuen antamismahdollisuutta ei kävisi päinsä?

kyllä	
ei	
eos	

- b) verkon vahvistusinvestointeja voisi mahdollisesti lykätä tämän ansiosta?

kyllä	
ei	
eos	

- c) se voisi parantaa sähkönlaatua verkossanne tai sen osissa tai joillakin asiakkailla?

kyllä	
ei	
eos	

14. Mikäli jännitetuki olisi maksullista, mikä olisi suunnilleen teille hyväksyttävällä tasolla oleva hinta tai ylärajan hintahaarukka? (Tai mikä olisi mielestänne muu sopiva määrittely?)

	eur/MVAr
--	----------

15. Voisiko verkkoyhtiönne ja/tai teidän asiakkaanne **hyötyä pitkien verkkokatkojen aikana saarekekäyttömahdollisuudesta, jonka hajautetun tuotannon yksikkö ehkä voisi mahdollistaa?**

kyllä	
ei	
ehkä	
eos	

- Jos kyllä tai ehkä, niin millaista hyötyä voisi olla?

- Kenen osapuolen näkisitte saavan suurimman hyödyn ja kuka/ketkä teidän mielestänne maksaisivat saamastaan hyödystä?

- Jos ei, niin mistä syystä katsotte että hyötyjä ei olisi?

16. Voisiko verkkoyhtiönne [sallia](#) saarekekäytön mikäli edellytykset saarekekäyttöön olisi?

kyllä	
ei	
ehkä	
eos	

- Jos ehkä, onko tiedossa jotain tiettyjä ehtoja (ja mitä) jotka vaikuttavat tilanteeseen?

- Jos saarekekäyttö olisi tai ehkä olisi mahdollista, onko tiedossa suuntaviivoja joiden mukaan saarekekäyttö rajattaisiin?

- Jos ei, mikä olisi (ylitsepääsemättömänä) esteenä?

17. Voisiko saarekekäyttö olla mahdollista ilman merkittäviä investointeja? (esim. suojauksen, tiedonsiirron yms. huomioiden)

kyllä	
ei	
eos	

- Kenen/keiden osapuolten teidän nähdäksenne tulisi kattaa saarekekäytön mahdollistavat investointikustannukset? Osallistuisitteko/voisitteko osallistua itse investointien rahoittamiseen?

18. Tuleeko mieleenne mitä muita asioita kyselyn aiheeseen liittyen voisi/tulisi huomioida? Tai muita kommentteja?**19. Saako verkkoyhtiön nimen mainita raportissa? Esim. ”Raportin tulokset perustuvat verkkoyhtiöiden näkökantojen puolesta verkkoyhtiöille osoitetun kyselyn tuloksiin johon ovat vastanneet [verkkoyhtiö a], [verkkoyhtiö b] ...” **Verkkoyhtiöiden näkemyksiä ei kerrota siten että ne voidaan liittää johonkin tiettyyn verkkoyhtiöön ilman tämän erillistä lupaa.****

kyllä	
ei	

Jos teillä on kysymyksiä jotka koskevat tässä selvityksessä kysytyjä tietoja, ottakaa yhteyttä meihin VTT:llä.

Kiitos kyselyyn vastaamisesta! Palauttakaa lomakedokumentti ystävällisesti sähköisesti **21.1.2011 mennessä** osoitteeseen sisu.niskanen@vtt.fi.