

УТВЕРЖДЕНЫ
Решением Координационного совета при
Электроэнергетическом Совете СНГ
Протокол № 7 от 11.12.2023

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ
ГЕНЕРАЦИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИМ НА ОСНОВЕ
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, РАБОТАЮЩИМ В
СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ
(В ЧАСТИ СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ)**

СОГЛАСОВАНЫ
решением КОТК
Протокол № 43 от 19-20.09.2023

1. Назначение и область применения

Настоящие Основные технические требования к объектам генерации, функционирующим на основе использования возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем (далее – Основные технические требования) разработаны впервые в соответствии с Планом работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) на 2022-2023 гг., утвержденным решением 4-го заседания Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ (Протокол от 29.09.2022 №4).

Под объектами генерации, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – объекты генерации ВИЭ) для целей Основных технических требований понимаются следующие объекты генерации:

- ветроэнергетические установки, предназначенные для производства электрической энергии,
- ветроэлектрические станции, в том числе входящие в их состав группы ветроэнергетических установок,
- фотоэлектрические модули, присоединенные через один преобразователь постоянного тока, предназначенные для производства электрической энергии,
- фотоэлектрические солнечные электростанции.

Настоящие Основные технические требования устанавливают технические требования к объектам генерации ВИЭ при их работе в составе энергосистем государств-участников СНГ.

Настоящие Основные технические требования предназначены для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами государств-участников СНГ, а также организаций, осуществляющих проектирование, строительство и эксплуатацию объектов генерации ВИЭ на территории государств-участников СНГ.

Настоящие Основные технические требования распространяются на вновь вводимые, реконструируемые или технически перевооружаемые объекты генерации ВИЭ. Государством-участником СНГ возможно установление критериев для объектов генерации ВИЭ, ограничивающих применение требований настоящего документа.

2. Термины и определения

В настоящем документе принимаются термины и определения, установленные в серии документов Электроэнергетического Совета СНГ «Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии».

Ветроэнергетическая установка, ВЭУ - комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для преобразования энергии ветра в другие виды энергии (механическую, тепловую, электрическую и др.).

Группа ветроэнергетических установок - одна ветроэнергетическая установка и более, связанные между собой совокупностью электросетевого

оборудования и электрических связей, подключаемых к электрической сети посредством общего выключателя.

Ветроэлектрическая станция, ВЭС - группа или совокупность групп ветроэнергетических установок, присоединенная к одному или нескольким соединенным (авто)трансформаторной связью распределительным устройствам и/или объединенная единой коллекторной сетью, представляющая собой единый технологический комплекс, имеющий общую локально внедренную автоматизированную систему управления.

Коллекторная сеть - совокупность элементов электрической сети, включающая в себя линии электропередачи и электросетевое оборудование, расположенное между выводными клеммами ВЭУ или преобразователем постоянного тока, через который работают фотоэлектрические солнечные модули, и распределительным устройством высшего напряжения, через которое осуществляется выдача мощности электростанции в сеть.

Преобразовательное устройство – устройство, включающее в себя силовую электронику, предназначенное для преобразования постоянного тока в переменный ток с частотой, соответствующей частоте электрического тока в энергосистеме или переменного тока одной частоты в переменный ток с частотой, соответствующей частоте электрического тока в энергосистеме.

Преобразователь постоянного тока – преобразовательное устройство, предназначенное для преобразования постоянного тока в переменный ток с частотой, соответствующей частоте электрического тока в энергосистеме.

Солнечная электростанция, СЭС - электростанция, предназначенная для преобразования энергии солнечного излучения в электрическую энергию.

Центр управления ветровыми (солнечными) электростанциями - структурное подразделение субъекта электроэнергетики, осуществляющее функции оперативно-технологического управления (в том числе функции технологического управления и ведения) в отношении принадлежащих такому субъекту на праве собственности или ином законном основании ветровых или солнечных электростанций, присоединенных к ветроэнергетической системе.

LVRT-характеристика – это зависимость, характеризующая возможность генерирующего оборудования оставаться в работе при снижении напряжения на различную величину и различные интервалы времени.

3. Обозначения и сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСУ – автоматизированная система управления;

АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом;

ВЭУ – ветроэнергетическая установка;

ВЭС – ветроэлектрическая станция;

ДУ – дистанционное управление;

ДЦ – диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

ИБП – источник бесперебойного питания;

КЗ – короткое замыкание;
 ЛЭП – линия электропередачи;
 ОПРЧ - общее первичное регулирование частоты;
 ПС – подстанция;
 ПА – противоаварийная автоматика;
 РЗА – релейная защита и автоматика;
 РУ – распределительное устройство;
 СЭС – солнечная электростанция;
 СНЭЭ – система накопления электрической энергии;
 ФЭМ – фотоэлектрический модуль;
 ЦУ ВЭС (СЭС) – центр управления ветровыми (солнечными) электростанциями.

4. Общие требования к объектам генерации ВИЭ.

4.1. Для определения технических решений по подключению объекта генерации ВИЭ к электрической сети и оценке его влияния на режимы работы электрической сети должна быть разработана схема выдачи мощности объекта генерации ВИЭ.

При разработке технических решений по схеме выдачи мощности объекта генерации ВИЭ должны быть проведены расчёты установившихся электроэнергетических режимов, статической устойчивости, динамической устойчивости и токов короткого замыкания.

Схема выдачи мощности объекта генерации ВИЭ должна быть согласована с электросетевой компанией и субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Следующие технические решения по выдаче мощности объекта генерации ВИЭ следует определять при проектировании:

- тип, количество и номинальную мощность трансформаторов (автотрансформаторов) связи,
- тип и количество ВЭУ, которые могут быть присоединены к одному блочному трансформатору (автотрансформатору) (для ВЭС),
- тип и количество ФЭМ, присоединенных через один преобразователь постоянного тока, которые могут быть присоединены к одному блочному трансформатору (автотрансформатору) (для СЭС),
- наличие или отсутствие дополнительных ступеней преобразования напряжения, электрической энергии или частоты,
- типы первичных схем РУ,
- варианты технических решений по выдаче мощности объекта генерации ВИЭ,
- технические решения по установке и/или модернизации комплексов и устройств РЗА, а том числе комплексов и устройств противоаварийной автоматики.

4.2. Все электросетевое оборудование и ЛЭП, входящее в состав объекта генерации ВИЭ, а также отходящие от объекта генерации ВИЭ ЛЭП, должны

быть защищены от всех видов КЗ в соответствии с требованиями государств–участников СНГ.

4.3. Состав устройств РЗА электросетевого оборудования объекта генерации ВИЭ и в прилегающей электрической сети, а также требования к ним должны определяться при проектировании и удовлетворять требованиям государств–участников СНГ.

4.4. На объектах генерации ВИЭ должна обеспечиваться возможность снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности или отключения части или всей совокупности генерирующего оборудования, в том числе и по команде ПА в соответствии с заданными алгоритмами работы ПА с целью предотвращения нарушения устойчивости и/или предотвращения и ликвидации выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений.

4.5. При вводе в эксплуатацию собственники объектов генерации ВИЭ должны направлять субъектам оперативно-диспетчерского управления следующую информацию:

- наименование и тип генерирующего оборудования,
- установленную мощность генерирующего оборудования, МВт,
- максимальную располагаемую мощность генерирующего оборудования, МВт,
- скорость набора/снижения нагрузки, МВт/мин,
- значение выдаваемой и потребляемой реактивной мощности, Мвар,
- информацию, необходимую для моделирования генерирующего оборудования в программных комплексах по расчёту установившихся режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания и уставок релейной защиты,
- дополнительную информацию по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления или документами государств–участников СНГ.

4.6. Объекты генерации ВИЭ должны учитываться в краткосрочном и долгосрочном планировании режимов работы энергосистемы в соответствии с законодательством, нормативными и техническими документами государств–участников СНГ.

4.7. Необходимость установки системы накопления электрической энергии (СНЭЭ) на объекте генерации ВИЭ определяется следующими положениями.

В случае, если доля установленной мощности объектов генерации ВИЭ от максимальной мощности потребления энергорайона превышает заданное значение, все вновь вводимые объекты генерации ВИЭ должны быть оснащены СНЭЭ. При этом, оснащаться СНЭЭ должны все ВЭС и СЭС суммарной установленной мощностью электростанции 25 МВт и выше. Установленная мощность СНЭЭ должна находиться в диапазоне 30-50% от суммарной установленной мощности ВЭС (СЭС). Продолжительность выдачи максимальной мощности СНЭЭ должно быть не менее 2 часов.

Заданное значение доли объектов генерации ВИЭ должно рассчитываться с учетом следующих влияющих факторов:

- структура установленной мощности электростанций энергорайона,
- величина максимального потребления мощности энергорайона,
- особенности сезонного и суточного графика нагрузки энергорайона,
- наличие маневренных мощностей электростанций энергорайонов,
- ограничения по выдаваемой или принимаемой мощности из/в энергорайон.

ВЭС и СЭС с установленными СНЭЭ должны обеспечивать запуск объектов генерации ВИЭ с нуля (без внешнего источника питания) и их длительную устойчивую работу на выделенную нагрузку в изолированном от энергосистемы режиме.

Государством–участником СНГ возможно установление отдельных требований по оснащению объектов генерации ВИЭ оборудованием СНЭЭ в объёме, необходимом для обеспечения надежной работы энергосистемы и отсутствия перегрузки электросетевого оборудования.

Технические требования к СНЭЭ и объектами генерации ВИЭ с установленными на них СНЭЭ настоящим документом не устанавливаются.

5. Требования по допустимой длительности работы в различных диапазонах частот

5.1. Объекты генерации ВИЭ должны длительно работать без отключения от электрической сети при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 51,0-49,0 Гц, включая верхнюю границу диапазона по частоте.

5.2. Объекты генерации ВИЭ должны работать без отключения от электрической сети в диапазоне частот электрического тока (включая верхнюю границу указанных диапазонов по частоте):

- 55,0-53,0 Гц - продолжительность работы должна устанавливаться заводом-изготовителем;
- 53,0-51,0 Гц - продолжительность работы не менее 7 сек;
- 51,0-49,0 Гц – длительно;
- 49,0-48,0 Гц - продолжительность работы не менее 30 мин;
- 48,0-47,0 Гц - продолжительность работы не менее 40 с;
- 47,0-46,0 Гц, - продолжительность работы не менее 1 с;
- ниже 46 Гц - продолжительность работы должна устанавливаться заводом-изготовителем.

6. Требования к допустимой длительности работы в различных диапазонах напряжений

6.1. Технологическая защита преобразовательных устройств объекта генерации ВИЭ по повышению напряжения должна обеспечивать их длительную работу при повышении напряжения в точке подключения преобразовательного устройства к коллекторной сети не менее, чем на 10% от номинального напряжения преобразовательного устройства.

6.2. Технологическая защита преобразовательных устройств объекта генерации ВИЭ по снижению напряжения должна обеспечивать их длительную работу при снижении напряжения в точке подключения преобразовательного устройства к коллекторной сети не менее чем на 10% от номинального напряжения преобразовательного устройства.

7. Требования к участию объектов генерации ВИЭ в общем первичном регулировании частоты

7.1. На объектах генерации ВИЭ должна быть обеспечена возможность снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности с целью участия в ОПРЧ при увеличении частоты.

7.2. Участие объектов генерации ВИЭ в ОПРЧ должно осуществляться путем снижения мощности группы или совокупности групп ВЭУ или ФЭМ (подключенных к одному преобразовательному устройству), присоединенных к одному РУ, средствами регулирования активной мощности генерирующего или преобразовательного оборудования, либо посредством автоматического отключения в соответствии с техническими решениями, принятыми при проектировании.

7.3. Для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование объекта генерации ВИЭ должно соответствовать следующим требованиям:

- "мертвая полоса" первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать $50,0 \pm 0,1$ Гц;
- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0-5,0%.

7.4. При участии в ОПРЧ генерирующее оборудование должно обеспечивать изменение выдаваемой активной мощности при изменении частоты на величину требуемой первичной мощности, определяемой по формуле:

$$P_{т.п} = -(100 / S) \cdot (P_{исх} / f_{ном}) \cdot \Delta f_p,$$

где S - статизм первичного регулирования, %;

$P_{исх}$ - исходная (на момент начала участия в ОПРЧ) мощность совокупности групп ВЭУ и ФЭМ, подключенных к одному преобразовательному устройству, присоединенных к одному РУ, МВт;

Δf_p , Гц - расчетная величина отклонения частоты, определяемая следующим образом:

$\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты, не превышающих "мертвую полосу" ($50,00 \pm f_{мп}$, Гц) первичного регулирования;

$\Delta f_p \neq 0$ при отклонениях частоты, превышающих "мертвую полосу" первичного регулирования;

$\Delta f_p = f - (50,00 + f_{м.п}) > 0$ при повышении частоты выше верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования.

7.5. При увеличении частоты выше верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования не более чем через 10 с должно обеспечиваться

снижение активной мощности объекта генерации ВИЭ, участвующего в ОПРЧ, на значение требуемой первичной мощности. Значение требуемой первичной мощности определяют исходя из значения отклонения частоты от верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования на момент начала снижения активной мощности. При этом снижение активной мощности в процессе первичного регулирования должно происходить не более чем за 5 с и носить устойчивый апериодический характер.

7.6. На все время, пока квазиустановившееся значение частоты превышает верхнюю границу "мертвой полосы" первичного регулирования, должно устанавливаться ограничение максимальной нагрузки объекта генерации ВИЭ, участвующего в ОПРЧ, равное разности между фактической мощностью на момент начала участия в ОПРЧ и значением требуемой первичной мощности. При увеличении отклонения частоты за пределами "мертвой полосы" первичного регулирования ограничение максимальной нагрузки должно изменяться в соответствии с изменением значения первичной мощности, пропорционального текущему отклонению частоты.

7.7. После снижения квазиустановившегося значения частоты ниже верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования должно автоматически ликвидироваться ограничение максимальной нагрузки объекта генерации ВИЭ, участвующего в ОПРЧ.

8. Требования к участию объектов генерации ВИЭ в регулировании активной и реактивной мощности

8.1. Объект генерации ВИЭ должен обеспечивать возможность снижения активной мощности в пределах регулировочного диапазона по диспетчерской команде, команде дистанционного управления или команде от режимной автоматики со скоростью не менее 100% от номинальной мощности объекта генерации ВИЭ в минуту вплоть до полного отключения станции. Снижение активной мощности по команде ПА должно осуществляться со скоростью не менее 10% от номинальной мощности объекта генерации ВИЭ в секунду или путем отключения группы генерирующего оборудования станции вплоть до ее полного отключения..

8.2. При выявлении влияния объекта генерации ВИЭ на перегрузку контролируемых сечений электрической сети по активной мощности или элементов электрической сети по току, объект генерации по команде от режимной автоматики (автоматики вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности) должен обеспечивать возможность снижения выдаваемой активной мощности, при этом должно обеспечиваться ограничение выдаваемой мощности не выше заданной величины на время до снятия ограничений по команде от режимной автоматики. Для передачи управляющих воздействий должны использоваться каналы, предназначенные для информационного обмена между объектом генерации и ДЦ.

8.3. Объект генерации ВИЭ должен быть оснащен автоматикой, обеспечивающей регулирование генерации реактивной мощности. Объект генерации ВИЭ по диспетчерской команде или по команде дистанционного

управления должен обеспечивать в пределах регулировочного диапазона по реактивной мощности, работу в одном из следующих режимов:

- в режиме регулирования напряжения;
- в режиме регулирования реактивной мощности.

Целесообразность установки одного из указанных режимов регулирования определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления государств–участников СНГ.

8.4. Объект генерации ВИЭ должен обеспечивать возможность поддержания заданного уровня напряжения переменного тока на выходе преобразовательных устройств путем автоматического изменения величины выдаваемой (потребляемой) реактивной мощности в соответствии с заданной характеристикой в пределах PQ-диаграммы генерирующего оборудования. Рекомендуемые зависимости регулировочного диапазона реактивной мощности от фактической выдаваемой активной мощности (P-Q диаграмма) и фактического напряжения (U-Q диаграмма) приведены в приложении 1. Государством–участником СНГ возможно установление иных требований к характеристикам регулирования реактивной мощности в зависимости от условий работы энергосистем.

9. Требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом ВЭС и СЭС

9.1. Все ВЭС и СЭС установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более должны быть оснащены АСУТП.

9.2. АСУТП должна обеспечивать:

- автоматическое управление технологическим режимом работы оборудования, в том числе автоматическое регулирование технологических параметров;
- контроль состояния основного и вспомогательного оборудования, устройств РЗА;
- своевременное обнаружение отклонений технологических параметров от заданных (требуемых) значений в штатных (нормальных) режимах работы;
- технологическую и аварийную сигнализацию.

9.3. АСУТП должна выполнять информационные, управляющие и вспомогательные функции.

9.3.1. К информационным функциям АСУТП относятся:

- а) сбор информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем;
- б) расчет в режиме реального времени фактического диапазона регулирования активной и реактивной мощности ВЭС и СЭС;
- с) информационно-вычислительные и аналитические функции для решения информационно-аналитических и расчетных задач, возникающих при эксплуатации оборудования;

d) отображение информации и технологическая сигнализация, обеспечивающие в автоматическом режиме своевременное предоставление оперативному персоналу информации о параметрах технологического процесса и об отклонениях от допустимых параметров;

e) регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с РЗА, в том числе регистраторами аварийных событий (процессов) и др. для фиксации происходящих на объекте и в АСУТП событий, подлежащих длительному хранению в виде баз данных (архивов) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования и устройств;

f) архивирование информации, используемой для накопления и длительного хранения в виде баз данных (архивов) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования и устройств, работы средств АСУТП, действий оперативного персонала;

g) протоколирование информации, обеспечивающее автоматическое формирование и печать технических протоколов, отчетов, рапортов и иных документов в заданном формате, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;

h) информационный обмен с внешними автоматизированными системами ДЦ.

9.3.2. К управляющим функциям АСУТП относятся:

a) автоматическое регулирование, обеспечивающее непрерывное поддержание заданных значений параметров технологического процесса и нагрузки ВЭС и СЭС;

b) логическое управление, обеспечивающее автоматическое и/или автоматизированное управление оборудованием и автоматическими устройствами, не осуществляемое средствами непрерывного управления и автоматического регулирования, в том числе блокировки, пошаговое логическое управление;

c) дистанционное управление электросетевым оборудованием и устройствами РЗА, активной и реактивной мощностью ВЭС и СЭС.

9.3.3. К вспомогательным функциям АСУТП относятся:

a) непрерывный автоматический контроль программных и технических средств и контроль выполнения информационных и управляющих функций АСУТП;

b) тестирование и самодиагностика программных, аппаратных компонентов АСУТП, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;

c) предоставление рекомендаций, справочной информации при настройке, наладке и эксплуатации программных и технических средств АСУТП;

d) защита программного обеспечения компонентов АСУТП от воздействия вредоносного программного обеспечения и несанкционированного вмешательства.

9.4. АСУТП должна включать комплекс программных и технических средств для решения задач контроля и управления оборудованием, технологическими процессами.

9.5. Структура АСУТП должна представлять собой многоуровневую иерархическую систему, соответствующую технологической структуре объекта управления. Должна быть обеспечена интеграция АСУТП с внешними автоматизированными системами (в том числе с локальными системами управления, АСУ предприятия и др.) с использованием стандартных протоколов.

9.6. Не допускается реализация функций релейной защиты и сетевой автоматики с использованием технических средств АСУТП.

9.7. Верхний уровень АСУТП должен осуществлять отображение информации и технологическую сигнализацию, а также информационный обмен с ДЦ во всех режимах работы ВЭС и СЭС.

9.8. При создании АСУТП необходимо учитывать требования документов государств-участников СНГ в области защиты информации.

9.9. Должно быть обеспечено выполнение функций ДУ из ДЦ коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями РУ 110 кВ и выше ВЭС и СЭС, устройствами (функциями) РЗА, активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ВЭС и СЭС. При этом распределение функций ДУ между ДЦ, ЦУ ВЭС (СЭС) и АРМ ВЭС (СЭС), а также порядок использования ДУ должны определяться в соответствии с требованиями государств-участников СНГ.

9.10. При осуществлении оперативно-технологического управления ВЭС и СЭС из ЦУ ВЭС (СЭС) должно быть обеспечено выполнение функций ДУ технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием генерирующего оборудования, коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями РУ из ЦУ ВЭС (СЭС).

9.11. Алгоритмы реализации команд ДУ должны исключать возможность повреждения оборудования и устройств ВЭС и СЭС.

9.12. Электроснабжение технических средств АСУТП ВЭС и СЭС должно осуществляться, как правило, от двух независимых внешних источников электроснабжения (основного и резервного). Если выдача мощности электростанции ВИЭ осуществляется по одной отходящей от шин электростанции ЛЭП, допускается осуществлять электроснабжение технических средств АСУТП ВЭС и СЭС от одного внешнего источника с гарантированным электропитанием от ИБП.

10. Требования к организации информационного обмена между ВЭС и СЭС и ДЦ

10.1. Между ВЭС и СЭС и ДЦ должна быть организована технологическая сеть связи. Технологическая сеть связи должна быть организована на базе цифровых систем связи по двум независимым каналам связи. Каналы связи должны быть организованы до узлов доступа, определенных ДЦ. Независимость каналов в каждом направлении связи должна достигаться за счет организации каналов связи в разных линиях связи, не имеющих общих линейно-кабельных

сооружений, или в разных средах распространения с соответствующим выбором трасс прохождения каналов, использования основного и резервного оборудования связи и электропитания, исключения возможности одновременного вывода (выхода) из работы независимых каналов связи.

10.2. Пропускная способность каналов связи должна выбираться по результатам расчетов и обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в ДЦ.

10.3. Между ВЭС и СЭС, в состав которых входят объекты диспетчеризации, и ДЦ должны быть организованы резервируемые каналы телефонной связи для оперативных переговоров (с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала).

10.4. Оконечным оборудованием телефонной связи для оперативных переговоров должны быть устройства, обеспечивающие телефонную связь без набора номера.

10.5. Должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) всех переговоров диспетчерского персонала ДЦ с оперативным персоналом ВЭС и СЭС с сохранением указанных записей в соответствии с установленным порядком.

10.6. Типовой состав телеинформации, подлежащей передаче в ДЦ с ВЭС и СЭС, определяется действующими требованиями государств-участников СНГ.

10.7. Протокол передачи телеинформации в ДЦ должен соответствовать требованиям МЭК и/или требованиям государства-участника СНГ.

10.8. Телеинформация должна содержать метки всемирного координированного времени, которые должны передаваться в режимах, предусмотренных используемыми протоколами передачи и формулярами их согласования.

10.9. Присвоение меток времени должно осуществляться в измерительных преобразователях, контроллерах, датчиках (за исключением датчиков неэлектрических величин).

10.10. В качестве устройств, обеспечивающих передачу телеинформации с ВЭС и СЭС в ДЦ, должны использоваться резервированные устройства телемеханики, работающие в режиме «горячего» резервирования как в части сбора информации от датчиков (измерительных преобразователей, контроллеров), так и информационного взаимодействия с ДЦ, при этом должна быть обеспечена передача телеинформации с каждого устройства телемеханики одновременно по двум каналам передачи данных с поддержкой двух активных соединений с активного устройства телемеханики (контроллера, сервера).

10.11. При измерении метеорологических параметров (температуры окружающего воздуха, скорости ветра и т.п.) должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие исключение влияния на измеряемые метеорологические параметры близкорасположенных препятствий (строений) и искусственных поверхностей, прямых солнечных лучей, осадков и т.п.

10.12. При организации информационного обмена должны быть предусмотрены мероприятия по информационной безопасности в соответствии с действующими требованиями государств-участников СНГ.

11. Требования к схеме выдачи мощности объекта генерации ВИЭ.

11.1. В нормальной схеме электрической сети на год ввода каждой очереди электростанции и перспективу 5 (пять) лет после ввода последней очереди должна обеспечиваться выдача максимальной располагаемой мощности объекта генерации ВИЭ.

11.2. Допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по одной отходящей от шин электростанции ЛЭП классом напряжения 220 кВ и ниже (в случае отсутствия нарушений допустимых параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы при отключении данной ЛЭП).

11.3. Не допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше.

11.4. Допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ с односторонним питанием.

11.5. Выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от транзитных ЛЭП классом напряжения 220 кВ, допускается при наличии обоснования технической невозможности реализации выдачи мощности по схеме "заход-выход" или непосредственно на шины ПС 220 кВ.

11.6. Не допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше, к которым на момент технологического присоединения электростанции уже присоединены отпайками (ответвлениями) другие генерирующие или электросетевые объекты.

11.7. В нормальной схеме электрической сети допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение или снижение выработки активной мощности группы ветроэнергетических установок при возникновении одного нормативного возмущения, приводящего к недопустимым перегрузкам ЛЭП или электросетевого оборудования и/или нарушению статической устойчивости энергосистемы.

11.8. При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности сети 35 кВ и выше, прилегающей к объекту генерации ВИЭ, в том числе, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

11.9. Схемы РУ напряжением 330 кВ и выше, через которые осуществляется выдача мощности объекта генерации ВИЭ, должны позволять отдельно отключать любое основное электротехническое оборудование без необходимости дополнительного отключения другого основного оборудования,

за исключением схем с присоединением трансформаторов (автотрансформаторов) к системам (секциям) шин без выключателей.

11.10. При разработке схемы выдачи мощности должен быть учтен регулировочный диапазон по реактивной мощности объекта генерации ВИЭ. В случае недостаточности регулировочного диапазона по реактивной мощности для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется рассматривать необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

12. Требования к обеспечению устойчивости объекта генерации ВИЭ

12.1. Объект генерации ВИЭ не должен отключаться от электрической сети технологическими защитами при всех нормативных возмущениях в прилегающей электрической сети.

12.2. В случаях, когда в результате ликвидации КЗ на электросетевом элементе происходит отделение объекта генерации ВИЭ от энергосистемы, продолжительность работы объекта генерации ВИЭ зависит от баланса активной и реактивной мощности, величины и скорости изменения частоты и напряжения в выделившемся узле. В таких случаях при выходе режима работы за допустимые параметры работы оборудования объект генерации ВИЭ отключается своими защитами. Защита и функция автоматики выполняются в соответствии с настройками производителя оборудования.

12.3. Оценку выполнения требований пункта 12.1 необходимо осуществлять путем сравнения расчетных значений снижения напряжения при нормативных возмущениях со значениями уставок технологических защит объекта генерации ВИЭ, действующих на их отключение при снижении напряжения и с фактической LVRT-характеристикой преобразовательного устройства. Рекомендуемые LVRT-характеристика в зависимости от наличия или отсутствия основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ, приведены в приложении 2. Государством–участником СНГ возможно установление иных требований к LVRT-характеристикам в зависимости от условий работы энергосистемы.

12.4. Выполнение требований п.12.1 при проектировании может обеспечиваться разработкой мероприятий по обеспечению сохранения объекта генерации ВИЭ в работе, предусматривающих установку/реконструкцию устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, коммутационного оборудования, источников реактивной мощности, в том числе на смежных объектах электроэнергетики.

12.5. При снижении напряжения ниже 50% от номинального напряжения в точке подключения объекта генерации ВИЭ при КЗ должна обеспечиваться приоритетная выдача полной реактивной мощности (допускается снижение генерации активной мощности) в течение заданного периода времени.

13. Требования к условиям включения и/или синхронизации объекта генерации ВИЭ

13.1. Включение и/или синхронизация объекта генерации ВИЭ с энергосистемой должны осуществляться при длительно допустимых уровнях частоты и напряжения, установленных в разделах 5 и 6 соответственно.

13.2. Автоматическое включение объекта генерации ВИЭ, отключенного действием защит вследствие недопустимого снижения/повышения частоты за пределы диапазонов, указанных в п.5.2, не допускается.

14. Требования к качеству электроэнергии.

14.1. Режимы работы объектов генерации ВИЭ в составе энергосистемы в отношении показателей частоты и напряжения должны соответствовать требованиям настоящего документа, Правилам и рекомендациям по регулированию частоты и перетоков активной мощности, Правилам регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности, а также действующим требованиям государств–участников СНГ.

14.2. При подключении объектов генерации ВИЭ непосредственно к системам электроснабжения общего назначения, объекты генерации ВИЭ не должны оказывать негативного влияния на такие показатели качества электроэнергии как гармонические составляющие напряжения и фликер напряжения в точке подключения, допустимые пределы которых установлены ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», а также не оказывать влияние на передачу информации и сигналов.

14.3. При необходимости, субъектом оперативно-диспетчерского управления, электросетевой компанией, собственником объекта генерации ВИЭ и другими заинтересованными сторонами может быть проведена оценка качества электроэнергии, выдаваемой объектом генерации ВИЭ установленным межгосударственным и национальным требованиям.

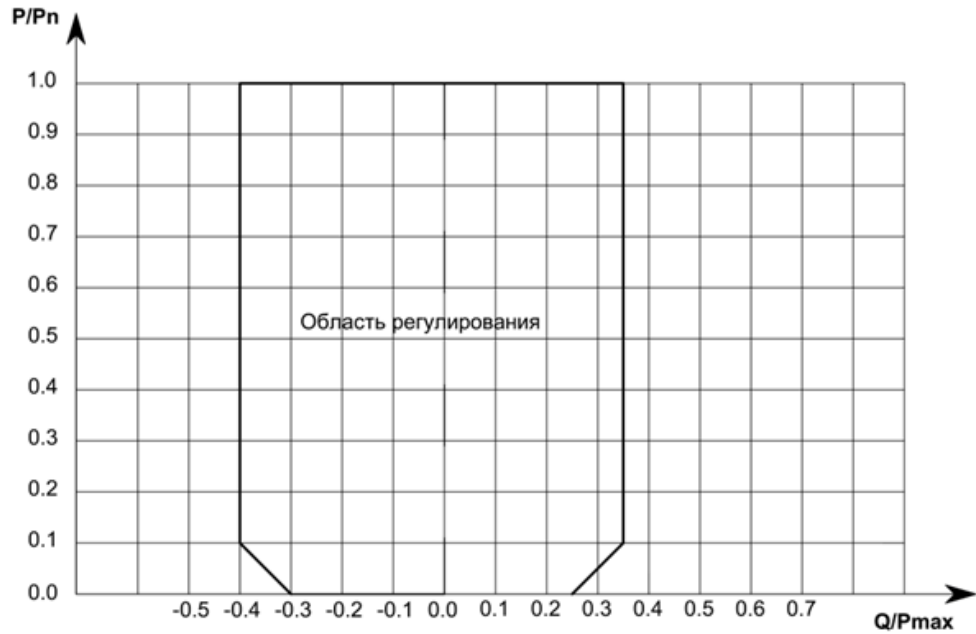
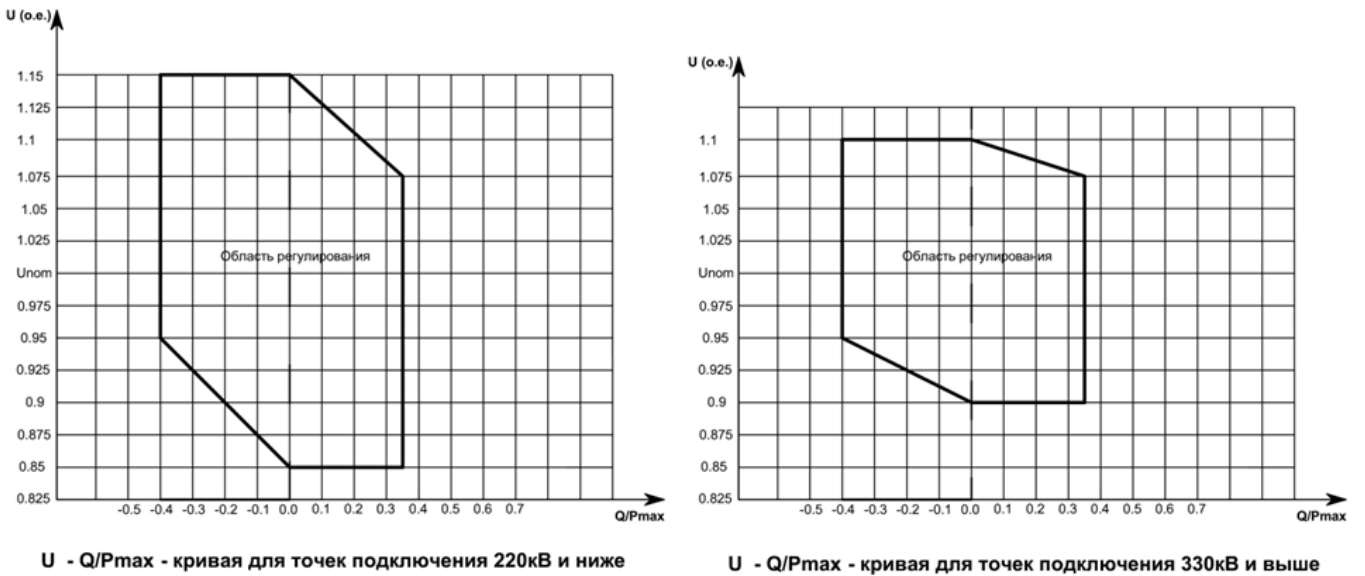


Рис. П1.1. Зависимость регулировочного диапазона по реактивной мощности ВИЭ от её фактической генерации активной мощности (P-Q диаграмма).



U - Q/Pmax - кривая для точек подключения 220кВ и ниже

U - Q/Pmax - кривая для точек подключения 330кВ и выше

Рис. П1.2. Зависимость регулировочного диапазона по реактивной мощности ВИЭ от фактического напряжения в точке подключения к сети. (U-Q диаграмма).

Рекомендуемые LVRT-характеристики

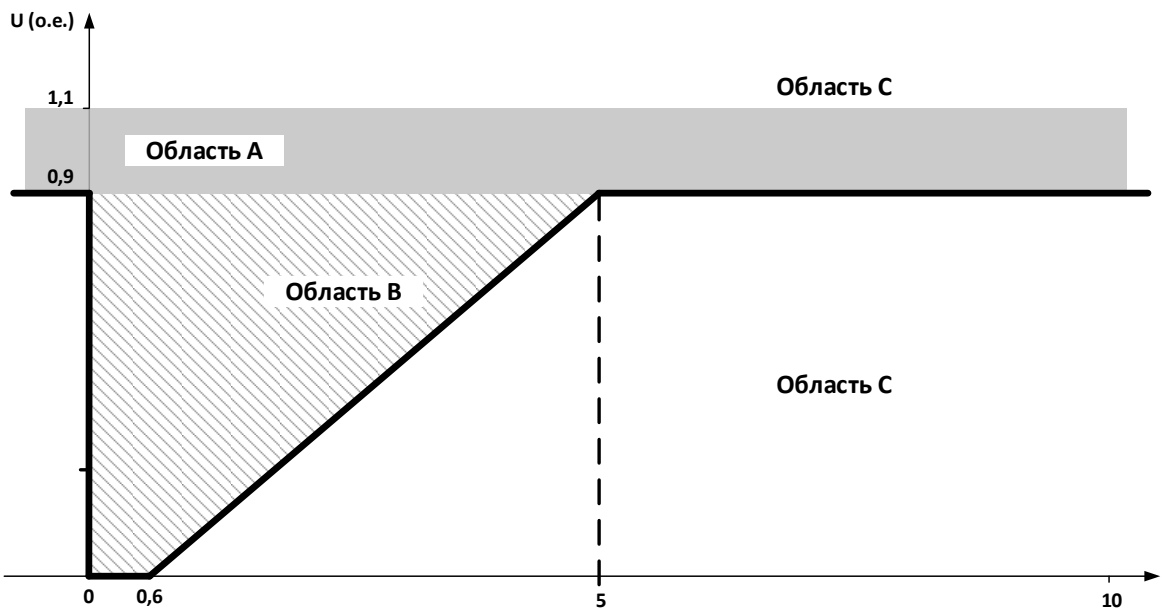


Рис. П2.1 Рекомендуемая LVRT-характеристика при наличии основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ

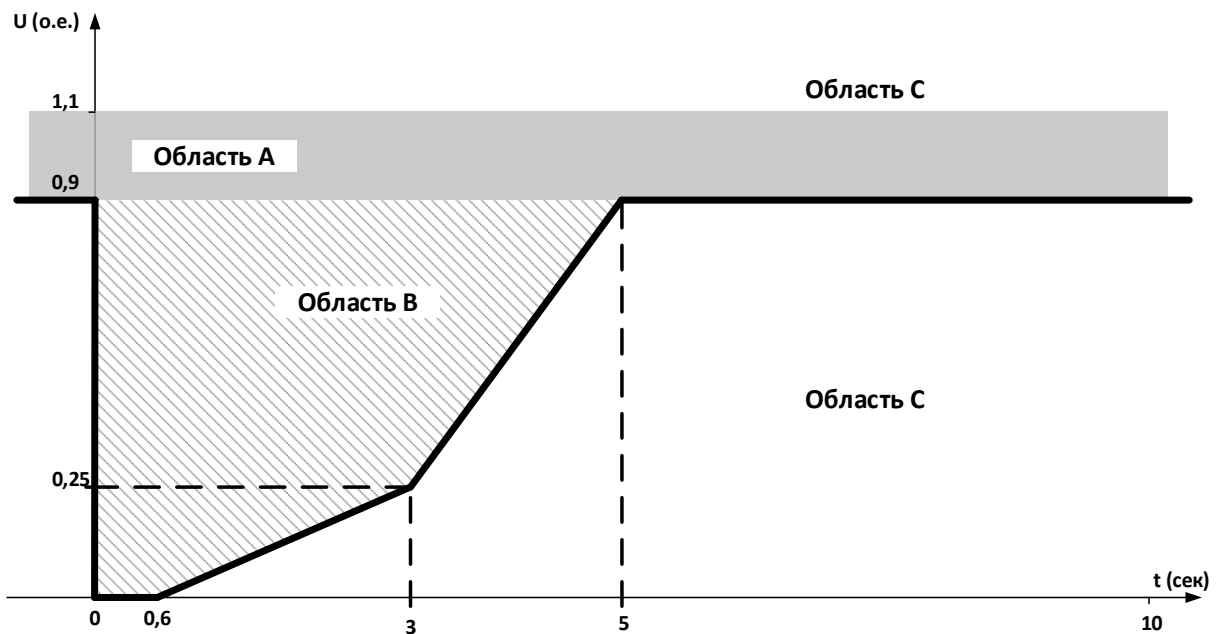


Рис. П2.2 Рекомендуемая LVRT-характеристика при отсутствии основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ

Область А – Объект генерации ВИЭ должен оставаться подключенным к электрической сети и работать в нормальном режиме;
 Область В – Объект генерации ВИЭ должен оставаться подключенным к электрической сети и поддерживать напряжение посредством выработки реактивной мощности;
 Область С – Объект генерации ВИЭ может быть отключен от сети.