

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА СЧЕТ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Илюшин П.В., канд. техн. наук
Кучеров Ю.Н., докт. техн. наук

Рассмотрены основные проблемные вопросы применения современных генерирующих установок (ГУ) средней и малой мощности на объектах распределенной генерации (РГ). Приведены обоснования необходимости изучения параметров и характеристик таких установок до их приобретения для повышения эффективности от реализации проекта строительства объекта РГ. Предложены подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей при внедрении объекта РГ. Обоснована необходимость разработки обязательных технических требований к различным видам РГ для их технологического присоединения к электрическим сетям различных классов напряжения.

Ключевые слова: распределенная генерация; надежность электроснабжения потребителей; выделение электростанции на изолированную работу; нарушение устойчивости нагрузки

В России в последнее время наблюдается ежегодный рост вводов объектов распределенной генерации (РГ) в основном за счет тепловых электростанций с газотурбинными, дизельными и газопоршневыми генерирующими установками (ГУ), которые подключаются к распределительным электрическим сетям 6-220 кВ или к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий. Одной из причин этого является стремление собственников данных предприятий осуществить резервирование электроснабжения наиболее ответственных потребителей сложного технологического цикла при авариях в энергосистеме, в том числе с выделением ее части на изолированную (автономную) работу.

Работа объектов РГ в составе энергосистемы предполагает участие ГУ в режимном и противоаварийном управлении, в том числе: первичном регулировании частоты, регулировании напряжения и реактивной мощности, а также обеспечении устойчивости синхронных машин при нормативных возмущениях

An overview of main problematic issues of application of modern generating plants of middle and low-power on distributed generation facilities. Existing feasibilities of necessity of researching the parameters and characteristics of the generating systems before purchase to improve efficiency of the construction project distributed generation facilities. Proposed approaches to the assessment of capability for ensuring electric reliability of consumers, when an facility distributed generation. Statement development need of regulatory technical requirement for different types of distributed generation, for technological connection to electric networks of different voltage class.

Key words: distributed generation; electricity supply reliability of consumers; islanding operation of power plants; load instability

(короткие замыкания, отключение электрических связей и т.п.). Как элемент распределительных сетей нового поколения, который обладает свойствами Smart Grid – самодиагностика, самовосстановление и т.д., РГ может предоставлять возможность обеспечивать надежное электроснабжение потребителей в выделенном на изолированную работу энергорайоне. При этом режимные параметры должны находиться в допустимом диапазоне значений для обеспечения качества электрической энергии у потребителей в соответствии с требованиями ГОСТ Р 54149-2010 [1], что является одним из ключевых положений концепции применения технологии microGrid [2, 3].

Для комплексного решения вопросов надежной, эффективной и безаварийной работы объектов РГ и электрических сетей представляется целесообразным на первом этапе (до приобретения ГУ) выполнять разработку схемы выдачи мощности (СВМ) электростанции, включающую в себя выполнение комплекса технических и схемных решений присоединения элек-

тростанции к электрическим сетям. В рамках данной работы должны проводиться все основные виды расчетов (расчеты установившихся режимов, статической и динамической устойчивости, токов КЗ и т.д.) и приниматься основные технические решения, в том числе по вопросам, связанным с организацией оперативно-диспетчерского управления, на основании чего становится возможной разработка технических условий на технологическое присоединение.

Выполнение СВМ позволяет оценить возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей от планируемых к приобретению ГУ при выделении энергорайона на изолированную (автономную) работу путем исследования целой группы технических вопросов, связанных с:

- конструктивными особенностями ГУ;
- выбором уставок устройств РЗА;
- алгоритмами САУ (АПС, АРВ) и возможностью их изменения по согласованию с заводами-изготовителями ГУ;
- влиянием конкретной нагрузки на режимы работы ГУ и т.д.

На основании проведенных расчетов появляется возможность доказать, что планируемый к подключению объект РГ не создает дополнительных технических проблем в прилегающей электрической сети (либо обозначить возникающие проблемные вопросы и привести основные технические решения, позволяющие их полностью устранить или минимизировать влияние до допустимого уровня).

В представленной статье будут рассмотрены основные проблемные вопросы применения современных ГУ средней и малой мощности на объектах РГ и возможные пути их решения для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Выбор схемы подключения объектов РГ

Возможны различные схемы подключения ГУ объектов РГ к распределительным электрическим сетям или сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий, которые приведены на рис. 1, при этом выбор схемы подключения зависит от мощности ГУ/электростанции, ее удаленности от сетей соответствующего класса напряжения и других факторов.

При подключении объектов РГ к шинам 110-220 кВ распределительных подстанций через трансформаторы (например, G1) или при подключении к шинам 0,4-6-10 кВ подстанций (например, G2 и G4) принципы действия устройств РЗА в прилегающей сети не изменяются, так как не изменяется потокораспределение, а электроснабжение потребителей осуществляется по фидерам, отходящим от шин распределительных подстанций с потоком мощности «от шин в линию».

Иная ситуация складывается с подключением ГУ/электростанции к фидерам 0,4-6-10 кВ (например, G3 и G5), при этом возникает необходимость в реконструкции устройств РЗА, применения более сложных защит в прилегающей сети, так как при этом возни-

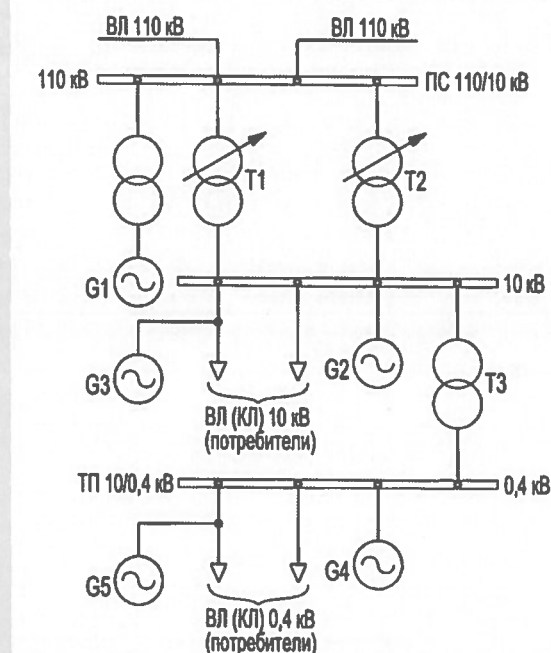


Рис. 1. Принципиальная схема возможных вариантов подключения ГУ объектов РГ к распределительным сетям

кают реверсивные потоки мощности, зависящие от режима генерации и потребления в узлах нагрузки. В ряде случаев может потребоваться изменение топологии сети с установкой дополнительных коммутационных аппаратов, а также полная или частичная замена коммутационного оборудования в связи с ростом уровня токов КЗ.

Присоединение отдельных ГУ или электростанций объектов РГ к шинам подстанций наиболее предпочтительно с точки зрения указанных вопросов, однако данное решение имеет и отрицательную сторону, а именно, снижается возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей при авариях на шинах ПС, при которых отключаются и ГУ и все потребители; аналогичная ситуация возникает при повреждении питающего фидера на головном участке и отсутствии АВР у потребителя. Подключение же объектов РГ к фидерам внутри распределительной сети позволяет при авариях на шинах ПС или головных участках питающих фидеров выделяться ГУ/электростанциям на сбалансированную нагрузку в энергорайоне и осуществлять электроснабжение потребителей до момента восстановления сети внешнего электроснабжения. Данное решение должно приниматься на этапе разработки СВМ, так как оно оказывает существенное влияние на показатели технико-экономической эффективности проекта строительства объекта РГ.

Механическая стойкость ГУ при внешних КЗ и НАПВ

В ГОСТ 533-2000 [4] и МЭК 34-3-88 имеются требования относительно сохранения работоспособности генерирующих установок при внешних КЗ. Требования

вышеуказанных документов не распространяются на электрические машины, предназначенные для применения в бортовых системах подвижных средств наземного, водного и воздушного транспорта. ГУ, созданные на базе авиационных турбин, значительно легче и их вал не обладает достаточной прочностью к значительным механическим перегрузкам, которые могут возникать при КЗ и несинхронных АПВ (НАПВ) после ликвидации КЗ.

Следует отметить, что у многоваловых ГТУ иностранного производства набросы нагрузки вызывают практически мгновенное снижение скорости вращения генератора и силовой турбины, жестко связанными между собой, учитывая малые значения механических постоянных инерции. В свою очередь, резкое снижение скорости вращения силовой турбины при работе газовой турбины приводит к возникновению газодинамического импульса, направленного на проточную часть и элементы газовой турбины (на одном валу с компрессором), скорость вращения которой максимальна и не изменяется, так как имеет отдельные с силовой турбиной валы. При этом диски и рабочие лопатки последних ступеней газовой турбины подвергаются значительным механическим напряжениям под влиянием резкого увеличения давления рабочей среды.

В эксплуатации известны случаи разрушения лопаточного аппарата приводного газотурбинного двигателя при КЗ в сети, причем не на генераторном напряжении, а за повышающим трансформатором. На практике максимальное значение механического момента на валу ГУ при трехфазном КЗ может в 5-10 раз превышать номинальный момент, пиковое значение которого возникает в том случае, когда КЗ происходит при переходе синусоиды тока через максимум (максимальное начальное значение апериодической составляющей). Более значительный момент возникает при двухфазном КЗ, который может в 1,3-1,4 раза превышать величину момента при трехфазном КЗ, что обусловлено ярко выраженной второй гармоникой момента, составляющей 50% от основной, которая искажает синусоидальную форму момента и приводит к увеличению его пикового значения.

Учитывая изложенное, поставщики ГУ (заводы-изготовители) должны подтверждать механическую стойкость ГУ при любом виде внешнего КЗ или указывать величину максимально допустимого для ГУ механического момента, при котором гарантируется ее работоспособность без внутренних повреждений.

С тем же вопросом о механической стойкости ГУ связана проблема допустимости применения несинхронных АПВ в прилегающей сети, так как еще большие величины момента возникают при отключении КЗ и восстановлении связи генератора с электрической сетью, величина которого может составлять для генераторов без демпферной обмотки в 3,2 раза больше, а для генераторов с демпферной обмоткой до 1,7 раза больше, чем при трехфазном КЗ. В отечественных распределительных сетях 110 – 220 кВ, как правило, применяются АПВ без контроля синхронизма, т.е. несинхронные (НАПВ). При расчетной проверке нужно

ориентироваться на максимально допустимое значение этого момента для рассматриваемой ГУ и на конкретные значения параметров сети в различных схемно-режимных ситуациях.

Для решения данного проблемного вопроса представляется целесообразным либо включать соответствующее требование о механической стойкости ГУ во всех указанных режимах в технические требования (ТТ) к закупаемым ГУ, либо на основании расчетов отказываться от применения НАПВ в пользу АПВ с ожиданием синхронизма, и/или предусматривать включение в цепь статора генератора токоограничивающих устройств с сопротивлением, достаточным для снижения величин ударных электромагнитных моментов до допустимой величины.

В ряде случаев для предотвращения поломок валопроводов энергетических турбин малых мощностей при КЗ на выводах генератора заводы-изготовители предусматривают установку между турбиной и генератором муфты предельного момента, которая позволяет повернуться валу генератора относительно вала турбины при недопустимой величине момента (выбирается по условиям механической прочности турбины), при этом момент срабатывания не должен быть меньше момента, вызываемого набросами активной мощности при КЗ во внешней сети [5].

Учитывая вышеизложенное, для исключения механических повреждений ГУ объектов РГ целесообразно на стадии разработки СВМ, в случае необходимости, предусматривать реализацию соответствующих технических мероприятий.

Технологический минимум нагрузки ГУ

К особенностям газопоршневых и дизельных ГУ относится то, что технологический минимум, значения которого приводятся заводами-изготовителями в паспорте ГУ, составляет порядка 30-40% от номинальной мощности, что особенно критично при автономном (изолированном) режиме работы. В указанном режиме допускается работа таких ГУ с частичной нагрузкой от 20% до 40% от номинальной, но не чаще 6 раз в год и на срок до 24 час., а работа с нагрузкой ниже 50% номинальной допускается не чаще 1 раза в сутки на срок не более 4 час.

Учитывая данное обстоятельство, для объектов РГ, работа которых возможна в автономном режиме, по условиям технологического минимума нагрузки целесообразно применять хотя бы некоторые ГУ небольшой мощности. Наряду с этим единичная мощность понижающих трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, подключаемых к сборным шинам генераторного напряжения этих электростанций, должна быть в 1,5-2 раза меньше мощности генераторов, так как в противном случае невозможно обеспечить селективность токовых защит в минимальном режиме (при работе одного генератора), так как при КЗ на шинах 0,4 кВ вместо трансформатора может отключиться генератор с полным погашением энергообъекта. В связи этим возникает развилка в принятии проектных решений, так как по

первому фактору необходимо выбирать мощность, по крайней мере, одной ГУ как можно меньшей, а по второму – как можно большей, что должно быть детально проработано и обосновано при выполнении проекта.

Газотурбинные установки также имеют ограничения по технологическому минимуму, величины которого находятся в диапазоне от единиц до десятков процентов. Данные значения определяются конструктивными особенностями применяемых в ГТУ горелок и параметрами настройки горелочного режима, а их выбор осуществляется нередко на основании экологических требований по токсичности выхлопных газов, т.е. содержаниям NO_x и CO .

При работе ГТУ с нагрузкой более 50% от номинальной мощности используется так называемые горелки с предварительным смещением. Однако горелки с предварительным смещением имеют и недостаток: при малых нагрузках, т.е. при малых расходах топливного газа по отношению к поступающему воздуху (компрессор имеет постоянную частоту вращения, следовательно, расход воздуха можно уменьшить незначительно с помощью входного направляющего аппарата компрессора) горение становится неустойчивым. По этой причине горелочный модуль снабжают диффузионной горелкой, работающей при малых нагрузках, в частности, при пуске и наборе начальной нагрузки при прикрытом входном направляющем аппарате вплоть до нагрузки примерно 40%, после чего осуществляется переход на горелки с предварительным смещением, и величины токсичности выхлопных газов резко уменьшаются, обеспечивая хорошие экологические показатели. Однако длительная работа на диффузионных горелках у ряда ГТУ не предусматривается.

На наличие технологического минимума у планируемых к закупке ГУ необходимо обращать особое внимание при разработке СВМ, так как это оказывает существенное влияние на возможность успешной работы автоматики выделения на сбалансированную нагрузку данной электростанции или отдельной ГУ для обеспечения электроснабжения собственных нужд и других наиболее ответственных потребителей электрической энергии.

Набросы и сбросы нагрузки на объектах РГ

Широкое распространение в последнее время получают газопоршневые генерирующие установки (ГПУ), в которые заложен принцип действия двигателя внутреннего сгорания (ДВС). У мощных двигателей внутреннего сгорания, и дизельных, и газопоршневых, имеется известная особенность, состоящая в том, что скачкообразный наброс активной мощности на генератор, не вызывающий перегрузки генератора, может, тем не менее, приводить к перегреву ДВС и к его отключению технологическими защитами, т.е. быть недопустимым. Такая особенность мощных ДВС связана с тем, что большей отдаваемой мощности (и, соответственно, большей подаче топлива в двигатель) должно соответствовать увеличение подачи воздуха в двигатель от компрессора. Однако нет технической возможности очень быстро увеличивать скорость вращения

компрессора и, соответственно, его производительность. Это обстоятельство лимитирует величину скачкообразных набросов мощности.

В технической документации на ряд ГПУ приводятся графики допустимых набросов мощности. Пример такой зависимости для одной из ГПУ показан на рис. 2. Графики даны для случая, когда мощность изменяется скачком от значения P_0 до $P_0 + \Delta P$. Интервал между набросами мощности тоже ограничивается и должен быть не меньше 1-2 мин. «Класс» ГПУ, учитывая режимы работы нагрузки, определяет заказчик при формировании ТЗ на закупку генерирующего оборудования.

При выполнении проектов строительства объектов

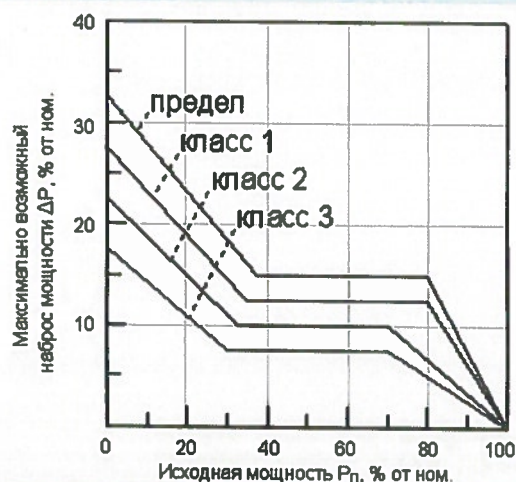


Рис. 2. Разрешенные скачкообразные набросы мощности на ГПУ

РГ необходимо учитывать данное обстоятельство, особенно при определении допустимости работы данных ГУ в автономном режиме, что особенно критично для промышленных потребителей, у которых могут осуществляться прямые пуски мощных электродвигателей [6].

Следует отметить, что у ряда одновальных ГТУ иностранного производства при резком сбросе нагрузки, например при выделении электростанции на питание собственных нужд или энергорайон с небольшим электропотреблением, в различных режимах работы (диффузионный или предварительного смещения) происходит погасание (отрыв) пламени в камере сгорания и останов ГТУ технологической защитой или быстрой действующей электрической защитой.

Отключение указанных ГТУ от сети электрической защитой от обратной мощности при погасании пламени и переходе генератора из генераторного в двигательный режим (при наличии возбуждения) обусловлено возникновением недопустимой перегрузки генератора, которая может вызвать его повреждение, что обусловлено величиной потребляемой из сети активной мощности (более чем в 2 раза превышает номинальную электрическую мощность генератора), затрачиваемой на привод компрессора ГТУ.

Для решения данной проблемы необходимо проводить модернизацию входного направляющего аппарата и перенастройку горелочного режима, так как

устойчивая работа системы автоматического управления ГТУ, отработка технологических алгоритмов перехода в автономный (изолированный) режим работы является необходимым условием для обеспечения надежного функционирования ГУ в выделенном энергоблоке и электроснабжения наиболее ответственных потребителей.

Кроме того, ряд иностранных заводов-изготовителей ГУ не предоставляют в технической документации на ГУ параметры, позволяющие рассчитывать изменения скорости вращения генератора при толчках нагрузки, что усложняет процесс проектирования объектов РГ, так как не позволяет обеспечить правильность математического моделирования ГУ в расчетных программных комплексах, ссылаясь, что математические модели САУ являются их интеллектуальной собственностью. Однако для корректного выполнения моделирования нет необходимости иметь полную математическую модель регулятора, достаточно получить его внешние характеристики в виде графиков изменений скорости вращения при фиксированных набросах и сбросах электрической нагрузки.

Для решения поставленных вопросов представляется целесообразным включать условия по предоставлению указанных графиков в ТТ к закупаемым ГУ.

Вторичные нарушения устойчивости в узлах нагрузки

Значительная часть генерирующих установок (ГПЭС, ДЭС, ГТЭС с разрезными валами или, что то же самое, со свободными силовыми турбинами) обладают механическими постоянными инерции, значительно меньшими, чем традиционные паротурбинные генераторы. Вследствие чего возникают трудности с обеспечением динамической устойчивости данных ГУ. При этом нарушение динамической устойчивости и переход генераторов в асинхронный режим может оказывать отрицательное влияние на потребителей электроэнергии, так как объекты распределенной генерации электрически близки к нагрузкам и могут вызывать вторичные нарушения устойчивости.

В соответствии с [7] устанавливаются группы нормативных возмущений, при которых должна обеспечиваться динамическая устойчивость, а, следовательно, вышеуказанные ГУ должны отвечать данным требованиям, но результаты расчетов показывают, что это не всегда так.

Низкая (по сравнению с паротурбинными генераторами) динамическая устойчивость ряда генераторных установок, перечисленных выше, является трудно преодолимым обстоятельством. Конструктивные ухищрения (например, создание САУ, аналогичной по своему эффекту известной импульсной разгрузке паровой турбины) – дело будущего. В настоящем нужно в конкретных условиях решать проблему ликвидации асинхронного режима (АР) таких ГУ. У рассматриваемых генераторов АР характеризуется большим скольжением, значительной амплитудой колебаний скольжения и высокой вероятностью самопроизвольной ресинхронизации, если состояние электрической сети близко к нормальной схеме.

Если учесть, что ликвидация асинхронного режима действием автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) означает для сети потерю на какое-то время данной генерации, или значительной ее части (если на генераторном напряжении имеется нагрузка), то такая потеря влечет за собой увеличение перетоков мощности по сети и снижение напряжений в узлах нагрузки.

С точки зрения надежности работы распределительных сетей и энергоснабжения потребителей возможно было бы допускать асинхронные режимы у генераторов небольшой мощности, если асинхронный режим:

- является кратковременным;
- заканчивается самопроизвольной ресинхронизацией генераторов;
- не наносит вреда нормальной работе других генераторов и электроприемников (должно быть обосновано расчетами);
- длительность асинхронного режима контролируется АЛАР.

Действие АЛАР на отключение обосновано в том случае, если длительность асинхронного режима оказывается больше допустимой, т.е. при затяжных асинхронных режимах генераторов, которые наиболее вероятны в ремонтных и аварийных режимах, когда ослаблены связи в энергосистеме. Вероятность самопроизвольной ресинхронизации объектов РГ в распределительной сети велика, поэтому, с учетом конкретных условий, целесообразно отстраивать срабатывание АЛАР по времени от ресинхронизации генераторов, если задержка срабатывания АЛАР не приводит к возникновению препятствующего ресинхронизации многократного асинхронного режима ГУ или к дополнительным нарушениям устойчивости двигателей в узлах нагрузки.

Решается этот вопрос проведением расчетов переходных процессов в сети, причем следует учитывать, что характеристики асинхронных режимов в значительной мере зависят от параметров нагрузки в соседних узлах. Расчеты позволяют также построить годографы сопротивлений, используемые при определении параметров настройки АЛАР.

В ряде случаев целесообразно предусматривать двухступенчатое действие АЛАР на ГТУ:

- при фиксации одного-двух проворотов ротора генератора относительно вектора напряжения энергосистемы – автоматическое снижение мощности газовой турбины до 60% от номинальной и формирование выдержки времени на случай самопроизвольной ресинхронизации;
- по истечении выдержки времени – отключение генератора от шин высшего напряжения воздействием на выключатель повышающего трансформатора с сохранением электроснабжения собственных нужд и сторонних потребителей с шин генераторного напряжения.

Исходя из опыта эксплуатации и выполнения расчетов динамической устойчивости для объектов РГ, электрический центр качаний на электростанциях малой и средней мощности находится в повышающем трансформаторе или даже в самом генераторе, а применение

АЛАР на ГТЭС, ГПЭС и ПГЭС представляется целесообразным и должно включаться в ТТ к закупаемым ГУ [8].

ВЫВОДЫ

Представляется целесообразной разработка обязательных ТТ к различным видам РГ для их технологического присоединения к электрическим сетям различных классов напряжения, а также включение соответствующих требований в закупочную документацию.

Необходимо проводить изучение параметров и характеристик ГУ до их приобретения, что позволит повысить эффективность реализации проекта строительства объекта РГ и обеспечить надежное электроснабжение потребителей.

При планировании строительства объекта РГ представляется целесообразным на первом этапе выполнять разработку схемы выдачи мощности электростанции для решения всех технических вопросов по проблемным аспектам интеграции объектов РГ в электрические сети.

Илюшин Павел Владимирович – канд. техн. наук, директор по техническому контролю и аудиту ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», г. Москва
(495) 7273876 доб. 2110 ilyushin.pv@mail.ru

Кучеров Юрий Николаевич – докт. техн. наук, начальник департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС»,
(499) 7881925 kuchеров@so-ups.ru

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2013-01-01. М.: Изд-во Стандартиформ, 2012.
2. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью; под ред. академиков РАН Форткова В.Е. и Макарова А.А. М.: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012. С. 235.
3. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Анализ условий развития интеллектуальных энергосистем с учетом особенностей обеспечения надежности и стандартизации // Энергетическая политика. 2012. №1. С. 27-41.
4. ГОСТ 533-2000. Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия. Введ. 2002-01-01. Минск: ИПК Издательство стандартов, 2001.
5. Беляев А.В. Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики: учеб. пос. Ч.1. Санкт-Петербург: изд-во ПЭИПК, 2011.
6. Илюшин П.В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3.
7. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
8. Илюшин П.В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 4.



ТРАВЭК

Международная Ассоциация производителей
высоковольтного электротехнического оборудования

XX Международная научно-техническая и практическая конференция

«Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика, высоковольтное управляемое и коммутационное оборудование»

Тематическая направленность конференции:

11-12
ноября 2014 г.

Гостиница
«Холидей Инн Сокольники»
Москва, ул. Русаковская, 24

Конференция проводится при поддержке Российской академии наук, Академии электротехнических наук РФ, Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, ОАО «Российские сети», ОАО «ФСК ЕЭС».

1. Технологии создания «интеллектуальных» электроэнергетических систем (ЭЭС). Технологии Smart Grid. Опыт внедрения и перспективы развития.
 - оборудование;
 - системы управления;
 - информационные технологии и автоматизация процессов.
2. Автоматизированные системы управления ЭЭС, подстанционного оборудования и электроснабжения потребителей.
3. Микропроцессорные системы защиты электроэнергетических объектов, сетей и систем.
4. Микропроцессорные системы противоаварийного управления ЭЭС.
5. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии.
6. Управляемое силовое электротехническое оборудование для электроэнергетики:
 - управляемые шунтирующие реакторы;
 - управляемые статические компенсаторы реактивной мощности;
 - батареи статических конденсаторов;
 - фазоповоротные трансформаторы;
 - управляемые устройства продольной компенсации;
 - СТАКОМЫ;

- накопители электрической энергии;
 - токоограничители для электрических сетей 10-500 кВ.
7. Высоковольтное коммутационное оборудование на напряжения 10-1150кВ.
 - элегазовые комплекты распределительных устройств (КРУЭ);
 - колонковые и баковые элегазовые выключатели;
 - газонезагрязненные линии (ГИЛ);
 - вакуумные выключатели;
 - высоковольтные разъединители;
 - комплекты распределительных устройств на напряжение 10-35кВ;
 - выключатели нагрузки;
 - комплекты трансформаторных подстанций;
 - диагностика коммутационного оборудования;
 - интеллектуальное коммутационное оборудование.
 8. Вопросы испытаний высоковольтного коммутационного оборудования.
 - методы и средства испытаний;
 - испытательные центры.
 9. Опыт эксплуатации и вопросы рынка систем автоматизации, высоковольтного управляемого и коммутационного оборудования.

Оргкомитет
конференции

Адрес: 107023, г. Москва, Электрозаводская ул., 21
Тел./факс: +7 (495) 777-82-85, 777-82-00 (доб. 27-93, 26-61)

E-mail: travek@elektrozavod.ru,
www.travek.elektrozavod.ru