XIV Всероссийская открытая молодежная научно-практическая конференция «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике»

Материалы конференции

6-8 ноября 2019

Казань, 2019

cigre Россия

РОССЕТИ ФСК ЕЭС

АО «СО ЕЭС»

НАДЁЖНАЯ СМЕНА

КГЭУ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Министерство энергетики Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет»
АО «Системный оператор Единой энергетической системы»
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
Благотворительный фонд «Надежная смена»

XIV ВСЕРОССИЙСКАЯ ОТКРЫТАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»

Материалы конференции

6–8 ноября 2019 г.

Казань
2019

УДК 621.31
БКК 31.2
Ч54

Рецензенты:

зам. гл. диспетчера по оперативной работе Филиала
АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана Е.В. Александров

дир. Института электроэнергетики и электроники,
зав. каф. «Электроснабжение промышленных предприятий»,
д-р техн. наук И.В. Ившин

Редакционная коллегия:

Э.Ю. Абдуллазянов (отв. редактор), Э.В. Шамсутдинов,
А.Г. Арзамасова

Ч54 XIV Всероссийская открытая молодежная научно-практическая конференция «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике»: матер. конф. (Казань 6–8 ноября 2019 г.) / редкол. Э.Ю. Абдуллазянов (отв. редактор) и др. – Казань: Казан гос. энерг. ун-т, 2019. – 471 с.

ISBN 978-5-89873-554-8

Опубликованы материалы XIV Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции по научным направлениям: электрооборудование; релейная защита и автоматизация, линии электропередач и подстанции; управление и экономика энергосистем; информационные системы и новые технологии.

Предназначен для научных работников, аспирантов и специалистов, работающих в области энергетики, а также для обучающихся образовательных учреждений энергетического профиля.

Материалы публикуются в авторской редакции. Ответственность за их содержание возлагается на авторов.

УДК 621.31
БКК 31.2

ISBN 978-5-89873-554-8

© Казанский государственный энергетический университет, 2019

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА ФГБОУ ВО «КГЭУ» ЭДВАРДА ЮНУСОВИЧА АБДУЛЛАЗЯНОВА

Уважаемые участники конференции!



Стало уже доброй традицией – проведение на базе КГЭУ конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике».

В этом году конференция проводится в четырнадцатый раз, подтверждая статус значимого отраслевого события, основные цели которого остаются неизменными – это развитие научного и творческого потенциала молодых исследователей в направлении диспетчерского управления в энергетике.

Конференция объединяет талантливых и активных студентов, аспирантов, молодых ученых, специалистов профильных вузов и предприятий энергетической отрасли из разных городов России. Подобные мероприятия очень важны. Участие в конференции раскрывает молодежи широкие возможности для реализации своего потенциала, для дальнейшего карьерного развития в энергетике и науке.

Надеюсь, что работа конференции даст возможность для самореализации талантливой молодежи, наш университет станет площадкой активного диалога между молодыми учеными и исследователями, специалистами энергетических предприятий и профильными учеными.

Желаю всем участникам конференции продуктивного профессионального общения, новых идей и ярких творческих решений!

Ректор Казанского государственного энергетического университета **Э.Ю. Абдуллазянов**

ВСТУПИТЕЛЬНОЕ СЛОВО ДИРЕКТОРА ФИЛИАЛА АО «СО ЕЭС» РДУ ТАТАРСТАНА АНДРЕЯ ВИКТОРОВИЧА БОЛЬШАКОВА

Уважаемые коллеги!



Я рад приветствовать Вас на XIV Открытой молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» – мероприятии, где молодые энергетики могут обменяться своими мнениями и разработками, поспорить и обсудить современные тенденции в отрасли, услышать мнения профессионалов в области оперативно-диспетчерского управления.

Мы живем в стремительно меняющемся обществе и, пытаясь соответствовать все более возрастающим его запросам, современная энергетика обязана развиваться, по крайней мере, не в меньшем темпе, что и самые современные технологии. К основным тенденциям изменений в отрасли можно отнести рост доли распределенной генерации в энергосистемах, техническое и технологическое усложнение энергосистем, глубокое проникновение цифровых и телекоммуникационных технологий в техническую базу энергетики. Совместное действие этих изменений существенно меняет технологический ландшафт отрасли, формирует совершенно новые вызовы, ставит перед энергетическим сообществом важные, интересные задачи, позволяет найти новые подходы, в том числе в области диспетчеризации и управления режимом энергосистем.

Системный оператор ЕЭС России, обладая уникальным всеобъемлющим видением отечественной энергосистемы от Дальнего Востока до Калининграда, выполняет особую стратегическую задачу – централизованное диспетчерское управление электроэнергетическим режимом страны на полном временном цикле функционирования ЕЭС. Выполняя такую важную и ответственную роль, крайне необходимо постоянно держать руку на пульсе принципиальных структурных изменений в отрасли, отвечать новым вызовам времени, в том числе являясь инициатором многих совершенно новых механизмов. Так, на энергообъектах ЕЭС России активно внедряется дистанционное управление оборудованием и устройствами, реализуются новые методы и средства противоаварийного и режимного управления (внедрение системы мониторинга запасов устойчивости в контролируемых сечениях, совершенствование централизованной системы

противоаварийной автоматики, ввод в эксплуатацию адаптивной частотной делительной автоматики на электростанциях), развивается рынок системных услуг, создаются условия для комфортного внедрения в ЕЭС возобновляемых источников энергии и распределенной генерации, развивается единая информационная модель энергетики для перехода на качественно иной уровень информационного взаимодействия в энергетике, возрождается идея электропередач постоянного тока и т. д. Нам важно не только знать, но и активно применять современные наработки, чтобы получить от них положительный эффект как для энергосистемы в целом, так и в конечном итоге для всех потребителей электрической энергии.

Сегодня можно с уверенностью заявить, что масштабные комплексные изменения в отечественной электроэнергетике идут полным ходом и все энергокомпании активно включены в этот процесс. Требуется это и от отраслевой научной среды. Вовлечение студентов, магистрантов, аспирантов и молодых ученых в процесс решения прикладных задач этой уникальной ниши – диспетчеризации в электроэнергетике – есть основная цель нашей конференции. Наша конференция – это площадка, где молодые специалисты и студенты могут заявить о своих идеях, создать для них научное основание, доказать научному сообществу и отраслевой профессиональной среде их целесообразность и необходимость внедрения на практике.

Я выражаю искреннюю благодарность ректорату и профессорско-преподавательскому составу КГЭУ, координаторам Молодежной секции РНК СИГРЭ и всем организаторам конференции за творческую инициативу, профессионализм, плодотворное сотрудничество и значительный вклад в подготовку достойного кадрового резерва отечественной электроэнергетики.

С уважением и наилучшими пожеланиями,
директор Филиала АО «СО ЕЭС»
РДУ Татарстана **А.В. Большаков**

Направление: ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

УДК 621.316.7

УЛУЧШЕНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СИРИЙСКОЙ АРАБСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕЖДУНАРОДНОГО КОНТРОЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

А.М-Н. Альзаккар[1], И.М. Валеев[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]ahmadalzakkar86@gmail.com, [2]ilgizvaleev@yandex.ru

В статье представлен ряд симуляций сирийской сети за 2011 г. с использованием PSS/E для поддержания стабильного значения частоты, полученной в результате объединения восьми арабских энергетических систем, а также показана возможность использования этой программы для сравнения с реальными результатами, полученными в нескольких случаях при отключении электроэнергии, произошедших в энергетической системе Сирии. Регистрация происходила в момент отключения по значению частоты. Данные результаты могут стать положительным опытом при разделении электрических нагрузок в энергетических объединениях с исполь-зованием минимальной частоты и возможности резервирования для поддержания устойчивой частоты электрической сети в Сирии.

Ключевые слова: стабильность, частота, объединение, резерв вращения, станция, показатель качества электроэнергии, размах и падение напряжения, провал частоты, КИУМ и резерв мощности.

Актуальность работы обусловлена тем, что за последние два десятилетия арабские страны потратили более 9 млрд долл. на проекты по объединению электрических сетей. На сегодняшний день завершено 13 проектов, 12 из которых введены в эксплуатацию. В настоящее время реализуется еще два проекта. Ряд проектов, которые были введены в эксплуатацию, достигли приемлемой части ожидаемых выгод, в то время как небольшой процент других проектов по объединению еще только реализуется.

Целью исследования является иллюстрация важности электрического объединения в поддержании устойчивости частоты в случае чрезвычайных ситуаций в Сирии.

Данный проект предусматривает подключение энергосистем Египта, Ирака, Иордании, Ливана, Ливии, Палестины, Сирии и Турции (рис. 1). Начинался проект как единая энергосистема между Египтом, Ираком, Иорданией, Сирией и Турцией. Ливан присоединился к ней через Сирию [1]

с помощью линии электропередачи 400 кВ, имея мощность около 500 МВт. Далее присоединятся Ливия и Палестина. Этот проект теперь известен как EIJLLPST, название которого состоит из первой буквы каждой из восьми стран [2].

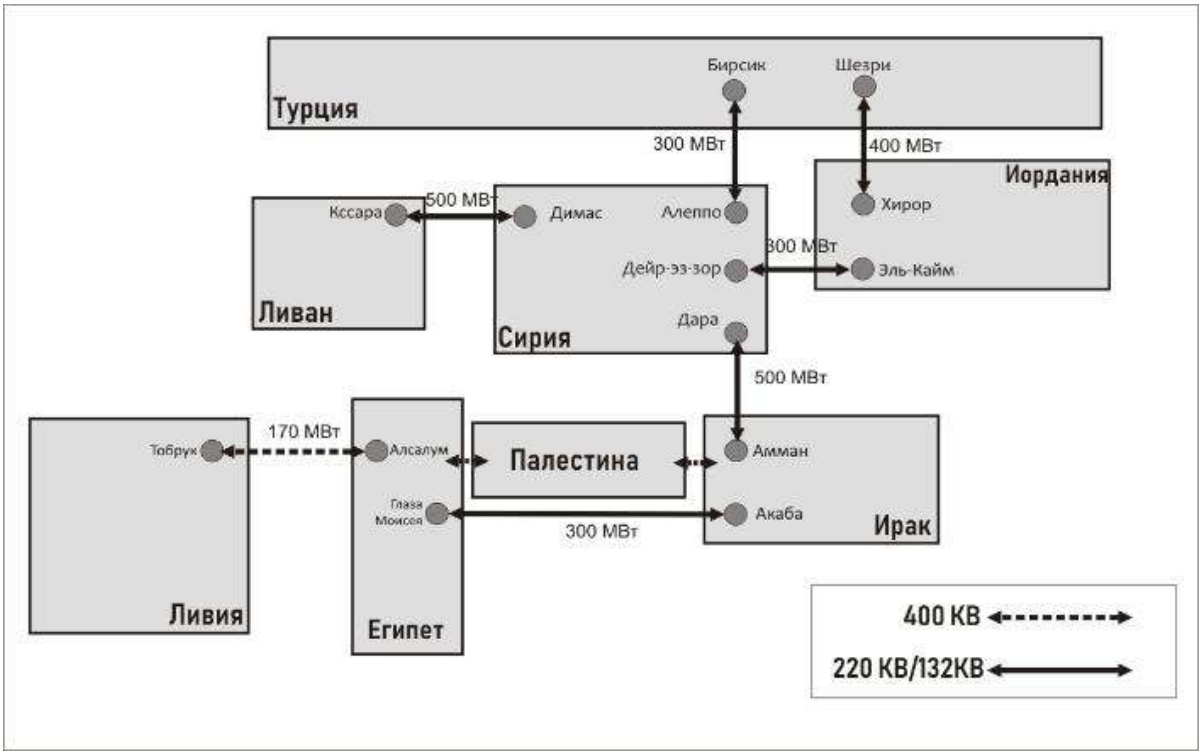


Рис. 1. Подключение энергосистем

В данной работе рассматривается эффект повышения устойчивости частоты [3, 4] путем сравнения двух вариантов:

1) устойчивость частоты электрической системы имитирует сирийскую электрическую систему (независимый сетевой случай);

2) устойчивость частоты электрической системы моделирует сирийскую электрическую систему в случае связи с Турцией, Ливаном, Иорданией, Египтом и Ливией.

В прикладных исследованиях используется программа (PSS/E), разработанная Министерством электричества для анализа работы сирийской электросети [5].

Рассмотрим первый случай – устойчивость частоты электрической системы имитирует сирийскую электрическую систему (независимый сетевой случай).

Предположим, что неисправность на станциях Дейр Али и Тишерин, например неисправности в газовых трубопроводах, питающих две станции, прервала их работу.

Этот случай представлен программой (PSS/E), а результирующая кривая, показанная на рис. 2, показывает частотное поведение в случае отказа на станциях Дейр Али и Тишерин и их отклонение от работы при условии, что защитных катушек для низких частот нет.

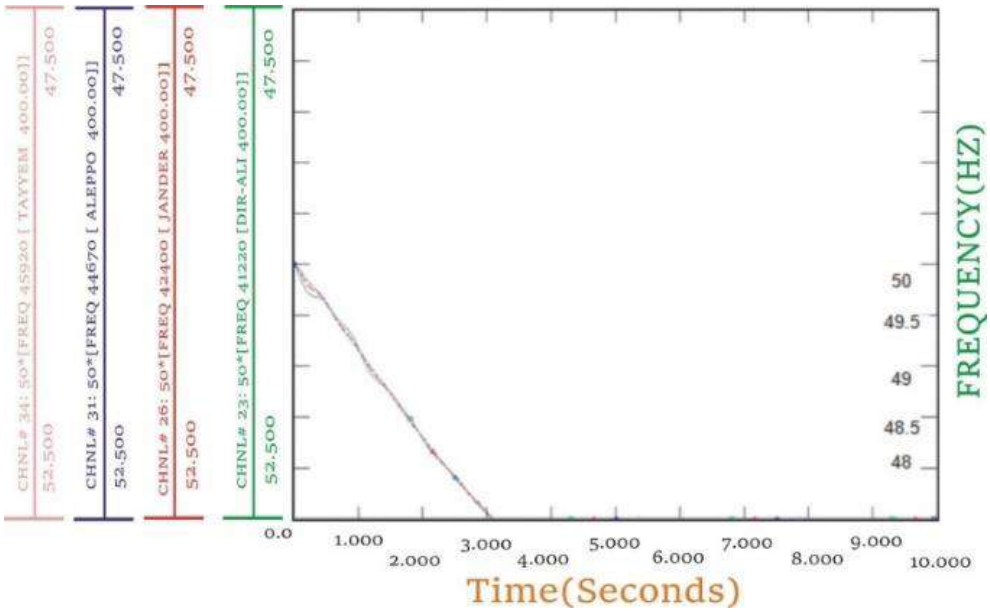


Рис. 2. Частотное поведение

Из рисунка видно, что частота сети ниже значения 47,5 Гц, которое является предельным значением и разделяет оборудование и системы релейно-цифровой защиты, и, таким образом, происходит поломка сети и прерывание питания. То есть падение частоты было значительным из-за большой доли и увеличения нагрузки от генерации.

Второй случай – устойчивость частоты электрической системы моделирует сирийскую электрическую систему в случае связи с Турцией, Ливаном, Иорданией, Египтом и Ливией.

Рассматривается аналогичный случай и строится кривая (рис. 3). При сравнении с рис. 2 мы видим, что спад частотной кривой меньше, так как произошла активация электрического объединения, и импорт мощностей соседних стран способствовал покрытию значительной части дефицита в генерации, возникшего в результате разделения генерирующих станций Дейр Али и Тишерин. То есть 48,2 Гц больше, чем значение, при котором все защиты электрооборудования разделены значением 47,5 Гц.

Таким образом, предотвращается падение частоты электрического объединения до нежелательных значений, что помогает стабилизировать частоту до значений, превышающих пороговые значения.

Однако значение, на котором установлена частота 48,2 Гц, слишком мало для увеличения, поэтому следует использовать защиту по частоте.

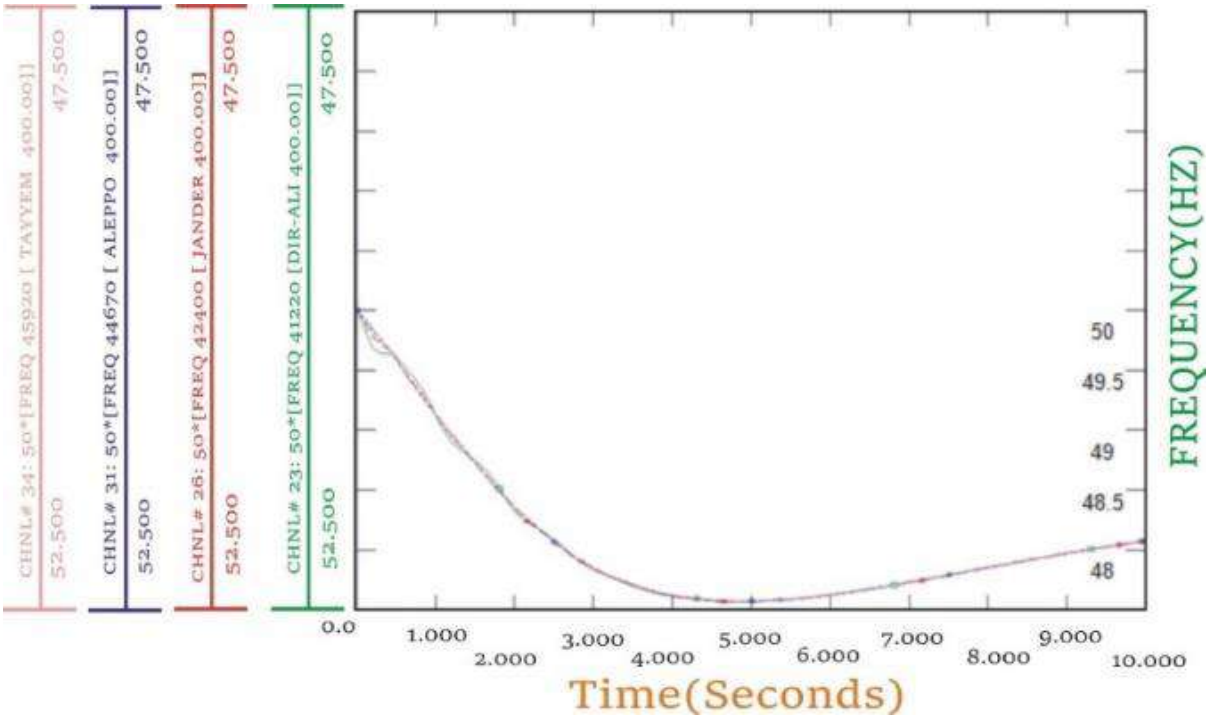


Рис. 3. Частотная кривая

По результатам проведённой работы видно, что поддерживается устойчивое значение частоты через введенную емкость по линиям между объединениями во время аварийных ситуаций и предотвращается падение частоты до предельных значений, поэтому следует активировать электрическое соединение с соседними странами, которые поддерживают генерацию и помогают покрыть дефицит и предотвратить поломку сети.

Источники

1. Координационное управление в Министерстве энергетики САР: некоторые данные о сирийской сети, 2016.

2. Electrical Power Systems and Transmission Network Website [Электронный ресурс]. URL: http://www.sayedsaad.com/ (дата обращения: 10.08.2019).

3. Kundur P. Power System Stability and Control / ed. by Neal J. Balu and Mark J. Lauby. MacGrow-Hill Inc., 2014. 1176 p.

4. Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions / Prabha Kundur [et al.] // IEEE Transactions on Power Systems. 2004. P. 1387–1401.

5. Huabo Shi, Xiaoyan Zhou. Stability Analysis on Power System with Large Power Source // Energy and Power Engineering. 2013. Vol. 5. P. 517–521.
УДК 568.382.3

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

А.М.Ф. Аль-Дарабсе[1], Е.В. Маркова[2], В.В. Миллер[3]
ФГБОУ ВО «УлГТУ ИАТУ», г. Ульяновск
[1]amersamarah4@gmail.com, [2]morozova319@yandex.ru, [3]dreinor731@yandex.ru

Риск при выполнении электротехнических работ выше, чем при выполнении любых других работ, даже в быту. Поэтому при выполнении электротехнических работ необходимо соблюдать меры предосторожности. Роковое происшествие с человеком создаст пустое место и в его организации, и в семье. Можно предположить, что работа в электрической системе аналогична работе в военной области. Те, кто вовлечен в электрическую работу, должны быть начеку каждую секунду. Ошибка или неудача не будут никаким оправданием. В настоящей работе освещены некоторые важные вопросы электробезопасности, которые могут повысить осведомленность людей, работящих или использующих системы электроснабжения.

Ключевые слова: безопасность, замыкание на землю, стандарт, заземление, внутренняя безопасность.

Безопасность следует определять как уменьшение риска до уровня, который является настолько низким, насколько это разумно и практически осуществимо [2]. Безопасность должна стать неотъемлемой частью каждой рабочей процедуры, это именно то, что подразумевается под встроенной или интегрированной безопасностью и постоянной эффективностью [1].

Знать меры электробезопасности важно, поскольку оценить величину силы тока, идущего по кабелю, визуально невозможно, и это вводит нас в заблуждение, являясь основной причиной большинства электрических аварий [3, 4].

Риск – это шанс того, что что-то произойдет, что окажет влияние и может быть оценено по его последствиям и вероятности [5]. Несчастный случай – это неожиданное событие, повлекшее за собой гибель людей, телесные повреждения и потерю имущества [6]. Авария – это незапланированное событие, которое затрудняет процесс производства и добавляет страданий. Несчастные случаи происходят либо из-за небезопасного действия или небезопасной работы, либо из-за того и другого [7].

Меры предосторожности означают строгое соблюдение предписанных правил безопасности для персонала и инструментов, предназначенных для выполнения электромонтажных работ. При несоблюдении их может

возникнуть опасность поражения электрическим током, как в помещении, так и на улице [8, 15]. Поражение электрическим током может стать причиной ожогов и даже смерти. Воздушные провода находятся под напряжением. Ремонт электрических шнуров или оборудования не рекомендуется проводить без соответствующего допуска к данному виду работ. Осмотр электрооборудования должен выполняться квалифицированными электриками [4]. Во влажных местах необходим тщательный осмотр электрических шнуров и оборудования, а также использование прерывателя цепи замыкания на землю (GFCI).

Безопасность электрической установки может быть обеспечена надлежащей изоляцией, хорошей системой заземления и применением адекватных систем защиты и управления [10].

Из-за большего пикового значения переменного напряжения, чем постоянного тока (DC) того же уровня, переменное напряжение более опасно. Всякий раз, когда человек вступает в прямой контакт с напряжением переменного тока (AC), он получает пиковое значение (√2 раза от среднеквадратичного значения), т. е. 100 раз в секунду, и, соответственно, больший удар током. Например, действующее значение переменного напряжения 230 В соответствует (√2×230) = 325,27 В амплитудного значения напряжения переменного тока (AC) [9].

Использование электрического оборудования (промышленного или бытового) вызывает его износ, что приводит к повреждению изоляции, коротким замыканиям в системе питания и другим опасностям. Если нет защиты от замыкания на землю, такой как ELCI (прерыватель цепи утечки на землю), ток утечки может найти путь через тело пользователя, что может привести к электрическим ожогам, смертельным случаям, пожару или даже взрыву [13].

Индийские стандарты и правила электробезопасности: деление системных напряжений в соответствии с правилами IE’56 [11] (табл. 1, 2).

Таблица 1

Допустимые отклонения в процентах допускаются CEA
(меры, касающиеся безопасности и электроснабжения)

Низкое напряжение (НН)	Не более 250 V
Среднее напряжение (СН)	Не более 650 V
Высокое напряжение (ВН)	Не более 3300 V
Сверхвысокое напряжение (СВН)	Превышать 33000 V

Таблица 2

Линия сверхвысокого напряжения пересекает другую линию сверхвысокого, низкого или среднего напряжения или дорогу или линию трамвая (защита не требуется)

0–750 V изолированные или покрытые полиэтиленом проводники	300 mm
6,6 kV	0,6 mtr
12 kV	0,9 mtr
33 kV	1,2 mtr
69 kV	2,0 mtr
72 kV	3,5 mtr
138 kV	4,0 mtr
230 kV	5,0 mtr
500 kV	7,0 mtr

Электрический ток влияет на две функции человеческого тела [12]:

1) дыхание (легкие);

2) кровообращение (сердцебиение).

Но более опасно, когда ток течет через одну руку к другой или с одной ноги на другую ногу (рис. 1–3). Три основных фактора влияют на тяжесть поражения электрическим током / удара током:

– когда человек становится частью электрической цепи;

– количество тока, протекающего через тело (в амперах);

– продолжительность времени, в течение которого тело находится в цепи [13].

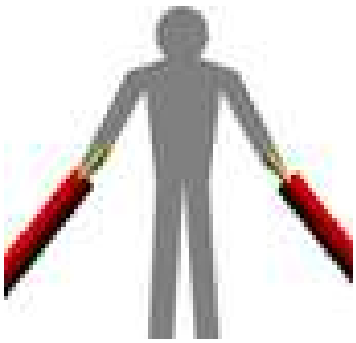


Рис. 1. Ток течет через обе руки

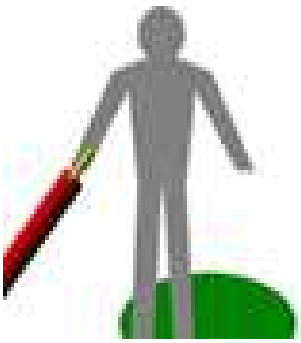


Рис. 2. Металлическая часть и ноги



Рис. 3. Рука и ноги

Воздействие тока, проходящего через организм человека, зависит от ряда взаимосвязанных факторов. К ним относятся [14]:

– текущий путь;

– частота;

– текущая величина;

– продолжительность воздействия;

– сопротивление тела;

– чувствительность тела.

Напряжение шага и касания опасны для человеческого организма. Человеческое тело может получить удар током от напряжения при прикосновении [3]. С точки зрения безопасности необходимо рассчитать шаг и напряжение прикосновения. Результаты испытаний высоким напряжением показывают следующие значения сопротивления человеческого тела: сопротивление контакта «рука–рука» равно 2330 Ом, а сопротивление «руки–ноги» равно 1130 Ом. Сопротивление человеческого тела считалось равным 1000 Ом [15].

Чтобы обеспечить достаточно низкое сопротивление пути заземления и свести к минимуму рост потенциала земли относительно удаленной клеммы заземления, система заземления подключается к каждой отдельной структуре оборудования [1].

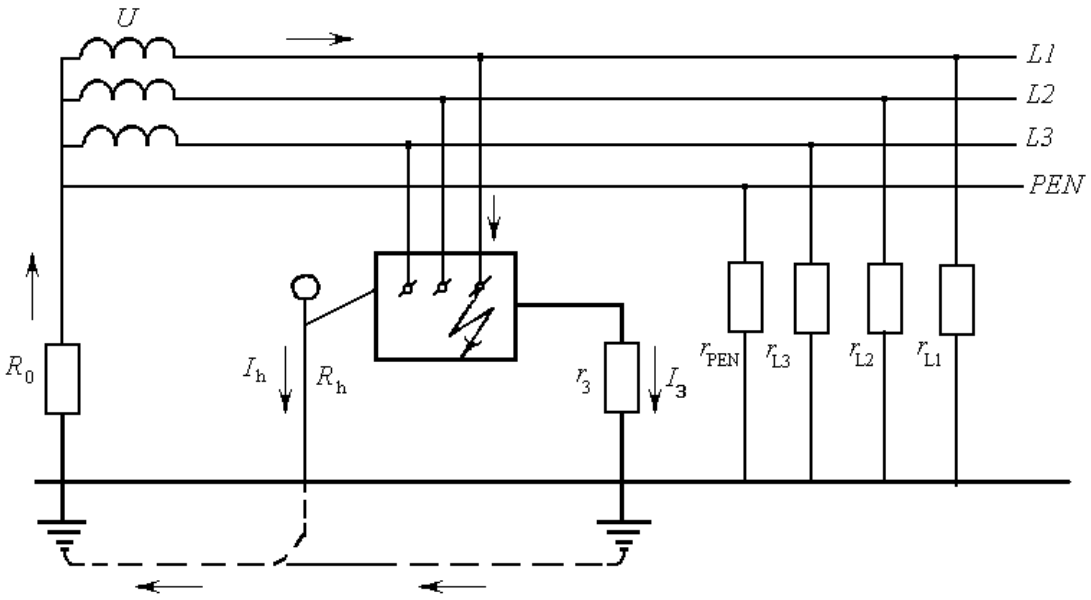


Рис. 4. Прерывистый путь заземления

Если путь заземления нарушен или прерывист (рис. 4), ток повреждения может проходить через тело человека, вызывая электрические ожоги или даже смерть [5]. Избежать опасностей можно следующим образом [13]:

– заземление всех систем электропитания, электрических цепей и электрооборудования;

– обеспечение заземления каждого отдельного электрического оборудования, такого как сварочный аппарат, станок для гибки прутка и т. д. [7].

Удельное сопротивление грунта является наиболее необходимым, определяя конструкцию системы заземления для новых установок, отвечающих требованиям сопротивления заземления. Необходимо найти место с минимально возможным сопротивлением. Если состояние почвы плохое, его можно преодолеть с помощью более сложных систем заземления [8].

Измеритель удельного сопротивления почвы (Fluke 1625) генерирует известный ток через два внешних заземляющих стержня, и падение напряжения измеряется между двумя внутренними заземляющими стержнями. Используя закон Ома ($U = IR$), тестер Fluke автоматически рассчитывает сопротивление грунта (рис. 5) [9].

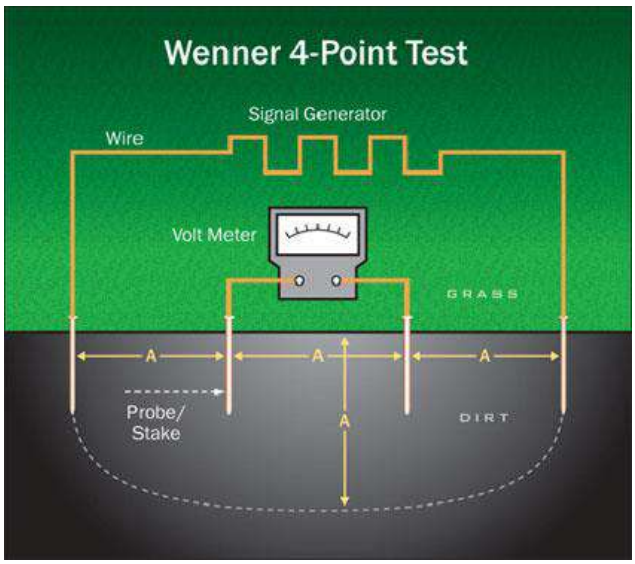


Рис. 5. 4-точечный тест Веннера

Чтобы проверить удельное сопротивление грунта, заземляющий тестер может быть подключен, как показано на рис. 6.

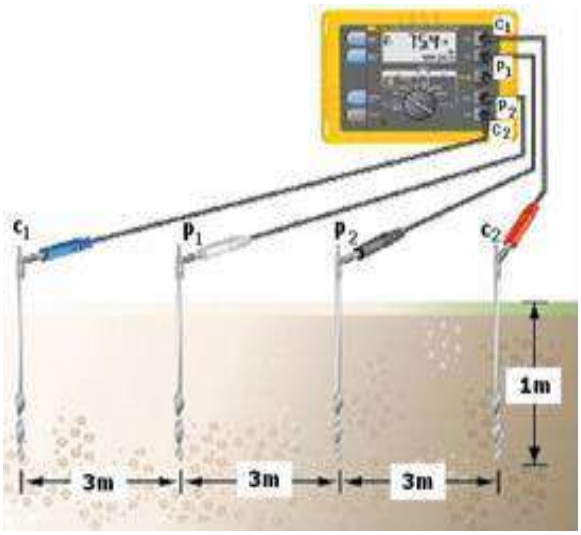


Рис. 6. Схема измерения удельного сопротивления почвы по метру

Можно отметить, что четыре заземляющих зонда/колья расположены в почве по прямой линии, равноудаленной друг от друга [10]. Расстояние между кольями заземления должно быть как минимум в три раза больше глубины шипов. Таким образом, если глубина каждого наземного кола составляет 1 м, расстояние между шипами превышает 3 м. Fluke 1625 генерирует известный ток через два внешних заземляющих стержня C1 и C2, и падение напряжения измеряется между двумя внутренними шипами P1 и P2 заземления. Используя закон Ома ($U = IR$), тестер Fluke автоматически рассчитывает сопротивление грунта [11].

Поскольку результаты измерений часто искажаются и аннулируются подземными обломками металла, подземными водоносными горизонтами и т.д., всегда рекомендуется проводить дополнительные измерения, когда ось кола повернута на 90 градусов. Изменяя глубину и расстояние несколько раз, можно создать профиль, который позволит определить подходящую систему сопротивления грунта [4].

Источники

1. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф. Криминализация экономики как угроза финансовой безопасности // Проблемы и перспективы экономических отношений предприятий авиационного кластера: сб. науч. тр. III Всерос. науч. конф. Ульяновск, 2019. С. 101–104.
2. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф. Способы снижения дебиторской задолженности с целью укрепления финансовой безопасности предприятия. С. 105–109.
3. Аль-Дарабсе А.М.Ф. Улучшение отслеживания багажа, безопасности обслуживания клиентов с помощью RFID авиационной отрасли // Проблемы технического сервиса в АПК: сб. тр. II студ. Всерос. науч.-практ. конф. Самара, 2019. С. 15–20.
4. Аль-Дарабсе А.М.Ф., Вольсков Д.Г. Авиационная промышленность – смягчения последствий изменения посредством технологии и политики. С. 21–28.
5. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф. Цели и принципы оценки объектов бухгалтерского учета // Проблемы и перспективы экономических отношений предприятий авиационного кластера: сб. науч. тр. III Всерос. науч. конф. Ульяновск, 2019. С. 28–31.
6. Аль-Дарабсе А.М.Ф., Маркова Е.В. Анализ авиационной безопасности: проблемы, вызовы, возможности // Проблемы технического сервиса в АПК: сб. тр. II студ. Всерос. науч.-практ. конф. Самара, 2019. С. 28–35.

7. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф., Денисова Т.В. Совершенствование системы управления запасами в ПАО «МРСК Юга» за счет создания и развития консигнационных складов, обслуживающих электрические сети // Проблемы и перспективы экономических отношений предприятий авиационного кластера: сб. науч. тр. III Всерос. науч. конф. Ульяновск, 2019. С. 58–61.

8. Аль-Дарабсе А.М.Ф. Последствия инфляции и способы их устранения // Экономическая наука и хозяйственная практика: современные вызовы и возможности кооперации теоретико-методологических и прикладных исследований: матер. Междунар. науч.-практ. конф. ИСЭИ УФИЦ РАН, НИЦ ПНК. Самара, 2018. С. 13–16.

9. Аль-Дарабсе А.М.Ф. Исследование экономических систем в авиастроении на основе методологии функционально-стоимостной инженерии // Молодежь и наука XXI века: матер. Междунар. науч. конф. Ульяновск, 2018. Т. 1. С. 470–472.

10. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф., Соколова О.Ф. Проблемы сертификации персонала предприятий авиационно-космического комплекса и организаций самарской области в условиях рынка // Известия Самарского НЦ РАН. 2018. Т. 20, № 4-3. С. 504–508.

11. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф. Модернизация «аэрокосмического образования» в высших учебных заведениях // Проблемы и перспективы экономических отношений предприятий авиационного кластера: сб. науч. тр. Всерос. науч. конф. Ульяновск, 2017. С. 20–22.

12. Аль-Дарабсе А.М.Ф., Тиняков И.А., Маркова Е.В. Системы авиационного оборудования // Вызовы времени и ведущие мировые научные центры: сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф. Уфа, 2018. С. 33–36.

13. Аль-Дарабсе А.М.Ф., Маркова Е.В. Что эффективнее на сегодняшний день альтернативные или традиционные источники энергии? // Наукоемкие технологии и интеллектуальные системы: сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф. Оренбург, 2018. С. 4–6.

14. Аль-Дарабсе А.М.Ф. Основное программирование PLC // В сб.: Научное сообщество студентов. Междисциплинарные исследования: эл. сб. статей по матер. XLI студ. Междунар. науч.-практ. конф. Новосибирск, 2018. С. 467–473.

15. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф., Нуретдинов И.Г. Направления интенсификации процесса изготовления тонкостенных профилей и повышение качества летательных аппаратов // Известия Самарского НЦ РАН. 2018. Т. 20, № 4-3. С. 445–450.

УДК 004.4 242

ПРОГНОЗНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ С ПОМОЩЬЮ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕРМОГРАФИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОДХОДА МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

А.М.Ф. Аль-Дарабсе[1], Е.В. Маркова[2], В.В. Миллер[3]
ФГБОУ ВО «УлГТУ ИАТУ», г. Ульяновск
[1]amersamarah4@gmail.com, [2]morozova319@yandex.ru, [3]dreinor731@yandex.ru

Множество причин, в частности проблемы с контактами, нерегулярные нагрузки, трещины в изоляции, дефектные реле, клеммные соединения и другие подобные проблемы, повышают внутреннюю температуру электрических инструментов. Это приводит к неожиданным помехам и потенциальному повреждению силового оборудования. Следовательно, первоначальные меры по предотвращению тепловых аномалий в электроинструментах необходимы для предотвращения выхода из строя силового оборудования. В этой статье мы рассмотрим этот первоначальный механизм предотвращения для подстанций с использованием компьютерного зрения, используя инфракрасные тепловые изображения. Тепловизионные изображения снимаются инфракрасными камерами, не нарушая работу силовых подстанций. Таким образом, данная статья дополняет неразрушающий подход к анализу дефектов в электроэнергетическом оборудовании с использованием компьютерного зрения и машинного обучения. В общей сложности мы используем 150 тепловых изображений различного электрооборудования на 10 различных подстанциях в рабочих условиях, используя 300 различных горячих точек. Наш подход использует многослойный персептрон (MLP) для классификации тепловых условий компонентов силовых подстанций на «дефектный» и «бездефектный» классы. В общей сложности одиннадцать признаков, которые являются статистическими признаками первого и второго порядка, рассчитываются на основе изображений тепловых образцов. Показатели MLP показывают начальную точность 79,78 %. Мы также дополняем MLP срезом графика, чтобы повысить точность до 84 %. Мы утверждаем, что с успешной разработкой и развертыванием этой новой системы технологический отдел Чунцина может организовать рекомендуемые действия и тем самым сэкономить на ремонте и отключениях. Это может сыграть важную роль в быстрой и надежной проверке, потенциально предотвращая выход из строя оборудования подстанции, что спасет всю систему от поломок. Повышенная точность на 84 % при интеграции графа разреза показывает эффективность предложенного подхода к анализу дефектов.

Ключевые слова: ANN, обслуживание подстанции, инфракрасная термография, выявление дефектов, тепловые изображения.

Тепловая энергия играет важную роль в электрооборудовании подстанций для диагностики неисправностей на ранних стадиях, что повышает эксплуатационную надежность срока службы энергосистемы. Все электрические объекты с температурой выше нуля испускают инфракрасное

излучение, которое повышает внутреннюю температуру электрооборудования на подстанции. Ток, проходящий через электрическое оборудование на подстанции, вызывает нагрев электрических устройств, таких как реле, конденсаторы и трансформаторы. Человеческий глаз не может визуализировать тепловую энергию, потому что инфракрасная энергия излучается в виде тепловой энергии в объектах. Тепловые изображения поверхности объекта возможны только с помощью инфракрасной термографии, в которой невидимая тепловая энергия преобразуется в визуальную тепловую энергию, которая показывает тепловую картину объекта. Цвет объекта на тепловом изображении изменяется в зависимости от температуры поверхности объекта. В результате увеличение сопротивления определяет увеличение тепловой характеристики электрического оборудования. С течением времени электрические компоненты также начинают обесцениваться из-за различных причин, таких как плохие материалы, грязные соединения, перегрузка, несбалансированная нагрузка, изоляция, коррозия и неисправности проводки [1]. Поэтому электрическое оборудование на силовых подстанциях, такое как разрядники, воздушные выключатели, понижающие трансформаторы, распределительные устройства, выключатели и предохранители, автоматические выключатели и т. д., выходит из строя, когда внутренняя температура электрического оборудования поднимается до критического уровня. Помимо выше названных причин, основные аномалии также возникают из-за следующих причин: несбалансированный ток, незначительные трещины в изоляторах, проблемы с контактами, а также повышение и понижение уровней напряжения и другие подобные проблемы. В этой работе мы делаем акцент на обнаружении этого повышения температуры, что позволит устранить поломку еще до того, как она произойдет [1].

Таким образом, в статье описан подход компьютерного зрения и машинного обучения с использованием инфракрасных тепловых изображений для неразрушающего контроляи обнаружения проблем на ранних стадиях поломки оборудования подстанций [7]. Мы применяем в общей сложности 150 тепловых изображений различного электрооборудования на 10 различных подстанциях в рабочих условиях, используя 300 различных точек доступа и в общей сложности одиннадцать функций. Эти признаки являются статистическими признаками первого и второго порядка. Для классификации теплового состояния компонентов силовых подстанций по классам «дефектный» и «бездефектный», мы используем многослойный персептрон (MLP), достигая точности 79,78 %. Для повышения

точности до 84 % мы используем сокращение графика. Используя и расширяя график сокращения для повышения производительности, мы утверждаем, что успешная разработка и внедрение нашего подхода может сыграть важную роль в быстрой и надежной проверке с целью предотвращения отказа оборудования силовой подстанции и экономии экспоненциальных затрат. Точность 84 % показывает эффективность предложенного подхода к анализу дефектов [3].

Тепло, вырабатываемое в электрических компонентах, может быть измерено инфракрасной термографией (IRT). IRT фиксирует тепловой профиль различных электрических компонентов с помощью инфракрасной камеры. Тепловой профиль содержит тепловое изображение и значения температурной шкалы оборудования [1]. Цвета разных температур представляют разные температурные области в электрических устройствах [5]. С помощью теплового профиля тепловые изображения могут быть проанализированы термографами, которые классифицируют состояние дефектных деталей по степени срочности технического обслуживания электрооборудования. Наконец, заинтересованные отделы могут осмотреть горячий компонент, чиня оборудование в соответствии с приоритетной задачей [7].

За прошедшие годы термография стала важным методом предотвращения и прогнозирования поверхностных дефектов различных материалов в результате ее ненавязчивой, безопасной и недорогой установки. Таким образом, многие исследования показали, что термография выполняет множество приложений и является полезным методом для оперативной работы электрооборудования [2].

По мере разрушения электрического устройства его сопротивление возрастает, и, таким образом, оно производит больше тепла. Тепловая энергия, вырабатываемая электрическим компонентом, пропорциональна квадрату тока и его сопротивлению (потери I2R) [3]. Увеличение тепла может привести к выходу из строя электрического компонента и вызвать возгорание оборудования. Используя термографию для исследования электрооборудования в пиковых условиях работы, поврежденная часть оборудования может быть классифицирована и идентифицирована по уровню серьезности [4].

Согласно историческим данным авторов [6], эффективное использование профилактического и профилактического обслуживания электрооборудования снижает затраты с 50 до 33 %, что игнорируется большинством

производственных предприятий в мире. Согласно разным точкам зрения, преимущества прогностического и профилактического обслуживаний заключаются в следующем:

– уменьшает незапланированное отключение и расходы на управление инструментами;

– увеличивает подходящее использование рабочей силы, объем выпуска продукции и срок службы устройств.

Уход за электрическими устройствами, основанный на онлайн-мониторинге рабочего состояния в реальном времени путем частого сбора данных об эффективности различного электрооборудования, распределении тепла между устройствами и других факторах, зависящих от статистических данных, относится к прогнозному обслуживанию электрического оборудования. Поэтому программа планирует все действия по техническому обслуживанию на основе точных данных, и в случае важной аномалии это устраняется до отказа всей системы [4]. Обнаружение неисправностей на ранних стадиях электрооборудования может предотвратить их до возникновения серьезных нарушений, и, таким образом, значительно сокращает время простоя, затраты на обслуживание устройств и увеличивает время работы устройств [3].

Профилактическое обслуживание электрооборудования. Мониторинг электрических компонентов на силовых подстанциях, в соответствии с историческими данными о работоспособности, данными о предыдущих отказах компонентов и работе компонентов среднего времени до отказа (MTTF), называется профилактическим обслуживанием электрических компонентов [7]. Профилактическое обслуживание техники электрических компонентов требует действий по модернизации и ремонту компонентов. Предположим, что электрический компонент на силовой подстанции, как правило, работает в течение почти 10 месяцев, прежде чем его нужно немного починить. Используя профилактический подход, электрический компонент удаляется с площадки и восстанавливается после десяти месяцев работы. Из этого примеравидно, что график крепления электрического компонента уже определен и определяется персоналом мониторинга. Если по прошествии девяти месяцев не будет никакого необходимого ремонта, то это пустая трата времени, денег, материалов и труда. Этот подход является случайным решением, которое не поддерживается никакими точными данными [5].

Модель идентификации дефектов искусственного интеллекта для подстанций. Предлагаемый подход: анализ тепловых изображений и дельта температурных критериев. Для нашего подхода мы используем инфракрасную тепловую цифровую камеру производства FLIR T630 для снятия термограмм электрооборудования 10 электрических подстанций в Чунцине, Китай. Стандартные измерения температуры инфракрасной камеры находятся в диапазоне от −40 до +150 °C и от +100 до +650 °C. Тепловые изображения содержат массив фокальной плоскости; неохлаждаемый микроболометр детекторного типа имеет шаг 17 мкм, работающий в спектральной полосе 7,5–14 мкм. ИК разрешение T630 составляет 640×480 пикселей с температурной чувствительностью, эквивалентной шумовой разнице температур (NETD) < 40 мК при + 30 °C (+ 86 °F). Для получения тепловых изображений направление объектива тепловой камеры было сохранено прямо на требуемом электрическом компоненте. Это необходимо для получения правильного теплового измерения оборудования. Расстояние между необходимым компонентом и инфракрасной камерой находилось в диапазоне от 5 до 8 м. Коэффициент излучения был установлен на 0,95, как это было предложено для термографии электрооборудования [2]. Температура вокруг устройств составляла приблизительно от 2 до 6 °C во время проверки на подстанции зимой в Чунцине, Китай. Мы собрали в общей сложности 150 тепловых изображений различного электрооборудования на 10 различных подстанциях в рабочих условиях с использованием 300 различных точек доступа [1].

В зависимости от рабочей температуры электрического компонента, тепловые состояния компонентов были в основном вручную разделены на две группы в зависимости от уровня значимости от 1 до 3 с использованием условий ΔT. Кроме того, эти три группы разделены на две группы, которые являются «дефектными» и «не дефектными».

Анализ дефектов на основе MLP. Для экспериментального анализа мы используем MLP от MATLAB, R2012a и WEKA. WEKA используется для проверки соответствия результатов. При оценке производительности нейронной сети MLP для распознавания термического повреждения электрооборудования подстанции (то есть классов без дефектов и с дефектами) температура вокруг устройств составляла приблизительно от 2 до 6 градусов Цельсия во время проверки на подстанции зимой в Чунцин, Китай. Мы собрали в общей сложности 150 тепловых изображений различного

электрооборудования на 10 различных подстанциях в рабочих условиях с 300 различными точками доступа; 300 образцов тепловых изображений разделены на наборы данных тестирования и обучения. Для упорядочения тестового набора данных и обучающего набора данных в этом эксперименте используется метод пятикратной перекрестной проверки [6]. Так как выборок данных сравнительно меньше, поэтому мы использовали пятикратную перекрестную проверку, а не десятикратную перекрестную проверку. Кроме того, мы считаем, что пятикратная перекрестная проверка даст больше шансов охватить все обучающие образцы и создать надежную модель. В методе пятикратной перекрестной проверки весь набор данных делится на пять крат. На каждой итерации для обучения MLP используются четырехкратные данные. Для тестирования отбираются однократные данные. На последнем этапе среднее значение всех пяти кратных значений рассчитывается как производительность MLP [2]. Многослойная сеть персептронов обучается путем изменения слоев скрытых узлов с 1 на 20, эпохи установлены на 330, и в качестве скорости обучения выбрано 0,005. Для оценки производительности мы используем точность, чувствительность и специфичность [1]. Мы используем эти параметры, поскольку они являются стандартными для задач, аналогичных нашим, и обеспечивают хорошее представление о производительности для автономных задач на основе машинного обучения. Эти параметры определены следующим образом:

$$\text{Точность} = \frac{D + ND}{\text{количество общих данных}} 100; \quad (1)$$

$$\text{Чувствительность} = \frac{D}{D + l} 100; \quad (2)$$

$$\text{Специфичность} = \frac{ND}{ND + m} 100. \quad (3)$$

Здесь D – общее количество «дефектных» состояний, правильно классифицированных; ND – общее количество «недефектных» состояний, правильно классифицированных; l – общее количество «дефектных» состояний, классифицированных как «не дефектные» состояния; m – общее количество «не дефектных» состояний, классифицированных как «дефектные» состояния [7].

В будущем мы планируем повысить производительность анализа дефектов с помощью неразрушающего подхода как минимум до 90 %. Мы также планируем глубоко эту область, поскольку она обеспечивает точную модель и улучшение производительности. Одной из проблем является количество доступных изображений, и мы надеемся увеличить количество изображений, посещая и анализируя другие подстанции.

Источники

1. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф. Криминализация экономики как угроза финансовой безопасности // Проблемы и перспективы экономических отношений предприятий авиационного кластера: сб. науч. тр. III Всерос. науч. конф. Ульяновск, 2019. С. 101–104.

2. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф. Способы снижения дебиторской задолженности с целью укрепления финансовой безопасности предприятия. С. 105–109.

3. Аль-Дарабсе А.М.Ф. Улучшение отслеживания багажа, безопасности обслуживания клиентов с помощью RFID авиационной отрасли // Проблемы технического сервиса в АПК: сб. тр. II студ. Всерос. науч.-практ. конф. Самара, 2019. С. 15–20.

4. Аль-Дарабсе А.М.Ф., Вольсков Д.Г. Авиационная промышленность – смягчения последствий изменения посредством технологии и политики. С. 21–28.

5. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф. Цели и принципы оценки объектов бухгалтерского учета // Проблемы и перспективы экономических отношений предприятий авиационного кластера: сб. науч. тр. III Всерос. науч. конф. Ульяновск, 2019. С. 28–31.

6. Аль-Дарабсе А.М.Ф., Маркова Е.В. Анализ авиационной безопасности: проблемы, вызовы, возможности // Проблемы технического сервиса в АПК: сб. тр. II студ. Всерос. науч.-практ. конф. Самара, 2019. С. 28–35.

7. Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф., Денисова Т.В. Совершенствование системы управления запасами в ПАО «МРСК Юга» за счет создания и развития консигнационных складов, обслуживающих электрические сети // Проблемы и перспективы экономических отношений предприятий авиационного кластера: сб. науч. тр. III Всерос. науч. конф. Ульяновск, 2019. С. 58–61.

УДК 621.314

ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ УПРАВЛЯЕМОГО АКТИВНОГО ФИЛЬТРА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПОДАВЛЕНИЯ ТОРСИОННЫХ КОЛЕБАНИЙ В СИСТЕМАХ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Д.Н. Белкова
ФГБОУ ВО «НГТУ», г. Новосибирск
belkova34diana@gmail.com

В работе анализируются причины возникновения крутильных колебаний в автономных энергосистемах распределенной генерации и текущее состояние исследований этих явлений, определяются возможные пути их подавления и основные этапы исследования. На основе разработанной упрощенной модели автономного энергорайона была создана предполагаемая структура активного фильтра субгармоник тока, предназначенного для подавления субсинхронных колебаний.

Ключевые слова: субсинхронные колебания, автономный режим работы электростанции, активный фильтр субгармоник тока.

В России и в мире наблюдается ежегодный рост появления объектов распределенной генерации (РГ). В большинстве случаев такое развитие РГ обусловлено исключительно экономическими аспектами. На некоторых нефтегазовых месторождениях, электроснабжение которых осуществляется от автономных электростанций, работающих на попутном нефтяном газе, наблюдались отключения генераторов по причине возникновения повышенной виброактивности газотурбинных установок (ГТУ). Эти отключения представляют собой аварийные события, приводящие к серьезным экономическим и технологическим потерям.

Целью работы является разработка оптимального решения для подавления субсинхронного резонанса в автономного электроэнергетической системе, обеспечивающей бесперебойную и надежную работу электростанции.

В работах [1–3] подчеркивается, что одним из проблемных вопросов обеспечения надежного электроснабжения потребителей является отключение генераторных установок защитой от повышения вибрации из-за возникновения крутильных (торсионных) субсинхронных колебаний при сбросе нагрузки мощными электродвигателями с частотным управлением (ЧРП) с тиристорными частотно-регулируемыми приводами при автономном режиме работы электростанции.

Данные, полученные в ходе текущего мониторинга технологических нарушений на месторождении, а также материалы ограниченных натурных экспериментов, проведенных с участием специалистов кафедры ЭАПУ НГТУ, показывают, что причиной виброактивности является взаимный резонанс элементов ГТУ и нелинейных нагрузок сети, основная часть которых – мощные ЧРП. Результат взаимодействия ГТУ и нагрузок может быть наглядно продемонстрирован осциллограммами активной составляющей тока нагрузки с наличием субгармоники с частотой около 12 Гц (рис. 1).

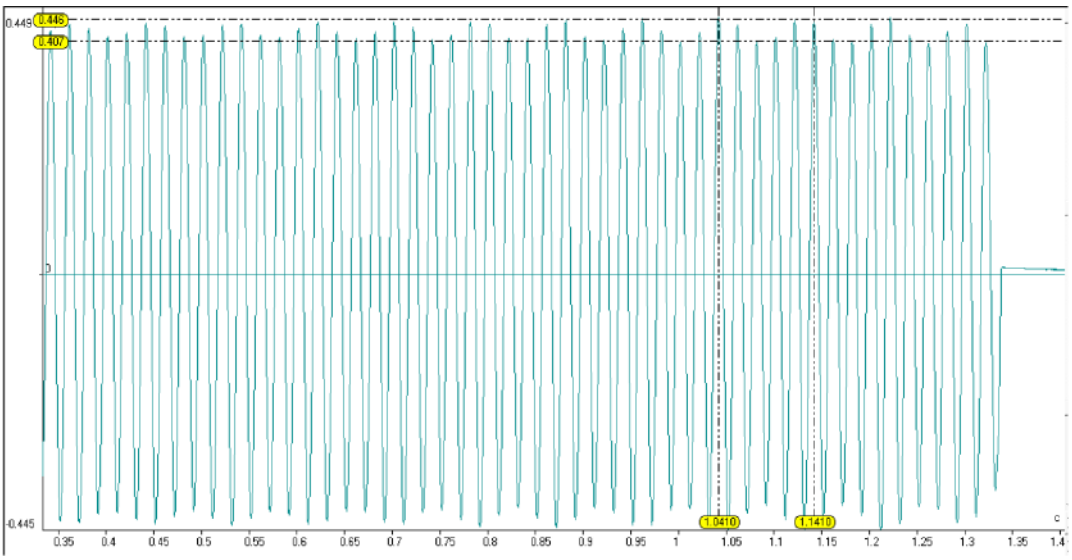


Рис. 1. Осциллограмма тока нагрузки с наличием низкочастотной гармоники с частотой около 12 Гц

Анализ публикаций, касающихся крутильных субсинхронных колебаний (ССК), показывает, что системные научные исследования причин возникновения ССК не проводились [4, 5]. Широко известные активные фильтры высших гармоник напряжения имеют другое назначение и систему управления [6]. Большинство работ рассматривает конкретные случаи и сфокусированы на устранении ССК воздействием на параметры ЧРП. Это оказывается возможным в некоторых конкретных случаях, например, при небольшом количестве ЧРП и допустимости вмешательстве в их конструкцию и параметры [7, 8].

При большом количестве мощных ЧРП и невозможности вмешательства в них единственной альтернативой оказывается применение специальных устройств – активных фильтров субгармоник тока (АФСТ).

Принципиальные этапы исследования основных свойств резонансных процессов и синтеза структуры и определения оптимальных параметров устройств, устраняющих вредную виброактивность ГТУ, представлены в работе [9].

Для расширения возможности использования существующих аналитических методов анализа и синтеза систем автоматического управления необходима разработка упрощенного математического описания ГТУ, которое отражало бы свойства энергосистемы, существенные для возникновения и развития ССК.

На рис. 2 представлена принятая в дальнейшем за основу обобщенная электромеханическая схема автономной энергосистемы с одновальной ГТУ.

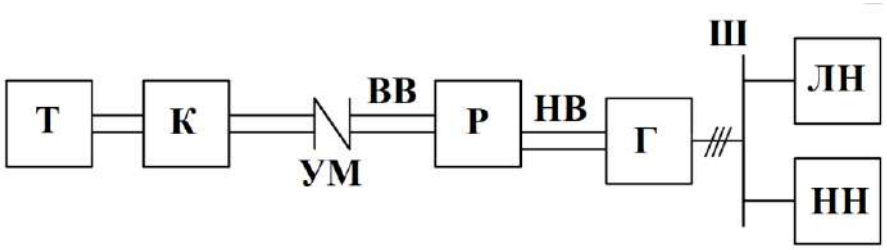


Рис. 2. Обобщенная электромеханическая схема автономной энергосистемы с одновальной ГТУ: Т – газовая турбина; К – компрессор; УМ – упругая муфта; ВВ и НВ – высокоскоростной и низкоскоростной валы редуктора, соответственно; Р – редуктор; Г – синхронный генератор; Ш – сборные шины электростанции; ЛН и НЛ – линейные и нелинейные нагрузки электростанции, соответственно

Приняв при математическом описании допущения и упрощения, крутильная многомассовая система сведена к двухмассовой, содержащей в своём составе упругую муфту (УМ), соединяющую валы газовой турбины и синхронного генератора [10–12]. УМ является тем элементом, который превращает ГТУ в резонирующий объект. Для анализа системы использовались уравнения колебательного характера в механизмах с УМ.

Для подтверждения адекватности предлагаемой системы уравнений проведено ее исследование с помощью пакета моделирующих программ MATLAB Simulink и сравнение полученных результатов с имеющимися в распоряжении автора осциллограммами реальных процессов возникновения и развития субсинхронных колебаний, зафиксированных в процессе мониторинга работы ГТУ на одном из нефтяных месторождений России [13].

Основной целью работы является создание АФСТ, т.е. устройства, предназначенного для демпфирования субсинхронного резонанса в автономной электроэнергетической системе.

Функциональная схема силовой части предлагаемого технического решения для подавления субгармонических колебаний тока в сети, и соответственно в обмотке статора генератора, основана построении смешанного фильтро-компенсирующего устройства (ФКУ) [14].

Упрощенная линейная модель автономной энергосистемы позволяет исследовать процессы возникновения и развития крутильных колебаний ГТУ без потери основных свойств системы, касающихся резонанса ГТУ при возмущающих воздействиях со стороны нелинейных нагрузок и «провокации» в виде существенного сброса части линейной нагрузки, что, в свою очередь, позволяет использование аналитических методов анализа и синтеза устройств, способных эффективно предотвращать возникновение и развитие резонансных явлений в энергосистеме.

Источники

1. Comparison between electrical drives in LNG plant for subsynchronous torsional interactions / Hiroyuki Masuda [et al.]. URL: https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2018/12/Mach-1-Toshiyuki-LNG17-Poster.pdf (дата обращения: 06.07.2019).

2. Investigation of SSTI on LNG power plants / Piergiovanni La Seta [et al.] // Proc. 16th International Conference & Exhibition On Liquefied Natural Gas (LNG16). 2010.

3. Илюшин П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению // ЭнергоЭксперт. 2015. № 1. С. 58–62.

4. Крутильные колебания на ГТУ и возможность распада изолированной энергосистемы / Е.С. Трунин [и др.] // Электрические станции. 2017. № 1. С. 20–24.

5. Беляев А.Н., Смоловик С.В. Подавление слабодемпфированных крутильных колебаний в автономных энергосистемах // Электрические станции. 2017. № 12. С. 26–33.

6. Пронин М. Активные фильтры высших гармоник. Направления развития // Новости Электротехники. 2006. № 2 (38). С. 11–16.

7. Torsional Oscillations Mitigation via Novel Fuzzy Control Based Braking Resistor Model / M. Fayez Ahmed [et al.] // International Electrical Engineering Journal (IEEJ). 2016. Vol. 7. № 3. Pp. 2173–2181.

8. Методы выявления колебаний параметров электрического режима энергосистемы и их применение для задач управления энергосистемой / А.В. Жуков [и др.] // Энергетик. 2018. № 12. С. 3–9.

9. Белкова Д.Н., Кавешников В.М. Проблема подавления торсионных колебаний в системах распределенной генерации электроэнергии // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр. Новосибирск, 2018. Ч. 5. С. 146–149.

10. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем: монография. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. Кн. 1. 369 с.

11. Левитский Н.И. Теория механизмов и машин: учеб. пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Наука, 1990. 592 с.

12. Иванов М.Н., Финогенов В.А. Детали машин: учебник для машиностроительных специальностей вузов. 12-е изд. испр. М.: Высшая школа, 2008. 408 с.

13. Белкова Д.Н. Упрощенная математическая модель возникновения и развития торсионных колебаний в системах распределенной генерации // Молодежь, инновации, технологии: сб. науч. трудов междунар. науч.-техн. конф. / под ред. Е.Г. Гуровой, С.В. Макарова. Новосибирск, 2019. С. 110–112.

14. Morris Brenna, Roberto Faranda, Enrico Tironi. A New Proposal for Power Quality and Custom Power Improvement: OPEN UPQC // IEEE Transactions on Power Delivery. 2009. Vol. 24, Is. 4. Pp. 2107–2116.

УДК 621.313:62-83

ВЫБОР СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ПРИВОДА

А.Р. Белькевич[1], В.А. Татаринцев[2]
[1]ФГБОУ ВО «БГАУ», [2]ФГБОУ ВО «БГТУ», г. Брянск
[1]carter2432@yandex.ru, [2]v_a_t52@mail.ru

Рассмотрена задача оценки риска при эксплуатации электромеханического привода. Предложена методика выбора системы технической диагностики элементов электромеханического привода по экономическим критериям. Представлен пример оценки экономически целесообразного периода проведения технического обслуживания для привода тягодутьевых механизмов.

Ключевые слова: оценка риска, диагностика, электромеханический привод, техническое обслуживание.

Надёжность является наиболее важным технико-экономическим показателем качества работы технических систем. Она зависит от их конструктивных особенностей, режимов и условий эксплуатации. Для электроприводов как электромеханических систем представляются актуальными диагностика, техническое обслуживание и повышение их надёжности на различных стадиях жизненного цикла.

Одним из способов обеспечения надёжности наземных технологических систем являются регулярный мониторинг их технического состояния в процессе эксплуатация и проведение превентивных ремонтов. Частота и объёмы диагностических обследований определяются, в том числе, из условия экономической целесообразности, поскольку затраты на техническую диагностику и превентивный ремонт должны быть меньше ожидаемого ущерба от внезапного отказа машины.

Существует два подхода к обоснованию необходимого уровня надёжности машины [1, 2]. Первый подход основан на минимизации суммарных приведённых затрат. Допустим, при проектировании имеем возможность менять в заданных пределах набор из n конструктивных параметров, определяющих надёжность конструкции P, а также можно вывести зависимость стоимости изделия $C_{\text{и}}$ от этих параметров x_i. Тогда оптимизационная задача имеет следующий вид: затраты стремятся к минимуму, а надёжность постоянна и не опускается ниже минимально допускаемого нормативного значения надёжности [1]:

$$C_{\text{и}}(x_1, x_2,\ldots, x_n) \rightarrow \min;\ P(x_1, x_2,\ldots, x_n) \geq [P],$$

где $[P]$ – минимально допускаемое нормативное значение надёжности.

Второй подход основан на имитационном моделировании испытаний на надёжность элементов машин [2]. Варьирование интервала между диагностическими осмотрами позволяет количественно оценить степень его влияния на характеристики безотказности, в частности, на параметр потока отказов.

Цель исследования – разработка методики оценки риска эксплуатации и оптимизации надёжности элементов электромеханического привода тягодутьевых машин, основанной на минимизации целевой функции – суммы приведённых затрат на изготовление, ремонт и устранение ущерба от отказов.

Пусть имеется некоторое количество неблагоприятных событий в электромеханическом приводе за определённый период времени, а также присутствует несколько опасностей, выявленных как в результате расследования неблагоприятных событий, так и в результате анализа данных из иных источников: инспектирование, контроль качества технического обслуживания и пр.

Основываясь на данных о неблагоприятных событиях и выявленных опасностях, необходимо построить математическую модель, которая позволит определять вероятности возникновения различных неблагоприятных

событий по всем опасностям, уровень риска для каждой из выявленных опасностей, наиболее вероятные последствия проявления заданной опасности. Подобная модель должна учитывать различные группы опасностей (отказы/неисправности электромеханического привода, воздействие окружающей среды, ошибки/нарушения инженерно-технического персонала и т.д.). Дополнительно модель должна учитывать несколько возможных состояний её элементов, что необходимо для более корректного соответствия модели реальному объекту.

Риск неблагоприятных событий определён как предполагаемая вероятность и серьёзность последствий или результатов опасности. Математической интерпретацией этого подхода является определение риска Каплана–Гаррика первого уровня, в рамках которого предлагается рассмотреть набор результатов или «сценариев» реализации возможных неблагоприятных событий (проявлений опасности). В работе [3] применено понятие тройки Каплана–Гаррика в виде:

$$\langle s_i , p_i , x_i \rangle,$$

где s_i – идентифицированный сценарий развития неблагоприятного события (реализации опасности); p_i – вероятность реализации данного сценария; x_i – последствия реализации сценария или мера по оценке серьёзности последствия реализации сценария; $i = \overline{1,N}$.

На основе тройки $\langle s_i , p_i , x_i \rangle$ риск R первого уровня определяется как набор троек:

$$\{\langle s_i , p_i , x_i \rangle\}. \quad (1)$$

Исходя из (1), опасность можно определить как набор пар $H = \{\langle s_i , x_i \rangle\}$, то есть одной опасности соответствует несколько возможных сценариев её развития s_i и последствий x_i.

Существующие методы и математические модели, используемые для оценки риска неблагоприятных событий в электромеханическом приводе, условно можно разделить на следующие группы:

1) модели риска ошибок при проектировании и строительстве электромеханического привода тягодутьевых механизмов;

2) модели риска ответственности перед третьими лицами, эксплуатирующими электромеханический привод;

3) модели ошибок персонала;

4) причинно-следственные или каузальные модели.

Традиционный подход к количественной оценке ошибочных действий персонала основывается на оценке вероятности ошибки, значение которой изменяется в зависимости от различных условий и обстоятельств. Для того, чтобы отразить изменение значения вероятности ошибочных действий персонала для обобщённых типов задач под влиянием возможных условий или обстоятельств, применяются влияющие на поведение факторы. Применение такого подхода, как правило, требует проводить анализ задач в сочетании с методами «анализа дерева неисправностей» и «анализа дерева событий» для определения того, в каких ситуациях возникновение ошибочных действий персонала является наиболее значимым. Помимо этого, модели третьей группы позволяют учитывать влияние только одной обобщённой группы опасностей – «человеческий фактор».

В исследованиях рассматривается возможность использования цепей Маркова для оценки уровня рисков при воздействии неблагоприятных факторов, вероятность которых зависит от времени. Вероятность безопасной работы при воздействии на электромеханический привод тягодутьевого механизма факторов, вероятность проявления которых зависит от продолжительности эксплуатации, может быть проведена на основе представления перехода системы от одного состояния к другому под воздействием неблагоприятных факторов (реализации опасностей) моделью Марковского процесса со счётным множеством состояний и непрерывным временем. Недостатками применения данного метода являются следующие:

– метод основан на предположении о наличии только двух возможных состояний элементов системы (отказ и восстановление), что далеко не всегда позволяет корректно отражать реальные процессы;

– в методе используется предположение, что все рассматриваемые события статистически независимы, т. е. будущее состояния не зависят от прошлых состояний, за исключением непосредственно предшествующего состояния (условие марковости).

Перечисленные недостатки не позволят решить поставленную задачу с использованием цепей Маркова.

Ещё одним методом, отнесённым к группе причинно-следственных (каузальных) моделей риска, является байесовские сети доверия (БСД). Их можно определить как графические структуры для предоставления вероятностных отношений между большим количеством переменных и для осуществления вероятностного вывода на основе этих переменных [4]. Применение БСД позволит избежать недостатка методов, основывающихся на булевой логике.

Согласно [4] БСД представляет собой совокупность ациклического направленного графа G с таблицами условных (совместных) вероятностей в вершинах. БСД определена следующим образом: рассмотрим ациклически направленный граф, в вершинах которого стоят пропозиции из множества $S = \{x_1, ..., x_n\}$, предположим, что к каждой вершине x с предикатами $y_1, y_2, ..., y_k$ приложена таблица условных вероятностей $p(x \mid y_1, y_2, ..., y_k)$ предположим, что если две вершины x и y разделены при введённых свидетельствах E, то $p(x \mid E) = p(x \mid yE)$, тогда такая конструкция называется БСД [3, 4].

Алгоритмы пропагации являются экспоненциальными, так как количество расчётов, которые необходимо произвести для определения соответствующих маргинальных вероятностей, увеличивается в случае увеличения количества вершин в графе БСД и рёбер между ними. Для упрощения решения поставленной задачи можно воспользоваться инструментом моделирования БСД, позволяющим выполнять необходимые расчёты автоматически после изначального определения сети.

Чтобы определить БСД, необходимо задать распределения маргинальных вероятностей (для вершин без предков) и таблицы условных вероятностей (для промежуточных вершин и вершин без потомков). Направленный ациклический граф может быть задан либо с помощью матрицы смежности, либо с помощью матрицы инцидентности. Матрицей смежности графа G с конечным числом вершин n (пронумерованных числами от 1 до n) называется квадратная матрица A размера n, в которой значение элемента равно числу рёбер из i-й вершины графа в j-ю вершину.

Пример матрицы смежности для графа, состоящего из 4 вершин следкющий:

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}.$$

Ациклический направленный граф строится на основании анализа исходных данных о неблагоприятных событиях и выявленных опасностях по следующему принципу:

– исходными вершинами (вершинами, не имеющими предков) являются опасности, выявленные в рамках анализа исходных данных по эксплуатации системы [5, 6];

– промежуточными вершинами, не имеющими потомков, являются последствия, соответствующие данным опасностям;

– одной опасности может соответствовать несколько последствий;

– различные опасности могут приводить к одному и тому же последствию.

Дополнительно необходимо определить количество возможных значений для каждой вершины:

– для вершин, отражающих опасности, таких значений два (опасность либо проявилась, либо не проявилась);

– для вершин, отражающих последствия проявления опасностей, таких значений пять (в соответствии с уровнями серьёзности, определёнными в табл. 1).

Таблица 1

Шкала серьёзности последствий

Серьёзность события	Степень	Описание события
Катастрофическая	A	Катастрофа с человеческими жертвами
Опасная	B	Происшествие (без человеческих жертв)
Значительная	C	Серьёзный инцидент с большим материальным ущербом
Незначительная	D	Инцидент с небольшим материальным ущербом
Ничтожная	E	Событие, подлежащее внутреннему расследованию

Для того, чтобы задать БСД, помимо ациклического направленного графа, необходимо задать распределения маргинальных вероятностей (для вершин без предков) и таблицы условных вероятностей. По результатам апостериорного вывода получены следующие результаты для опасности «Ошибки персонала» (табл. 2).

Таблица 2

Результаты моделирования для опасности «Ошибки персонала»

Серьёзность события	Вывод для вершины «Происшествие» при возникновении опасности «Ошибки персонала»		
	Вероятность	Уровень риска	Категория значимости риска
Катастрофическая	0	1E	Приемлемый риск
Опасная	0	1E	Приемлемый риск
Значительная	0,0575	4C	Недопустимый риск

Окончание табл. 2

Серьёзность события	Вывод для вершины «Нарушение правил» при возникновении опасности «Ошибки персонала»		
	Вероятность	Уровень риска	Категория значимости риска
Катастрофическая	0	1E	Приемлемый риск
Опасная	0,0282	4B	Неприемлемый риск
Значительная	0,2843	5C	Неприемлемый риск

Предложенная модель риска на основе БСД, состоящая из графа, распределений маргинальных вероятностей и таблиц условных вероятностей, позволяет показать соответствие данной модели определению риска:

– сценариями развития для каждой опасности являются цепи, соединяющие вершины, соответствующие опасностям, с вершинами, соответствующими последствиям;

– последствия реализации сценариев – уровни серьёзности, соответствующие последствиям;

– вероятностями реализации сценария являются вероятности.

По данным, приведённым в табл. 2, можно сделать вывод о том, что наибольшему уровню риска для опасности «Ошибки персонала» соответствует уровень риска 5D и категория значимости риска «Недопустимый риск». Наиболее вероятными последствиями проявления опасности «Ошибка персонала» являются возникновения событий, подлежащих внутреннему расследованию.

Построена математическая модель оптимизации надёжности, отражающая возможные виды отказов, стадии изготовления и эксплуатации машины, систему технического обслуживания и ремонтов, последствия различных отказов в виде:

$$З = C_{\text{и}} + C_{\text{р}} \sum_{i=1}^{k} \left(Q_{\text{тп}\,i} + Q_{\text{ту}\,i} \right) \alpha^{-it_{\text{р}}} + C_{\text{у}} \sum_{i=1}^{k} \left(Q_i \right) \alpha^{-it_{\text{р}}} .$$

Здесь З – приведённые суммарные затраты; $C_{\text{и}}$ – стоимость изготовления; $C_{\text{р}} = P_1C_1 + P_2C_2$, C_1 и C_2 – средняя стоимость соответственно планового и непланового ремонта, P_1 и P_2 – вероятность обнаружения отказов в плановом ремонте и при осмотре, соответственно; i – порядковый

номер межремонтного периода; $t_р$ – межремонтный период; Q_i – соответственно вероятность появления в i-й период времени отказов; α – коэффициент приведения разновременных затрат; $C_у = C_и + U$ – Л, U – затраты на устранение ущерба; Л – ликвидационная стоимость механизма.

Поставленная задача может быть упрощена. С экономической точки зрения рациональным является такое количество проводимых диагностических мероприятий, при котором сумма затрат на обеспечение эксплуатационной надёжности [P] и ожидаемого ущерба U, минимальная [1]:

$$(1 - [P])\cdot U + n\cdot C_р \rightarrow \min ,$$

где [P] – нормативный уровень надёжности; n – количество проводимых диагностических мероприятий за рассматриваемый период, $C_р$ – их стоимость.

Применим данный подход к определению оптимального периода проведения диагностических обследований для привода тягодутьевых механизмов. Исследованиями [5] установлено, что основным видом отказа электродвигателей является повреждение его обмотки, что для электродвигателей со всыпной обмоткой требует капитального ремонта. В среднем в течение года капитальному ремонту подвергается около 20 % установленных асинхронных двигателей. В подавляющем большинстве случаев (85...95 %) отказы происходят из-за повреждения обмотки; 2...5 % электродвигателей отказывают из-за повреждения подшипников. Основной причиной отказов являются недостатки эксплуатации (главным образом, неудовлетворительная защита). По этой причине происходит около 50 % отказов. Анализ основных причин и характер отказов электродвигателей показал, что повреждение их узлов распространены в следующей последовательности от общего числа повреждений: обмотка статора – 50 %; выводы –12 %; подшипники – 11 %; обмотка ротора – 10 %; система охлаждения ротора и статора – 7 %; железо статора, ротора, вал – 10 %. Причины повреждения: заводской дефект – 44 %; недостаток эксплуатации – 16 %; недостаток ремонта – 10 %; старение изоляции – 8 %; перенапряжения – 5 %; неустановленные – 17 %.

На основе данных об отказах электродвигателей (рис. 1) рассчитывается зависимость изменения параметра потока отказов от времени. Параметр потока отказов $\omega(t)$ характеризует среднее число отказов Δn в единицу времени $\omega(t) = \Delta n/\Delta t$. Важным свойством потока отказов является то, что при длительной эксплуатации восстанавливаемого изделия поток его

отказов становится стационарным, то есть среднее число отказов в единицу времени становится постоянным. Принимая во внимание тот факт, что внезапные отказы электродвигателя происходят на стадии жизненного цикла – нормальная эксплуатация, когда $\omega(t)$ = const, можно применить экспоненциальный закон надёжности. При экспоненциальном распределении параметр потока отказов $\omega(t)$ совпадает с интенсивностью отказов $\lambda(t)$. Расчёт средней интенсивности отказов показал, что для дымососа Д-3 она равна $\lambda_{Д\text{-}3}$= 9,64 10^{-4}, что в 2,8 раза выше, чем для нерегулируемого электропривода дымососа Д-4 ($\lambda_{Д\text{-}4}$= 3,4 10^{-4}). Среднее количество отключений в год составляет 8 и 3 случая, соответственно [6].

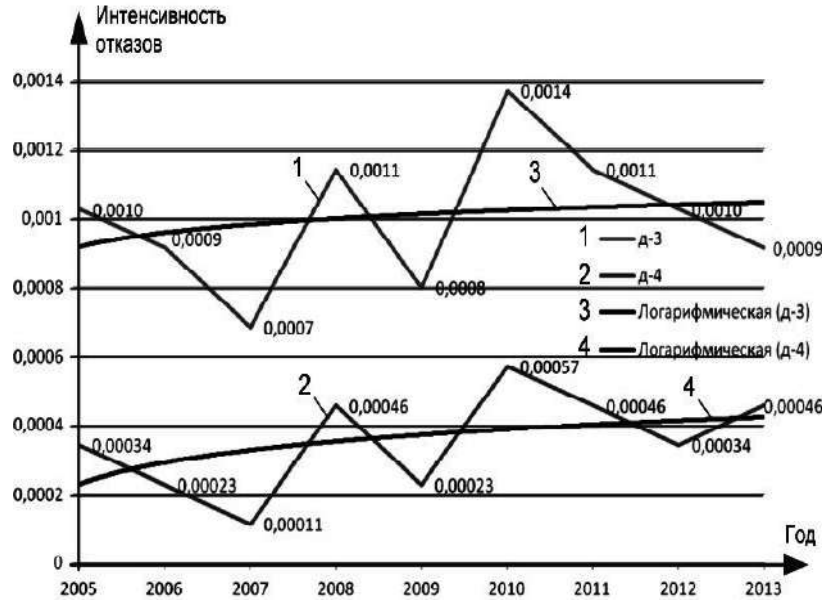


Рис. 1. Динамика отказов регулируемого и нерегулируемого электроприводов [6]

Контроль технического состояния электродвигателей в процессе эксплуатации осуществляется различными методами [7, 9]. Для определения частоты проведения диагностических работ асинхронного электродвигателя привода тягодутьевых механизмов введём следующие параметры: стоимость диагностики $C_р$ =1000 руб., стоимость ущерба U =8000 руб., срок службы электродвигателя $T_{сл}$ =20000 часов. Расчёты, выполненные по методике [1], согласно схеме проведения диагностических мероприятий (рис. 2) показали, что по критерию отказа электродвигателя диагностические работы нужно выполнять для привода дымососа Д-3 через t_S = 1018 часов работы, а для привода дымососа Д-4 – через 2712 часов. В первом в первом случае потребуется выполнить 20 диагностических мероприятий, а во втором – только 8.

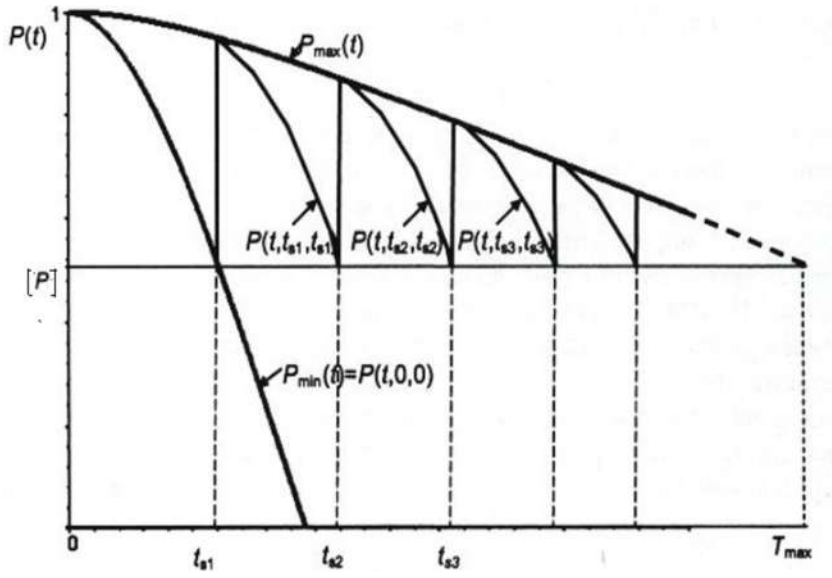


Рис. 2. Схема проведения диагностических работ при заданных уровнях надёжности

Источники

1. Захаров М.Н., Полищук М.И. Оценка целесообразности диагностики элементов оборудования машин // Евразийское Научное Объединение. 2017. Т. 1, № 10 (32). С. 41–43.

2. Татаринцев В.А. Моделирование надёжности элементов машин с учётом мониторинга их повреждений, диагностики и ремонтного цикла // Живучесть и конструкционное материаловедение (ЖивКом-2018): сб. тр. 4-й Междунар. науч.-техн. конф., посв. 80-летию ИМАШ РАН. Ижевск, 2018. С. 264–266.

3. Рухлинский В.М., Хаустов А.А., Молотовник А.С. Оценка риска в области безопасности полётов на основе байесовской сети доверия // Научный вестник МГТУ ГА. 2017. Т. 20, № 3. С. 76–89.

4. Тулупьев А.Л., Николенко С.И., Сироткин А.В. Байесовские сети: Логиковероятностный подход. СПб.: Наука, 2006. 607 с.

5. Анализ надёжности электродвигателей, используемых в современных электроприводах / А.Ф. Бурков [и др.] // Электроника и электротехника. 2017. № 1. С. 1–6. URL: http://e-notabene.ru/elektronika/article_21385.html (дата обращения 22.05.2019).

6. Анализ интенсивности отказов частотно-регулируемых электроприводов районных тепловых станций при нарушениях электроснабжения / В.Р. Храмшин [и др.] // Вестник Южно-Уральского гос. ун-та. 2014. Т. 14, № 2. С. 68–79. (Сер. «Энергетика»).

7. Сидельников Л.Г., Афанасьев Д.О. Обзор методов контроля технического состояния асинхронных двигателей в процессе эксплуатации // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 7. С. 127–138.

8. Бабокин Г.И., Шпрехер Д.М., Колесников Е.Б. Аппаратура диагностирования технического состояния шахтного электромеханического комплекса // Известия вузов. Горный журнал. 2017. № 8. С. 74–81.

УДК 62-69

КОМПЬЮТЕРНЫЕ, СЕТЕВЫЕ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ ИНДУКЦИОННОЙ НАГРЕВАТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

К.Д. Валеева
ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа
Valeeva.KD@mail.ru

Статья посвящена описанию возможных средств управления и автоматизации системы подогрева нефтепромыслового оборудования.

Ключевые слова: промысловое оборудование, температурный режим, подогрев, нефть, система подогрева.

Нефтегазовая добыча требует постоянного и точного контроля, также промысловые объекты отличаются наличием большого количества элементов, которым необходимо обеспечивать температурные режимы. Особенно эта проблема актуальна для районов Крайнего Севера, где зимний период длится 220–240 дней, а температура воздуха может быть ниже –40 °С [1]. Температурные режимы, в свою очередь, могут различаться для различного оборудования. В связи с этим предлагается использование одной управляемой системы подогрева, которая может обеспечить более точное и упрощенное обеспечение температурных режимов. Таким образом, установка единой индукционной системы подогрева на все промысловое оборудование позволит полностью автоматизировать процесс подогрева с моментальным регулированием, систематизировать и локализировать его [1].

Объекты нефте- и газопромысла зачастую располагаются на расстоянии около 60 км от диспетчерского центра, в связи с чем возникают осложнения с дистанционным управлением системой подогрева [2]. Применение существующих на данный момент компьютерных, сетевых и информационных технологий позволит облегчить задачу создания управляемой нагревательной системы и обеспечить точное дистанционное регулирование процесса подогрева промыслового оборудования.

Для управления этими объектами предлагаются технологии в области телеметрии – передачи информации об объекте на большие расстояния. Элементами системы управления индукционной нагревательной системой предлагаются волоконно-оптические датчики (ВОД) в качестве датчиков температуры, SCADA-системы для диспетчеризации и Интернет вещей для ускорения процесса регулирования.

Под волоконно-оптическим измерением температуры понимают применение оптоэлектронных приборов для измерения температуры, при которой оптические волокна используются в качестве датчиков. Физический принцип датчиков заключается в том, что воздействие температуры на оптические волокна изменяет характеристики пропускания света, что приводит к изменению характеристик сигнала обратного отражения. В основе измерительных систем на основе волоконно-оптических датчиков используется сравнение спектров и интенсивностей исходного лазерного излучения и излучения, рассеянного в обратном направлении, после прохождения по волокну. В отличие от традиционной бесконтактной проверки температуры способ волоконно-оптического измерения температуры подразумевает крепление датчика температуры непосредственно на место, где идет измерение температуры. Таким образом, появляется возможность установки датчиков на резервуары, цистерны, трубопроводы и получения в течение суток в режиме реального времени данных температуры.

Само понятие SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – это процесс сбора информации реального времени с удаленных объектов для обработки, анализа и возможного управления этими объектами.

Главные функции систем SCADA:

– сбор данных о контролируемом процессе;

– управление технологическим процессом, реализуемое на основе собранных данных

Основные требования SCADA-систем:

– надежность системы;

– безопасность управления;

– открытость как с точки зрения подключения различного контроллерного оборудования, так и коммуникации с другими программами;

– точность обработки и представления данных, создание богатых возможностей для реализации графического интерфейса;

– простота расширения системы;

– использование новых технологий.

Все современные SCADA-системы включают три основных структурных компонента, представленные на рис. 1.



Рис. 1. Основные структурные компоненты SCADA-систем

Remote Terminal Unit (RTU) – удаленный терминал, осуществляющий обработку задачи (управление) в режиме реального времени.

Master Terminal Unit (MTU) – диспетчерский пункт управления (главный терминал); осуществляет обработку данных и управление высокого уровня, как правило, в режиме мягкого реального времени.

Communication System (CS) – коммуникационная система (каналы связи), необходима для передачи данных с удаленных точек (объектов, терминалов) на центральный интерфейс оператора-диспетчера и передачи сигналов управления на RTU.

Таким образом, SCADA-системы позволяют удаленно регулировать и управлять процессом обеспечения температурных режимов, а также отслеживать режимы работы системы подогрева в реальном времени.

Концепция Интернета вещей – это возможность отследить быстро меняющуюся ситуацию на нефте или газопромысле и проконтролировать состояние основных ресурсов в реальном времени, обеспечивая здоровье персонала, безопасность техники и охрану окружающей среды. Для использования Интернета вещей необходимо оснащение оборудования встроенными технологиями, а также присвоение каждому объекту управления своего IP.

На рис. 2 представлена разработанная система управления индукционной системой подогрева посредством использования ВОД, SCADA и Интернета вещей.

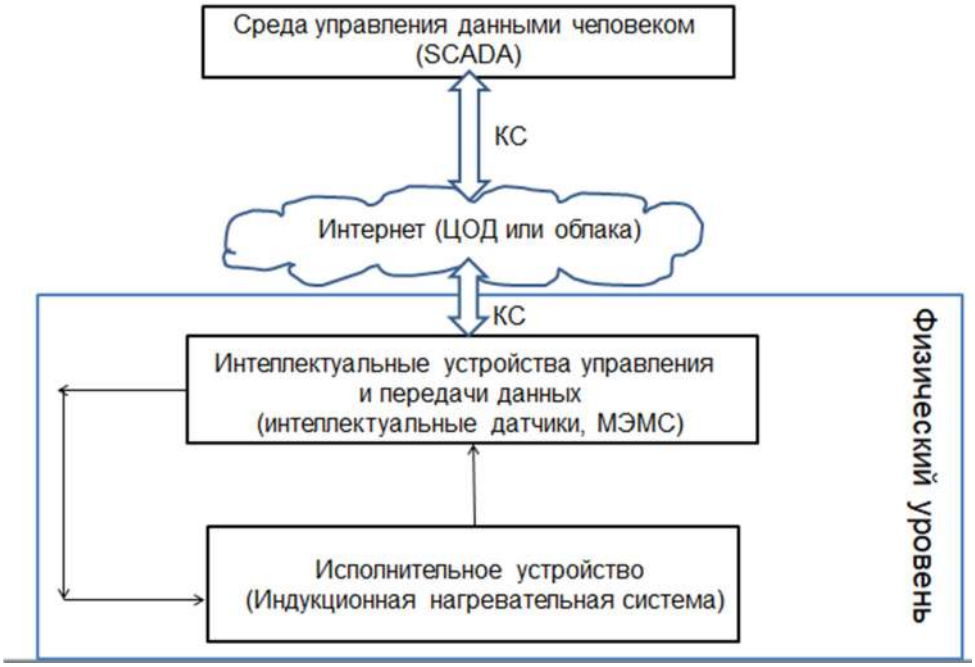


Рис. 2. Система управления индукционной нагревательной системой посредством интернета вещей: ЦОД – центр обработки данных; МЭМС – микроэлектромеханические системы; КС – коммуникационная система

Источники

1. Валеева К.Д., Конесев С.Г. Сравнительный анализ методов и систем подогрева промыслового оборудования // XLII Междунар. науч. чтения (памяти С.Ф. Ковалевской): сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф. М., 2019. С. 33–37.

2. Абросимов А.А. Телемеханика. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2011. 195 с.

УДК 621.3.048

ПРОБОПОДГОТОВКА ПРИ КОНТРОЛЕ СОДЕРЖАНИЯ ФУРАНОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ В ТРАНСФОРМАТОРНОМ МАСЛЕ

Ву Нгок Зан[1], Нгуен Зуи Хынг[2], В.Ф. Новиков[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1] vndan@cnd.edu.vn, [2] hungnguyenat73@gmail.com, [3] npo_aist@mail.ru

Для контроля технического состояния маслонаполненного электрооборудования в последнее время создан ряд новых аналитических методик, позволяющих определять ультрамалые концентрации примесных соединений в трансформаторном масле. Анализ литературных данных показал, что на этой стадии аналитической процедуры могут возникать существенные погрешности, которые ухудшают качество контроля технического состояния маслонаполненного электрооборудования, а в некоторых случаях

сделают его результаты бессмысленными. В опубликованных литературных источниках практически не обсуждается проблема пробоподготовки трансформаторного масла, что негативно сказывается на качестве аналитического контроля, то есть на надежности получаемых результатов и, соответственно, на диагностике маслонаполненного электрооборудования.

Ключевые слова: маслонаполненное электрооборудование, трансформаторное масло, тонкослойная хроматография, газовая хроматография.

Как известно пробоподготовка трансформаторного масла включает все операции, которым подвергается проба, начиная с ее отбора, транспортировки в испытательную лабораторию и заканчивая ее вводом в аналитическую систему.

Система пробоподготовки трансформаторного масла основана на выделении из него компонентов, которые в дальнейшем возможно проанализировать различными инструментальными методами. С этой целью используют процесс адсорбции, получение химических производных и экстракцию, которая подразделяется на жидкостную, газовую, твёрдофазную, сверхкритическую флюидную, а также с использованием низких температур.

Из всех этих методов пробоподготовки наиболее широко применяется жидкостная экстракция, с использованием которой из трансформаторного масла извлекают фурановые соединения, которые образуются в силовых трансформаторах в результате деструкции бумажной изоляции. Эти соединения извлекают селективными растворителями с последующим их анализом с помощью высокоэффективной жидкость-жидкостной, газовой и тонкослойной хроматографии.

Более перспективным направлением в системе пробоподготовки трансформаторного масла является применение твердофазной экстракции, когда компоненты разделяются за счёт различия в энергии сорбции на пористых материалах с широко развитой системой макро- и микропор, а затем вымываются из адсорбента селективными растворителями и могут быть проанализированы различными инструментальными методами.

Для проверки этого положения нами было проведено исследование сорбционных свойств органических растворителей, используемых в различных вариантах хроматографии по отношению к различным пористым материалам. Экспериментальная часть работы проводилась методом восходящей жидкостной колоночной хроматографии, на колонках длиной

120 мм и внутренним диаметром от 1 до 10 мм. Органический растворитель заливался в виалу, и он поднимался по сорбционному слою пористого материала за счёт капиллярных сил. Через каждые 10 мм подъёма растворителя фиксировали его время, а сорбционную емкость определяли гравиметрическим методом по разности масс сорбируемого растворителя на длине слоя в 100 мм. В качестве пористого материала использовали цеолитсодержащие породы Татарско-Шатрашановского месторождения, которые являются водными каркасными алюмосиликатами щелочных и щелочноземельных металлов с обобщенной эмпирической формулой:

$$M_{x/n}\left[\left(AlO_2\right)_x\left(SiO_2\right)_y\right]Z\,H_2O,$$

где M – катион с валентностью n; Z – число молекул воды.

В табл. 1 приведены элюотропный ряд используемых хроматографических растворителей и их физико-химические свойства.

Таблица 1

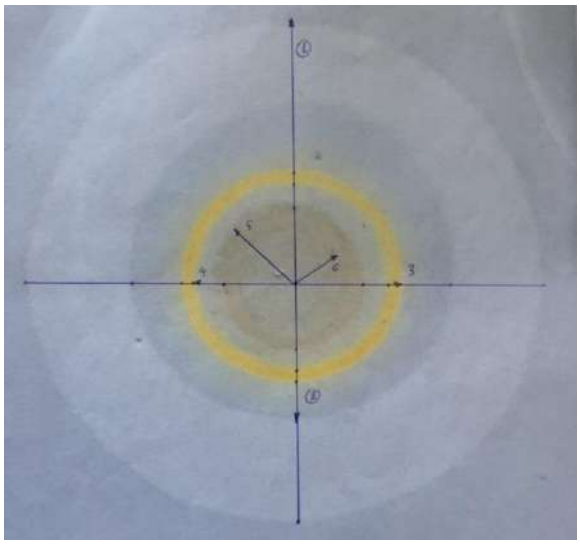
Элюотропный ряд хроматогрофических растворителей

№	Растворитель	ε_{20}^{0}	$T_{кип}$	d_u^{20}	n_D^{20}	сП^{20}	μ^{20}
1	Н.-Гексан	0,00	69,0	0,660	1,416	0,32	0,05
2	Толуол	0,29	111	0,866	1,497	0,58	0,06
3	Бензон	0,32	80	0,879	1,501	0,65	0,00
4	Хлорофоры	0,40	62	1,480	1,144	0,57	1,15
5	Дихлоэтан	0,44	83	1,253	1,445	0,79	1,75
6	Ацетон	0,56	56	0,791	1,359	0,32	2,70
7	Этилацетат	0,58	77	0,900	1,373	0,45	2,48
8	Этанол	0,88	78	0,789	1,361	1,20	1,68

Примечание. ε_{20}^{0} – диэлектрическая проницаемость при температуре 20 °С; $T_{кип}$ – температура кипения, °С; d_u^{20} – плотность при температуре 20 °С; n_D^{20} – показатель преломления при температуре 20 °С; сП^{20} – вязкость при температуре 20 °С; μ^{20} – дипольный момент при температуре 20 °С.

Предварительно было проведено исследование отработанного трансформаторного масла марки Гк-1 с помощью радиальной тонкослойной хроматографии на пластинках «Sorbfil». В качестве элюента использовался уайт-спирит. Трансформаторное масло объемом 1 мкл с помощью микрошприца наносилось в центр тонкослойной пластинки, в которую затем с постоянной скоростью подавался уайт-спирит. Как видно из рис. 1, трансформаторное масло марки Гк-1 имеет сложный состав углеводородных

компонентов. В данном случае определены шесть групп компонентов, концентрации которых можно определить по отношению площадей полученных кругов.



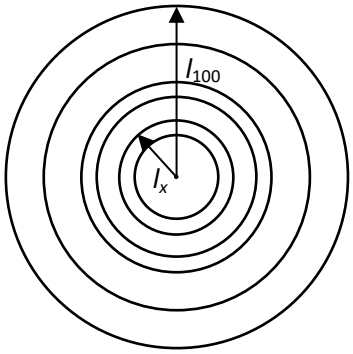


Рис. 1. Радиальная хроматограмма отработанного трансформаторного масла на тонкослойных пластинках Sorbfil (отработанное трансформаторное масло марки Гк-1; растворитель – уайт-спирит)

Определить процентное содержание компонентов в трансформаторном масле можно по площади кругов $S = \pi R^2$.

Общая площадь круга равна 100 %, поэтому площадь для каждого компонента определяется как:

$$l_x = \frac{l_1}{l_{100}} 100\%.$$

На рис. 2 представлен график зависимости абсолютного времени удерживания органических растворителей от длины сорбционного слоя цеолитсодержащих пород Татарско-Шатрашановского месторождения. Из него видно, что удерживания органических растворителей исследуемым сорбентом определяется их природой. Так, наиболее низкие величины удерживания характерны для гексана, который является неполярным в тоже время ацетон, имеющий дипольный момент 2,70, элюируется из хроматографической колонки позднее гексана, что свидетельствует о его межмолекулярном взаимодействии с поверхностью исследуемого сорбента. Аналогичные зависимости являются характер-ными и для других исследуемых сорбентов (рис. 3 – Динохром, рис. 4 – Цеолит синтетический NaX, рис. 5 – Силохром С-80).

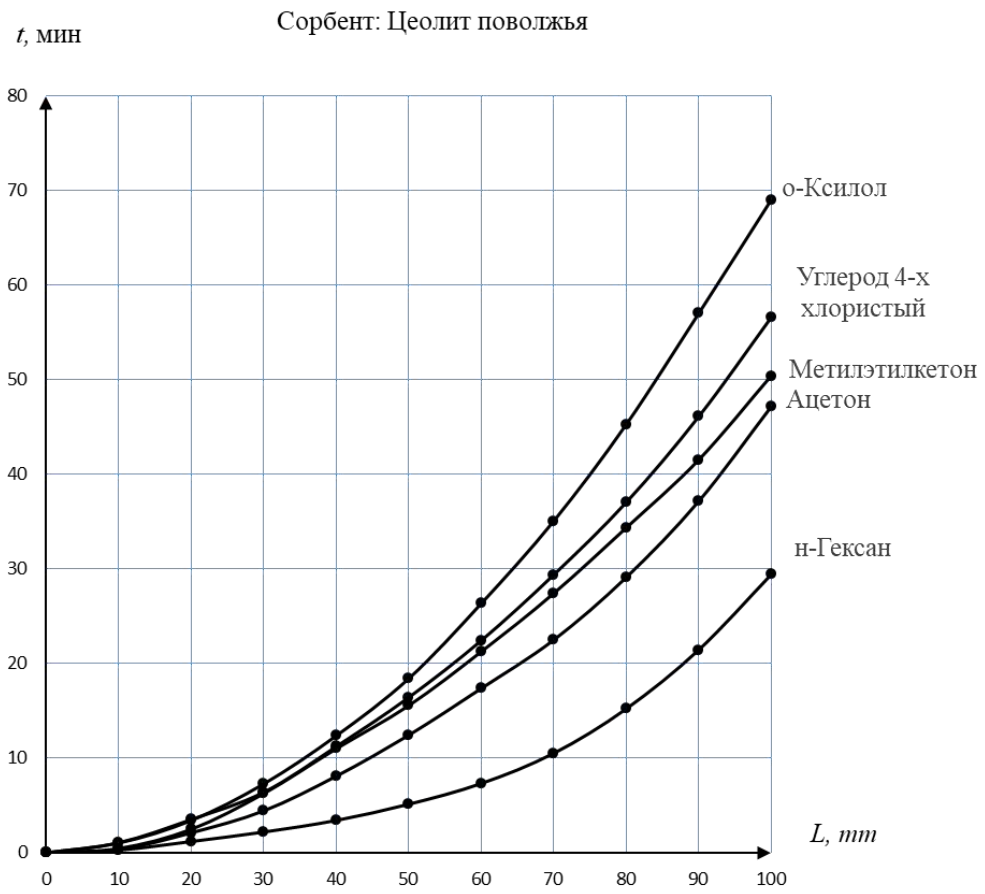


Рис. 2. Зависимость времени удерживания органических растворителей от длины сорбционного слоя цеолитсодержащих пород Татарско-Шатрашановского месторождения

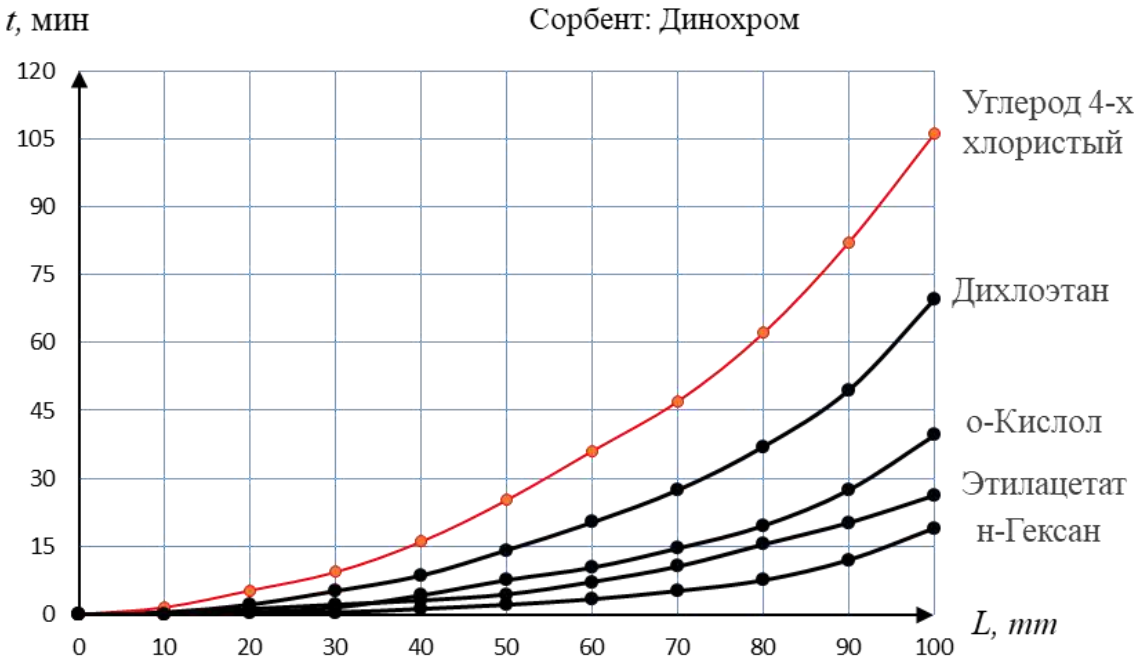


Рис. 3. Зависимость времени удерживания органических растворителей от длины сорбционного слоя Динохрома

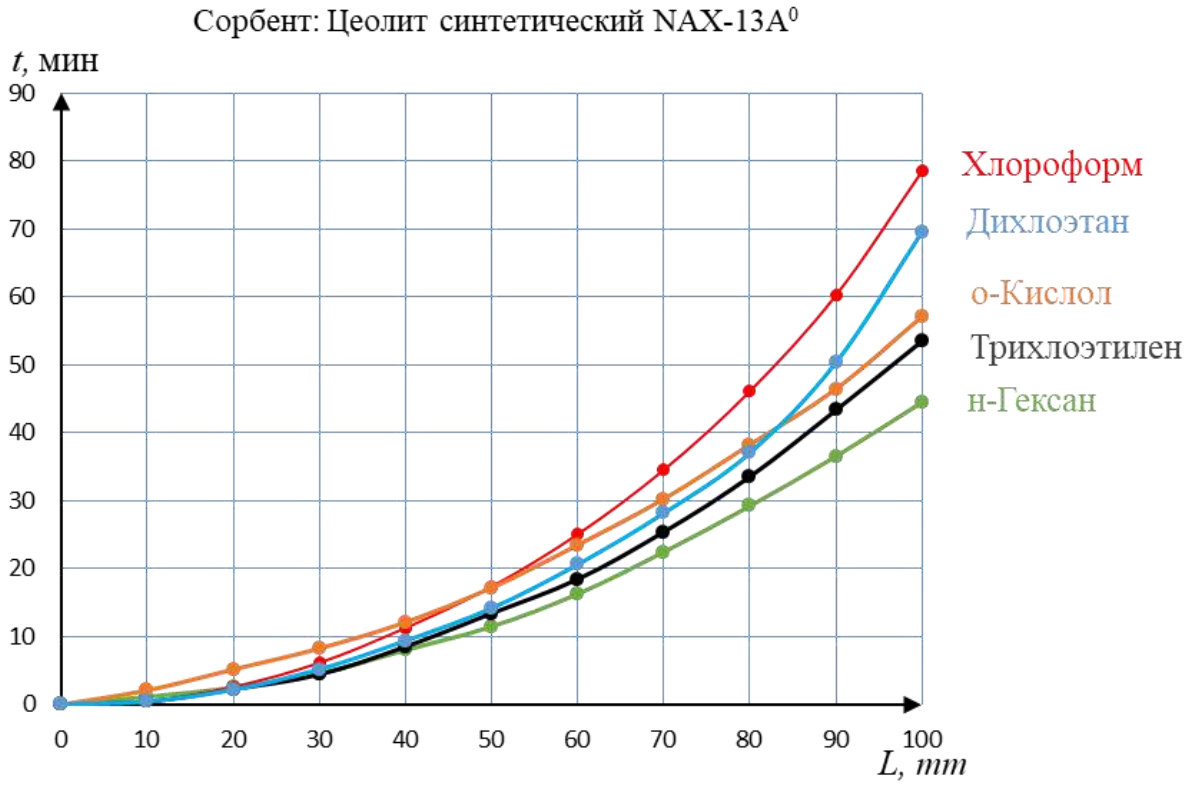


Рис. 4. Зависимость времени удерживания органических растворителей от длины сорбционного слоя синтетического цеолита NaX-13A^0

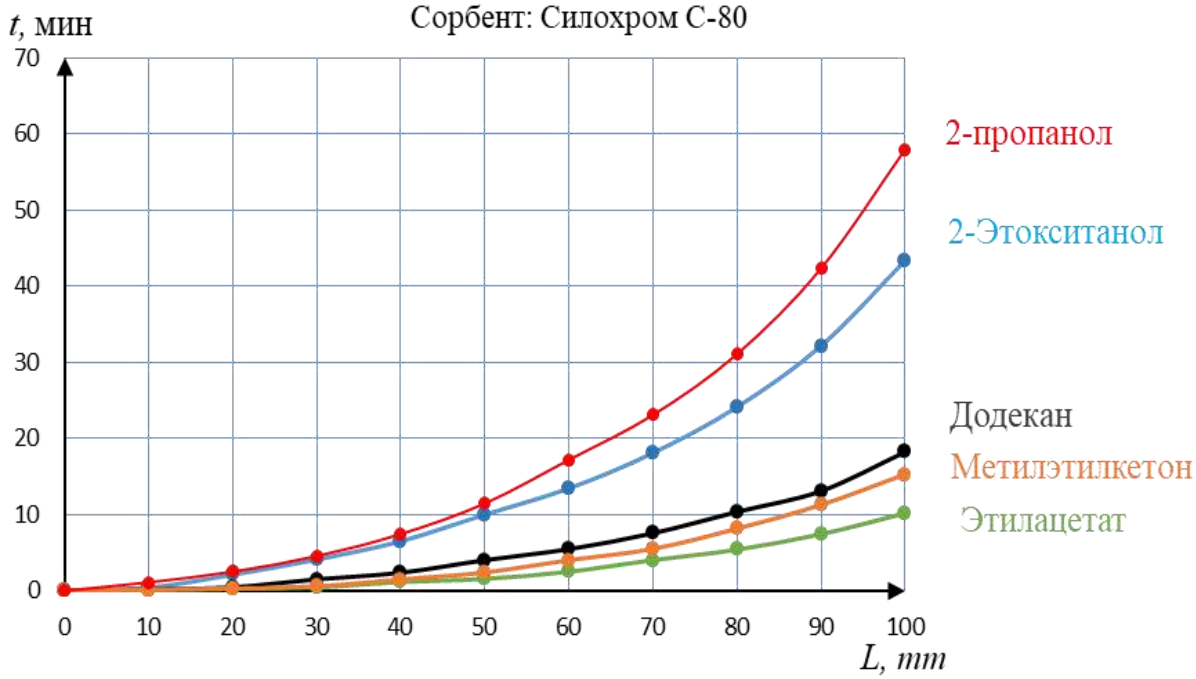


Рис. 5. Зависимость времени удерживания органических растворителей от длины сорбционного слоя Силохрома С-80

На рис. 6 и в табл. 2 показано время удержания растворителей различными сорбентами.

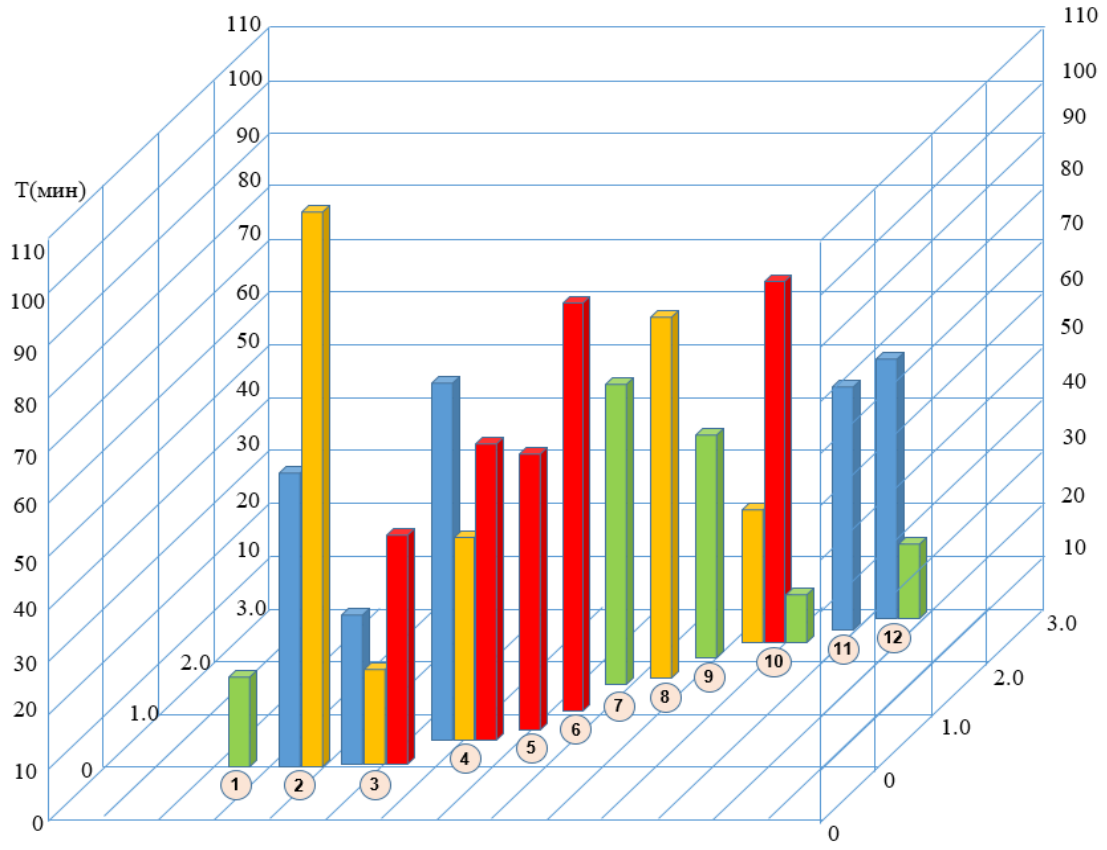


Рис. 6. Время удержания растворителей различными сорбентами

Таблица 2

Время удержания растворителей различными сорбентами

№ п/п	Растворитель	Сорбент			
		Цеолит поволжья	Динохром	Цеолит синтетический NAX-13A^0	Силохром С-80
1	Додекан (Д = 0)				18,23
2	Углерод 4-х хлористый (Д = 0)	56,58	106,09		
3	н-Гексан (Д = 0,05)	29,40	19,04	44,49	
4	о-Кислол (Д = 0,62)	69	39,41	57,11	
5	Трихлорэтилен (Д = 0,85)			53,49	
6	Хлороформ (Д = 1,15)			78,48	
7	2-Пропанол (Д = 1,68)				58
8	Дихлоэтан (Д = 1,75)		69,54		
9	2-Этокситанол (Д = 2,26)				43,40
10	Этилацетат (Д = 2,48)		26,26	69,54	10,18
11	Ацетон (Д = 2,70)	47,15			
12	Метилэилкетон (Д = 2,84)	50,41			15,30

Источники

1. Лурье А.А. Хроматографические материалы. Справочник. М.: Химия, 1978. 440 с.

2. Осипов О.А., Минкин В.И., Гарновский А.Д. Справочник по дипольным моментам. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая Школа, 1971. 414 с.

3. Цеолитсодержащие породы Татарстана и их применение / А.И. Буров [и др.]; под ред. А.В. Якимова и А.И. Бурова. Казань: Фэн, 2001. 176 с.

УДК 62-519

ПРИМЕНЕНИЕ «УМНЫХ» ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

И.И. Гаделшин[1], Н. В. Денисова[2], З.М. Шакурова[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]11giz-95@mail.ru, [2]natali.denisova@bk.ru, [3]shzumeyra@mail.ru

В статье рассмотрено применения новейших отечественных и зарубежных технологий в нефтяной отрасли, в частности, управление скважиной и ее состоянием on-line при помощи использования различных датчиков. Исследуется непрерывный контроль, диагностика и управление скважиной в реальном времени.

Ключевые слова: «умная скважина», энергоэффективность, контроллеры, «умные» счетчики.

В КГЭУ на кафедре ЭПП разрабатывается проект по созданию высокотехнологичного производства, в рамках которой прорабатывается системный подход по внедрению новейших отечественных и зарубежных технологий в нефтяную отрасль, а именно станция управления (СУ) с элементами умных технологий.

В проекте разрабатывается технология, обеспечивающая контроль и управление скважиной и ее состоянием on-line при помощи использования различных датчиков, собирающих и передающих информацию. Количество распределенных сенсорных датчиков на «умных» скважинах может стремиться к десяткам тысяч по сравнению с десятком на скважинах первого поколения.

Объем информации, поступающий в центр управления от одной «умной» скважины, может достигать нескольких терабайтов.

Присутствие интеллекта в любой сложной системе, будь она биологическая (человек) или даже инженерная (скважина, нефтепромысел, нефтепроводы и т. д.), предполагает возможность и наличие самостоятельного

регулирования и оптимизации множественных внутренних параметров ее работы по отношению к разнообразным и постоянно изменяющимся условиям или проявлениям воздействий внешней среды.

«Умная» скважина выступает элементом «умного» месторождения, которое контролирует само себя и управляет добычей нефти и газа. «Умное» или интеллектуальное месторождение предусматривает удаленное управление объектами нефтедобычи, повышение энергетической эффективности, создание условий безотказной работы оборудования, полноту информации и автоматизации производства. Целью является максимальная оптимизация добычи нефти.

Настоящий момент классическим подходом к автоматизации скважин является использование контроллеров с очень мощными вычислительными способностями. Малогабаритные и доступные по цене контроллеры обладают достаточными вычислительными мощностями, высокой надежностью и способностью работать в тяжелых условиях. На скважине устанавливается система управления с контроллером, который собирает данные с датчиков, анализирует и управляет исполнительными механизмами непосредственно на объектах, выполняет запуск, остановку технологического оборудования. Управляющие контроллеры устанавливаются на всех объектах и на каждой эксплуатационной скважине для автоматического управления и удаленного мониторинга.

В некоторых контроллерах реализованы алгоритмы «бездатчикового» управления установкой ШГН. Все данные, необходимые для управления насосом, получают косвенным способом через контроль электрических параметров: токов, напряжений, мощности, частоты. Отсутствие датчиков усилия и положения штока повышает надежность системы, создает определенные эксплуатационные удобства. Однако для более качественного контроля над технологическим процессом добычи скважинной жидкости все же необходимо прямое измерение динамограмм при помощи датчиков.

Частотный преобразователь служит исполнительным механизмом для управления электроприводом, его останова и плавного регулирования скорости вращения.

За последние годы преобразователи частоты (ПЧ) стали значительно доступнее для массового внедрения, поэтому практически все современные СУ ШГН предусматривают возможность плавного регулирования частоты качаний и производительности насоса посредством ЧРП

Все СУ построены практически на однотипной элементной базе, контроллеры имеют примерно равные ресурсы памяти и производительности. Поэтому преимущества конкретных СУ определяются по заложенным

алгоритмам анализа и управления, обработки информации с датчиков динамометрирования, ваттметрирования, давления, расхода и температуры. Эффективность применения СУ также зависит от используемых алгоритмов подбора оптимального режима эксплуатации скважины [1].

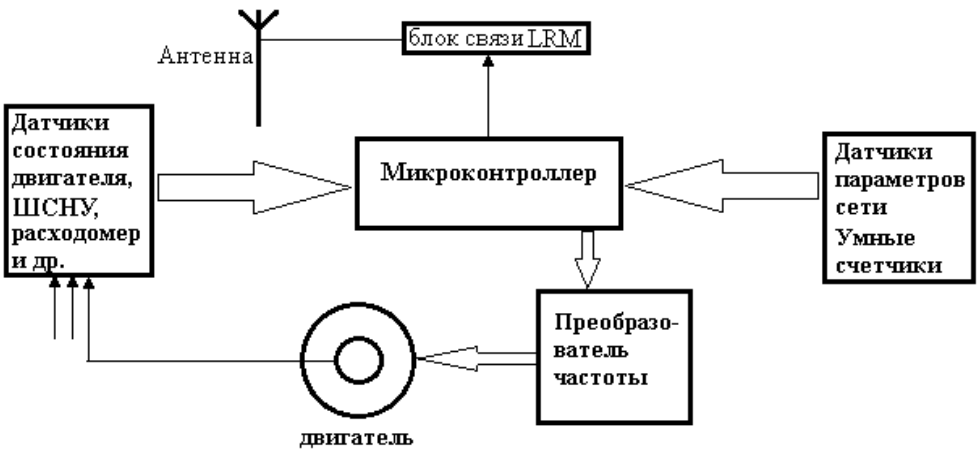
Большинство СУ предусматривает подключение следующих датчиков: динамометрирования, ваттметрирования, устьевого и затрубного давлений, температуры и расхода. В отдельных случаях (СУ «МИР ИСУ-07») также возможно подключение автоматического эхолота для измерения динамического уровня жидкости.

Возможна бездатчиковая реализация управления вентильным двигателем, когда преобразователь частоты на основе мгновенных значений тока в фазах статора и путем решения набора дифференциальных уравнений определяет векторы потокосцепления в двигателе и положение ротора [2].

В некоторые СУ разработчики устанавливают ПЧ с функцией регенерации электроэнергии в сеть (СУ REGEN компании LufkinAutomation), чтобы отдавать вырабатываемую электродвигателем энергию при отрицательной нагрузке в сеть. Однако целесообразность такого решения сомнительна, так как генерация электроэнергии двигателем будет иметь место только при плохом уравновешивании станка-качалки, энергия будет генерироваться не постоянно, а импульсно, и сетевой энергоснабжающей организации эта энергия не нужна.

Применение СУ с ЧРП позволяет подобрать для каждой скважины оптимальный режим эксплуатации, что снижает износ насосного оборудования, сокращает потери на ремонт, а также снижает потребление электроэнергии на добычу нефти.

Адаптивное управление производительностью скважины, непрерывный контроль, диагностика и управление скважиной в реальном времени осуществляются в соответствии со структурной схемой, представленной на рисунке.



Автоматизация скважин, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами, заключается, прежде всего, в контроле таких технологических параметров, как динамограмма, динамический уровень жидкости, ваттметрограмма, потребляемый ток, частота качаний, влияние газового фактора, давление на устье скважины, суточная производительность скважины. Функции управления должны обеспечивать дистанционное включение и отключение приводного электродвигателя, аварийное отключение установки, периодический режим эксплуатации, плавный пуск и плавное регулирование скорости вращения электродвигателя при помощи преобразователя частоты.

Базовый принцип – комплексная автоматизация ШСНУ (штанговых скважинных насосных установок). Одновременно с обеспечением объема выхода нефти, максимально снизить расход электроэнергии.

Система управления в соответствии с рабочим режимом эксплуатации и реальной обстановкой в скважине подстраивает рабочую скорость электродвигателя, изменяет скорость, крутящий момент и другие параметры, заставляет двигатель работать с высокой эффективностью и экономно.

Система управления автоматически изменяет скорость на основе показателей экономии энергии, уровней жидкости, наполнения насоса, перегрузки, недостаточной нагрузки, сжатия штанги, уровней загрязнения газом или песком и других параметров.

Снижая избыточную мощность, подаваемую на штанговые насосы посредством снижения скорости во время работы при максимальных нагрузках, СУ ШСНУ оптимизирует режим работы и энергопотребления привода станка-качалки.

Таким образом, СУ ШСНУ повышает отдачу нефтяных полей, способствует экономии электроэнергии, снижает выбросы, одновременно существенно снижает затраты на сервисное обслуживание.

Для получения весомой отдачи за счет внедрения энергоэффективных мероприятий организован учет с применением «умных» счетчиков и проведен сбор данных об энергопотреблении со всех без исключения объектов с последующим анализом. Контроль энергоэффективности проводится автоматически путем привязки к уровню добычи нефти с корректировкой на закупки электроэнергии и распределенную генерацию.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

Источники

1. Хакимьянов М.И., Пачин М.Г. Функциональные возможности современного контроллера автоматизации штанговых глубиннонасосных установок // Нефтегазовое дело. 2011. № 2. С. 19–34.

2. Модель системы управления станком-качалкой на основе синхронных двигателей с бездатчиковым методом / Т.И. Петров [и др.] // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2018. № 7-8. С. 107–116.

УДК 621.314.2:621.315.615.2

ОПТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ В МАСЛОНАПОЛНЕННОМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИИ

А.М. Гарипова[1], В.К. Козлов[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]garipova1996Adeli@bk.ru, [2]kozlov_vk@bk.ru

В статье рассмотрен вопрос определения степени полимеризации бумажно-масляной изоляции трансформаторов с помощью оптического метода исследования в видимой области спектра. Произведен обзор методики по определению степени полимеризации бумажно-масляной изоляции с помощью спектрального прибора.

Ключевые слова: степень полимеризации, изоляция, разрушение, диапазон, трансформатор, спектр отражения.

Изоляционная система современного маслонаполненного оборудования, в том числе и высоковольтных трансформаторов, лежит в основе организации надежного бесперебойного энергоснабжения и является ключевым элементом, гарантирующим безаварийную эксплуатацию подобного рода оборудования. Разработка надежных методов и средств, позволяющих правильно оценить работоспособность изоляции конкретного трансформатора на данный момент и спрогнозировать ее работоспособность на будущее время, является актуальной задачей.

Как показывают отечественные и зарубежные исследования, объективным показателем для оценки степени износа бумажной изоляции является степень полимеризации, характеризующая физико-химическое разрушение изоляции в процессе эксплуатации.

Бумага – многокомпонентный материал, состоящий в основном из специально обработанных мелких растительных волокон, тесно переплетенных между собой, связанных силами сцепления различного вида и образующих тонкий лист.

Бумажную изоляцию, пропитанную трансформаторным маслом, принято называть бумажно-масляной изоляцией. В витковой и маслобарьерной изоляции используются целлюлозные бумаги и картон, которые согласно существующей классификации относятся к электроизоляционным.

Изготовляют их преимущественно из сульфатной небеленой целлюлозы с малой зольностью и высокой чистотой без наполнителей и проклеивающих веществ. Отличаются эти виды бумаги высокой механической прочностью, хорошими диэлектрическими свойствами и чистотой. Все они, кроме конденсаторной, обычно вырабатываются на двух-сеточных столовых бумагоделательных машинах

Степень полимеризации (СП) – основной параметр определения остаточного ресурса твердой изоляции и определяется: в РФ ГОСТ 25438-82 (Государственный стандарт), в мире МЭК 450 (Международная электротехническая комиссия).

Показатель степени полимеризации для бумаги определяется следующими способами:

1) непосредственными замерами на образцах бумаги, взятых из трансформатора, выведенного из эксплуатации. Образцы бумаги растворяются в растворителе, после чего замеряется вязкость полученного раствора. Чем выше вязкость, тем длиннее цепочки целлюлозы и тем выше показатель степени полимеризации и механическая прочность бумаги. Данный метод требует, чтобы образцы бумаги были полностью растворены, в противном случае измерения ошибочно покажут низкую вязкость и более низкий показатель степени полимеризации. В этом случае механическая прочность бумаги будет оценена ниже, чем она есть на самом деле;

2) косвенными измерениями, которые оценивают продукты распада бумаги в трансформаторном масле:

– по содержимому фурана (C_4H_4O);

– используя содержание метанола;

– используя содержание оксида углерода.

При снижении степени полимеризации изоляции согласно РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» до 250 единиц, резко возрастает риск повреждения трансформатора. Это может произойти из-за возможности возникновения витковых замыканий под рабочим напряжением, при коротких замыканиях, а также при воздействии грозовых и коммутационных перенапряжений, вследствие снижения механической прочности бумаги и местного увеличения концентрации влаги по причине развития процесса дегидратации бумажной изоляции.

В работе характеристики изоляционных конструкций не остаются неизменными. В изоляционных материалах протекают физико-химические процессы, изменяющие их структуру или состав. Поэтому качество изоляции с течением времени ухудшается: электрическая и механическая прочности снижаются, диэлектрические потери и проводимость растут.

Ухудшение во времени характеристик изоляции в условиях нормальной эксплуатации называется естественным старением.

Процессы, определяющие старение изоляции, разделяются на две группы:

1) процессы изменений состава или структуры самих изоляционных материалов;

2) процессы проникновения в изоляцию из окружающей среды различных примесей, ухудшающих ее электрические характеристики. Кроме того, ухудшение изоляции может происходить вследствие ошибок персонала, а также из-за непредвиденных стихийных или аварийных обстоятельств.

Практическое значение процессов старения состоит в том, что они ограничивают сроки службы изоляционных конструкций. В связи с этим при разработке и изготовлении оборудования высокого напряжения, а также при организации его эксплуатации должны предусматриваться меры, которые будут снижать темпы старения изоляции до такого уровня, при котором обеспечивается требуемый срок службы изоляционных конструкций более 20–30 лет.

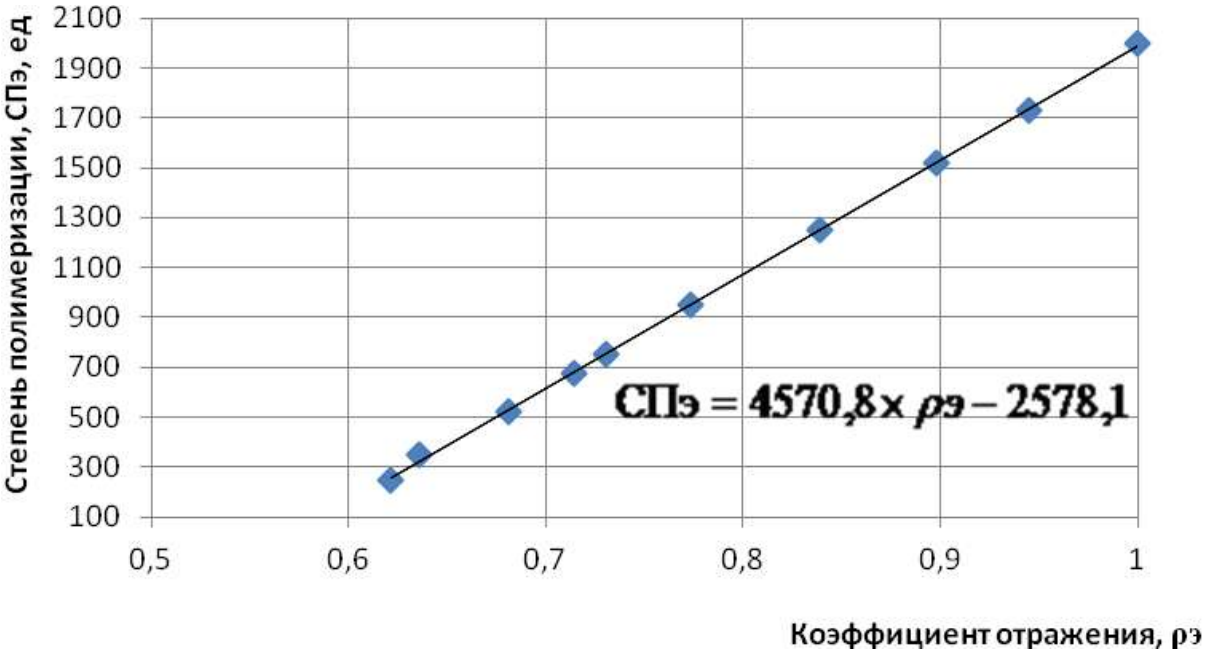
Отбор образца витковой изоляции может выполняться на отключенном трансформаторе при проведении ремонта. Представительность заложенного в трансформатор образца целлюлозной изоляции, а также образцов барьерной изоляции в отношении достигнутого уровня деструкции изоляции обмоток не обеспечивается в полной мере, потому что такие образцы расположены в баке трансформатора в условиях, не отвечающих наиболее нагретой зоне.

Методы по определению степени полимеризации бумаги предусматривают отбор образца изоляции с последующим его исследованием в химической лаборатории. Недостатком этих методов является необходимость отбора пробы изоляции, что приводит к определенному разрушению витковой или барьерной изоляции. Проведение оценки степени полимеризации бумажной изоляции с отбором образца изоляции на трансформаторах, которые отработали свой номинальный срок службы, не желателен, поскольку при этом вносится дефект в изоляцию. Поэтому возникает

необходимость разработки новых устройств и методов неразрушающего контроля для оценки степени полимеризации бумажной изоляции без отбора проб, а также без использования химических реагентов.

В настоящее время разработан способ определения степени полимеризации бумажно-масляной изоляции трансформаторов на длинах волн в видимой области спектра 650–655 нм. Данный способ включает определение степени полимеризации бумажно-масляной изоляции трансформаторов путем определения спектров отражения.

По полученным результатам измерений был построен график зависимости степени полимеризации от коэффициента отражения электрокартона бумажно-масляной изоляции трансформаторов на длине волны 650 нм (см. рисунок).



Зависимость степени полимеризации от коэффициента отражения электрокартона на длине волны 650 нм

Разработанная методика измерений распространяется на бумажную изоляцию и устанавливает требования к содержанию и выполнению работ при измерении степени полимеризации бумажной изоляции в диапазонах от 250 до 1200 единиц для трансформаторной бумаги и от 250 до 2 000 единиц для электрокартона оптическим методом. Оценка производится для трансформаторов 110 кВ и выше.

Проведенные исследования спектров отражения образцов бумаги с различной степенью полимеризации позволяют повысить чувствительность метода и точность определения степени полимеризации бумажной изоляции.

Источники

1. РД 34.43.206-94. Методика количественного химического анализа определения содержания производных фуранов в электроизоляционных маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии. М.: ОРГРЭС, 1995. 12 с.

2. ГОСТ 25438-82 Целлюлоза для химической переработки. Методы определения характеристической вязкости. М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1982. 22 с.

3. ГОСТ 13525.2-80 Полуфабрикаты волокнистые, бумага и картон. Метод определения прочности на излом при многократных перегибах. М.: Стандартинформ, 2007. 4 с.

4. Аракелян В.Г. Химия, механизмы и кинетика старения целлюлозных материалов. Ч. I. Химия, механизмы и кинетика разложения целлюлозы // Электротехника. 2006. № 6. С. 29–38.

5. Козлов В.К., Сабитов А.Х., Низамутдинов Б.Р. Исследование процесса старения бумажно-масляной изоляции в видимом диапазоне // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2015. № 3-4. С. 81–85.

УДК.621.311.4-742

РЕГЕНЕРАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ЛАЗАРЕВО 1 110/10 кВ

Р.Ф. Гиниятуллин
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

В статье предложен один из методов повышения срока службы трансформаторов, а именно использование оборудования типа СММ-Р (Станция Масляная Мобильная Регенерационная) от компании Globe Core для регенерации трансформаторных масел.

Ключевые слова: реконструкция, модернизация подстанции, трансформатор, изоляция, обмотка, масло, регенерация, сорбент.

Физический и моральный износ оборудования на подстанции Лазарево 1 110/10 кВ Вятскополянских электрических сетей является одной из основных проблем, не позволяющей обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей. Необходимость реконструкции подстанции вызвана физически и морально устаревшим парком оборудования, при эксплуатации которого растет день ото дня риск аварий, а значит и нарушения снабжения как рядовых потребителей, так и больших промышленных объектов [2].

Подстанция нуждается в реконструкции, а именно в необходимости замены силовых трансформаторов на более мощные и современные.

Силовой трансформатор – оборудование дорогостоящее, поэтому его выход из строя всегда приводит к незапланированным денежным затратам. В целом срок службы трансформаторов определяется естественным износом их изоляции и составляет около 20 лет. Понятно, что эта цифра является приблизительной, поскольку каждый агрегат имеет свои эксплуатационные особенности.

Наиболее частными причинами повреждений силовых трансформаторов являются:

– недостаточная электродинамическая стойкость обмоток, приводящая повреждению продольной изоляции обмоток;

– недопустимые перегрузки;

– повреждения магнитопроводов, приводящие к пожару стали;

– увлажнение изоляции обмоток в процессе эксплуатации;

– заводские дефекты витковой изоляции и переключателей регулировочных витков обмоток и др.

Но, как показывает опыт эксплуатации, сроки службы силовых трансформаторов во многом определяются состоянием изоляционной системы.

Трансформаторное масло выполняет важнейшие функции, которые заключаются в отведении тепла от нагревающихся частей и изоляции токоведущих элементов трансформатора от нетоковедущих. Теоретический срок службы такого масла меньше аналогичного показателя для трансформатора, что требует его периодической очистки и регенерации. Именно данные операции позволяют продлевать не только срок службы самих масел, но и срок службы всего трансформатора.

На сегодняшний день замена трансформаторов на ПС с длительным сроком эксплуатации является экономическим нецелесообразным решением, так как сам процесс замены – сложная и ответственная операция, отличающаяся своими особенностями и трудностями, которая включает в себя следующие этапы:

– отключается оборудование;

– устанавливается заземляющее устройство;

– выполняются монтажные и другие важные работы;

– строится новый фундамент, если это необходимо после осмотра и анализа предыдущего;

– проводится демонтаж старой подстанции с возведением новой или установки КТП (если это необходимо);

– устанавливается силовое оборудование;

– выполняются работы по пуску и наладке, устраняются обнаруженные погрешности;

– подключается оставшееся оборудование и потребители.

С другой стороны, фактический ресурс трансформаторов не исчерпан. Более того, его можно продлить, сохраняя требуемую эксплуатационную надежность. Для этого достаточно произвести регенерацию масла.

Регенерация масла происходит с помощью масляной мобильной станции СММ-Р (Станция Масляная Мобильная Регенерационная) от компании Globe Core, являющейся одним из ведущих производителей и поставщиков оборудования для обслуживания силовых трансформаторов [1].

Данная установка предназначена для восстановления диэлектрической прочности и химического состава электроизоляционных масел и, как следствие, продление срока службы трансформаторов.

В процессе восстановления трансформаторного масла из него удаляются продукты распада масла и кислотные составляющие, происходит осветление масла, увеличивается его устойчивость к окислению и снижается способность к растворению газов, что делает возможным его повторное использование по прямому назначению [1].

Уникальность установок СММ-Р заключается в их способности проводить регенерацию изоляционных масел прямо в трансформаторе при этом трансформатор может находиться как во включенном состоянии, так и в отключенном. Регенерация масла на месте эксплуатации дает возможность растворить осадок с изоляции обмоток и удалить его при помощи специального сорбента «Фуллерова Земля» – твердого тела, поглощающего из окружающей среды газы, пары или растворённые вещества.

Данный сорбент имеет микропористую структуру, что способствует его «молекулярной фильтрации», в процессе которой различные продукты распада масла и вредные примеси задерживаются в гранулах сорбента.

После насыщения сорбента примесями установка СММ-Р задействует режим реактивации сорбента. Во время реактивации сорбента происходит очистка микропор сорбента, при которой все вредные примеси удаляются в специальный сборник и угольный фильтр. Теоретический ресурс сорбента составляет 400–500 реактиваций, что составляет 1,5–2 года непрерывной практически работы. После истощения сорбционной способности сорбент

не представляет опасности для окружающей среды и может быть утилизирован как строительный мусор. Проведенные работы показали высокие результаты. Значения диэлектрической прочности и химического состава после регенерации стали соответствовать нормам для свежих трансформаторных масел [1].

Представленное оборудование позволяет уменьшить кислотное число трансформаторного масла до нормируемых значений. Особенностью данной технологии является удаление растворимого и нерастворимого осадка. Осадок опасен тем, что он концентрируется в целлюлозной изоляции и может иметь кислотное число в десятки раз выше, чем масла. Масло имеет свойство частично сбрасывать с себя кислые продукты, которые концентрируются в целлюлозной изоляции. При этом изменение кислотного числа трансформаторного масла изменяется очень медленно. Дальнейший рост кислотного числа происходит быстрее и характеризуется образованием нерастворимого осадка и водорастворимых кислот.

Обобщая наиболее важные преимущества установок СММ-Р, выделим следующие:

– простота и удобство в управлении;

– работы с трансформатором могут проводиться как под напряжением, так и без него, что позволяет избежать финансовых потерь и потенциального недовольства потребителей электроэнергии;

– не нужно покупать новое масло для замены или доливки в трансформатор;

– низкие затраты на оплату труда. Для обслуживания установки достаточно одного человека. В то же время при использовании традиционных технологий необходимо задействовать целую группу работников, которые должны доставить новое масло, вывести трансформатор из-под напряжения, слить масло, а затем залить новое;

– мобильность. При работе с большим количеством трансформаторов нет необходимости создавать специальную инфраструктуру для проведения регенерации. Мобильное исполнение позволяет очень легко перемещать установки от одного трансформатора к другому;

– нет вредных выбросов в атмосферу;

– выполнение работ возможно независимо от климатических условий.

Таким образом, использование установок для регенерации трансформаторных масел позволит продлить не только срок службы масел, но и срок службы трансформатора, тем самым сокращая затраты на покупку и замену комплектующих. Также необходимо отметить возможность проводить регенерацию изоляционных масел прямо в трансформаторе, следовательно, необходимость отключения трансформатора отпадает.

Источники

1. Научно-техническая библиотека SciTecLibrary [Электронный ресурс]. URL: http://www.sciteclibrary.ru/cgibin/yabb2/YaBB.pl?num-1329917903 (дата обращения 22.02.2012).

2. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. 5-е изд., стер. М.: ИЦ «Академия», 2008. 448 с.

УДК 621-313.3

ОБЩИЙ АНАЛИЗ ПРЕИМУЩЕСТВ ПРИМЕНЕНИЯ ВЕНТИЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Д.Ю. Гришин[1], Г.Г. Муравьев[2], Н.В. Денисова[3], А.Н. Цветков[4]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]grif_1998@mail.ru, [2]muravyevgleb@mail.ru, [3]natali.denisova@bk.ru, [4]tsvetkov9@mail.ru

В статье рассмотрены преимущества вентильных электродвигателей с возбуждением от постоянных магнитов, ряд особенностей и описание данного вида электрических машин.

Ключевые слова: вентильный электродвигатель, электропривод, СДПМ, энергоэффективность, КПД.

Задача оптимального управления электродвигателями не только с технологической точки зрения, но и с точки зрения энергосбережения весьма актуальна в настоящее время, поскольку электродвигатели – основные потребители электроэнергии. На сегодняшний день большинство развитых стран широко внедряют высокотехнологичную электротехническую продукцию, которая не только решает вопросы снижения энергопотребления, но и позволяет создавать электротехнические комплексы с низким уровнем потерь и целым рядом новых качеств. Достижения в области силовой полупроводниковой и микропроцессорной техники способствовали созданию перспективных электроприводов нового поколения на базе вентильных электродвигателей, интерес к которым активно проявляется в промышленно развитых странах мира. В настоящее время в КГЭУ ведется работа по разработке и исследованию вентильных двигателей [1].

К достоинствам вентильных двигателей можно отнести:

– конструкционные особенности. В дополнение к высокой энергоэффективности современные синхронные двигатели с постоянными магнитами (СДПМ) имеют чрезвычайно компактную конструкцию для экономии

места внутри машин. Сама по себе структура двигателей с постоянным магнитом делает их значительно меньше и легче, чем аналогичные асинхронные двигатели. Благодаря новым разработкам, размеры стали гораздо меньше. СДПМ до 40 % более компактный, чем аналогичный асинхронный двигатель. Они соответствуют типоразмеру, который меньше на два стандартных размера, что создает возможность для более компактной конструкции машины [2];

– снижение потери напряжения. В силу того, что потери напряжения распределительной линии системы определяются только активной мощностью нагрузки, так как реактивная мощность в линии при использовании СДПМ практически равна нулю. При этом нет необходимости применять компенсирующие устройства, есть возможность уменьшить сечение проводов, снизить мощность понижающих трансформаторов. Вся энергосистема будет работать существенно устойчивее;

– большая перегрузочная способность по моменту. СДПМ имеет очень высокий крутящий момент, даже в нижнем диапазоне частоты вращения. СДПМ достигает 100 % своего номинального крутящего момента сразу при запуске, фактически с первого оборота. Даже при 150 об/мин (5 % номинального крутящего момента) крутящий момент может быть 150 %;

– высокие энергетические показатели (КПД свыше 90 % и коэффициент мощности cosφ более 0,95) и их стабильность при изменении нагрузки. 6–8 % разницы КПД – это 50–80 % разницы в потерях и соответственное снижение перегрева двигателя и, как следствие, повышение надежности (при снижении температуры обмотки на 10 ° наработка на отказ увеличивается в 2–4 раза). Однако получение экономического эффекта возможно только при правильном подборе и выводе на режим погружного оборудования, поскольку КПД насоса, работающего не в режиме, может уменьшаться в 2 и более раз, что сводит на нет эффект от повышенных энергетических характеристик вентильного электродвигателя. Таким образом, применение вентильных электродвигателей повышает требования к квалификации технологов и исследователей [3];

– минимальное значение токов холостого хода и рабочих токов. Что также снижает энергопотребление. Существенная зависимость рабочего тока от нагрузки двигателя дает возможность достаточно точно измерять нагрузку на привод и оптимизировать режим его работы;

– высокая маневренность. Практически неограниченный диапазон регулирования частоты вращения и возможность регулирования по различным законам;

– более быстрый пуск и остановка. Так как СДПМ весит на 50 % меньше и его инерция на 60 % ниже, чем у аналогичного асинхронного двигателя;

– низкий перегрев. Из-за изменения габаритов вентильного электродвигателя, что увеличивает срок службы электропривода;

– большой срок службы. Наработка на отказ составляет 10 тыс. ч и более;

– эффективная работа с переменными нагрузками. В связи с наличием сильного потока возбуждения при невысокой индуктивности цепи якоря.

Вентильные двигатели (ВД) характеризуются и некоторыми недостатками, главный из которых – высокая стоимость. Однако, говоря о высокой стоимости, следует учитывать и тот факт, что вентильные двигатели обычно используются в дорогостоящих системах с повышенными требованиями по точности и надёжности.

В результате проводимых исследований в КГЭУ, были получены данные, подтверждающие преимущества применения вентильных двигателей, показанные на рис. 1 и 2.

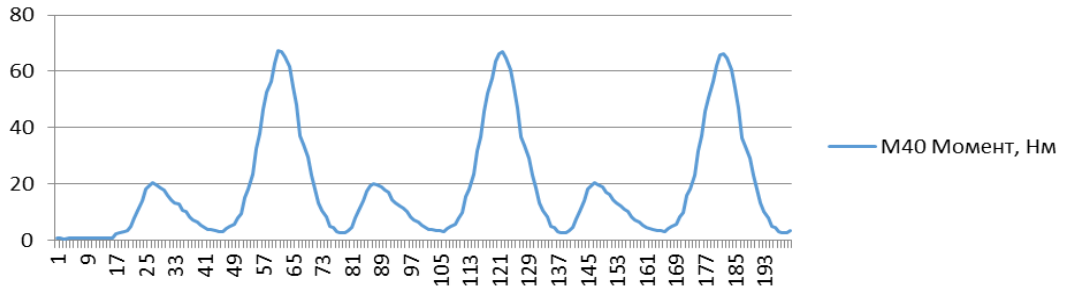


Рис. 1. Момент нагрузки на валу вентильного двигателя

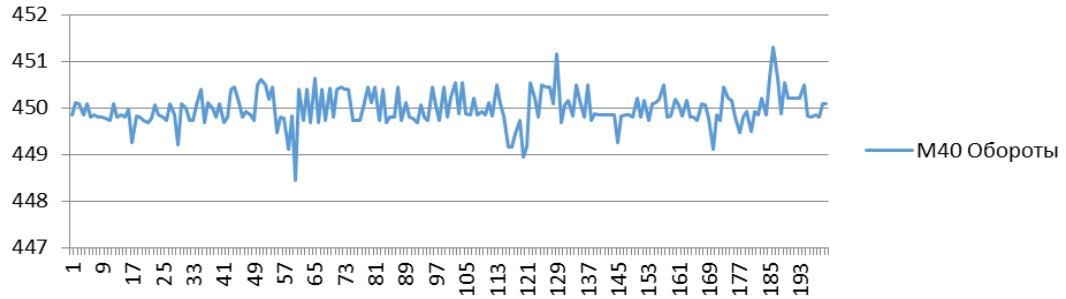


Рис. 2. Частота вращения вала вентильного двигателя при различной нагрузке

Вентильные двигатели характеризуются и некоторыми недостатками, главный из которых – высокая стоимость. Однако, говоря о высокой стоимости, следует учитывать и тот факт, что вентильные двигатели обычно используются в дорогостоящих системах с повышенными требованиями по точности и надёжности.

Таблица показывает оценку массы и стоимости активных материалов, необходимых для производства рассматриваемых двигателей. При расчете были приняты следующие цены: 1 $/кг для стали, 7 $/кг для меди, 2 $/кг для алюминия, 98 $/кг для постоянных магнитов.

Масса и стоимость активных материалов двигателей 1,1 кВт, 3000 об/мин

	СДПМ	АД	Двигатель с ПМ
Масса меди, кг	1,85	1,45	0,323
Электротехническая сталь, кг	3,75	5,34	1,29
Алюминий (беличья клеть), кг	–	0,37	–
Магниты (Nd-Fe-B), кг	–	–	0,184
Масса активных материалов, кг	5,60	7,16	1,80
Масса двигателя с учетом корпуса, кг	9,5	11,0	5,2
Стоимость меди, руб.	828,8	648,32	144,704
Электротехническая сталь, руб.	240	341,76	82,54
Алюминий (беличья клеть), руб.	–	47,36	–
Магниты (Nd-Fe-B), руб.	–	–	1153,92
Общая стоимость активных материалов, руб.	1 068,8	1 038,08	1 381,12

Также вентильный электродвигатель, в отличие от асинхронных или коллекторных, не является самодостаточным, и его работа невозможна без специальной системы управления, задача которой – подавать напряжение на обмотки статора в зависимости от положения ротора таким образом, чтобы создаваемое при этом электромагнитное поле притягивало полюса магнитов ротора, поворачивая его на определенный угол.

При соблюдении ортогональности потоков статора и ротора обеспечивается поддержание максимального вращающего момента двигателя в условиях изменения частоты вращения, что предотвращает выпадение ротора из синхронизма и обеспечивает работу синхронной машины с максимальным коэффициентом полезного действия.

Система управления, реализованная в преобразователе частоты, на основе мгновенных значений тока в фазах статора и путем решения набора дифференциальных уравнений определяет векторы потокосцепления в двигателе и положение ротора (косвенное измерение положения), формируя выходное напряжение по специальному алгоритму. Таким образом, система способна работать без датчика положения ротора, который, как известно, является самым ненадежным и достаточно дорогостоящим элементом вентильного электропривода.

Данный способ управления позволяет уменьшить стоимость и массогабаритные показатели, повысить надежность работы электропривода и управлять вентильным электродвигателем не только на коротких расстояниях, но и на длинных линиях – сотни метров и даже километры, что актуально для нефтедобывающего оборудования.

Благодаря высокой надёжности и хорошей управляемости, вентильные двигатели применяются в широком спектре приложений: от компьютерных вентиляторов и CD/DVD-приводов до роботов и космических ракет.

Широкое применение ВД нашли в нефтегазодобывающей промышленности, особенно в системах регулирования скорости с большим диапазоном и высоким темпом пусков, остановок и реверса.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

Источники

1. Модель системы управления станком-качалкой на основе синхронных двигателей с бездатчиковым методом / Т.И. Петров [и др.] // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2018. № 7-8. С. 107–116.

2. Хакимьянов М.И. Управление электроприводами скважинных насосных установок: монография. М.: Инфра-инженерия, 2017. 138 с.

3. Энергоэффективное управление асинхронным электродвигателем / Д.А. Васильев // Вестник НГИЭИ. 2019. № 4 (95). С. 100–115.

УДК 620.178.5

ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЕБАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ВИБРАЦИИ РОТОРНЫХ МЕХАНИЗМОВ

А.Р. Денисова[1], О.Л. Николаева[2]
ФГБОУ «КГЭУ», г. Казань
[1]denisova_ar@mail.ru, [2]ilinaolecka@gmail.com

Целью данной статьи является анализ периодических колебаний в механических системах, а именно роторных механизмов, а также их математическое описание. В статье анализируются основные кинематические параметры вибрации: виброперемещение,

виброскорость, виброускорение. Описываются характерные качественные характеристики сложных полигармонических колебаний. Представлены графики спектра сложных колебаний. Даны объяснения касаемо выбора типа графиков для анализа вибрации.

Ключевые слова: вибродиагностика, виброметрия, электрические машины, спектральный анализ, колебательный процесс.

Колебание представляет собой периодическое отклонение системы от состояния равновесия. По роду природы выделяют колебания механические, электромагнитные, электрические, акустические и т.п. С точки зрения виброанализа, большой интерес имеют колебания в механических системах, или вибрация. Вибрация в механических система может быть свободная (связанная с собственными колебаниями) и вынужденная (влияние переменного воздействия). Колебания являются периодическими, если они повторяются с течением времени T – периодом колебания. За время колебательного периода T система совершает один цикл колебания. Повторяемостью или частотой повторения колебаний является величина:

$$f = 1/T. \tag{1}$$

Она представляет собой число полных колебаний в единицу времени. Относительно вращающихся систем формула (1) примет вид:

$$\omega = 2\pi f = 2\pi/T, \tag{2}$$

где ω – круговая (циклическая) частота колебаний равна числу полных колебаний за 2π единиц времени.

Все простые колебания являются синусоидальными и косинусоидальными:

$$x(t) = A \sin(\omega t + \varphi_0); \tag{3}$$

$$x(t) = A \cos(\omega t + \varphi_0), \tag{4}$$

где A – амплитуда гармонического колебания, φ_0 – начальный фазовый угол, $(\omega t + \varphi_0)$ – это выражение представляет собой фазовый угол.

$$x(t) = A\omega\cos(\omega t + \varphi_0) = A\omega\sin(\omega t + \varphi_0 + \pi/2) = V\sin(\omega t + \varphi_1);$$

$$x(t) = -A\omega^2\sin(\omega t + \varphi_0) = A\omega^2\sin(\omega t + \varphi_0 + \pi) = W\sin(\omega t + \varphi_2).$$

Данные, представленные на рис. 1, представляют собой основные кинематические параметры вибрации, с помощью которых можно охарактеризовать состояние системы: $x(t)$ – виброперемещение; $\dot{x}(t)$ – виброскорость; $\ddot{x}(t)$ – виброускорение. Уравнения этих характеристик связаны между собой операцией дифференцирования и интегрирования.

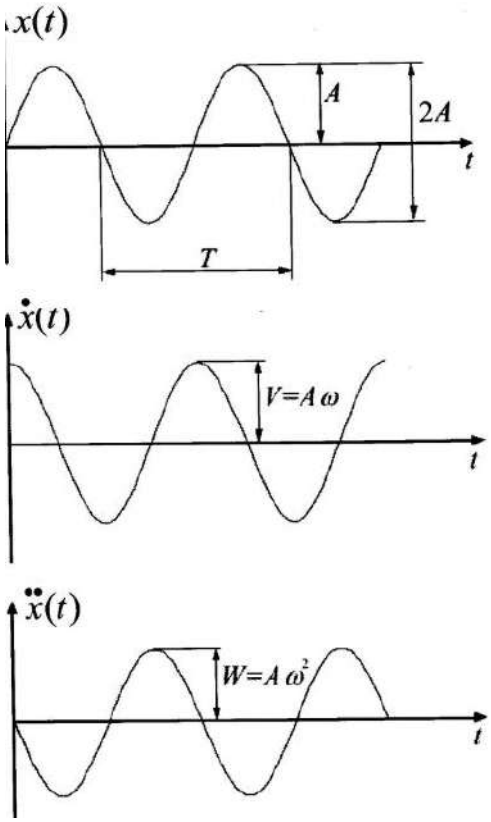


Рис. 1. Графики гармонических колебаний

Однако в реальности вибрация не встречается в виде простого колебания, представляет собой сложное полигармоническое колебание, которые можно выразить в виде суммы гармонических составляющих с помощью преобразования Фурье:

$$x(t) = \sum A_i \sin\left(\omega_i t + \varphi_i\right).$$

С помощью данного выражения получают основные качественные характеристики колебательных процессов: размах, пиковые значения, среднее квадратичное значение (СКЗ), среднее значение (СЗ).

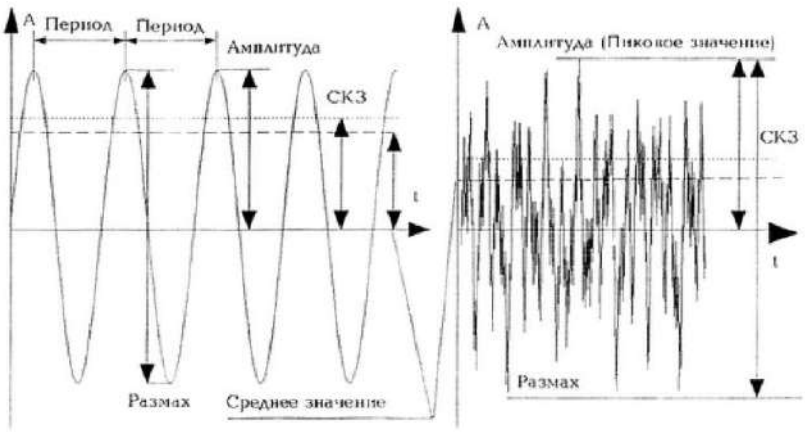


Рис. 2. Наглядное представление количественных параметров вибрации

Размахом называется значения между максимальными значениями амплитуды. Пиковым значением является наибольшее абсолютное значение экстремума функции. СЗ – это среднее интервальное абсолютных значений. Самым важным параметром при исследовании вибрации является СКЗ, этот параметр отображает значения энергии сигнала, то есть ее силы, вне зависимости от времени развития (рис. 2).

Для графического представления колебаний в механических системах используют графические формы описания, так как они являются наиболее удобными для анализа – осциллограмма (рис. 3) и спектр (рис. 4).

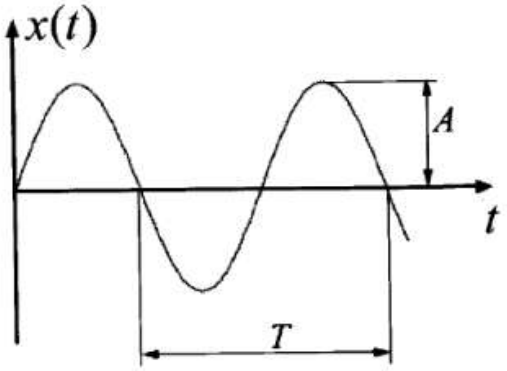


Рис. 3. Осциллограмма колебательной системы

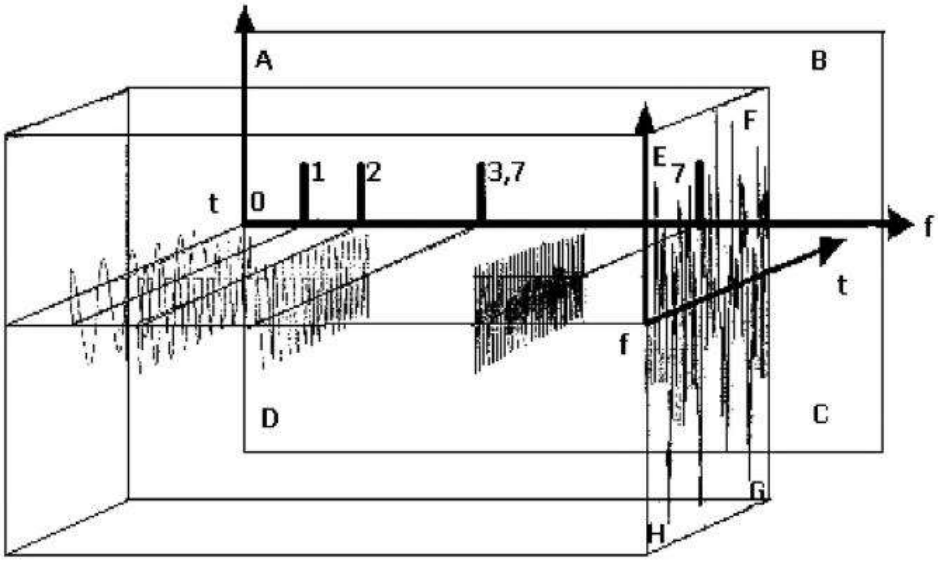


Рис. 4. Спектральное представление сложной вибрации

Из рис. 3 имеется возможность определить различные качественные параметры одного сигнала. Но когда колебательный процесс является полигармоническим, то из-за наложений составляющих гармоник друг на друга, а также вторичных шумов, не представляющих ценностей

для диагноста, очень сложно произвести качественный анализ системы. Данную проблему решает представление сигналов колебаний в трехмерном пространстве. Плоскость EFGH (рис. 4) представляет собой временную составляющую графика. Слева от нее представлены четыре гармоники ее синусоидального сигнала, развивающиеся вдоль оси *t*. Проекция этих гармоник на плоскость ABCD называется частотным спектром в системе координат A – амплитуда и f – частота. Вдоль оси f отображены четыре пика 1; 2; 3,7; 7. Таким образом, спектр вибрации – это совокупность отображения гармонических составляющих полигармонического колебания, характеризующих вибрацию, в которой амплитудные значения расположены в порядке возрастания номеров гармонических составляющих. Частотный анализ спектра является основным методом диагностирования вибрации механических системах.

В качестве единиц измерения характеристик вибрации используются: для виброускорения (пиковое значение) – м/с^2 либо g=10 м/с^2; виброскорости (среднеквадратичное значение) – мм/с или м/с; виброперемещение (размах или амплитуда) измеряется в микрометрах (1 мкм = 10^{-6} м = 10^{-3} мм) или в мм; частота вибрации измеряется в Герцах (1 Гц = 1 с$^{-1}$) или числах оборотов в минуту (об/мин, рад/с); пороговые значения параметров, согласно стандарта ИСО 1683, имеют значения: для виброускорения – 10^{-6} м/с^2; для виброскорости – 10^{-9} м/с; для виброперемещения – 10^{-12} м.

Для анализа сложных гармонических колебаний машин роторного типа используются спектральные графики: виброускорения, виброскорости и виброперемещения. Наиболее информативным из них является спектр виброскорости. Также, если необходимо получить для анализа спектры виброускорения или вибросмещения, всегда имеется возможность интегрирования или дифференцирования измеряемой сложной функции вибрации.

Источники

1. Ширман А.Р. Соловьев А.Б. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования. Москва: Наука, 1996. 276 с.

2. Абрамов И.Л. Вибродиагностика энергетического оборудования. учеб. пособие по дисциплине «Диагностика в теплоэнергетике». Кемерово: КузГТУ, 2011. 81 с.

3. Петрухин В.В., Петрухин С.В. Основы вибродиагностики и средства измерения вибрации: учеб. пособие. Вологда: Инфра-Инженерия, 2010. 624 с.

УДК 621.31

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ РЕЗИСТОРОВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В СЕТИ 220 (110) / 20 кВ

И.В. Дудка[1], М.Ю. Харитонов[2]
АО «Объединенная энергетическая компания», г. Москва
[1]DudkaIV.oek@yandex.ru, [2]miklhar@mail.ru

В данной статье производится исследование амплитуд перенапряжений, возникающих при коммутациях в схеме подстанции 220/20 кВ, сравниваются различные схемы подключение резистора к нейтрали, а также выявляется более оптимальная схема подключение резистора к нейтрали.

Ключевые слова: заземление нейтрали, трансформатор, перенапряжение, резистор, математический анализ.

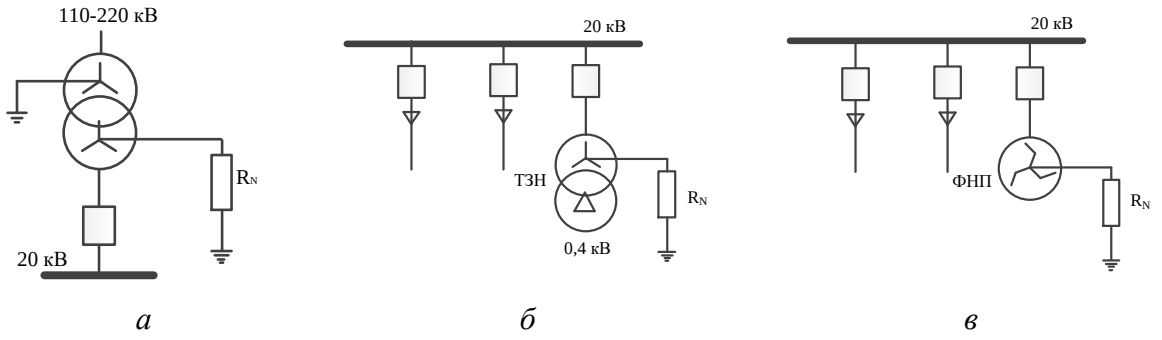
В настоящее время сети 20 кВ г. Москва выполнены с низкоомным резистивным заземлением нейтрали, позволяющим кардинально решить проблему перенапряжений при ОЗЗ и реализовать быстрое селективное отключение поврежденного присоединения.

В сети 20 кВ в соответствии с [1] применено резистивное заземление нейтрали, что позволило ограничить уровни дуговых перенапряжений и организовать селективное отключение присоединений с ОЗЗ с минимальной выдержкой времени [2, 3]. Ограничение перенапряжения до рекомендованного [6] уровня, не превышающего 2,5 фазного напряжения, способствует исключению горения перемежающейся заземляющей дуги и ликвидации многоместных и многофазных замыканий на оборудовании сети.

Основной проблемой, решаемой в каждом случае применения резистивного заземления нейтрали, является выбор оптимальной схемы подключения и значения сопротивления резистора.

В настоящее время в Московском регионе применяется схема с включением резистора в нейтраль обмотки 20 кВ силового трансформатора 220(110)/20 кВ Y_0/Y_0 центра питания (рис. 1, *а*). Данная схема обладает недостатком, заключающимся в потере резистивного заземления секции шин при отключении питающего трансформатора [5].

Технически целесообразным вариантом является подключение резисторов к нейтрали специального трансформатора заземления нейтрали (ТЗН) 20/0,4 кВ $Y_0/\Delta - 11$ (рис. 1, *б*), либо фильтра нулевой последовательности (ФНП) со схемой Z_0 (рис. 1, *в*).



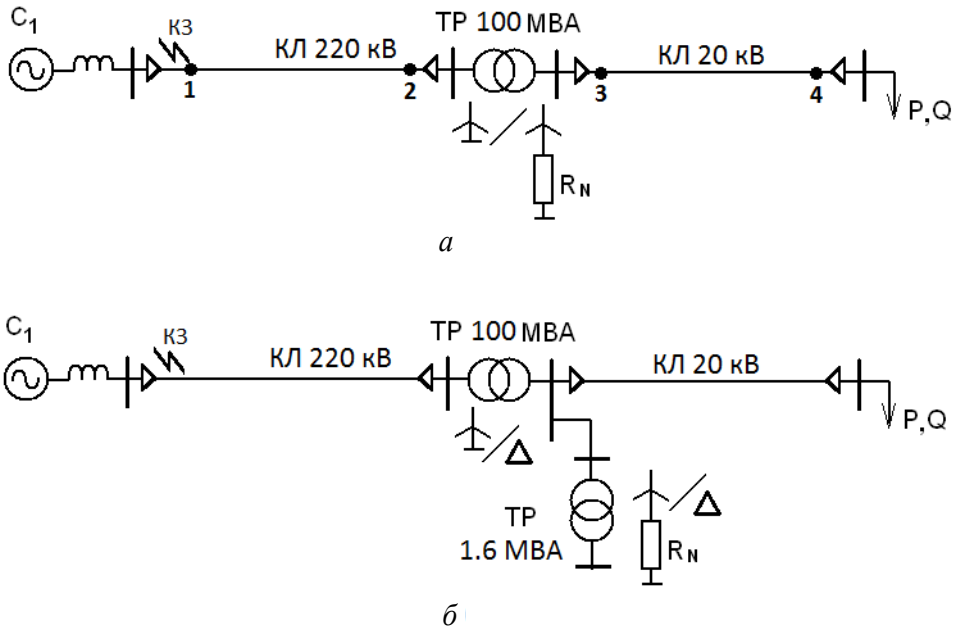
а *б* *в*

Рис. 1. Принципиальные схемы подключения резистора в сети 20 кВ при использовании нейтрали обмотки 20 кВ силового трансформатора (*а*), ТЗН 20/0,4 кВ мощностью до 1500 кВ·А (*б*) и ФНП со схемой «зигзаг» (*в*)

Подключение резистора в нейтраль сети 20 кВ по схеме (рис. 1, *а*) формирует связь шин высокого и среднего напряжения по цепи нулевой последовательности. Исследования показывают, что в этом случае плановые и аварийные коммутации на стороне 220 кВ приводят к переходному процессу и перенапряжениям в сети 20 кВ.

Количественный анализ этих перенапряжений проведен на примере схемы подстанции 220/20 кВ «Золотаревская», на которой выдача мощности на шины 20 кВ осуществляется от шин 220 кВ через трансформаторы 220/20 кВ мощностью 100 МВ·А.

В режиме раздельной работы секций шин формируется схема питания трансформатора 220/20 кВ от удаленной электростанции кабелем 220 кВ, длина которого около 10 км (рис. 2).



а

б

Рис. 2. Расчетные схемы: *а* – подключение резистора к нейтрали трансформатора 220/20 кВ; *б* – подключение резистора к нейтрали трансформатора 20/0,4 кВ

Каждый компонент цепи имеет N связей (выводов), у каждогой из которых произвольное число переменных. Система уравнений относительно этих переменных представляет математическую модель компонента. Связи компонентов образуют ветви цепи, точки соединения этих связей – узлы цепи. Ветвям цепи соответствует (i_1, i_2,..., i_m), узлам цепи – вектор напряжений $|i|$ вектор токов (u_1, u_2,..., u_n). Каждому компоненту (многополюснику) $|u|$ соответствует математическая модель, выраженная относительно токов и напряжений на его выводах [3].

Общее математическое описание схемы в комплексе «МАЭС» выполняется на основании вида используемых модулей, их чисел и топологии соединений [5]. На основании этих данных математическая модель формируется в виде:

$$\begin{gathered} u_0 = 0; \\ [\mathrm{A}]I = 0; \\ [\mathrm{B}]u + [\mathrm{C}]I = [\mathrm{D}], \end{gathered} \qquad (1)$$

где [A] – матрица инциденций; [B], [C], [D] – параметрические матрицы.

Первое уравнение системы (1) задает точку отсчета потенциалов, второе является математической записью 1-го закона Кирхгофа, третье – математическими моделями компонентов цепи.

Основным этапом вычислений является решение системы линейных алгебраических уравнений, повторяющееся на каждом шаге расчета и определяющее время расчета.

Система (1) в матричной форме записывается:

$$[\Phi]V = W, \qquad (2)$$

где [Ф] – матрица коэффициентов алгебраических уравнений, задающих закон Кирхгофа для всех узлов, кроме нулевого, и коэффициентов левых частей уравнений моделей компонентов; W – вектор правых частей уравнений; V – вектор решения.

В результате решения определяется вектор искомых параметров цепи на каждом шаге расчета.

Расчеты коммутации возникновения однофазного КЗ проведены для случая замыкания на удаленном от подстанции конце КЛ 220 кВ (точка *1*, рис. 2, *а*).

На рис. 3 представлены кривые перенапряжений на стороне 220 кВ, амплитуда которых составляет $u_{\text{п}}220 = 1{,}3u_{\text{ф}}$, где $u_{\text{ф}}$ – амплитудное фазное напряжение.

Частота колебаний напряжения определяется временем пробега и отражения волн по КЛ 220 кВ и составляет для линии 10 км около 2 500 Гц.

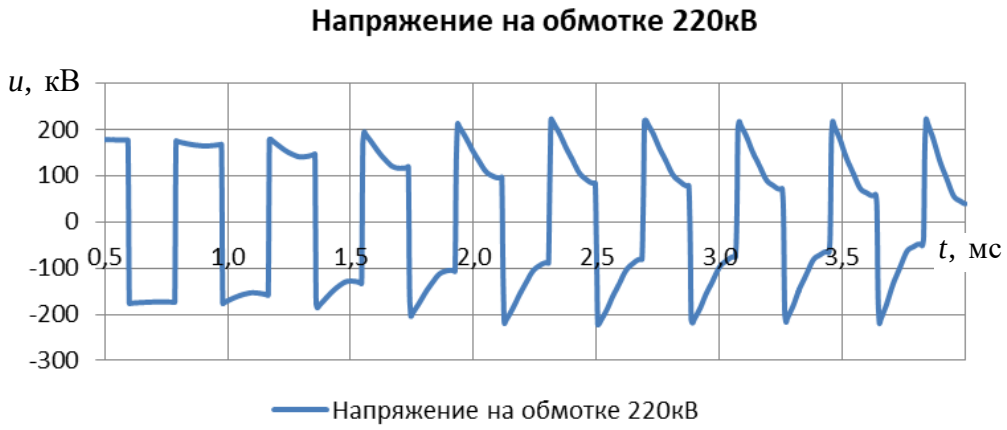


Рис. 3. Кривые перенапряжений на стороне 220 кВ силового трансформатора 220/20 кВ

Амплитуда перенапряжений переходного процесса определяется волновыми параметрами КЛ 220 кВ, местом однофазного КЗ и сопротивлением резистора в нейтрали сети 20 кВ.

Высокочастотные перенапряжения на обмотке высшего напряжения трансформатора 220/20 кВ вызывают протекание токов соответствующей частоты по фазным обмоткам и в нейтрали 20 кВ (рис. 4).



Рис. 4. Кривые фазного тока и тока нейтрали на стороне 20 кВ силового трансформатора 220/20 кВ

За счет протекания тока нулевой последовательности по заземленной нейтрали обмоток 20 кВ трансформатора на шинах 20 кВ (точка *3*, рис. 2, *а*) формируется волна перенапряжений, при движении которой по КЛ 20 кВ на конце линии (точка *4*, рис. 2, *а*) возникают перенапряжения высокой кратности.

В случае подключения резистора к нейтрали по схемам (рис. 1, *а*) и (рис. 2, *а*) при возникновении однофазного КЗ на удаленном конце КЛ 220 кВ (точка 1, рис. 2, *а*), перенапряжения на КЛ 20 кВ достигают $u_{\text{п}}20 = 4{,}62u_{\text{ф}}$ (кривая «R_n в нейтрали трансформатора 220/20», рис. 5).



Рис. 5. Перенапряжение на конце КЛ 20 кВ при возникновении однофазного КЗ на КЛ 220 кВ

Реализация подключения резистора к нейтрали по схемам рис. 1, *б, в*, рис. 2, *б* разделяет шины 220 и 20 кВ по нулевой последовательности.

При этом исключается протекание тока нулевой последовательности по нейтрали 20 кВ, и уменьшается влияние переходных процессов, возникающих при несимметричных КЗ в сети (220 кВ, на напряжения и тки на стороне 20 кВ).

При подключении резистора к нейтрали по схеме рис. 1 (*б, в*) при возникновении однофазного КЗ на удаленном конце КЛ 220 кВ, перенапряжения на КЛ 20 кВ снижаются на 22 % и не превышают $3{,}6u_{\text{ф}}$ (кривая «R_n в нейтрали трансформатора 20/0,4», рис. 5).

Включение кабеля 20 кВ со стороны шин 20 кВ подстанции приводит к возникновению перенапряжений на удаленном конце КЛ 20 кВ. Перенапряжения возникают за счет зарядной емкости КЛ и представляют собой гармонические колебания, частота которых определяется длиной КЛ и предвключенным сопротивлением источника. Амплитуда возникающих колебаний определяется длиной коммутируемой КЛ.

В таблице представлены расчетные значения амплитуд $u_ф$, кратностей $K_{пер}$ и частоты $f_п$ возникающих перенапряжении при варьировании длины l включаемого участка КЛ 20 кВ.

Характеристики перенапряжений при коммутациях КЛ 20 кВ

№ п/п	l, км	$u_ф$, кВ	$K_{пер}$, отн.ед.	$f_п$, Гц
1	1,2	21	1,29	5 000
2	5	27	1,65	2 000
3	10	30	1,84	1 400

Расчеты показывают, что значения перенапряжений при коммутации КЛ 20 кВ со стороны шин 20 кВ питающей подстанции практически не зависят от схемы подключения резистора к нейтрали сети 20 кВ. Коэффициент перенапряжений на КЛ 20 кВ в зависимости от длины КЛ варьируется в интервале $K_{пер}$ = 1, 2,…, 1,9, частота процесса изменяется $f_п$ = 1,…, 5 кГц. Переходный процесс затухает в течение 3–5 периодов высокочастотных колебаний (рис. 6).

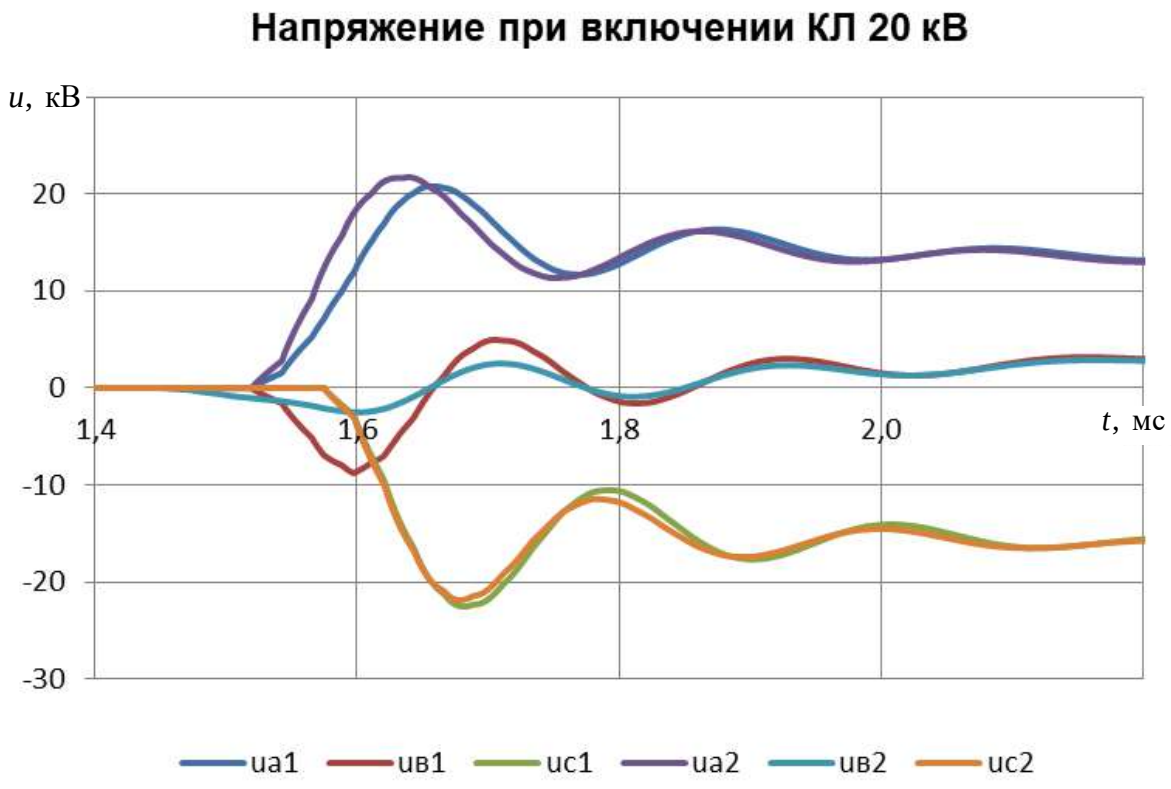


Рис. 6. Перенапряжение на конце КЛ 20 кВ при включении КЛ 20 кВ при подключении резистора по схеме на рис. 1, *а*

Таким образом, исследование амплитуд перенапряжений, возникающих при коммутациях в схеме подстанции 220/20 кВ, показывает, что подключение резистора к нейтрали по схемам рис. 1 (*б, в*) является более предпочтительным за счет разделения шин 220 и 20 кВ по нулевой последовательности и общего снижения (примерно на четверть) кратности перенапряжений.

Это будет иметь принципиальное значение в будущем по мере старения изоляции кабельной сети 20 кВ.

Дополнительно сообщаем, с учетом проведенных исследований, что для исключения влияния несимметричных режимов со стороны сети 220 кВ и повышения оперативной гибкости схемы для подключения резистора в нейтраль целесообразно использовать отдельный трансформатор со схемой Z_0 или Y_0/Δ, мощность которого выбирается с учетом его кратковременной загрузки на основе требований ГОСТ Р 52719-2007 и ГОСТ Р 54827-2011. Для резистора 12 Ом/1000А типовая мощность нейтралеобразующего трансформатора составляет 1600 кВ·А. [7]

Источники

1. О схеме электроснабжения города Москвы на период до 2020 года (распределительные сети напряжением 6–10–20 кВ): постановление Правительства Москвы от 14 декабря 2010 г. № 1067-ПП.
2. Майоров А.В. Опыт эксплуатации и характеристики надежности электрических сетей 20 кВ мегаполиса // Электроэнергия. Передача и распределение. 2016. № 4. С. 70–73.
3. Майоров А.В., Шунтов А.В. О потерях мощности в экранах кабелей 20 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение. 2015. № 5. С. 82–84.
4. Евдокунин Г.А., Титенков С.С. Внутренние перенапряжения в сетях 6–35кВ. СПб.: Изд-во Терция, 2004. 188 с.
5. Комплекс программ МАЭС для расчета переходных процессов в сложных электроэнергетических системах: отчет / Сибирский НИИ энергетики; рук. темы Наумкин И.Е., отв. исп. Челазнов А.А. Новосибирск, 1981. 200 с.
6. ГОСТ Р 52719–2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2008. 42 с.

УДК 621.3.042.1

ДИАГНОСТИКА МАГНИТОПРОВОДА ТРАНСФОРМАТОРА

Д.Р. Зиннатуллина
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
dashazin1995@mail.ru

Важнейшей составляющей силового трансформатора является магнитопровод, поскольку, именно в нём замыкается магнитный поток, являющийся средством передачи энергии от первичной обмотки ко вторичной.

Разработка методов диагностики магнитопровода трансформатора позволит повысить эффективность эксплуатации этого оборудования и продлить срок службы стареющих образцов.

В статье описаны основные опасные воздействия на магнитопровод высоковольтного трансформатора, его повреждения и существующие методы диагностики состояния магнитной системы силовых трансформаторов.

Ключевые слова: трансформатор, магнитопровод, сердечник, диагностика, повреждение, дефект, магнитная система.

В процессе эксплуатации трансформатора в ходе внешних воздействий магнитопровод подвергается электрическим, тепловым, химическим и механическим воздействиям.

В результате этих воздействий происходят процессы, приводящие к возникновению и развитию характерных дефектов магнитной системы, таких как:

– общее нарушение межлистовой изоляции магнитопровода ввиду старения;

– выгорание сердечника (местный пожар в стали с выгоранием части листов шихтованного магнитопровода);

– повреждение изоляции стяжных шпилек сердечника;

– местное нарушение межлистовой изоляции (замыкание отдельных листов между собой);

– распрессовка сердечника (ввиду усадки стали магнитопровода или ослабления болтовых креплений);

– ослабление прессовки стыков;

– разрушение изолирующих прокладок в стыках.

Следует заметить, что причины большинства видов повреждений взаимосвязаны и взаимозависимы, и каждая из них может вызвать появление другой. Общим для них является наличие и последующее развитие дефектов в магнитопроводе, к числу которых относятся:

– повреждение изоляции пластин электротехнической стали в местах соприкосновения торцов пластин с центрирующими втулками ярмовых балок, стяжными шпильками или полубандажами под воздействием вихревых токов или токов, наводимых в короткозамкнутых контурах и вызывающих местные перегревы металла и, соответственно, изоляции;

– нарушение изоляции из-за ошибок при размещении заземлений по контуру магнитопровода или нарушения схемы заземления, замыкания и выгорание пластин электротехнической стали с переходом в пожар в стали магнитопровода.

– частичное или общее старение лаковой пленки пластин электротехнической стали вследствие недопустимых перегревов активной стали при значительных и длительных перегрузках трансформатора;

– ненормальное гудение трансформатора, свободное колебание крепящих деталей и отстающих крайних пластин электротехнической стали в стержнях и ярмах [1].

Подобные дефекты приводят к циркуляции вихревых токов, усиленному местному нагреву и даже к пожару в активной стали магнитопровода с прогрессирующим развитием повреждения, сопровождающимся разложением масла и выделением газов.

Повреждения, связанные с нарушением изоляции вспомогательных элементов магнитопровода, выявляют внешним осмотром и проведением специальных испытаний на активной части трансформатора.

Внешний осмотр магнитопровода связан со вскрытием и разборкой (при необходимости) активной части трансформатора и выполняется, как правило, при капитальном ремонте. При осмотре магнитопровода дефектные места обнаруживаются по отложению шлама, наличию темных пятен, цветам побежалости на пластинах электротехнической стали, по обгоранию заземляющих лент, наличию следов поверхностных разрядов и прострелов через толщину пакетов пластин или по их торцам в виде отверстий с оплавлениями.

Скрытые, незаметные для глаза дефекты в магнитопроводе определяются проведением специальных испытаний:

– измерением потерь и тока холостого хода пофазно при пониженном напряжении;

– измерением сопротивления постоянному току межлистовой изоляции активной стали магнитопровода по специальной методике;

– испытанием качества изоляции вспомогательных конструктивных элементов магнитопровода (ярмовых балок, стяжных шпилек, полубандажей, прессующих пластин и колец).

Измерение сопротивления изоляции стяжных шпилек, накладок, полубандажей и ярмовых балок выполняют с помощью мегаомметра на напряжение 1000 В в течение 1 мин; сопротивление изоляции не нормируется.

При обнаружении дефектов или нулевых значений сопротивления изоляции стяжной шпильки необходимо снять с нее гайку и шайбу, очистить от грязи и шлама, которые часто попадают под шайбу и создают замыкание стяжной шпильки с пластинами электротехнической стали, затем поставить шайбу и гайку на место и снова повторить проверку изоляции мегаомметром. Если результат отрицательный, то необходимо дефектные трубки заменить на новые заводские или собственного изготовления.

Измерение сопротивления изоляции пластин электротехнической стали магнитопровода постоянному току проводят по толщине всего магнитопровода и по толщине отдельных его пакетов для сравнения сопротивления (его значений) симметрично расположенных пакетов. Допускается отклонение измеренного значения сопротивления магнитопровода от данных предыдущих измерений и заводских не более 2 %. Сумма измеренных значений сопротивлений изоляции всех пакетов не должна отличаться от полного значения сопротивления более чем на ±5 %. Различие значений сопротивлений симметричных пакетов должно быть не более чем в 2 раза.

Сопротивление изоляции проверяют методом амперметра–вольтметра при постоянном токе от аккумуляторной батареи напряжением 12–24 В.

Мелкие дефекты в магнитопроводе можно устранить без его разборки. При частичном ремонте магнитопровода повреждения электротехнической стали устраняют лишь в том месте, в котором обнаружено замыкание или небольшое выгорание пластин электротехнической стали. При значительных повреждениях их устранение производят с выводом трансформатора в капитальный ремонт.

Предупреждение отклонений в работе магнитопровода можно свести к выполнению ряда мероприятий. Например, таких как:

– своевременный отбор проб масла из бака трансформатора на сокращенный физико-химический анализ и хроматографический анализ;

– оценивание газа в газовом реле (позволяет судить о степени повреждения, а состав газа – о его характере и источнике выделения);

– учет динамики увеличения потерь и тока холостого хода;

– вибрационное обследование трансформатора с целью оценки состояния систем распрессовки магнитопровода;

– контроль за температурой верхних слоев масла трансформатора;

– тщательный осмотр магнитопровода, проведение необходимых измерений и испытаний и устранение обнаруженных неисправностей в период выполнения ремонта со вскрытием активной части трансформатора;

– комплексное диагностическое обследование трансформатора [2].

Таким образом, сформулируем основные виды повреждений магнитопровода, их признаки, причины, вызвавшие повреждения и способы выявления этих неисправностей.

Признаками дефектов межлистовой изоляции являются ухудшение состояния масла (понижение температуры вспышки, повышение кислотности, понижение пробивного напряжения) и увеличение потерь холостого хода.

Возможными причинами послужили: перегревы, вызываемые вихревыми токами или токами в короткозамкнутых контурах, нарушения схемы заземления, влага, конденсирующаяся на поверхности масла, проникающая между пластинами активной стали и вызывающая её коррозию и разрушение межлистовой изоляции.

Способы выявления повреждений заключаются во внешнем осмотре при вынутой активной части, замере потерь холостого хода при зашихтованном ярме с контрольной обмоткой, замере напряжений между крайними пластинами и пакетами возбужденного магнитопровода, а также анализе масла и проверке изоляции стяжных шпилек или бандажей мегомметром.

Признаками пожара в стали являются появление газа в газовом реле и работа газовой защиты на сигнал, понижение температуры вспышки масла и специфический резкий запах и темный цвет масла вследствие его разложения.

Причинами этого дефекта чаще всего являются повреждение изоляции стяжных шпилек, дающее короткозамкнутый контур, касание какой-либо металлической частью стержня в двух точках, местное повреждение межлистовой изоляции, дающее замыкание листов стали, а также неправильное заземление, создающее короткозамкнутый контур.

Способы выявления данного типа повреждений аналогичны вышеописанным.

О замыкании листов стали можно судить по появлению горючего черного газа в газовом реле в результате местного перегрева и разложения масла.

Как правило, причины местных замыканий листов стали кроются в наличии каких-либо посторонних металлических или токопроводящих частей, замыкающих в данном месте листы стали.

На сегодняшний день узнать о повреждении возможно только посредством внешнего осмотра при вынутой активной части.

Ненормальное гудение, дребезжание, жужжание и т. п. у шихтованного магнитопровода свидетельствует о таком виде неисправности как ослабление прессовки магнитопровода.

Недостаточная опрессовка магнитопровода в процессе производства, ремонта или ее ослабления в процессе эксплуатации является причинами ослабление болтовых креплений, свободных колебаний крепящих деталей, колебаний отстающих крайних листов стали в стержнях или ярмах. Также причиной является превышенное и отличающееся от номинального напряжение, поданное на первичную обмотку трансформатора.

Внешним осмотром при вынутой активной части, проверкой состояния прессующих и крепящих деталей, а также проверкой величины первичного напряжения можно выявить дефект. Также о неисправности можно судить по наличию отставания крайних листов в стержнях или ярмах.

Признаки ослабления прессовки магнитопровода аналогичны вышеописанному: у стыкового магнитопровода появляется недопустимое гудение и жужжание.

Возможной причиной появления ослабления прессовки обычно бывает пробой или разрушение изолирующих прокладок в стыках.

Дефект можно выявить внешним осмотром при вынутой активной части и проверкой состояния стыков, а также изолирующих прокладок в стыках и проверкой потерь холостого хода.

Недопустимы большие потери холостого хода у броневого трехфазного трансформатора. У работающего трансформатора этого дефекта не может быть, но он наблюдается при испытаниях после ремонта. Причиной повреждения может быть не вывернутая обмотка на средней фазе.

Повреждение диагностируется, как правило, посредством проверки правильности запайки схемы с учетом направления намотки обмоток отдельных фаз и проверки потерь холостого хода.

Признаком обрыва заземления является потрескивание внутри трансформатора при повышенном напряжении.

Способом его выявления выступает внешний осмотр при вынутой активной части и проверка состояния заземления.

Опыт эксплуатации трансформаторов в электроэнергетике свидетельствует о том, что наблюдается заметное возрастание повреждаемости трансформаторов по мере увеличения времени их работы. Это ставит проблему качественной диагностики для выявления возможных дефектов магнитной системы трансформатора, что важно при решении вопроса о дальнейшей эксплуатации длительно работавших трансформаторов [3].

Разработка методов диагностики магнитопровода трансформатора позволит повысить эффективность эксплуатации этого оборудования и продлить срок службы стареющих образцов.

Источники

1. Голоднов Ю.М. Контроль за состоянием трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1988. 88 с.

2. Противоаварийный циркуляр № Ц-06-88 (Э) О мерах по повышению надежности герметичных вводов 110–750 кВ. М.: СПО Оргрэс, 1991.

3. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. Раздел 2. Методы контроля состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов. М.: СПО ОГРЭС, 1997.

УДК 621.316.06

КОНСТРУКЦИЯ ЛАБОРАТОРНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОЩИТОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТИПОВЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ

В.Р. Иванова[1], Г.Р. Гильманова[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]vr-10@mail.ru, [2]79274514324@mail.ru

В работе представлено описание конструкции лабораторного стенда для изучения электрощитового оборудования и типовых систем автоматического регулирования в электротехнических комплексах. Разработанный лабораторный стенд позволяет производить полный комплекс работ, необходимый для производства электрощитового оборудования.

Ключевые слова: электротехнические комплексы, электрощитовое оборудование, АСУ ТП, выкатные модули, алгоритмы управления.

Разработка и проектирование лабораторного стенда для изучения электрощитового оборудования выполнена с целью обучения полному комплексу работ по создания автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) [3, 4]. Данный стенд позволяет проводить полный комплекс работ, с которыми сталкивается современный инженер АСУ ТП [1, 2]. К ним относят:

1) разработку и проектирование автоматизированной системы управления технологическим процессом;

2) подбор оборудования согласно техническому заданию;

3) сборку щита управления;

4) программирование логического контроллера;

5) построение визуализации для наглядного понимания технологического процесса;

6) пуско-наладочные работы;

7) проверку работоспособности схемы путем запуска технологического процесса.

Лабораторный стенд представляет собой полноценный щит для монтажа элементов автоматики двухстороннего обслуживания с отдельными, независимыми друг от друга выкатными блоками. Для объединения блоков кабельной связью предусмотрен кабельный отсек, расположенный сзади от выкатных блоков. Доступ к нему возможен лишь при открытии двери специальным ключом, который по правилам безопасности всегда должен находиться у преподавателя, ответственного за безопасное проведение лабораторной работы. На лицевой стороне учебного лабораторного стенда расположены выкатные блоки. Количество блоков, а также их размер может отличаться в зависимости от размера и количества оборудования [5, 6].

Использование электрощитового оборудования с выкатными блоками в качестве лабораторного стенда в отличие от традиционных стендов имеет большое количество преимуществ:

1. Удобство монтажа оборудования. При таком исполнении отсутствует необходимость устанавливать оборудование непосредственно на стенде. Каждый отдельный блок вынимается из стенда и собирается на столах для сборки.

2. Безопасность оборудования. Каждый блок имеет собственную защиту и может быть отключен независимо от других блоков.

3. Безопасность обучающихся. Благодаря системе выкатных блоков у обучающихся нет прямого доступа к токоведущим линиям, что уменьшает риск поражения электрическим током.

4. Малое количество расходных материалов. Расход провода для подключения электрических и электронных аппаратов значительно ниже в сравнении с традиционным учебным стендом.

5. Возможность проведения разноплановых лабораторных работ. Стенд является универсальным и позволяет гибко подстраиваться под любые технические требования.

6. Компактность стенда. Для проведения лабораторной работы для группы из 12–15 обучающихся достаточно одного стенда АСУ ТП. При этом каждый человек из группы будет занят индивидуальным заданием.

Конструктивно учебный стенд автоматизации систем управления технологическими процессами представляет собой металлический шкаф двухстороннего обслуживания с отдельными выкатными блоками и кабельным отсеком. На лицевой части учебного стенда автоматизации систем управления технологическими процессами расположен отсек выкатных элементов. Ширина отсека составляет 600 мм, а высота – 1800 мм. В этой части располагаются выкатные сборные блоки.

Стенд может комплектоваться выкатными блоками различных габаритов (см. рисунок). Размер блока зависит от размера и количества электрических и электронных аппаратов, необходимых для реализации технического задания, поставленного в лабораторной работе.



Учебный стенд с выкатными блоками

Современные учебные стенды по автоматизации в большинстве случаев являются узкоспециализированными и предназначенными для выполнения одного типа работ, что в конечном итоге приводит к отсутствию навыков проведения полного спектра комплексных работ по автоматизации технологических процессов у обучающихся. Данный учебный стенд позволяет проводить полный комплекс работ по автоматизации. Высокий уровень универсальности стенда был достигнут благодаря применению

выкатных сборных систем отдельных блоков. Такая конструктивная особенность является отличным решением проблемы организации учебного процесса для получения навыков работы с АСУ ТП.

Источники

1. Аветисян Д.А. Автоматизация проектирования электрических систем. М.: Высшая школа, 2005. 511 с.
2. Бородин И.Ф. Автоматизация технологических процессов и системы автоматического управления (ССУЗ). М.: КолосС, 2006. 352 с.
3. Иванова В.Р., Иванов И.Ю. Разработка критериев оценки принимаемых решений в области проектирования, создания и эксплуатации активно-адаптивных электроэнергетических систем // Высокие технологии и инновации в науке: сб. тр. Междунар. науч. конф. Шелехов, 2018. С. 112–116.
4. Ivanova V.R., Ivanov A.S., Fetisov L.V. The development of an automated station for group soldering of the led lines // Proc. 14th International scientific-technical conference on actual problems of electronic instrument engineering (APEIE). 2018. Pp. 336–338.
5. Иванова В.Р., Фетисов Л.В. Разработка учебного стенда для эффективной и безопасной эксплуатации резервного электроснабжения на промышленных предприятиях // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2018. № 9-10. С. 165–169.
6. Иванова В.Р., Иванов И.Ю. Повышение чувствительности дифференциальных защит линий при внутренних коротких замыканиях // Энергия – 2016: сб. тр. XI Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Иваново, 2016. Т. 3. С. 124–125.

УДК 621.315.615.2

ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА (НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ) СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

А.С. Канищева
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
alena-kanishevaa@yandex.ru

Объектом исследования является энергетическое оборудование (трансформатор), функционирующее на большинстве электростанций, для которого проводят мониторинг наиболее важных эксплуатационных параметров. Цель работы – разработка методики оценки и прогнозирования состояния обмоток трансформатора на основе контролируемых

параметров. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи: изучены типовые структуры и средства технического диагностирования; выявлены основные неисправности трансформатора; определены контролируемые параметры; рассмотрены виды испытаний трансформатора в зависимости от неисправностей и поход к составлению диагностических моделей; составлена модель диагностирования состояния обмоток ТР; разработаны рекомендации к диагностической модели.

Ключевые слова: трансформатор, диагностика, мониторинг, непрерывный контроль, электромагнитное устройство.

Вопрос определения состояния трансформаторов с каждым днем становится всё более актуальным и прямо пропорционален динамике износа парка оборудования, которое находится в эксплуатации. В настоящее время около 60 % действующего оборудования отработало свой эксплуатационный срок и требует замены. На сегодняшний день 40 % трансформаторного оборудования имеет средний возраст от 18 лет и требует проведение капитального ремонта. Незамедлительная, полная оценка состояния трансформатора дает возможность продолжать его эксплуатацию, а проведение диагностики позволяет избежать не только финансовых затрат, но и потерь, связанных с аварийным отключением электроснабжения.

Одним из наиболее распространенных электротехнических устройств является трансформатор (ТР), который представляет собой электромагнитное устройство с двумя и более индуктивно связанными обмотками и предназначенное для преобразования одной (первичной) системы переменного тока в другую (вторичную) систему переменного тока.

Силовые трансформаторы применяются в системах передачи и распределения электроэнергии, для установок со статическими преобразователями при преобразовании переменного тока в постоянный (выпрямители) или постоянного в переменный (инверторы), а также для получения требуемых напряжений в цепях управления электроприводами.

В статье объектом диагностирования выбран силовой трёхфазный трехобмоточный трансформатор, имеющий три основные гальванически не связанные обмотки. К первичной обмотке подводится электрическая энергия, а вторичные обмотки связанны с потребителем.

Контроль состояния трансформатора носит комплексный характер.

Обычно он начинается еще на стадии изготовления. Именно тогда проверяют качество изоляционных и активных материалов, отдельных деталей и узлов, качество сборки. Готовый трансформатор подвергают комплексной проверке на испытательной станции завода-изготовителя, оснащенной всеми необходимыми средствами диагностики. При транспортировке трансформатора осуществляют контроль его герметичности,

а в некоторых случаях и контроль за воздействием механических усилий. Прибывший трансформатор также требует контроля его состояния как при хранении, так и в процессе монтажа в соответствии с руководящими техническими материалами.

Оборудование проходит ряд этапов: транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию. После окончания монтажа перед вводом в эксплуатацию с целью диагностики состояния трансформатор испытывается в объеме, предусмотренном «Правилами устройств электроустановок» (ПУЭ).

Однако наибольший объем работ по проверке состояния трансформаторов осуществляется в процессе эксплуатации. В дальнейшем рассмот рим применяемые способы контроля состояния обмоток трансформатора и особо остановимся на том, как по полученным результатам оценить состояние трансформатора и сделать вывод о возможности его последующей эксплуатации.

Основными эксплуатационными требованиями являются электрическая и механическая прочность и нагревостойкость как обмоток, так и других частей и всего трансформатора в целом. Изоляция обмоток и других частей трансформатора должна выдерживать без повреждений коммутационные и атмосферные перенапряжения, которые могут возникнуть в сети, где трансформатор будет работать. Механическая прочность обмоток должна гарантировать их от механических деформаций и повреждений при токах КЗ., многократно превышающих номинальный рабочий ток трансформатора. Нагрев обмоток и других частей от потерь, возникающих в трансформаторе при нормальной работе и КЗ ограниченной длительности, не должен приводить изоляцию обмоток и других частей, а также масло трансформатора – к тепловому износу или разрушению в сроки более короткие, чем обычный срок службы трансформатора (20–25 лет).

Общие эксплуатационные требования, предъявляемые к трансформаторами их обмоткам, регламентированы соответствующими стандартами ГОСТ на силовые трансформаторы общего назначения, различные специальные трансформаторы, электрические испытания изоляции трансформаторов.

Практически электрическая прочность изоляции обмоток достигается правильно-разработанной конструкцией, правильным выбором изоляционных промежутков и изоляционных материалов и прогрессивной технологией обработки изоляции. Требование механической прочности обмотки

удовлетворяется путем тщательного расчета поля рассеяния, т. е. правильного выбора типа и конструкции обмотки и расположения ее витков и катушек с таким расчетом, чтобы возникающие в этой обмотке механические силы были по возможности меньшими, а механическая стойкость возможно большей.

На основе эксплуатационных данных можно выделить следующие причины потери работоспособности ТР:

– повышенный нагрев трансформатора, вызванный нагревом металлических частей, вихревыми потоками, перегрузками и перенасыщением магнитопровода, их старением;

– нарушение изоляции между элементами конструкции;

– увлажнение изоляции;

– наличие газа в масле в процессе газовыделения в местах повышенного нагрева или повышенной напряженности электрического поля (частичные разряды);

– старение изоляции под действием катализаторов, кислорода и электрического поля;

– частичные деформации обмоток при КЗ;

– витковые замыкания обмоток;

– увлажнение вводов;

– частичные разряды в изоляции.

В результате многолетней эксплуатации трансформаторов установлены типичные виды повреждений основных элементов трансформатора. Статистика показывает, что две трети повреждений возникают в результате неудовлетворительного ремонта, монтажа и эксплуатации, а одна треть – вследствие заводских дефектов.

Для продления срока жизни трансформатора, а также его дальнейшего эксплуатирования необходимо точное и своевременное диагностирование, то есть определение технического состояния.

Техническая диагностика как область знаний, занимается теорией, методами и средствами обнаружения и поиска дефектов, под которыми следует понимать любое отклонение характеристик объекта от заданных. Установление несоответствия параметров и характеристик объекта – одна из задач диагностирования.

В настоящее время развиваются и внедряются в различные области деятельности современные сложные электротехнические системы (ЭТС). Повышенные требования к надежности, безотказности и безопасности эксплуатации сложных электротехнических систем обуславливают разработку и применение новых методов и средств их контроля.

Методы диагностирования разнообразны, но особый интерес возникает к моделированию с использованием графов. Граф-модель, построенная с использованием теории графов, позволяет проводить анализ и диагностику оборудования, упрощает анализ и делает информацию визуально воспримчивой. В работе под граф-моделью понимается класс граф объектов, имеющих вид помеченных графов, с заданным на нем отношением эквивалентности.

Внедрение новых методов диагностики с целью выявления дефектов и повреждений, оценка исправности оборудования и выполнения других задач диагностики является неотъемлемой частью постоянного совершенствования методик оценки состояния и повышения их эффективности.

Источники

1. Сви М. П. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. М.: Энергия, 1972. 224 с.
2. Калявин В.П. Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика элементов электрооборудования. СПб.: Элмор, 2009. 336 с.
3. Калявин В.П. Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика электроустановок. Йошкар-Ола: Марийский госуниверситет, 2000. 369 с.
4. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Технические условия. М.: Межгосударственный стандарт, 1986. 38 с.
5. ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения. М.: Издательство стандартов, 1990. 9 с.
6. ГОСТ Р ИСО 13379-2009. Руководство по интерпретации данных и методам диагностирования. М.: Стандартинформ, 2010. 23 с.
7. Забудский Е. Применение регулируемых электромагнитных устройств для улучшения режимов работы энергосистем // Энергосбережение. 1999. Вып. 2. С. 105–111.

УДК 62-69

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

С.Г. Конесев[1], К.Д. Валеева[2]
ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа
[1]KonesevSG@yandex.ru, [2]Valeeva.KD@mail.ru

Статья посвящена описанию одной из возможных методик разработки системы подогрева нефтепромыслового оборудования.

Ключевые слова: промысловое оборудование, температурный режим, подогрев, нефть, система подогрева.

Для надежной и бесперебойной работы нефтепромыслового объекта требуется соблюдение режима работы оборудования. Характеристиками режима работы являются длительность технологического процесса, длительность и очередность запуска, температурные режимы и другие параметры. Режимы работы обязательно должны учитываться при разработке систем обеспечения технологического процесса. Для разработки системы подогрева оборудования потребуются данные о местоположении оборудования, его характеристики и температурный режим, а также информация о существующих устройствах, реализующих обогрев.

По данным о характеристиках оборудования и температурных режимах рассчитывается требуемая тепловая мощность системы подогрева, которую можно разделить на две части: мощность, требуемая для компенсации тепловых потерь и мощность, требуемая для разогрева оборудования.

Расчет тепловых потерь на единицу длины для трубопроводов [1]:

$$P_0 = \frac{2\pi K\left(T_\text{р} - T_\text{а}\right)k_\text{з}}{\ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right)},$$

где K – коэффициент теплопроводности внутреннего слоя изоляции, измеренный при средней температуре, Вт/(м·К); $T_\text{р}$ – заданная температура, °С; $T_\text{а}$ – минимальная расчетная температуры окружающей среды, °С; $k_\text{з}$ – коэффициент дополнительных потерь, учитывающий тепловые потери через теплопроводные включения в теплоизоляционных конструкциях, обусловленных наличием в них крепежных деталей и опор ($k_\text{з}$ = 1,2 [2]); D_2 – внешний диаметр внешнего слоя изоляции, м; D_1– внутренний диаметр внутреннего слоя изоляции, м.

Коэффициент теплопроводности теплоизоляции [4]:

$$K = \frac{\lambda}{d},$$

где λ – теплопроводность теплоизоляции, Вт/(м·°С); d – толщина теплоизоляции, м.

Полные тепловые потери:

$$\Sigma P = P_0 \cdot L,$$

где L – длина трубопровода.

Расчет полной тепловой мощности [3]:

$$P_{\text{т}} = \frac{c_{\text{ж}} m_{\text{ж}} \Delta T + c_{\text{т}} m_{\text{т}} \Delta T}{t} + \sum P,$$

где $c_{\text{ж}}$ – удельная теплоемкость перекачиваемой жидкости, Дж/(кг·°С); $m_{\text{ж}}$ – масса перекачиваемой жидкости, кг; ΔT – разность температур, °С; $c_{\text{т}}$ – удельная теплоемкость материала трубопровода, Дж/(кг·°С); $m_{\text{т}}$ – масса материала трубопровода, кг; t – время разогрева, с.

Масса перекачиваемой жидкости:

$$m_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}} V_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}} \pi \left(R_{\text{т}} - h_{\text{т}} \right)^2 H_{\text{т}},$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м^3; $V_{\text{ж}}$ – объем перекачиваемой жидкости, м^3; $R_{\text{т}}$ – радиус трубопровода, м; $h_{\text{т}}$ – толщина стенки трубопровода, м; $H_{\text{т}}$ – длина трубопровода, м.

Масса материала трубопровода:

$$m_{\text{т}} = \rho_{\text{т}} V_{\text{т}} = \rho_{\text{т}} \pi H_{\text{т}} \left(R_{\text{т}}^2 - \left(R_{\text{т}} - h_{\text{т}} \right)^2 \right),$$

где $\rho_{\text{т}}$ – плотность материала трубопровода, кг/м^3; $V_{\text{т}}$ – объем материала трубопровода, м^3;

Расчет потерь тепла для емкостей [4]:

$$P_e = k_{\text{з}} S_e K \Delta T,$$

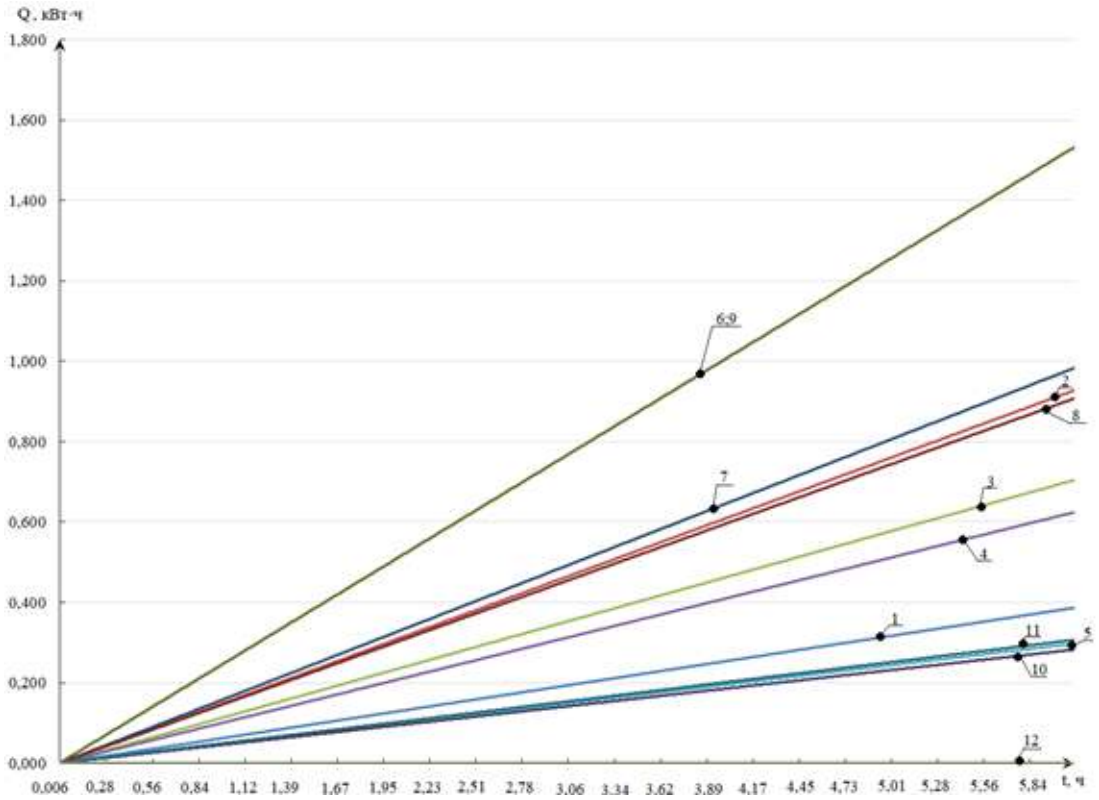
где S_e – площадь поверхности емкости, м^2.

Площадь поверхности горизонтальной цилиндрической емкости:

$$S_e = 2\pi R_e H_e + \pi R_e^2,$$

где R_e – радиус емкости, м; H_e – длина емкости, м.

При расчете тепловой мощности необходимо учитывать, что тепловые потери зависят от времени. Рекомендуется составить графики тепловых потерь, в соответствии с которыми, исходя из времени подогрева оборудования, будет выбираться значение мощности потерь. Пример такого графика приведен на рисунке.



Зависимость тепловых потерь в трубопроводах от времени:
1–12 – номера трубопроводов

После расчета тепловой мощности следует выбор устройств, реализующих обогрев [5], и разработка алгоритма разогрева и поддержания температурного режима на объекте.

Рассматриваются варианты разогрева трубопроводов, емкостей и резервуаров объекта для трех случаев температур окружающей среды на объекте:

– минимально возможная температура;

– среднегодовая температура;

– максимально возможная температура.

В результате проведенных расчетов выводится значение требуемой электрической мощности:

$$P_{\text{Э}} = \frac{\eta P_{\text{Т}}}{K_{\text{П}}},$$

где η – коэффициент полезного действия подогревательной системы; $K_{\text{П}}$ – поправочный коэффициент (обычно выбирается 1,25).

На основании рассчитанной электрической мощности и выбранных устройств обогрева осуществляется расчет параметров устройств обогрева (в случае выбора индукционной системы подогрева это расчет индуктора), расчет параметров источника питания и выбор его элементной базы.

Источники

1. ГОСТ Р МЭК 60079-30-2-2009. Взрывоопасные среды. Электронагреватель резистивный распределенный. Часть 30-2. Руководство по проектированию, установке и техническому обслуживанию. М.: Стандартинформ, 2010. 38 с.

2. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. СПб.: Деан, 2004. 64 с.

3. Фонарев З.И. Электроподогрев трубопроводов, резервуаров и технологического оборудования в нефтяной промышленности. Л.: Недра, 1984. 148 с.

4. Дегтярева Е.О. Правила расчета мощности обогрева трубопроводов // Промышленный электрообогрев и элекроотопление. 2011. № 1. С. 12–15.

5. Валеева К.Д., Конесев С.Г. Сравнительный анализ методов и систем подогрева промыслового оборудования // XLII Междунар. науч. чтения (памяти С.Ф. Ковалевской): сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф. М., 2019. С. 33–37.

6. Конесев С.Г., Садиков М.Р. Расчет параметров протяженного одновиткового индуктора // Актуальные вопросы современной техники и технологии: сб. тр. V-й Междунар. науч. конф. Липецк, 2011. С. 40–42.

УДК 681.5.044

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СХЕМЫ АВР В СЕТЯХ 0,4 кВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Я.С. Ладик[1], С.Р. Сидоренко
ФГБОУ ВО «КГЭУ» г. Казань
Ladik9@mail.ru[1]

В статье рассматривается вопрос надежности электроснабжения нефтедобывающих предприятий в сети 0,4 кВ путем применения автоматического ввода резерва (АВР). Приведены результаты технико-экономического расчета АВР на брендах IEK, Schneider Electric, ABB по схеме типа 2-1 с приоритетом 1-го ввода как на контакторах, так и на мотор-приводах. Выявлены наиболее экономичные варианты схем АВР.

Ключевые слова: надежность, экономичность, АВР, контактор, мотор-привод, экономичность.

Электрические сети систем электроснабжения нефтедобывающих предприятий предназначены для передачи и распределения электрической энергии на различных нефтепромысловых объектах [1]. В условиях развития

нефтяных месторождений происходит увеличение передаваемой мощности, суммарной длины воздушных (ВЛ) и кабельных (КЛ) линий электропередачи различных классов напряжений: 0,4, 6, 35 и 110 кВ [2]. На нынешнем этапе в нефтедобывающей промышленности происходит увеличение протяженности КЛ 0,4 кВ, это объясняется увеличением электродвигательной нагрузки за счет новых кустов скважин.

Повышение эффективности работы нефтедобывающих предприятий зависит от надежной работы электроцентробежных насосов, станков-качалок, насосов повышения пластового давления кустовых месторождений. Вопрос управления надёжностью технических систем достаточно подробно рассмотрен в стандарте ГОСТ 27.003-90 «Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности» [3].

Проектирование нового или реконструируемого объекта включает этап выбора схем электроснабжения. Обычно на этом этапе исходят из необходимости выполнения требований Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [4] в соответствии с установленными категориями надежности. В ПУЭ все электроприемники (аппараты, агрегаты и др., предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид энергии) разделены на первую, вторую и третью категории надежности.

В настоящее время для определения категории надежности электроснабжения потребителей нефтяного месторождения из нормативной документации применяются ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» [5]. В соответствии с [5] для электроприемников добывающих нефтяных скважин в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, по надежности электроснабжения принимается первая категория, по другим нефтедобывающим районам – вторая категория. Электроприёмники первой и второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания, следует предусмотреть автоматическое управление системой резервирования электроснабжения – АВР.

Принцип действия АВР следующий. В качестве измерительного органа для АВР служат реле минимального напряжения и контроля фаз или другой прибор контроля качества питающего напряжения, подключенные к защищаемым участкам. В случае снижения напряжения на защищаемом участке электрической сети реле дает сигнал в схему АВР. Однако условие отсутствия напряжения не является достаточным для того, чтобы устройство АВР начало свою работу.

Как правило, должен быть удовлетворен еще ряд условий:

– на защищаемом участке должно отсутствовать не устраненное короткое замыкание. Так как понижение напряжения может быть связано с коротким замыканием, включение дополнительных источников питания в эту цепь нецелесообразно и недопустимо;

– вводной выключатель должен быть включен. Это условие проверяется, чтобы АВР не сработало, когда напряжение исчезло из-за того, что вводной выключатель был отключен намерено;

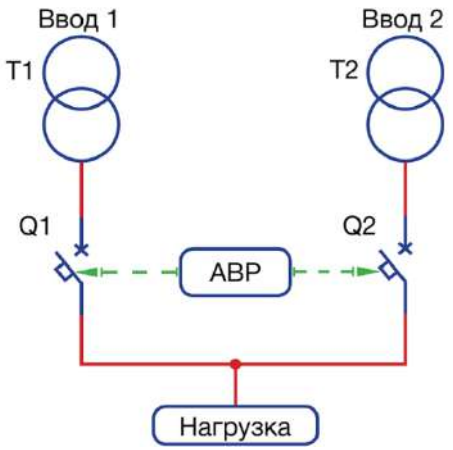
– на участке, от которого предполагается получать питание после действия АВР, должно присутствовать напряжение.

После проверки выполнения всех этих условий логическая часть АВР дает сигнал на отключение вводного выключателя обесточенной части электрической сети и на включение секционного (или межлинейного) выключателя. Секционный выключатель включается после того, как вводной выключатель отключился.

Существует достаточно большое количество различных схем АВР с различной степенью надежности. Схема 2-1 с приоритетом 1-го ввода, схема 2-1 с равным приоритетом вводов, схема 2-1 с выбором приоритетного ввода, схема 2-1G с подключением к ДГУ, схема 3-1G с подключением к ДГУ, схема 2-2С “Крест”, схема 2-2 с секционным контактором и т. д.

В настоящее время большую роль в выборе схемы АВР играет технико-экономическая составляющая. АВР должен быть не только надежным, но и экономически выгодным.

Цель данной работы – выявление наиболее экономичных вариантов исполнения АВР по схеме 2-1 с приоритетом 1-го ввода (два ввода: первый ввод находится в работе постоянно, второй ввод не работает, а подключается только при исчезновении напряжения на первом вводе; как только на первом вводе напряжение восстановится – схема перейдет в первоначальное состояние) (см. рисунок) на 0,4 кВ для нефтедобывающих предприятий.



Схемы АВР 2-1 с приоритетом 1-го ввода

Были поставлены следующие задачи.

1. Провести технико-экономический расчет схемы АВР типа 2-1 с приоритетом 1-го ввода на напряжение 0,4 кВ в различном исполнении (на контакторах и на мотор-приводах) и на разных брендах (IEK, Schneider Electric, ABB).

2. Изучить полученные данные и сделать выводы. Выявить наиболее выгодные (экономичные) исполнения схемы АВР 2-1 с приоритетом 1-го ввода на 0,4 кВ для нефтедобывающих предприятий.

Для данной работы были произведены технико-экономические расчеты схемы АВР 2-1 с приоритетом 1-го ввода на контакторах и схем АВР 2-1 с приоритетом 1-го ввода на мотор-приводах (МП).

Системы АВР на контакторах имеют ряд преимуществ:

– простота конструкции (надежность);

– высокая скорость переключения (особенно важно при питании ответственных технологических процессов);

– низкие финансовые затраты на реализацию в определенном диапазоне токов;

– надежность контакторов по сравнению моторными приводами коммутационных аппаратов с возможностью удаленного управления.

Из недостатков данного решения можно отметить следующее:

– отсутствие встроенной защиты от сверхтоков;

– энергопотребление во включенном состоянии.

Конструктивная особенность переключателя с мотор-приводом не нуждается в электро- или механической блокировке. Контакты рубильника крепятся к контактам 1-го или 2-го ввода. При этом выполняется перебрасывание силовой нагрузки, вследствие чего рубильники приобрели второе название – перекидные. Переключением можно управлять посредством двигателя, который подсоединяется к валу. Имеется коммутация и защита по любому, отдельно взятому вводу.

Второй важной особенностью использования рубильников с мотор-приводом является возможность переключения вручную. Если релейная схема перестала работать в автоматическом режиме, достаточно вставить ручку в имеющийся паз и одним усилием повернуть ее в нужном направлении. Это создаёт дополнительную надёжность предлагаемой схемы.

Недостатком служит относительно медленное переключение по сравнению с контакторной группой. В зависимости от номинального значения, проходящего по проводам тока и габаритных размеров, для резервной активации дополнительного источника питания потребуется до 4-х секунд. Что касается специальных задержек, то они делаются более продолжительными. Мотор-привод после доставки требует индивидуальной наладки.

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы.

1) с увеличением установленной мощности нагрузки, стоимость АВР возрастает;

2) АВР по схеме 2-1 на контакторах при $P_у$ = 55 кВт (100 А) – стоимость на бренде IEK самая низкая (на 53 % ниже), по сравнению с примерно одинаковой ценой ABB и Schneider Electric;

3) АВР по схеме 2-1 на контакторах при $P_у$ = 220 кВт (400 А) – по стоимости: IEK<Schneider Electric<ABB;

4) АВР по схеме 2-1 на контакторах при $P_у$ = 850 кВт (1 600 А) – ABB дороже Schneider Electric, примерно на 7 % (контактора на 1 600 А в IEK не существует);

5) АВР по схеме 2-1 на МП при $P_у$ = 55 кВт (100 А) – IEK<ABB <Schneider Electric;

6) АВР по схеме 2-1 на МП при $P_у$ = 220 кВт (400 А) – IEK<ABB <Schneider Electric;

7) АВР по схеме 2-1 на МП при $P_у$ = 850 кВт (1 600 А) – IEK<Schneider Electric<ABB

8) схема АВР 2-1 на контакторах по стоимости ниже, чем АВР 2-1 на МП при:

$P_у$ = 55 кВт (100 А) – IEK, Schneider Electric, ABB;

$P_у$ = 220 кВт (400 А) – IEK, ABB.

Но при $P_у$ = 220 кВт (400 А) – Schneider Electric по схеме АВР 2-1 на МП дороже, чем на контакторах.

При $P_у$ = 850 кВт (1600 А) – IEK, Schneider Electric, ABB по схеме АВР 2-1 на МП дороже, чем на контакторах.

Это объясняется высокой стоимостью контакторов на данные токи.

В заключении можно сказать, что совершенствование системы электроснабжения нефтедобывающего предприятия в условиях развития месторождения поможет избежать нарушения непрерывности технологических процессов (возникновения гидравлических ударов, повреждения трубопроводов и оборудования насосных станций), а также приведет к уменьшению потерь электрической энергии в элементах системы и повышению энергетической эффективности. Правильно выбранная схема электроснабжения для первой и второй категорий надежности в сети 0,4 кВ нефтедобывающих предприятий (схемы АВР) Поможет не только повысить надежность, но и получить экономическую выгоду.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных сетей систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений, Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018г.

Источники

1. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности: учебник для вузов. М.: Недра, 2000. 487 с.

2. Петухова С.Ю. Совершенствование системы электроснабжения нефтедобывающего предприятия в условиях развития месторождения с высоковязкими нефтями // Перспективы развития технических наук: сб. тр. по матер. Междунар. науч.-практ. конф. Челябинск, 2016. Вып. 3. С. 70–75.

3. ГОСТ 27.003-90. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности. М.: Стандартинформ, 2007. 19 с.

4. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. СПб.: Изд-во ДеаН, 2003. 928 с.

5. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (с Изменением № 1): утв. приказом Министерства нефтяной промышленности от 10 января 1986 г. № 32 по согласованию с Госстроем СССР и ГКНТ СССР (письмо от 16 декабря 1985 г. № 45-1107).

УДК 621.314: 620.1

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ УСТРОЙСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПОД НАГРУЗКОЙ

Е.Н. Лобанова[1], В.А. Крюкова[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
79196918258@mail.ru[1], victoria131113@gmail.com[2]

Анализ распределения напряжения на шинах 10 кВ районных трансформаторных подстанций показывает, что без регулирования напряжения на них практически невозможно обеспечить приемлемый режим напряжения у потребителя. Изменение коэффициента трансформации трансформатора является одним из способов оперативного регулирования напряжения. Современные силовые трансформаторы оборудованы

специальными устройствами, позволяющими добавлять или отключать необходимое количество витков. От частоты применения, а также от функциональных особенностей трансформатора и его габаритов зависит уровень сложности такого регулирования при использовании переключателя витков

С помощью переключающего устройства под нагрузкой (РПН) осуществляется изменение коэффициента трансформации под нагрузкой. На данном этапе развития электроэнергетики существует проблема повреждаемости устройств регулирования напряжения под нагрузкой. РПН силовых трансформаторов – сложный и недостаточно надежный узел силового трансформатора, с повреждением РПН связано большое количество отказов трансформаторов, поэтому проблема повреждаемости устройств регулирования напряжения силовых трансформаторов является очень актуальной.

Ключевые слова: переключающее устройство РПН, силовой трансформатор, контроль состояния, диагностика.

Уровень напряжения у потребителей в распределительных сетях – это важный показатель качества электрической энергии. На основании ГОСТ 13109-97 отклонения напряжения у потребителей не должно превышать ± 5 %. Действительное напряжение часто не соответствует предъявляемым требованиям, это и служит причиной нарушения условий нормальной работы электроприемников и ухудшения технико-экономических показателей системы электроснабжения.

В соответствии с ПУЭ в электрических сетях для централизованного и местного регулирования напряжения широко применяются силовые трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Основным преимуществом таких трансформаторов является возможность поддержания необходимого потребителю уровня напряжения изменением коэффициента трансформации без предварительного отключения трансформатора от сети [1]. Устройства РПН находятся на трансформаторах с напряжением выше 20 кВ. Такие трансформаторы со встроенным РПН обладают специальным переключающим устройством, увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и широким диапазоном регулирования. В зависимости от мощности и напряжения трансформатора устройство РПН может регулировать напряжение в различных пределах, в результате чего можно избежать снижения качества и появления брака продукции, повышения повреждаемости электрической изоляции, сокращения срока службы электротехнического оборудования и т. д.

Устройство РПН силовых трансформаторов под нагрузкой являются одним из самых слабое место оборудования подстанций. Их различают по следующим классификационным признакам: тип токоограничивающего элемента – реакторные и резисторные устройства; наличие контактора –

устройства с контакторами и устройства без контакторов; тип коммутации тока – разрыв дуги в трансформаторном масле и разрыв дуги в вакууме; применение бездугового отключения тока при помощи тиристоров; смешанные способы коммутации.

Индуктивные (реакторные). Двумя силовыми контакторами и одной индуктивностью с двумя обмотками нужно снабдить каждую ступень устройства РПН. В процессе регулирования происходит переключение одного из контакторов на следующий контакт с автоматическим коротким замыканием части обмотки силового трансформатора – дополнительная индуктивность разрешает ограничить ток до необходимых пределов. Необходимое регулирование без образования резких ингредиентов токов происходит за счет замыкания со вторым контактором.

Резисторные. Основное правило метода, который позволяет значимо увеличить надежность переключателей витков силовых трансформаторов под нагрузкой, построен на изобретении триггерного контактора Янсона. Он учитывает определенную нагруженность контактов жесткой пружиной, которая дает возможность контактам максимально уменьшить время переключения между витками посредством специального токоограничивающего резистора.

Главная конструктивная особенность резисторных переключающих устройств – наличие быстродействующего пружинно-аккумулирующего механизма, который обеспечивает завершение переключения без остановки в промежуточном положении независимо от наличия электропитания приводного механизма.

На сегодняшний день на рынке профессионального оборудования для диагностики РПН трансформаторов существует немало приборов российских и зарубежных производителей, отличающихся как методами, так и удобством контроля нормируемых параметров РПН. Часть приборов напрямую воспроизводят методы контроля РПН, прописанные в их руководствах по эксплуатации, другие основаны на оригинальных разработках, не требующих подключение внешних резисторов или перемычек. Существуют следующие методы диагностики РПН трансформатора.

1. Анализ газов. Метод достаточно чувствителен к различным нарушениям контактов, приводящим к их перегреву. Ограниченная область применения: если масло РПН и трансформатора является общим, то однозначно указать на то, что имеются проблемы именно с контактами РПН нельзя. Кроме того, по анализу газов ничего нельзя сказать о механических дефектах привода.

2. Виброизмерения. Трансформатор всегда работает в условиях вибраций, которые можно рассматривать в качестве испытательного воздействия при выполнении вибрационных исследований. Это позволяет, не выводя трансформатор в ремонт, обнаружить проблемы, связанные с ослаблением или развинчиванием различных соединений, что позволяют обнаружить дефекты на начальной стадии, не доводя трансформатор до аварии. Понимание спектра исправного устройства РПН и подходящая база спектров характерных повреждений требуются для правильного устранения неисправностей.

3. Температурные измерения. Температура различных частей трансформатора часто является первым признаком увеличенного сопротивления контактов. Эти измерения выполняются при работе трансформатора под нагрузкой. Невозможно определить состояние контактов, которые в данный момент не нагружены.

4. Мощность. По потребляемой мощности можно дать оценку положению пружин контактора, разному роду заедания привода и другим недостаткам, вызывающим увеличение или уменьшение потребляемой мощности электродвигателя. Зачастую ничего нельзя сказать об электрическом сопротивлении контактов.

5. Измерение электрического сопротивления контактов. Характеризует состояние контактов избирателей, предизбирателей и контактора. Измерение должны быть выполнены во всех положениях контактов избирателей и предизбирателя. Измерения выполняются как без вскрытия бака РПН путем измерения сопротивления обмоток трансформатора фаза-ноль или фаза-фаза, так и непосредственно путем подключения к контактам РПН.

6. Снятие круговой диаграммы. Безразборный контроль (без вскрытия крышки РПН): снятие временной диаграммы работы контактора быстродействующего РПН позволяет исследовать неиспорченность токоограничивающих резисторов РПН и рассчитать время переход контактора из одного положения в другое. Позволяет проверить отсутствие смещения неподвижных контактов избирателей, величину люфтов и т. д. Выявить ненормальность в работе реверсирующего контактора и предотвратить залипания контактов можно с помощью соотнесение моментов времени и позиций переключателя.

7. Снятие временной диаграммы работы контакторов. Отсутствие разрывов электрической цепи; длительность работы дугогасительных контактов в состоянии «мост»; длительность переключения между размыканием и замыканием дополнительных и дугогасительных контактов различных плеч, в течение которых случается гашение дуги анализируют с помощью полученных осциллограммам.

Около 35 % аварий силовых трансформаторов связано с нарушением работы устройств регулирования напряжения под нагрузкой, ввиду их конструктивных особенностей. Причинами повреждений являются дефекты контакторов, подгар контактов контакторных устройств, повреждение защитной мембраны и др.

С учетом большой доли повреждаемости РПН актуальной проблемой стало диагностирование состояние РПН трансформатора. Существуют следующие методы контроля за состоянием РПН: визуальный осмотр, виброизмерения, измерение электрического сопротивления контактов, снятие круговой диаграммы и т. д. Существующие способы контроля состояния РПН трансформатора не обеспечивают требуемой надежности электроснабжения, поэтому необходима разработка современных концепций диагностики состояния РПН, в которых учитывались бы конструктивные особенности устройства, срок и особенности эксплуатации и другие факторы.

Источники

1. Михалков А.В. Что нужно знать о регулировании напряжения. М.: Энергия, 1967. 30 с.

2. Могузов В.Ф. Обслуживание силовых трансформаторов. М.: Энергопрогресс, 2002. Ч. 1. 96 с.

УДК 621.317.08

ДИАГНОСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СХЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСПОРТЕРОВ

И.В. Ломакин[1], Г.Р. Хабибуллин, И.С. Закиров
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1] lomakin_igor@mail.ru

В статье предложена диагностическая модель электрической схемы управления транспортной машины (транспортера, конвейера). Цель работы – исследование электрической схемы управления транспортной машины и определение возможности построения ее диагностической модели. В исследовании используются методы современной теории алгебры логики и математического моделирования. В данной работе автором решены задачи разработки комбинаторной диагностической модели схемы управления транспортных машин.

Ключевые слова: диагностическая модель, транспортер, контроль, управление, электрическая схема, электротехника.

Одной наиболее актуальных проблем в науке и технике признается повышение эффективности и эксплуатации технических систем. Бурное развитие тактического прогресса повлекло за собой усложнение техники, применяемой в технологических процессах. Существенно возросли требования к сокращению времени приведения аппаратуры в рабочее состояние.

Большую роль играет своевременное обнаружение и устранение эксплуатационных отказов и повреждений. Практика применения сложного и дорогостоящего оборудования убедительно показывает важность использования электроприводов в транспортных машинах.

На сегодняшний день все современные предприятия оснащены различными транспортными машинами. Но неправильная эксплуатация, нарушение мер безопасности, а также халатность специалистов может привести к нарушению работы электропривода и нарушению технологического процесса. Поэтому быстрый поиск неисправности играет решающую роль в устранении отказа и обусловливает актуальность работы.

Работа направлена на облегчение поиска неисправностей в электрических схемах управления транспортных машин.

В ней автором решены задачи разработки комбинаторной диагностической модели схемы управления транспортных машин.

Анализ средств и способов контроля показал, что для разработки перспективного многофункционального электрооборудования целесообразно применять комбинированный метод.

Главными требованиями, которым должна удовлетворять диагностическая модель, являются достаточно подробное описание объекта диагностирования, модель должна отображать внутреннюю структуру объекта, модель должна строиться на базе привычной информации, без подробного описания объекта.

Соблюдение этих требований даёт возможность разработать диагностическую модель, позволяющую построить схему диагностирования как процедуру выявления соответствия между множествами признаков и неисправностей. В процессе диагностирования по модели, представляющей реальный объект набором признаков, необходимо определить (распознать) неисправность по этим признакам. Модель в форме графа причинно-следственных связей применяется для поиска отказов типа «обрыв», а модель в форме графа информационно-энергетических связей применяется для поиска отказов типа «обрыв» и «короткое замыкание» [1].

Чтобы предложение о состоянии объекта контроля было достаточно характерным, необходимо разработать такую диагностическую модель, которая наиболее полно учитывает взаимосвязь элементов этого объекта с его выходными параметрами. В качестве такой модели для электрооборудования предлагается комбинаторная диагностическая модель.

Комбинаторная диагностическая модель представляется в виде графа, позволяет наглядно определить степень влияния функциональных подмножеств электрооборудования на решаемые задачи и выполняемые ею функции, установить логические связи между функциональными подмножествами электрооборудования, определить оптимальную глубину проведения контроля электрооборудования, представить структуру электрооборудования в виде каналов контроля и контролируемых каналов (выделить область влияния и влияющие), разработать алгоритм формирования функциональных подмножеств и методику оптимизации процесса контроля.

Табличная форма представления этой модели позволяет оперативно осуществлять ввод информации в память ЭВМ, наглядно представляет связь подмножеств модели на различных уровнях, позволяет разработать методику изменения алгоритма функционирования электрооборудования.

Для построения комбинаторной диагностической модели (КДМ) электрооборудования необходимо ввести следующие допущения:

– отказ функциональных элементов возникает независимо;

– отказы, обусловленные функционированием электрооборудования за время контроля, не возникают;

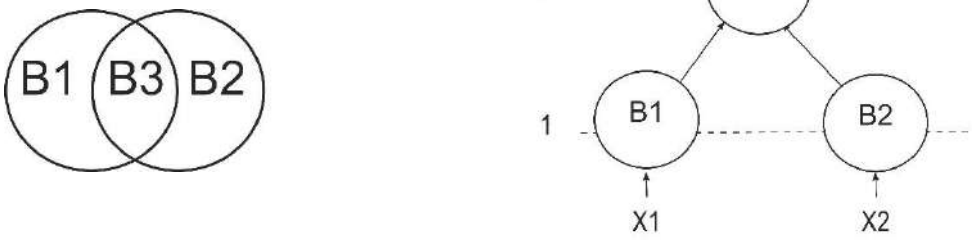
– в электрооборудовании возможен одиночный отказ;

– инструментальная достоверность контроля и контроля равна единице [2].

Исследования показывают, что задача поисков отказов решается более успешно, если в этом процессе выделить этап предварительной локализации места отказа с помощью заранее сформированных диагностических моделей контролируемых объектов. При этом предпочтение отдается тем моделям, которые позволяют, возможно, быстрее и проще локализовать наименьшую область отказа [3].

Учитывая тот факт, что состояние электрооборудования в конечном итоге определяется на основе оценки донесения сигналов – реакций, построение модели целесообразно осуществлять на основе выделения подмножеств элементов, обеспечивающих формирование команд и контроль донесений.

Пусть состояние электрооборудования полностью определяется значениями всего лишь двух параметров (донесений или реакций). Поскольку каждый параметр формируется своей совокупностью элементов, частично пересекающихся между собой, то этот факт можно отобразить в форме, аналогичной диаграммам Вена (рис. 1, *а*).



а б

Рис. 1. Пример двухранговой комбинаторной диагностической модели:
а – пересечение двух влияющих множеств; *б* – граф модели

Каждая точка внутри окружности отображает некоторый элемент электрооборудования, при этом B_1 отображает элементы, от которых зависит X_1; а B_2 – элементы, от которых зависит X_2. Пересечение B_1 и B_2 дает разбиение структуры электрооборудования на три пересекающиеся подмножества b_1, b_2, b_3:

b_1 – подмножество элементов электрооборудования, оказывающих влияние только на значение X_1;

b_2 – подмножество элементов электрооборудования, оказывающих влияние только на X_2;

b_3 – подмножество элементов электрооборудования, оказывающих влияние как на X_1, так и на X_2.

Очевидно, что эти подмножества элементов электрооборудования являются комбинаторными, т.е. заданы на комбинациях количества параметров, на которые они оказывают влияние.

Это же разбиение электрооборудования можно представить в форме графа (рис. 1, б).

Вершины графа отображают комбинаторные подмножества элементов электрооборудования (пересекающиеся между собой), а связи являются логическими и связывают между собой подмножества элементов электрооборудования, влияющие на один и тот же параметр. При этом

подмножества распределены по уровням, номера которых соответствуют количеству параметров, на которые влияет данное подмножество элементов электрооборудования и которые будем называть рангом подмножества *r*.

В дальнейшем подмножества B_1 и B_2, будем называть влияющими подмножествами соответствующих параметров.

Аналогичным образом можно представить модель структуры электрооборудования и при большем количестве характеризующих ее параметров.

Представление диагностической модели электрооборудования в форме графа наглядно и удобно при относительно небольшом количестве диагностических параметров (не превышающем 4–5). При большом количестве диагностических параметров более удобной является табличная форма диагностической модели. Табличная форма комбинаторной диагностической модели электрооборудования дает наглядное представление о задействовании элементов электрооборудования в различных операциях и проверках.

В качестве примера предлагается рассмотреть схему управления электрическим приводом транспортной машины, показанную на рис. 2.

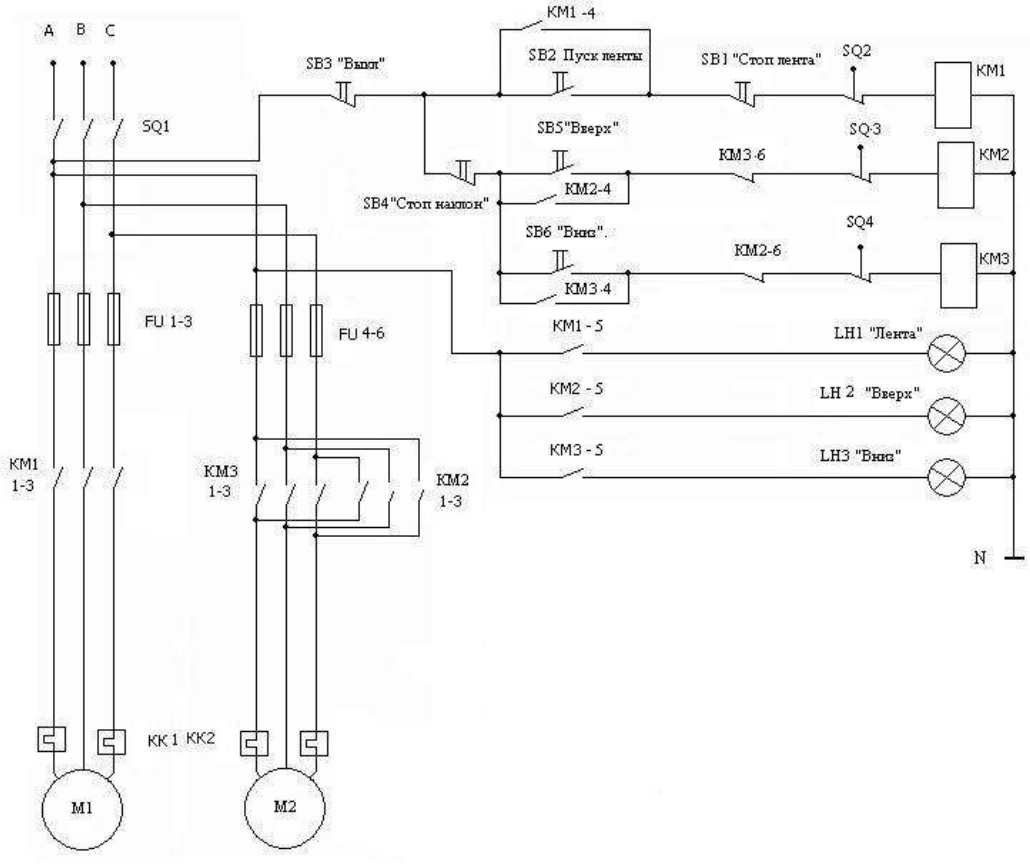


Рис. 2. Схема электропривода транспортера

Выделяем три режима функционирования: движение и останов ленты; движение и останов рамы вверх; движение и останов рамы вниз.

В каждом из режимов функционирования можно выделить несколько информационных элементов, воспринимаемых органами чувств оператора.

При включении кнопки ПУСК ЛЕНТЫ оператор видит движение ленты и свечение лампы ЛЕНТА, а так же слышит шум мотора. Их можно выбрать в качестве информационных элементов. В этом же режиме желательно проверить и при нажатии кнопки СТОП ЛЕНТА. В этом режиме выбираем следующие информационные элементы:

И1 – движение ленты;

И2 – свечение лампы ЛЕНТА;

И3 – остановка ленты.

В режиме движения и останова рамы вверх выполняется операция включения кнопки ВВЕРХ, при этом наблюдаются движение рамы вверх и свечение лампы ВВЕРХ. В этом же режиме возможно наблюдение двух остановок рамы от конечного выключателя или от кнопки СТОП НАКЛОН. В этом режиме выбираем следующие информационные элементы:

И4 – движение рамы вверх;

И5 – свечение лампы ВВЕРХ;

И6 – остановка ленты;

И7 – остановка ленты в крайнем верхнем положении.

В режиме движения и останова рамы вниз выполняется операция включения кнопки ВНИЗ, при этом наблюдаются движение рамы вниз и свечение лампы ВНИЗ. В этом же режиме возможно наблюдение двух остановок рамы от конечного выключателя или от кнопки СТОП НАКЛОН. В этом режиме выбираем следующие информационные элементы:

И8 – движение рамы вниз;

И9 – свечение лампы ВНИЗ;

И10 – остановка ленты в крайнем нижнем положении.

Таким образом, по результатам анализа работы схемы электропривода для построения комбинаторно-диагностической модели предлагается использовать десять информационных элементов.

Для десяти информационных элементов необходимо выделить десять влияющих множеств В1–В10:

В1 – влияющее множество для информационного элемента И1: A, B, C, N, SQ1, SB1, SB2, SB3, KM1, KM1/4, FU1 - FU3, KK1, KM1/1-3, M1, SQ2;

В2(И2): A, B, C, N, SQ1, SB1, SB2, SB3, КМ1, КМ1/4, КМ1/5, LH1, SQ2;

В3(И3): A, B, C, N, SQ1, SB1;

В4(И4): A, B, C, N, SQ1, SB5, КМ2, КМ2/1-3, КК2, FU4 - FU6, М2, КМ2/4, КМ3/6;

В5(И5): A, B, C, N, SQ1, SB5, КМ2, КМ2/5, LH2;

В6(И6): A, B, C, N, SQ1, SB4;

В7(И7): A, B, C, N, SQ1, SQ3;

В8 (И8): A, B, C, N, SQ1, КК2, FU4 - FU6, М2, SB6, КМ3, КМ3/1-3, КМ3/4, КМ2/6;

В9 (И9): A, B, C, N, SQ1, SB6, КМ3, КМ3/5, LH3;

В10(И10): A, B, C, N, SQ1, SQ4.

Анализ всех элементов схемы позволил получить комбинаторные подмножества, представленные в таблице. Всего получено девять комбинаторных подмножеств 1 ранга, четыре 2 ранга и по одному подмножеству 3 и 10 рангов.

Таблица комбинаторных подмножеств

Режимы		Движение ленты			Движение рамы вверх			Движение рамы вниз			
Влияющие множества	Элементы влияющих множеств	Информационные параметры									
		И1	И2	И3	И4	И5	И6	И7	И8	И9	И10
К1	FU1 – FU3, КК1, КМ1/1-3, М1	1									
К2	КМ1/5, LH1		1								
К4	КМ2/1-3, КМ2/4, КМ3/6				1						
К5	КМ2/5, LH2					1					
К6	SB4						1				
К7	SQ3							1			
К8	КМ3/1-3, КМ3/4, КМ2/6								1		
К9	КМ3/5, LH3									1	
К10	SQ4										1
К1,2	SB2, КМ1, КМ1/4, SQ2, SB3	1	1								
К4,5	SB5, КМ2				1	1					
К4,8	КК2, FU4 – FU6, М2				1				1		
К8,9	SB6, КМ3								1	1	
К1,2,3	SB1	1	1	1							
К1-10	A, B, C, N, SQ1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

На основе полученных комбинаторных подмножеств строится граф комбинаторной диагностической модели.

Так как ранее были определены десять информационных элементов, то ранг графа комбинаторной диагностической модели равен десяти. Каждому комбинаторному подмножеству соответствует одна и только одна вершина графа. Дуги графа соединяют комбинаторные подмножества, влияющие на один и тот же параметр. Полученный граф комбинаторной диагностической модели показан на рис. 3.

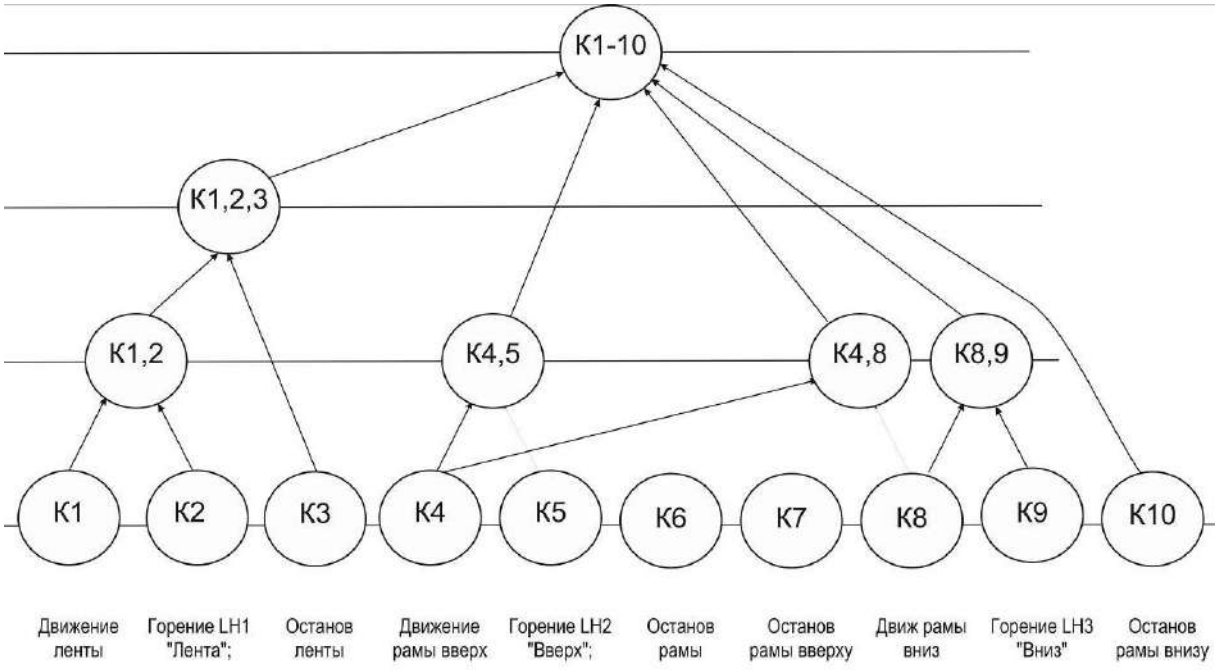


Рис. 3. Комбинаторная диагностическая модель

На основе полученной комбинаторной модели можно построить алгоритмы поиска неисправностей.

Источники

1. Диагностирование на граф-моделях: на примерах авиационной и автомобильной техники / Осин Я.Я. [и др.]. М.: Транспорт, 1991. 243 с.

2. Фандеев В. Отчет по НИР «Разработка элементов автоматизированного управления системы диагностирования аппаратуры РАВ». Пенза, 1980.

3. Формирование граф модели диагностирования коллекторно-щеточного узла тягового электродвигателя с учетом тепловых факторов / В.В. Харламов [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327, № 1. С. 88–95.

УДК 621.3.018.782.3:621.315.1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ЛЭП НА МНЕМОСХЕМЕ ДИСПЕТЧЕРА

В.В. Максимов[1], П.О. Тамилин[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]viktor.maksimov.1968@mail.ru, [2]tamilinpavel@yandex.ru

В данной статье рассмотрены наиболее эффективные методы обнаружения сигналов переходного процесса при обрывах линий электропередач с помощью датчика определения места повреждения в сетях среднего напряжения. Вследствие определения датчиком места повреждения с точностью до 50 м на мнемосхеме диспетчера высвечивается расстояние до места повреждения сети. Благодаря этому датчику, сотрудникам оперативной выездной бригады нет необходимости отключать весь фидер и проверять каждую отпайку для нахождения поврежденного места, что позволяет сократить затраты на время поиска места повреждения и сократить убытки для управляющих компаний.

Ключевые слова: электроснабжение, кабельная линия, алгоритмы регистрации сигналов в линиях, определение мест повреждения, режим работы линии, постоянный мониторинг.

Под переходным процессом (ПП) или режимом в электрических цепях подразумевается процесс перехода цепи с одного установившегося состояния (режима) в другое. При установившихся либо стационарных режимах в цепях постоянного тока напряжения и токи неизменны во времени, а в цепях переменного тока они представляют собой периодические функции времени. Они, как правило, быстро протекающие: продолжительность их составляет десятые, сотые, а в некоторых случаях и миллиардные части моментов. Сравнительно редко длительность переходных процессов достигает секунд и десятков секунд [1].

Переходные процессы появляются при различных изменениях режима электрической цепи: при подключении и выключении цепи, при изменении нагрузки, при появлении аварийных режимов (короткое перемыкание, обрыв провода и т.д.). Изменения в электрической цепи возможно представить в виде тех или иных переключений, называемых в общем случае коммутацией. На физическом уровне переходные процессы представляют собой процессы перехода от энергетического состояния, соответствующего докоммутационному режиму, к энергетическому состоянию, соответствующему после коммутационному режиму [2].

Во время возникновения сигнала переходного процесса в ЛЭП по всей линии за микросекунды распространяется этот сигнал переходного процесса. За счет автоматической регистрации переходных процессов пиковых значений напряжений обоих полярностей и времени переходного процесса можно с легкостью найти поврежденный участок линии, придерживаясь лишь одной простой формулы, в которой нам необходимо знать L – расстояние между датчиками, зарегистрировавших этот сигнал, V – скорость распространения сигнала вдоль линии и dT – разность времен регистраций сигналов ПП в парных устройствах.

В рамках данной регистрировать эти сигналы будем с помощью программно-аппаратного комплекса «Монитор К». Он представляет собой металлический ящик, в который подключаются напряжение с фаз, и в случае возникновения сигнала ПП в линии, датчик срабатывает и регистрирует сигнал в единой спутниковой шкале времени с помощью GPS датчика. На случай отключения линии от напряжения в датчике расположен аккумулятор, необходимый для передачи времени регистрации на удаленный сервер, емкость аккумулятора рассчитана на 5 часов работы после отключения напряжения. [3]

Регистрировать сигналы переходного процесса можно с помощью установки датчиков «Монитор-К» в комплектных трансформаторных подстанциях 6–10 кВ. Комплекс контролирует напряжение фаз. Датчик будет получать напряжение от собственных нужд КТП, при возникновении сигнала ПП в ЛЭП датчики, расположенные в КТП, регистрируют время прихода сигнала. Далее выбирается пара датчиков, расположенных на ближайшем расстоянии до места повреждения, зарегистрировавших минимальное время прихода сигнала ПП. На регистрацию сигнала датчику необходимо не более 5-ти минут.

Датчик «Монитор К» рассчитан на значительное уменьшение времени локализации повреждения путем значительного уменьшения времени поиска места повреждения, которое на сегодняшний день реализуется ручным методом, например, путем объезда оперативно-выездной бригады проверяется каждая отпайка. После того, как они найдут поврежденную отпайку, им еще необходимо определить место повреждения на этом участке. На сегодняшний день на поиск места повреждения уходит около 1–2 часов в зависимости от климатических условий расположения ЛЭП. Это время возможно уменьшить до 5 минут с помощью внедрения в эксплуатацию датчика «Монитор К».

Основными преимуществами нашего комплекса и датчика «Монитор-К» является меньшее количество устройств, необходимых для установки в сети по сравнению с ближайшим конкурентом «Антракс»; большая эффективность при ОЗЗ, так как датчики регистрируют сигналы напряжения, имеющие большую амплитуду при авариях; отсутствие необходимости в штатных трансформаторах тока и напряжения внутри КТП. Комплекс также может работать в сетях с кабельными линиями [4].

На текущий момент комплекс проходит опытную эксплуатацию в сетях ОАО «Сетевая компания»: 5 датчиков – в г. Казань, 12 датчиков – в г. Набережные Челны. Датчики, расположенные в сети, вмонтированы в мнемосхему диспетчеру подстанции и представляют собой небольшие желтые рамки рядом с теми КТП, в которых располагаются датчики. При возникновении аварии в линии диспетчерское управление подключено к системе оповещения аварийных ситуаций в сети, в желтых рамках указывается направление и расстояние до места повреждения, которое рассчитывается автоматически на удаленном сервере. Средняя погрешность определения места повреждения в г. Набережные Челны не превышает 300 м.

По результатам опытной эксплуатации были выявлены задачи, требующие дальнейшей проработки для повышения эффективности комплекса [5].

Во-первых, необходимо разработать алгоритм для более точной регистрации сигнала переходного процесса. Связано это с тем, что датчики работают в сети, где присутствует сильный шумовой фон.

В результате этих шумов датчик часто не может точно определить время начала переходного процесса.

Во-вторых, необходимо разработать алгоритм экспресс-анализа аварийных осциллограмм, производимого на уровне микроконтроллера. Данный анализ необходим, так как комплекс регистрирует помимо аварий еще и коммутации, а также попадания молний в провода воздушных линий. Анализ позволит отфильтровывать неаварийные процессы и разделять аварии на те, которые произошли внутри сети, контролируемой комплексом, и на те, которые произошли снаружи.

В-третьих, нужно разработать программное обеспечение, которое решало бы предыдущие задачи внутри самого датчика.

Регистрация сигналов переходных процессов необходима для значительного уменьшения времени поиска места повреждения в ЛЭП 6–10 кВ, потому что во время отключения потребителей от электроэнергии сетевые организации несут убытки в виде недоотпуска электрической энергии, а потребители не получают электроэнергию на время поиска и устранения места повреждения.

Источники

1. Устройство контроля фазного напряжения воздушной линии электропередач: п. м. 154803 Рос. Федерация № 2015121748/28; заявл. 05.06.15; опубл. 10.09.15, Бюл. № 25.

2. Алгоритмы локации сигналов тока и напряжения при однофазных замыканиях на землю в распределительных воздушных сетях / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Электротехника. 2015. № 2. С. 41–44.

3. Перов А.И. Статистическая теория радиотехнических систем. М.: Радиотехника, 2003. 400 с.

4. Лачугин В.Ф., Панфилов Д.И., Смирнов А.И. Реализация волнового метода определения места повреждения на линиях электропередач с использованием статистических методов анализа данных // Известия РАН. 2013. № 6. С. 137–146.

5. Многофункциональное устройство регистрации процессов, контроля качества электроэнергии и определения места повреждения на линиях электропередачи / В.Ф. Лачугин [и др.] // Электрические станции. 2013. № 8 (985). С. 29–36.

УДК 620.98

КОМБИНИРОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ТРУДНОДОСТУПНЫХ ОБЪЕКТОВ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА И АРКТИКИ

Н.П. Местников[1], Э.Г. Нуруллин[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]sakhacase@bk.ru, [2]nureg@mail.ru

В данной статье подробно описывается процедура разработки математического моделирования для расчета генерации и основных технических параметров гибридной станции мощностью 1,9 кВт, функционирующей на основе параллельной работы ветровых энергетических установок (ВЭУ), солнечных панелей (СП) и дизельных генераторов (ДГУ). Гибридные станции являются одним из основных технических решений для эффективного пользования топливно-энергетическими ресурсами и электроснабжения объектов сельского хозяйства (с/х) Федерального проекта «Дальневосточный гектар». Отмечается, что в данных объектах с/х критически не хватает объектов автономной и малой генерации. Установлено, что гибридные станции типа «ветер + солнце» наиболее целесообразно внедрять вдоль северного бассейна р. Лена в Республике Саха (Якутия) и по береговой линии глубиной до 100 км вдоль Охотского моря на территории Хабаровского края и Магаданской области. В обозначенных участках среднегодовая

скорость ветра составляет более 5 м/с, продолжительность солнечного сияния – до 2000 ч в год и показатель годовой солнечной инсоляции – более 3,5 кВт·ч/м^2. В целях проверки данных, полученных из математического моделирования, была разработана и собрана гибридная станция мощностью 650 Вт типа «ветер + солнце».

Ключевые слова: ветрогенератор, солнечные панели, среднегодовая скорость ветра, показатель солнечной инсоляции, экономия ГСМ, дисконтированный срок окупаемости, ДГУ, «Дальневосточный гектар», КИУМ.

В 2016 г. был введен Федеральный закон №119 от 22.04.2016 «О Дальневосточном гектаре», согласно которого каждый гражданин РФ мог получить по 1 га в Дальневосточном Федеральном Округе (ДФО) для ведения сельского хозяйства или малого бизнеса в течение 5 лет с рядом налоговых льгот. После 3 лет введения данного ФЗ основные цели не были достигнуты, опираясь на главную причину, а именно: отсутствие электроэнергии, газо-, тепло- и водоснабжения в участках.

К 30 октября 2017 г. было отдано 31 247 участков на пользование. Данные участки в основном не имеют всей необходимой инфраструктуры для продуктивной предпринимательской и фермерской деятельности: электричество, газ, тепло и дороги. В основных случаях расстояние от электростанции до участка «Дальневосточного гектара» более 10 километров ВЛ 0,4 кВ (6–8 млн руб.). Данные показатели являются экономически невыгодными и неприемлемыми для начинающего фермера. Поэтому использование объектов децентрализованного электроснабжения наиболее реально и достижимо при комбинации дизель-генератора и солнечной энергетики.

Цель исследования – обеспечение условий экономии ГСМ для электроснабжения объектов сельского хозяйства проекта «Дальневосточный гектар» методом внедрения возобновляемых источников энергии.

Для составления подробного анализа выбора источника электроэнергии следует рассмотреть карты солнечной активности, продолжительности солнечных дней в году и среднегодовой скорости ветра по России. Внедрение гибридных станций на основе параллельной работы энергии ветра, солнца и ДГУ возможно вдоль северной части Якутии вдоль реки Лена и побережья Охотского моря Магаданской области и Хабаровского края, где отмечено на рис. 1.

В данной области среднегодовая скорость ветра составляет более 5 м/с, показатель солнечной инсоляции до 3,5 кВт·ч/м^2 в год и продолжительность солнечного сияния более 2000 ч в год.



Рис. 1. Карта возможного внедрения гибридных станций в ДФО

В рамках НИР была разработана математическая модель по расчету основных технических параметров солнечной электростанции с учетом на основе программы MathCad 14 географического положения, погодных условий, объема солнечной инсоляции, кВт·ч/м^2, средней скорости ветра, м/с, технических параметров выбранного оборудования и вспомогательных данных.

В итоге данная модель выдает необходимое количество солнечных панелей, аккумуляторов, инверторов, контроллеров и ветровых генераторов с указанием периода автономной работы гибридной станции.

В целях проверки данных, полученных от математического моделирования гибридной станции, была разработана и собрана гибридная станция (рис. 2).



Рис. 2. Гибридная станция мощностью 650 Вт на базе лаборатории КГЭУ

В виде наглядного примера был выбран участок на севере Якутии в районе с. Кыстатыам, входитящий в северный бассейн р. Лена. Проведен анализ погоды за последние 10 лет с 2009 по 2019 гг. с указанием средней величины:

1) количества ясных, облачных и пасмурных дней по месяцам (табл. 1);

2) скорости ветра на каждый день, месяц и год (табл. 2).

Таблица 1

Ориентировочная погода на 2019 год по с. Кыстатыам

Вид погоды	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
Ясно	26	24	26	22	15	17
Облачно	3	1	3	4	8	8
Пасмурно	3	3	3	4	8	6
Вид погоды	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Ясно	20	19	17	15	25	28
Облачно	4	5	6	6	2	2
Пасмурно	7	7	7	10	3	1

Таблица 2

Средняя скорость ветров на 2019 год по с. Кыстатыам

Параметр	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
V, м/с	5,9	4,5	5,5	3,8	4,3	5,1
Параметр	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
V, м/с	5,7	5,6	4,7	6,1	4,6	5,2

Следует отметить, что работа ВЭУ-1 кВт в декабре не будет производиться в виду низких температур воздуха по фактическим данным, которые составляют менее –35 °С. Далее проведен расчет для гибридной станции мощностью 1,9 кВт в с. Кыстатыам Республики Саха (Якутия), и были получены положительные результаты по показателю периода автономной работы системы «ветер + солнце» без использования ДГУ. Период равнялся до 10 месяцев работы.

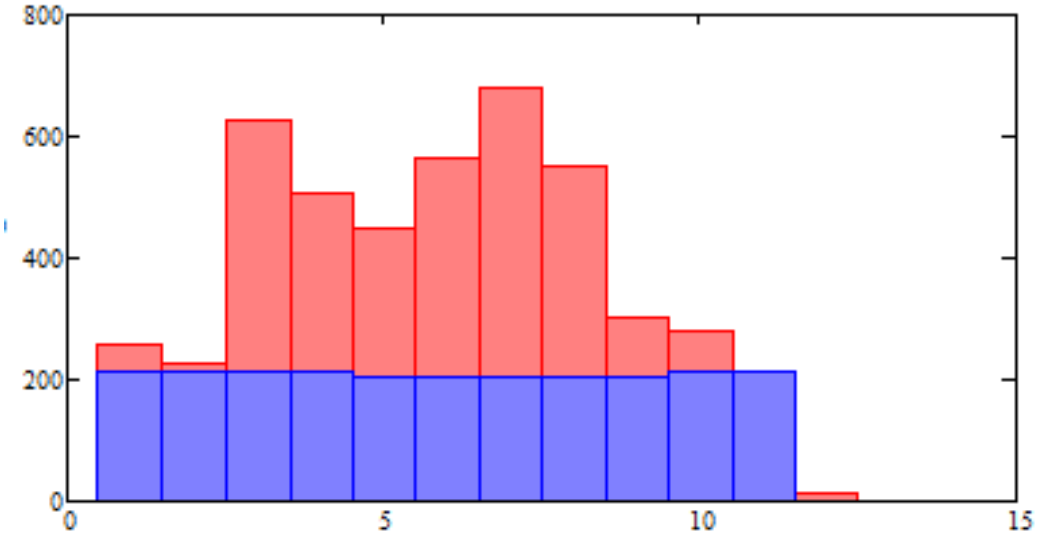


Рис. 3. График сравнения генерации ЭС и нагрузки потребителя

В рис. 3 красным цветом обозначен показатель генерации ЭС, а синим – нагрузка со стороны потребителя. По оси *X* – номера месяцев в году, *Y* – величина генерации в кВт·ч. С января до ноября – период автономной работы без ДГУ. Выбор оборудования производился на основе стойкости работы аппаратов в условиях низких температур от –35 до +40 °С. Данная гибридная станция с мощностью 1,9 кВт включает в себя: 1 кВт – ветрогенератор, фотоэлектрические панели 3×300 Вт.

Основными затратами на проект для гибдриной станции в с. Кыстатыам является приобретение необходимого оборудования с учетом НДС 20 %, которые составляют 825 000 руб.

Основная окупаемость данного объекта состоит в экономии топлива. Согласно данным АО «Сахаэнерго», стоимость 1 т дизельного топлива равна 70 000 рублей. Для расчета показания экономии топлива выбирается дизельный генератор марки АДП 2,2-230 ВЯ-Б (табл. 3).

Таблица 3

Расчет экономии ГСМ от ДГУ в год при использовании гибридной ЭС.

Тип ДГУ	Расход ГСМ, л/ч	Раб.время, ч/год	Объем ГСМ, т	Экономия, тыс. руб
АДП 2,2-230	0,79	6 600	4,38	306,6

Далее производится расчет дисконтированного срока окупаемости (далее – DPP) для более точного определения данного параметра. Ставка дисконта составляет 7,75 % по ЦБ РФ на 2019 г. (рис. 3).

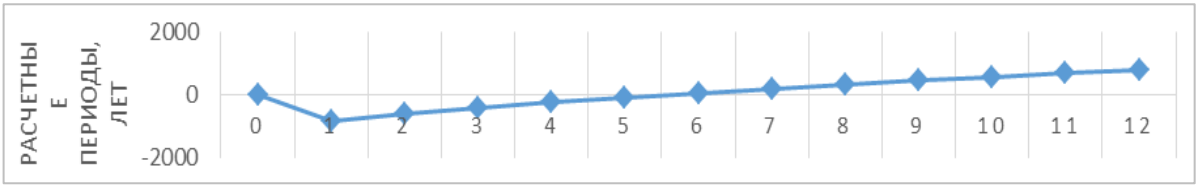


Рис. 3. Диаграмма дисконтированного срока окупаемости

Основная окупаемость проекта гибридной станции заключается в экономии топлива, которая равна 4,38 т за 1 год работы. Дисконтированный срок окупаемости равен 6 лет.

Таким образом, по итогам математического моделирования было получено, что период автономной работы гибридной станции без ДГУ 10 месяцев в год, а экономия топлива в с. Кыстатыам 306 тыс. рублей. Следовательно, внедрение гибридных ЭС типа «ветер + солнце + дизель» реально и достижимо.

По итогам НИР было доказано, что эксплуатация гибридных станций с комбинацией по системе «Ветер + Солнце» с резервным ДГУ приоритетна для объектов сельского хозяйства на Дальнем Востоке РФ. Комбинация ветровой и солнечной энергия может стать основным источником генерации для 100 %-го электроснабжения потребителя на 10 месяцев в с. Кыстатыам на севере Республики Саха (Якутия). Разброс данных математического моделирования и лабораторных данных от гибридной станции мощностью 650 Вт составляют в пределах до ±10 %.

Источники

1. Безруких П.П. Что может дать энергия ветра // Энергия: экономика, техника, экология. 2000. № 2. С. 13–24.

2. Воронков Э.Н. Солнечная энергетика может стать одним из ключевых факторов формирования нового технологического цикла // Промышленная энергетика. 2017. № 4. С. 48–53.

3. Константинов А.Ф. Нетрадиционные энергоисточники Якутии / отв. ред. Н. С. Бурянина; Якутский гос. ун-т им. М.К. Аммосова, Горно-геологический ин-т. Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2006. 211 с.

4. Пополов А. Энергетика третьего тысячелетия // Снабженец. 2001. № 35. С. 52–56.

5. Приоритетные направления, ключевые технологии и сценарии развития систем накопления энергии / Л.В. Калимуллин [и др.] // Вестник ИГЭУ. 2019. №. 1. С. 42–54.

6. Кабутов К. Возобновляемые источники энергии: проблемы и перспективы использования в Таджикистане // Хартия Земли и устойчивое развитие Таджикистана: матер. Междунар. конф. Душанбе, 2011. С. 75–81.

7. Местников Н.П., Нуруллин Э.Г. Разработка децентрализованной системы электроснабжения малых сел гибридных станций // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: матер. XIV Междунар. науч.-техн. конф. Саратов, 2018. С. 110–115.

8. Окороков Р.В. Тенденции и последствия развития мирового топливно-энергетического комплекса // Вестник ИГЭУ. 2018. № 1. С. 75–86.

9. Хэ Кай, Су Линь, Воронков Э.Н. Вклад возобновляемой энергетики Китая в формирование глобального технологического цикла // Вестник МЭИ. 2018. № 6. С. 43–50.

10. Технико-экономические показатели РЭС северных районов РС(Я) на 01.01.2018 // Министерство ЖКХ и энергетики РС(Я). URL: https:// mingkh.sakha.gov.ru/ (дата обращения: 24.05.2019).

УДК 621.313.04

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ РЕМОНТА ТРАНСФОРМАТОРА И ПОКУПКИ НОВОГО

В.И. Миннигареев
ФБГОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
vlad.minnigareev@yandex.ru

При проектировании подстанции всегда актуален вопрос окупаемости, который определяет целесообразность её сооружения. Значительную часть от суммарных капитальных вложений составляет закупка и установка оборудования. Одним из главных оборудований, применяемых на ПС, является трансформатор.

Будучи важнейшим звеном, связующим и перераспределяющим электроэнергию, трансформатор является сложной и дорогостоящей электроустановкой, возможности по замене которой финансово ограничены.

На сегодняшний день в России износ данного оборудования внушителен. В этих условиях остро назрела проблема обновления парка силовых трансформаторов либо продления работоспособности стареющих образцов.

В связи с этим, необходимо проанализировать и определить экономическую целесообразность приобретения и установки нового трансформатора, либо ремонта имеющегося на подстанции, а так же критерии проведения данного анализа.

Ключевые слова: трансформатор, экономика, ремонт, магнитопровод, обмотки, сравнение.

Маслонаполненное оборудование (МНО), к которому и относятся силовые трансформаторы, автотрансформаторы (АТ), трансформаторы напряжения (ТН), трансформаторы тока (ТТ) и прочее электроэнергетическое оборудование является основным в электрической части станций, подстанций и электрического хозяйства промышленных предприятий [1]. Вся вырабатываемая электроэнергия передаётся потребителю через данные аппараты, поэтому в случае их отказа возрастает вероятность появления недоотпуска энергии потребителям. Поскольку задача осуществления бесперебойного питания потребителей электроэнергией является одной из главных целей энергетики, необходимо, чтобы перечисленное выше оборудование всегда находилось в работоспособном состоянии. Поэтому требования надежности, предъявляемые к маслонаполенному оборудованию, как правило, высоки, при этом для поддержания оборудования в рабочем состоянии нужно вовремя выявлять и ликвидировать дефекты, которые возникают в нем в процессе эксплуатации. Отсюда следует, что диагностический контроль и своевременное проведение качественных ремонтных работ является необходимой частью при эксплуатации оборудования. Помимо этого, большой износ МНО и недостаток денежных средств для своевременного осуществления его замены в короткие сроки заставляют особенно остро ощущать проблему продления ресурса этого оборудования, что, в свою очередь, в очередной раз свидетельствует о необходимости диагностики МНО, которое является дорогим оборудованием и требует значительных затрат на ремонт. Именно поэтому особенно острым является вопрос уменьшения до минимума затрат на его проведение. В связи с этим необходима реорганизация структуры технологии эксплуатации, технического обслуживания и ремонтов электрооборудования. Основным направлением, которое позволит снизить затраты на проведение технического обслуживания и приблизить к минимуму ущерб из-за простоя, выступает переход от планово-предупредительных ремонтов к осуществления работ с оборудованием в зависимости от его состояния. Суть данного обслуживания заключается в раннем диагностировании дефектов, когда их признаки только проявляются, а дефекты еще не несут серьезной опасности для оборудования. Реализация подобного перехода связана с возрастающей интенсивностью применения диагностики для определения состояния МНО [2].

При эксплуатации свойства масла изменяются (в результате старения), и его качество (как изолятора) ухудшается. Появляющиеся в нём твердые нерастворимые продукты, формируясь на стенках внутри элементов

аппарата, негативно влияют на теплообмен, что приводит к ухудшению электрических свойств изоляции, в результате чего значительно увеличивается вероятность повреждения [2].

Силовые трансформаторы – одни из наиболее повреждаемых элементов энергосистемы. Сегодня значительное внимание обращается на усовершенствование методов диагностики технического состояния мощных силовых трансформаторов, позволяющих реализовать переход от систематических профилактических работ по ремонут к системе ремонтов по необходимости, напрямую связанных с техническим состоянием. Одним из главных вопросов в этой области является раннее диагностирование признаков ухудшения работоспособности трансформатора.

По объему выполняемых работ ремонт трансформаторов делится на текущий и капитальный. Текущий (ревизионный) ремонт трансформаторов осуществляют на месте их установки с обязательным отключением от источников питания [3].

Под текущим ремонтом подразумевают техническое обслуживание трансформатора без выемки активной части [3]. Ревизию трансформаторов с их отключением, но без выемки активной части реализуют по мере надобности, но как минимум 1 раз в 3 года, а для трансформаторов 35/6–10 кВ – не реже одного раза в год.

Капитальные ремонты осуществляются на электроремонтных предприятиях. Они производятся с выемкой активной части. Существует два вида капитальных ремонтов: 1-й категории сложности (без разборки активной части) и 2-й категории сложности (с разборкой) [3].

В зависимости от степени сложности ремонта цена за него может сильно варьироваться. Данный вопрос является одним из наиболее значимых факторов при обсуждении целесообразности ремонта вместо покупки нового трансформатора.

Так, стоимость ремонта одного и того же маслонаполненного оборудования, у разных ремонтных организаций, осуществляющих ремонт в рамках одной территориальной единицы, может отличаться на 50 %.

Однако опыт осуществления полноценной замены цеха трансформаторов уже осуществлялся на крупных ЭС. Именно на их примере можно говорить о том, что общий срок окупаемости всех произведенных мероприятий по замене оборудования составляет практически 25 лет. Это относится к подавляющему большинству вариантов замены трансформаторов, т. е. высокие сроки окупаемости (в несколько раз превышающие нормативный срок службы оборудования) – один из главных сдерживающих факторов при осуществлении замены парка трансформаторов.

Наименьший срок окупаемости показывают мероприятия по замене трансформаторов устаревших номиналов (около 7 лет) и по замене сухих трансформаторов с большим сроком службы. Однако даже в этом случае ассматриваемые трансформаторы обладают очень низкими показателями эффективности оборудования. Сроки окупаемости остальных мероприятий по замене трансформаторов составляют от 17 до 25 лет.

Источники

1. Ц-06-88 (э). О мерах по повышению надежности герметичных вводов 110–750 кВ: утв. Главным науч.-техн. Управлением энергетики и электрификации Минэнерго СССР 27 июля 1988 г. М.: СПО Оргрэс, 1991.

2. РД 153-34.3-46.304-00. Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, измерительных рансформаторов тока и напряжения: утв. РАО «ЕЭС России» 14 января 2000 г. Доступ из справ. из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

3. Правила устройств электроустановок. 7-е изд. М.: Моркнига, 2018. 512 с.

УДК 621.311.25

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ ИНТЕГРАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

А.И. Мурадымова[1], А.Г. Логачева
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]markova11-96@mail.ru

В статье обосновывается актуальность применения возобновляемых источников энергии для электроснабжения удаленных объектов, а именно станций добычи нефти, на территории Республики Татарстан. Рассмотрены основные проблемы питания нефтедобывающий объектов от централизованной системы электроснабжения, описан потенциал Республики Татарстан в части выработки электроэнергии от ветряных электростанций.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, нефтедобыча, нефтекачалка.

Энергетическая отрасль одна из важнейших в системе обеспечения функционирования экономики и населения Республики Татарстан. Площадь Республики Татарстан составляет 67847 км^2. Протяжённость территории Республики Татарстан с севера на юг составляет 290 км и 460 км с запада на восток. Одними из основных потребителей электрической энергии является промышленные предприятия, в том числе, связанные с добычей полезных ископаемых.

Нами рассматривается проблема электроснабжения нефтедобывающих объектов – нефтекачалок, расположенных в Альметьевском районе Республики Татарстан. Системы электроснабжения предприятий нефтегазодобычи (НГДП) – сложные электротехнические комплексы (ЭК), которые осуществляют непрерывный процесс нефтедобычи и включают в себя источники электроэнергии, преобразователи параметров электроэнергии, электромеханические установки, которые обеспечивают извлечение технологической жидкости из скважин на поверхность земли, установки поддержания пластового давления (УППД), насосные станции по перекачке нефти и нефтепродуктов и другое электрооборудование. Перерыв электроснабжения установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) на время, превышающее 0,15 с, может привести к нарушению непрерывности технологического процесса добычи и значительным материальным ущербам. Перерыв электроснабжения на время более 0,2 с может привести к нарушению устойчивой работы синхронных электродвигателей УППД. Исходя из этого, к системам электроснабжения для нефтедобычи предъявляются повышенные требования по обеспечению электроэнергией.

Традиционно питание нефтедобывающих станций осуществляется от централизованных электрических сетей, имеющих большую протяженность, и вследствие этого, вызывающие ряд проблем при обеспечении надлежащего качества электроэнергии. В частности, это падение напряжения, низкое качество электроэнергии, приводящие к крупным технологическим потерям и влияющие на режим работы удаленных объектов. Большая протяженность электрических сетей, разброс потребителей электроэнергии по большой территории, неравномерность графиков электрических нагрузок являются основными проблемами для повышения надежности и экономичности электроснабжения. При удалении центров электрических нагрузок нефтегазодобывающих предприятий от централизованных источников энергоснабжения возрастают затраты на строительство и техническое обслуживание ЛЭП. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения удаленных объектов нефтегазовой промышленности, рассредоточенных по территории Республики Татарстан в наше время, является проблемой как технической, так и экономической [2].

По требованиям ГОСТ к величине допустимых потерь напряжения в сети не более 5 % может быть рассчитана максимально допустимая длина ЛЭП для значений напряжения 6 и 10 кВ. Расчеты показали, что максимально допустимая длина линии электропередачи для подключения удаленного от централизованного электроснабжения потребителя мощностью 25–250 кВт составляет несколько десятков километров. Следовательно, в большинстве случаев строительство ЛЭП для питания удаленных объектов нефтегазодобычи невозможно, исходя из чего, можно сделать вывод, что рассматривать экономические аспекты строительства линий электропередач для энергообеспечения нефтекачалок нецелесообразно.

Недостаток бюджетного финансирования в настоящее время ведет к недопоставке топлива, что приводит к тяжелым условиям для удаленных потребителей. Все это вызывает необходимость пересмотра политики энергоснабжения удаленных объектов, ориентируясь, прежде всего, на снижение или даже исключение потребления привозного топлива. Одним из таких направлений и является применение ВИЭ.

Энергоснабжение удаленных объектов и промышленных предприятий может осуществляться путем создания децентрализованных зон с применением питания от генерирующих мощностей на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Вариантом электроснабжения удаленных объектов в Альметьевском районе может служить применение нетрадиционных источников энергии, таких как солнце или ветер. В этом случае технический критерий энергообеспечения выполним, и рассматривать этот вариант более рационально, нежели строительство ЛЭП [1].

Ветряные электростанции в отличие от солнечных панелей работоспособны практически всегда. Основные проблемы такого типа электроснабжения являются нестабильность погодных условий в Республике Татарстан и недостаточная скорость потока ветра.

Применение ВИЭ имеет ряд преимуществ:

– применение возобновляемых источников энергии не требует подачи топлива, что значительно сокращает расходы на эксплуатацию;

– себестоимость выработанной электроэнергии в разы меньше, по сравнению со стоимостью электроэнергии традиционных источников;

– в отличие от больших электростанций применение ветряков не наносит больших увечий окружающей среде и экологии в целом, так как нет сгорания топлива, не выделяется CO_2, следовательно, не возникает парниковый эффект, что немаловажно для республики и страны в целом [3].

В рамках энергетической стратегии России до 2035 г. предусматривается развитие технологий использования ВИЭ, в том числе для «электро- и теплоснабжения автономных потребителей, расположенных вне систем централизованного энергоснабжения». В соответствии со стратегией подразумевается рост доли возобновляемых источников энергии к 2035 г. до 3,7 % в общем объеме ввода мощностей электростанций, в производстве электроэнергии – до 2,2 %. Республика Татарстан, в том числе и Альметьевский и Нижнекамский районы, имеют колоссальное количество возобновляемых ресурсов. В Республике Татарстан имеются как минимум 4 вида ВИЭ. Однако эти возможности используются незначительно: из общего количества вырабатываемой энергии электростанциями малой мощности лишь менее 10 % приходится на долю возобновляемой энергетики. На местности Республики технически возможно разместить 359 ветряных электростанций, использующих ветряные турбины мощностью 600 кВт, мощностью 722,4 МВт и выработкой электроэнергии 1 275,2 млн кВт·ч. При определении наиболее целесообразных мест установки ветроэнергетических установок важной характеристикой является среднегодовая скорость ветра. На территории Республики Татарстан она заметно меняется и составляет 3,3–3,5 м/с. Наиболее подходящие условия по ветру наблюдаются на правом берегу реки Волги, вдоль берегов Куйбышевского и Нижнекамского водохранилищ, а также в восточной части Бугульминско-Белебеевской возвышенности. Самые высокие ветровые потенциалы следующие районы: Альметьевский – 73,8 млн кВт·ч, Бугульминский – 59,4 млн кВт·ч, Зеленодольский – 59,1 млн кВт·ч, Тетюшский – 57,0 млн кВт·ч.

Таким образом, электроснабжение удаленных нефтедобывающих комплексов в Альметьевском районе с использованием возобновляемых источников энергии, а именно ветроэнергетических установок, представляется целесообразным и требует дальнейшего исследования.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение № 074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018г.

Источники

1. Оразбекова А.К., Лукутин Б.В. Состояние электроснабжения удаленных объектов агропромышленного комплекса в регионах Казахстана и перспектива применения ВИЭ // Инновации в науке. 2018. № 11 (87). С. 10–13.

2. Баринова В.А., Ланьшина Т.А. Особенности развития возобновляемых источников энергии в России и в мире // Российское предпринимательство. 2016. Т. 17, № 2. С. 259–270.

3. Ланьшина Т.А. Государственно-частное партнерство в возобновляемой энергетике // Государственно-частное партнерство. 2017. Т. 4, № 3. С. 197–205.

УДК 621.311: 621.3.04

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВОЛЬТ-ВАТТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МАГНИТОПРОВОДА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Г.А.Муратаева, И.А.Муратаев, Х.С. Ниязов, А.Н. Кабылбеков
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
big.bambu@yandex.ru

В работе описаны методы определения вольт-ваттных характеристик трансформаторного электрооборудования, которые представляют зависимость мощности активных потерь в стали магнитопровода от величины подаваемого напряжения. Параметры вольт-ваттных характеристик, которые характеризуют потери на гистерезис и от вихревых токов могут быть использованы как критерий контроля состояния магнитопровода.

Ключевые слова: магнитопровод, вольт-ваттная характеристика, электрооборудование.

Вольт-ваттные характеристики трансформаторного электрооборудования представляют собой зависимость мощности активных потерь от величины подаваемого напряжения. Вольт-ваттные характеристики могут быть сняты во время измерения потерь холостого хода при малом напряжении. Измерение потерь холостого хода проводится при синусоидальном напряжении. При приложении к обмотке трансформатора синусоидального напряжения магнитный поток будет также синусоидален, тогда как магнитодвижущая сила обмотки и ток в соответствии с характеристикой намагничивания будут несинусоидальные. Обычно при измерении потерь холостого хода величина прикладываемого к обмотке напряжения составляет

от 1 до 10 % номинального напряжения, то есть содержание высших гармоник в токе намагничивания незначительно. Таким образом, можно считать, что измерение магнитных потерь холостого хода выполняется при синусоидальном токе намагничивания. Необходимость моделирования вольт-ваттных характеристик обусловлена сложностью получения формул, достаточно точно описывающих физические процессы в ферромагнитных материалах, так как эти процессы очень сложны и зависят от многих факторов, влияние которых трудно учесть. В тех случаях, когда это удается сделать, выражения оказываются очень громоздкими и неудобными для дальнейших математических расчетов. В большинстве рассматриваемых случаев рабочая зона охватывает лишь ограниченный участок характеристики. Поэтому нет необходимости пользоваться точным, но громоздким выражением, описывающим всю характеристику, а достаточно воспользоваться более простым, приближенным, выражением, описывающим только рабочий участок характеристики [1].

Задачу моделирования вольт-ваттных характеристик можно сформулировать как определение аналитической зависимости $P(U)$ для заданных значений напряжения $U_1, U_2, U_3, \dots U_n$ и соответствующих им значениях мощности активных потерь $P_1, P_2, P_3, \dots P_n$. Моделирование вольт-ваттных характеристик состоит из двух самостоятельных задач. Это выбор класса функций и определение постоянных, входящих в аппроксимирующее выражение, то есть определение параметров модели.

Задача выбора класса функций не имеет однозначного решения. Класс функций выбирается по схожести той или иной функции с аппроксимируемой характеристикой и из соображений, связанных с дальнейшим использованием выбранных функций.

Потери в стали состоят из двух основных составляющих: потери на гистерезис и потери на вихревые токи. Известно, что полные удельные потери в стали, определенные опытным путем, больше суммы расчетных потерь на гистерезис и потерь на вихревые токи. Это связано с наличием добавочных потерь в стали. Обычно считают, что добавочные потери в стали относятся к увеличенным потерям от вихревых токов, получающимся вследствие неравномерной намагниченности стали [1]. Отделить добавочные потери в процессе измерений не представляется возможным, так как они не поддаются точному расчету.

Зависимость полных потерь активной мощности в стали магнитопровода при различных напряжениях можно моделировать кривой вида [2]:

$$P_{\text{ст}} = A_1 U^n + A_2 U^2 ,$$

где A_1 – коэффициент пропорциональный потерям на гистерезис; A_2 – коэффициент пропорциональный потерям на вихревые токи; n – показатель степени потерь на гистерезис.

Определение параметров модели вольт-ваттных характеристик осуществляется методом наименьших квадратов. При определении параметров методом наименьших квадратов аппроксимируемая функция задается набором из n точек (U_i, P_i). Аппроксимирующая функция $P_{\text{ап}}$ строится, как комбинация базисных функций F_j [3]:

$$P_{\text{ап}} = \sum_{j=0}^{m-1} A_j F_j .$$

При этом коэффициенты A_j выбираются таким образом, чтобы сумма квадратов отклонений аппроксимирующей функции от заданных значений была минимальной:

$$e = \sum_{i=0}^{n-1} \left(P_i - \sum_{j=0}^{m-1} A_j F_j \right)^2 .$$

Недостатком метода наименьших квадратов является высокая зависимость от начальных данных и, как следствие, неустойчивость к наличию ошибочных точек. Если среди входных данных одно измерение имеет сильное отклонение от остальных, то результат аппроксимации может получиться неточным.

Чтобы избежать подобного явления, вводится функция, модифицирующая расчет суммы квадратов расстояний от точек до аппроксимирующей кривой таким образом, что влияние каждой конкретной точки уменьшается по мере ее удаления от аппроксимирующей кривой. Эта функция может иметь вид:

$$p(r,\sigma) = \frac{r^2}{\sigma^2 + r^2} ,$$

где r – расстояние от точки до аппроксимирующей кривой; σ – параметр, определяющий скорость уменьшения влияния точки.

С учетом того, что расстояние от точки до аппроксимирующей кривой – это, функция определяемая как:

$$r = r(x, A),$$

где A – вектор параметров аппроксимирующей кривой; x – координатный вектор точки, то задача аппроксимации сводится к задаче минимизации суммы:

$$\sum_i p\left(r_i\left(x_i, A\right), \sigma\right).$$

Введение подобной модификации значительно уменьшает влияние ошибочных точек на результат аппроксимации.

Алгоритм определения параметров модели состоит из следующих этапов [3]:

1) методом наименьших квадратов получить начальное приближение набора точек аппроксимирующей кривой, то есть определить вектор параметров A^0;

2) для A^0 посчитать начальное приближение σ^0;

3) пока вектор параметров существенно изменяется $A^n - A^{n-1} > \varepsilon$, аппроксимировать набор точек, используя параметр σ^{n-1}, затем получить вектор A^n;

4) пересчитать σ^n.

Определение параметров модели завершается при достижении требуемой точности, то есть когда разница между текущим значением A^n и предыдущим станет меньше заданного ε. Полученный вектор параметров аппроксимирующей кривой A^n представляет собой искомые значения параметров модели A_1 и A_2.

Параметры модели вольт-ваттных характеристик могут быть определены по данным потерь холостого хода, которые измеряются при малом напряжении. Найденные параметры модели A_1 и A_2 могут быть использованы не только в задачах нахождения активных потерь при различных напряжениях, но и как критерий контроля магнитопровода трансформатора.

Источники

1. Васютинский С.Б. Вопросы теории и расчета трансформаторов. Л.: Энергия, 1970. 432 с.

2. Козлов В.К., Муратаев И.А., Муратаева Г.А. Определение диагностических параметров трансформатора в режиме искусственного намагничивания // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2008. № 9-10. С. 52–58.

УДК 656.2

ТОРМОЗНЫЕ СИСТЕМЫ ПОДВИЖНОГО СОСТАВА ГОРОДСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА

А.Х. Мукимов[1], А.А. Сидорова[2], П.П. Павлов[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ»,г.Казань
[1]almaz-mukimov@mail.ru, [2]an.s1996@yandex.ru, [3]pavlov2510@mail.ru

В статье рассмотрены тормозные системы подвижного состава городского электрического транспорта

Ключевые слова: электроподвижной состав, тормозная система, тормозные механизмы.

Городской электрический транспорт (ГЭТ), бесспорно, составляет основу транспортного комплекса в крупных городах Российской Федерации. При этом бесперебойность перевозочного процесса и безопасность на ГЭТ во многом определяются надежностью подвижного состава и, в частности, тормозного оборудования. Развитие ГЭТ России предполагает совершенствование электроподвижного состава (ЭПС). Процесс совершенствования неотделим от работ как по повышению надежности эксплуатируемого ЭПС, так и по обеспечению заданного уровня ее при проектировании. Практика создания и эксплуатации электроподвижных составов показывает, что проблема надежности становится определяющим фактором в деле повышения эффективности работы ЭПС и всего ГЭТ. Современный электроподвижной состав состоит из отдельных сборочных единиц и агрегатов, имеющих различный ресурс. Это связано с различным их назначением, условиями работы и свойствами материалов [3]. Добиваться одинакового ресурса всех элементов экономически нецелесообразно, так как существуют некоторые агрегаты и сборочные единицы, у которых ресурс строго ограничен по различным причинам. К тому же, существующие способы оценки надежности ЭПС в эксплуатации не позволяют достоверно определить этот показатель, так как не существует метода определения пригодности подвижного состава к работе в конкретных условиях. Существующие методы расчета (в том числе и тяговые) дают лишь возможность оценить работу некоторых элементов, но не состава в целом [4].

В настоящее время на ГЭТ решаются несколько важнейших задач:

– снижение эксплуатационных расходов на основе совершенствования структуры управления;

– эффективное использование результатов научно-технических исследований, касающихся перевода предприятий на новые ресурсы и энергосберегающие технологии;

– оснащение ГЭТ техническими средствами нового поколения, не уступающими по своим параметрам лучшим современным образцам и др.

Выполнение требований безопасности движения ЭПС является превалирующим условием функционирования ГЭТ, поэтому ожидаемое в перспективе возрастание скоростей движения ЭПС потребует совершенствования тормозной техники [5].

Рассмотрим тормозные системы подвижного состава городского электрического транспорта. В соответствии со стандартами и Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) с целью обеспечения безопасности движения транспортное средство оборудуется не менее чем двумя независимо действующими системами тормозов [1]. На современном подвижном составе городского электрического транспорта применяются электродинамический (реостатный и рекуперативный) и механический (обычно пневматический для экстренного и служебного торможения и ручной в качестве стояночного) тормоза. Применение электрического торможения позволяет повысить надежность и значительно снизить эксплуатационные расходы на ремонт тормозной системы и замену тормозных колодок. При электрическом торможении колеса подвижного состава менее подвержены юзу. Его применение повышает безопасность движения, так как на подвижном составе всегда имеется механический тормоз, который обеспечивает резервирование процесса торможения. Механическое торможение всегда сохраняется как дополнительное и экстренное.

Рассмотрим тормозную систему троллейбусов, которая оборудована электрической и механической системами торможения [2]. По назначению и выполняемым функциям тормозные системы подразделяются на рабочую, запасную, стояночную и вспомогательную системы:

– рабочая система служит для регулирования скорости движения троллейбуса и полной его остановки. Она включает в себя электродинамический тормоз, действующий на колеса ведущего моста (заднюю ось), и пневматическую тормозную систему с раздельными контурами тормозов передней и задней осей;

– запасная система служит для остановки троллейбуса при отказе рабочей тормозной системы. Она менее эффективна, чем рабочая тормозная система. Функции запасной тормозной системы могут выполнять исправный контур пневматического тормоза рабочей тормозной системы или стояночная тормозная система (с пружинным энергоаккумулятором);

– стояночная система предназначена для удержания троллейбуса на месте. В качестве стояночного используется либо ручной тормоз с рычажным приводом либо тормозные камеры с пружинными энергоаккумуляторами, действующие на тормозные механизмы колес ведущего моста с управлением от крана обратного действия, который для затормаживания троллейбуса на стоянке ставится в крайнее фиксированное положение и в любое промежуточное нефиксированное положение при использовании в качестве запасной тормозной системы;

– вспомогательная система обеспечивает электрическое торможение для длительного поддержания постоянной скорости (на затяжных спусках) или для ее регулирования в пределах, отличных от нуля.

Управление рабочей и вспомогательной тормозными системами осуществляется от одной ножной педали. Педаль посредством тяг связана с тормозным краном и контроллером управления таким образом, что при воздействии на нее вначале происходит электрическое торможение, а после прекращения его – механическое торможение. В троллейбусах применяются барабанные и дисковые тормозные механизмы. В современных троллейбусах наибольшее распространение получили колесные тормозные механизмы барабанного типа с двумя колодками, имеющими один общий центр поворота (обе колодки имеют один общий палец, на который опираются).

Для приведения в действие тормозных механизмов в троллейбусе применяются в основном пневматические приводы. На сочлененных троллейбусах используется пневмогидравлический привод.

При ТО-1 проверяют и при необходимости регулируют стояночный и пневматический тормоза. При ТО-2 выполняют более углубленное обслуживание всех узлов тормозной системы [1, 2]. Запрещается эксплуатация троллейбусов, имеющих хотя бы одну из следующих неисправностей:

– не действует один из видов тормозов;

– электродинамическое торможение с наложением механического тормоза не обеспечивает установленный правилами дорожного движения тормозной путь. Снаряженный троллейбус при таком торможении со скорости 40 км/ч должен иметь тормозной путь не более 16,8 м, а замедление не менее 5,7 м/с^2;

– стояночный тормоз не обеспечивает удержание троллейбуса с полной нагрузкой на уклоне до 16 % включительно;

– рукоятка стояночного тормоза не фиксируется запирающим устройством;

– заедает тормозная педаль.

Источники

1. Лисичкин Э.А., Рудов П.К. Тормозные системы элетроподвижного состава. Гомель, 2009. 158 с.

2. Максимов А.Н. Городской электротранспорт: Троллейбус. М.: Академия, 2004. 256 с.

3. Павлов П.П., Гараева А.Р., Истопленников М.А. Перспективы развития тормозной техники подвижного состава // Транспорт, наука, образование в XXI веке: опыт, перспективы, инновации: матер. VII Междунар. науч.-практ. конф. Уфа, 2017. С. 149–150.

4. Павлов П.П., Литвиненко Р.С., Аухадеев А.Э. Оценка влияния надежности элементов наземного городского электрического транспорта на его пропускную способность // Надежность и качество сложных систем. Организация и безопасность движения. 2017. № 8. С. 95–103.

5. Павлов П.П., Рамазанов Р.Р. Основные требования к тормозным системам подвижного состава // Молодежь – как импульс в техническом прогрессе: матер. регион. науч.-иссл. конф. Самара, 2013. С. 46–47

УДК 621.311

ОСОБЕННОСТИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПЛЕКТНЫХ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Е.С. Мухлина[1], Р.Н. Балобанов[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]mukhlinaelizaveta@gmail.com, [2]rassel_ipek@mail.ru

Статья посвящена проблеме устранения дефектов изоляции, обнаруженных в ходе эксплуатации комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией. Проанализированы более эффективные методы диагностики элегазового оборудования и рассмотрены различные отечественные и зарубежные методы очистки до уровня чистоты 99,99 %, соответствующего техническому порогу, определенному в IEC 60376 (стандарт по производству нового газа).

Ключевые слова: КРУЭ, элегаз SF_6, диагностирование дефектов изоляции, методы очистки элегазовой изоляции.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) – высоковольтное герметизированное устройство, трёхфазная конструкция для приёма, распределения и передачи электрической энергии. КРУЭ состоит из нескольких высоковольтных компонентов: выключателей,

измерительных трансформаторов тока, напряжения, разъединителей, заземлителей и ограничителей перенапряжения, – все они размещены в шкафу КРУ, который в свою очередь поделён на 4 основных отсека – кабельных отсек, отсек выключателя, отсек сборных шин и релейный шкаф.

У применения КРУЭ есть ряд преимуществ:

1) небольшая площадь, занимаемая устройством КРУЭ;

2) благодаря совмещению множества компонентов в одном корпусе, увеличивается надежность и многофункциональность ОРУ;

3) отсутствие электрических и магнитных полей;

4) независимость от факторов воздействия внешней среды;

5) удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа.

При всех положительных аспектах использования КРУЭ имеет и свои недостатки. В ходе эксплуатации обнаруживаются различные дефекты: внутренние полости (воздушные включения), присутствие небольших посторонних частей (пыль, опилки, металлическая стружка), смещенный экран и другие, однако наиболее часто неполадки появляются из-за дефективного изолятора.

Гексафторид серы SF_6, именуемый как элегаз (изолятор в ячейках КРУЭ), прежде всего, является электроотрицательным газом, что означает, что его молекулы взаимодействуют с электроном, и благодаря этому происходит образование устойчивого отрицательного иона. Молекулы элегаза являются максимально компактным и симметричным образованием отрицательных атомов с большой молекулярной массой.

С течением времени может ухудшиться герметичность устройств, и внутри оболочек может оказаться атмосферный воздух, а влажность и корона могут привести к появлению нежелательных примесей в электрооборудовании. Это приводит к тому, что в дальнейшем элегаз не может использоваться в оборудовании. Во время обслуживания, ремонта и ревизии элегазового оборудования приходится сталкиваться с загрязненным элегазом, который может содержать примеси различного происхождения и различных уровней токсичности.

Наиболее простым методом является очистка на сорбентах (алюмогель) или при помощи щелочей (удаление кислых фторидов при использовании 40 %-ных растворов или гранулированных KOH, NaOH).

Данные методы способствуют удалению большого количества примесей, однако трудноудалимые (воздух, пары масла, N_2, CF_4) требуют более сложных по исполнению методов очистки – трудноудалимые составляющие выводятся с использованием ректификации и направленной кристаллизации.

В редких случаях, когда элегаз не может быть использован повторно, он может быть утилизирован экологически безопасным методом с помощью термического нагрева: при температуре 12000 °C элегаз диссоциирует на химически активные фрагменты, которые взаимодействуют с кислородом и водородом и образуют оксиды серы и фториды. Продукты этой реакции удаляют благодаря прохождению через раствор гидроксида кальция, где они превращаются в гипс и фторид кальция. Однако этот метод утилизации использованного элегаза имеет очень высокую стоимость.

Более современный метод очистки элегаза предлагает компания AREVAT&D Messwandler GmbH, Германия. Их собственная технология очистки заключается в следующем: загрязненный элегаз передвигается по трубе благодаря пневматическому насосу, затем поднимается внутри столбца, проходя через слои абсорбентов, а в самом конце фильтруется через пятимикронный фильтр. Клапан сверху трубы позволяет оценить уровень чистоты газа.

Сложнее происходит процесс очистки элегаза, если содержание воздуха в нем превышает 7500 миллионных доль на единицу объема. В этом случае элегаз регенерируется в жидкой фазе, и для дальнейшего использования необходим переход к газообразному состоянию, что экономически невыгодно.

Проблему очистки элегаза с высоким уровнем загрязнения трудноудалимыми примесями решила компания ABB из Австралии, она разработала более безопасной, лучше контролируемый и в значительной степени автоматизированный процесс. Результатом этого проекта стала первая полностью автоматизированная криогенная установка очистки SF_6 в мире.

Процесс переработки загрязненного элегаза включает в себя криогенную стадию удаления неконденсирующихся газов, главным образом азота, из использованного газа, а также процесс фильтрации для удаления загрязнений, включая воду, различные кислоты, токсичные побочные продукты и нефть.

Вопросом диагностики дефектов в элегазе заинтересовались в Мосэнерго и НИИПТе. Были созданы стенды с элегазовым оборудованием, на которых тестировались и отрабатывались различные методики диагностики. Благодаря многолетнему опыту была создана методика, дающая возможность выявить дефекты благодаря неразрушающим испытаниям на основе регистрирующих параметров частичных разрядов (ЧР).

Новый метод диагностики сочетал в себе электрический и акустический методы регистрации ЧР. Каждый из этих методов имеет преимущества и недостатки, взаимодополняющие друг друга.

Проверка на наличие ЧР выполняется акустическим методом при эксплуатации КРУЭ, при начальном вводе в работу или после ремонта и при испытаниях от постороннего источника. Акустическая диагностика применяется при вводе в эксплуатацию элегазовую подстанцию (чаще всего при первичном вводе в эксплуатацию) для конкретизации местоположения дефекта изоляции.

В сравнении с испытаниями нормированным испытательным напряжением метод ЧР позволяет проводить испытания изоляции КРУЭ при достаточно небольших напряжениях. Он основан на измерении и регистрации характеристик ЧР, возникающих в КРУЭ при подаче на него напряжения, вырабатываемого специальной испытательной установкой (ИУ). В первую очередь, этим методом получается выявить наличие в КРУЭ таких наиболее часто встречающихся типов дефектов, снижающих электрическую прочность изоляции, как проводящие выступы на токонесущих элементах и внутренней поверхности корпуса КРУЭ и подвижные проводящие частицы. В этих местах происходит усиление поля, что ведет к нарушению изоляции. После устранения этих дефектов КРУЭ подвергается испытанию нормированным испытательным напряжением.

Также для диагностики элегазового оборудования используют оптический метод индикации дефектов высоковольтных вводов КРЭУ и элегазовых выключателей. Принцип работы оптического индикатора поясняется следующим: распределение электрического поля и потенциала вдоль изолирующей конструкции меняется при нарушении целостности. Разность потенциалов на поврежденном участке понижается, что вызывает увеличение напряжения около целой части конструкции. Обнаружение дефектного состояния изолирующей конструкции происходит благодаря мощности свечения индикатора на участке, который расположен на опоре или изолирующей части конструкции. От падения напряжения на контактах и от протекающего тока зависит интенсивность свечения.

Наиболее близким по решаемой задаче и технической сущности к заявляемому является способ высоковольтных испытаний трехфазных КРУЭ. Этот способ заключается в поочередном прикладывании к одному из фазных токопроводов нормированного измерительного напряжения, тогда как двое оставшихся токопровода заземлены, а также в измерении уровня ЧР, благодаря которому судят о наличии дефектов. Однако благодаря этим способам выявляется только наличие дефекта и определяется, на каком из токопроводов он находится, но не показывает точное его местоположение на нем.

Таким образом, существуют различные способы устранения дефектов в элегазовой изоляции. Ранее созданные методы уже хорошо проработаны, и в наше время большее внимание уделяется очистке элегаза и возможности его повторного использования, так как SF_6 является наиболее мощным парниковым газом, который оценивается с потенциалом глобального потепления в 22 800 раз больше, чем у CO_2 по сравнению со 100-летним периодом. В Европе использование SF_6 с января 2008 г. строго регулируется для всех применений, включая распределительные устройства, поэтому вторичное использование элегаза экономически и экологически выгодно.

Источники

1. Балобанов Р.Н., Зацаринная Ю.Н. Особенности диагностирования высоковольтного оборудования с элегазовой изоляцией // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т. 18, №2. С. 257–258.

2. Способ высоковольтных испытаний изоляции трёхфазного КРУЭ: пат. 2063642 Рос. Федерация № 92 92016036; заявл. 25.12.92.

3. Балобанов Р.Н., Лопухова Т.В., Зацаринная Ю.Н. Влияние времени эксплуатации элегазового оборудования // Вестник Казанского технологического университета. 2012. Т. 15, № 16. С. 122–124.

4. Саушев А.В., Шерстнев Д.А., Широков Н.В. Анализ методов диагностики аппаратов высокого напряжения // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. 2017. Т. 9, № 5. С. 1073–1085.

УДК 621.315.6

АНАЛИЗ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННЫХ ГИРЛЯНД ИЗОЛЯТОРОВ НА ОСНОВЕ ШУМОВЫХ СИГНАЛОВ

З.К. Назмиева
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
zilya.96@mail.ru

В статье представлен анализ метода определения местоположения поврежденных гирлянд изоляторов на основе шумовых сигналов. Поврежденные изоляторы обычно представляют электрическую и поверхностную активность. Поверхностные и коронные разряды могут привести к генерации высокочастотных сигналов, которые могут

проходить через проводники линии передачи. Каждый сигнал, генерируемый поверхностным или коронным разрядом, имеет уникальную сигнатуру. Эта сигнатура изменяется в соответствии с положением источника, то есть поврежденной строкой вдоль линии, что обеспечивает связь между сигнатурой сигнала и местоположением гирлянд вдоль линии.

Ключевые слова: изолятор, шумовые сигналы, гирлянда, нейронная сеть, трансформатор тока.

Особенности развития нагрузок современного производственного сектора предписывают новые требования к обеспечению надежности электроснабжения. В то же время надежность электроснабжения напрямую зависит от качества контроля за работой оборудования. Проверка гирлянд изоляторов в линиях электропередач обычно требует много ресурсов и времени. Традиционные способы требуют много труда и времени для эффективного обнаружения эффектов и в большинстве случаев из-за большого объема данных легко сделать неправильные суждения. Несмотря на высокую стоимость и важность этой деятельности, полученные результаты, как правило, не являются точными, в значительной степени зависят от опыта и навыков специалистов.

Рассмотренный метод определения местоположения поврежденных гирлянд изоляторов основан на сигналах от поверхностных и коронных разрядов. Поскольку структура сигналов зависит от точек возникновения разряда и записи сигнала электрической цепи, система может связывать обнаруженные модели с положением гирлянд вдоль линии передачи. Эта связь выполняется программным обеспечением на основе нейронных сетей. В этом методе применяется инновационный способ соединения сигналов, где в качестве конденсатора связи используется емкость между первичными клеммами и металлическим корпусом трансформаторов тока. Это позволяет избежать установки какого-либо конкретного ответвителя, такого как емкостного трансформатора напряжения, что снижает стоимость реализации предлагаемой методики.

Некоторые условия могут привести к возникновению внешних повреждений на гирляндах: треснувший изолятор, избыток влаги, дождь, загрязнение и т.д. Частичные разряды в воздухе приводят к излучению акустических и радиочастотных сигналов, которые могут создавать помехи для систем связи, увеличивая потери в линиях. Более того, это приводит к появлению высокочастотных сигналов, которые могут проходить по линиям электропередачи. Увеличение шума несущей линии, наблюдаемое во время работы линий электропередачи на больших расстояниях и предшествующее замыканию на землю из-за поврежденных гирлянд, является

типичным примером этого явления. Эти сигналы могут быть получены от линии с помощью соединительных устройств или с использованием структуры, аналогичной системам программируемыми логическими контроллерами. Каждый сигнал, генерируемый на цепях изоляторов, имеет некоторые конкретные характеристики, которые зависят от электрической цепи между точкой, где сигнал генерируется, и точкой, где он записывается. Другими словами, эти сигналы имеют уникальную подпись. Например, рассмотрим теоретическую π модель линии передачи, показанную на рис. 1.

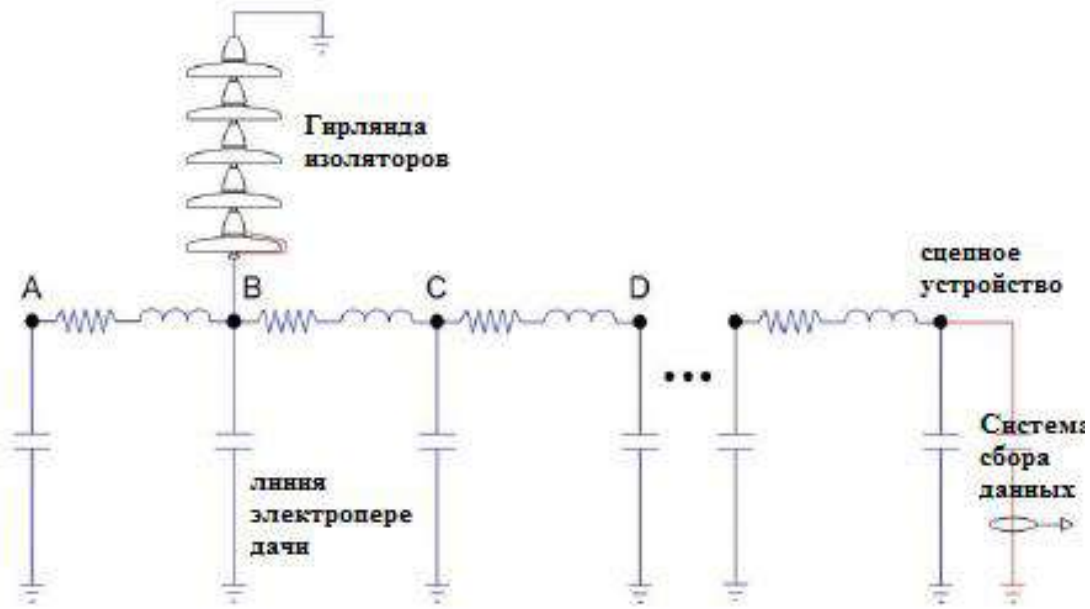


Рис. 1. Линия электропередачи с поврежденной гирляндой

Модель имеет четыре точки (A, B, C и D), где могут быть соединены гирлянды изоляторов. Если гирлянда, содержащая один поврежденный изолятор (в данном случае первый), соединена с одной из этих точек поверхности, то на этом изоляторе могут возникнуть коронные разряды. Когда строка подключена к точке A, сигналы высокой частоты регистрируются системой сбора данных, которая установлена на одном из концов линии передачи. Эти сигналы представляют типичную подпись. Когда точка подключения изменяется с A на B, подпись также изменяется. То же самое происходит, если строка связана с точками C и D. Поскольку сигнатура изменяется в электрической цепи между источником сигнала и системой сбора данных, то можно связать сигнатуры записанных сигналов с их расположением в линии передачи, где они генерируются. Другими словами, после того, как подписи идентифицированы, можно обнаружить поврежденные гирлянды, где происходят электрические пробои.

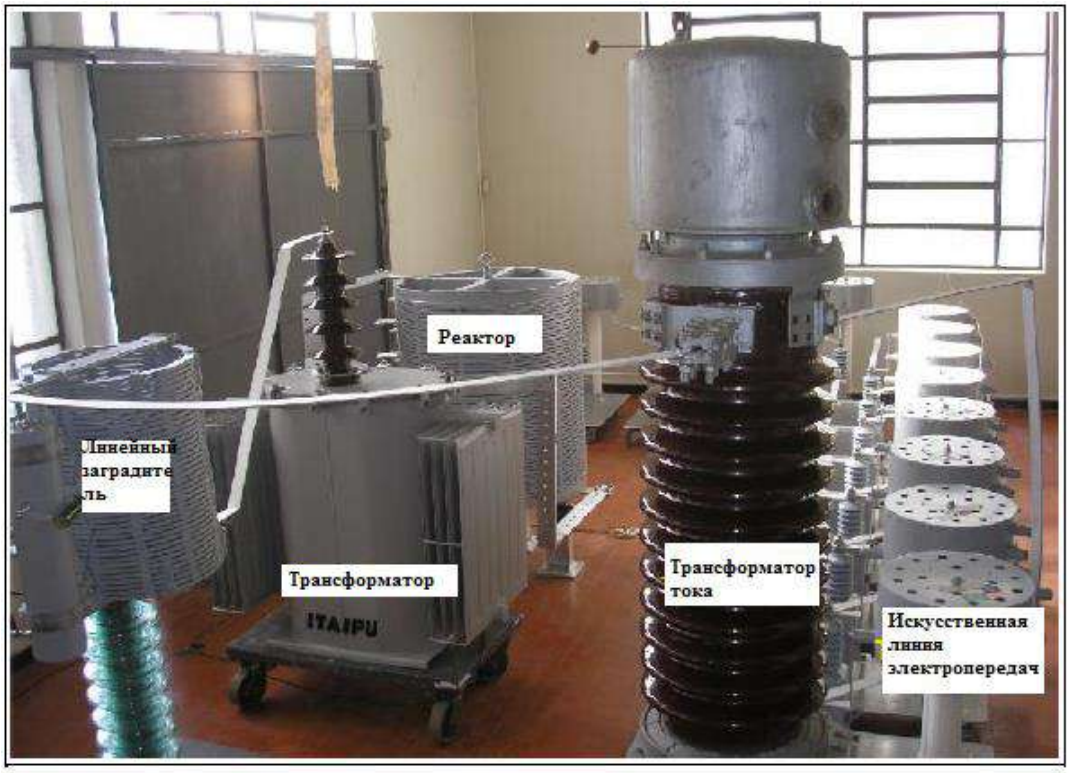


Рис. 2. Общий вид лабораторной установки

Из рис. 2 можно наблюдать, что однофазная искусственная линия передачи питается переменным автотрансформатором (0–240 В), подключенным к силовому трансформатору (240 В – 35 кВ). Эта искусственная линия электропередачи состоит из одиннадцати полных π-секций и представляет собой настоящую линию электропередачи 69 кВ длиной 48 км. Поскольку макет линии электропередачи не имеет нагрузки, реактор используется для компенсации реактивной мощности, что снижает потребность лаборатории в мощности. На линии передачи имеется 48 точек подключения, одна точка на километр, где могут быть соединены изолирующие гирлянды. Сцепное устройство соединено с точкой подачи лабораторной установки. Это обеспечивает способ для получения высокочастотных сигналов системой сбора данных. Между трансформатором и концом линейной модели установлен заградитель, чтобы блокировать выход высокочастотных сигналов и их поступление в линию передачи. Компьютер отвечают за оцифровку шумовых сигналов. Высокочастотный трансформатор тока установлен на кабеле заземления соединительного устройства. Его выход подключен к плате сбора данных через защитное устройство.

В ходе этих опытно-конструкторских испытаний пять подвесных изоляторов (изготовленных из стекла и фарфора) соединены для формирования гирлянды. Ввиду конструктивных ограничений конденсаторов искусственной линии электропередачи не было приложено напряжение

фазы к земле на гирлянды изоляторов, подключенных к линии электропередачи. Максимальное приложенное напряжение составляло около 15 кВ. Поэтому даже при наличии сильно поврежденной гирлянды, связанной с макетом, возникновение электрической поврежденности можно считать маловероятным событием. Решением этой проблемы было использование устройства моделирования поверхностной короны. Он состоит из металлического провода, установленного между штырем и заглушкой одного изолятора. После подключения к штырю провод помещается так, чтобы создать небольшой зазор с крышкой гнезда, где происходят частичные разряды. В дополнение к увеличению вероятности возникновения электрической активности поверхностной короны полученные сигналы имеют приемлемое сходство по сравнению с сигналами от реальной активности поверхностной короны. В этом случае авторы получали поверхностные и коронные сигналы от искусственно загрязненных и смоченных керамических изоляторов. Несмотря на некоторые различия между типами частичных разрядов как по амплитуде, так и по дисперсии, в случае настоящей статьи существенного влияния на развитие метода не наблюдается.

В свою очередь, эффективность существующих сегодня методов недостаточна и современные условия эксплуатации требуют применения новых бесконтактных методов диагностирования оборудования под рабочим напряжением, которые также просты, недороги и оперативны. Представляя хорошую производительность, этот метод на основе шумовых сигналов является недорогим решением, которое может применяться во многих других случаях. Использование трансформатора тока в качестве соединительного устройства позволяет избежать ненужной и дорогостоящей установки емкостного трансформатора напряжения.

Источники

1. Сурба А.С., Кутлер П.П. Расследование и анализ технологических нарушений в работе энергообъектов: учеб. пособие. М.: ОАО «РАО ЕЭС России», 2005. 52 с.

2. Рейх Е.Н., Сыченко В.Г., Ким Е.Д. Анализ методов и средств диагностирования для оценки состояния изоляторов контактной сети // Електрифікація транспорту. 2012. № 4. С. 54–61.

3. Арбузов Р.С., Овсянников А.Г. Современные методы диагностики воздушных линий электропередачи. Новосибирск: Наука, 2009. 136 с.

4. Щеглов Н.В. Опыт эксплуатации линейной полимерной изоляции в России и за рубежом. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008.

УДК [621.311]+[622.323]

ПРОБЛЕМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ И ИХ РЕШЕНИЕ

И.Р. Насртдинов[1], Р.Р. Хуснутдинов[2], А.А. Устимец[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]shweyka@icloud.com, [2]khrr@yandex.ru, [3]sales@tattechno.ru

В статье поднимается вопрос проблемы качества электроэнергии как в целом, так и в нефтедобывающей отрасли. Рассмотрены причины и очаги возникновения проблемы. Приведена статистика затрат электрической энергии. Предложен вариант решения указанной проблемы.

Ключевые слова: электричество, нефть, добыча, устройство, энергосбережение, качество электроэнергии, мощность.

На сегодняшний день мы не можем говорить о развитии глобальной экономики без вклада в нее нефтяной промышленности всего мира, также нельзя не говорить о добыче и переработке нефти. Весь процесс от бурения скважин до отпуска газа или нефти потребителю обусловлен технологическими процессами, основанными на электроэнергии. Сети сетевых компаний и автономные источники энергии – вот главные источники снабжения месторождений топлива [1].

В целом в России в год потребляется около 50 млрд кВт·ч активной составляющей энергии. Этот показатель составляет около 5,5 % от общего производства электричества в стране. Средний коэффициент мощности электрических двигателей нефтепромышленности составляет примерно 0,7. Начиная с конца XX в. наблюдается значительный рост затрат на электричество при сокращении финансов на оборудование и заработную плату. Таким образом, 30–35 % от добывания нефти уходит на оплату электроэнергии [2].

Самыми энергоемкими процессами в добыче нефтепродуктов являются поднятие жидкости из скважин, подготовка и перекачка нефти и поддержка пластового давления. Если рассматривать российские компании, то от общего потребления на поднятие жидкости уходит порядка 55–60 %, на систему поддержки пластового давления – 20–30 %, от 8 до 20 % приходится на подготовку и транспортировку нефти. Все оставшиеся мелкие процессы затрачивают относительно небольшую часть электроэнергии [2].

Во всем мире проведено достаточное количество исследований, подтверждающих значительное влияние показателей качества электроэнергии на объём потребляемой электроэнергии и величину затрат потребителей, связанный с экономическим ущербом от понижения качества электроэнергии (КЭ). Как известно, он имеет технологическую и электромагнитную составляющие, причем первая составляющая обусловлена влиянием КЭ на производительность технологических установок и себестоимость выпускаемой продукции, а вторая определяется, главным образом, снижением срока службы изоляции электрооборудования вследствие ускоренного теплового и электрического старения.

Снижение КЭ в виде несимметрии напряжения ведёт за собой сокращение срока службы силовых трансформаторов, дополнительные потери активной мощности; в виде токов высших гармоник – дополнительные потери активной мощности и, в целом, – показатели, характеризующие общую надежность трансформаторов; в виде несинусоидальности, несимметрии и отклонений напряжения – снижение срока службы асинхронных двигателей, т.к. даже при небольшой несимметрии напряжения, вызывающей несимметрию токов, происходит увеличение температуры обмотки статора и тепловое старение изоляции, а далее перегрев изоляции из-за дополнительных потерь активной мощности в обмотках статора, ротора и стали [3].

Исходя из этого, делаем вывод, что:

– требуется внедрение комплекса мероприятий по сбережению энергии для уменьшения себестоимости добываемого сырья;

– необходимо оптимизировать режимы работы и схемы подключения агрегатов нефтяной промышленности;

– актуальной задачей для энергосбережения является интеллектуальное управление [4].

Решением вышеперечисленных вопросов было бы автоматическое регулирование основных параметров электроэнергии, например, напряжения (АРН), то есть поддержание напряжений в узловых точках, в точках отпуска и в точках питания электрической системы в заданных пределах, осуществляемое для обеспечения технически допустимых условий работы потребителей электрической энергии и собственно системы, а также для повышения экономичности их работы. С увеличением нагрузок возрастает

сила тока в сети, следовательно, и потери напряжения в различных её участках, вследствие чего напряжение у потребителей может выходить за допустимые пределы. В связи с этим на шинах электростанций и на шинах вторичного напряжения районных подстанций осуществляется, как правило, встречное (согласное) регулирование, при котором с увеличением нагрузок напряжение держится выше номинального, а при снижении нагрузок – понижается. Это уменьшает размах отклонений напряжений у потребителей. Однако в общем случае такое регулирование не исключает, а в большинстве случаев делает необходимым АРН сети 0,4 кВ в точках отпуска и питания потребителя (ТП объекта или группы объектов, ВРУ объекта или непосредственно группы электроприёмников).

С целью решения существующих проблем разработано низковольтное комплектное устройство специального назначения НКУ «ЭНЕРГОЭКОНОМ», общее назначение которого – автоматическое регулирование основных параметров электроэнергии в сетях 0,4 кВ для обеспечения технически допустимых условий работы потребителей электрической энергии и собственно системы, а также для повышения экономичности и эффективности их работы [3].

Устройство выпускается в двух модификациях «ЭНЕРГОЭКОНОМ - М1» и «ЭНЕРГОЭКОНОМ - М2». Каждая модификация изготавливается в нескольких моделях и обеспечивает конкретный набор функций: автоматическое регулирование напряжения, симметрирование, компенсация реактивной мощности, восстановление нуля или восстановление оборванной фазы.

НКУ имеет ряд режимов работы:

– режим понижения/повышения напряжения автоматически включается, если входное напряжение выше/ниже установленного верхнего/нижнего порога;

– режим «транзит» автоматически включается, если входное напряжение находится в пределах нижнего и верхнего порогов;

– режим «байпас» автоматически включается, если превышена температура поверхности обмоток и пороговое значение тока по любой из фаз;

– режим архивации, мониторинга и прогнозирования в реальном времени, что позволяет контролировать и прогнозировать главные параметры энергопотребления.

Данная технология уже внедрена в ряд компаний Республики Татарстан таких, как: ГК «Акмаль», ПАО «Татнефть» АЗС, ОГК «Релита», ГК «КАНАВТО», АО «АГРОПАРК» и другие. Например, на автозаправочную станцию «Татнефть» мощностью 540 кВт внедрен механизм одноступенчатого автоматического регулирования напряжения в точке питания объекта с обеспечением собственным нулем и восстановление одной фазы. На базе данной компании мы получаем экономию в 13–17 % при сроке окупаемости в 2,5 года. На сервисной нефтяной компании «Акмаль» (210 кВт) экономия достигает 24 % при окупаемости в 1,1 год [5].

Проблемы качества электроэнергии и, соответственно, потерь негативно сказываются как на производителях, так и на потребителях не только нефтяной промышленности. Для одних это большие финансовые потери, а для других – повышение цен на тарифы. В целом, можно и нужно с этим бороться, но решая проблемы не конкретно на отдельных участках, а применяя комплекс мер.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018г.

Источники

1. Гвозданный В.А. Влияние современной энергетики на развитие нефтедобывающей отрасли // Государственное управление Российской Федерации: вызовы и перспективы: матер. 15-й Междунар. конф. Государственное управление в XXI веке. М., 2018. С. 392–398.

2. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. 2011. № 6. С. 9–18.

3. Руководство по эксплуатации и монтажу НКУ «Энергоэконом». Казань, 2019.

4. Хакимьянов М.И. Управление электроприводами скважинных насосов установок: монография. М.: Инфра-Инженерия, 2017. 138 с.

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛЬТОДОБАВОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,4–10 кВ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

О.В. Наумов[1], А.А. Артеменко[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]311670@list.ru, [2]aaa96kazan@mail.ru

В статье рассматривается целесообразность применения вольтодобавочных трансформаторов в распределительных сетях и приводится экономическая оценка в сравнении с реконструкцией линий электропередачи. В настоящее время одним из аспектов развития электроэнергетики является вопрос модернизации и внедрения современных технологий генерации и передачи электрической энергии. Решение этих задач возможно с использованием вольтодобавочных трансформаторов в распределительных сетях. Применение вольтодобавочных трансформаторов является одной из составляющих проекта «умные сети», способных повышать качество электроснабжения посредством применения в сетях современных устройств.

Ключевые слова: модель, электрические сети, трансформатор, качество электроэнергии, потери.

Для электросетевых компаний соблюдение нормативного уровня напряжения является актуальной проблемой. На производстве и в быту используется множество электроприборов, в состав которых входят крайне чувствительные к отклонениям напряжения от допустимых значений элементы [1].

Сбой в их работе может обусловить выход из строя оборудования или расстройство технологических процессов. В свою очередь, это приводит к экономическим потерям для электросетевых компаний, так как потребитель вправе потребовать не только замену вышедшего из строя оборудования, но и денежные средства от недоотпуска продукции [2].

Линии электропередачи (ЛЭП), спроектированные по нормам электропотребления более чем десятилетней давности, уже не обладают требуемой пропускной способностью. В результате напряжение у потребителей снижается за допустимый уровень. В настоящее время появилось новое отечественное электрооборудование, позволяющее решить проблему обеспечения нормальных показателей качества электроэнергии (ПКЭ) у потребителей РЭС. К ним можно отнести пункты автоматического регулирования напряжения (ПАРН) компании ЗАО «Инновационная Энергетика» для напряжений 10 кВ, а также вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ) типа ТВМГ, выпускаемые компанией ООО «СКЭ-Электро», предназначенные к установке в сетях напряжением 0,4 кВ.

В работе рассматривается целесообразность их применения, и приводится экономическая оценка в сравнении с реконструкцией ЛЭП. ПАРН предназначены для регулирования напряжения в электрических сетях 6–10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. ВДТ выполнен на базе однофазного масляного автотрансформатора наружной установки, имеющего общую и последовательную обмотку. Последовательная обмотка имеет 32 ступени для регулирования напряжения в пределах ±10 %. В составе ПАРН может быть два или три ВДТ. При включении ПАРН по схеме неполного треугольника (используются два ВДТ) диапазон регулирования напряжения составляет ±10 %. При включении ПАРН по схеме полного треугольника (используются три ВДТ) диапазон регулирования напряжения составляет ±15 %. Применение ПАРН позволяет решить следующие задачи: увеличение пропускной способности существующих линий для подключения новых потребителей; передача электроэнергии по линиям 6 и 10 кВ на большие расстояния; обеспечение качества электроэнергии, в том числе устранение несимметрии напряжений в линиях.

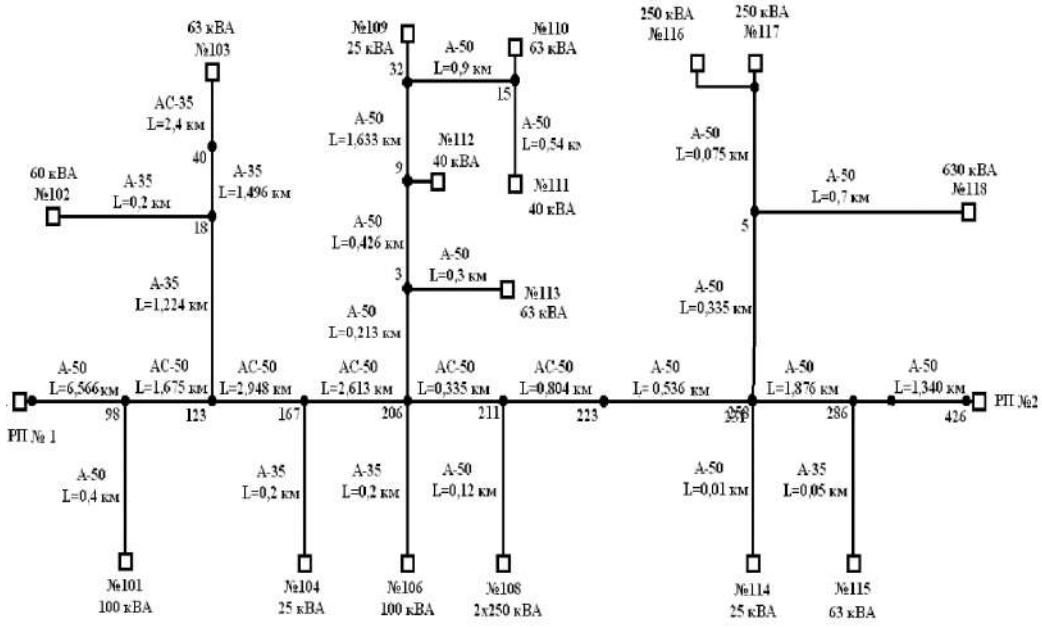


Рис. 1. Однолинейная схема участка ЛЭП

Для выявления особенностей использования вольтодобавочных устройств в качестве примера приведен участок районной электрической сети (рис. 1). Протяженность линии от РП №1 до РП №2 составляет 18,5 км. Используются провода марки АС-50 и марки А-50. Напряжение в центре питания (РП №1) 10,5 кВ, tgφ = 0,4. Цифрами по всей протяженности ЛЭП обозначаются номера опор, среднее расстояние между которыми составляет 60 м.

При передаче дополнительной мощности до ТП №115, равной 890 кВт, в часы максимума возникают отклонения напряжения до 10 %.

По результатам расчета были сделаны следующие выводы (рис. 2): подключение нового потребителя приводит к недопустимому отклонению напряжения для конечных подстанций электропередачи; у решить проблему с уровнем напряжения возможно при установке ПАРН, состоящего из двух ВДТ, после опоры №167 или при перевесе провода на всей электропередачи. Условием для дальнейшего выбора оптимального варианта являются наименьшие денежные затраты.

На рис. 3 приведена стоимость реконструкции ВЛ 10 кВ и стоимость установок ПАРН. Ориентировочная стоимость ПАРН предоставлена ЗАО «Инновационная Энергетика». Стоимость реконструкции ВЛ 10 кВ будет составлять для Республики Татарстан – 700 тыс. руб. за км [3].

Из рис. 3 следует, что для участка ЛЭП 10 кВ установка ПАРН дешевле, чем перевес провода. Таким образом, за счет установки ПАРН нормальный уровень напряжения восстановится у 12 понизительных подстанций. При ограниченном числе подстанций, где отклонения напряжения выходят за допустимые пределы, целесообразна установка ВДТ на стороне 0,4 кВ на базе трансформаторов ТВМГ. Основное предназначение ТВМГ: автономное регулирование напряжения на каждой фазе; компенсация несимметрии фазных напряжений при несимметричных нагрузках [3].

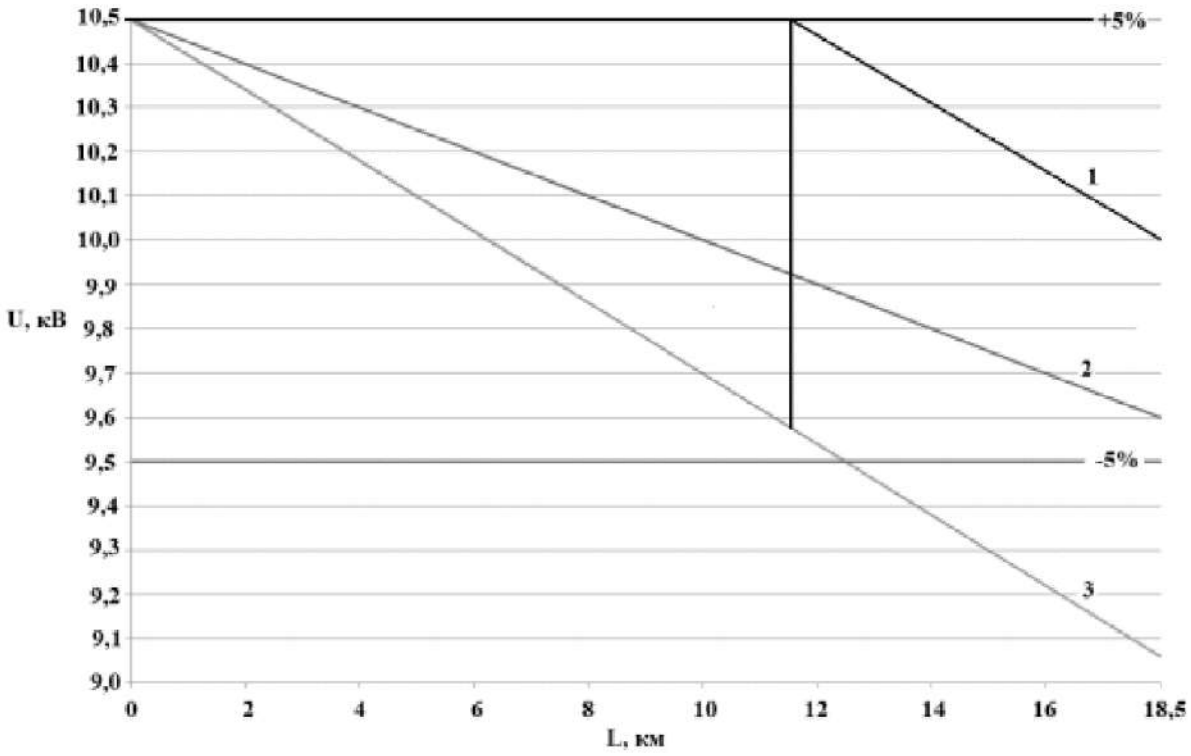


Рис. 2. Изменение напряжения на участке ЛЭП: *1* – установка ПАРН; *2* – замена провода на АС – 120; *3* – при передаче дополнительной мощности

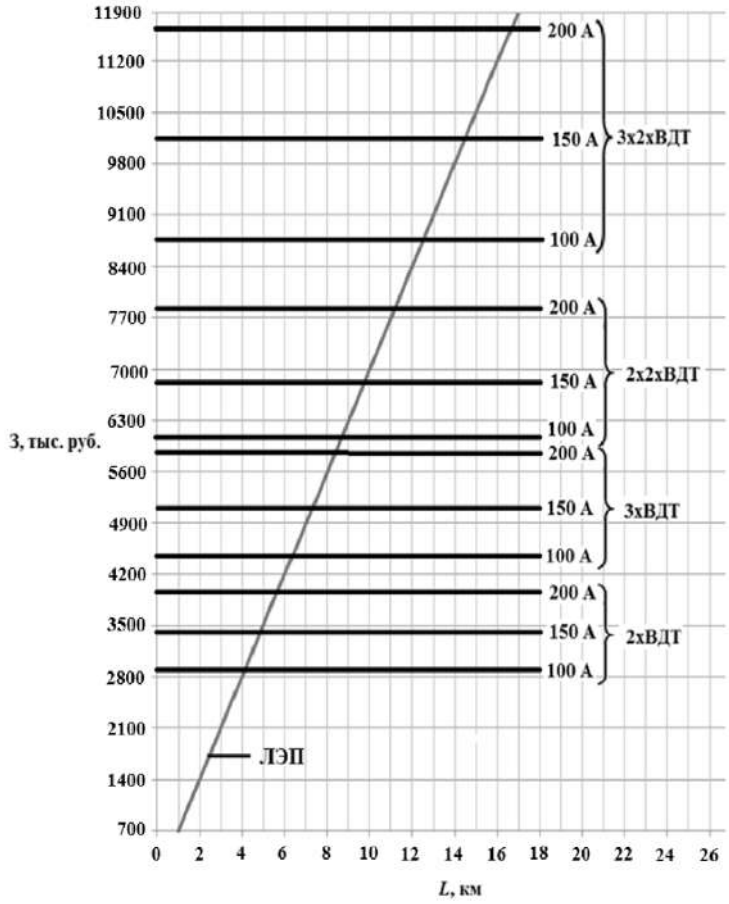


Рис. 3. Стоимость реконструкции ВЛ 10 кВ и стоимость установок ПАРН

Ориентировочная стоимость ТВМГ предоставлена ООО «СКЭ-Электро» и составляет 650 тыс. руб. Для определения экономической эффективности установки в сети 0,4 кВ вольтодобавочных устройств в качестве примера рассмотрен существующий участок ЛЭП на 0,4 кВ с низким качеством напряжения в конце линии. Общая длина участка 1,520 км.

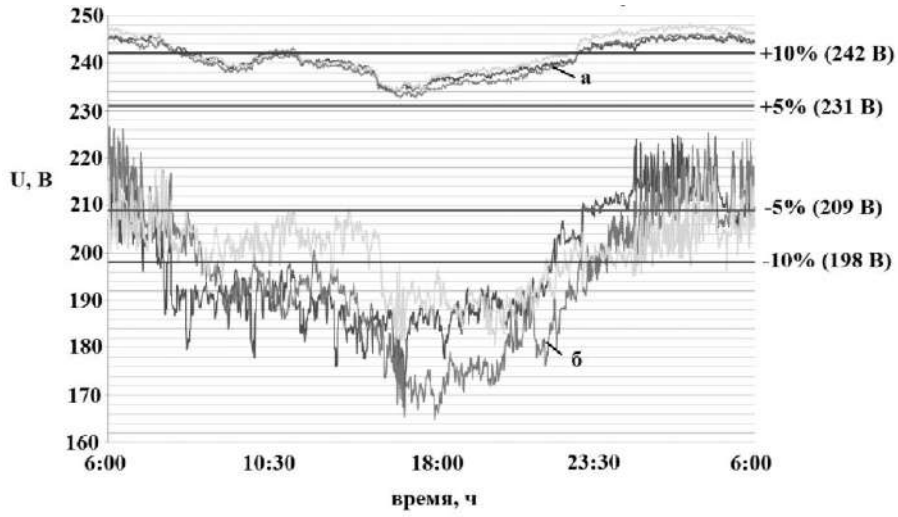


Рис. 4. Изменение напряжения за сутки: *а* – на КТП; *б* – на отдаленном потребителе

На рис. 4 приведена диаграмма изменения напряжения в течение суток, из которого видно, что на КТП напряжение завышено, а в конце фидера – занижено. Коэффициент несимметрии напряжения у потребителей превышает в два раза предельно допустимое значение [1] и составляет 9 %. Отклонение напряжения у потребителей превышает больше чем в два раза предельно допустимое значение [1] и составляет 23 %. Стоимость замены провода на СИП: $З_L = С_L \cdot L = 780 \cdot 1{,}520 = 1185$ тыс. руб., где $С_L$ – стоимость реконструкции линии, тыс. руб./км (средняя стоимость реконструкции ЛЭП на напряжение 0,4 кВ для Республики Татарстан равна 780 тыс. руб./км; L – длина ЛЭП, км. Установка ТВМГ дешевле реконструкции ЛЭП. С помощью него на данном участке ЛЭП можно решить ряд задач, способствующих улучшению ПКЭ, важнейшими из которых является стабилизация напряжения в пределах, прописанных в НТ, включая часы максимума нагрузок, а также уменьшению несимметрии напряжения.

Источники

1. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2006. 31 с.

2. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие. Ростов н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. 720 с. (Сер. «Высшее образование»).

3. Приложение к протоколу заседания Правления ОАО «РАО «ЕЭС России» от 21 января 2008 г. № 1805. ООО «СКЭ – ЭЛЕКТРО» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.skeelectro.ru (дата обращения: 08.02.18).

УДК 622.76

ТОПОЛОГИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ВРАЩАЮЩИХСЯ МАШИН

Т.И. Петров[1], А.Р. Холикова[2] , А.Р. Сафин[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]tobac15@mail.ru, [2]nastya.kholikova@bk.ru, [3]sarkazan@bk.ru

Энергосбережение является одной из самых перспективных тем в электроэнергетике. Использование синхронных двигателей с постоянными магнитами позволяет экономить энергию, а модернизация за счет топологической оптимизации дает возможность наиболее эффективно изменять конструкцию вращающейся машины. Смысл оптимизации заключается в разделении конструкции статора на *n*-ое количество ячеек и заполнения определенным материалом с целью получения наибольшего момента.

Ключевые слова: синхронные машины, генетический алгоритм, топологическая оптимизация, постоянные магниты, целевая функция.

В настоящее время развивается промышленное изготовление постоянных магнитов (ПМ) с высокими энергетическими показателями. Такие ПМ позволяют создавать в малых объемах большой магнитный поток, тем самым значительно повышая предельные мощности машин.

Синхронные машины также модернизируются, в том числе и на основе ПМ. Преимущества таких двигателей позволяют их наиболее эффективно использовать в нефтедобывающей отрасли, а именно для приводов станков-качалок нефти.

А современные достижения в области оптимизации позволяют конструировать двигатели таким образом, чтобы только за счет правильного распределения материалов получить наибольший момент. В данной статье будет кратко разобран пример топологической оптимизации вращающейся машины.

Чтобы ограничить объем постоянных магнитов и приобрести структуру для наибольшего крутящего момента, необходимо определить функцию пригодности (целевую функцию):

$$fitness = \frac{T_{ave}}{kV_{pm} / V_{rotor} + 1},$$

где T_{ave} – крутящий момент; V_{pm} – объем ПМ; V_{rotor} – объем ротора; k – константа.

Магнитная составляющая электромагнитного поля электродвигателя будет анализироваться при использовании метода конечных элементов (двухмерный). Далее расчет магнитной составляющей будет выполняться за счет применения тензорного метода Максвелла.

В статье рассмотрена распределенная обмотка на 24 элемента зубцов статора, данная часть машина представлена на рис. 1. Достаточно спроектировать одну восьмую области ротора из-за симметрии. Для первой итерации одна восьмая ротора делится на пять и девять ячеек и 20 на 18 ячеек для второй и третьей итераций, соответственно.

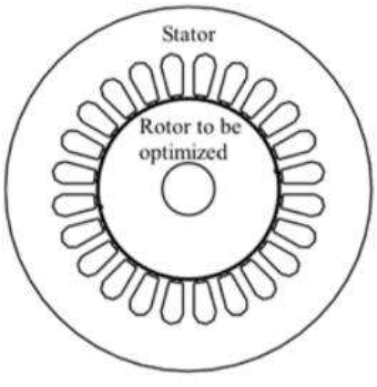


Рис. 1. Тип распределенной обмотки

В нашем случае будет использоваться синусоидальный ток, и среднеквадратичное значение тока статора будет установлено равным 5,6 А, а фазовый угол тока статора в отношении электродвижущей силы, создаваемой постоянными магнитами, считается равным 30 °.

Рассмотрены четыре вида материала, а именно воздух, железо, *x*- и *y*-ориентированный магнит.

Константа k устанавливается равной 5, т.к. при $k = 1$ объем ПМ велик, а при $k \geq 10$ крутящий момент становится слишком малым.

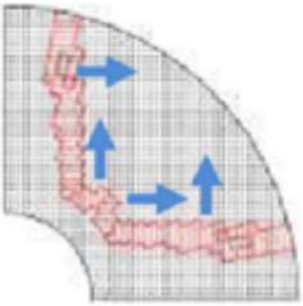


Рис. 2. Полученная топология ротора для распределенной обмотки и синусоидального тока

Теперь рассмотрим параметры электрической машины, которая использовалась для топологической оптимизации (рис. 2).

Мощность двигателя составляет 1,5 кВт, 3 000 мин$^{-1}$, 192 В, ток – 5,6 А, основные размеры: диаметр статора – 112 мм, диаметр ротора – 55 мм и ширина воздушного зазора 0,5 мм.

И по итогам топологической оптимизации крутящий момент порядка составит 7,5 Нм.

В результате можно сделать вывод, что использование топологической оптимизации может быть энергоэффективно при разработке конструкции вращающихся машин с целью получения более высоких рабочих характеристик.

Результаты научного исследования могут быть использованы для проектирования и создания энергоэффективных синхронных электрических машин для привода и генерации электрической энергии.

Работа, по результатам которой выполнена статья, выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Республики Татарстан в рамках научного проекта № 18-48-160023.

Источники

1. Модель системы управления станком-качалкой на основе синхронных двигателей с бездатчиковым методом / Т.И. Петров [и др.] // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2018. № 7-8. С. 107–116.

2. Топологическая оптимизация поршня высокофорсированного дизеля / Л.Л. Мягков [и др.] // Двигателестроение. 2018. № 2. С. 3–10.

3. Li C., Kim I.Y. Multi-material topology optimization for automotive design problems // Proc. of the Institution of Mechanical Engineers. Pt. D: Journal of Automobile Engineering. 2017. Vol. 232 (14). Pp. 1950–1969.

4. Ishikawa T., Nakayama K., Kurita N., Dawson F.P. Optimization of rotor topology in PM synchronous motors by Genetic algorithm considering cluster of materials and cleaning procedure // IEEE Trans. on Magnetics. 2014. Vol. 50. № 2. Pp. 637–640.

5. Assessment, calculation and choice of design data for reversible reciprocating electric machine / A.M. Kopylov [et al.] // International Journal of Applied Engineering Research. 2015. Vol. 10. Is. 12. Pp. 31449–31462.

6. Башин К.А., Торсунов Р.А., Семенов С.В. Методы топологической оптимизации конструкций, применяющиеся в аэрокосмической отрасли // Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника. 2017. № 51. С. 51–61.

7. Labbe T., Dehez B. Convexity-oriented mapping method for the topology optimization of electromagnetic devices composed of iron and coils // IEEE Trans. Magn. 2010. Vol. 46. № 5. Pp. 1177–1185.

8. Shenoy K.L., Kumar M.S. Design topology and electromagnetic field analysis of Permanent Magnet Brushless DC motor for electric scooter application // International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT). 2016. Pp. 1541–1545.

УДК 622.76

ОБЗОР СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ СТАНКОВ-КАЧАЛОК НЕФТИ

Д.В. Пономарева[1], А.Р. Сафин[2], Т.И. Петров[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]diana18016@mail.ru,[2]sarkazan@bk.ru, [3]tobac15@mail.ru,

В статье представлен обзор станций управления электроприводов штанговых скважинных насосных установок для станков-качалок нефти, необходимый для определения преимуществ тех или иных вариантов реализации станции управления, отечественных и зарубежных компаний. На основе этих данных есть возможность определить необходимые конкурентные преимущества для разрабатываемой станции управления.

Ключевые слова: электропривод, синхронные двигатели, станки-качалки, постоянные магниты, станция управления.

Инновации в сфере топливно-энергетического комплекса являются базой для развития страны, и данная идея официально представлена в энергетической стратегии России до 2030 г.

Поэтому согласно этой цели необходимо решить такие задачи, как оптимизация нефтедобычи, повышение эффективности использования технологического энергетического оборудования, а также разработка мероприятий и технических средств повышения энергоэффективности использования горно-шахтного оборудования. Решением данных задач является внедрение интеллектуальных станций управления на базе синхронных машин для нефтеперекачивающих машин.

Помимо этого, вся нефтяная промышленность стремится к снижению простоев скважин, сокращению эксплуатационных затрат и, самое главное, эффективному использованию персонала. Чтобы решить вышеперечисленные задачи, крупные промышленные нефтяные производства обращаются к автоматизации процессов нефтедобычи и скважин в целом. Сейчас большое внимание уделяется переходу к полностью автоматическому управлению электроприводами и дистанционному управлению параметрами на диспетчерском пункте.

Применение интеллектуальных энергосберегающих станций управления станком-качалкой нефти на базе синхронных двигателей позволяет оптимизировать добычу нефти за счет увеличения объема продукции и экономии энергоресурсов. Главным недостатком таких станций управления является высокая стоимость, что является сдерживающим фактором для широкого применения.

В статье рассматриваются некоторые популярные станции управления, которые получили широкое применение как в России, так и за рубежом. Эти станции управления необходимы компаниям, которые задействованы в нефтедобывающей промышленности, к ним относятся Татнефть, Новатэк, Руснефть, Сургутнефтегаз, Лукойл и т. д.

Первой рассмотренной в статье станцией управления (СУ) будет СУ производства компании «Электон».

Данная СУ используется для контроля и защиты двигателей установок с насосами штанговых насосов. Эта станция управления в своем составе имеет блок питания, датчики тока и напряжения, специальные устройства для считывания и обработки сигналов от сторонних источников, дополнительно выполненные органы управления и контроллер, которые необходимы для сохранения оперативных журналов. СУ также может быть использована для подключения трехфазного цифрового счетчика электроэнергии.

Далее была рассмотрена СУ американской фирмы «Unico».

Особенностью данной станции управления является возможность подключения датчиков динамометра и ваттметра. Американская компания разработала и запатентовала алгоритм работы частотно-регулируемого привода. Этот алгоритм дает максимальный возврат жидкости через ствол скважины, уменьшает количество аварий и оптимизирует потребление энергии. Компания Unico является также производителем ЧРП, использующихся в собственных СУ.

Достоинством VLT SALT датской фирмы «Danfoss» является то, что она может работать как со штанговыми насосами, так и с винтовыми и даже электрическими центробежными насосами. Однако управление любым конкретным типом насоса требует контроля определенных параметров.

Главной отличительной особенностью является управление без датчика, которое мгновенно осуществляется на валу. Момент считается по информации о мощности и скорости вала.

В диспетчерской предусмотрены дополнительные цифровые и аналоговые входы для подключения датчиков давления и температуры, но их сигналы не используются для управления электроприводом, однако имеют защитную функцию.

Хотя на этих станциях управления нет динамометрических датчиков, они все же выполняют свои основные функции, а именно определение сбоя потока и наращивание нежелательных материалов в стволе скважины.

Важным свойством также является наличие функции контроля и изменение различных оборотов двигателя во время подъема и опускания, и возможность не допускать максимальные перегрузки для защиты от внезапного сжатия.

Существует российская СУ «МИР ИСУ-07», разработанная в г. Омск. Данная СУ используется для работы установки в оптимальном режиме перекачки при автоматическом извлечении нефтепродуктов с помощью насосов и для защиты двигателя во время аварийной работы насосного агрегата. Эта станция может эксплуатироваться в разных режимах управления: локальный, дистанционный, автоматизированный и ручной. В этом случае могут быть подключены разные датчики: динамометрия, термометры и манометры.

Станция МИР ИСУ-07 исполняет следующие функциональные возможности для защиты двигателей:

– коммутация, в случаях, когда значение напряжения фазы питающей сети отличается от допустимых пределов или при обрыве одной из фаз;

– коммутация при долгих перегрузках по току и КЗ;

– невозможность запустить станок-качалку если параметры сопротивления изоляции не соответствуют нормативным;

– автоматический перезапуск.

В заключение была рассмотрена СУ «WellPilot».

Использование данной СУ дает возможность понизить механические нагрузки на устройство, снизить энергопотребление, поддерживать низкий динамический уровень и поддерживать максимальный крутящий момент при каждой частоте вращения двигателя. Предлагаемая станция управления обеспечивает защиту двигателя от межфазных неисправностей, падений напряжения, перенапряжения, перегрузки по току и перегрева.

В статье представлен краткий обзор лишь малой части станций управления с частотными преобразователями для станков-качалок нефти.

На сегодняшний день активно ведутся работы по разработке нового современного оборудования подобного типа с улучшенными характеристиками, которые могли бы разрешить ряд проблем нефтедобывающей отрасли, которые были приведены в начале статьи, и разрабатываются новые станции управления, опиратьющиеся на современные достижения в данной отрасли.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение № 074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

Источники

1. Jebai A. Kassem. Sensorless position estimation of Permanent-Magnet Synchronous Motors using a saturation model / A1 Kassem J. [et al.]. URL: https://arxiv.org/pdf/1207.5743.pdf (дата обращения: 12.04.2019).

2. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Prospects of development of jet pump's well operation technology in Russia // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2015. 16 p.

3. Семыкина И.Ю., Тарнецкая А.В. Современные бездатчиковые методы оценивания положения неподвижного ротора синхронного двигателя с постоянными магнитами // Вестник КузГТУ. 2017. № 2 (120). С. 126–132.

4. Estimation of rotor position and speed of permanent magnet synchronous motors with guaranteed stability / R. Ortega [et al.] // IEEE Transactions on Control Systems Technology. 2010. № 99. P. 1–13.

5. Performance enhancement of parameter estimators via dynamic regressor extension and mixing / S. Aranovskiy [et al.] // IEEE Transactions on Automatic Control. 2017. Vol. 62. № 7. Pp. 3546–3550.

6. Разработка бездатчиковой цифровой системы управления электроприводом на базе асинхронизированного вентильного двигателя / М.А. Бобров [и др.] // Вестник ЮУрГУ. 2017. № 3. С. 95–101. (Сер. «Энергетика»).

7. Sensorless control strategy for salient-pole PMSM based on extended EMF in rotating reference frame / S. Morimoto [et al.] // Proc. IEEE IAS Annual Meeting. 2011. Vol. 4. Pp. 2637–2644.

УДК 620.4

МОНИТОРИНГ ЩЕТОЧНО-КОНТАКТНОГО АППАРАТА ТУРБОГЕНЕРАТОРА С ДИСТАНЦИОННЫМ МОНИТОРИНГОМ ТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Н.В. Роженцова[1], А.Р. Галяутдинова[2], Д.П. Спасов[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]natalia15969@yandex.ru, [2]Alsu296@ya.ru, [3]spasovdenis@list.ru

В данной статье рассматривается возможность использования удаленного дистанционного мониторинга токораспределения на щеточно-контактном аппарате турбогенератора и интеграции с программно-техническим комплексом.

Ключевые слова: МЩКА, турбогенератор, программно-технический комплекс, информация, АСУ ЭТО, АСУТП, производство, токораспределение, техническое состояние, АРМ.

Автоматизированная система мониторинга позволяет снижать затраты на ликвидацию последствий аварий, а в некоторых случаях и вовсе их избежать. Такие объекты могут быть значительно удалены, поэтому наиболее целесообразна организация беспроводного мониторинга. Мы предлагаем комплексную разработку для дистанционного мониторинга на базе Wi-Fi-технологий, что, в свою очередь, снижает время на выявление аварийных ситуаций.

Мониторинг щеточно-контактного аппарата (МЩКА) предназначена для оперативной диагностики работы щеточно-контактного аппарата турбогенератора, оценки качества его настройки, методического обеспечения его обслуживания.

Основным условием нормальной работы щеточно-контактного аппарата является равномерное токораспределение между параллельно работающими щетками [1].

Объективными признаками нормальной работы щеточно-контактного аппарата являются:

– перепад температур входящего и выходящего воздуха не превышает установленной нормы;

– отсутствует предупредительный сигнал МЩКА;

– огибающая статистики токораспределения имеет форму симметричного колокола (закон нормального распределения);

– отсутствует искрение щеток.

Искрением называется визуальное проявление процесса нестабильной токопередачи в скользящем контакте, вышедшего на внешнюю кромку щетки. Искрение щеток в коллекторных машинах является признаком затянувшегося процесса отключения индуктивной нагрузки [2]. Токопередача в скользящем контакте щеточных аппаратов с контактными кольцами должна осуществляться абсолютно непрерывно, поэтому искрение в данном случае является дефектом. Искрение щеток возникает при дестабилизации процесса токопередачи в скользящем контакте, которая зависит от множества факторов: механических, электрических, атмосферных (состояния внешней среды). При установлении причин возникновения искрения необходимо последовательно исключать основные дестабилизирующие факторы: неравномерность токораспределения, пары масла, пыль и др.

Утверждение, что при форсажном режиме генератора щеточный аппарат не сможет нести нагрузку, является необоснованным по следующим причинам:

– во-первых, форсажный режим генератора является кратковременным;

– во-вторых, неоднократно документально показано, что реальная токонесущая способность щеток составляет более 150А (т.е. ток, который могут нести щетки неопределенно долгое время).

Технической функцией щеточно-контактного аппарата является равномерное распределение токовой нагрузки по поверхности контактных колец турбогенератора. Конструкция щеточно-контактного узла турбогенератора и количество щеток определяются, в первую очередь, мощностью турбогенератора (максимальным током ротора). Чем мощнее турбогенератор, тем больше ток ротора, тем больше щеток в щеточно-контактном узле. Электрофизические процессы, происходящие в щеточном узле, практически не зависят от типа турбогенератора, поэтому и общие подходы в оценке его настройки должны быть едиными.

Мы предлагаем внедрение удаленного мониторинга за состоянием щеточно-контактного аппарата. МЩКА формирует сигнал интегрального состояния щеточно- контактного аппарата на основании автоматической обработки получаемой информации (рис. 1).

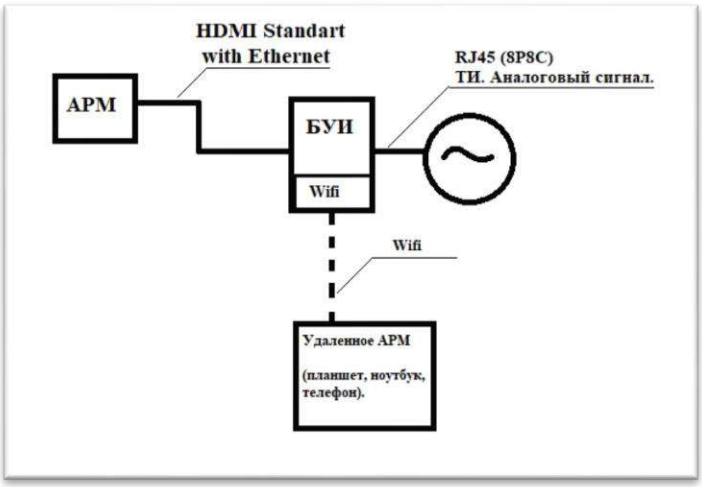


Рис. 1. Алгоритм работы системы с внедрением дистанционного мониторинга

Внутри блока управления имеется промежуточное реле РП-54 с «сухими контактами», предназначенное для формирования сигнала «Вызов на ЩКА». Для организации такой сигнализации необходимо проложить сигнальный кабель от стойки до автоматизированного рабочего места (АРМ), например, кабель марки ВВГнГ 3×1,5 [3]. Способ организации сигнала на АРМ определяется индивидуально (стандартное табло, интерфейсная обработка замыкания с последующим включением в программу автоматизированной системы управления электротехническим оборудованием (АСУ ЭТО)).

Дальнейшей ступенью развития предложенной идеи может быть интеграция МЩКА с программно-техническим комплексом (ПТК) (рис. 2).

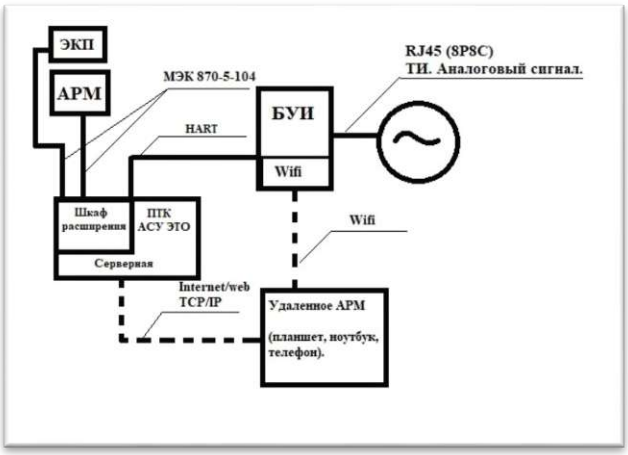


Рис. 2. Алгоритм с учетом внедрения ПТК

Структурно аппаратная часть ПТК делится на оборудование верхнего и нижнего уровней. При этом к оборудованию верхнего уровня относятся серверы, все оперативные и неоперативные рабочие места, экран коллективного пользования (ЭКП), а к оборудованию нижнего уровня – программно-логические контроллеры (ПЛК), шкафы локального расширения, источники вторичного питания, оборудования цифровых сетей связи. Все перечисленные оборудования должны объединяться резервированной локальной вычислительной сетью через дублированные коммутаторы [4]. Функция сбора и первичной обработки информации работает непрерывно в течение всего времени функционирования ПТК автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП).

Основной структурной единицей аппаратной части нижнего уровня является контроллерный шкаф, имеющий в своем составе два (основной и резервный) дублирующих друг друга ПЛК и шкафы его расширения, содержащие дополнительные модули ввода и вывода. Кроме модулей ввода-вывода в контроллерном шкафу устанавливаются резервные источники питания самого шкафа, источники питания подсистемы ввода-вывода и дополнительный источник питания.

Для опроса стойки БУИ мы предлагаем протокол HART. Это протокол дискретной связи, предназначенный для использования в системах измерения промышленных технологических и электрических процессов.

Таким образом, одновременно с внедрением новых технологий на предприятия, модернизацией производства и усовершенствованием систем необходимо производить контроль за вычислительными ресурсами, в частности, и удаленно. Мониторинг щеточно-контактного аппарата позволяет обеспечивать обслуживание ЩКА по однозначному алгоритму, осуществлять настройку работы ЩКА на основе объективного инструментального контроля тока каждой щетки, объективно оценивать эффективность всех модернизационных мероприятий. Своевременное выявление процессов дестабилизирующих токопередачу, информационное обеспечение обслуживания и организация предупредительной сигнализации повышает надежность работы щеточно-контактных аппаратов турбогенератора.

Источники

1. Автоматизированная система мониторинга щеточно-контактного аппарата турбогенератора [Электронный ресурс] // ООО «Научно-производоственная фирма «ЭЛИСА»: сайт. URL: http://www.npf-elisa.ru/asm-shka (дата обращения: 15.11.2016).

2. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / под ред. Ф.Л. Когана. М.: АО «Фирма ОРГРЭС», 2003. 493 с.

3. Роженцова Н.В., Галяутдинова А.Р. Анализ методов диагностики силовых трансформаторов [Электронный ресурс] // Энергетика и энергосбережение: теория и практика: сб. матер. IV Всерос. науч.-техн. конф. Кемерово, 2018. URL: http://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energ/2018/energ/pages/Articles/_430.pdf (дата обращения: 22.01.2019).

4. Денисова А.Р., Спасов Д.П., Галяутдинова А.Р. Автоматизированная диагностика электрооборудования с использованием QR-кода для электротехнических систем // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: матер. Всерос. науч.-практ. конф. Казань, 2019. С. 320–325.

УДК 621.314.21

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ В ОБМОТКАХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6–10/0,4 кВ

М.Ф. Сайдумов
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
saudumov05@mail.ru

В статье представлены разработанные технические решения, позволяющие выявлять витковые замыкания с учетом конструктивных особенностей трансформаторов с ПБВ, а также передавать сигнал о возникновении данного повреждения.

Ключевые слова: ПБВ, ток небаланса, дифференциальное реле, витковые замыкания, коэффициент трансформации трансформатора.

Для выявления витковых замыканий на начальной стадии повреждения, а также оповещения обслуживающего персонала о возникновении данного дефекта и других ненормальных режимов работы силового трансформатора разработано устройство мониторинга силовых трансформаторов (рис. 1) [1].

Задачами устройства являются мониторинг режимов работы трансформаторов, выявление витковых замыканий на начальной стадии развития, а также оповещение обслуживающего персонала о возникновении данного повреждения и других ненормальных режимов работы силового трансформатора. Одним из блоков, входящих в состав устройства мониторинга трансформаторов, является блок сравнения токов, сигнализирующий о возникновении виткового замыкания на базе реле тока обратной последовательности.

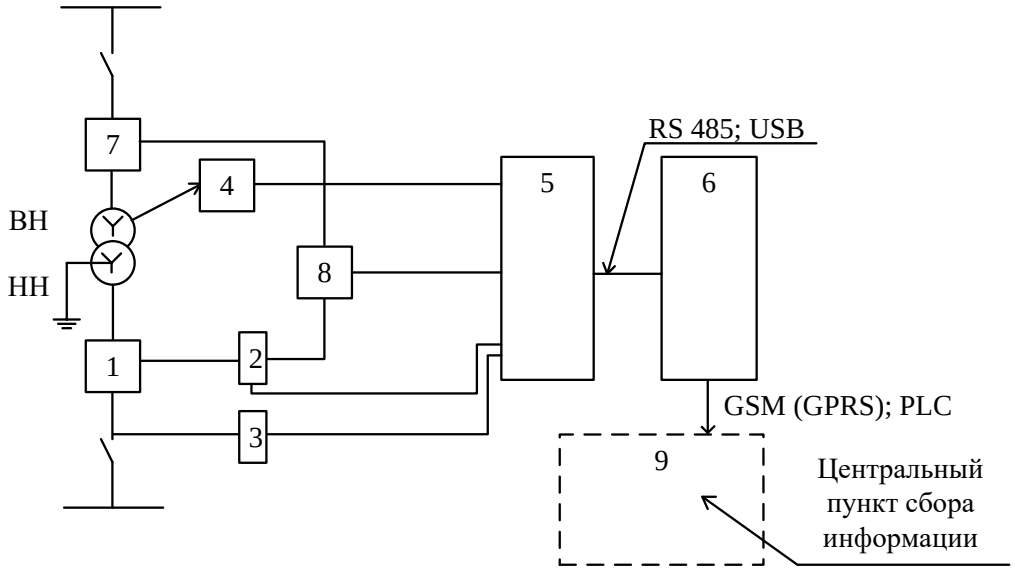


Рис. 1. Схема устройства мониторинга силовых трансформаторов 6–10/0,4 кВ: *1* – блок преобразования тока на стороне НН; *2* – блок измерения токов; *3* – блок измерения напряжения; *4* – блок контроля за системой масляного охлаждения трансформатора; *5* – устройство обработки данных; *6* – устройство передачи информации; *7* – блок преобразования тока ВН; *8* – блок сравнения токов, сигнализирующий о возникновении ВЗ; *9* – центральный пункт приема информации

Для исключения погрешности, вызванной изменением коэффициента трансформации, требуется оперативная подстройка блока сравнения токов, а также необходимо исключить влияние высших гармоник на работу данного блока путем установки фильтра.

Для оперативной подстройки блока сравнения предложена накладка переключения числа витков автотрансформаторов, позволяющих исключить ток небаланса, вызванный изменением коэффициента трансформации силового трансформатора после переключения ступени ПБВ силового трансформатора с устройством переключения без возбуждения (рис. 2) [4].

Для определения чувствительности данного технического решения была разработана методика определения порога срабатывания дифференциального реле обратной последовательности с действием на сигнал [2]. Данная методика включает в себя следующее:

1. Расчет минимально возможного тока обратной последовательности при витковом замыкании (рассматривается замыкание двух витков у ярма внешнего слоя обмотки ВН).

2. Выбор класса точности обмоток трансформаторов тока.

3. Расчет тока небаланса обратной последовательности.

4. Расчет тока срабатывания дифференциального реле обратной последовательности с действием на сигнал (коэффициент надежности принимается в диапазоне от 1,1 до 1,5 в зависимости от типа реле).

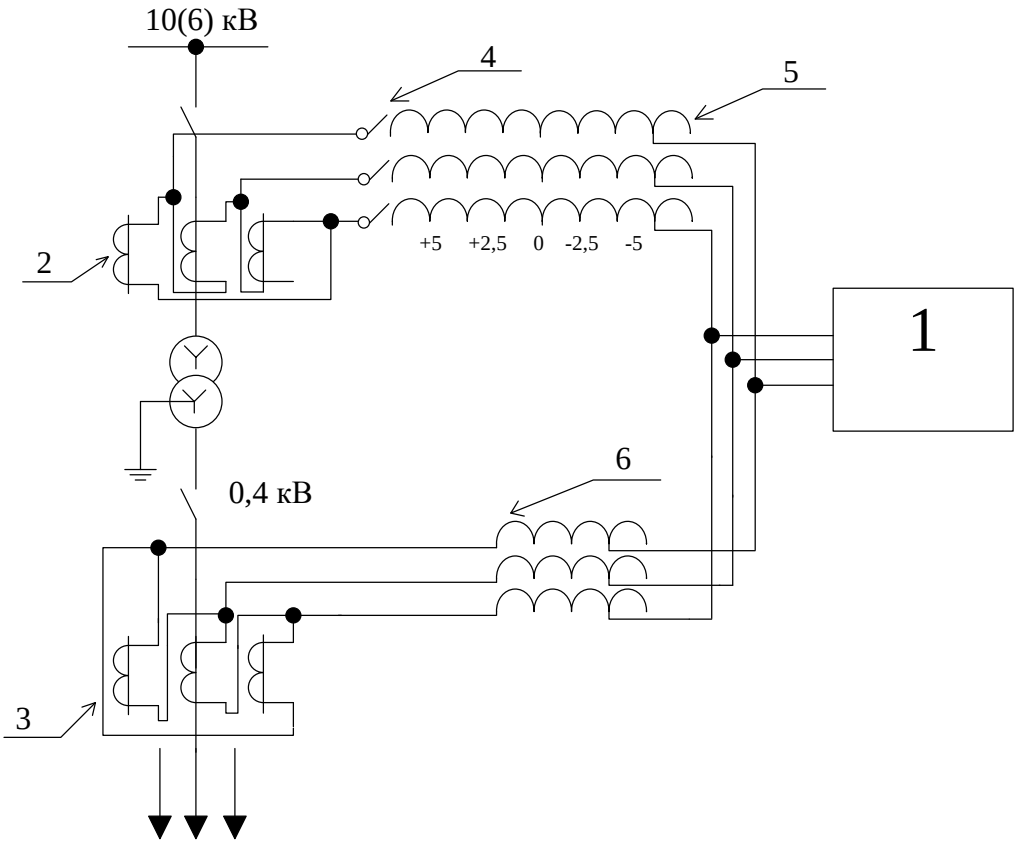


Рис. 2. Схема устройства определения витковых замыканий в обмотках: *1* – фильтр токов обратной последовательности; *2, 3* – трансформаторы тока; *4* – накладка переключения витков; *5, 6* – выравнивающие автотрансформаторы обмоток ВН и НН силового трансформатора

5. Проверка чувствительности порога срабатывания к минимально возможному току обратной последовательности.

6. Выбор времени срабатывания для передачи сигнала о наличии витковых замыканий в обмотках. Выбор основывается на принципе отстройки от времени срабатывания защитных коммутационных аппаратов трансформатора, имеющих токовременную характеристику. Для данного выбора рекомендуется составлять карты селективности и включать в них параметры срабатывания дифференциальной защиты с действием на сигнал.

Основываясь на предложенной методике, был произведен выбор порога срабатывания дифференциального реле обратной последовательности для трансформаторов мощностью от 25 до 1000 кВА. Сравнительный анализ чувствительности защит показал, что чувствительность дифференциальной схемы к току обратной последовательности при возникновении перегруза силового трансформатора до $1{,}8I_{\text{ном}}$ может быть обеспечена при использовании трансформаторов тока классом точности не ниже 0,5 [3].

Источники

1. Шерьязов С.К., Пятков А.В. Анализ факторов, влияющих на витковые замыкания в трансформаторах напряжением 6–10/0,4 кВ // Вестник КрасГ АУ. 2014. № 7. С. 170–174.

2. Киреева Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. М.: Академия, 2013. 288 с.

3. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Высшая школа, 2006. 640 с.

4. Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. М.: Академия, 2003. 176 с.

УДК 621.31

ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ВОЗДУШНЫХ СЕТЯХ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

В.Т. Сидорова, Е.Г. Рокина
ФГБОУ ВО «Марийский государственный университет», г. Йошкар-Ола
veranig@yandex.ru

В работе приводятся результаты исследований симметрирующего эффекта при компенсации реактивной мощности в сетях низкого напряжения. Исследовалась пофазная компенсация, при которой мощность компенсации по фазам может быть разной. Проведены расчеты до и после компенсации напряжений нулевой и обратной последовательности, были рассчитаны коэффициенты несимметрии напряжений нулевой и обратной последовательности. Расчеты проводились с использованием реальных данных параметров сети 0,4 кВ.

Ключевые слова: компенсация реактивной мощности, напряжение нулевой последовательности, напряжение обратной последовательности, коэффициент несимметрии по нулевой последовательности, коэффициент несимметрии по обратной последовательности.

В воздушных сетях низкого напряжения очень часто наблюдаются значительные потери, что противоречит Энергетической стратегии России на период до 2030 г. [1]. Обычно большие потери связаны с ненадлежащим качеством электроэнергии, которые регламентированы согласно соответствующему ГОСТ [2]. Одним из способов уменьшения потерь и улучшения показателей качества электроэнергии является компенсация реактивной мощности. При этом считается, что для сетей низкого напряжения она

является неэффективной по причине малой передаваемой мощности. Поскольку энергетическая политика нацелена, прежде всего, на надежность энергоснабжения, а при компенсации могут быть уменьшены не только потери электроэнергии, но и улучшены показатели качества электроэнергии, ее можно рассматривать как одной из энергоэффективных мер для сетей низкого напряжения.

При компенсации реактивной мощности (КРМ) уменьшается реактивная нагрузка сети. Это влечет к увеличению напряжения на величину, равную (в относительных единицах):

$$U_{\text{рег}} = Q_C x_L / U_{\text{ном}}^2, \quad (1)$$

где Q_C – реактивная мощность компенсации, X_L – индуктивное сопротивление участка линии, $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети [3].

Как известно, сети низкого напряжения имеют несимметричную по фазам нагрузку, что ведет к несимметрии напряжений и дополнительным потерям электроэнергии. Степень несимметрии характеризуется коэффициентами несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности. Коэффициент несимметрии по обратной последовательности можно определить [2]:

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} 100\%, \quad (2)$$

где $U_{2(1)}$ – действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений, $U_{1(1)}$ – действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты. Для вычисления напряжения $U_{2(1)}$ допускается использование приближенной формулы [4]:

$$U_{2(1)} = 0,62\left(U_{\text{нб}(1)i} - U_{\text{нм}(1)i}\right), \quad (3)$$

где $U_{\text{нб}(1)i}$, $U_{\text{нм}(1)i}$ – наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты в i-м наблюдении.

Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности может быть определен [2]:

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\text{ном.ф}}} 100\%, \quad (4)$$

где $U_{0(1)}$ – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений, $U_{\text{ном.ф}}$ – номинальное значение фазного напряжения сети. Для вычисления напряжения $U_{0(1)}$ допускается использование приближенной формулы [4]:

$$U_{0(1)} = 0,62\left(U_{\text{нб.ф}(1)i} - U_{\text{нм.ф}(1)i}\right), \tag{5}$$

где $U_{\text{нб.ф}(1)i}$, $U_{\text{нм.ф}(1)i}$ – наибольшее и наименьшее действующие значения из трех фазных напряжений основной частоты в i-м наблюдении.

При исследовании зависимости коэффициентов несимметрии от коэффициента мощности и активной мощности использовались плановые замеры сельских сетей 0,4 кВ.

Потери напряжения в линии определялись согласно выражению:

$$\Delta U = \frac{S}{U_{\text{ном}}}\left(r\cos\varphi - x\sin\varphi\right),$$

где S – полная мощность, передаваемая на рассматриваемом участке, r, x – сопротивления участка линии, $\cos\varphi$ – коэффициент мощности на участке [3]. Потери напряжения на каждом участке суммируются:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^{n}\frac{P_i}{\cos\varphi_i U_i}\left(r_i\cos\varphi_i - x_i\sin\varphi_i\right), \tag{6}$$

где $\frac{P_i}{\cos\varphi_i}$ – полная мощность в соответствующей фазе на участке линии, U_i – напряжение участка, r_i, x_i – сопротивления участка линии, $\cos\varphi_i$ – коэффициент мощности на рассматриваемом участке, $\sin\varphi_i = \sin\left(\arccos\varphi_i\right)$. Значения фазных напряжений до КРМ были определены в середине линии согласно выражению:

$$U' = U - \Delta U, \tag{7}$$

где U – данные замеров значений фазных напряжений в начале линии. Значения фазных напряжений после КРМ в исследуемой точке линии определены как:

$$U' = U - \Delta U + U_{\text{рег}}. \tag{8}$$

Компенсация проводилась до значений $\cos\varphi_i$=0,95 в фазах, где он был ниже этого значения.

Действующие значения напряжений обратной $U_{2(1)}$ и нулевой $U_{0(1)}$ последовательности рассчитаны согласно выражениям (3) и (5) до и после компенсации. Далее рассчитаны коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности для сети до и после компенсации.

В табл. 1 приведены расчеты исследуемых величин в зависимости от значений коэффициента мощности в фазах. При этом активная мощность во всех фаз взята 2,255 кВт, длина участка линии равна 1 км. При расчете потерь напряжения сопротивления участков линии взяты с учетом сопротивления провода А-50, который наиболее часто встречается в сетях 0,4 кВ. Напряжения в начале линии взяты равными U_a = 234,39 В, U_b = 242,20 В, U_c = 244,10 В.

Таблица 1

Результаты расчетов зависимости от мощности в фазах

cos φ	До компенсации				После компенсации			
	U_0, В	K_{0u}, %	U_2, В	K_{2u}, %	U_0, В	K_{0u}, %	U_2, В	K_{2u}, %
0,7	6,19	2,69	5,35	2,33	6,16	2,68	5,32	2,31
0,75	6,08	2,65	5,26	2,29	6,06	2,63	5,23	2,28
0,8	6,08	2,64	5,25	2,28	6,05	2,63	5,23	2,27
0,85	6,14	2,67	5,31	2,31	6,12	2,66	5,29	2,30
0,9	6,16	2,68	5,32	2,31	6,13	2,67	5,30	2,30

В табл. 2 приведены результаты расчетов зависимости исследуемых величин от активной мощности в фазах при значении коэффициента мощности до компенсации, равным $\cos\varphi_i$=0,7. В табл. 3 – при значении коэффициента мощности до компенсации, равным $\cos\varphi_i$=0,8.

Таблица 2

Результаты расчетов при $\cos\varphi_i$ = 0,7

cosφ = 0,7	До компенсации				После компенсации			
P, кВт	U_0, В	K_{0u}, %	U_2, В	K_{2u}, %	U_0, В	K_{0u}, %	U_2, В	K_{2u}, %
2,255	6,19	2,69	5,35	2,33	6,16	2,68	5,32	2,31
3	6,25	2,72	5,40	2,35	6,20	2,70	5,36	2,33
4	6,32	2,75	5,46	2,37	6,26	2,72	5,41	2,35
5	6,39	2,78	5,52	2,40	6,32	2,75	5,46	2,37

Таблица 3

Результаты расчетов при $\cos\varphi_i = 0{,}8$

coφ = 0,8	До компенсации				После компенсации			
P, кВт	U_0, В	K_{0u}, %	U_2, В	K_{2u}, %	U_0, В	K_{0u}, %	U_2, В	K_{2u}, %
2,255	6,08	2,64	5,25	2,28	6,05	2,63	5,23	2,27
3	6,09	2,65	5,27	2,29	6,06	2,63	5,24	2,28
4	6,12	2,66	5,29	2,30	6,07	2,64	5,25	2,28
5	6,14	2,67	5,30	2,30	6,08	2,64	5,25	2,28

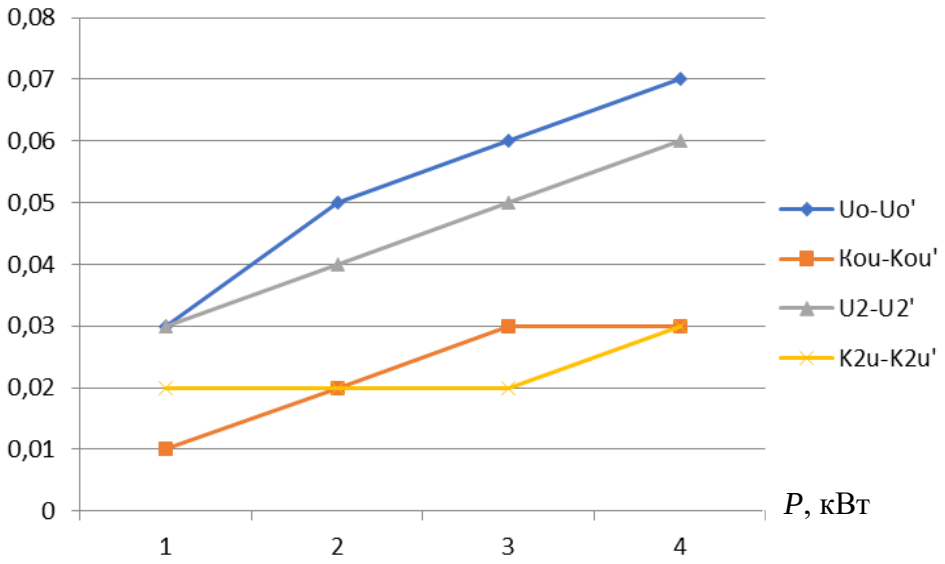


Рис. 1. График зависимости разницы исследуемых величин до и после компенсации по табл. 1

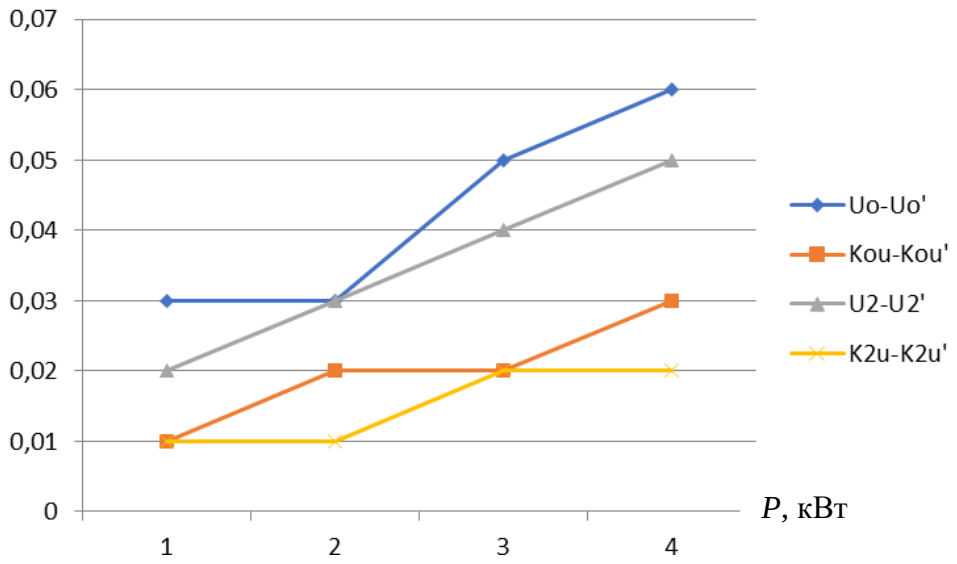


Рис. 2. График зависимости разницы исследуемых величин до и после компенсации по табл. 2

Из анализа полученных результатов можно сделать вывод, что при пофазной компенсации значения несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности уменьшаются. Из графиков (рис. 1 и 2) видно, что при увеличении передающейся активной мощности в линии увеличивается эффект симметрирования при компенсации. Таким образом, при пофазной компенсации реактивной мощности можно не только уменьшить потери электроэнергии в сети [5], но и улучшить одни из основных показателей качества электроэнергии.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта У.М.Н.И.К. 2017, ответственный исполнитель – Елена Рокина.

Источники

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Электронный ресурс] // Министерство энергтики РФ: сайт. Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1026 (дата обращения: 04.04.2019).

2. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014. 16 с.

3. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев [и др.]; Ю.В. Шаров. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. 354 с.

4. Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонультантПлюс».

5. Sidorova V.T., Rokina E.G. Electrical Model of Line 0.4 kV for Research Compensation of Reactive Power [Электронный ресурс] // 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). Sochi 2019. URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/8742931/metrics#metrics (дата обращения: 24.05.2019).

УДК 621.316.542

ДИАГНОСТИКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

А.А. Соловьёва[1]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]solovyova.alyona@mail.ru

В статье рассмотрена диагностика высоковольтных выключателей. Приведены основные мероприятия при полной диагностике высоковольтных выключателей и рассмотрены основные виды диагностики.

Ключевые слова: высоковольтный выключатель, диагностика, коммутационные аппараты.

Высоковольтный выключатель предназначен для включения и отключения электрооборудования в нормальных и аварийных режимах и является наиболее важным коммутационным аппаратом. Отказ выключателя приводит к авариям и тяжелым последствиям. Поэтому от качества функционирования выключателя зависит надежность и энергобезопасность всей системы [1].

Качественная и своевременная диагностика очень важна для выявления развивающихся дефектов и быстрого их устранение. Следовательно, диагностике высоковольтных выключателей нужно уделять особое внимание.

Испытания высоковольтных выключателей являются важной мерой при монтаже и капитальных ремонтах, которые проводятся каждые восемь лет. Проверки проводят не реже раза в четыре года в межремонтный период.

Диагностика выключателей включает в себя [2]:

1. Зрительный осмотр устройства на отсутствие дефектов и повреждений. Проверяется безошибочное соединение контактных присоединений ошиновки, в каком состоянии находится привод и т.д.

2. Проверка технического состояния изоляции на целостность и соответствии нормам.

Изоляция должна быть цельной и чистой. Измерение сопротивление изоляции выполняется мегаомметром на напряжение 2500 В. Измерение сопротивления обмоток и вторичных цепей электромагнитов управления выполняется тоже мегаомметром при напряжении 1 кВ.

3. Измерение сопротивления изоляции при постоянном токе.

Измерения сопротивления постоянному току производятся пофазно. Значения измерения токоведущего контура контактной системы не должны превосходить значений, которые указаны в таблице значений сопротивлений постоянному току токоведущего контура контактной системы выключателей.

4. Замеры сопротивления обмоток и контактов выключателя и сверка полученных данных с теми данными, которые указаны в документации к устройству.

5. Испытание при повышенном напряжении в течение 1 мин.

Производится испытание опорной изоляции и изоляции выключателей относительно корпуса. Также производится испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

6. Контроль хода подвижных контактов выключателя.

Делаются измерение хода подвижных частей, вжима контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов выключателей.

7. Измерение соответствия всех фактических параметров заявленным производителем в документации к устройству.

8. Измерение скоростных и временных характеристик выключателя.

Измерения скоростей движения подвижных контактов и времени их включения и отключения проводятся при номинальном напряжении оперативного тока и на выводах электромагнитов управления (если масляный выключатель – при полностью залитом маслом выключателе).

9. Измерение минимального напряжения, которое необходимо для срабатывания электромагнита в выключателе.

10. Оценка нагрева рабочих контактов методом тепловизионного контроля.

При контроле оценивается нагрева рабочих и дугогасительных контактов, контактных соединений токоведущего контура выключателя.

Для того, что бы произвести диагностику выключателя необходимо запланировать отключение. Перед началом работы высоковольтный выключатель нужно обесточить и заземлить. Затем происходит демонтаж выключателя, вскрывается бак, сливается трансформаторное масло, или откачивается газ. Далее идет разборка и проведение инспекции выключателя. После испытаний идет обратный процесс сборки выключателя и его монтаж. Такой метод диагностики является дорогостоящим, трудоемким и достаточно продолжительным. Необходимо также отметить, что нарушение технологии откачки масла и последующей его заливки приводит к ухудшению его диэлектрических свойств, а неправильная откачка газа наносит ущерб экологии.

Интродиагностику высоковольтного выключателя, включающую измерение и определение его параметров и характеристик: скорость и ход подвижных частей; собственное время включения и отключения; разновременность работы контактов и шунтирующих сопротивлений, можно осуществлять одним устройством [3].

Это устройство состоит из многоканального цифрового осциллографа (для оценки формы сигнала и измерение мгновенных значений). Он сопряжен:

– с блоком активных сопротивлений;

– с трехканальным источником напряжения постоянного тока;

– с датчиком ускорения.

Тепловизионный контроль – это вид неразрушающей диагностики. Тепловизионный контроль выключателя основан на регистрации температурного поля на поверхности. Затем анализируются термограммы инфракрасных снимков, которые производятся оператором-термографистом

с использованием ЭВМ. Тепловизионные изображения, полученные в инфракрасном спектре, которые невидны человеческому глазу, позволяют без соприкосновения с диагностируемым выключателем получать полную информацию о распределении температуры по поверхности выключателя, выявлять увеличения температуры поверхности выключателя.

Диагностика выключателя производятся без демонтажа и разборки. Но так же, как и в традиционном методе, перед началом работ выключатель должен быть обесточен и заземлен. Принцип рентгенографии основан на электромагнитном излучении волн такой длины, которые способны проходить сквозь многие вещи, но оставляют свой след на фотопленке, или даже могут быть видимыми при использовании флуоресцентного экрана. Получаем снимок, с помощью которого можем взглянуть «внутрь» выключателя, не разбирая его (см. рисунок).

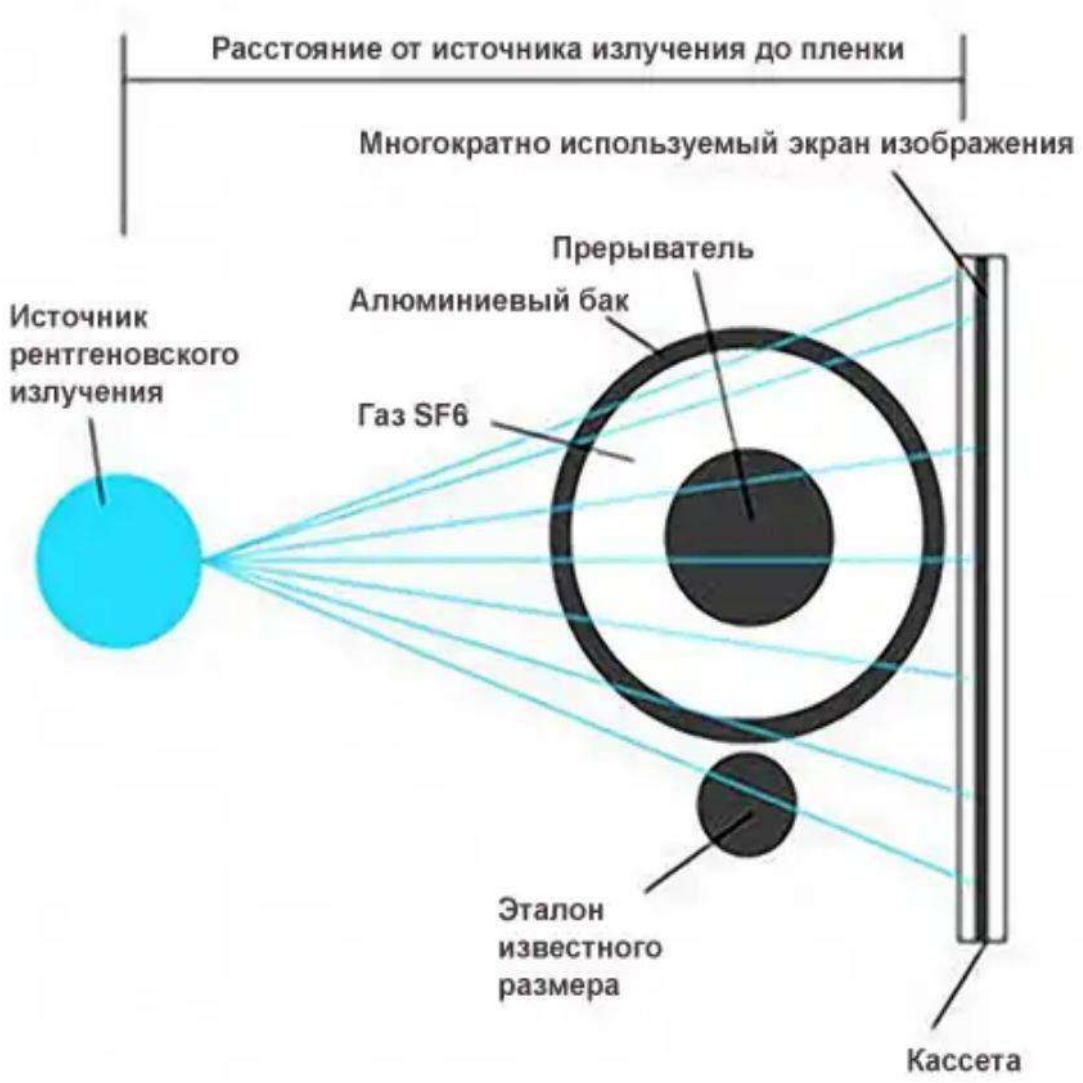


Схема установки рентгеновского аппарата для диагностики элегазового высоковольтного выключателя

Рентгеновская установка собирается непосредственно вокруг выключателя, необходимость в разборке или перемещения выключателя нет. Пластинка касается выключателя, а в качестве индикатора размера в той же самой плоскости размещается эталонный объект. Для защиты персонала от радиации на время съемки осуществляется эвакуация с места диагностики. После выполнения съемки экран сканируется и очищается для последующего использования.

С помощью рентгенографии можно обнаружить такие дефекты, как износ контактов и сопла; трещины; деформация; смещение; наличие обломков и осколков; коррозия и дефекты сварных швов.

Диагностике поддаются:

– дугогасительные контакты;

– главные контакты;

– тефлоновое сопло;

– токопроводы (контакты, соединения);

– крепежные элементы;

– внутренние движущие части и элементы.

Будучи объединенной с операционной диагностикой (точное измерение времени реакции для вывода в степени изношенности контактов) цифровая рентгенография представляет собой недорогой, но весьма эффективный способ получения детальной информации о состоянии оборудования. Эта информация необходима для прогнозирования количества операционных циклов до того, как потребуется вмешательство.

Также с помощью рентгенографии можно производить диагностику следующего оборудования:

– КРУЭ;

– элегазовые трансформаторы тока и напряжения;

– высоковольтные вводы.

Источники

1. Рожкова А.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.

2. Объём и нормы испытаний электрооборудования / под общ. ред.: Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. 6-е изд., с изм. и доп. М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. 256 с.

3. Михеев Г.М. Цифровая диагностика высоковольтного оборудования. М.: ИД «ДОДЭКА». 2008. 298 с.

УДК 621.355

ОПТИМИЗАЦИЯ АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ ЗА СЧЕТ СНАБЖЕНИЯ ЕЕ УСТРОЙСТВОМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Е.В. Трутнева[1], А.Е. Сидоров[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]wolf.lena.mell@yandex.ru, [2]asidorini@rambler.ru

В статье рассмотрены так называемые разумные батареи, которые, как правило, предусматривают возможность подключения системы управления и балансировки к компьютеру или контроллеру с целью мониторинга состояния батарей и контроля их параметров. Это позволяет компенсировать некоторые недостатки аккумуляторной батареи, тем самым продлевая ее долговременность и срок службы.

Ключевые слова: электрохимические аккумуляторные батареи, разумные батареи, система интеллектуального управления.

В период снижения нагрузки (например, в ночное время) в модуле аккумуляторных батарей происходит накопление электроэнергии из сети либо за счет дополнительных источников энергии. В период возрастания нагрузки батареи отдают запасенную электроэнергию в сеть для стабилизации напряжения и сглаживания пиковых нагрузок.

К преимуществам аккумуляторных батарей можно отнести: компактность, функциональную гибкость, широкую возможность автоматизации процессов управления и контроля, простоту интеграции в системы интеллектуальных сетей. Однако есть и недостатки, которые компенсирует устройство интеллектуального управления [1].

Аккумуляторы заряжаются в комбинированном режиме. Сначала, если аккумулятор разряжен до напряжения ниже 3,0 В, осуществляется предварительная зарядка током небольшой величины, равным, как правило, 10 % от максимального тока зарядки. После того. как напряжение на аккумуляторе достигнет 3,0–3,2 В, происходит зарядка постоянным током (величиной 0,2–1 емкости аккумулятора) до напряжения 4,1–4,2 В (в зависимости от типа аккумулятора и рекомендаций его производителя), а далее зарядка продолжается при постоянном напряжении (рис. 1). При снижении тока зарядки примерно до 5–10 % максимального тока процесс зарядки аккумулятора прекращается [2].

Система управления и балансировки обеспечивает индивидуальный контроль напряжения и сопротивления каждого элемента аккумулятора, распределяет токи между составными аккумуляторными батареями

во время зарядного процесса, контролирует ток разряда, определяет потерю емкости от дисбаланса, гарантирует безопасное подключение/отключение нагрузки. Также система может хранить в памяти такие показатели, как количество циклов заряда/разряда, максимальное и минимальное напряжение ячеек, максимальное и минимальное значение тока заряда и разряда. Именно эти данные и позволяют определять состояние исправности аккумуляторной батареи.

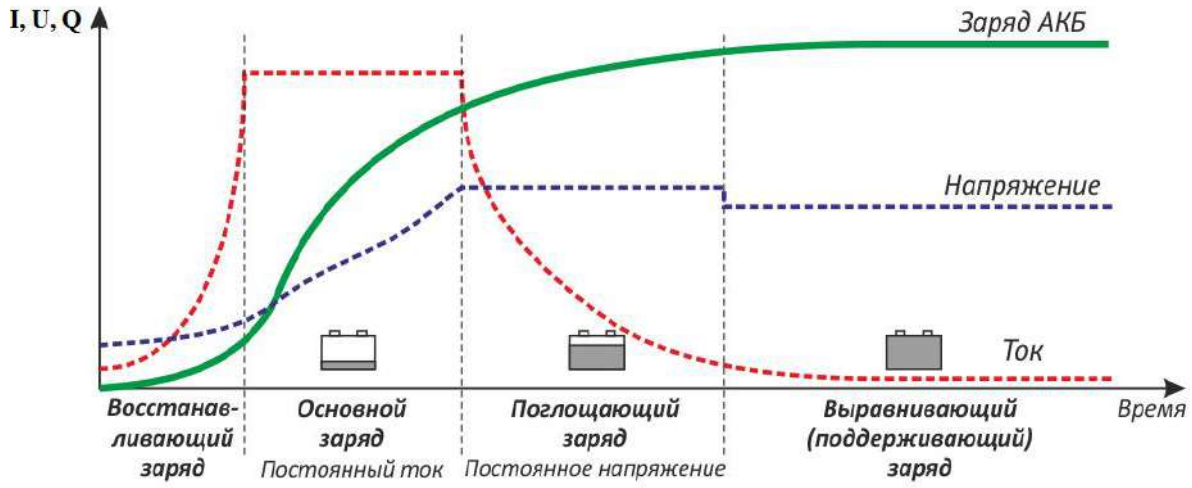


Рис. 1. График зависимости тока зарядки от напряжения на аккумулятор

Само устройство контроля и управления аккумуляторной батареи содержит последовательно соединенные аккумуляторные модули, каждый из которых состоит, по меньшей мере, из двух последовательно соединенных аккумуляторов, модульные зарядные блоки, модульные блоки контроля и управления, датчики температуры модулей, модульные блоки балансировки, состоящие из последовательно соединенных ключа и шунтирующего резистора для каждого литий-ионного аккумулятора модуля, силовой коммутатор и систему контроля и управления [3]. Устройство позволяет ограничить мощность рассеивания при балансировании внутри батареи за счет регулирования тока заряда каждого аккумуляторного модуля.

Процесс балансировки происходит внутри соответствующего аккумуляторного модуля и никак не сказывается на соседних аккумуляторных модулях внутри аккумуляторной батареи. Снижая ток заряда, модульный блок контроля и управления имеет возможность не отключать аккумуляторный модуль от заряда, а производить балансировку и далее при более низком токе заряда. Логическое разбиение на блоки внутри высоковольтной аккумуляторной батареи позволяет заряжать как всю аккумуляторную

батарею от высоковольтного внешнего источника (например, 250 В) через выводы всей аккумуляторной батареи, так и, при необходимости, заряжать каждый аккумуляторный модуль в отдельности от своего модульного зарядного блока [4]. В хорошо сбалансированной аккумуляторной батарее все аккумуляторы при разряде должны достигать своего конечного разрядного напряжения при разряде или своего конечного зарядного напряжения при заряде почти одновременно.

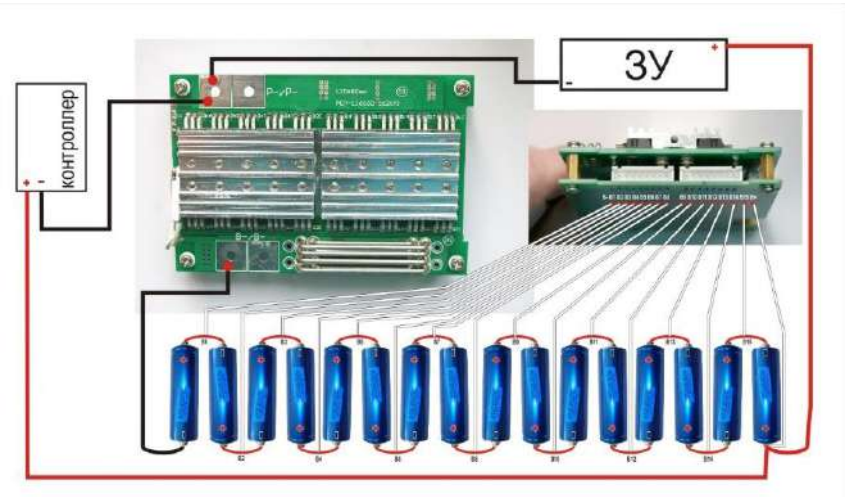


Рис. 2. Устройство интеллектуального управления батареей

Таким образом, добавив к блоку аккумуляторных батарей устройство интеллектуального управления (рис. 2) можно улучшить ее качество работы, обеспечить безопасную работу и равномерный разрядный процесс в отдельных аккумуляторных ячейках, предотвратить чрезмерный перезаряд.

Система управления и контроля выполняет следующие функции:

1. Контроль за состоянием элементов аккумуляторной батареи.

2. Интеллектуально-вычислительная оценка максимального допустимого тока заряда/разряда, количества энергии, поставляемой вследствие зарядки, или же теряемой при разряде, внутреннего сопротивления ячейки, общего количества циклов работы.

3. Связная подает вышеуказанные данные на внешние управляющие устройства путем проводной или же беспроводной коммуникации.

4. Защитная защищает батарею, предотвращая её выход за пределы безопасной работы; гарантирует безопасность подключения/отключения нагрузки, гибкое управление нагрузкой, защищает аккумуляторную батарею от перегрузки по току; перенапряжения; падения напряжения; перегрева.

5. Балансировка.

Источники

1. Чудновец С.П., Харитонов С.А. Накопители электрической энергии для систем генерирования электрической энергии // Научный вестник НГТУ. 2013. № 1 (50). С. 163–172.

2. Рыкованов А. Системы баланса Li-ion аккумуляторных батарей // Силовая Электроника. 2009. № 1. С. 52–55.

3. Садовников А.В., Макарчук В.В. Литий-ионные аккумуляторы // Молодой ученый. 2016. № 23. С. 84–89.

4. Оптимизация размещения накопителей энергии в электрической системе / В.А. Строев // Вестник МЭИ. 2000. № 1. С. 53–58.

УДК 681.513.3

ВЫБОР ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ПОСТОЯННОГО ТОКА

А.Р. Файзуллина[1], М.Р. Миназов[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]adelya-frik@bk.ru, [2]marsel02031998@mail.ru

В статье рассматривается методика выбора электродвигателей замкнутых электроприводов постоянного тока, основанная на определении оптимального передаточного числа редуктора, обеспечивающего максимальное ускорение на исполнительном валу электропривода.

Ключевые слова: электропривод, электродвигатель постоянного тока, мощность, момент сопротивления, передаточное число редуктора, структурная схема динамической модели.

Анализ режимов работы замкнутых электроприводов (ЭП) показывает, что нагрузочный момент представляет собой случайную функцию времени, поэтому критерии выбора двигателей на основании стандартных режимов *S*1–*S*8 оказываются часто недостаточно обоснованными.

Расчеты нагрузочных диаграмм носят приближенный характер и нередко запас по мощности и времени допустимой работы двигателя замкнутого ЭП значительно превышают средние и эквивалентные значения. Поэтому для оценки процесса нагрева применяют статистические методы анализа. Кроме того, для следящих приводов мощностью до сотен ватт приведенный к валу двигателя момент инерции нагрузки $J_{\text{н}}$ в несколько раз меньше суммарного момента инерции двигателя и редуктора $J_{\text{дв,р}}$.

В связи с этим, одним из подходов к расчёту двигателей является определение оптимального передаточного числа редуктора i_0, обеспечивающего максимальное ускорение $\varepsilon_н$ на исполнительном валу следящего ЭП.

Методика выбора двигателя в предположении, что его средняя мощность не превышает мощности, допустимой по нагреву, заключается в следующем.

Требуемая мощность на исполнительном валу ЭП определяется по формуле:

$$P_{тр} = (J_н + J_{дв,р} \cdot i^2)\Omega_н \varepsilon_н + M_с \Omega_н / \eta . \quad (1)$$

Момент сопротивления $M_с$, момент инерции нагрузки $J_н$ и угловые параметры движения исполнительного вала $\Omega_н$ и $\varepsilon_н$ определяются на первом этапе проектирования в результате анализа технического задания [1]. Требуемая мощность $P_{тр}$, передаточное число редуктора i и суммарный момент инерции двигателя и редуктора $J_{дв,р}$ являются неизвестными параметрами.

Требуемый вращающий момент двигателя имеет вид:

$$M_{вр} = (J_{дв,р} + \frac{J_н}{i^2}) i \varepsilon_н + \frac{M_с}{i\eta} . \quad (2)$$

Оптимальное передаточное число редуктора i_0, при котором необходим минимальный вращающий момент, обеспечивающий заданное ускорение εн, находим из уравнения

$$\frac{\partial M_{вр}}{\partial i} = J_{дв,р}\varepsilon_н - \frac{J_н \varepsilon_н}{i_0^2} - \frac{M_с}{i_0^2 \eta} = 0 . \quad (3)$$

Из уравнения (3) можно найти оптимальное передаточное число редуктора

$$i_0 = \sqrt{\frac{J_н \varepsilon_н \eta + M_с}{J_{дв,р}\varepsilon_н \eta}} . \quad (4)$$

Подставляя рассчитанное значение оптимального передаточного числа редуктора (4) в выражение для расчета требуемой мощности на исполнительном валу ЭП (1), получаем расчетное значение требуемой мощности:

$$P_{ТР} = 2(J_н\varepsilon_н + M_с / \eta) \Omega_н, \qquad (5)$$

в которое входят известные параметры $J_н$, $\Omega_н$, $\varepsilon_н$ и $M_с$.

Выбор и расчет электродвигателей замкнутых электроприводов постоянного тока предлагается проводить в следующем порядке:

1) расчет требуемой мощности двигателя $P_{ТР}$ по формуле (5);

2) выбор по каталогу серийного двигателя и определение паспортных данных:

– номинальной мощности $P_{ном}$, кВт;

– номинальной частоты вращения $n_{ном}$, мин$^{-1}$.

– номинального вращающего момента $M_{ном}$, Н· м;

– момента инерции двигателя $J_{дв}$, кг·м^2;

– номинального напряжения $U_{ном}$, В;

– тока якоря $I_я$, А;

– сопротивления обмотки якоря $R_я$, Ом;

3) расчет оптимального передаточного числа редуктора i_0 по формуле (4);

4) расчет требуемого вращающего момента (Мвр) по формуле (2);

5) проверка выбранного двигателя на соответствие требованиям по скорости:

$$\Omega_{ном} > i_0 \Omega_н,$$

где $\Omega_{ном} = \pi n_{ном}/30$;

6) проверка выбранного двигателя на соответствие требованиям по моменту:

$$M_{тр} / M_{ном} \le 2 \quad \text{и} \quad M_с / i_0 \eta \le M_{ном}.$$

Если требования по скорости не выполняются, необходимо рассчитать новое передаточное число редуктора:

$$i_1 = \Omega_{ном} / \Omega_н$$

и проверить выполнение требований по моменту.

При невыполнении требований по моменту необходимо выбрать более мощный двигатель;

7) определение параметров передаточной функции двигателя:

– коэффициента противо-ЭДС $K_е$, В·с/рад:

$$K_{\text{е}} = \frac{U_{\text{ном}} - I_{\text{я}} R_{\text{я}}}{\Omega_{\text{ном}}};$$

– коэффициента момента $K_{\text{м}}$, Н· м/А:

$$K_{\text{м}} = \frac{M_{\text{ном}}}{I_{\text{я}}};$$

– электромеханической постоянной времени $T_{\text{м}}$, с:

$$T_{\text{м}} = \frac{(J_{\text{дв,р}} + J_{\text{н}} / i_0^2) R_{\text{я}}}{K_{\text{е}} K_{\text{м}}};$$

– коэффициента передачи двигателя по скорости $K_{\text{дв}}$, рад / В·с:

$$K_{\text{дв}} = \frac{1}{K_{\text{е}}};$$

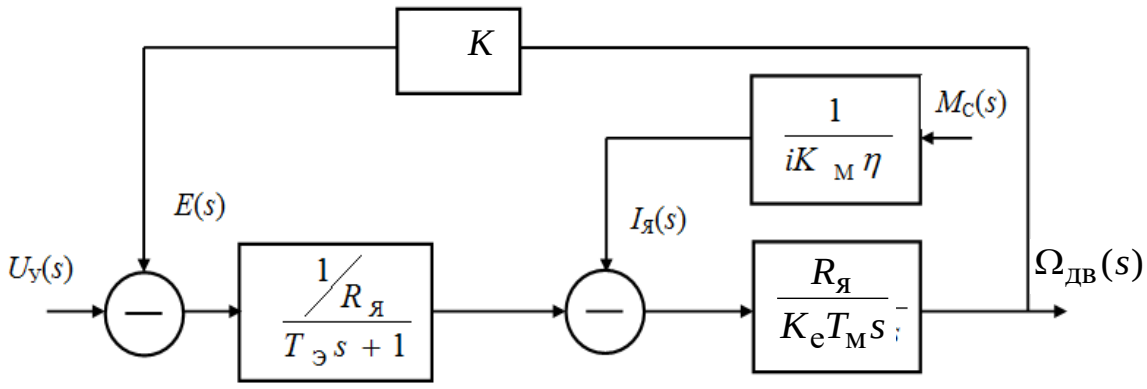
– коэффициента демпфирования $K_{\text{д}}$, н·м·с/рад:

$$K_{\text{д}} = \frac{K_{\text{е}} K_{\text{м}}}{R_{\text{я}}};$$

– электромагнитной постоянной времени $T_{\text{э}}$, с:

$$T_{\text{э}} = \frac{L_{\text{я}}}{R_{\text{я}}}.$$

Построение структурной схемы динамической модели (ССДМ) электродвигателя (см. рисунок).



Структурная схема динамической модели электродвигателя

Для моделирования построенных ССДМ двигателя с использованием программы MATLAB-SIMULINK необходимо задать управляющее и возмущающее воздействия: номинальное напряжение питания электродвигателя $U_{\text{у}}$ и статический момент сопротивления нагрузки $M_{\text{с}}$.

Источники

1. Бутаков В.М., Гатин Б.Ф., Медведев Г.М. Основные этапы проектирования электроприводов // Развитие технических наук в современном мире: сб. науч. тр. по итогам Междунар. науч.-практ. конф. № 2. Воронеж, 2015. С. 180–183.

УДК 621.351

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ НА ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ В ИЗОЛИРОВАННОЙ СЕТИ

Д.Н. Чугунов[1], В.Г. Гольдштейн[2]
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара
[1]chugunov_smr@inbox.lv, [2]vgg41@yandex.ru

В статье приведены различные типы топливных элементов и показан принцип работы топливного элемента, а также более подробно рассмотрен тип с электролитом на расплавленном карбонате. Было рассмотрено применение теплоэнергетической установки на карбонатных топливных элементах в с. Новый Порт.

Ключевые слова: топливный элемент на расплаве карбоната, теплоэнегетическая установка, водород, надежность, когенерация, энергоэффективность.

Топливные элементы (ТЭ) являются электрохимическими элементами, которые вырабатывают электричество посредством окислительно-восстановительного преобразования реагентов, поступающих извне. В процессе работы топливного элемента электролит и электроды не расходуются и не подвергаются никаким изменениям.

Источником электрической энергии ТЭ является химическая энергия, простой водородный топливный элемент, использующий чистый водород и чистый кислород. Водород разлагается и ионизируется на аноде (рис. 1) [1].

Составной частью ТЭ является ионный проводник (электролит) и два электронных проводника (электроды), контактирующих с электролитом и отвечающих за перенос заряда ионами водорода.

По технологии используемого электролита ТЭ классифицируются на: твердооксидные, с расплавленным карбонатом, щелочные, твердополимерные; в зависимости от рабочей температуры разделяются на высоко-, средне- и низкотемпературные.

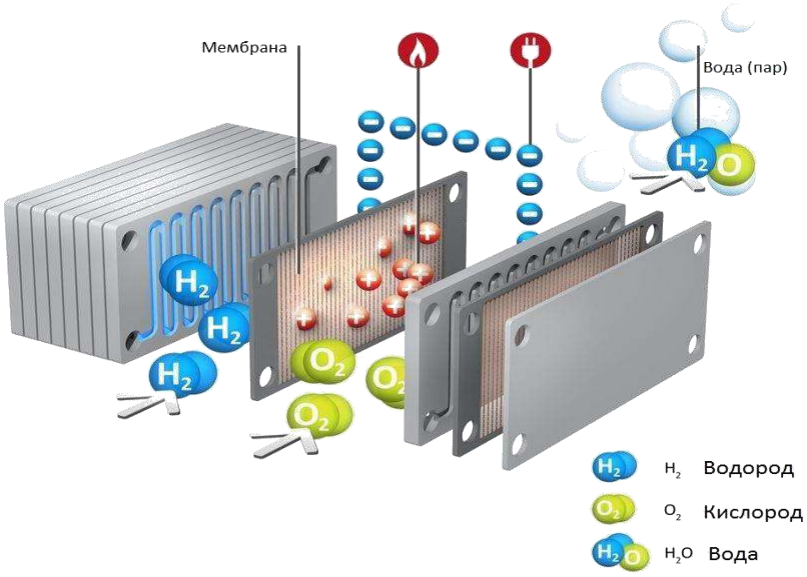


Рис. 1. Принцип работы топливного элемента

Поступление окислителя и используемого топлива происходит постоянно к электродам (аноду и катоду), также постоянно происходит отвод продуктов реакции. Два иона водорода и два электрона образуются из молекул водорода. Молекулы водорода с кислородом образуют воду. Водяной пар выбрасывается в атмосферу вместо большого количества углекислого газа, образующегося при эксплуатации обычных тепловых электростанций.

В карбонатных и твердооксидных ТЭ CO является топливом, в то время как щелочные, твердополимерные и фосфорные электролиты к нему очень чувствительны. Чувствительность щелочных элементов к CO_2 также очень высока, но CO_2 не влияет на свойства других ТЭ. Высокую степень чувствительности к примесям, таким как H_2S и COS, проявляют все топливные элементы. Если топливный элемент выходит из строя из-за отравления электродов, примесь классифицируется как токсичная. Срок службы топливного элемента при этом уменьшается.

В качестве примера было рассмотрено применение теплоэнергетической установки на карбонатных топливных элементах в с. Новый Порт. Село находится на полуострове Ямал. Серьезной проблемой в рассматриваемом регионе является доставка топлива.

ТЭ на карбонатном расплаве (РКТЭ, MCFC). Ионы карбоната направляются от катода к аноду с использованием расплавленной смеси литий / калий (или литий / натрий) (рис. 2). Рабочая температура составляет около 920 К, что позволяет напрямую использовать топливо без дополнительной подготовки и использования никеля в качестве катализатора. Поскольку они работают при высоких температурах, и в них используются расплавленные электролиты, то их производство затруднено в отличие от ТЭ с фосфорной кислотой [2]. Так как для достижения рабочей температуры и того, чтобы подстраиваться под изменяющиеся потребности в энергии, требуется значительное время, он наиболее подходит для ситуаций, когда необходимо постоянно поддерживать поставку большого количества энергии. Максимальное количество подобных установок построено в США и Японии. Существуют установки с установленной электрической мощностью в 2,8 МВт.

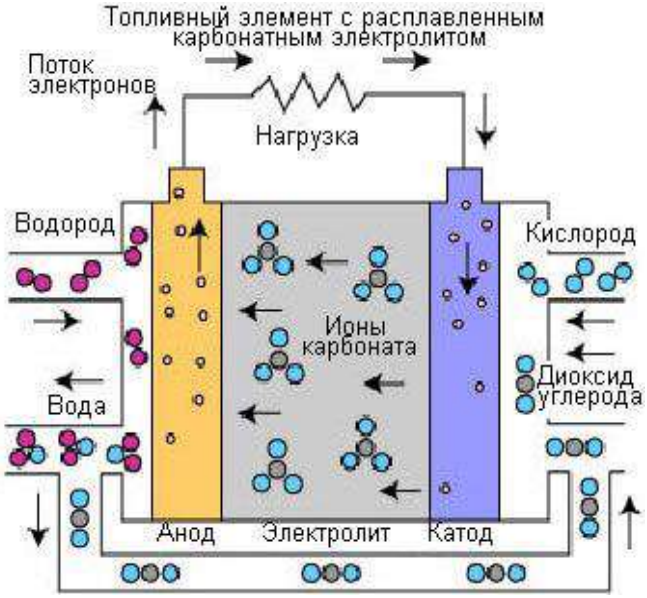


Рис. 2. Принцип работы топливных элементов на расплаве карбоната

Производство качественной электроэнергии в теплоэнергетической установке (ТЭУ) стационарного типа происходит с КПД в 47 % и обеспечивает постоянное надежное питание потребителей. Энергетическая установка с ТЭ основанными на расплаве карбоната используются для генерации энергии 2,8 МВт.

Реакция в ТЭ протекает при высоких температурах, за счёт этого риформинг природного газа протекает непосредственно в батареях. При этом стоимость технологии уменьшается из-за отсутствия дополнительных блоков очистки и подготовки топлива и водородного генератора для получения чистого H_2, а отработавшее тепло даёт возможность работы в режиме когенерации.

Основные характеристики и достоинства рассматриваемой теплоэнергетической установки:

– рациональность, потребление топлива значительно меньше при производстве электроэнергии с КПД 47 %;

– экологичность, низкий уровень выбросов CO_2 и количества загрязняющих веществ близки к нулю;

– бесшумность, электрохимический процесс протекает без вибраций и громких звуков;

– надежность, в установке поддерживается заданный уровень надежности при осуществлении дистанционного контроля посредством интернета и других систем телекоммуникации;

– экономия топлива: производства одного и того же количества энергии требует меньше топлива и представляет дополнительную ценность при комбинированной выработке электроэнергии и тепла.

Планируется замена существующей дизельной электростанции, строительство воздушных линий 10 кВ, строительство газопровода высокого давления диаметром 219 мм от Новопортовского месторождения до с. Новый Порт общей протяженностью 4,64 км в границах поселения.

Подключение теплоэнергетической установки будет производиться вместо проектируемой газопоршневой электростанции к существующей распределительной электросети. На рис. 3 показаны элементы электрической сети: существующие – синим цветом и проектируемые – красным. Также обозначены зоны действия источников тепловой энергии: зеленым цветом – зона действия котельной «БВК-1», красным – 1,4 МВт, фиолетовым – «Термаль-4000».

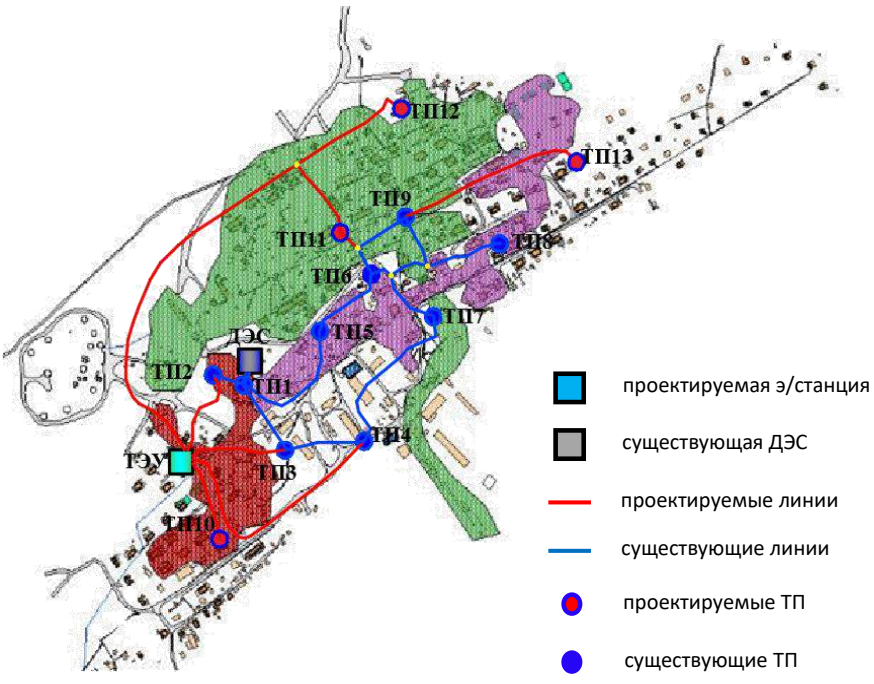


Рис. 3. Карта схема размещения электрических и тепловых сетей с. Новый Порт

В данной работе рассчитывается только проектирование электростанции в изолированной электроэнергетической сети, с учетом того что данная станция будет являться единственным источником электроэнергии с. Новый порт. В связи с этим капитальные затраты на сооружении линии электропередач не учитываются. В расчетах учитываются только подключении проектируемой станции к уже существующей инфраструктуре, к электрической и тепловой сетям, к газопроводу высокого давления и к водопроводу от насосной водоочистительной станции. Теплопотребление в год составляет 4536,7 Гкал/год со средней стоимостью в 2000 руб./Гкал. Электропотребление в год составляет 2,98 млн кВт·ч/год со средней стоимостью 11,2 руб./кВт·ч. Применение теплоэнергетической установки позволит обеспечить надежное электро- и теплоснабжение в селе.

Источники

1. Коровин Н.В. Топливные элементы и электрохимические энергоустановки. М. Издательство МЭИ. 2005. 280 с.

2. Радченко Р.В., Мокрушин А.С., Тюльпа В.В. Общая энергетика: водород в энергетике: учеб. пособие для вузов / под науч. ред. С.Е. Щеклеина. М.: Издательство Юрайт, 2018. 230 с.

УДК 681.586

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ДАТЧИКОВ УСТАНОВОК ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

К.В. Штыков[1], А.А. Ронжин[2], Н.В. Денисова[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]kirillshtykov@rambler.ru, [2]jaymonitor@mail.ru, [3]natali.denisova@bk.ru

В данной статье будут рассмотрены вопросы обоснования выборов датчиков установок штангового глубинного насоса датчиками технологических параметров. Отдельно приведены схемы оснащения датчиками скважин с штанговыми глубиннонасосными установками.

Ключевые слова: штанговый глубинный насос, скважина, динамометрирование, мониторинг, ваттметрирование, скважина, нефтедобыча, насос.

Для добычи нефти обычно устанавливают штанговые глубинные насосы. Установки представляют собой поршневой насос, связанный со станком-качалкой. Станок-качалка имеет кривошипно-шатунный механизм, который преобразует вращательное движение двигателя в возвратно-поступательное и передает его колонне штанг и плунжеру насоса.

Штанговая глубинная насосная установка (ШГНУ) состоит из станка-качалки, устьевого сальника, колонны насосных штанг и насосно-компрессорных труб, а также вставного или невставного скважинного насоса [1]. На колонне насосных штанг устанавливается замковая опора, а плунжер в конце насосных штанг.

Станок-качалка представляет собой балансир, применяющийся в умеренном и холодном климатических районах. Рама, стойка, балансир с поворотной головкой, траверса, подвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами – все это основные узлы станка-качалки.

Штанговая глубинная насосная (ШНГ) установка состоит из приводного электродвигателя, ременной передачи, редуктора, кривошипа противовеса, грузов противовеса, шатуна, балансира, ибалансира, канатной подвески, полированного штока, сальникового узла, обсадной колонны, насосно-компрессорных труб, колонны насосных штанг, цилиндра ШГН, нагнетательного клапана ШГН, штангового глубинного насоса, приемного клапана ШГН.

Независимо от способа эксплуатации все скважины должны иметь датчики устьевого и затрубного давления, а также температуры жидкости. Было бы еще лучше, если скважины оснащались эхолотами для измерения динамического уровня жидкости и расходомерами для контроля дебита.

Также при эксплуатации штанговыми глубинными насосами должны быть установлены дополнительно датчики динамо- и ваттметрирования [1]. Скважины с электроцентробежными насосами могут оснащаться системами погружной телеметрии, позволяющие контролировать такие параметры, как давление и температуру жидкости, уровень вибрации в подшипниках, температуру обмоток погружного электродвигателя, сопротивление изоляции [2].

Помимо всех типовых датчиков, выбранных для измерения технологических параметров, может потребоваться дополнительная установка датчиков, состав которых зависит от особенности данного месторождения, состояния и возраста оборудования и др. факторами. Поэтому в местах сильного износа требуется установка защитных датчиков: такие как индикаторы состояния подшипников балансира, срыва шатуна, состояние уровня масла в редукторе, крена, перегрева сальникового узла.

При оснащении датчиков и совместной работы автоматики проявляется возможность дистанционного управления скважинами в автоматическом режиме [3]. Такой контроль способен обеспечивать обнаружение

аварийных повреждений, диагностировать состояние оборудования и отклонение режимов, а также предотвращать розливы нефти и минимизировать их последствия.

Обработка сигналов, получаемых от датчиков, происходит в контроллере адаптивной системы управления приводом.

Информация о состоянии станции-качалки передается в виде аналоговых сигналов от датчика температуры двигателя, дискретных сигналов от датчика оборотов двигателя и датчиков положения балансира, цифровых по интерфейсу RS-485 от датчика момента двигателя и динамометра.

Для измерения частоты вращения вала двигателя применяется бесконтактный индуктивный или основанный на эффекте Холла датчик, выдающий импульсы с частотой, равной скорости вращения.

Для определения положения балансира качалки применяется два бесконтактных датчика, определяющих верхнюю и нижнюю мертвые точки кривошипа для получения информации о направлении движения штанги и совмещения динамограмм, полученных от датчика усилий, и ваттметрграмм, полученных с входа питания в преобразователь частоты, а также для реализации алгоритмов, способствующих лучшему наполнению насоса (при движении вверх – одна скорость, при движении вниз – другая) и реализации алгоритма препятствия режиму рекуперации при разбалансировке станции-качалки (временный режим, реализуемый до устранения разбалансировки ремонтной бригадой – этот алгоритм позволит отказаться от применения тормозного резистора в составе преобразователя частоты).

Для измерения момента на валу двигателя, можно использовать цифровой датчик (опционально, возможно отказаться от него, если остальной информации будет достаточно для работы адаптивных алгоритмов контроллера).

Для получения динамограммы усилия на штанге используется датчик усилия, передающий динамограмму за один цикл качания в цифровом виде.

Информация о состоянии скважины передается в виде аналоговых сигналов от датчиков давления и температуры и в виде дискретного сигнала от расходомера, установленных на устье скважины или на насосе.

Также устанавливаются дополнительные датчики защиты: индикаторы состояния подшипников балансира, уровня масла в редукторе, перегрева сальникового узла, крена установки, срыва шатуна.

В последнее время появились эхолоты, способные измерять динамический уровень жидкости в скважине. Он монтируется на арматуре и производит измерения.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

– автоматика современной скважинной установки должна контролировать бесперебойную работу дистанционно в автоматическом режиме. Именно такой контроль будет обеспечивать нахождение неполадок оборудования, предотвращать критические повреждения, розливов нефти, отклонения режимов и сокращает простои;

– в связи с тем, что по современным требованиям необходимо производить измерения количества добытой продукции по каждой скважине (расходометр) либо косвенным методом (установка динамометрирования);

– возникают вопросы потребления электроэнергии насосами, поэтому на станциях должны быть установлены счетчики электроэнергии с выводом информации в единую управляющую систему.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

Источники

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Электронный ресурс] / Министерство энергетики РФ. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1026 (дата обращения: 15.06.2019).

2. Kostyukov V.N. Real-time condition monitoring of equipment // 7th International Conference on Condition Monitoring and Machinery Failure Prevention Technologies. 2010. Vol. 1. Pp. 239–246.

3. Станция управления штанговыми глубинными насосами (станками-качалками) – SRP [Электронный ресурс]. URL: http:// www.unicorus.com/production/stanczii-upravleniyanasosami/srp.html (дата обращения: 15.06.2019).

4. Хакимьянов М.И., Пачин М.Г. Функциональные возможности овременного контроллера автоматизации штанговых глубиннонасосных установок // Нефтегазовое дело. 2011. № 2. С. 19–34.

УДК 621.313

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ НАЗЕМНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА С ПОМОЩЬЮ ДЕФЕКТОСКОПИИ

А.В. Яшагина[1]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
yashagina_anya@mail.ru

В наше время наземный электрический транспорт является востребованным, поэтому нужно обеспечить безопасность и надежность при перевозке пассажиров. Основным гарантом безопасности является техническая исправность транспорта, повреждённое оборудование должно быть обнаружено и отремонтировано как можно скорее. В этой статье рассматривается целесообразность использования нового диагностического оборудования при технических осмотрах наземного электрического транспорта. Вручную процесс диагностики выходит очень дорогостоящим и долговременным.

Ключевые слова: диагностика, дефектоскоп, технический осмотр, наземный электрический транспорт.

В настоящее время существует проблема диагностики наземного электрического транспорта. Сейчас технические и ежедневные предрейсовые осмотры (ЕО, ТО-1, ТО-2 и т.д.) проводятся, используя старое оборудование. Технический осмотр городского наземного электрического транспорта – это обязательная процедура, предусмотренная законодательством.

На данный момент технический осмотр транспортных средств городского наземного электрического транспорта проводится оператором технического осмотра с помощью передвижных средств технического диагностирования в трамвайном или троллейбусном депо (парке) владельца трамвайных вагонов или троллейбусов, который должен обеспечить все необходимые производственные и организационные условия для проведения технического осмотра [1].

Транспортные средства городского наземного электрического транспорта подлежат плановому техническому осмотру каждые шесть месяцев (пассажирские трамвайные вагоны), в них проверяются:

– тормозная система;
– сцепной прибор;
– карданная передача и редуктор;
– пневматическое оборудование;

– крышевое оборудование;

– электрическое оборудование и кузов.

Примерная цена такого осмотра составляет 442200 руб.

Для увеличения эффективности проведения ТО предлагается использование дефектоскопов, которые облегчат и ускорят процесс диагностики, так как он является бездемонтажным способом диагностики [2]. Дефектоскоп – электронное устройство, предназначенное для обнаружения скрытых дефектов. Прибор позволяет диагностировать отклонения от нормы без создания нагрузки или разрушения объекта.

Среди самых распространенных дефектоскопов, которые используются при диагностике наземного электрического транспорта можно выделить:

– акустические;

– магнитопорошковые;

– радиоволновые;

– капиллярные.

Акустический метод дефектоскопии (остукиванием) применяют для текущего контроля болтовых соединений, плотности посадки детали. Низкий тон, дребезжание свидетельствует о наличии ослабления соединений, посадки, наличии трещин в предварительно напряженной детали. Представителем этого типа дефектоскопов является АД-60К, который изображён на рис. 1.



Рис. 1. Акустический дефектоскоп АД-60К

Метод цветной дефектоскопии обеспечивает выявление трещин глубиной 0,01–0,3 мм и шириной раскрытия 0,001–0,002 мм и более. Его применяют преимущественно для контроля крупных деталей: элементов рам тележек и кузова, колесных центров, автосцепки и т. д.

Методом магнитной дефектоскопии (рис. 2) обнаруживают поверхностные и скрытые дефекты. Для создания в проверяемой детали магнитного поля применяют дефектоскопы следующих типов: ДКМ-1, ДГС-М-53, ГПЗ-1, ДГЗ-57.



Рис. 2. Магнитный дефектоскоп МД-01

Ультразвуковой метод дефектоскопии используется для выявления дефектов, залегающих в глубине детали. Высокая разрешающая способность позволяет применять его также для безразборного диагностирования. Применяют несколько типов дефектоскопов: УЗД-60 (рис. 3), 2ДМ-1М, ДУК-ПИМ.



Рис. 3. Ультразвуковой дефектоскоп УЗД-60

В среднем дефектоскопы стоят от 150–300 тыс. руб., стоимость зависит от количества функций, качества сборки и точности исследования. Если взять в пример дефектоскоп стоимостью 200 тыс. руб., то он окупится через несколько применений, то есть через несколько лет, а при надлежащем использование такое оборудование прослужит долго.

Чтобы обеспечить условия безопасности перевозок необходимо вовремя обнаруживать неисправности оборудования, для этого нужно увеличивать качество ежедневных осмотров. Дефектоскопия позволит проводить более глубокий анализ и находить малоповреждённые узлы до их более серьёзного износа. Это позволит сэкономить время на монтажные работы, деньги для оплаты этих ремонтных работ, а также уменьшить время застоя техники.

В итоге получаем, что покупка и использование дефектоскопа является очень выгодной для владельца трамвайного или троллейбусного депо, а также, что не менее важно, использование новейшего оборудования увеличит надежность перевозок.

Источники

1. Филина О.А., Степанов Е.Л. Техническая диагностика газотранспортного оборудования, городского электрического транспорта и железнодорожного транспорта // Наука и современность. 2014. № 29. С. 200–205.

2. Филина О.А. Техническое состояние изделия и его бездемонтажная диагностика // Наука сегодня: сб. науч. тр. по матер. Междунар. науч.-практ. конф. Вологда, 2014. С. 74.

Направление: РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ПОДСТАНЦИИ

УДК 621.396

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6(10) кВ НА ОСНОВЕ РЕКЛОУЗЕРОВ

В.Ю. Авдеева[1], Д.М. Валиуллина[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]arya_avdeeva@mail.ru, [2]valiullinadiliya@mail.ru

В данной статье рассказывается о секционировании линий электропередач в распределительной сети 6(10) кВ с помощью интеллектуальных устройств для повышения надежности энергетической системы, снижения количества и времени перерывов электроснабжения. Выдвигается предложение о внедрении реклоузеров в данную энергосистему. Сделаны выводы о рациональности использования данных сетей.

Ключевые слова: секционирование, распределительная сеть, надежность, интеллектуальные коммутационные аппараты, реклоузер, коэффициент загрузки, электроснабжение, оптимизация, местный и децентрализованный подходы управления электросетями.

Воздушные распределительные сети 6(10) кВ − наиболее слабое звено в системе электроснабжения. Как показывает статистика, на сетях данного класса напряжения происходит приблизительно 70 % нарушений электроснабжения. Наиболее частым применяемым методом на ответвлениях является секционирование линий посредством коммутационных аппаратов, такими как разъединители, управляемые разъединители или пункты секционирования.

Целью данной работы является выявление оптимизации применения реклоузеров в распределительных сетях на основе технических и экономических расчетов.

При изучении рисков в системах электроснабжения была определена позиция о возможности и крайней необходимости управления данными системами. Данный подход подразумевает изучение факторов риска, выбор методов и средств управления на основе оптимизации стратегии [3].

В управлении электросетями есть два подхода – централизованный (местный и дистанционный) и децентрализованный. Зависимость секционных аппаратов от решений диспетчера является отличительной чертой централизованного подхода.

Для эффективного повышения надежности при электроснабжении используют децентрализованный подход. Источником данного принципа выступает факт деления воздушных линий на некоторое количество участков. Каждое отдельное секционирующее устройство – это интеллектуальный аппарат, имеющий возможность для анализа различных режимов работы сети и автоматического осуществления локализации места повреждения, а также восстановления электроснабжения потребителей неповрежденных участков сети согласно заранее запрограммированному алгоритму. В микропроцессорном шкафу управления обрабатывается информация о повреждении на линии.

Секционирование с сетевым резервированием, как оказалось, более результативно при лишении участка линии основного питания. При таком подходе задержки в электроснабжении потребителей уменьшаются в два и более раз.

Выделим основные проблемы, требующие минимизирования, либо полного сокращения:

– значительная степень повреждаемости фидера;

– труднодоступность некоторых участков фидера для оперативно-выездной бригады (ОВБ);

– отсутствие системы диспетчеризации и информации о режимных параметрах;

– запрашиваемое время для восстановления системы электроснабжения;

– большие затраты для поиска и устранения повреждений;

– повреждение оборудования, выпуск бракованной продукции и недовыпуск продукции;

– ущерб сетевой компании от перерывов электроснабжения – недоотпуск электрической энергии.

Путем увеличения надежности электроснабжения достигается наибольший эффект при использовании реклоузеров.

На основе реклоузеров PBA/TEL предлагается внедрить децентрализованную систему управления аварийными спектрами работы. Это происходит для увеличения надежности электроснабжения потребителей. Применение реклоузеров позволяет создать управляемую интеллектуальную сеть, сокращая затраты на сбор, обработку и запись информации о режимах и событиях, профилактическое обслуживание линейного сетевого оборудования, поиска места повреждения на линии и повышая культуру эксплуатации распределительных сетей [1].

Требования к зоне установки реклоузеров:

– максимальное количество подключений к магистральному участку сети;

– выделение труднодоступных участков сети, а также участков с повреждаемостью выше среднего;

– обеспечение минимального значения недоотпуска электрической энергии по фидеру в целом.

Исходными данными для расчета являются:

– количество отключений питающих линий 1-02 – 6 раз в год;

– количество отключений питающих линий 1-01 – 16 раз в год.

Рассчитаны коэффициенты загрузки оборудования потребителей $K_з$ [4].

От ПС 110/10 кВ по фидеру л.1-01:

$$K_з = \frac{l_{потр}}{l_{ном}} = \frac{s_{потр}}{s_{ном}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 12}{2180} = 0{,}1. \quad (1)$$

От ПС 110/10 кВ по фидеру л.1-02:

$$K_з = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 12}{1463} = 0{,}1. \quad (2)$$

Для конечных сравнений и расчетов требовалось произвести деление потребителей на группы, для которых индивидуально рассчитывались показатели надежности электросбережения.

На основе технических и экономических расчетов можно сделать вывод о том, что сокращение величины ущерба для потребителей возможно с помощью трех реклоузеров [5]. А также есть основание говорить о том, что при применении третьего и четвертого реклоузеров повысится дополнительная надежность электроснабжения при потреблении фидера. Однако применение трех реклоузеров более оптимально и приемлемо, так как при меньших начальных вкладах сетевой компании, затраты находятся примерно на равном уровне [2].

При различной выработке электроэнергии реклоузеры перспективны для сетей с возобновляемыми источниками энергии, находящими всё большее применение в современной энергетике.

Источники

1. Боков Г.С. Техническое перевооружение российских электрических сетей. Сколько это стоит? [Электронный ресурс] // Новости электротехники. 2002. № 2. URL: http://news.elteh.ru/arh/2002/14/03.php (дата обращения: 20.05.2019).

2. Бузин С.А., Воротницкий В.В. Современная релейная защита и автоматика для целей автоматизации воздушных электрических сетей 6–10 кВ [Электронный ресурс] // Портал магистров ДонНТУ. URL: http://masters.donntu.org/2007/eltf/strelnikova/library/3.pdf (дата обращения:)

3. Долецкая Л.И., Кавченков В.П. Выбор мероприятий и оценка технико-экономических эффективности автоматического секционирования и резервирования распределительных электрических сетей 10 кВ // Энергетика, информатика, инновации – 2014: сб. науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф. Смоленск, 2014. Т. 1. С. 27–30.

4. Максимов Б.К., Воротницкий В.В. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ с применением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей // Электротехника. 2005. № 10. С. 7–22.

5 Черкасова Н.И. Моделирование, анализ и оптимизация потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 10–0,4 кВ: монография. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. 95 с.

УДК 621.316

БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ИНФОРМАЦИИ В ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Т.И. Афанасьева[1], О.В. Воркунов[2], В.К. Козлов[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]afanasieva-kgeu@yandex.ru, [2]vorcunov_oleg@mail.ru, [3]kozlov_vk@bk.ru

Статья посвящена вопросам диагностики повреждений воздушных линий электропередачи среднего напряжения при однофазных замыканиях на землю. Рассмотрен созданный прототип устройства для измерения напряжения в линии электропередачи. Проведены испытания его работоспособности на линии среднего напряжения.

Ключевые слова: диагностика ЛЭП, ОЗЗ, метод разности потенциалов, измерения напряжения, электрические сети.

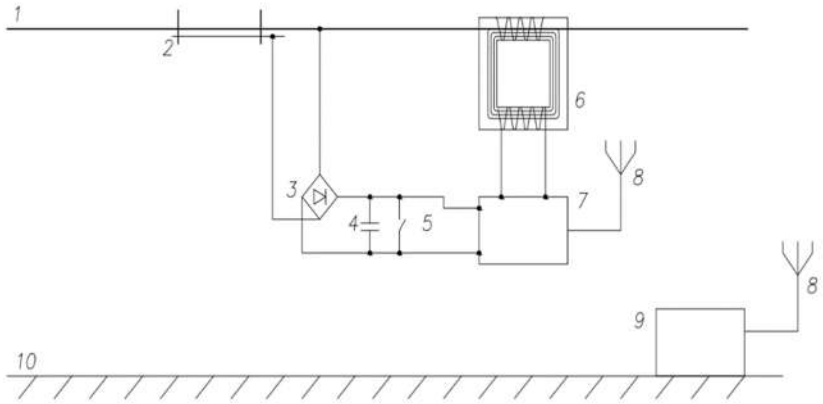
Надежное электроснабжение потребителей является наиболее важной задачей электроэнергетики. Вопросы диагностики отдаленных энергетических объектов и воздушных линий электропередач (ЛЭП) сложной структуры часто вызывают трудности у организаций, занимающихся их эксплуатацией и обслуживанием. Значительная часть причин выхода ЛЭП из работы является форс-мажорной и не может быть предупреждена средствами оперативной диагностики. Согласно данным, 47 % от длины

всех линий в России приходится на электрические сети среднего напряжения 6, 10, 35 кВ [1]. Воздушные линии напряжением 6–10 кВ в основном проходят в сельской местности и питают сельскохозяйственных потребителей, 75–80 % от всех повреждений в данных сетях – однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) [2]. Питание потребителей при ОЗЗ при этом не нарушается, и сеть может работать в этом режиме относительно длительное время из-за специфики режима работы нейтрали. Однако последствиями при ОЗЗ могут быть пробой изоляции, снижение надежности электроснабжения, появление замыкания на землю в другой точке сети (около 20 % от числа ОЗЗ) [3], возникновение двухфазного короткого замыкания (КЗ) или двойного замыкания на землю (ДвЗЗ). Все это ведет к значительному экономическому ущербу, величина которого напрямую зависит от времени нахождения места повреждения линии. Таким образом, сокращение времени определения места повреждения при ОЗЗ для последующего восстановления и ремонта аварийных участков распределительных электрических сетей среднего напряжения является актуальной задачей.

В настоящее время во всем мире находят широкое применение различные системы мониторинга воздушных ЛЭП, обеспечивающие дистанционный контроль текущего состояния. Системы мониторинга состоят из сети измерительных блоков, связанных через канал связи с оборудованием на диспетчерском пункте. Измерительные блоки распределены вдоль трассы ЛЭП и монтируются на опорах либо непосредственно на высоковольтных проводах. Передача информации, как правило, осуществляется через беспроводные каналы связи, работающие на частотах 434, 868 МГц и 2,4 ГГц.

Для питания измерительных блоков систем мониторинга воздушных линий (ВЛ) используется два варианта. Для измерительных систем, размещаемых на мачтах опор ЛЭП, как правило, используются аккумуляторные батареи, подзаряжаемые от солнечных батарей. Для измерительных модулей, монтируемых непосредственно на проводах ЛЭП, питание производится от токового трансформатора, преобразующего электрическую энергию непосредственно из провода ЛЭП.

В КГЭУ на кафедре «Электроэнергетические системы и сети» создан работающий прототип устройства для измерения напряжения в линии электропередачи [4]. Отличиями данного прибора от аналогов являются способ подключения, обеспечивающий измерение напряжения в линии методом разности потенциалов, возможность автономного питания при отсутствии напряжения в линии, отсутствие необходимости в заземлении. Принципиальная схема работы созданного измерительного устройства на ЛЭП представлена на рисунке.



Принципиальная схема работы измерительного устройства на ЛЭП: *1* – питающая шина (ВЛЭП); *2* – специально введенный провод конечной длины на жесткой сцепке; *3* – диодный мост; *4* – сглаживающий фильтр; *5* – автоматический выключатель; *6* – трансформатор тока; *7* – измеритель напряжения; *8* – антенна; *9* – приемник; *10* – земля

Устройство представляет из себя датчик, закрепленный на ЛЭП. Питание осуществляется через трансформатор тока. Измерение осуществляется с помощью метода разности потенциалов с двух проводов. Плюс подключен к фазной линии (1), минус – к проводу конечной длины, закрепленному на жесткой сцепке (2). Длина подвешенного провода определяется из расчетов емкостей между фазами и введенным проводом [5].

В емкостном источнике питания конденсатор связи представляет собой воздушный промежуток между проводом и землей, что исключает вероятность пробоя, так как система емкостного источника питания замкнута через атмосферу (гальваническая развязка), что также значительно снижает габариты измерительного устройства. Данное техническое решение обеспечивает также электромагнитную совместимость, усиливает защиту от помех, повышает точность измерений. Для снятия показания напряжения на линии необходим диодный мост и сглаживающий фильтр, так как созданный нами измеритель напряжения измеряет только постоянные значения. Автоматический выключатель с заданной уставкой необходим в случае протекания больших токов. Источником питания нашего измерительного устройства служит трансформатор тока. В случае отключения подачи энергии на некоторое время питание будет осуществляться от ионистора, емкости которого достаточно для работы прибора в течение нескольких суток. В качестве основы разработанного устройства для измерения напряжения был использован микроконтроллер фирмы Atmel с разработанным программным обеспечением на языке программирования C++. Его использование дает возможность значительно повысить функциональность,

надежность и гибкость измерительной системы. Под гибкостью понимается возможность модернизации технических средств и программного обеспечения системы для решения задач конкретного типа, создание модификаций системы, адаптация системы к оборудованию и технологии конкретного назначения. Это означает возможность работы практически со всеми имеющимися в РФ сертифицированными отечественными и зарубежными датчиками, а также с различными вариантами оборудования.

Сопряжение измерительного прибора с диспетчерским пунктом реализовано с помощью беспроводной связи. Прием измерительного сигнала был осуществлен с помощью радиомодуля NRF24L01, также работающего в связке с микроконтроллером.

Проверка работоспособности созданного устройства было проведено на линии, находящейся под напряжением 1–4 кВ. Для достижения требуемого уровня напряжения использован генератор постоянного тока с регулируемым диапазоном, алюминиевый неизолированный провод сечением 18 мм^2 длиной 3 м, два одножильных изолированных провода сечением 4 мм^2, длиной по 2 м, созданный измеритель напряжения с беспроводной передачей информации. При подаче напряжения между двумя проводами создается разность потенциалов, числовое значение которого измерительный преобразователь с помощью антенн беспроводной связи частотой 2,4 ГГц передает на приемник. Мощностей приемника-передатчика при этом хватает на расстояние до 1 км (на открытой местности). Питание приемника осуществлено с помощью батарейки напряжением 9 В.

Таким образом, проведенные исследования показывают, что разработанное устройство на базе микроконтроллера способно эффективно работать на линиях среднего класса напряжений. Из проведенных исследований можно выделить следующие достоинства созданного измерительного прибора с дистанционной передачей информации:

1. Уменьшенные габариты, низкая стоимость прибора, легкость в обслуживании, отсутствие необходимости заземления устройства. Технико-экономические затраты себестоимости изготовления прибора (элементная база) составили порядка 3 000 руб.

2. Повышение удобства и гибкости решений по компоновке оборудования при возведении, реконструкции и реновации распределительных устройств (РУ) на электроэнергетических объектах (ЭО).

3. Измерение напряжения в линии методом разности потенциалов позволяет повысить надежность работы измерительного устройства, снизить габариты и создать электробезопасное автономное устройство как для окружающих людей, так и для электрооборудования.

Источники

1. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. М.: ОАО «Россети», 2015. 196 с.

2. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ. М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2001. 104 с.

3. Манилов А.М., Барна А.А. ОЗЗ в сетях 6–35 кВ в сетях с комбинированным заземлением нейтрали [Электронный ресурс] // Новости электротехники. 2012. № 6 (78). URL: http://www.news.elteh.ru/arh/2012/78/06.php. (дата обращения: 02.09.2019).

4. Емкостной источник питания: п. м. 152618 Рос. Федерация № 2014154294/07; заявл. 30.12.14; опубл. 10.06.15, Бюл. № 16.

5. Козлов В.К., Уканеева Е.Р. Автономный емкостной источник для питания устройств измерения параметров воздушной линии электропередачи // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2017. № 3-4. С. 61–68.

6. Воркунов О.В., Зайнетдинов А.Т. Мониторинг состояния воздушных линий электропередачи // Высокие технологии и инновации в науке: сб. ст. по матер. Междунар. науч.-практ. конф. Иркутск, 2018. С. 72–73.

УДК. 537.31

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯТОРОВ ВЛ 6–10 кВ

И.Р. Ахметдинов
СССДТУ Филиала ОАО «Сетевая компания»
Бугульминские электрические сети, г. Бугульма
9179175697@mail.ru

В данной статье предлагается рассмотреть новый метод определения состояния изоляторов без отключения воздушных линий (ВЛ) 6–10 кВ.

Важное место в обеспечении надежной эксплуатации устройств электроснабжения занимает современная и качественная диагностика изоляции сетей. Благодаря использованию предлагаемой методики можно обнаружить и определить неисправный (повреждённый) изолятор или изолятор с утечкой тока на ВЛ 6–10 кВ без отключения потребителей, что увеличивает качество обслуживание потребителя и снижает недоотпуск электроэнергии.

Ключевые слова: траверса, заземление, замыкание, арматура, трансформатор тока, дифференциальный усилитель.

Целью данной работы было изготовление устройства для своевременного определения неисправного (повреждённого) изолятора или изолятора (с утечкой тока).

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

– возможность диагностирования состояния изоляторов без отключения потребителей на линии 6–10 кВ;

– улучшение качества обслуживания потребителя;

– снижение времени простоя оборудования;

– сокращение количества однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);

– уменьшение недоотпуска электроэнергии.

На линии 6–10 кВ с изолированной нейтралью каждая траверса заземлятся (рис. 1).



Рис. 1. Способ заземления траверсы опоры на ВЛ 6–10 кВ

Заземление траверсы осуществляется на железобетонной опоре через арматуру, усиливающую ее конструкцию (рис. 2).

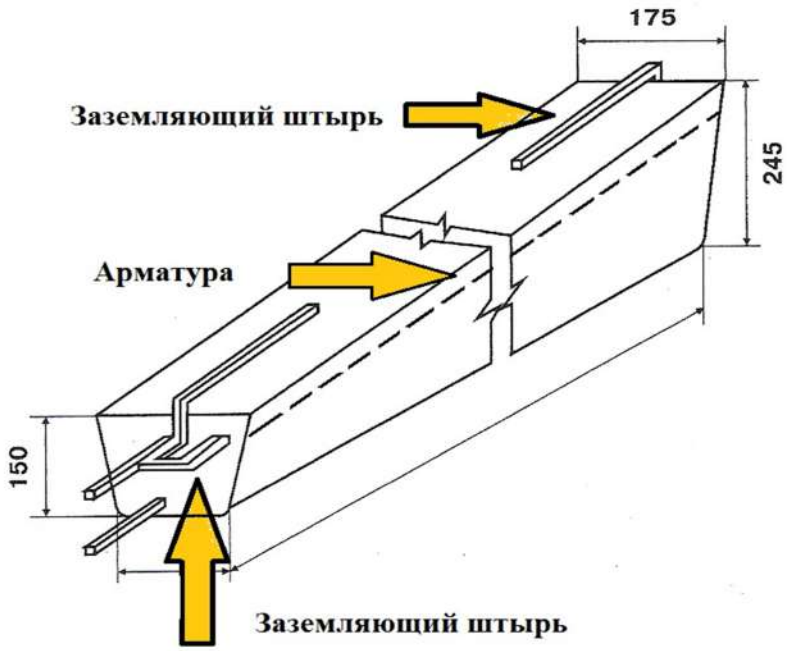


Рис. 2. Расположение арматуры внутри железобетонной опоры

Назначение трансформатора тока заключается в преобразовании (пропорциональном уменьшении или увеличения) измеряемого тока до значений, безопасных для его измерения (рис. 3).

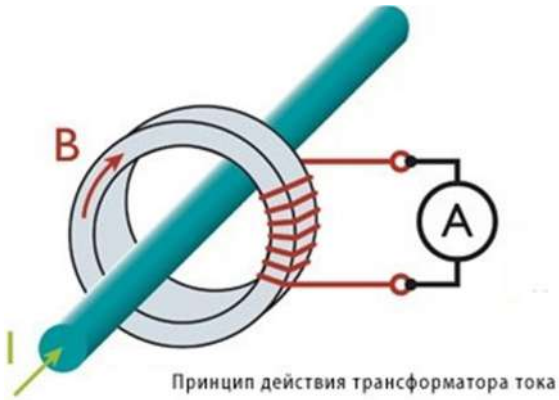


Рис. 3. Принцип действия трансформатора тока

При плохой изоляции изолятора образуется утечка тока на землю, которая протекает через заземленную траверсу (рис. 4).

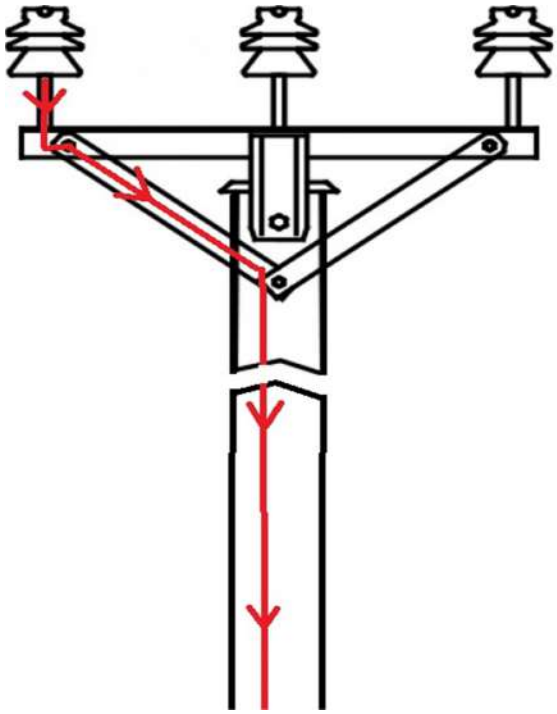


Рис. 4. Протекание тока ОЗЗ

Первичной обмоткой будет служить заземляющая арматура, по которой притекает ток при дефектном изоляторе. Вторичной обмоткой будет контур прибора. При протекании переменного тока по заземляющей шине опоры ЛЭП возникнет ЭДС, и если к ней подключить прибор, то цепь замкнется, и прибор покажет величину ЭДС относительно нулевых показаний (рис. 5).

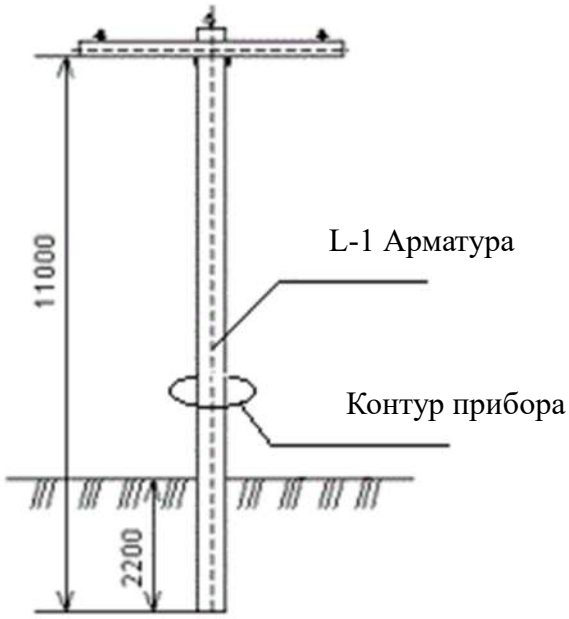


Рис. 5. Место установки вторичной обмотки

Для увеличения чувствительности прибора его обмотка подключается к дифференциальному усилителю, и на электроизмерительном приборе будут отображены показания величины утечки тока относительно нулевых показаний (рис. 6).

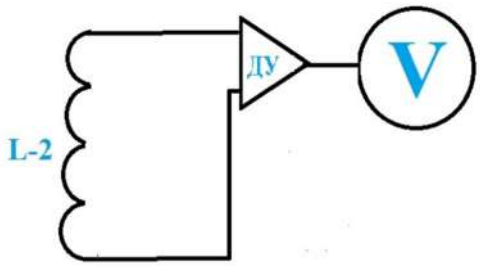


Рис. 6. Принципиальная схема подключения прибора

Дифференциальный усилитель представляет собой электронный усилитель с двумя входами, выходной сигнал которого равен разности входных напряжений, умноженной на константу.

По итогам выполнения работы реализованная схема будет отвечает поставленным целям и задачам, а именно:

– появилась возможность диагностирования состояния изоляторов без отключения на линии 6–10 кВ

– снизилось время простоя оборудования;

– уменьшился недоотпуск электроэнергии;

– использовались новые технологии диагностики изоляторов;

– сократилось количество ОЗЗ.

Источники

1. Стойки железобетонные вибрированные для опор ЛЭП [Электронный ресурс] // ООО «ОКБ Платин»: сайт. URL: https://xn----7sb8ajafee4j.xn--p1ai/stoyki-zhelezobetonnie-vibrirovannie-dlya-opor-lep/ (дата обращения: 20.05.2019).
2. Боева Л.В., Киселёв Г.Ю. Имитационная модель однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью // Молодой ученый. 2017. № 22. С. 26–30.
3. Афанасьев В.В. Трансформаторы тока. 2-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат, 1989. 416 с.
4. Протопопов А.С. Усилители с обратной связью, дифференциальные и операционные усилители и их применение. М.: Сайнс-Пресс, 2003. 64 с.
5. ГОСТ 8608-96. Изоляторы опорные штыревые фарфоровые на напряжение свыше 1000 В. Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1996. 14 с.

УДК 621.3.015.2

ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОГО МЕРОПРИЯТИЯ ПО НОРМАЛИЗАЦИИ ФЛИКЕРА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С РЕЗКОПЕРЕМЕННОЙ НАГРУЗКОЙ

А.С. Белоусова[1], М.Ш. Гарифуллин[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]geleys71@gmail.com, [2]g_marsels@mail.ru

В работе выполнено моделирование электрической сети с резкопеременной нагрузкой, которая вызывает колебания напряжения и фликер на зажимах других потребителей. Для созданной модели произведена оценка уровня фликера. Выполнено моделирование с использованием мероприятий по снижению колебаний напряжения в электрической сети: разделение нагрузки, увеличения пропускной способности линии, увеличение мощности питающих трансформаторов. Согласно проведенным расчетам определен наиболее эффективный метод уменьшения фликера.

Ключевые слова: колебания напряжения, доза фликера, фликер, показатели качества электроэнергии, резкопеременная нагрузка.

В настоящее время электроэнергия – это товар, к качеству которого предъявляются особые требования. Решения проблем качества электрической энергии всегда будут занимать важное место в электроэнергетической сфере. Качество электрической энергии определяется совокупностью

показателей, одним из которых является колебания напряжения. Колебания напряжения, возникающие во время быстро меняющейся нагрузки, распространяются по всей сети, вызывая изменения напряжения на зажимах всех потребителей, в том числе и с постоянной нагрузкой. Согласно ГОСТ 32144-2013 колебания напряжения характеризуются только одним показателем – дозой фликера. Фликер – это ощущение неустойчивости зрительного восприятия, вызванное освещением, яркость или спектральное распределение которого изменяется во времени. Длительное воздействие фликера негативно сказывается на здоровье людей – возникают утомляемость, головные боли, снижается внимание. На производстве это может привести к браку продукции и травматизму. С развитием промышленности увеличивается объем потребителей с резкопеременной нагрузкой, влияющих на возникновение фликера, поэтому вопрос о методах его уменьшения и улучшениях качества электроэнергии является актуальным на сегодняшний день.

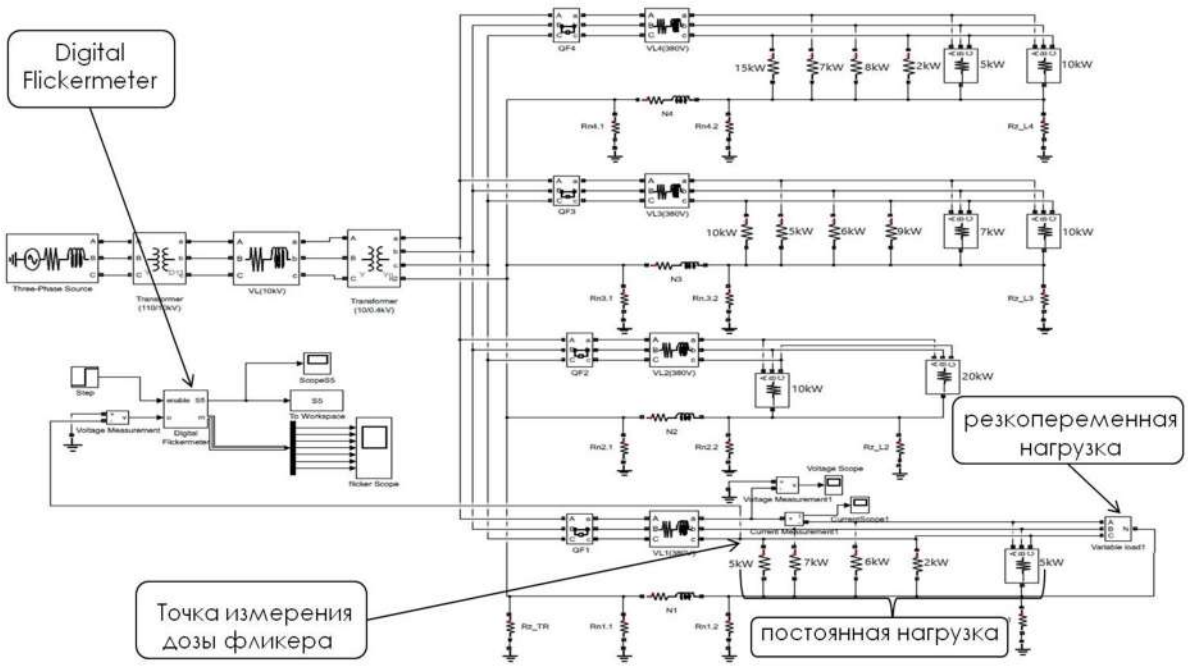
На сегодняшний день существует несколько методов оценки фликера:

1) метод прямых измерений с использованием фликерметра;

2) использование аналитических методов расчета;

3) моделирование.

Моделирование – универсальный метод, который можно использовать и при проектировании, и при эксплуатации электрической сети. В данной работе с помощью программы MATLAB была создана модель электрической сети с резкопеременной нагрузкой (см. рисунок).



Модель электрической сети с резкопеременной нагрузкой

Для оценки фликера в созданной модели использовался блок «Digital Flickermeter» из библиотеки Simulink. Согласно показаниям фликерметра, на измеряемом участке наблюдается превышение значений кратковременной дозы фликера P_{st} во всех трех фазах (табл. 1). По ГОСТ 32144-2013 кратковременная доза фликера не должна превышать 1,38 о. е.

Таблица 1

Оценка дозы фликера

Фаза	Кратковременная доза фликера P_{st} , о.е.	Превышение нормативных значений, %
A	2,20017	59,43
B	1,95375	41,57
C	1,71315	24,13

Для нормализации фликера проводилось моделирование с использованием следующих мероприятий по уменьшению колебаний напряжения.

1. Разделение нагрузки.

Резкопеременная нагрузка подключена к свободной ячейке с выключателем в трансформаторной подстанции. К нагрузке идет отдельная ВЛ длиной 500 м, выполненная проводами АС-16/2,7. Результаты моделирования представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты моделирования после разделения нагрузки

Фаза	Исходные значения P_{st}, о.е.	Результаты после разделения нагрузки P_{st}, о.е.	Уменьшение, %
A	2,20017	0,9839	55,27
B	1,95375	0,6118	68,68
C	1,71315	0,6367	62,83

После разделения нагрузки значения дозы фликера в измеряемых точках уменьшились и не превышают, установленных стандартом.

2. Увеличение пропускной способности линий электропередачи.

Для увеличения пропускной способности линии выполнено увеличение сечения проводов ВЛ (табл. 3).

Как видно из таблицы, чтобы уменьшить дозу фликера во всех трех фазах, необходимо значительно увеличить сечения проводов ВЛ. Снижения показателей удалось добиться при замене проводов АС-16/2,7 на провода АС-70/11. При этом нет необходимости увеличивать сечение проводов до 90 мм^2, так как это не дает существенно бóльшего уменьшения дозы фликера по сравнению с проводами сечением 70 мм^2.

Таблица 3

Результаты моделирования после увеличения сечения проводов

Значения P_{st}, о.е., в каждой фазе	Провод АС-16/2,7	Провод АС-25/4,2	Провод АС-35/6,2	Провод АС-70/11	Провод АС-90/16
A	2,20017	1,6982	1,43	1,322	1,26
B	1,95375	1,3821	1,098	0,884	0,85
C	1,71315	1,1434	0,878	0,68	0,66

3. Увеличение мощности трансформаторов.

При увеличении мощности трансформатров не удалось уменьшить кратковременную дозу фликера до необходимых значений (табл. 4).

Таблица 4

Результаты моделирования при увеличении мощности трансформатора

Значения P_{st}, о.е., в каждой фазе	Трансформатор ТМ-160/10/0,4	Трансформатор ТМ-250/10/0,4	Трансформатор ТМ-400/10/0,4	Трансформатор ТМ-630/10/0,4
A	2,2001	2,1000	2,04	1,99
B	1,9537	1,9380	1,924	1,92
C	1,7131	1,7103	1,71	1,71

Для выбранных мероприятий проведен анализ эффективности уменьшения кратковременной дозы фликера в фазе А, так как в ней наблюдалось самое большое превышение нормативного значения (табл. 5).

Оценив проценты уменьшения показателей дозы фликера для каждого мероприятия, можно сделать вывод, что разделение резкопеременной и постоянной нагрузки – это наиболее эффективный вариант уменьшения колебаний напряжения в электрической сети.

Таблица 5

Анализ эффективности применения выбранных мероприятий

Исходное значение P_{st}, о.е., в фазе А	Мероприятия	Значения P_{st}, о.е., в фазе А после моделирования	Уменьшение, %
2,20017	Разделение нагрузки	0,9839	55,28
	Увеличение сечения проводов ВЛ	1,322	39,91
	Увеличение мощности трансформатора	1,99	9,55

Для оценки затрат и выбора наиболее экономически выгодного мероприятия необходимо учитывать некоторые особенности исследуемой электрической сети, например: на каком расстоянии от ТП находится резкопеременная нагрузка, необходима ли будет замена опор ЛЭП на новые при увеличении сечения проводов, рассматривается электрическая сеть промышленного предприятия или жилого сектора и др. Поэтому на практике анализ экономической составляющей необходимо выполнять для каждого конкретного случая с учетом всех особенностей электрической сети и с перспективой подключения новых потребителей.

Источники

1. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014. 20 с.

2. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2000. 252 с.

3. Лисицкий К.Е., Струмеляк А.В., Никифоров К.С. Выбор мероприятий для снижения фликера и оценка их эффективности // Управление качеством энергии: сб. тр. Междунар. науч.-практ. конф. М., 2014. 380 с.

4. Черных И.В. Моделирование электротенических устройств в MATLAB. SimPowerSystems и Simulink. М.: ДМК Пресс, 2007. 288 с.

УДК 621.311.42

ВОПРОС АКТУАЛИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

И.И. Бурлак[1], Д.Н. Гура[2], А.Л. Корольков[3], М.С. Пляшко[4]
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга,
Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, Пятигорск, Россия
[1]ivanburlak96@mail.ru, [2]GuraDN@ckrdu.so-ups.ru, [3] secr@ckrdu.so-ups.ru,
[4]bel-8008@yandex.ru

Проведен обзор ряда источников, по результатам которого определено количество трансформаторов, находящихся в эксплуатации более 25 лет. На основании статистики отказов трансформаторов 90-х годов и за последние 5 лет сделан вывод о необходимости более тщательного контроля технического состояния в настоящее время. Из теории

известно, что анализ вебер-амперных характеристик трансформатора может быть использован для оценки технического состояния и актуализации параметров силовых трансформаторов. В статье показано влияние изменения геометрии магнитопровода, обусловленное его старением и физическим износом, на вебер-амперные характеристики трансформатора.

Ключевые слова: силовой трансформатор, надежность, актуализация параметров, физический износ, старение оборудования, вебер-амперные характеристики, методы измерения, контроль состояния.

Мониторинг и достоверная оценка технического состояния силового оборудования производственным персоналом предприятий, осуществляющих эксплуатацию объектов ЕЭС, – залог обеспечения надёжного и эффективного функционирования электросетевого комплекса. Предмет исследования данной статьи – контроль состояния силовых трансформаторов. В силу непростой структуры силовой трансформатор является сложной электромеханической системой, что делает контроль состояния и актуализацию параметров силовых трансформаторов, затруднительной технической и технологической задачей.

Одними из важнейших факторов, влияющих на надежность трансформатора, является физический износ и старение оборудования. При этом достоверная оценка и количественный анализ этих факторов до сих пор остаются трудновыполнимой задачей. Значительное влияния на режимы работы трансформатора оказывает магнитная система, она вносит наибольшую неопределенность, в том числе оказывая влияние на надежность.

В работе [1] указано, что значительное количество силовых трансформаторов, работающих на предприятиях энергетики России, находится в эксплуатации более 25 лет, отработав установленный ГОСТ 11677-85 срок службы, который составляет 25 лет (см. таблицу).

В эксплуатации на предприятиях энергетики России находятся трансформаторы, изготовленные в соответствии с ГОСТ 11677-65, имеющие недостаточную электродинамическую стойкость к возросшим уровням токов короткого замыкания в энергосистемах. Расчетная мощность трехфазного короткого замыкания в сетях – 6–750 кВ, что в соответствие с ГОСТ 11677-85 [2] в 2,5 раза больше мощности, принятой в ГОСТ 11677-65 [3]. Удельная повреждаемость трансформаторов превышает 1 % в год, у новых она составляет около 0,2 %.

Согласно статистике отказов трансформаторов [4] за 1989 г. количество отказов по причине изменения материалов в процессе эксплуатации (физический износ) составил 17,9 % от общего количества, за 1990 г. – 16,5 %, 1991 г. – 11,3 %. Снижение количества отказов по данной причине обусловлено снижением доли отработавших заявленный срок службы фондов.

Данные по трансформаторам находящихся в эксплуатации более 25 лет

Тип трансформатора	Место эксплуатации	Количество ТР от общего числа, %
Парк силовых трансформаторов напряжением 110 кВ	Энергетические предприятия России	40
Парк блочных трансформаторов напряжением 110–500 кВ мощностью 63 МВА и более	Тепловые и гидравлические электростанции РАО «ЕЭС России»	46
Парк силовых трансформаторов, эксплуатируемых на предприятиях электрических и межсистемных сетей	Холдинг РАО «ЕЭС России»	32
Силовые трансформаторы	Подстанции ОАО «ФСК ЕЭС»	30,7

Учитывая то, что расчетный период работы трансформатора составляет 25–30 лет, вопрос мониторинга параметров силовых трансформаторов является актуальной научной задачей в наши дни, т.к. срок службы большего числа трансформаторов подошел к концу, а массовая замена старого оборудования сопряжена с большими финансовыми затратами. Это отражено в [5]. Кроме того, согласно Показателю технического состояния объектов электроэнергетики наблюдается критический уровень износа электрооборудования, за 2016–2017 гг. уровень износа составил 78 %.

Как известно из теории, вид и параметры вебер-амперной характеристики могут изменяться при появлении дефектов в обмотке или магнитной системе реактора или дросселя, поэтому ее снятие и анализ можно использовать в диагностических целях. Зависимость индуктивности от тока можно рассчитать, воспользовавшись выражением для потокосцепления Ψ через индуктивность L и мгновенное значение тока i:

$$\Psi = L \cdot i \,. \tag{1}$$

В работе [6] описан метод измерений, основанный на предварительном намагничивании реактора постоянным током с последующим шунтированием, записью кривой снижения тока и расчетом вебер-амперной характеристики по этой кривой. Метод обеспечивает приемлемую точность для реакторов с большими немагнитными зазорами, однако для трансформаторов в силу наличия замкнутой магнитной системы погрешность может составлять порядка 50 % в сторону занижения.

Эта проблема может быть решена снятием остаточной намагниченности магнитной системы трансформатора. В работе [7] описан метод измерения вебер-амперной характеристики с предварительным снятием остаточной намагниченности посредством перемагничивания магнитной системы с помощью конденсатора.

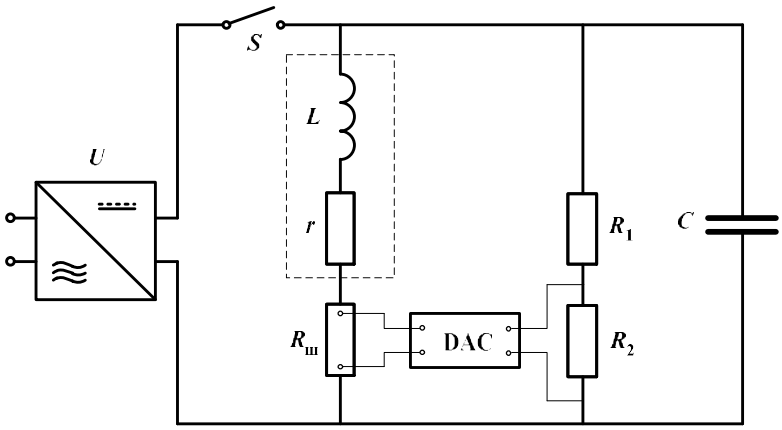


Рис. 1. Схема измерения вебер-амперной характеристики для реального трансформатора

Метод расчета потокосцепления основан на решении дифференциального уравнения цепи, представленной на рис. 1:

$$\frac{d\Psi}{dt} = u(t) - i(t)(R_{ш} + r). \tag{2}$$

Для того, чтобы установить влияние параметров магнитопровода на режимы работы трансформатора, был проведен эксперимент с применением ПТК Multisim. В эксперименте были задействованы два трансформатора (ТР1 и ТР2), один из которых имел на 5 % большую площадь сечения магнитопровода (ТР2) и модели этих трансформаторов из библиотеки Multisim (Модель 1, Модель 2).

Возможным условием при деформациях в реальном трансформаторе при ослаблении стягивающих бандажей является увеличение пощади сечения на 5 % от исходной. Расчет вебер-амперной характеристики произведен по следующему алгоритму.

1. Снятие зависимостей тока от времени при различных значениях площади сечения магнитопровода.

2. Решение дифференциального уравнения методом Эйлера для получения зависимости потокосцепления от тока $\Psi(i)$.

Произведем преобразование уравнения к виду:

$$i(t)(R_{ш} + r) = -\frac{d\Psi}{dt} \cdot \frac{di}{dt} = -L\frac{di}{dt}. \tag{3}$$

Откуда функция потокосцепления может быть рассчитана следующим образом:

$$\int_{i_0}^{i'} \frac{(R_{ш} + r) \cdot i(t)}{di/dt} di = \int_{\Psi_0}^{\Psi'} d\Psi = \Psi_0 - \Psi' = \Psi(i). \tag{4}$$

Перепишем выражение в конечных разностях и применим для интегрирования формулу прямоугольников:

$$\int_{i_0}^{i'} \frac{\left(R_{\text{ш}} + r\right) \cdot i(t)}{di/dt} di = \left(R_{\text{ш}} + r\right) \cdot \sum_{k=0}^{k'} \frac{i(t_k)}{\frac{i(t_{k+1}) - i(t_k)}{t_{k+1} - t_k}} \cdot \left(i(t_{k+1}) + i(t_k)\right), \qquad (5)$$

если $\Delta t = t_{k+1} - t_k$, то выражение примет вид:

$$\left(R_{\text{ш}} + r\right) \cdot \sum_{k=0}^{k'} i(k) \cdot \Delta t = -\Psi(k). \qquad (6)$$

В результате проведения эксперимента была получена зависимость потокосцепления от тока по методу включения толчком на постоянное напряжение. Обнаружена существенная погрешность между вебер-амперными характеристиками трансформатора с «деформированной» магнитной системой и характеристикой, рассчитанной по паспортным данными.

Из рис. 2 видно, что у трансформатора ТР1 с исходным значением площади магнитопровода и соответствующей модели трансформатора (Модель 1), вебер-амперные характеристики практически идентичны. Вебер-амперные характеристики трансформатора ТР2 с увеличенным на 5 % сечением магнитопровода и модели этого трансформатора (Модель 2) «ниже» номинальных, однако при этом между ними существует существенная погрешность, что говорит о неточности самой модели. Таким образом, низкочастотные модели трансформаторов некорректно отражают изменение геометрических параметров магнитной системы, вследствие чего необходимо исследовать применимость высокочастотных моделей для задач актуализации параметров ТР.

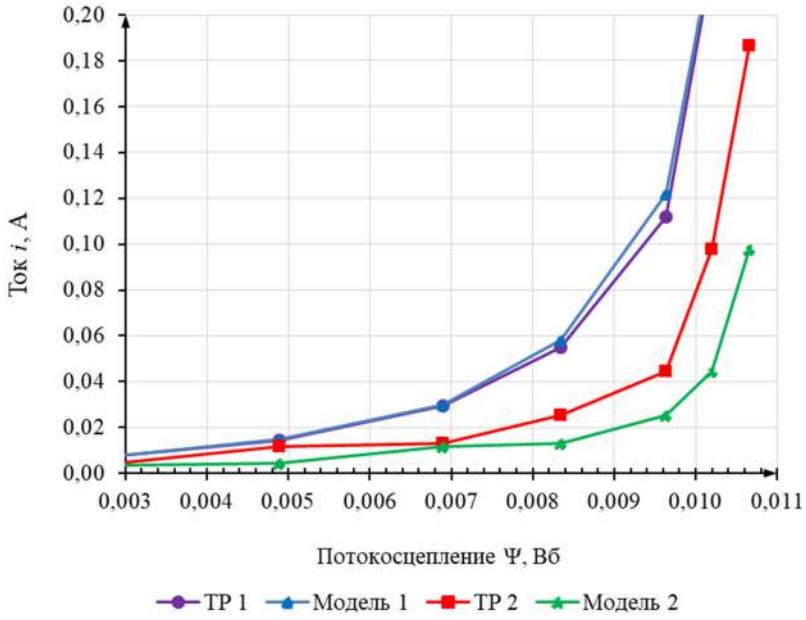


Рис. 2. Вебер-амперные характеристики трансформаторов

Источники

1. Хлыстиков А.В., Игнатьев И.В. Проблемы надежности работы силовых трансформаторов // Системы. Методы. Технологии. 2013. № 3 (19). С. 117–120.

2. ГОСТ 11677-65. Трансформаторы (автотрансформаторы) силовые. Общие технические требования. М.: ИПК Изд-во Стандартов, 1971.

3. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: ИПК Изд-во Стандартов, 1986. 38 с.

4. Макаревич Л.В., Шифрин Л.Н., Алпатов М.Е. Современные тенденции в создании и диагностике силовых трансформаторов больших мощностей // Известия РАН. Энергетика. 2008. № 1. С. 45–69.

5. Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (физический износ) [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ: сайт. URL: https://minenergo.gov.ru/node/11201 (дата обращения: 20.05.2019).

6. МЭК 60076-6:2007. Силовые трансформаторы. Часть 6. Реакторы. 246 с.

7. Арутюнов В.А., Чуев В.М. Измерение магнитных характеристик электрических реакторов, применяемых в преобразовательной технике // Электро. Электротехника, Электроэнергетика, Электротехническая Промышленность. 2015. № 1. С. 36–40.

УДК 621.311+004.896

РАЗРАБОТКА БАЗЫ ДАННЫХ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 6–10 кВ ДЛЯ САПР «ЗРУ CAD»

А.В. Варганова[1], Е.А. Панова, Т.В. Хатюшина, О.Е. Кушмиль
ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова», г. Магнитогорск, Челябинская область
[1]aleksandra-khlamova@yandex.ru

Статья содержит структуру разработанной базы данных электрооборудования 6–10 кВ, адаптированную для функционирования совместно с САПР «ЗРУ *CAD*». База данных содержит номинальные параметры оборудования, необходимые для автоматизированного выбора и проверки аппаратов и токоведуших частей; показатели надежности, предназначенные для оценки ущерба и длительности перерыва электроснабжения; габаритные размеры ячеей КРУ и КСО, необходимые для автоматизированного построения плана ЗРУ. База данных разработана с использованием средств *SQL Server* и встроена в программный пакет «ЗРУ CAD».

Ключевые слова: система автоматизированного проектирования, подстанция, закрытое распределительное устройство, база данных, электрооборудование.

Достижения современной техники позволяют ускорять процессы работы во многих областях. Широко применяются средства систем автоматизированного проектирования. САПР используются и в электроэнергетике для выбора и проверки токоведущих частей [1], проектирования электрооборудования [2], разработки низковольтных сетей [3, 4], проектирования электростанций [5, 6] и подстанций [7-8].

Проектирование подстанций, как и любых других объектов электроэнергетики, является сложной и долгой работой. Решения при проектировании, как правило, принимаются типовые, лишь в некоторых случаях требуется индивидуальный подход. С целью ускорения процесса проектирования электрической части подстанций авторами были разработаны система автоматизированного проектирования «ОРУ CAD» [8] и адаптированная к ее функционалу база данных электрооборудования 35 кВ и выше [9, 10].

Однако вопросы проектирования закрытых распределительных устройств в рамках разрабатываемой САПР еще открыты. В настоящее время ведется работа по разработке САПР «ЗРУ CAD», позволяющей осуществлять проектирование закрытых распределительных устройств 6–10 кВ понизительных подстанций. С целью повышения эффективности работы разрабатываемой САПР предусмотрена база данных электрооборудования, разработанная в *MS SQL Server* и встроенная в главное окно и функционал САПР «ЗРУ CAD».

Основными используемыми структурами базы данных являются функции извлечения и сортировки данных, отрисовки каждой схемы, поиска точки присоединения, расчета надежности.

Функции извлечения и сортировки данных следующие voidtransformator, voidVikl, voidTrToka, voidTrNapr, void OPN и др. В этих функциях происходит взаимодействие с элементами, хранящимися в разработанной базе данных (рис. 1).

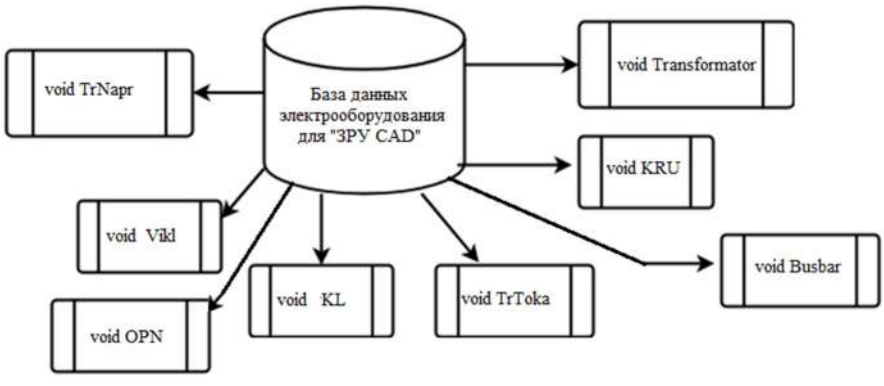


Рис. 1. Взаимодействия функций с базой данных

Функции сортировки данных на основе уже введенной пользователем информации извлекает из базы данных только нужную. Например, пользователь выбирает тип трансформатора тока, и на основе выбора происходит фильтрация его номинального тока на первичной обмотке, далее происходит выбор оставшихся номинальных параметров данного элемента. Аналогично происходит со всеми данными, которые требуется ввести.

Для каждой функциональной единицы разработаны ключевые поля для внесения, корректировки и передачи данных.

Каждая из ключевых таблиц имеет большое количество полей, которое дает максимально точное описание элемента. Например, на рис. 2 представлен фрагмент таблицы «Выключатели».

Column Name	Data Type	Allow Nulls
ID_выключателя	int	☐
[Завод-изготовитель]	int	☑
Изолирующая_среда	varchar(MAX)	☑
Тип	int	☑
Климатическое_исполнение	int	☑
Категория_размещения	int	☑
Номинальное_напряжение	int	☑
Наибольшее_рабочее_напряжение	int	☑
Номинальный_ток	float	☑
Номинальный_ток_отключения	float	☑
Номинальный_ток_включения	float	☑
Ток_термической_стойкости	float	☑
Допустимое_время_действия_тока_термической_стойкости	float	☑
Полное_время_отключения	float	☑
Цена	money	☑
ω	float	☑
Тв	float	☑

Рис. 2. Поля таблицы «Выключатели»

Каждая таблица имеет первичные ключи (например, ID_выключателя), которые позволяют организовать связь таблиц друг с другом (каждая ключевая таблица связана, по средствам вторичных ключей, с таблицей названия своего типа, заводом-изготовителем, климатическим исполнением и категорией размещения), пример представлен на рис. 3.

Разработанная база данных позволит ускорить процесс проектирования ЗРУ понизительных подстанций, а также формировать пакет проектной документации.

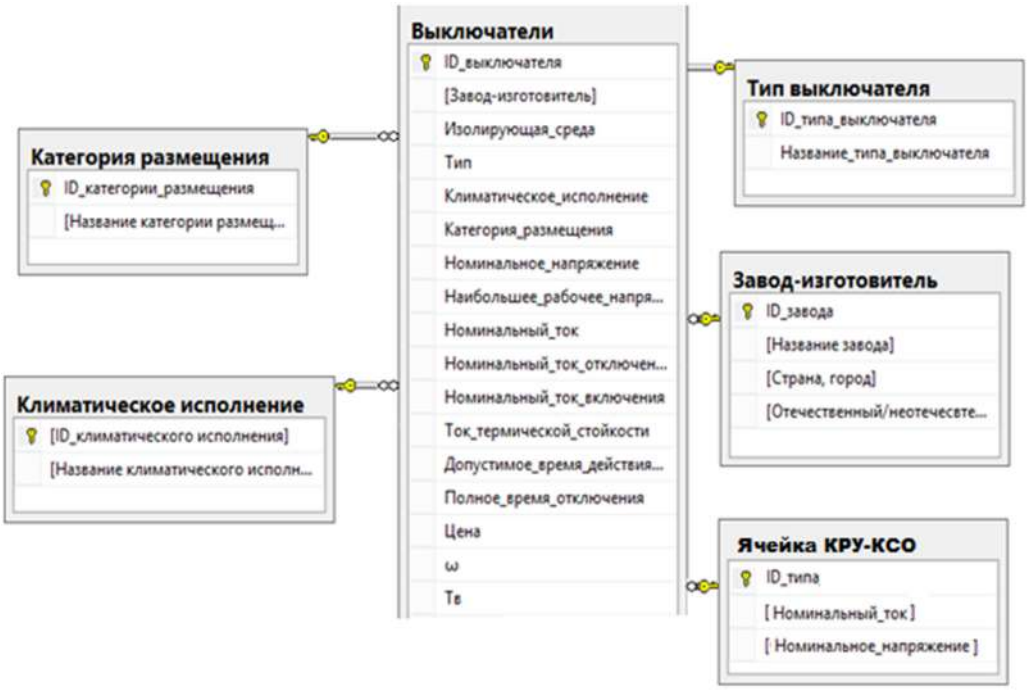


Рис. 3. Отношения таблицы «Выключатели»

Работа выполняется при поддержке гранта Президента РФ для молодых ученых - кандидатов наук МК-939.2019.8.

Источники

1. Елисеев Д.С. Алгоритмы САПР для выбора проводов и кабелей. Волгоград: Волгоградский государственный аграрный университет, 2012. 184 с.

2. Трофимович И.В., Тихонов А.И. Разработка САПР трансформаторов с параметрической генерацией конструкторской и технологической документацией // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XVIII Бенардосовские чтения): матер. Междунар. науч.-техн. конф. Иваново, 2015. С. 204–208.

3. Алферов А.А., Дробов А.В., Галушко В.Н. Автоматизированный выбор элементов и решение задач при проектировании систем электроснабжения напряжением до 1 кВ // Агротехника и энергообеспечение, 2017. Т. 1, № 14 (1). С. 84–92.

4. Бершадский И.А., Ковалев А.П., Згарбул А.В. Разработка САПР для проектирования электроснабжения цеха на напряжении 0,4 кВ // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2015. № 4. С. 47–52.

5. Puttgen H. B. and Jansen J. F. An expert system for the design of a power plant electrical auxiliary system // IEEE Transactions on Power Systems. 1988. Vol. 3, № 1. Pp. 254–261.

6. Sărăcin C.G., Sărăcin M. Computer aided design of the electric power source of a water treatment station // 8th International Symposium On Advanced Topics In Electrical Engineering. Bucharest, 2013. Pp. 1–4.

7. Панова Е.А., Варганова А.В. Алгоритм автоматизированного выбора схем электрических соединений открытых распределительных устройств напряжением 35–750 кВ в САПР «ОРУ CAD» // Вестник Южно-Уральского государственного университета. 2018. Т. 18, № 3. С. 52–60. (Сер. «Энергетика»).

8. ОРУ CAD: свид. о рег. программы для ЭВМ 2018660517 Рос. Федерация; заявл. 30.07.2018; опубл. 23.08.2018.

9. Разработка базы данных электрооборудования 35–220 кВ для САПР «ОРУ CAD» / А.В. Варганова [и др.] // Электротехнические системы и комплексы. 2018. № 2 (39). С. 28–33.

10. Электрооборудование распределительных устройств 35–220 кВ к САПР «ОРУ CAD»: свид. о рег. БД 2018621358 Рос. Федерация; заявл. 30.07.2018; опубл. 23.08.2018.

УДК 621.316

МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

О.В. Воркунов[1], Л.Ф. Загидуллина[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]vorcunov_oleg@mail.ru, [2] zagidullina167@mail.ru

В данной статье рассмотрены наиболее эффективные методы контроля состояния кабельных линий и реализация этих методов в системе мониторинга «КМК-500» (комплексный мониторинг кабельных линий), который предназначен для непрерывного диагностического контроля технического состояния кабельных линий среднего и высокого напряжений.

Ключевые слова: электроснабжение, кабельная линия, контроль состояния кабельных линий, шкаф мониторинга, изоляция, определение мест повреждения, режим работы линии, постоянный мониторинг.

Основа надёжного электроснабжения потребителей электрической энергией – безаварийная работа кабельных линий. Качественное электроснабжение потребителей городских сетей и промышленных предприятий зависит от принятых на стадии проектирования современных технологических решений и использования новейшей кабельной арматуры, от профессиональной прокладки кабелей и строгого соблюдения всех требований при эксплуатации кабельных линий.

Несмотря на увеличение качества изоляции кабельных линий, нельзя исключать их повреждения. Более того, удельное количество повреждений – достаточно устойчивая характеристика определённого класса электрических сетей.

Определение мест повреждения (ОМП) – наиболее тяжелая, а часто и одна из самых длительных технологических операций по исправлению повреждённого элемента сети.

Затраты средств на ОМП составляют большую часть эксплуатационных издержек в электросетях. Доля же капитальных затрат на устройства для ОМП в общих капитальных затратах относительно мала. Внесение прогрессивных методов и средств ОМП даёт существенный экономический эффект. Он складывается из своевременного обнаружения слабых мест в кабельных линиях путём проведения профилактических высоковольтных испытаний, сокращения перерывов электроснабжения, уменьшения объёмов ремонтных работ и снижения расходов на земляные работы в летний период времени. Совокупность операций по поиску повреждений и возобновление работоспособности кабельной линии рассматривается как единая взаимосвязанная система [1].

Уменьшение аварийности работы кабельных линий может произойти только за счет внедрения в эксплуатацию систем непрерывного мониторинга, которые могут осуществлять контроль состояния изоляции кабельных линий в режиме реального времени. И именно такие системы могут вовремя выявлять быстро развивающиеся дефекты на самых начальных стадиях, тем самым оперативно устранять всевозможные аварийные ситуации с высоковольтными кабельными линиями.

Целью исследования является определение наиболее эффективного метода контроля состояния кабельных линий и реализация этих методов в системе мониторинга «КМК-500» (комплексный мониторинг кабельных линий), который предназначен для непрерывного диагностического контроля технического состояния высоковольтных кабельных линий.

Существует три взаимодополняющих методов контроля состояния кабельной линии под рабочим напряжением:

– метод контроля и мониторинга технического состояния кабельной линии на основе непрерывного измерения продольного профиля температуры кабельной линии с использованием встроенных оптических линий;

– метод оперативного контроля и мониторинга технического состояния кабельной линии на основе измерения и анализа частичных разрядов в изоляции муфт и кабеля;

– метод контроля емкостных токов утечки в экранах кабельных линий, позволяющий контролировать наличие повреждений оболочки кабельных линий [2].

Каждый перечисленный метод контроля состояния высоковольтных кабельных линий под рабочим напряжением имеет свои достоинства недостатки и рассчитан для решения разнообразных диагностических задач. Точнейшие технико-экономические результаты при проведении мониторинга высоковольтных кабельных линий могут быть получены при комплексном использовании всех вышеназванных диагностических методов. Технически и алгоритмически оборудование для реализации этих методов интегрировано в комплексной системе мониторинга марки «КМК-500».

Главной особенностью этой системы является то, что оперативный контроль состояния кабельных линий (КЛ) ведется с использованием нескольких типов датчиков и регистрирующей аппаратуры, а анализ технического состояния КЛ осуществляется на основе комплексного сравнения результатов работы всего диагностического оборудования:

– контроль режимов работы линии на основании анализа профиля температуры с использованием встроенных оптоволоконных датчиков;

– контроль состояния кабеля по результатам измерения частичных разрядов с использованием высокочастотных трансформаторов тока;

– контроль состояния концевых и соединительных муфт по частичным разрядам при помощи акустических датчиков;

– регистрация и анализ емкостных токов утечки и уравнительных токов в экранах кабельной линии, контроль токов утечки через повреждения оболочки [3].

Система «КМК-500» может состоять из различных измерительных и диагностических оборудований и первичных датчиков, производимых различными фирмами. Конкретный выбор диагностического оборудования формируется конкретными особенностями контролируемой кабельной линии и требованиями технического задания на систему мониторинга.

Гибкая организация технических и программных средств заложенная в систему мониторинга марки «КМК-500», в наибольшей мере соответствует оптимальному техническому и экономическому решению диагностических задач, которые возникли в процессе мониторинга высоковольтных кабельных линий, позволяет использовать технические решения различной функциональности и стоимости.

В стандартной, наиболее полной конфигурации технических средств система мониторинга марки «КМК-500» комплектуется следующим диагностическим оборудованием:

1) системы контроля температуры кабельной линии (при помощи встроенного оптического волокна) марки «ASTRO», производителем которой является отечественная фирма «Инверсия–Сенсор». Эта новейшая высокотехнологическая система мониторинга позволяет оценивать температурный режим работы кабельной линии и определять зоны кабеля с повышенным нагревом;

2) для нахождения дефектов в изоляции кабеля и муфт по частичным разрядам на начальных стадиях их возникновения и развития, определение типа и опасности выявленного дефекта, оперативного проведения локации места возникновения дефектов, в системе «КМК-500» используются различные диагностические приборы производства отечественной фирмы «DIMRUS». Это приборы марок:

– «CDM», «CDU» – приборы контроля состояния изоляции кабельных линий до 35 кВ, подключенные к одному КРУ или кабельной сборке;

– «CDR» – прибор контроля состояния кабельных линий до 500 кВ по уровню и распределению частичных разрядов;

– «ADM» – прибор, предназначенный для контроля состояния изоляции концевых и соединительных муфт при помощи контактных акустических датчиков;

– «CSM» – прибор, предназначенный для комплексного контроля наиболее ответственных муфт, находящихся в критическом состоянии;

– «CLM» – прибор оперативного контроля токов утечки и поиска повреждений оболочек кабелей. Для длинных кабельных линий, в которых диагностика повреждений оболочки затруднена, в «КМК-500» используются регистраторы переменных токов и напряжений типа «ПАРМА».

Если расстояние от шкафа мониторинга «КМК-500/1» до контролируемой кабельной линии достаточно велико, более нескольких десятков метров, то все измерительные приборы контроля и мониторинга, с целью

уменьшения длины сигнальных кабелей и снижения общего уровня наведенных помех, монтируются в дополнительном шкафу мониторинга марки «КМК-500/2». Локальный шкаф системы марки «КМК-500/2» всегда устанавливается в начале для длинных линий и в конце контролируемой кабельной линии, рядом с концевыми муфтами кабельной линии. Промежуточный шкаф системы мониторинга марки «КМК-500/3» используется для контроля состояния соединительных муфт и смежных с ними участков кабельной линии. Шкаф монтируется непосредственно на линии рядом с контролируемыми муфтами [4].

Таким образом, можем сделать выводы, что:

1. Непрерывный мониторинг кабельной линии осуществляет контроль режимов работы линии по температуре и токам в экране.

2. Время формирования дефектов в кабеле из сшитого полиэтилена (СПЭ) сравнительно невелико, поэтому только постоянный мониторинг способствует своевременному обнаружению опасных дефектов в кабельных линиях.

3. Применение систем мониторинга препятствует внезапному возникновению аварийных режимов.

4. При помощи встроенной системы технического состояния происходит минимизация затрат на эксплуатацию контролируемой кабельной линии.

Источники

1. Эксплуатация систем электроснабжения [Электронный ресурс]. URL: http://www.mini-soft.ru/document/ekspluataciya-sistem-elektrosnabzheniya (дата обращения: 24.06.2019).

2. Организация мониторинга технического состояния высоковольтных кабельных линий [Электронный ресурс] // DIMRUS: Диагностические решения в энергетике. Режим доступа: https://dimrus.ru/texts/cablesm.html (дата обращения: 24.06.2019)

3. Оперативный контроль технического состояния высоковольтных кабельных линий / С.В. Белковский [и др.] // Энергоэксперт. 2015. № 3. С. 67–68.

4. Техническое задание по внедрению системы онлайн мониторинга частичных разрядов в изоляции кабелей и кабельной арматуры для существующих кабельных линий от ПС 110 кВ «Центральная» до ПС 110 кВ «Восточная», ОАО «Сетевая компания». Казань, 2018–2019.

УДК 621-313.3

АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ С КОРРЕКЦИЕЙ УСТАВОК ОТ ВЕЛИЧИНЫ СОЛНЕЧНОЙ РАДИАЦИИ

Гафуров А.Р., Хаков Л.И.
АО «Системный оператор Единой энергетической системы»,
г. Казань
azat4444@gmail.com, khakovli@yandex.ru

Вопрос полного использования имеющихся ресурсов в постоянно развивающейся энергосистеме был актуален всегда. Одним из компонентов электрической сети, предназначенной для передачи электроэнергии, являются линии электропередач. Для эффективного использования всего ресурса линий электропередач необходимо соблюдать определённые параметры в некоторых допустимых пределах. Одним из способов контроля и защиты линий от перегрузки является автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО). В данной работе рассмотрены некоторые факторы, влияющие на нагрев линий электропередач.

Ключевые слова: АОПО, токовая нагрузка, солнечная радиация, температура, линия электропередач.

В ЕЭС России на данный момент используется традиционное АОПО с сезонной группой уставок, или АОПО с контролем температуры окружающего воздуха, однако следует учитывать нагрев ЛЭП и от солнечной радиации с целью исключения излишнего срабатывания АОПО и, как следствие, использование всего имеющегося ресурса оборудования.

При оценке влияния солнечной радиации приходится учитывать много факторов, таких как:

– время года, т.к. земная ось отклонена от перпендикуляра к плоскости орбиты на 23°, угол падения солнечных лучей в зависимости от положения земли на орбите меняется, а также изменяется продолжительность светового дня;

– географическая широта, в южных районах влияние солнечной радиации выше, чем в северных, а также выше средняя температура и, соответственно, эффективность метода с учётом солнечной радиации;

– погодные условия, в пасмурную погоду влияние солнечной радиации минимально, а количество пасмурных дней в году в некоторых регионах весьма внушительное, это могут быть как и короткие по продолжительности во времени, так и длительные снижения освещённости;

– влияние рельефа, т.к. линии электропередач зачастую проходят по пересеченной местности, трудно дать оценку влиянию рельефа, в данной работе это не учитывалось.

Согласно [1] были проведены расчёты допустимых токов для различных линий с учётом солнечной радиации и без учёта солнечной радиации. Например, для марки провода АС – 240/32 разница длительно допустимого тока при температуре наружного воздуха 25 °С составляет 64 А, что составляет 10,2 % уставки (рис. 1).

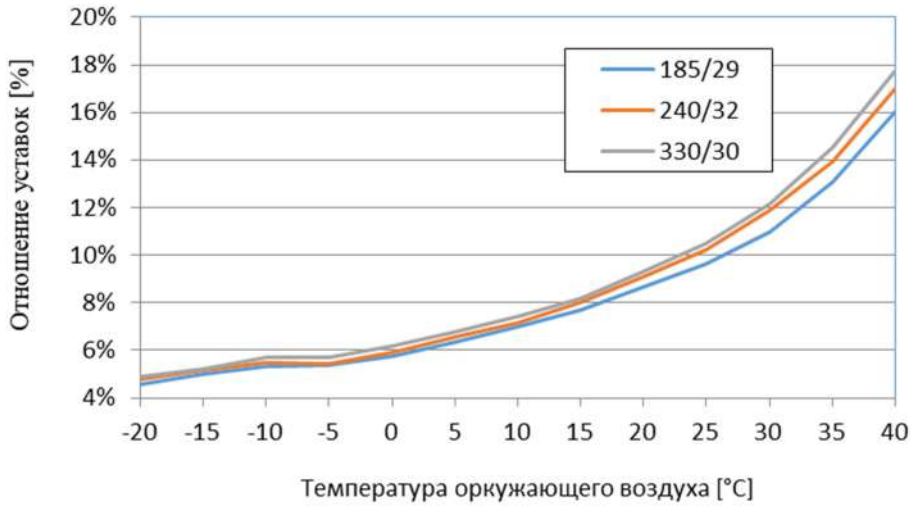


Рис. 1. Значение корректировки уставки от солнечной радиации

В связи с вышеперечисленными факторами, влияющими на нагрев ЛЭП, рассматриваются следующие оптимальные решения.

Первое решение заключается в использовании уже имеющихся метеорологических будок на подстанциях и добавления к ним датчиков освещённости. Это позволяет учитывать изменение естественной освещённости не только в дневное и ночное время, а так же и в пасмурную погоду. После прохождения грозового фронта нередки отключения линий электропередач, и, как следствие, перетоки по некоторым оставшимся линиям могут возрасти, использование всего ресурса линии становится крайне необходимым при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального электроэнергетического режима. Если учесть статистические данные по количеству солнечных и пасмурных дней в году, то становится очевидным, что данный метод благоприятен в регионах с преобладающей пасмурной погодой. Однако у этого способа есть существенный недостаток: при использовании датчика на одном конце протяженной линии может сложиться ситуация, когда подстанция с установленным датчиком уже находится в тени грозовых облаков, а остальная часть линии находится под воздействием солнечных лучей. В таком случае фактическое значение температуры участка линии может превышать измеряемые датчиком, и линия может потерять свои механические свойства. В связи с этим целесообразно использовать данный метод для коротких линий.

Также следует принять во внимание, что проводнику требуется время на поглощение и рассеивание тепла от солнечной радиации. Для этой особенности необходимо добавлять выдержку по времени. Это исключит слишком частые изменения уставки при кратковременном изменении освещённости.

Экономические затраты минимальные: шкаф цифрового преобразования данных о температуре окружающей среды в цифровой формат стандарта IEC 61850-8-1 GOOSE для организации единства измерений и учета температуры во всех шкафах ПА с функцией АОПО с контролем температуры окружающего воздуха на объекте уже имеется, затраты заключаются лишь в стоимости датчика и монтажных работах, а также доработки программного обеспечения.

Второе решение – использование уставок в зависимости от времени суток, времени года и географического положения линий электропередач. Используя данные метеослужб для каждой линии, можно определять уставки, а именно время захода и восхода солнца для каждого промежутка календарного дня с последующим объединением в декады для упрощения задания уставок. На рис. 2 изображено отношение использования «ночной» (тёмный участок) и «дневной» (светлый участок) уставки на протяжении всего года.

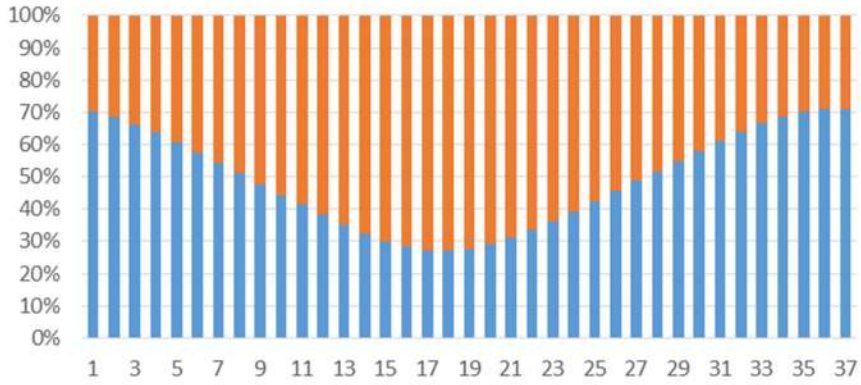


Рис. 2. Наглядное представление отношения дневных и ночных уставок

Однако в отличие от «первого решения» возможности корректировать уставки от погодных условий нет, и данный метод несовершенен в регионах с преобладающей пасмурной погодой, он больше подходит для протяжённых линий и линий с большими перетоками в ночное время суток.

Экономические вложения в этом случае практически отсутствуют, так как необходимо лишь рассчитать уставки и доработать программное обеспечение терминалов.

Предложенные два способа модернизации АОПО дают возможность выбирать для каждой линии оптимальный вариант исполнения автоматики, они позволяют добиться более гибкой работы АОПО и увеличить надёжность схемы электрической сети.

Источники

1. СТО 56947007-29.240.55.143-2013 Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. М., 2013. 67 с.

2. Сервис точного времени по всему миру [Электронный ресурс]. URL: http://ru.365.wiki (дата обращения: 11.09.2019).

3. СТО 59012820.29.020.002-2018. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования. М., 2018. 27 с.

УДК 621.316

МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ

Э.С. Гизатуллин[1], О.В. Воркунов[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]dr.polemika@yandex.ru, [2]vorcunov_oleg@mail.ru

Данная статья посвящена анализу недостатков вакуумных выключателей. При коммутации ими индуктивных токов возникают перенапряжения, вызванные срезом тока до его перехода через нуль, вследствие чего это может привести к пробою изоляции электрооборудования. Реализовывается методика расчета возможной величины перенапряжения на основе возможностей современных универсальных программных комплексов.

Ключевые слова: вакуумный выключатель, коммутационные перенапряжения, срез тока, электрическая прочность, пробой, программное обеспечение, ОПН (ограничители перенапряжения).

Вакуумные выключатели (ВВ) на сегодняшний являются достаточно востребованным оборудованием в сетях средних классов напряжения. ВВ как относительно новый вид коммутационного оборудования требуют повышенного внимания со стороны производителей и эксплуатации, поскольку для них свойственны специфические переходные процессы, которые не наблюдаются в других типах выключателей [1]. Дуга в вакууме способна к быстрому распаду благодаря свойствам данной среды, но из этого

вытекает и то, что в некоторых случаях это чревато возникновением опасных коммутационных перенапряжений [2]. С самого начала использования данных типов выключателей наблюдалось повреждение коммутируемого ими оборудования.

Рассмотрим влияние 3-х главных характеристик [3].

1. Ток среза – это величина тока, которую выключатель способен самопроизвольно оборвать, погасив дугу и не дожидаясь момента перехода переменного тока через нулевое значение. Перенапряжения возникают при отключении индуктивных элементов, например, таких как реакторы, трансформаторы. Происходит же это в результате мгновенного обрыва тока, потому как индуктивность препятствует скачкообразному изменению.

2. Скорость восстановления электрической прочности определяет количество пробоев промежутка между контактами, которые могут возникнуть при коммутации. Промежуток должен выдержать возникающее напряжение после гашения дуги в момент отключения присоединения, иначе произойдет пробой вследствие недостаточной скорости восстановления прочности промежутка, что может привести к повторному зажиганию дуги.

3. Критическая скорость подхода тока к нулю является также тем параметром, который определяет число пробоев межконтактного промежутка. Характеризует способность выключателя гасить токи той или иной частоты.

Для наглядности рассмотрим частный случай отключения трехфазного присоединения, тем самым покажем, к чему может привести способность вакуумного выключателя гасить токи практически любой частоты.

Была получена команда на отключение фазы «А», где ток промышленной частоты был близок к нулевому значению синусоиды. В результате переходных процессов, связанных с гашением дуги в фазе «А», в фазах «В» и «С» возникли токи более высокой частоты, наложенные на ток промышленной частоты, и образовался неполнофазный режим питания присоединений. Вакуумный выключатель за счёт реакции на данные токи погасит дугу в этих фазах практически сразу. Связано это с тем, что он может среагировать на высокочастотные составляющие и погасить ток в один из нулей суммарного тока, имеющего и частоту 50 Гц и более [3], и следует отметить, что таких нулей может быть много. При этом гашение дуги произошло при малом ходе расходящихся контактов, то есть предельно быстро. Это чревато тем, что между контактами еще нет достаточной прочности, что может повлечь за собой повторный пробой.

В энергетической отрасли, где промышленная частота тока составляет 50 Гц, способность вакуумного выключателя гасить токи практически любой частоты является излишней, так как порождает, как говорилось ранее, коммутационные перенапряжения.

Рассмотрим методику расчета величины перенапряжения.

Для оценки возможной величины рассмотрим процесс отключения вакуумным выключателем фидера, питающего двигатель через кабель (см. рисунок) [4].

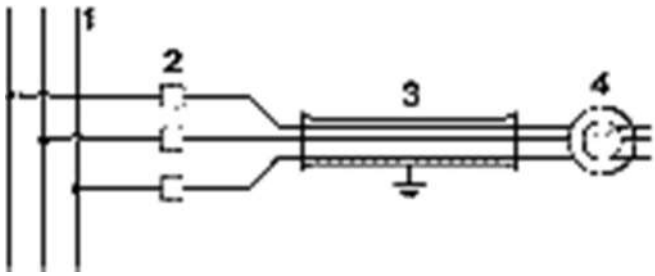


Схема фидера, питающего асинхронный двигатель: *1* – шины; *2* – вакуумный выключатель; *3* – кабель; *4* – двигатель

Расчет требует учета множества параметров, которые затруднительно оценить без применения специализированных программ, в качестве которых наиболее оптимальными являются Matlab, Labview, а также использование возможностей программирования с использованием MS Office.

Сама же методика предполагает расчет величины энергии, запасенной в элементах присоединения (кабеле и двигателе), непосредственно в моменты времени до и после перехода тока через нуль с дальнейшим их отождествлением:

$$W = \frac{cU_{\max}^2}{2} = \frac{cU_{\text{m}}^2}{2}\left[\cos^2 \omega t + \left(\frac{\omega_0}{\omega}\right)^2 \sin^2 \omega t\right], \qquad (1)$$

где c – электрическая ёмкость кабеля; $U_{\max}$ – максимум перенапряжения; U_m – амплитуда номинального напряжения; ω – угловая частота сети; ω_0 – собственная частота колебательного контура, образовавшегося в момент отключения выключателя.

Конечная форма для анализа величины перенапряжения выглядит данным образом:

$$\frac{U_{\max}}{U_{\text{m}}} = \sqrt{\left[\cos^2 \omega t + \left(\frac{\omega_0}{\omega}\right)^2 \sin^2 \omega t\right]}. \qquad (2)$$

При отключении данным типом выключателей пусковых токов возможны перенапряжения ещё больших значений, так как при этом индуктивность двигателя в 5–7 раз меньше и, следовательно, собственные частоты могут оказаться в 2,2–2,6 раз больше. Таким образом, необходимо обеспечить защиту изоляции от такого рода перенапряжений. Другими словами, они должны быть ограничены. Для ограничения таких перенапряжений преимущественно совершенным способом, который обеспечивает надежную защиту изоляции двигателей и кабелей, является установка нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) [4]. Их подключение производится между фазой и землей со стороны коммутируемого оборудования или же в начале кабеля в ячейке КРУ. Значение уровня ограничения коммутационных перенапряжений составляет (1,8–2) $U_{ном}$.

Источники

1 Базавлук А.А., Бакиров А.Р., Шкитов Д.А. Исследование перенапряжений при коммутациях вакуумных выключателей // горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2011. № S4. С. 265–279.

2. Защита КЛ от перенапряжений // Кабель NEWS. Журнал для специалистов электротехнической отрасли. 2014. № 4. С. 15–19.

3. Эксплуатация вакуумных выключателей // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2016. № 1.

4. Теория применения ОПН для ограничения перенапряжений // Новости электротехники. 2001. № 6 (12).

УДК 621-315.2

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ LABVIEW

А.Ф. Гималетдинов[1], О.В. Воркунов[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]gimaletdinov2010@yandex.ru, [2]vorcunov_oleg@mail.ru

Создан алгоритм для расчета параметров кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена, предназначенным для передачи электрической энергии в трехфазных системах при номинальном напряжении переменного тока 64/110 кВ, 127/220 кВ, 190/330 кВ и 290/500 кВ, частотой 50–60 Гц, сечением медных и алюминиевых жил 185–2500 мм^2. Реализован механизм выбора условий прокладки КЛ и исходных параметров КЛ

в LabVIEW. Применение универсальных программных комплексов, таких как LabVIEW, позволяет создать программу для расчета сечения токопроводящей жилы и сечения экрана силового кабеля.

Ключевые слова: кабельная линия, проектирование, LabVIEW, сечение, экран, токовая нагрузка, коэффициент.

На сегодняшний день задача расчета сечения токопроводящей жилы и сечения экрана кабеля в кабельной линии является актуальной в области проектирования высоковольтных линий электропередач. Высоковольтный кабель является самым дорогим компонентом в протяженных кабельных линиях, и выбор его оптимального сечения – это одна из важнейших задач проектирования ЛЭП [1]. Трасса кабельной линии должна выбираться с учетом наименьшего расхода кабеля, обеспечения его сохранности при механических воздействиях, обеспечения защиты оболочки от химического воздействия, вибрации, перегрева и от повреждений соседних кабелей электрической дугой при возникновении КЗ на одном из кабелей. Поэтому точный расчет сечения токопроводящей жилы и сечения экрана кабеля необходим для решения как экономических вопросов при закладке кабеля в проект, так и для надежности и эффективности электропередачи будущей ЛЭП. На данный момент расчеты по выбору сечения кабеля производятся на специализированных программных обеспечениях, например канадская программа «CYMCAP». К сожалению, подобные программы носят коммерциализированный характер, что осложняет их использование в учебном процессе.

Для проектирования кабельных ЛЭП и расчета сечения кабеля основными параметрами являются условия прокладки кабелей, токи короткого замыкания, параметры передаваемой электроэнергии, материал токопроводящей жилы и др. [2]. Исходя из данных показателей, рассчитываются характеристики силового кабеля. Подобный расчет легче всего осуществлять с помощью персонального компьютера.

Авторами ведется разработка программного обеспечения на основе современной среды графического программирования LabVIEW. Преимущества LabVIEW перед другими языками программирования следующие:

– LabVIEW реализует концепцию графического программирования G, поэтому исходный код представляет собой блок-диаграмму, которая затем компилируется в машинный код, что значительно облегчает разработку приложений [3];

– фирма NI (National Instruments) – разработчик программного комплекса LabVIEW выпускает аппаратные модули, построенные на различных платформах, таких как USB или PXI, позволяющие подключать различные измерительные преобразователи, обеспечивая согласование сигналов получаемых с датчиков с нужными программными интерфейсами [3].

Созданная в программном комплексе LabVIEW программа позволяет проводить расчет сечения токопроводящей жилы и сечения экрана согласно исходным данным. Исходными данными для выбора кабеля являются расчетный ток, номинальное напряжение, поправочные коэффициенты для расчета длительно допустимого тока от условий прокладки кабеля как на всем протяжении ЛЭП, так и на конкретном участке [4]. Расчет номинального сечения токопроводящей жилы кабеля с использованием поправочных коэффициентов рассматривается как первый шаг выбора конструкции кабеля [5]. После ориентировочного выбора конструкции кабеля проводится уточняющий тепловой расчет эксплуатации КЛ с учетом всех факторов (которые могут не учитывать поправочные коэффициенты), определяющих температурный режим кабеля [6]. В общем случае длительно допустимый ток (А) кабеля рассчитывается по формуле:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\Theta - W_d(0{,}5T_1 + T_2 + T_3 + T_4)}{RT_1 + R(1+\lambda_1)T_2 + R(1+\lambda_1+\lambda_2)(T_3+T_4)}},$$

где $\Delta\Theta$– разница температур между токоведущей жилой и окружающей средой, °С; W_d – диэлектрические потери на единицу длины, Вт/м; T_1 – тепловое сопротивление между жилой и металлическим экраном, $(°С \cdot м)/Вт$; T_2 – тепловое сопротивление между металлическим экраном (оболочкой) и броней, $(°С \cdot м)/Вт$; T_3 – тепловое сопротивление наружного покрова, $(°С \cdot м)/Вт$; T_4 – тепловое сопротивление окружающей кабель среды, °С м/Вт (для земли эта величина обусловлена процессом теплопроводности, а для воздуха – процессом конвекции и излучения); R – электрическое сопротивление токопроводящей жилы переменному току при максимально допустимой температуре жилы, Ом/м; λ_1, λ_2 – отношение общих потерь в металлических экранах и броне к сумме потерь в токопроводящих жилах [5].

Программой также предусмотрен выбор сечения кабеля по экономической плотности тока, термической стойкости, потере напряжения. Аналогичные расчеты подразумеваются и для расчета сечения экрана

кабеля. Данная программа позволяет в реальном времени осуществлять расчет оптимального сечения жилы и экрана для участков одной ЛЭП с разными условиями прокладки, выводить графически характеристику (диаграмму) проектируемой ЛЭП в виде проблемных участков на трассе с ухудшающими условиями прокладки кабеля, а также выводить данные в цифровом преставлении с возможностью сохранения в файл [3].

Основу модели прибора составляют математические формулы, позволяющие рассчитать основные параметры кабеля, оценить возникающие потери мощности в зависимости от внешних факторов, а так же выбрать необходимые условия его прокладки.

В целом, для повышения пропускной способности КЛ в зависимости от передаваемой мощности и длины КЛ, сечения и материала токопроводящей жилы и металлического экрана, способа прокладки КЛ, взаимного расположения отдельных кабелей и цепей КЛ, термического сопротивления окружающей кабель среды и условий теплоотвода следует применять специальные схемы соединения металлических экранов, позволяющие снизить нетехнологические потери в них и, как следствие, улучшить температурный режим эксплуатации кабельной конструкции. Данный программный комплекс включает в себя выбор схемы соединения экранов, количество циклов возможной транспозиции экранов кабелей, от которых зависят электрические потери и наводимое напряжение на экране при коротких замыканиях [7].

Таким образом, применение универсальных программных комплексов позволяет сформировать новый подход к разработке проектных документаций, оптимизировать временные затраты, производить прогнозирование при проектировании линий электропередач. Вычислительный комплекс на базе LabVIEW позволяет не только получать численные результаты расчетов, но и визуализировать выходные данные в удобной для пользователя форме.

Источники

1. Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети. СПб.: Издательство Сизова М.П., 2004. 304 с.

2. Инструкция по выбору, эксплуатации и техническому обслуживанию кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110–500 кВ. ООО «Таткабель», 2018.

3. Вводный курс [Электронный ресурс]. URL: fttp://ftp.ni.com/pub/branches/russia/software/labview_8.5.pdf (дата обращения 05.06.2019).

4. ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009 Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100%-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения [Электронный ресурс]. М.: Стандартинформ, 2009. URL: https://dokipedia.ru/document/5140252 (дата обращения: 05.06.2019).

5. Дмитриев М.В. Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6–500 кВ. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. 154 с.

6. Тодирка С.Н., Попов Л.В., Пельтцер В.Б Расчет термической стойкости экранов одножильных кабелей 10 кВ с полиэтиленовой изоляцией // Энергетик. 2002. № 4. С. 30–31.

7. СТО 56947007-29.060.20.071-2011 Силовые кабельные линии напряжением 110–500 кВ. Условия создания. Нормы и требования. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2011. 125 с.

УДК 621-311

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

М.П. Горячев[1], Д.А. Иванов[2], М.Ф. Садыков[3], Д.А. Ярославский[4], В.А. Тюрин[5]
[1,2,3,4]ФГБОУ ВО «КГЭУ», [5]ФГАОУ ВО «КФУ», г. Казань
[1]goryachev91@mail.ru

В статье описана разработанная система автоматизированного мониторинга технического состояния воздушных линий электропередачи. Описаны состав данной системы и её функциональные возможности. Представлено строение устройства контроля. Описаны способы его питания и контролируемые параметры.

Ключевые слова: мониторинг технического состояния ВЛ, воздушная линия электропередачи, интеллектуальные ВЛ.

Передача электрической энергии от электростанций или подстанций к потребителю осуществляется по линиям электропередачи (преимущественно воздушным), которые являются частью электрической системы. Воздушной линией электропередачи (ВЛ) называется устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и закрепленным с помощью изоляторов и линейной арматуры к опорам.

Общая протяжённость ВЛ в Российской Федерации составляет свыше 2,8 млн км [1]. Ситуация с поддержанием электросетевого хозяйства в работоспособном состоянии усугубляется тем, что уровень износа обору-

дования достигает 70 % [2]. В связи со значительным износом оборудования, ростом потребления электроэнергии и вводом в строй новых участков ВЛ повышается необходимость контроля состояния ВЛ и прогнозирования возможных аварийных ситуаций. Для решения поставленных задач в ФГБОУ ВО «КГЭУ» разработана система автоматизированного мониторинга технического состояния ВЛ в режиме реального времени.

Система автоматизированного мониторинга технического состояния ВЛ состоит из специального набора аппаратно-метрологических средств (устройств контроля) и специализированного программного обеспечения (ПО).

Устройства контроля устанавливаются на проводе [3]. Установка устройств в каждом пролёте от анкерной опоры до анкерной позволяет учитывать перетяжку провода между соседними пролётами. Установленное устройство контроля показано на рис. 1 (ВЛ 6 кВ).

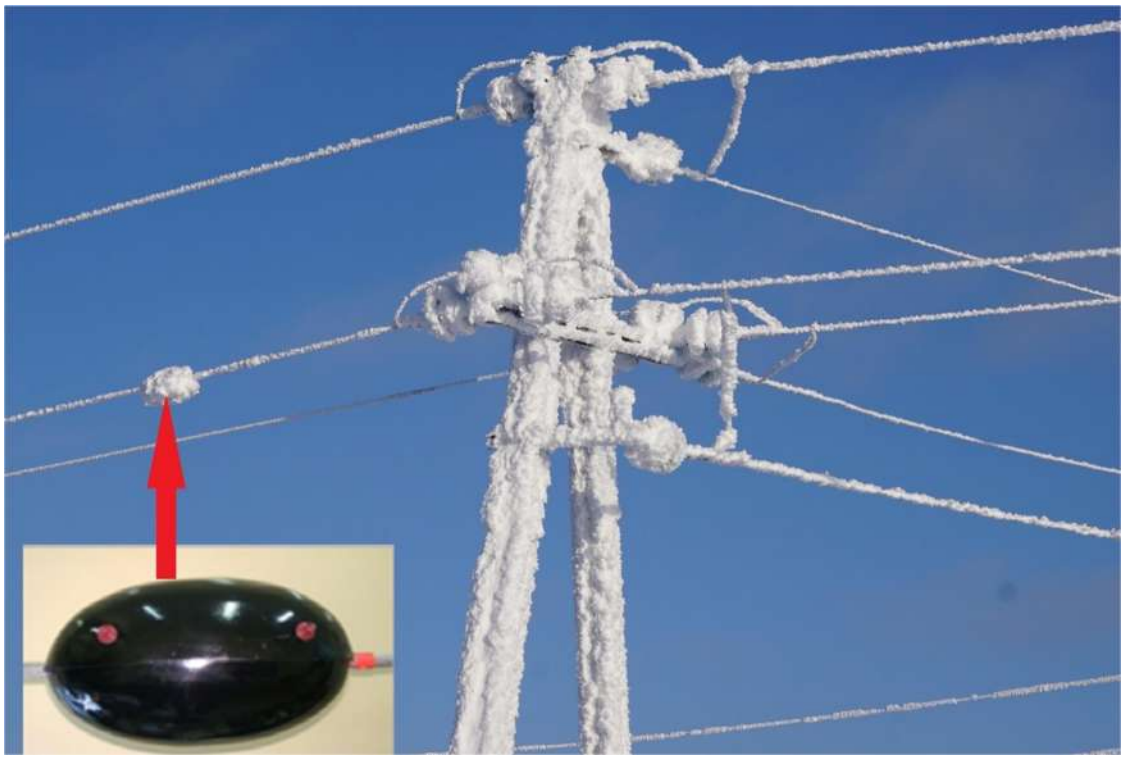


Рис. 1. Устройство контроля, установленное на линии 6 (10) кВ

Данные с устройств контроля собираются на пункте сбора данных, а затем передаются на облачный сервер, откуда они поступают на электронную вычислительную машину (ЭВМ), где обрабатываются согласно разработанным методикам в специализированном ПО [4]. Обработанные данные доступны для диспетчеризации и наблюдения посредством WEB-интерфейса. Блок-схема системы автоматизированного мониторинга провеса и кручения провода ВЛ представлена на рис. 2.

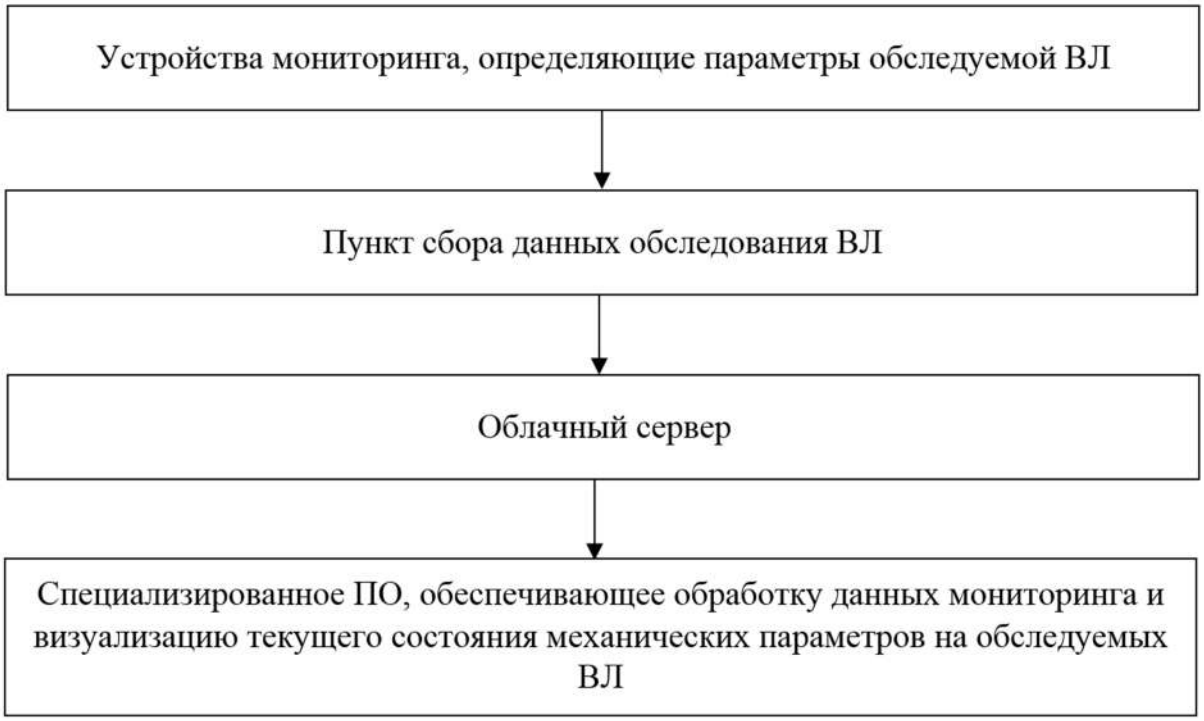


Рис. 2. Блок-схема системы автоматизированного контроля механических параметров ВЛ на основе улучшенного инклинометрического метода

На рис. 3 представлена структурная блок-схема разработанного устройства контроля [5, 6].

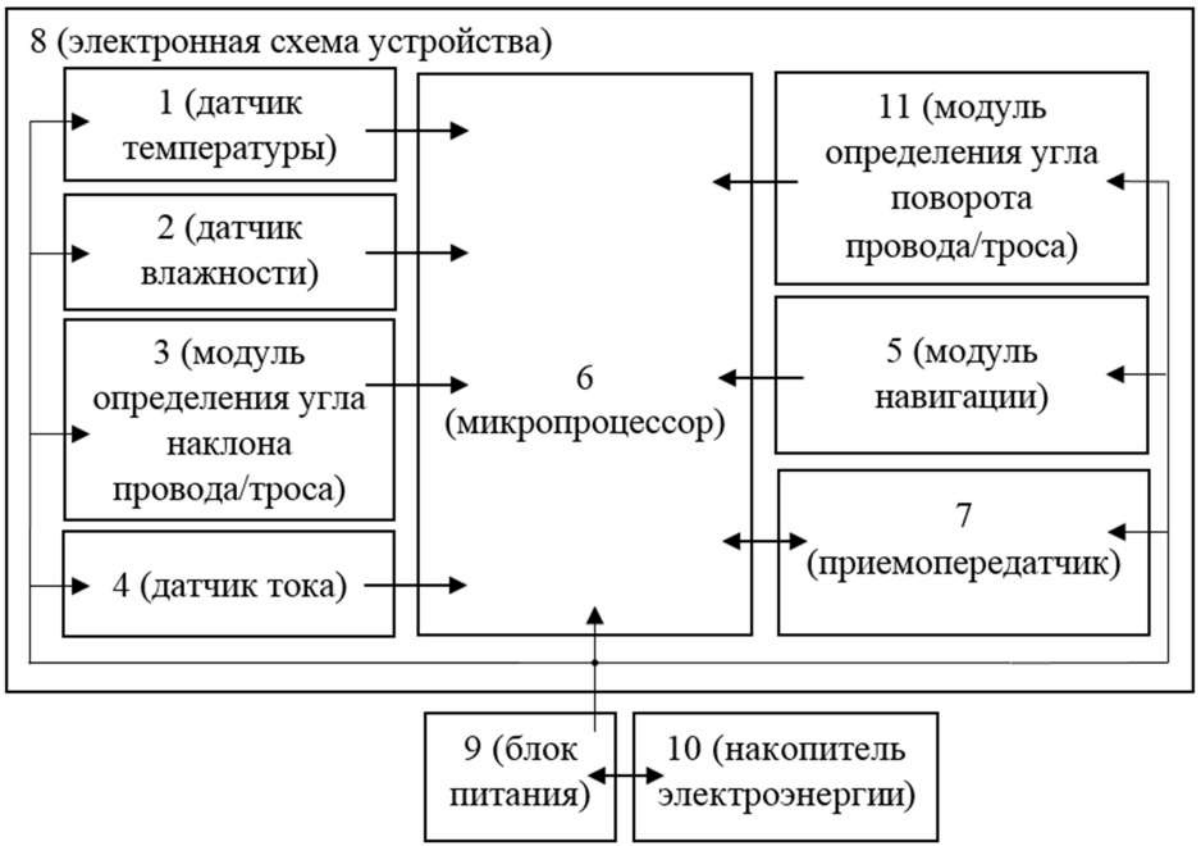


Рис. 3. Структурная блок-схема устройства контроля

Питание разработанного устройства контроля осуществляется непосредственно от фазного провода ВЛ. Энергия с электромагнитного поля вокруг фазного провода идёт на электроснабжение электронной схемы устройства и подзарядку накопителя электроэнергии. Энергия, запасённая в накопителе, в дальнейшем может быть использована для электроснабжения электронной схемы устройства при перебоях с электропитанием, обеспечивая передачу информации в течение некоторого времени.

Благодаря большому набору измерительных датчиков в устройствах контроля и алгоритмам обработки полученных данных система автоматизированного мониторинга технического состояния ВЛ позволяет контролировать и передавать информацию по следующим параметрам и возможным событиям:

– определение механических нагрузок на провод;

– определение пролетов ЛЭП с налипанием на них снега и контроль гололёдообразования;

– фиксация обрыва провода и короткого замыкания на участке ВЛ;

– локализация пролетов ЛЭП с дефектами;

– оптимизация загрузки участков ВЛ при передачи значительных мощностей;

– оптимизация процесса плавки гололёдно-изморозевых отложений.

Технические характеристики системы автоматизированного мониторинга технического состояния ВЛ представлены в таблице.

Технические параметры системы автоматизированного мониторинга технического состояния ВЛ

Параметр	Значение
Расстояние между соседними устройствами контроля, км	до 1
Максимальное количество устройств контроля в организованной сенсорной сети, шт.	не менее 300
Протяжённость ВЛ, мониторинг которой осуществляется 1 пунктом сбора данных	до 100 км
Погрешность измерения температуры провода, %	0,2
Погрешность измерения угла наклона провода, %	1,8
Погрешность измерения угла кручения провода, %	1
Погрешность определения силы тяжения провода, %	не более 5
Погрешность измерения относительной влажности воздуха, %	1,8
Погрешность измерения силы тока, %	до 0,5
Возможность определения дефектов в проволоках провода	есть
Возможность определения дефектов в подвесной арматуре	есть
Контроль обрывов и коротких замыканий на ВЛ	есть

Окончание таблицы

Параметр	Значение
Питание устройства контроля	АКБ / питание от ВЛ
Напряжение линии, кВ	от 6
Напряжение питания пункта сбора данных	240V AC
Температура эксплуатации системы автоматизированного мониторинга, ºС	–50 ÷ +50
Канал передачи данных	Беспроводной радиоканал (2400 МГц; стандарт IEEE 802.15.4)

Внедрение и дальнейшее развитие системы автоматизированного мониторинга технического состояния ВЛ позволит осуществлять транспорт электроэнергии с минимальными потерями, а также своевременно проводить ремонтно-восстановительные работы с целью сохранения ВЛ в работоспособном состоянии.

Источники

1. Боков Г. Техническое перевооружение российских электрических сетей. Сколько это может стоить? [Электронный ресурс] // Новости электротехники. 2002. № 2 (14). URL: http://www.news.elteh.ru/arh/2002/14/03.php (дата обращения: 04.07.2019).

2. Зубкова Ярослава Николаевна. Значение иностранных инвесторов для электроэнергетики России в перспективе энергетической революции [Электронный ресурс] // Вестник МГИМО. 2017. № 1 (52). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/znachenie-inostrannyh-investorov-dlya-elektroenergetiki-rossii-v-perspektive-energeticheskoy-revolyutsii (дата обращения: 04.07.2019).

3. Горячев М.П., Иванов Д.А., Ярославский Д.А. Модульное устройство для технологии умного провода в задачах мониторинга воздушных линий электропередачи // Интеллектуальные энергосистемы: матер. V Междунар. молодеж. форума. Томск, 2017. Т. 2. С. 264–267.

4. Программа отображения данных о состоянии линии электропередачи для системы мониторинга гололедообразования: свид. о гос. рег. программы для ЭВМ 2017661562 Рос. Федерация; заявл. 21.08.2017; опубл. 16.10.2017.

5. Устройство оперативного мониторинга технического состояния высоковольтных линий электропередачи: п. м. 185311 Рос. Федерация № 2018120028; заявл. 30.05.2018; опубл. 29.11.2018, Бюл. № 34.

6. Система оперативного мониторинга технического состояния воздушных линий электропередач / М.П. Горячев [и др.] // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: матер. IV Нац. науч.-практ. конф. Казань, 2018. Т. 1. С. 104–109.

УДК 621.316.925.1

ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ФУНКЦИЯМИ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

С.Б. Здоренко
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань
flash.drive@mail.ru

В статье рассмотрен вопрос реализации дистанционного управления устройствами релейной защиты и автоматики. Внедрение дистанционного управления позволяет реализовать ввод/вывод первичного оборудования из диспетчерского центра или центра управления сетями с применением автоматизированных программ переключений. Однако для применения автоматизированных программ переключений для вывода/ввода первичного оборудования объекта необходимы изменения как в схемах организации вторичных цепей устройств релейной защиты и автоматики, так и в версиях программного обеспечения. В данной работе приведены соответствующие решения данных проблем.

Ключевые слова: дистанционное управление, автоматизированная программа переключений, релейная защита, вторичные цепи, программное обеспечение.

Одним из перспективных направлений развития оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является дистанционное управление первичным оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). В операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана уже реализовано дистанционное управление первичным оборудованием на ПС 500 кВ «Щёлоков» и ПС 220 кВ «Центральная». В процессе промышленной эксплуатации остро встал вопрос внедрения автоматизированных программ переключения (АПП) без перерывов на ручные операции при производстве переключений и без передачи прав дистанционного управления между центрами управления (диспетчерский центр – центр управления сетями, диспетчерский центр – объект, центр управления сетями – объект). Для решения данной задачи необходимо обеспечить

дистанционное управление отдельными функциями устройств РЗА. Внедрение дистанционного управления функциями устройств РЗА реализуется на данный момент в рамках реконструкции ПС 220 кВ «Зеленодольская».

В настоящий момент имеются следующие совместно разработанные нормативно-технические документы (НТД) ПАО «Россети» – ПАО «ФСК ЕЭС» – АО «СО ЕЭС»:

– Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций [1];

– Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций [2].



Лицевая панель терминала с возможностью дистанционного управления функциями РЗА

Однако в этих документах отражены только общие подходы к осуществлению дистанционного управления устройствами РЗА, на основании которых необходимо было решить конкретные технические задачи применительно к устройствам РЗА производства ООО НПП «ЭКРА», которые были приняты к использованию на ПС 220 кВ Зеленодольская (см. рисунок).

При выполнении сложных переключений (например, вывод выключателя в ремонт, вывод линии в ремонт с включением выключателей («замыкание поля»), перевод линии на обходной выключатель) требуется выполнение переключений во вторичных цепях устройств РЗА. Это прерывает переключения, выполняемые диспетчерским персоналом РДУ при помощи дистанционного управления, и делают невозможным внедрение АПП по выводу в ремонт и вводу в работу оборудования.

В рамках разработки и реализации проекта реконструкции ПС 220 кВ Зеленодольская совместно с заводом-изготовителем выполнен анализ возможности выполнения АПП с учетом технической возможности устройств РЗА.

Анализ показал, что функционал микропроцессорных шкафов РЗА производства ООО НПП «ЭКРА» позволяет выполнять операции по АПП без перерыва на проверочные и ручные операции. При этом в дополнение к требованиям существующей НТД во вновь вводимых терминалах имеются дополнительные возможности ДУ функциями устройств РЗА:

1) в дифференциальных защитах ошиновки (ДЗО), на присоединениях, коммутируемых более чем через один выключатель, для обеспечения возможности включения выключателей присоединения после отключения присоединения и включения выключателей – «замыкание поля» должна быть предусмотрена возможность исключение из ДЗО присоединения значения тока, протекающего через трансформатор тока (ТТ) выводимого присоединения. В данных режимах предусмотрен вывод токовых цепей (программным путем) в терминалах ДЗО для исключения «мертвой зоны», образуемой между выключателем и ТТ. Информация о программном выводе токовых цепей отображается с помощью светодиодной сигнализации на терминале РЗА и передается в АСУ ТП объекта электроэнергетики;

2) в дифференциальной защите шин (ДЗШ) при выводе присоединений в ремонт должна быть предусмотрена возможность вывода токовых цепей (программным путем) и выходных цепей выводимого в ремонт присоединения, должен быть предусмотрен перевод в режим нарушенной

фиксации, ДЗШ должна обеспечивать возможность ввода/вывода оперативного запрета АПВ при оперативных переключениях в первичной схеме, ДЗШ должна обеспечивать дистанционное изменение фиксации ОВ;

3) при выводе устройств РЗА для технического обслуживания должен быть предусмотрен вывод пуска УРОВ и всех выходных цепей.

Результатом взаимодействия специалистов Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, ООО НПП «ЭКРА» и ОАО «Сетевая компания» стала разработка специального программного обеспечения терминалов всех линеек подстанционных защит для обеспечения дистанционного управления необходимым набором функций РЗА.

С учетом ввода ДУ РЗА можно обеспечить весь цикл операций при производстве переключений для вывода оборудования в ремонт, в том числе в автоматическом режиме посредством использования АПП. При этом остается лишь выдать разрешение на подготовку рабочего места и на допуск оперативному персоналу ЦУС, тем самым значительно сократив время вывода в ремонт и ввода его в работу. Дополнительный плюс – возможность сократить время разрешения диспетчерской заявки и, как следствие, возможность организовать проведения работ на большем количестве оборудования.

При этом на текущий момент остается ряд «пробелов» в НТД, а именно:

– отсутствие закрепленного порядка производства переключений с использованием ДУ;

– отсутствие закрепленного порядка производства переключений с использованием автоматизированных программ переключений в НПА;

– допущения, используемые при реализации АПП.

Источники

1. Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций: утв. АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» 20 сентября 2016 г. М., 2016. 26 с.

2. Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций: утв. АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» 20 сентября 2016 г. М., 2016. 8 с.

3. ЭКРА.656132.265-01РЭ. Терминалы серии БЭ2704. Руководство по эксплуатации. Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА», 2018. 142 с.

УДК 621.316

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЛЕР АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6–35 кВ

И.И. Зиганшин [1], А.М. Туитяров, А.И.Зиганшина
[1]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]Insaf-17@yandex.ru

Определение мест повреждений (ОМП) на линиях электропередачи (ЛЭП) является продолжительной процедурой при послеаварийном восстановлении электроснабжения потребителей. Ситуацию усложняет сильная разветвленная структура распределительной сети 6 - 35 кВ, которая не позволяет однозначно определить трассу повреждения.

Ключевые слова: определение мест повреждений, распределительные электрические сети, среднее напряжение, автоматизация, повышение надежности.

Ускорение развития автоматизации распределительных сетей в Российской Федерации позволяет переходить на качественно новый уровень осуществления локализации и устранения аварии.

На данный момент на стадии реализации находятся несколько пилотных проектов, так называемого Цифрового РЭС. Основная «формула» данных пилотов заключается в организации энергомониторинга и интеллектуального учета электроэнергии, автоматизации трансформаторных подстанций, распределительных пунктов и воздушных линий электропередач, а также разработка единой информационной модели, включающей SCADA EMS/DMS/OMS/AMS/GIS [1].

В связи с этим, необходимо совершенствовать алгоритмы определения мест повреждений для интеграции их в SCADA-систему распределительных электрических сетей.

Устройство определения мест повреждений разработано согласно современным направлениям развития электроэнергетического комплекса Российской Федерации [1], когда электросетевые компании повсеместно внедряют «умные» счётчики электроэнергии. Передача информации в РЭС или в центральный аппарат управления сетями осуществляется с помощью устройств сбора и передачи данных, таких как СЕ805 (АО «Энергомера»), Меркурий 250 (ООО «НПК «Инкотекс»), а также контроллеров, таких как КМ ЭНТЕК E1R2-G (АО «Энтелс») и т.д.

К дискретным и аналоговым входам данных контроллеров, установленных на трансформаторных подстанциях 6–10/0,4 кВ и распределительных пунктах 6–10 кВ при возможности необходимо подключать разработанное устройство определения мест повреждений. При этом нет необходимости оснащать им все ТП/РП одного фидера (присоединения). Для оптимального выбора объектов распределительной сети, на которых будут размещены устройства, предлагается использовать математическую модель РЭС, где будут проводиться расчеты режимов, надежности и экономики. Пересчет этих показателей позволит исключить нецелесообразные затраты на избыточные устройства. Данные расчеты можно организовывать в программных комплексах, использующих стандарт CIM-модели, таких как СК-11(АО «Монитор Электрик») и PSS Sincal (ГК «Сименс») (рис. 1).



Рис. 1. Структурная схема варианта устройства определения мест повреждений

На аналоговые входы многофункционального измерительного преобразователя подаются фазные токи и напряжения. Питание устройства осуществляется переменным напряжением 220 В.

По протоколу Modbus [2] с последовательного RS-485 порта измеренные величины передаются на контроллер на Arduino Due ARM на AT91SAM3X8E. Для связи двух устройств используется преобразователь RS-485/TTL.

Устройство в имеет модульную архитектуру, состоящую из источника питания 220 В AC/DC, модуля ЦП, Ethernet, 4×USB, HDMI, сенсорного ИЧМ, модуля интерфейсов RS-485, 5 портов, модуля интерфейсов Ethernet, 4 порта 100Base-FX, 2 порта 100Base-TX, модуля ввода аналоговых сигналов 5 А, 100 В, 3 тока, 3 напряжения, модуль дискретных выходов 220 В, 5 А AC, 12 выходов, модуля дискретных входов 24 В DC, 20 входов.

Контроллеры могут быть установлены, как показано на рис. 2.



Рис. 2. Места установки контроллеров в сетях с различной топологией

Для проверки работоспособности алгоритмов устройства используем осциллограммы, записанные при натурных испытаниях на подстанции 110/10 кВ «Городская» филиала ОАО «Сетевая Компания» Нижнекамские электрические сети.

Осциллограммы при межфазном коротком замыкании на первой секции фидера 64-01 представлены на рис. 3. Точка короткого замыкания находится на расстоянии 2 000 м от подстанции «Городская».

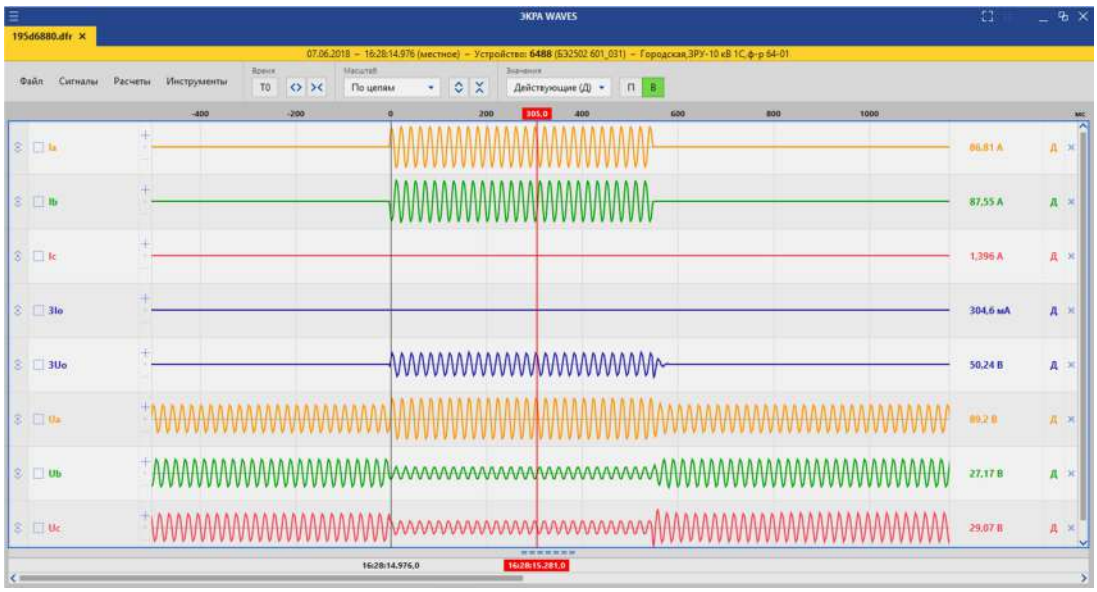


Рис. 3. Осциллограмма при межфазном коротком замыкании на первой секции фидера 64-01 подстанции 110/10 кВ «Городская»

После загрузки осциллограммы в устройство и внесения всех необходимых уставок, включая параметры линий электропередач и силовых трансформаторов, получим обработанный результат определения мест повреждений. Получены следующие результаты расчета: расстояние L = 1,985 км; погрешность составляет 0,75 %.

Внедрение разрабатываемого устройства в распределительных сетях значительно улучшит показатели надежности при низких экономических затратах. Устройство позволит с высокой точностью определять не только поврежденную отпайку, но и выдаст диспетчеру результат расчета.

Источники

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Электронный ресурс]: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1026 (дата обращения: 01.05.2019).

2. Джордж Томас. Введение в протокол Modbus // СТА: современные технологии автоматизации. 2009. № 2. С. 52–56.

УДК 621.316.925

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЛИНИИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ МЕТОДОМ НАОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ПРИ ОДНОФАЗНОМ ЗАМЫКАНИИ НА ЗЕМЛЮ

В.К. Козлов[1], Е.Р. Киржацких[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]kozlov_vk@bk.ru, [2]Kirzhatskikh.er@kgeu.ru

В статье приводится дистанционный метод определения места однофазного замыкания на землю по установившимся значениям напряжения поврежденной фазы, измеренным в начале и в конце воздушной линии электропередачи (ВЛЭП). Представлены результаты моделирования параметров источника трехфазного напряжения и удельного сопротивления земли на уровень напряжения поврежденной фазы.

Ключевые слова: однофазное замыкание на землю, параметры аварийного режима, определение места повреждения.

На распределительные сети 6–10 кВ приходится приблизительно половина от суммарной длины всех линий электропередачи. Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) в сетях среднего напряжения – это наиболее

распространенный вид повреждения, на его долю приходится более 70 % от всех видов повреждений [1]. Несвоевременное устранение повреждения приводит к перенапряжению двух здоровых фаз, следствием чего являются двойные замыкания, двухфазные, трехфазные короткие замыкания, что способствует отключению потребителей. Определение места повреждения на линиях электропередачи является неотъемлемой функцией современных систем автоматизации подстанции. Как показывает практика, большая часть времени восстановления поврежденного элемента линии идёт на определение места повреждения (ОМП), поэтому актуальным становится вопрос по дистанционному определению места повреждения по параметрам аварийного режима (ПАР).

Рассмотрим дистанционный метод определения места однофазного замыкания на землю по напряжению в начале и в конце ЛЭП. Для режима с изолированной нейтралью при возникновении короткого замыкания напряжение в поврежденной фазе падает почти до нуля, минимальное напряжение обусловлено активным сопротивлением линии. В работе [2] проведено исследование по определению места повреждения по остаточным напряжениям поврежденной фазы в переходном режиме, измеренным в начале и в конце линии без отпаек. Однако линия может находиться в режиме ОЗЗ относительно длительное время, что обосновывает возможность исследования ПАР в установившимся режиме.

По проведенным исследованиям, представленным в работе [3], переходное сопротивление в месте аварии не влияет на определение расстояния до ОЗЗ при использовании дифференциального метода по ПАР (а именно, напряжениям), измеренным в начале и в конце воздушной линии.

Моделирование ОЗЗ велось в программном пакете Matlab Simulink, схема представлена на рис. 1.

Линия принята длиной 10 км без отпаек, провода марки АС 35/6.2 [4], трансформаторы приняты ТМТН 6300/110/10, ТМ-500/10/0.4. Нагрузка принята $P = 497$ кВт, сопротивление земли $R_з$=50 Ом·м, сопротивление в месте аварии $R_{пер}$=0,1 Ом (металлическое).

Результаты влияния различных параметров трехфазного источника напряжения (трансформаторы марки ТМТН 6300/110, ТМТН 10000/110, ТМТН 16000/110) на уровень напряжения поврежденной фазы представлены в табл. 1. Моделирование однофазного замыкания на землю было в середине линии.

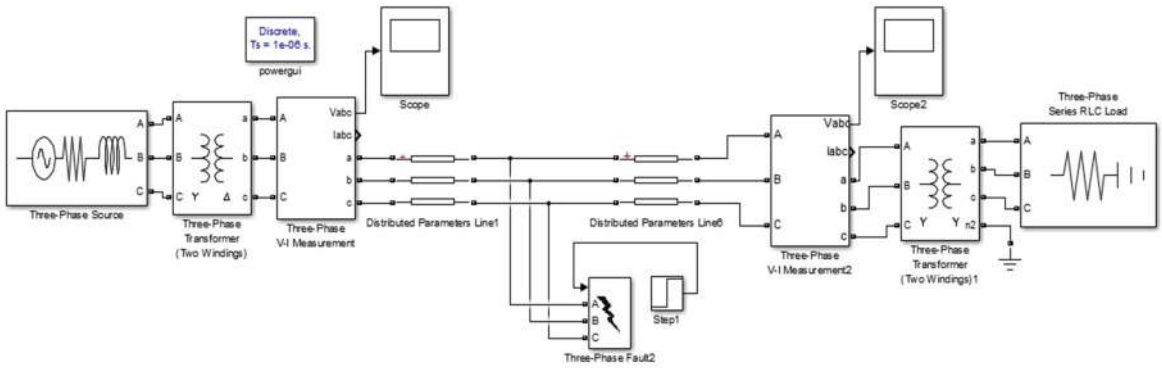


Рис. 1. Схема в Matlab Simulink

Таблица 1

Результаты моделирования источника трехфазного напряжения на уровень напряжения повреждённой фазы при ОЗЗ

Трансформатор	Напряжение в начале линии U_1(В)	Напряжение в конце линии U_2(В)
ТМТН 6300/110	179,69	167,52
ТМТН 10000/110	179,69	167,5
ТМТН 16000/110	179,68	167,51

Рассмотрим три варианта удельных сопротивлений земли (*Rz*): 0,1, 25, 50 Ом·м, в Республике Татарстан преобладает 100 Ом·м (табл. 2).

Таблица 2

Результаты моделирования удельного сопротивления земли на уровень напряжения повреждённой фазы при ОЗЗ

Расстояние до ОЗЗ от начала линии (км)	Напряжение поврежденной фазы, В							
	в начале линии U_1				в конце линии U_2			
Сопротивление земли	0,1 Ом· м	25 Ом· м	50 Ом· м	100 Ом· м	0,1 Ом· м	25 Ом· м	50 Ом· м	100 Ом· м
0	0,07	8,24	16,45	32,86	346,27	343,3	340,47	335,31
1	34,6	38,49	43,6	56,08	311,59	308,63	305,83	300,78
2	69,16	72,69	76,94	87,17	276,92	273,97	271,21	266,3
3	103,71	107,11	111,02	120,15	242,26	239,33	236,61	231,89
4	138,25	141,58	145,31	153,82	207,61	204,7	202,04	197,57
5	172,78	176,07	179,69	187,79	172,98	170,09	167,52	163,4
6	207,3	210,56	214,1	221,92	138,36	135,51	133,06	129,48
7	241,81	245,05	248,54	256,15	103,74	100,97	98,74	96,08
8	276,3	279,54	282,98	290,43	69,14	66,51	64,72	63,99
9	310,81	314,02	317,43	324,75	34,55	32,35	31,99	36,77
10	345,29	348,49	351,87	359,1	0,06	7,94	15,84	31,65

На основании данных табл. 2 построим по зависимость значений напряжения поврежденной фазы, измеренных в конце (1) и в начале линии (2) от расстояния до места замыкания при различных значениях сопротивления земли (рис. 2).

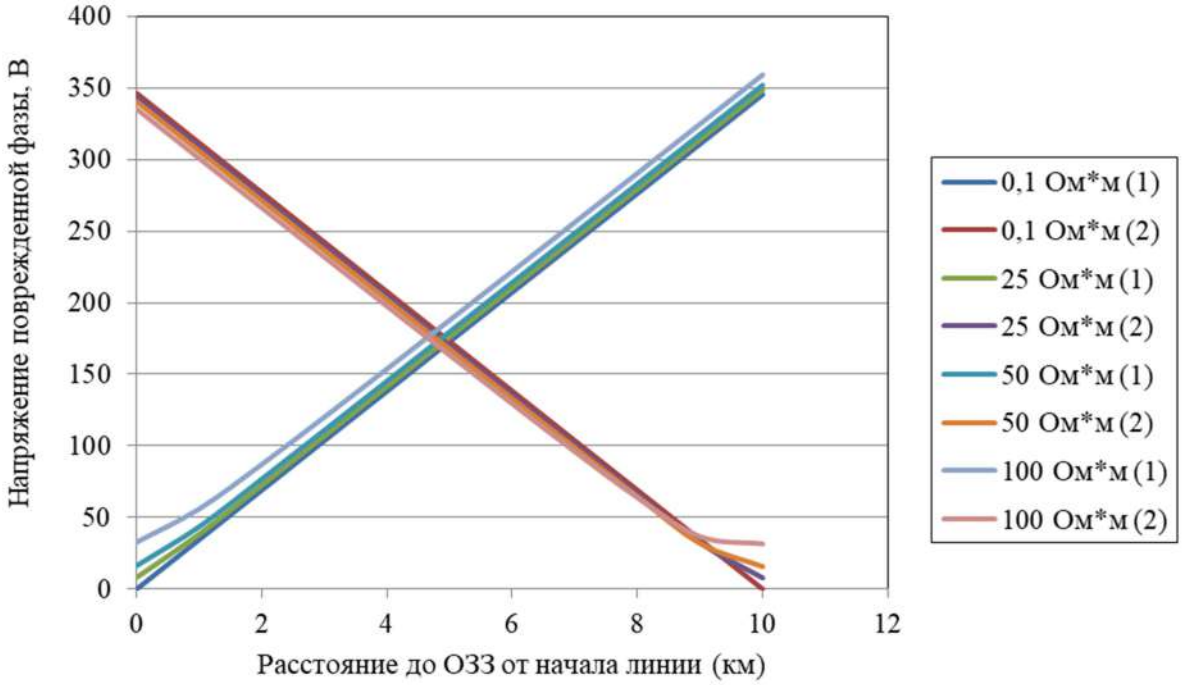


Рис. 2. Зависимость напряжения поврежденной фазы от места возникновения ОЗЗ при различных значениях удельного сопротивления земли

Согласно табл. 2 при увеличении значения удельного сопротивления земли значение напряжения поврежденной фазы в начале линии увеличивается, а в конце – уменьшается. Таким образом, влияние удельного сопротивления земли необходимо учитывать и заранее моделировать для каждой линии индивидуально.

При моделировании различных параметров трехфазного источника напряжения значения аварийных режимов не изменялись, т. е. не влияли на ОМП.

При моделировании удельного сопротивления земли в месте ОЗЗ значения напряжения поврежденной фазы изменяется и его необходимо учитывать при моделировании для каждой конкретной ВЛЭП.

Практическая значимость данного исследования – это использование метода для дистанционного определения места ОЗЗ по параметрам фазного напряжения поврежденной фазы в установившемся режиме. Позволяет устанавливать малогабаритные автономные устройства для измерения переменного напряжения и не синхронизировать устройства во времени.

Источники

1. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ. М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2001. 104 с.

2. Киржацких Е.Р., Козлов В.К., Гиниатуллин Р.А. Моделирование однофазного замыкания в распределительных сетях 10 кВ с изолированной нейтралью в программе MATLAB // Вестник КГТУ им. А.Н. Туполева. 2018г. № 4 (94). С. 18–23.

3. Козлов В.К., Киржацких Е.Р., Гиниатуллин Р.А. Исследование влияния переходного сопротивления на определение места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью // Вестник Чувашского университета. 2019. № 1. С. 39–46.

4. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: ЕНАС, 2012. 376 с.

УДК 621.314: 620.1

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ МЕТОДОМ АКУСТИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

В.А. Крюкова[1], Е.Н. Лобанова[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
victoria131113@gmail.com[1], 79196918258@mail.ru[2]

Дана краткая характеристика частичных разрядов (ЧР) и причин их возникновения в силовых маслонаполненных трансформаторах. Рассмотрено силовое оборудование центральной электростанции (ЦЭС) ОАО «ММК». Приведены отличительные повреждения трансформаторов 110 кВ. Сделан вывод о необходимости проведения дальнейших диагностических исследований трансформаторов центральной электростанции с применение приборов анализа частичных разрядов. Целью исследования является обеспечение точности и надежности диагностирования технического состояния силового трансформатора за счет полного контроля диагностируемых параметров.

Ключевые слова: диагностика силовых трансформаторов, акустическое диагностирование, техническое состояние, частичные электрические разряды, силовой трансформатор.

Целью данного исследования является сбор статистической информации и создание информационной системы о техническом состоянии силовых трансформаторов, месте возникновения и характере дефектов.

Трансформатор является самой важной и дорогой частью любой энергетической системы. Его надежность определяет работу энергетической системы. Нарушение изоляции силового трансформатора в ряде случаев приводит к серьезной неисправности трансформатора, что в дальнейшем может привести к весьма большой финансовой потере по причине простоя оборудования. Для контроля за техническим состоянием и предупреждения выхода из строя трансформатора применяются различные методы оценки его состояния. Однако большая часть из них не подходит для диагностирования состояния трансформатора в режиме реального времени.

Одним из развивающихся методов диагностирования маслонаполненного оборудования и, прежде всего, силовых трансформаторов является метод акустической эмиссии и измерения уровня частичных разрядов.

Частичный разряд – это электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляционного промежутка [1]. Частичные электрические разряды возникают в локальных дефектах, т.е. в местах, где изоляция ослаблена из-за наличия газовых включений (полостей) или острых кромок металлических элементов изоляционных конструкций (электродов) [2].

В масляных слоях частичные электрические разряды, которые контактируют с твёрдой изоляцией, могут привести к дефекту твердой изоляции, тем самым привести к образованию устойчивых проводящих следов на ее поверхности. В области этих следов при влиянии перенапряжений или при рабочем напряжении возможно возникновение условий для постоянно развивающегося поверхностного разряда, который может завершиться полным пробоем изоляции. Из чего следует, что частичные разряды являются большой опасностью для изоляции из-за скорого ее разрушения в локальных зонах и следующего пробоя изоляционных промежутков.

Всевозможного рода физические явления влекут за собой появление и развитие частичных электрических разрядов в изоляционной системе. Для того чтобы избавиться от данных эффектов, возможно применение метода акустической эмиссии, который на данный момент является значимым дополнением к другим методам измерения, использующихся для диагностирования изоляционной системы трансформатора.

Основным важным преимуществом диагностики с помощью метода акустической эмиссии (АЭ) является возможность использования его при любых условиях работы силового оборудования, когда замер частичных электрических разрядов остальными методами становится затрудненным. Этот метод позволяет определить месторасположение частичных разрядов в изоляции.

Области использования метода акустической эмиссии могут быть ограничены следующими факторами:

1) высоким уровнем акустического шума (помех, сложной формой измеряемого объекта, которая не позволяет установить измерительные датчики на его поверхности);

2) использование диэлектрических или изоляционных систем с низким коэффициентом упругости и сложной формой.

На сегодняшний день большая часть исследований сосредоточена на нижеуказанных задачах, а именно:

1) математически описать и объяснить возникновение и распространение акустических волн, которые излучают частичные электрические разряды, в различных видах изоляционных и диэлектрических систем;

2) запись, анализ и интерпретация полученных результатов;

3) разработка измерительного оборудования, предназначенного для получения акустических сигналов, получаемых от частичных электрических разрядов и различных разновидностях силового оборудования.

Рассмотрим характерные повреждения силового оборудования центральной электростанции, а именно трансформаторов. Было проведены исследования причин и условий возникновения нарушений в силовых трансформаторах (см. таблицу) за период с 2002 по 2006 гг.

Силовые трансформаторы ЦЭС

Расположение и назначение	Станционный номер	Тип и завод-изготовитель	Заводской номер	Год выпуска/ срок эксплуатации, лет
П/ст-110кВ энергоблок	ТР-р №1	ТРДН-40000/110-76У1, г. Тольятти	9835	1978/28
П/ст-110кВ система	ТР-р №1	ТРДН-63000/110-76У1, г. Тольятти	13580	1983/23
П/ст-110кВ система	ТР-р №1	ТРДН-63000/110-76У1, г. Тольятти	11964	1981/25
П/ст-110кВ энергоблок	ТР-р №1	ТДЦНГУ-80000, г. Москва	927673	1968/38
П/ст-110кВ система	ТР-р №1	ТРДН-63000/110-76У1, г. Москва	1482839	2000/6
П/ст-110кВ система	ТР-р №1	ТРДН-63000/110-76У1, г. Москва	157304	1998/8

Для оценки распределения нарушений силовых трансформаторов использовались данные Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО «ЕЭС России» [3]. В результате

обработки замеров, выполненных по сигналам от акустических датчиков, было выявлено, что при повреждениях обмоток внутренние КЗ имели место в 80 % случаев общего числа повреждений обмоток, при повреждениях высоковольтных вводов – 89 %, при повреждениях РПН – 25 % и при повреждения прочих узлов – 36 %, включая ошибки при монтаже, эксплуатации и ремонте.

Результаты месторасположения частичных электрических разрядов в трансформаторах ЦЭС подтвердили главные достоинства акустического метода:

– высокая эффективность диагностирования нарушения технического состояния силовых трансформаторов и локализации участков возникновения повреждений;

– контроль, измерение и последующий анализ результатов производятся без снятия напряжения.

Источники

1. Metwally I.A. Failures, Monitoring, and New Trends of Power Transformers // IEEE Potentials. 2011. Vol. 30, Is. 3. Pp. 36–43.

2. Claude Kane, Golubev A. Применение технологии ЧР в диагностике изоляции [Электронный ресурс]. URL: http://www.partial-discharge.com (дата обращения: 11.09.2019).

3. О повреждениях силовых трансформаторов / Б.В. Ванин [и др.] // Электрические станции. 2001. № 9. С. 53–58.

4. Тюрюмина А.В., Батрак А.П., Секацкий В.С. Современное состояние вопроса диагностики силовых трансформаторов // Современное состояние вопроса диагностики силовых трансформаторов. 2015. № 3(3). С. 245–250.

УДК 621.316

ДИСТАНЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЛЭП 0,4 кВ

А.М. Маклецов[1], И.Ф. Галиев[2], Р.И. Галиев[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]mac.am@mail.ru, [2]galievi.f@list.ru, [3]galievi.f@yandex.ru

В статье описывается разработанный с участием авторов трёхфазный датчик мощности, который позволяет контролировать набор параметров режима работы воздушных линий электропередачи 0,4 кВ, достаточный для решения задач по расчёту показателей качества электроэнергии у конечных потребителей, а также потерь

электроэнергии при симметричных и несимметричных фазных нагрузках. Датчик даёт возможность также передавать информацию о параметрах режимов на сервер сетевого предприятия.

Ключевые слова: дистанционный контроль, электрические параметры режима, распределительная сеть, режим реального времени, трёхфазный датчик мощности, линия электропередачи, электроэнергия, конечные потребители, устройства передачи данных, снижение потерь электроэнергии.

В настоящее время распределительные сети (РС) 6(10)/0,4 кВ большинства Межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) и остальных территориальных сетевых компаний продолжают оставаться малоинформативными с точки зрения дистанционного получения данных об электрических параметрах текущего режима сети. В большинстве случаев электросетевые организации предпочитают устанавливать приборы учёта в центрах питания 6(10)/0,4 кВ, причём в трансформаторных подстанциях – ТП (комплектных ТП – КТП) в основном на вводах 0,4 кВ и (в половине случаев) без возможности дистанционной передачи информации в эксплуатирующую организацию для дальнейшего анализа данных.

Такая недостаточная оснащённость техническими средствами контроля и мониторинга формирует «картину» с неполной информацией о параметрах РС и её режимов в реальном времени. Это одно из основных препятствий для повышения надёжности электроснабжения, снижения потерь электроэнергии, её качества.

Для электросетевых компаний одной из актуальнейших задач, помимо обеспечения нормативных показателей качества электроэнергии, является снижение потерь электроэнергии, которые могут быть рассмотрены как дополнительные внутренние инвестиции, направленные на повышение эффективности сетей. Более того, одним из критериев таких инвестиций должны быть экономически обоснованные (целесообразные) вложения, связанные с эффективным снижением потерь в распределительных сетях, а также исковых претензий потребителей на низкое качество показателей.

Например, наличие информации о параметрах режима в реальном времени ВЛ 0,4–10 кВ и ТП 6–10/0,4 кВ позволит решать задачи оптимизации режимов РС 6–10 кВ (в настоящее время практически не решаемые) в соответствии с действующей инструкцией [1]. Кроме того, дистанционный контроль основных электрических параметров (фазных токов и напряжений; активных, реактивных, полных мощностей и коэффициентов мощности по каждой фазе и в целом трёхфазной сети; углов между фазными напряжениями) всех отходящих фидеров 0,4 кВ ТП (КТП)

в настоящее время не имеет широкого распространения, но в перспективе позволит корректно рассчитывать режим четырёхпроводной сети 0,4 кВ при установке прибора контроля в начале ЛЭП. Это даст возможность контролировать симметрию фазных нагрузок и определять основные показатели качества электроэнергии у конечных потребителей.

При отсутствии полного дистанционного контроля потребления электроэнергии в РС актуальна установка в ТП легко монтируемого трёхфазного датчика мощности (ТДМ), разработанного коллективом авторов. Он относится к средствам измерения электрических параметров режима трёхфазных четырёхпроводных ВЛ напряжением 0,4 кВ.

Известны трёхфазные счётчики электроэнергии, которые способны регистрировать основные электрические параметры режима сети. Они могут работать в составе программно-технических комплексов АИИС КУЭ. Однако в большинстве случаев существующие ТП не имеют указанных счётчиков на всех отходящих ВЛ 0,4 кВ. Для монтажа дополнительных счётчиков требуется также установка дополнительных трёхфазных трансформаторов тока (ТТ), что часто бывает невыполнимо в существующих габаритных размерах ТП. Следует также учитывать высокую стоимость как самого счётчика, так и работ по организации выносного учёта отходящих ВЛ 0,4 кВ.

Задача, для решения которой предназначен ТДМ, состоит в том, чтобы повысить удобство монтажа без отключения линии и обеспечить контроль и передачу информации о всех необходимых параметрах текущего режима трёхфазных четырёхпроводных ВЛ 0,4 кВ. Датчик состоит из трёх ТТ с разъёмным сердечником и контролера датчика мощности (КДМ). Цепи питания (напряжения) КДМ подключаются к трёхфазной сети переменного тока 0,4 кВ (см. рисунок).

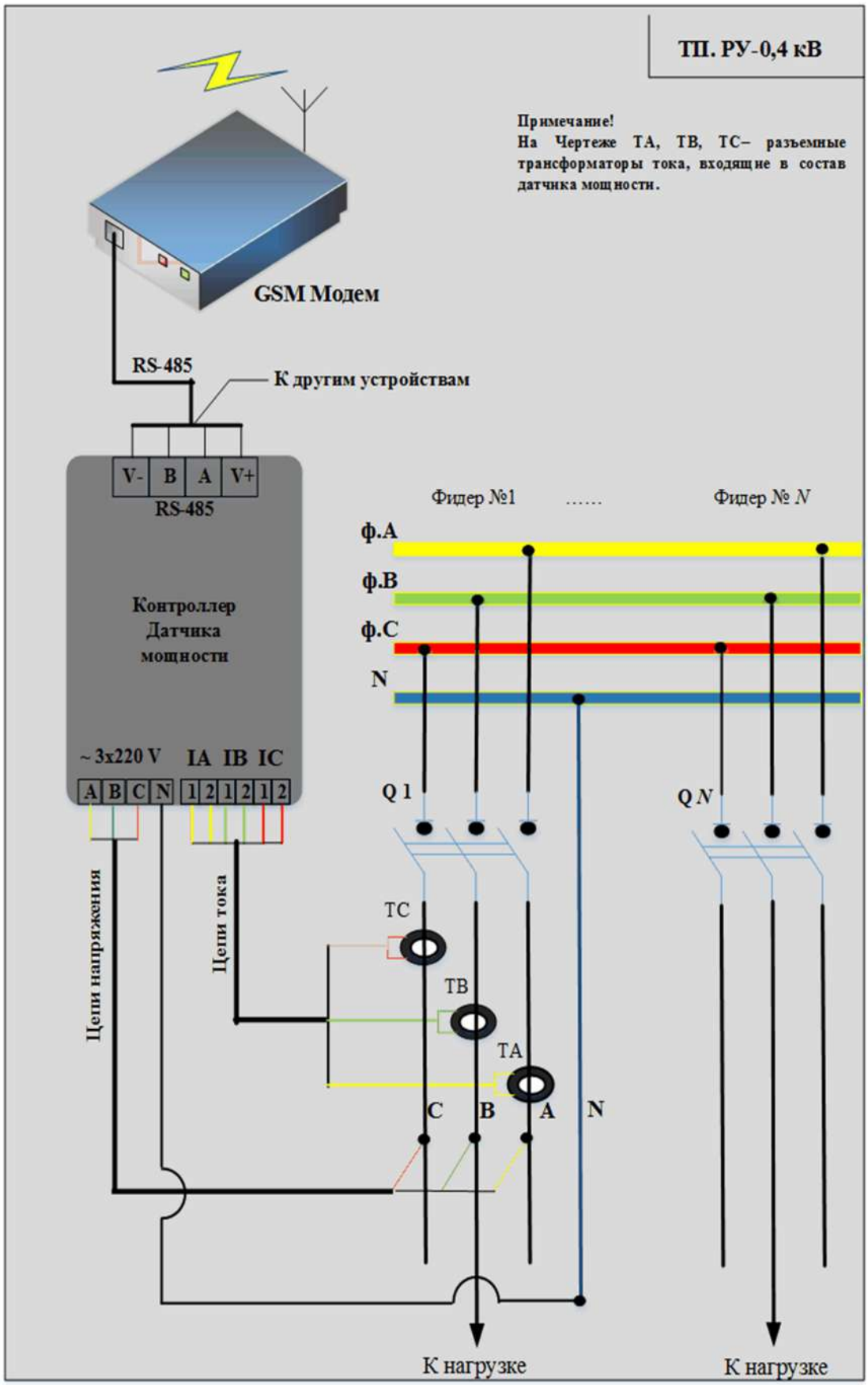
Основные технические и конструктивные особенности ТДМ:

– небольшие габаритные размеры, позволяющие размещать ТДМ внутри малогабаритных РУ 0,4 кВ типовых ТП(КТП);

– возможность монтажа/демонтажа без отключения ВЛ за счёт использования ТТ с разъёмным сердечником для измерения фазных токов ВЛ 0,4 кВ;

– работоспособность ТДМ в одно-, двух- и трёхфазном режимах;

– контроль токов и напряжений всех фаз, а также активных, реактивных, полных мощностей и коэффициентов мощности по каждой фазе и в целом трёхфазной сети, контроль углов между фазными напряжениями в режиме реального времени**.**



Подключение ТДМ к токовым цепям и цепям напряжения; подключение ТДМ к УПД по последовательному интерфейсу RS-485: ТА, ТВ, ТС – разъемные ТТ, входящие в состав датчика мощности

Учитывая вышеперечисленное, ТДМ может стать полезным устройством для дистанционного технического контроля в ТП/КТП с малогабаритными РУ 0,4 кВ.

Внедрение современного оборудования для дистанционного контроля отходящих фидеров 0,4 кВ ТП (КТП) (трёхфазных датчиков мощности, трёхфазных счётчиков электроэнергии, ТТ, устройств передачи данных и пр.) создаёт основу для дальнейшего развития мероприятий по повышению качества электроэнергии и надёжности электроснабжения в распределительной сети 6(10) /0,4 кВ:

– контроль основных параметров текущего электрического режима и степени несимметрии фазных нагрузок по каждому фидеру 0,4 кВ в ТП (КТП) с выдачей тревожных сообщений диспетчеру электросетевой организации о выходе конкретного параметра качества электроэнергии за допустимые пределы;

– расчёт параметров режима электрической сети с интервалом 30 мин на основе информации, поступившей от счётчиков электроэнергии из РУ 10 кВ, РП, ТП (КТП) и датчиков мощности из РУ 0,4 кВ, ТП (КТП): токи и напряжения в ветвях и узлах распределительной сети, потери и перетеки мощности в её элементах);

– расчёт по полученным данным оптимальных напряжений в центре питания и на трансформаторах всех ТП с заданным интервалом по условию снижения активных потерь электроэнергии контролируемого участка сети и повышения качества электроэнергии у конечных потребителей на этом участке.

Источники

1. И 34-70-028-86. РД 34.09.254. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений [Электронный ресурс]: утв. Минэнерго СССР 31 марта 1986 г. URL: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13249.htm (дата обращения: 13.08.2019).

2. Воротницкий В.Э. Повышение эффективности управления распределительными сетями // Энергосбережение. 2005. № 10. С. 94–99.

3. Галиев Р.Ф., Галиев Р.И. Разработка методики оптимизации напряжений центров питания // Электроэнергетика глазами молодежи: матер. VII Междунар. молод. науч.-техн. конф. Казань, 2016. Т. 2. С. 152–153.

УДК 621.315

РАЗРАБОТКА ЛОКАЦИОННОГО КОМПЛЕКСА МОНИТОРИНГА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Р.Г. Минуллин[1], В.А. Касимов[1], Ю.В. Писковацкий[1], Т.К. Филимонова[1], Р.Г. Мустафин[1], К.М. Волченко[1], А.С. Минкин[1], П.В. Кононцев[1], А.А. Пиунов[2]
[1]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[2]ООО «Промэнерго», г. Каменск-Уральский
minullin@mail.ru

В работе описываются основные результаты, полученные в итоге выполнения прикладных научных исследований по разработке локационного комплекса мониторинга воздушных линий электропередачи с целью обнаружения повреждений и гололеда на проводах.

Ключевые слова: воздушные линии электропередачи, провода, контроль, локационный комплекс, обнаружение гололеда и повреждения, испытательный стенд.

Воздушные линии, имеющие большую протяженность, являются наименее надежными элементами энергосистемы. Определение места повреждения является сложной технологической операцией и по длительности может составлять до 10 % от времени восстановления воздушной линии электропередачи (ЛЭП).

Причинами повреждений воздушных ЛЭП являются природные (ветер, гололед, перепад температур, грозы) и технические (короткие замыкания, внутренние перенапряжения, нарушения правил технической эксплуатации и т.п.) воздействия. Значительная часть аварийных отключений ЛЭП обусловлена гололедными явлениями, доля таких аварий от общего числа составляет для России около 10 %. При гололедных авариях возникают массовые провисания и обрывы проводов, разрушения арматуры, поломки опор воздушных ЛЭП. Подобные аварии носят массовый характер и в масштабе государства приносят значительные финансовые потери.

Мониторинг воздушных ЛЭП сводится к раннему обнаружению гололедных отложений на проводах и недопущению развития гололедных аварий, а в случае повреждения ЛЭП – к оперативному определению расстояния до него. Это позволяет уменьшить трудозатраты на обход линий, сократить время ликвидации аварий и недоотпуск электроэнергии, и в итоге повысить надежность воздушных ЛЭП и обеспечить энергоресурсосбережение при их эксплуатации.

Локационный метод позволяет решить обе озвученные проблемы с обнаружением гололедных отложений и повреждений по всей длине ЛЭП с использованием одного универсального устройства в автоматическом режиме. Локационное зондирование ЛЭП осуществляется через ее высокочастотный (ВЧ) тракт совместно с работающей там аппаратурой технологической связи. При этом локационное обнаружение повреждений инициализируется по сигналу релейной защиты, свидетельствующему о возникновении повреждения на ЛЭП.

В рамках первого этапа прикладных научных исследований в 2017 г. были выполнены выбор и обоснование направления исследований, разработана конструкторская документация и изготовлены два экземпляра макета программно-аппаратного локационного комплекса мониторинга состояния ЛЭП, проведены их успешные испытания в лабораторных и полевых условиях на действующих ЛЭП [1–4].

В результате выполнения второго этапа прикладных научных исследований в течение 2018 г. проведены исследования особенностей распространения локационных сигналов по проводам ЛЭП в условиях отсутствия и наличия повреждений и гололеда на них, разработана конструкторская документация на изготовление экспериментального образца локационного комплекса для мониторинга воздушных линий электропередачи с определением места повреждения проводов и обнаружением гололеда на них в многоканальном варианте, изготовлен промышленный образец локационного комплекса (рис. 1), проведены его испытаний в лабораторных условиях и на действующих ЛЭП, разработана имитационная модель распространения локационных сигналов по проводам ЛЭП при отсутствии и наличии повреждений и гололеда на ЛЭП с использованием программной среды PSCAD [5–8].



Рис. 1. Промышленный экспериментальный образец локационного комплекса

На заключительном этапе работ (2019 г.) с учетом результатов лабораторных и полевых испытаний была проведена модернизация локационного комплекса; с использованием ранее разработанных моделей был спроектирован и изготовлен испытательный стенд для диагностики локационных комплексов (рис. 2) [8–13].



Рис. 2. Внешний вид испытательного стенда для локационного комплекса

Разработанный испытательный стенд обеспечивает имитацию распространения локационных сигналов по ВЧ трактам ЛЭП при наличии и отсутствии повреждений и гололеда на проводах ЛЭП и предназначен для проведения исследовательских испытаний локационных комплексов по обнаружению повреждений и гололеда на проводах ЛЭП, а также для периодического контроля работоспособности ЛК.

В настоящее время локационные комплексы, разработанные в КГЭУ, осуществляют мониторинг состояния воздушных ЛЭП на 6-ти подстанциях России: 1) Кутлу Букаш (Татарстан), с 2009 г., ЛЭП 35–220 кВ; 2) Бугульма-110 (Татарстан) с 2009 г., ЛЭП 35–110 кВ; 3) Бугульма-500 (Татарстан) с 2018 г., ЛЭП 110 кВ; 4) Шкапово (Башкортостан) с 2013 г., ЛЭП 110 кВ; 5) Баксан-330 (Северный Кавказ) с 2013 г., ЛЭП 330 кВ; 6) Распределительная (Саратовская обл.) с 2019 г., ЛЭП 110 кВ. Условная схема размещения локационных комплексов на территории России приведена на рис. 3.

Аппаратура локационных комплексов размещается на подстанциях в закрытых помещениях в залах ВЧ аппаратуры.

Локационные комплексы подключаются к проводам ЛЭП параллельно с аппаратурой высокочастотной связи и используют высокочастотный тракт линий электропередачи.

Измерения на контролируемых ЛЭП производятся с периодичностью в 15–60 мин. С каждой контролируемой подстанции результаты зондирования передаются в реальном времени на диспетчерские пункты подстанций, а также в Центр мониторинга КГЭУ.

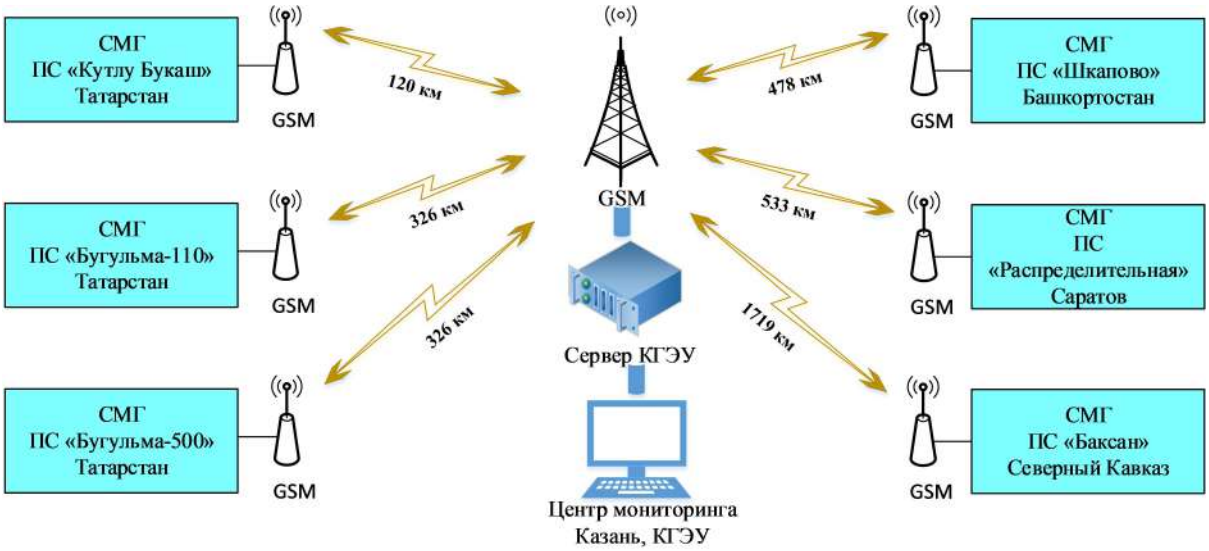


Рис. 3. Условная схема размещения локационных комплексов на территории России

Схема рабочего стола диспетчера выполнена в стиле «темного щита». На странице визуализации (рис. 4) в табличном виде визуализируются: расстояние до места повреждения, погонная масса гололедных отложений, интенсивность нарастания массы, толщина эквивалентной стенки гололедных отложений, интенсивность нарастания толщины стенки, а также в виде цветного прогресс-бара отображается степень обледенения линии.

Контроль гололедообразования и обнаружение места повреждения

Наименование ВЛ	Расстояние до повреждения, м	Удель... масса, кг/м	Интенсивность нарастания массы, (кг/м)/час	Эквивалентная стенка, мм	Интенсивность нарастания стенки, мм/час	Степень обледенения
ВЛ 35 кВ №1	15 000	0.07	0.14	1.00	2.00	
ВЛ 35 кВ №2		0.41	0.82	5.00	10.00	
ВЛ 35 кВ №3		1.35	2.70	15.00	30.00	
ВЛ 110 кВ №4		3.55	7.10	25.00	50.00	
ВЛ 110 кВ №5		8.93	17.86	45.00	90.00	
ВЛ 110 кВ №6		0.00	0.00	0.00	0.00	

Рис. 4. Страница визуализации результатов локационного мониторинга воздушных ЛЭП в ОИК «Диспетчер»

Таким образом, программно-аппаратные комплексы, реализующие локационный метод, обеспечивают повышение надежности ЛЭП за счет раннего обнаружения появления гололедных отложений на проводах и контроля динамики их нарастания, что дает возможность предотвратить гололедные аварии путем своевременной профилактической плавки сверхнормативных гололедных отложений, обеспечивает текущий контроль процесса плавки и оптимизацию его длительности во избежание пережога проводов.

Локационный метод за счет оперативного дистанционного определения места повреждения проводов ЛЭП позволяет сократить время перебоев в энергоснабжении потребителей. Кроме того, с помощью локационного метода за счет обнаружения металлических коротких замыканий проводов может быть оптимизирована логика работы автоматического повторного включения с целью сбережения ресурса высоковольтных выключателей путем запрета повторного включения ЛЭП при обнаружении устойчивого металлического короткого замыкания.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ по Соглашению № 14.574.21.0141 от 26 сентября 2017 года, уникальный идентификатор проекта RFMEFI57417X0141.

Источники

1. Locational Device for Detecting Damages and Ice Deposits on Overhead Power Transmission Lines / R.G. Minullin [et al.] // International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET). 2017. Vol. 8, Is. 10. Pp. 680–687.

2. Reflectometry Method of Ice Detection on Wires of Overhead Transmission Lines / R.G. Minullin [et al.] // International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET). 2017. Vol. 8, Is. 10. Pp. 688–698.

3. Программа измерения рефлектограмм линий электропередачи: свид. о гос. рег. программы для ЭВМ 2017663984 Рос. Федерация; заявл. 30.10.17; опубл. 14.12.17.

4. Ice prevent system: свид. о государственной регистрации программы для ЭВМ 2018610176 Рос. Федерация; заявл. 07.11.17; опубл. 10.01.18.

5. Касимов В.А., Минуллин Р.Г. Распознавание локационным методом гололедных и изморозевых отложений на проводах воздушных линий электропередачи // Электрические станции. 2018. № 10. С. 38–48.

6. Устройство обнаружения гололеда на проводах линии электропередачи с односторонним зондированием линии: п. м. 183967 Рос. Федерация № 2017145803; заявл. 25.12.17; опубл. 11.10.18, Бюл. № 29.

7. Устройство обнаружения гололеда на проводах линии электропередачи с генератором импульсной последовательности: п. м. 183970 Рос. Федерация № 2018110436; заявл. 23.03.18; опубл. 11.10.2018, Бюл. № 29.

8. Модельно-экспериментальное обнаружение локационным методом повреждений на проводах воздушных линий электропередачи / В.А. Касимов [и др.] // Электросвязь. 2019. № 4. С. 102–108.

9. Imitation and physical modeling of the influence of ice coating on the propagation of location signals on the wires of overhead transmission lines / V.A. Kasimov [et al.] // International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering. 2019. Vol. 8, Is. 8. Pp. 2836–2840.

10. Способ определения места дугового короткого замыкания локационным методом: пат. 2687841 Рос. Федерация № 2018114840; заявл. 20.04.18; опубл. 16.05.19, Бюл. № 14.

11. Локационное устройство с генератором сигналов произвольной формы и возможностью самодиагностики: п. м. 189904 Рос. Федерация № 2019104042; заявл. 13.02.19; опубл. 11.06.19, Бюл. № 17.

12. Мустафин Р.Г., Минуллин Р.Г., Касимов В.А. Испытательный стенд для проведения испытаний локационного комплекса: п. м. 190017 Рос. Федерация № 2019104045; заявл. 13.02.19; опубл. 17.06.19, Бюл. № 17.

13. Программное обеспечение локационного комплекса мониторинга воздушных линий электропередачи: свид. о гос. рег. программы для ЭВМ 2019617615 Рос. Федерация; заявл. 16.05.19; опубл. 18.06.19.

УДК 62-529

РОБОТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ГОЛОЛЕДНО-ИЗМОРОЗЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП

Г.Р. Муртазина, М.Ф. Садыков
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
gulgena96@mail.ru

В статье описан разрабатываемый роботизированный комплекс для удаления гололеда с проводов воздушных ЛЭП. Проведён сравнительный анализ подобных роботизированных комплексов. Описаны их достоинства и недостатки.

Ключевые слова: гололедно-изморозевые отложения, воздушные линии электропередач, робот, плавка гололеда.

В регионах с высокой влажностью и резкими перепадами температур воздуха существует проблема борьбы с интенсивным образованием плотного ледяного осадка – гололеда. Гололед – отложение льда на любых открытых поверхностях, преимущественно с наветренной стороны, в результате намерзания капель переохлажденных осадков (дождя, мороси, ледяного дождя), выпадающих при отрицательной температуре. Это приводит к нежелательным последствиям, таким как обрывы проводов, тросов,

разрушения арматуры, изоляторов и даже опор воздушных линий, что влечет за собой значительные экономические убытки. Поэтому во всем мире активно ведутся исследования и разрабатываются способы и устройства для борьбы с обледенением линий электропередач.

Магистральные стационарные воздушные линии электропередачи 110 кВ (рис. 1) и выше в особых случаях оснащают специальными стационарными системами плавки льда с помощью повышенного тока. Такие системы очень дорого стоят (свыше 10 млн руб.) и требуют квалифицированного обслуживающего персонала. Также при их использовании необходимо отключение этих линий от конечного потребителя электроэнергии. Из-за дороговизны таких систем их, естественно, используют далеко не везде.

Территория Республики Татарстан относится к II – III участкам по толщине стенки гололеда. Существуют районы, содержащие большое количество разветвленных воздушных линий электропередачи 6–35 кВ, которые не оснащены системами плавки льда. Это приводит к тому, что, когда действительно возникает изморось или ледяные дожди, на проводах ВЛ образуется гололед, под тяжестью которого происходит обрыв проводов. Это приводит к массовым отключениям, и единственный способ борьбы на таких линиях – это простое механическое разрушение. То есть сначала с помощью трактора или бульдозера расчищается путь от снега вдоль ЛЭП, затем электромонтеры специальными штангами сбивают гололед с люльки автовышки, и делается так каждые 20–30 м. Учитывая, что протяженность большинства ЛЭП достигает нескольких сотен километров, такой способ очень трудозатратен, занимает значительное количество времени и требует немалых денежных средств и специальной техники.



Рис. 1. Образование гололеда на ЛЭП

Мы разрабатываем роботизированный комплекс для удаления гололедно-изморозевых отложений на проводах воздушных ЛЭП (рис. 2), который позволит тот же самый процесс удаления гололеда с проводов ЛЭП значительно упростить, механизировать, ускорить и удешевить, и проводить работы под напряжением. Комплекс представляет собой робота, который поднимается к проводу на блоке с помощью троса, затем зацепляется за провод и начинает двигаться, преодолевая типовые точки подвеса 5–10 пролетов вдоль этого провода и разрушать механическим способом образовавшийся гололед специальным устройством для колки льда, затем он спускается, и оператор переносит его на следующую анкерную опору. Далее процедура повторяется. При использовании такого комплекса отпадает необходимость использования автовышки, не требуется расчищать путь вдоль ЛЭП, требуется 1–2 человека, которые могут перемещаться, например, на лыжах или снегоходе. Сам комплекс может перемещаться в специальном буксировочном транспортном контейнере. Питание комплекса как автономное (аккумуляторы), так и с питанием с земли.

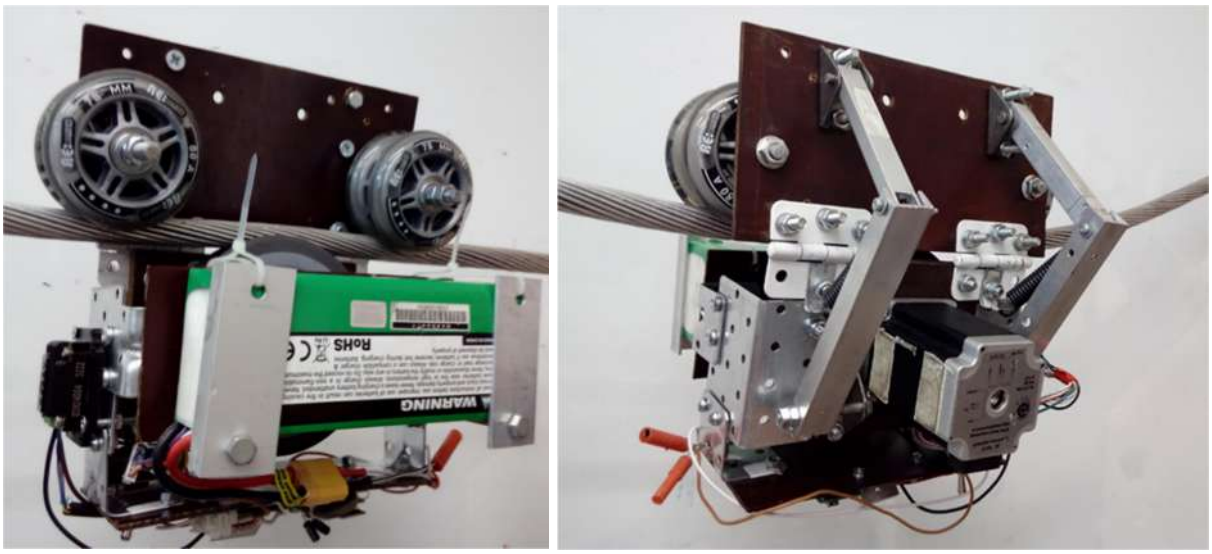


Рис. 2. Прототип механической части «Роботизированного комплекса для удаления гололедно-изморозевых отложений на проводах воздушных ЛЭП»

На сегодняшний день в мире существуют различные роботы для борьбы с обледенением проводов ЛЭП:

1. LineScout (Канада) – промышленный мобильный робот, который оборудован камерами и инфракрасными датчиками, перемещается по работающим линиям электропередач и дает информацию о состоянии линий, а специалисты управляют роботом дистанционно, находясь на земле, и таким образом обнаруживают повреждение, удаляют лед с проводов

и выполняют простой ремонт (рис. 3, *а*) [1]. Недостатками такого устройства являются сравнительно большой вес – 115 кг, диапазон температур от –10 до +35 °С, что не подходит для климатических условий нашего региона, и дороговизна робота (≈18 млн руб.) [2].

2. Expliner (Япония) – робот, оборудованный четырьмя различными лазерными датчиками, камерой высокой разрешающей способности, проводит полную диагностику состояния линии электропередачи, обнаруживает повреждения и выполняет небольшие ремонтные работы (рис. 3, *б*). Недостатками такого робота являются небольшой диапазон температур от –5 до +35 °С и сравнительная дороговизна устройства (≈15 млн руб.) [3] и др.



а *б*

Рис. 3. Роботизированные комплексы зарубежного производства: *а* – робот LineScout; *б* – робот Expliner

Преимущества создаваемого устройства по сравнению с аналогами:

– стоимость робота значительно ниже (≈300 тыс. руб.);

– улучшенный функционал;

– вес оборудования – 30 кг;

– широкий диапазон рабочих температур от – 40 °С.

Таким образом, роботизированный комплекс для удаления гололедно-изморозевых отложений на проводах воздушных ЛЭП позволит упростить и ускорить процесс удаления гололеда с ЛЭП, тем самым избавиться от проблемы обрыва проводов, разрушения арматуры, изоляторов, массовых отключений электроэнергий и других негативных последствий гололедно-изморозевых отложений.

Источники

1. Роботы для диагностики и обслуживания высоковольтных ЛЭП [Электронный ресурс]. URL: http://www.titr-energo.ru/2017/03/roboty-dlja-diagnostiki-i-obsluzhivanija-vysokovoltnyh-ljep/ (дата обращения: 10.07.2019).

2. Промышленные роботы. Робот LineScout на линиях электропередач [Электронный ресурс]. URL: http://roboting.ru/1253-robot-linescout-na-liniyax-yelektroperedach.html (дата обращения: 10.07.2019).

3. Промышленные роботы Робот Expliner инспектирует высоковольтные линии [Электронный ресурс]. URL: http://roboting.ru/957-robot-expliner-inspektiruet.html (дата обращения: 10.07.2019).

УДК 621.311

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ СИСТЕМА ОТОПЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Нгуен Тиен
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
nguyentien.tuson@gmail.com

Рассмотрены возможности снижения потерь на собственные нужды трансформаторных подстанций. Проанализированы способы отвода и утилизации тепла потерь маслонаполненного трансформатора. Выполнено компьютерное моделирование силового трансформатора. Определены поля температур и тепловых потоков в продольном и поперечном разрезах маслонаполненного силового трансформатора в режимах холостого хода и короткого замыкания. Произведена оценка возможных объемов отбора тепла для отопления в зависимости мощности трансформатора. Предложена автоматизированная масляно-водяная система утилизации тепла трансформатора для отопления помещений электроэнергетики.

Ключевые слова: транформаторная подстанция, утилизация потерь масляного трансформатора, компьютерное моделирование, объемы отбора тепла, масляно-водяная система отопления.

Значительная часть электроэнергии промышленной частоты, вырабатываемой электростанциями, потребляется на низком напряжении 220–660 В [1]. Вместе с тем, эффективная передача электроэнергии энергии на большие расстояния на низких напряжениях экономически нецелесообразна из-за высокого уровня потерь в линиях передачи, необходимости выполнения линий передачи проводами большого сечения и дороговизной аппаратуры для коммутации больших токов. Поэтому электроэнергия передается в основном по линиям высокого напряжения свыше 110 кВ [2]. Для повышения напряжения генераторов электростанций с 6,3–36,75 кВ

до напряжения линий электропередачи и последующего снижения напряжения до уровня потребителей используются силовые трансформаторы. По данным [1] суммарная мощность силовых трансформаторов на подстанциях (ПС) практически на порядок превышает установленную мощность всех генераторов энергосистемы России.

Современные трансформаторы достаточно совершенны и имеют высокий коэффициент полезного действия (99 % и более). Тем не менее, в магнитопроводах и обмотках трансформатора энергия теряется и выделяется в виде тепла, которое необходимо отводить во избежание перегрева оборудования. В трансформаторах большой мощности тепловые потери могут достигнуть сотни киловатт, которые можно и нужно использовать для целей теплоснабжения объектов энергетики [3]. Отбор и утилизация тепла трансформатора, в том числе для обогрева помещений (общеподстанционных пунктов управления – ОПУ), является одним из путей энергосбережения. По данным АО «НТЦ ФСК ЕЭС» [4] потенциал этого направления энергосбережения составляет около 90 % силовых трансформаторов всех классов напряжения. Экономический эффект при этом достигается за счет снижения доли электроэнергии, используемой на отвод тепла от трансформаторного оборудования в общих затратах электроэнергии на собственные нужды подстанции.

По данным АО «НТЦ ФСК ЕЭС» на 2017 г. [4] технологические потери электроэнергетики РФ составили 22 млрд кВт·ч/год, в том числе на собственные нужды 1 млрд кВт·ч/год, что составляет 4,4 %.

Структура потерь представлена на рис. 1. Вместе с тем, потенциальная возможность снижения оценивается весьма высоко для потерь на собственные нужды, по сравнению с технологическими потерями (рис. 2).

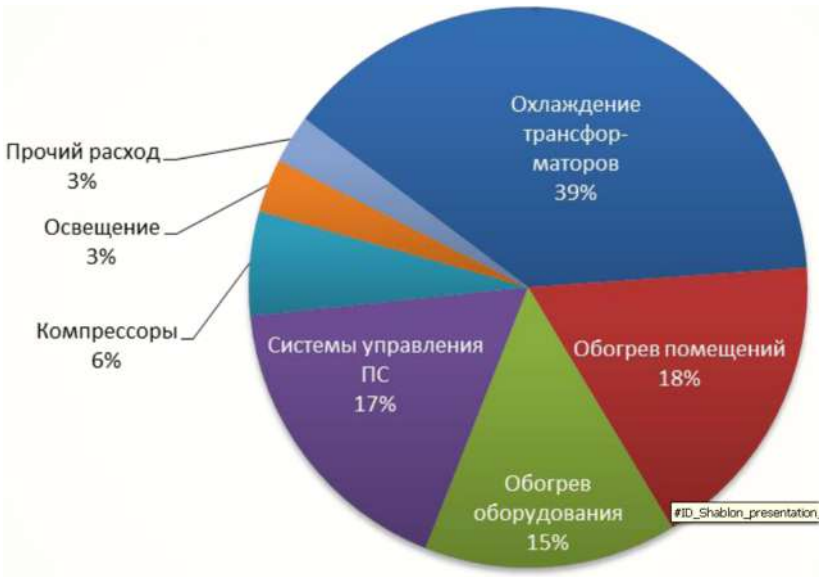


Рис. 1. Структура потерь на собственные нужды [4]

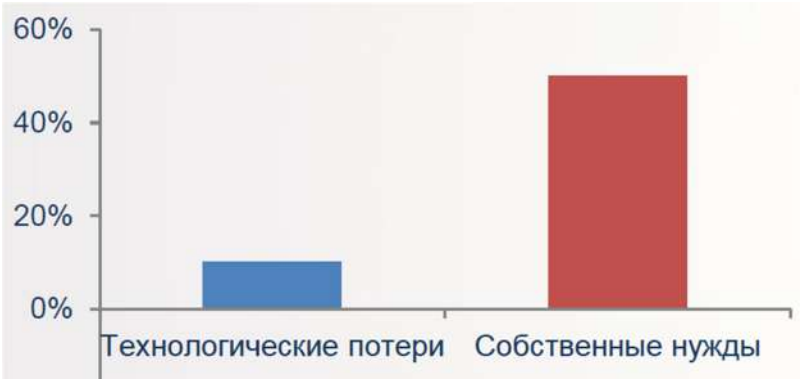


Рис. 2. Потенциал снижения потерь на собственные нужды [4]

При определении технико-экономической целесообразности и конкретного способа отвода и утилизации тепла трансформатора следует исходить из таких факторов как: потенциал отбора тепла (зависит от мощности подстанции) и потребность, удаленность отапливаемых помещений от трансформатора, наличие и близость источников централизованного теплоснабжения, стоимость коммуникаций и т. д., а также на конкретные условия генерации и передачи электроэнергии в регионе.

В зависимости от характеристик установленных трансформаторов (типа, количества, мощности), их режима работы, необходимой термической производительности, вида используемого теплоносителя в отопительной системе (воздух, вода, гликоли, трансформаторное масло) и расстояния до потребителей возможно применение следующих схем отбора тепла [3, 5]: с непосредственной подачей нагретого масла в систему отопления (масляная система); с нагревом воды в масло-водяном теплообменнике (масляно-водяная система); масляно-водяная система с тепловым насосом; с нагревом воздуха в масляно-воздушном теплообменнике (масляно-воздушая система); с нагревом воздуха в водо-воздушном теплообменнике (водо-воздушная система); с непосредственным отводом нагретого воздуха от охлаждающих радиаторов (воздушная система).

Преимущества и недостатки перечисленных схем отбора тепла следующие [6].

Масляная система отопления. Из верхней части бака трансформатора нагретое трансформаторное маслонасосом подается по маслопроводам в масляные радиаторы отапливаемого помещения, где масло отдает свое тепло и возвращается в трансформатор. Масляная система отличается простотой конструкции и отсутствием промежуточных теплообменников, т. е. дешевизной, вместе с тем она имеет недостаточную надежность из-за вероятности утечки масла из контура охлаждения (отопления), пожароопасности и санитарно-гигиенических норм.

Масляно-водяная система. В теплообменник «масло – вода», установленный рядом с трансформатором, подается нагретое масло из верхней части бака трансформатора циркуляционным масляным насосом. В теплообменнике масло отдает тепло воде, которая подается циркуляционным насосом в систему отопления. При максимально допустимой температуре трансформаторного масла 60–70 °С [7] температура воды в теплообменнике в зависимости от теплопотребления может достигнуть 45–50 °С. Наибольшая реализация масляно-водяной системы возможна на подстанциях классов напряжения 110–400 кВ и трансформаторах типа МЦ (OFAN) [8]. Популярность данной системы обусловлена тем, что она позволяет использовать уже существующие приборы водяного отопления и передавать тепло на 500–1000 м.

Водяная система с парокомпрессионным тепловым насосом. Использование в схеме теплового насоса (ТН) позволяет [8] расширить температурный диапазон использования тепла потерь трансформатора, повысить температуру теплоносителя и, соответственно, дальность коммуникаций; применить теплонасосную систему для кондиционирования воздуха в необходимых случаях. Для повышения надежности такая система может быть зарезервирована электрокотлом.

Масло из бака трансформатора масляным насосом подается в теплообменник «масло – вода», где отдает тепло теплоносителю первого контура ТН. В испарителе ТН вода отдает тепло хладагенту. После сжатия компрессором температура хладагента повышается, и при конденсации в конденсаторе его тепло передается теплоносителю второго контура ТН (воде), подаваемой в систему отопления. При температуре масла 18–30 °С температура воды достигает значений 65–70 °С. Такую схему также применяют на подстанциях 110–400 кВ [8]. Недостатками данной системы являются усложнение схемы утилизации и повышение затрат.

Водяное отопление позволяет использовать существующую систему водяного отопления с имеющимися радиаторами и реализовать традиционную систему отопления. За исключением теплонасосной, все остальные системы, могут передать тепло только потребителям, расположенным в непосредственной близости от трансформатора.

Воздушные системы. Системы воздушного отопления основаны на использовании тепла вентиляционных выбросов трансформаторов и являются перспективными для ПС без обслуживающего персонала, а также закрытых ПС. Они представляют собой вполне автономную систему. сочетают в себе простоту и надежность, не требуют обслуживания и надзора [6]. Протяженность тепловых коммуникаций десятки метров.

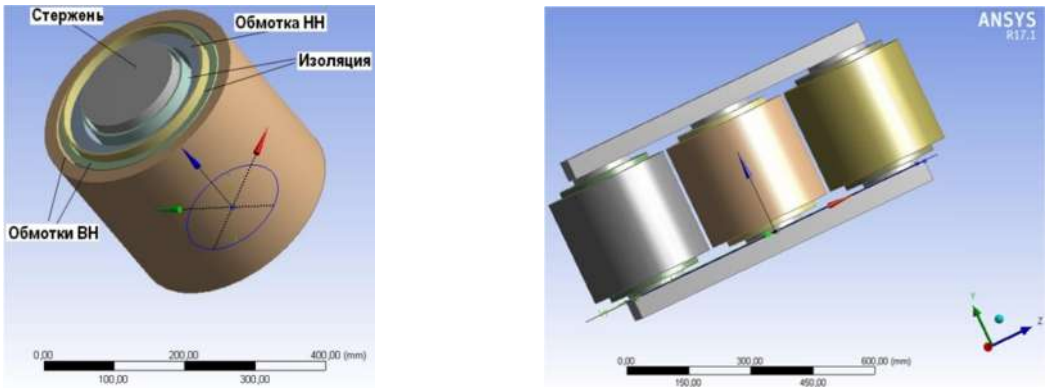
Масляно-воздушная система. Из верхней части бака нагретое масло трансформатора насосом подается в установленный рядом с отапливаемым помещением теплообменник «масло – воздух», где масло отдает тепло воздуху, который вентилятором подается в помещение. Потенциал отбора тепла составляет 15–20 кВт. Масляно-воздушные системы могут быть реализованы на ПС 110 кВ на трансформаторах типа Д (ONAF) мощностью 16–25 МВ·А. Охладители трансформаторов с системой охлаждения типа ДЦ (OFAF), оборудованные камерами и воздуховодами из изоляционных материалов, с помощью вентиляторов подают нагретый воздух в отапливаемое помещение. Система отопления может быть комбинированной, совмещенной с вентиляцией. В теплое время года камеры могут быть демонтированы или перенаправлены. Мощность отбора составляет 60–160 кВт. Такой вариант может применяться на ПС 220 кВ на силовых трансформаторах 160 МВ·А.

Водо-воздушная система. В случае значительного расположения здания ПС от трансформаторов применение длинных маслопроводов недопустимо по требованиям пожарной и санитарной безопасности, а применение воздуховодов неэффективно. Выходом из ситуации может быть установка возле трансформатора теплообменника «масло – вода», в котором нагретая вода циркуляционным насосом подается по теплоизолированным трубопроводам в установленный непосредственно возле отапливаемого помещения теплообменник «вода – воздух», откуда нагретый воздух поступает в помещение. Такой вариант может быть реализован на ПС 400 кВ на трансформаторах 250 МВА.

Воздушная система с непосредственным отводом нагретого воздуха от охлаждающих радиаторов и подача его в обогреваемое помещение. Радиаторы трансформаторов мощностью 16–40 МВА оборудуются камерами и воздуховодами из изоляционных материалов. В нижней части камеры установлен вентилятор, нагнетающий воздух. Воздух при движении снизу вверх вдоль радиаторов нагревается и при помощи вентилятора подается по воздуховоду в помещение. Такая система может быть реализована на сухих трансформаторах типа СД (ANAF) с герметичным кожухом. Мощность отбора тепла составляет 15–20 кВт. Температура воздуха в помещении зависит от наружной температуры воздуха и нагрузки трансформатора.

Для глубокого понимания процесса охлаждения трансформатора и отбора тепла проведено тепловое моделирование маслонаполненного силового трансформатора ТМ-160/10. Моделирование теплообмена

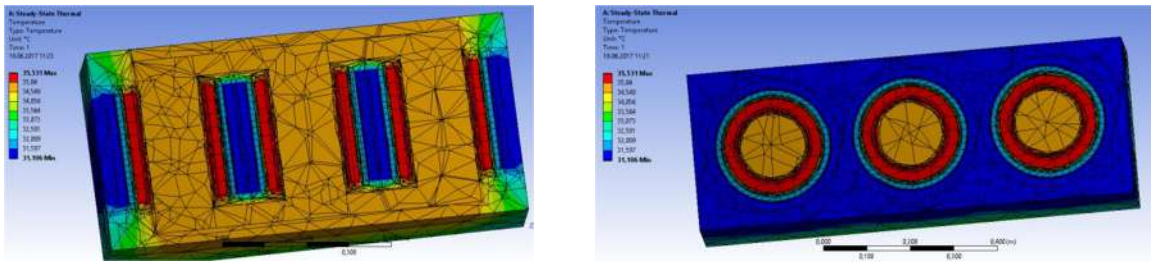
и гидродинамики выполнено в среде трансформатора в пакете программ свободно распространяемой версии Ansys 17.1 (ANSYS Free Student Product Downloads) [9, 10]. Ввиду того, что точный расчет маслонаполненного трансформатора ограничен вычислительными ресурсами компьютера, использована упрощенная модель трансформатора ТМ-160/10 (рис. 3).



а *б*

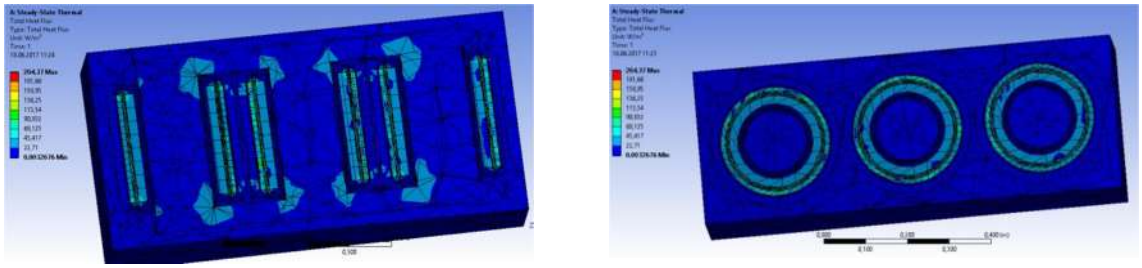
Рис. 3. Модель обмоток одной фазы (*а*) и активной части (*б*) трансформатора ТМ-160/10, созданная в Design Modeler программы Ansys 17.1

Выполнено компьютерное моделирование силового трансформатора в режимах холостого хода (рис. 4, 5). Определены поля температур и тепловых потоков в продольном и поперечном разрезах маслонаполненного силового трансформатора.



а *б*

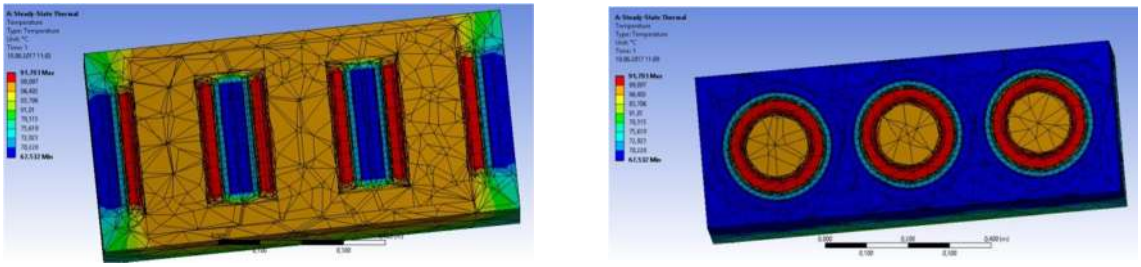
Рис. 4. Распределение температур в трансформаторе в продольном (*а*) и поперечном разрезе (*б*) при работе в режиме холостого хода



а *б*

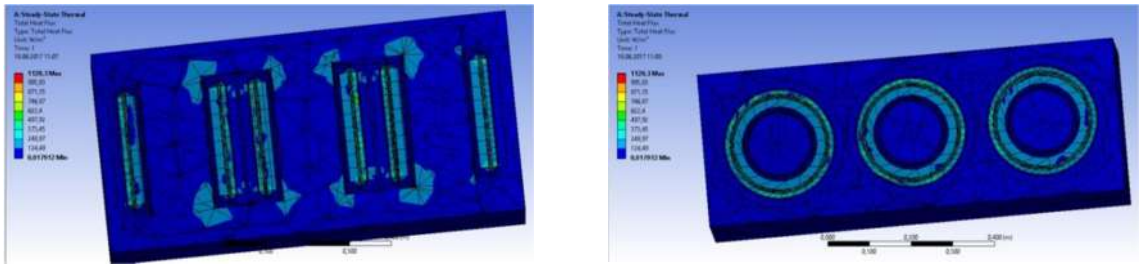
Рис. 5. Распределение плотности теплового потока в трансформаторе в продольном (а) и поперечном разрезе (б) при работе в режиме холостого хода

Также проведено аналогичное моделирование работы в режиме короткого замыкания. Распределение температур и плотности тепловых потоков показано на рис. 6, 7.



а *б*

Рис. 6. Распределение температур в трансформаторе в продольном (*а*) и поперечном разрезе (*б*) при работе в режиме короткого замыкания



а *б*

Рис. 7. Распределение плотности теплового потока в трансформаторе в продольном (*а*) и поперечном разрезе (*б*) при работе в режиме короткого замыкания

Как видно из рис. 4, 5, при работе в режиме холостого хода параметры существенно ниже номинальных значений. Максимальная температура составляет всего 35 °С, а наибольшие тепловые потоки – 90 Вт/м^2 при общих потерях в режиме холостого хода 510 Вт. Естественно, это нерабочий режим, хотя с точки зрения срока службы трансформатора, он является благоприятным. Работа, близкая к данному режиму, является технически нецелесообразной, поскольку в этом случае трансформатор не будет эффективно выполнять свою основную функцию для потребителя.

При работе в режиме короткого замыкания (рис. 6, 7) температуры в активной части находятся в диапазоне 67–91 °С. Соответственно, максимальные тепловые потоки достигают 620 Вт/м^2 при общих потерях короткого замыкания 2 650 Вт. Максимальные значения параметров при этом нерабочем режиме также не превышают допустимых значений.

Оценка возможных объемов отбора тепла для отопления с учетом отклонений +15 % в зависимости от мощности трансфоматоров проведена по данным [11]. Результаты представлены в логарифмическом масштабе на рис. 8.

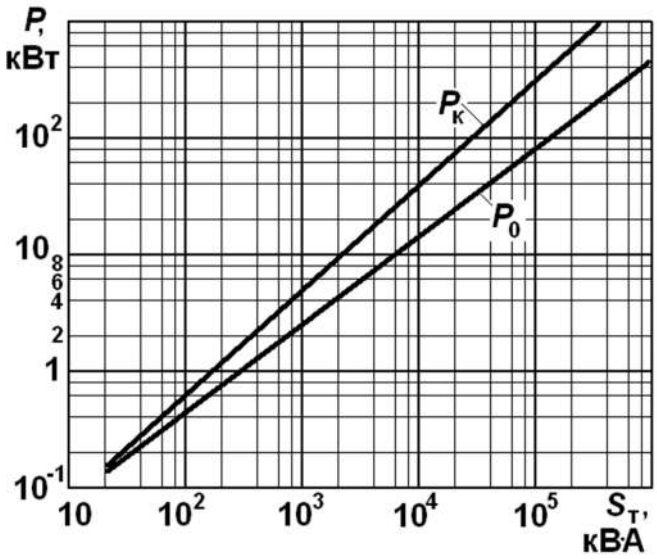


Рис. 8. Оценка возможных объемов отбора тепла для отопления в зависимости мощности трансформатора: P_0 – потери холостого хода; $P_к$ – потери короткого замыкания

Масляно-водяная схема утилизации потерь трансформатора представлена на рис. 9. Из верхней части бака трансформатора масло подается в теплообменник «масло – вода», расположенный вблизи трансформатора. Подогретая вода в теплообменнике циркулирует в системе отопления здания посредством водяного насоса. Управление системой утилизации потерь осуществляется с помощью контроллера, который в зависимости от температуры масла, режима работы трансформатора и наружного воздуха включает или выключает приводы охладителей, меняет частоту вращения циркуляционных насосов с целью создания требуемых условий теплообмена.

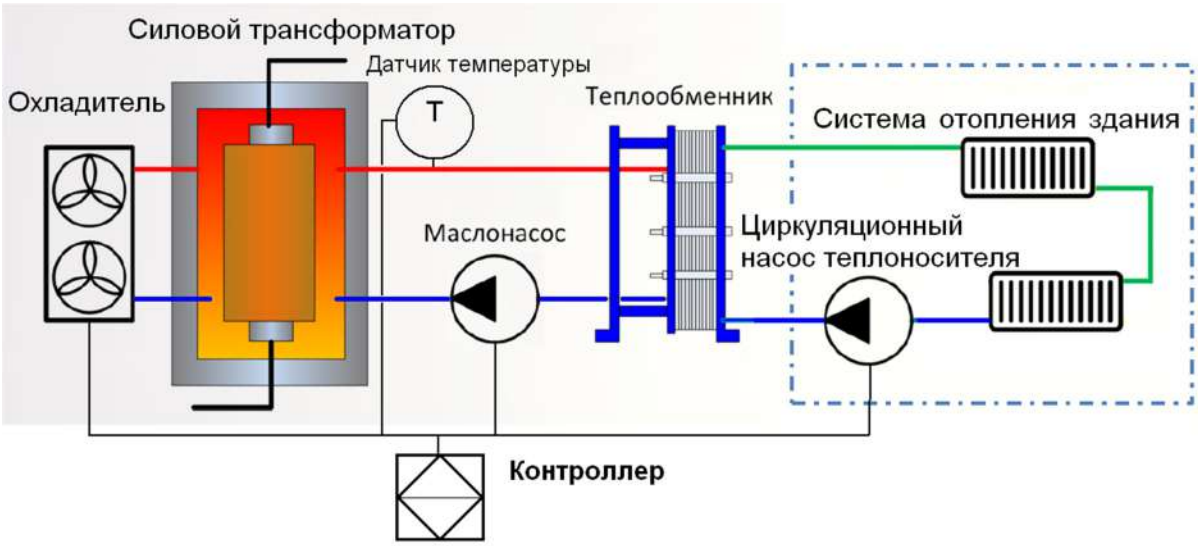


Рис. 9. Масляно-водяная система утилизации тепла трансформатора для отопления помещений

Таким образом, проанализирован потенциал снижения потерь на собственные нужды трансформаторных подстанций, рассмотрены способы отвода и утилизации тепла потерь маслонаполненного трансформатора, выполнено компьютерное моделирование силового трансформатора, определены поля температур и тепловых потоков в продольном и поперечном разрезах маслонаполненного силового трансформатора в режимах холостого хода и короткого замыкания, произведена оценка возможных объемов отбора тепла для отопления в зависимости мощности трансформатора, предложена автоматизированная масляно-водяная система утилизации тепла трансформатора для отопления помещений.

Источники

1. Современная электроэнергетика [Электронный ресурс] // Энергоконсультант: сайт. URL: http://www.energocon.com/pages/id1176.html (дата обращения: 06.03.2019).
2. Как электроэнергия поступает с генераторов электростанций в энергосистему [Электронный ресурс] // Школа для электрика: сайт. URL: http://electricalschool.info/main/osnovy/1487-kak-jelektrojenergijapostupaet-s.html (дата обращения: 06.03.2019).
3. GeoTeplo: системы отопления [Электронный ресурс]: сайт. URL: http://www.geoteplo.com.ua (дата обращения: 06.03.2019).
4. Россети [Электронный ресурс]: сайт. URL: http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=143460 (дата обращения: 06.03.2019).
5. Гридин С.В., Петренко А.Ф. Энергоэффективность способов утилизации отработанного тепла систем охлаждения силовых трансформаторов // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2013. № 7. С. 11–18.
6. Россети [Электронный ресурс]: сайт. URL: http://ntc-power.ru/field_ of_activity/energoeffektivnost/ (дата обращения: 06.03.2019).
7. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2007. 41 с.
8. Утилизация тепловых потерь силовых трансформаторов с помощью тепловых насосов / П. Швед [и др.] // Техническая электродинамика. 1993. № 5. С. 47–49.
9. Mohammadali Salari, Pascal Bayrasy, Klaus Wolf. Thermal analysis of a three phase transformer with coupled simulation [Электронный ресурс]. URL: https://www.researchgate.net/publication/276057920 (дата обращения: 17.09.2018).

10. Моделирование процессов теплообменасредствами пакета конечно-элементного анализа ANSYS [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://lib.knigi-x.ru/23raznoe/126936-1.php 17.09.2018 (дата обращнеия: 17.09.2018).

11. Проектирование силовых трансформаторов с использованием методов оптимизации [Электронный ресурс] / Ю.А. Арутюнов [и др.] // Омский научный вестник. 2017. № 6(156). С. 47–53. URL: https:// cyberleninka.ru/article/n/proektirovanie-silovyh-transformatorov-s-ispolzovaniem-metodov-optimizatsii (дата обращения: 17.09.2018).

УДК 621.316.925.1

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЦИФРОВЫХ ТЕРМИНАЛОВ ЗАЩИТ ЛЭП 6–35 кВ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ПРИМЕНЯЕМЫХ ФУНКЦИЙ

М.С. Пляшко[1], Д.Н. Гура[2], А.Л. Корольков[3], И.И. Бурлак[4]
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга,
Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, Пятигорск
[1]bel-8008@yandex.ru, [2]GuraDN@ckrdu.so-ups.ru, [3] secr@ckrdu.so-ups.ru,
[4]ivanburlak96@mail.ru

Ввиду широкого распространения цифровых терминалов защит и политики импортозамещения в нашей стране актуальным становится вопрос выбора оптимального набора функций защит ЛЭП 6–35 кВ. В лаборатории аналоговой и цифровой релейной защиты и автоматики СКФУ был проведен сравнительных анализ терминалов защит. На основе анализа были сделаны выводы и составлены предложения по данному вопросу. При сравнении использовались терминалы РЗА ЧЭАЗ БЭМП РУ-ВВ.5.0.Д, Механотроника БМРЗ-КЛ-10, Радиус автоматика Сириус-2-Л-5А-И1.

Ключевые слова: терминал релейной защиты и автоматики, гибкая логика, 6–110 кВ, совместное использование.

В лаборатории аналоговой и цифровой релейной защиты и автоматики СКФУ представлены терминалы релейной защиты и автоматики отечественных и зарубежных производителей, имеющие различное количество функций в своем составе, а также различные эксплуатационные характеристики.

В связи с широким распространением микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики 6–10–35 кВ, а также их доступности не только для сетевых объектов, но и для частных пользователей, все большее внимание вызывает вопрос состава функций данных устройств. В связи с этим, как показывает практика, есть необходимость сравнения набора функций, характеристик, а также особенностей терминалов.

Целью статьи является сравнительный анализ состава функций и эксплуатационных характеристик, определяющих условия применения и особенности, присущие определённой модели терминала релейной защиты сетей 6–10–35 кВ, а также определению их оптимального состава.

В настоящее время на отечественном рынке представлен широкий спектр цифровых терминалов защит линий 6–10–35 кВ, каждый из которых имеет свой определённый набор функций и связанные с ним достоинства и недостатки. Также немаловажна программа импортозамещения, поэтому для данной работы были выбраны устройства отечественного производства.

Для анализа были выбраны наиболее применяемые терминалы релейной защиты в операционной зоне Северокавказского РДУ отечественного производства, а именно:

– БЭМП РУ-02 (ЧЭАЗ);

– БМРЗ-ДЗ-02 (Механотроника);

– Сириус-2-Л (Радиус автоматика).

Исходя из цели исследования, определена структура анализа, приведенная на рис. 1.



Рис. 1. Структура сравнительного анализа терминалов РЗА

Результаты сравнительного анализа набора функций представлены в табл. 1, из которой видно, что перечни функций защит и автоматики имеют существенные различия, не смотря на то, что назначение каждого терминала одинаковое – защита ЛЭП, по количественному критерию.

Можно констатировать наиболее полный перечень функций у терминала компании «Механотроника» – БМРЗ-ДЗ-02, наименьший – «Радиусавтоматика», Сириус-2-Л. Также можно заметить, что из исследуемых терминалов только Сириус-2-Л обладает гибкой логикой, при этом он также единственный терминал, который имеет возможность расширения и корректировки набора функций, без непосредственного вмешательства изготовителя.

Таблица 1

Сравнение набора функций терминалов РЗА

Наименование функции	Наименование терминала		
	ЧЭАЗ БЭМП РУ-02	Механотроника БМРЗ-ДЗ-02	Радиусавтоматика Сириус-2-Л
Функции релейной защиты			
МТЗ	+	+	+
УМТЗ	+	+	+
ЛЗШ	+	+	+
ЗОФ	+	+	+
ЗМН	+	+	
ЗПН	+		
ЗПП	+	+	
ДЗМФ		+	
ДЗДЗ		+	
ОЗЗ	+		+
ДР		+	
ДГЗ			+
Функции автоматики			
АЧР	+	+	+
ЧАПВ	+	+	+
АПВ	+	+	+
АВР	+		

Вместе с этим можно ответить, что отсутствие возможно корректировки и расширение функционального состава дают преимущество в быстродействии, а также максимально исключает неполадки в работе терминала, вызванные аппаратной перегрузкой, а также перегрузкой операционной системы.

В ходе сравнения эксплуатационных характеристик устройств были выявлены их индивидуальные особенности, а также преимущества, которые позволяют им конкурировать между собой по различным критериям.

Исходя из этих данных, определено, что терминал от «Радиус автоматика» проигрывает в количественном сравнении эксплуатационных преимуществ остальным терминалам. При этом терминалы от данного производителя являются самыми востребованными и распространенными в операционной зоне северокавказского РДУ.

Что касается наибольшего распространения терминалов каждого из рассматриваемых производителей, то терминалы от «Радиусавтоматика» имеют приблизительно равномерное распространение по всей территории северокавказского РДУ.

В свою очередь, терминалы «ЧЭАЗ» особенно распространены в Карачаево-Черкесской республике.

Терминалы «Механатроника» имеются как в вышеупомянутой Карачаево-Черкесской республике, так и в Чеченской республике, Кабардино-Балкарской республике, Республика Северная Осетия, но в меньшем количестве. Это объясняется более поздним появлениям данной продукции на рынке.

На основе предоставленных от производителей референс-листов, была составлена карта-схема с отмеченными наиболее крупными объектов эксплуатации продукции каждого производителя, изображенная на рис. 2.

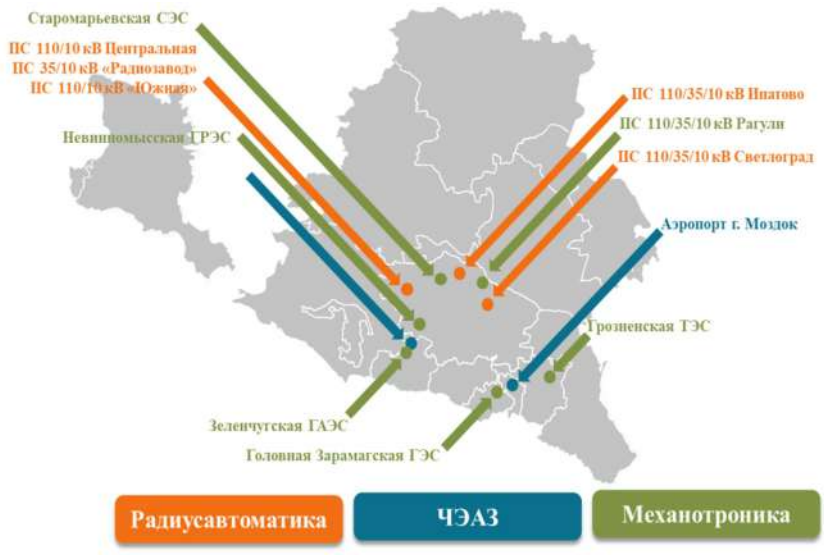


Рис. 2. Карта-схема с отмеченными наиболее крупными объектами эксплуатации продукции каждого производителя

Интеграция с системой АСКУЭ предусмотрена у терминалов от «Радиусавтоматика».

На вопрос о совместном использовании можно ответить, что это невозможно в виду следующих причин:

1) отсутствие в модельном ряде каждого из производителей терминалов напряжением 6–10–35 кВ, у которых возможна реализация канала связи между полукомплектами;

2) различные пути реализации ряда элементов защиты, главным из которых является орган манипуляции. Для достижения совместимости необходимо, чтобы органы манипуляции в устройствах на противоположных концах защищаемой линии имели одинаковые не только статические, но и динамические характеристики, которые производители не раскрывают.

Достоинства и недостатки каждого из терминалов были получены в результате взаимодействия со специалистами по РЗА, которые непосредственно вели работу с терминалами каждого из рассматриваемых производителей на территории операционной зоны северокавказского РДУ, и представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты взаимодействия со специалистами по РЗА на предмет выявления положительных и отрицательных сторон исследуемых терминалов

Преимущества	Недостатки
Радиус автоматика	
1. Быстродействие (возможность задания минимальной уставки 0,13 с, установлена на ЛЗШ ПС Светлоград). 2. Длительность восстановления нормального значения напряжения после совокупного действия ЗМН и АВР 12 с. 3. Минимальная уставка УРОВ 0,4 с (защиты фидера, защиты силового трансформатора). 4. Интуитивное понимание аппарата.	Быстродействие (возможность задания минимальной уставки 0,13 с, установлена на ЛЗШ ПС Светлоград).
ЧЭАЗ	
1. Длина осциллограмм (до 100 с). 2. Маленькая погрешность измерения токов (3 %). 3. Количество программируемых диодов.	Длина осциллограмм (до 100 с).
1. Работа при низких температурах (незамерзающий дисплей). 2. Возможность добавления сигналов в осциллограмму. 3. Большая надежность (большая термическая стойкость аналоговых входов). 4. Наличие селектора направления однофазных замыканий, достоверно определяющего поврежденный фидер. 5. Устойчивость к перерывам питания и быстрый старт при включении.	1. Требуется дополнительное программное обеспечение. 2. Неудобный рабочий интерфейс. 3. Цена/качество в сравнении с аналогами.

В ходе выполнения данной работы были выполнены следующие задачи:

1) выполнен анализ функционального состава исследуемых терминалов;

2) освещен вопрос интеграции терминалов РЗА с АСКУЭ;

3) выполнен анализ эксплуатационных характеристик исследуемых терминалов;

4) разрешен вопрос о совместном использовании терминалов РЗА от разных производителей;

5) проведено взаимодействие с заводами – изготовителями на предмет выявления сильных и слабых качеств их продукции;

6) проведена работа со специалистами по РЗА, которые вели работу с терминалами исследуемых производителей, на предмет выявления сильных и слабых сторон продукции с точки зрения пользователя.

Источники

1. БКЖИ.656316.004-98.01 РЭ. Микропроцессорные блоки релейной защиты и автоматики серии БЭМП РУ-02: руководство по эксплуатации [Электронный ресурс]. Чебоксары: АО «ЧЭАЗ», 2019. 144 с. URL: https://www.cheaz.ru/assets/images/production/5-urz/1-m-rza/2-bemp-ru/bemp-ru-02_izm4.pdf (дата обращения: 25.07.2019).

2. ДИВГ.648228.001 РЭ. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ: руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] // Мехатроника: интеллектуальные устройства релейной защиты: сайт. URL: http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz.pdf (дата обращения: 25.07.2019).

3. БПВА.656122.041 РЭ. Микропроцессорные устройства защиты «Сириус-2-Л» и «Сириус-2-Л»: руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] // КС Энерго: комплектация и снабжение: сайт. URL: https://rzaproject.ru/sirius_2_l-i-sirius_21_l.pdf (дата обращения: 25.07.2019).

4. Исследование на совместимость МП ДФЗ линии 110–220 кВ типа «СИРИУС-З-ДФЗ-01» производства ЗАО «Радиус автоматика» с мп ДФЗ различных производителей с проведением динамических испытаний: отчет об испытаниях. Чебоксары, 2014. 118 с.

5. Гура Д.Н. Применение «жесткой» и «гибкой» логики в микропроцессорных устройствах релейной защиты (МП УРЗА). Проблемы совместимости УРЗА различных производителей // Вестник науки Сибири. 2015. Вып. 15. С. 43–47. (Энергетика).

УДК 334 + 621.31

РАНЖИРОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ПО СТЕПЕНИ НЕОБХОДИМОСТИ (КРИТИЧНОСТИ) ТЕХНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЕДИНИЦУ ОБОРУДОВАНИЯ

Р.Р. Рахматуллин[1], И.И. Валиев[2], И.Н. Хамидуллин[3]
ОАО «Сетевая компания», г. Казань
[1]rahmatullinrur@gridcom-rt.ru, [2]valievi@gridcom-rt.ru, [3]hamidullinin@gridcom-rt.ru

В данной статье затронута проблема перехода технического обслуживания и ремонта оборудования электросетевого хозяйства от периодического со сроками, регламентируемыми нормативно-техническими документами на выполнение данных работ к работам по техническому состоянию.

Для решения данной проблемы был разработан метод ранжирования оборудования электросетевого комплекса по степени необходимости (критичности) технического воздействия на единицу оборудования, освещенный в данной статье.

Ключевые слова: электросетевое оборудование, техническое обслуживание, ремонт, индекс технического состояния, комплексно качественный осмотр, отказ оборудования, последствия отказа оборудования, ранжирование, планирование.

Существовавшие до недавнего времени процедуры формирования графиков технического обслуживания и ремонта (ТОиР) позволяли лишь сопоставить количество запланированного ремонта/замены электротехнического оборудования электросетевого комплекса (далее – оборудования) и требуемого к ремонту/замене на основании нормативно-технических документов, при этом вероятность отказа оборудования и последствия отказа в стоимостном выражении к анализу не принимались. На основании приказа Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013 [1] энергетические компании имеют право выполнять ТОиР на основании технического состояния оборудования. При этом субъект электроэнергетики обязан иметь автоматизированную систему контроля за техническим состоянием основного оборудования, представляющую программно-аппаратный комплекс (ПАК), обеспечивающий процесс удаленного наблюдения и контроля за состоянием оборудования и (или) объекта, его диагностирование и прогнозирование изменения технического состояния на основе собранных данных (исторические данные о состоянии оборудования) и операционных данных, получаемых от систем сбора данных, установленных на оборудовании [1].

С момента появления возможности перехода на ТОиР оборудования по техническому состоянию по сегодняшний день существует проблема: индекс технического состояния, расчет вероятности отказа функциональных узлов и единицы основного технологического оборудования и оценка последствия такого отказа в электросетевом комплексе рассчитываются только для (авто-)трансформаторов высшего класса напряжения 110 кВ и выше и номинальной мощностью 63 МВА и более ((А)Т), а также для линий электропередачи класса номинального напряжения 35 кВ и выше (ЛЭП) согласно приказам Минэнерго России от 26.07.2017 №676 [2] и от 19.07.2019 №123 [3]. Для остального вида оборудования нет методики, позволяющей определять индекс технического состояния и соответствующие риски ухудшения состояния оборудования. Следовательно, на сегодняшний день отсутствует возможность полного перехода на ТОиР по техническому состоянию вследствие невозможности объективной оценки риска ухудшения состояния оборудования, составления многолетних графиков ТОиР и финансирования и отсутствия требуемого ПАК.

Для решения вышеуказанной проблемы нами был разработан метод ранжирования оборудования по степени необходимости (критичности) технического воздействия на единицу оборудования. Метод ранжирования был разработана на основе методических указаний по расчету вероятности отказа функциональных узлов и единицы оборудования и оценки последствия такого отказа для более широкого перечня оборудования. Для решения данной задачи были также разработаны методики оценки индекса технического состояния (ИТС) для единиц оборудования основной сети (далее – вышеуказанное оборудование основной сети), для которых расчет ИТС не требуется согласно нормативно-технической документации (НТД):

– трансформатора тока (ТТ);
– трансформатора напряжения (ТН);
– отделителя (ОД);
– короткозамыкателя (КЗ);
– разъединителя (Р);
– выключателя (В);
– аккумуляторной батарей (АКБ);
– зарядно-выпрямительного устройства (ЗВУ);
– щита постоянного тока (ЩПТ);
– щита собственных нужд (ЩСН);
– ограничителя перенапряжений (ОПН);

– высокочастотного заградителя (ВЧЗ);

– конденсатора связи (КС);

– фильтра присоединения (ФП);

– заземляющего устройства (ЗУ);

– открытого распределительного устройства (ОРУ);

– комплектного (закрытого) распределительного устройства (КРУ/ЗРУ);

– реакторов;

– освещения.

Для перечисленного выше оборудования основной сети методика расчета ИТС была основана на методике расчета индекса технического состояния (А)Т и ЛЭП [2] с учетом специфики конкретного оборудования (возможных дефектов и весовых коэффициентов каждого дефекта).

Для распределительной сети вместо ИТС в основу расчета вероятности отказа единицы оборудования легло значение математического ожидания отказа оборудования (кроме кабельных линий), которое означает число вероятных отключений объекта в год от проявления конкретного типа дефекта. При этом у каждого дефекта своя величина математического ожидания, которая была определенная на основании указаний по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38–20 кВ с воздушными линиями электропередачи [4] для следующего оборудования (далее – вышеуказанное оборудование распределительной сети):

– РП, ТП всех типов;

– ВЛ 0,4–10 кВ;

– КЛ 0,4–10 кВ.

Таким образом, в дальнейшем в данной статье ИТС для вышеперечисленного оборудования основной сети и величина математического ожидания отказа для вышеперечисленного оборудования распределительной сети принимаются как исходные данные для осуществления ранжирования по степени необходимости (критичности) технического воздействия на единицу оборудования.

Прогноз изменения индекса технического состояния функционального узла (А)Т и вышеуказанного оборудования основной сети описывается функцией $y(t)$ по формуле:

$$y(t) = \left(1 - \left|\mathrm{tg}_{\Phi\mathrm{У}_i}\right| t\right)\mathrm{ИТСУ}, \qquad (1)$$

где ИТСУ – значение индекса технического состояния функционального узла единицы основного электротехнического оборудования, рассчитанное на момент проведения расчета вероятности отказа как минимальная бальная оценка входящих в группу параметров (значение от нуля до единицы); t – время прогнозирования (с момента расчета и на прогнозный период 5 лет), лет; $|\mathrm{tg}_{\Phi\mathrm{У}i}|$ – тангенс наклона функции прогноза изменения индекса технического состояния функционального узла единицы электротехнического оборудования, величина которого составляет:

– для магнитопроводов и обмоток силовых (А)Т 0,03;

– для остальных функциональных узлов оборудования основной сети 0,1.

Значение модуля тангенса наклона функции прогноза изменения индекса может уточняться в сторону снижения на основании методики расчета, определенной локальным нормативным актом.

Прогноз изменения индекса технического состояния сегмента ЛЭП описывается функцией $y(t)$ по формуле:

$$y(t) = (1 - 0{,}03t) \sum (\mathrm{ОГП}_i \, k_{\mathrm{В}\,i}) / 4, \qquad (2)$$

где $\mathrm{ОГП}_i$ – балльная оценка i-ой группы параметров технического состояния, определенная на момент проведения расчета вероятности отказа в соответствии с методикой оценки технического состояния как минимальная бальная оценка входящих в группу параметров среди всех элементов оборудования; $k_{\mathrm{В}i}$ – значение весового коэффициента для i-й группы параметров в соответствии с приложением № 6 к методике оценки технического состояния [2]; t – время прогнозирования (с момента расчета и на прогнозный период 5 лет), лет.

Прогноз вероятности отказа функционального узла единицы электротехнического оборудования на прогнозный период описывается функцией $p_{\mathrm{ф}}(t)$ по формуле:

$$P_{\mathrm{ф}}(t) = (1 - y(t)) k_{\mathrm{п}}, \qquad (3)$$

где $y(t)$ – функция изменения технического состояния функционального узла единицы электротехнического оборудования, определенная в соответствии с формулами (1)–(2) на момент проведения оценки прогноза вероятности

отказа функционального узла; $k_{\text{п}}$ – коэффициент отношения величины индекса технического состояния функционального узла (сегмента ЛЭП) до и после последнего технического воздействия или в предыдущем и текущем календарном году, определяемый по формуле:

$$k_{\text{п}} = \frac{\text{ИТСУ}_1}{\text{ИТСУ}_2}, \tag{4}$$

где ИТСУ_1 – значение рассчитанного индекса технического состояния функционального узла до проведения последнего технического воздействия на объект электроэнергетики, технологическое оборудование или его функциональный узел; ИТСУ_2 – значение технического состояния функционального узла после проведения последнего технического воздействия на объект электроэнергетики, технологическое оборудование или его функциональный узел.

В целях определения $k_{\text{п}}$ для ЛЭП расчет ИТСУ производится по формуле:

$$\text{ИТСУ} = \frac{100}{4}\sum\left(\text{ОГП}_i\, k_{\text{в}\,i}\right). \tag{5}$$

В случае непроведения технического воздействия на объект электроэнергетики технологическое оборудование или его функциональный узел за весь период эксплуатации или отсутствия рассчитанного индекса технического состояния функционального узла единицы электротехнического оборудования $k_{\text{п}}$ принимается равным 1.

Прогноз вероятности отказа единицы электротехнического оборудования основной сети описывается функцией $p(t)$ по формуле:

$$p\left(t\right) = \max p_{\text{ф}\,i}\left(t\right), \tag{6}$$

где $P_{\text{ф}i}(t)$ – функция изменения вероятности отказа i-го функционального узла единицы электротехнического оборудования, определенная в соответствии с формулой (3).

Прогноз вероятности отказа кабельной линии распределительной сети определяется по формуле:

$$p = 1 - p_{\text{безотк}} = 1 - e^{-\frac{t\lambda}{2}}, \tag{7}$$

где λ – параметр потока отказов λ кабельной линии с данным типом кабеля, рассчитываемый по формуле (8); $p_{\text{безотк}}$ – вероятность безотказной работы кабельной линии; t – средний срок продолжительности эксплуатации кабельной линии.

На основании информации о продолжительности эксплуатации кабельных линий и имевших место отказах под рабочим напряжением параметр потока отказов λ кабельной линии с данным типом кабеля [6] определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^{n} m_i}{\sum_{i=1}^{n} l_i t_i}, \tag{8}$$

где j – марка кабеля (СБ, АСБ, ААБ, ААШв и т.д.); m_i – количество пов-реж-дений под рабочим напряжением i-й (i = 1, 2,…., n) кабельной линии с кабелем данного типа за весь период наблюдения (от года ввода в эксплуатацию); l_i – длина i-ой кабельной линии, км; t_i – продолжительность эксплуатации i-ой кабельной линии, лет.

Так как для оборудования распределительной сети отсутствует понятие функциональный узел, то для единообразного подхода ко всему оборудованию распределительной сети в табл. 1 приведен список, под которым далее понимается функциональный узел.

Таблица 1

Функциональные узлы оборудования распределительной сети

k	Для РП, ТП	Для ВЛ 0,4–10 кВ
1	Площадка РП, ТП	Охранная зона трассы ВЛ
2	Крепления, заделка в грунте, уплотнения	Траверса
3	РУ 6–10 кВ	Габаритные размеры ВЛ
4	Силовой трансформатор	Изолятор
5	РУ 0,4 кВ	Опора
6	Заземляющее устройство	Провод

Количественные показатели математических ожиданий отказов объекта в предстоящий период (год) определяются по следующим формулам:

$$M_{k\,\text{ТП}_J} = \sum_{i=1}^{m} n_{i_{k\,\text{ТП}_j}} M_{i_{k\,\text{ТП}_j}}; \tag{9}$$

$$M_{k\,\text{ВЛ}J} = \sum_{i=1}^{m} n_{i_{k\,\text{ВЛ}j}} M_{i_{k\,\text{ВЛ}j}}; \tag{10}$$

$$M_{\text{ТП}_j} = \sum_{k=1}^{6} M_{k\,\text{ТП}_j}; \tag{11}$$

$$M_{\text{ВЛ}_j} = \sum_{k=1}^{6} M_{k\,\text{ВЛ}_j}, \tag{12}$$

где $M_{k\,\text{ТП}_j}$, $M_{k\,\text{ВЛ}_j}$ – математическое ожидание отказа *k*-го функционального узла *j*-го объекта (распределительной подстанции, трансформаторной подстанции, воздушной линии электропередач) вследствие *i*-го дефекта, откл/год; $n_{i_{k\,\text{ТП}_j}}$, $n_{i_{k\,\text{ВЛ}_j}}$ – количество проявлений *i*-го дефекта *k*-го функционального узла *j*-го объекта (распределительной подстанции, трансформаторной подстанции, воздушной линии электропередачи), шт.; $M_{i_{k\,\text{ТП}_j}}$, $M_{i_{k\,\text{ВЛ}_j}}$ – математические ожидания отказов *i*-х элементов *k*-го функционального узла *j*-го объекта (распределительной подстанции, трансформаторной подстанции, воздушной линии электропередачи); $M_{\text{ТП}_j}$, $M_{\text{ВЛ}_j}$ – математическое ожидание отказа *j*-го объекта (трансформаторной подстанции, воздушной линии электропередачи), откл./год; *k* – количество функциональных узлов *j*-го объекта (распределительной подстанции, трансформаторной подстанции, воздушной линии электропередачи), шт.; *i* – вид дефекта функционального узла *j*-го объекта (распределительной подстанции, трансформаторной подстанции, воздушной линии электропередачи), шт.

Значения $M_{\text{ТП}_j}$, $M_{\text{ВЛ}_j}$ необходимы для последующего расчета рисков отказа объекта ($R_{\text{ТП}}$, $R_{\text{ВЛ}}$) последствий отказа единицы электротехнического оборудования, нарушение или прекращение функционирования которой приводит к потере управляемости объекта электросетевого хозяйства или объекта по передаче электрической энергии, прекращению его функционирования, разрушению или снижению безопасности его эксплуатации – аварии.

Последствие отказа единицы электротехнического оборудования или ее функционального узла измеряется в денежном выражении фактических и возможных убытков субъекта(ов) электроэнергетики от такого отказа.

Оценка последствий отказа единицы электротехнического оборудования $У_{E0}$ проводится по формуле:

$$У_{E0} = С_З, \quad (13)$$

где $С_З$ – стоимость замены единицы электротехнического оборудования без учета НДС, руб. Для оценки риска отказа единицы электротехнического оборудования и в случае отказа ресурсоопределяющего функционального узла $С_З$ рассчитывается по формуле:

$$С_з = С_{нов} + С_{пнр} + С_{смр}, \quad (14)$$

где $С_{нов}$ – стоимость новой единицы электротехнического оборудования – аналога не подлежащей восстановлению единицы электротехнического оборудования, без учета НДС, руб.; $С_{пнр}$ – стоимость пуско-наладочных работ без учета НДС, руб.; $С_{смр}$ – стоимость строительно-монтажных работ без учета НДС, руб.

В случае отказа иного функционального узла, а также в случае уточнения величины риска отказа единицы электротехнического оборудования в сторону снижения $С_З$ рассчитывается по формуле:

$$С_з = С_{зч} + С_{пнр} + С_{смр}, \quad (15)$$

где $С_{зч}$ – стоимость запасных частей единицы электротехнического оборудования, востребованных при отказе или возможном отказе (при прогнозировании) такого функционального узла, без учета НДС, руб.

Оценка последствий отказа единицы электротехнического оборудования, нарушение или прекращение функционирования которой приводит к потере управляемости объекта электросетевого хозяйства или объекта по передаче электрической энергии, прекращению его функционирования, разрушению или снижению безопасности его эксплуатации – аварии, $У_{эх}$, проводится по формуле:

$$У_{эх} = \sum У_{E0} + У_{недопост} + У_{комп.над} + У_{тар.над} + У_{комп.кач} + У_{тар.кач}, \quad (16)$$

где $У_{E0i}$ – последствия фактического отказа входящей в состав объекта электросетевого хозяйства или объекта по передаче электрической энергии *i*-ой единицы электротехнического оборудования, рассчитанные по формуле (13), руб.; $У_{недопост}$ – убыток от недопоставки электрической энергии

потребителям услуг организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или территориальной сетевой организации, рассчитанный в соответствии с формулой (21), руб.; $У_{комп.над}$ – убыток от выплаты компенсации потребителям, энергопринимающие установки которых присоединены к электрическим сетям по 3-й категории надежности. Для оценки риска отказа единицы электротехнического оборудования $У_{комп.над}$ рассчитывается по формуле:

$$У_{комп.над} = \sum П_{мес.i} T_i K_2 \left(t - t_{ипн}\right), \quad (17)$$

где $П_{мес.}$ – среднее потребление электрической энергии (мощности) *i*-м потребителем услуг в месяц за последний календарный год, кВт·ч; T_i – установленный тариф на передачу электрической энергии для *i*-го потребителя услуг, руб./кВт·ч.

Значения $П_{мес}$, T_i могут рассчитываться автоматически (например, по юридическим лицам из программного комплекса (ПК) «ИСЭ», по физическим лицам в ПК «Энергобиллинг»).

Информация о величине тарифа содержится в постановлении Государственного Комитета РТ по тарифам.

K_2 – коэффициент 0,03, 1/ч; t – возможная совокупная продолжительность прекращения передачи электрической энергии точек поставки *i*-го потребителя услуг организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или территориальной сетевой организации из-за отказа единицы электротехнического оборудования за год, рассчитанная по формуле:

$$t = K_0 t_в, \quad (18)$$

где K_0 – определенное на основании актов о расследовании причин аварий в электроэнергетике, оформленных в соответствии с приказом Минэнерго России от 02.03.2010 №90 «Об утверждении формы акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике и порядка ее заполнения» [5] (далее – Порядок), среднегодовое количество отказов единиц электротехнического оборудования со сравнительными техническими характеристиками у субъекта электроэнергетики за последние 5 лет, штук. Данное значение для расчетов в качестве исходных данных берется значение из АРМ «База аварийности в электроэнергетике» (АРМ «БАЭ»); $t_в$ – время восстановления работы единицы электротехнического оборудования, определяемое в соответствии

с приказом Минэнерго России от 19.07.2019 №123 [3] и на основании статистических данных ОАО «Сетевая компания», ч. Время восстановительных работ единицы электротехнического оборудования может уточняться в сторону снижения на основании методики расчета, определенной локальным нормативным актом [3]; $t_{\text{ипн}}$ – допустимая продолжительность прекращения передачи электрической энергии точек поставки потребителя услуг в соответствии с утвержденными Федеральной антимонопольной службой или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов показателями надежности оказываемых услуг организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или территориальной сетевой организации, ч; $У_{\text{тар.над}}$ – убыток от снижения тарифа. Для оценки риска отказа единицы электротехнического оборудования $У_{\text{тар.над}}$ рассчитывается по формуле:

$$У_{\text{тар.над}} = \sum П_{\text{год}.i} T_i K_3 \left(t - t_{\text{ипн}}\right), \tag{19}$$

где $П_{\text{год}.i}$ – совокупное годовое потребление электрической энергии (мощности) за последний календарный год i-м потребителем услуг, кВт·ч; T_i – установленный тариф на передачу электрической энергии для i-го потребителя услуг, руб./кВт·ч.

Значения $П_{\text{год}.i}$, T_i могут рассчитываться автоматически (например, по юридическим лицам из ПК «ИСЭ», по физическим лицам – в ПК «Энергобиллинг»).

Информация о величине тарифа содержится в постановлении Государственного Комитета РТ по тарифам.

k_3 – коэффициент 0,0015, 1/ч; t – возможная продолжительность прекращения передачи электрической энергии точек поставки i-го потребителя организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или территориальной сетевой организации из-за отказа единицы электротехнического оборудования за год, рассчитанная в соответствии с формулой (18); $t_{\text{ипн}}$ – продолжительность прекращения передачи электрической энергии точек поставки потребителя услуг в соответствии с утвержденными Федеральной антимонопольной службой или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов показателями надежности оказываемых услуг организации по управлению единой национальной

(общероссийской) электрической сетью или территориальной сетевой организации, ч. Величина $t_{\text{ипн}}$ основывается на данных ситуационного аналитического центра (САЦ); $У_{\text{комп.кач}}$ – убыток от выплаты компенсаций при нарушении качества электрической энергии. Фактическое значение $У_{\text{комп.кач}}$ устанавливается по решению суда или соглашению сторон. Для оценки риска отказа единицы электротехнического оборудования $У_{\text{комп.кач}}$ рассчитывается по формуле:

$$У_{\text{комп.кач}} = \sum 12 \cdot 0{,}03 П_{\text{мес.}i} T_i, \qquad (20)$$

где $П_{\text{мес.}}$ – среднее потребление электрической энергии (мощности) i-м потребителем услуг в месяц за последний календарный год, кВт·ч; T_i – установленный тариф на передачу электрической энергии для i-го потребителя услуг, руб./кВт·ч.

Значения $П_{\text{мес}}$, T_i могут рассчитываться автоматически (например, по юридическим лицам из ПК «ИСЭ», по физическим лицам – в ПК «Энергобиллинг»).

Информация о величине тарифа содержится в постановлении Государственного Комитета РТ по тарифам.

$У_{\text{тар.кач}}$ – убыток от снижения тарифа при нарушении качества электрической энергии. Для оценки риска отказа единицы электротехнического оборудования $У_{\text{тар.кач}}$ также рассчитывается по формуле (19) [3].

Фактический убыток от недопоставки электрической энергии потребителям услуг – неполученные доходы от оказания услуг по передаче электрической энергии потребителям услуг, которая осуществлялась бы при нормальных условиях функционирования объектов электросетевого хозяйства, $У_{\text{недопост}}$, рассчитывается по формуле:

$$У_{\text{недопст}} = \sum П_i T_i K_4 t, \qquad (21)$$

где $П_i$ – среднегодовое часовое потребление электрической энергии (мощности) за последний календарный год i-м потребителем услуг, кВт·ч; T_i – установленный тариф на передачу электрической энергии для i-го потребителя услуг, руб./кВт·ч.

Значения $П_i$ и T_i могут рассчитываться автоматически (например, по юридическим лицам из ПК «ИСЭ», по физическим лицам – в ПК «Энергобиллинг»).

Информация о величине тарифа содержится в постановлении Государственного Комитета РТ по тарифам.

k_4 – коэффициент, 1/ч; t – время восстановления работы единицы электротехнического оборудования, определяемое в соответствии с приказом Минэнерго России от 19.07.2019 №123 [3], ч. Время восстановительных работ единицы электротехнического оборудования может уточняться в сторону снижения на основании методики расчета, определенной локальным нормативным актом [3].

Риск убытков аварийно-восстановительных работ функционального узла оборудования распределительной сети рассчитывается по формулам:

$$R_{k\,\text{ТП}_J} = \sum_{i=1}^{m} n_{i_{k\,\text{ТП}\,j}} M_{i_{k\,\text{ТП}\,j}}\, \text{У}_{\text{эо}\,i}\,; \tag{22}$$

$$R_{k\,\text{ВЛ}_J} = \sum_{i=1}^{m} n_{i_{k\,\text{ВЛ}\,j}} M_{i_{k\,\text{ВЛ}\,j}}\, \text{У}_{\text{эо}\,i}\,, \tag{23}$$

где $\text{У}_{\text{эо}\,i}$ – стоимость устранения i-го дефекта k-го функционального узла j-го объекта (распределительной подстанции, трансформаторной подстанции, воздушной линии электропередачи); $R_{k\,\text{ТП}_J}$, $R_{k\,\text{ВЛ}_J}$ – риск отказа i-х элементов k-го функционального узла j-го объекта (распределительной подстанции, трансформаторной подстанции, воздушной линии электропередачи) руб.·откл./год.

Риск убытков отказа единицы оборудования распределительной сети рассчитывается по формулам:

$$R_{\text{ВЛ}_J} = \sum_{k=1}^{6} R_{k\,\text{ВЛ}_j}\,; \tag{24}$$

$$R_{\text{ТП}_J} = \sum_{k=1}^{6} R_{k\,\text{ТП}_j}\,; \tag{25}$$

$$R_{\text{общ}\,\text{ТП}_J} = R_{\text{ТП}_J} + M_{\text{ТП}_j}\left(\text{У}_{\text{эх}\,j} - \text{У}_{\text{эо}\,j}\right); \tag{26}$$

$$R_{\text{общ}\,\text{ВЛ}_J} = R_{\text{ВЛ}_J} + M_{\text{ВЛ}_j}\left(\text{У}_{\text{эх}\,j} - \text{У}_{\text{эо}\,j}\right), \tag{27}$$

$R_{\text{ТП}_J}$, $R_{\text{ВЛ}_J}$ – риск отказа j-го объекта (распределительной подстанции, трансформаторной подстанции, воздушной линии электропередачи, руб.·откл./год; $\text{У}_{\text{эх}\,j}$, $\text{У}_{\text{эо}\,j}$ – убыток, возникающий из-за аварии, рассчитанный по формуле (16).

Риск убытков от вероятности отказа оборудования основной сети и кабельных линий распределительной сети рассчитывается по формуле:

$$R = p\,У_{эх}, \tag{28}$$

где $У_{эх}$ – последствия отказа единицы электротехнического оборудования, рассчитанные в соответствии с (16), руб.; p – вероятность отказа единицы электротехнического оборудования, рассчитанная по формуле (6) данной методики.

Помимо рассмотренных показателей на ранжирование объектов могут влиять и внешние условия, такие как необходимость обеспечения надежного электроснабжения социально-значимых объектов, требования надзорных органов, важность единицы оборудования для системы электроснабжения региона и т.д.

Степень необходимости (критичность) технического воздействия на оборудование как основной, так и распределительной сети рассчитывается по формуле:

$$K = Rk_{важн}, \tag{29}$$

где R – риск отказа электротехнического оборудования, рассчитанный в соответствии с формулами (26)–(28) данной методики, руб.; $k_{важн}$ – коэффициент важности, который указывается в паспорте ТОиР для каждого конкретного оборудования.

$k_{важн}$ для ЛЭП определяется перемножением коэффициентов из табл. 2–4.

Таблица 2

Коэффициент предписания для ЛЭП 35–500 кВ

	Есть предписания	Нет предписания
Величина коэффициента	1,5	1

Таблица 3

Коэффициент номинального напряжения ЛЭП 35–500 кВ

	35 кВ	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Величина коэффициента	1	1,1	1,2	1,3

Таблица 4

Коэффициент системообразования ЛЭП 35–500 кВ

	Тупиковая	Транзитная
Величина коэффициента	1	1,2

$k_{\text{важн}}$ для оборудования распределительной сети определяется перемножением коэффициентов из табл. 5, 6.

Таблица 5

Коэффициент предписания для оборудования распределительной сети

	Есть предписания	Нет предписания
Величина коэффициента	1,5	1

Таблица 6

Коэффициент социальной значимости для оборудования распределительной сети

	Питает социально значимые объекты	Не питает социально значимые объекты
Величина коэффициента	1,2	1

$k_{\text{важн}}$ для оборудования основной сети определяется перемножением коэффициентов из табл. 7, 8.

Таблица 7

Коэффициент предписания для оборудования подстанций

	Есть предписания	Нет предписания
Величина коэффициента	1,5	1

Таблица 8

Коэффициент номинального напряжения оборудования подстанции

	6–10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Величина коэффициента	1	1,1	1,2	1,3	1,4

По результатам проведения расчетов появляется возможность объективного ранжирования оборудования по степени необходимости (критичности) технического воздействия на оборудование на основании ИТС для основной сети и величины математического ожидания отказов объекта в предстоящий период для распределительной сети.

В связи с тем, что для оборудования основной сети имеется возможность прогнозирования изменения ИТС и, как следствие, величины необходимости (критичность) технического воздействия на оборудование, то появляется возможность составления многолетних (пятилетних) графиков ТОиР по техническому состоянию оборудования основной сети.

Для оборудования распределительной сети составление многолетних графиков ТОиР необходимо осуществлять на основании ранжирования объектов на предстоящий период с ежегодной корректировкой по результатам выявления новых дефектов, т. е. объекты, не вошедшие в план ТОиР предстоящего периода, автоматически перемещаются в планы работ последующих лет.

В дальнейшем на основании данной методики будет создан ПАК, требуемый согласно приказу Минэнерго России [1], позволяющий переход ТОиР по техническому состоянию оборудования.

Источники

1. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

2. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линии электропередачи электрических станций и сетей [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676. Доступ из справ. системы «Техэксперт».

3. Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 19 июля 2019 г. № 123. URL: https://minjust.consultant.ru/documents/42490?items=1&page=2 (дата обращения: 07.08.2019).

4. РД 153-34.3-20.573-2001. Указания по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38–20 кВ с воздушными линиями электропередачи [Электронный ресурс] // Интернет и право: сайт. URL: https://internet-law.ru/stroyka/doc/39521/ (дата обращения: 07.08.2019).

5. Об утверждении формы акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике и порядка ее заполнения [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 2 марта 2010 г. № 90. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

6. Короткевич М.А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть: учеб. пособие. Минск: Высш. школа, 2010. 574 с.

УДК 621.316.9

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЗАЩИТЫ БЛИЖНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ АВТОТРАНСФОРМАТОРА

Ф.Р. Сиразутдинов
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
SirazutdinovFR@yandex.ru

При междуфазных коротких замыканиях (КЗ) на стороне низкого напряжения (НН) автотрансформатора (АТ) установленная на сторонах высокого и среднего напряжения резервная защита (РЗ) в ряде случаев не обладает достаточной чувствительностью. Для повышения надежности защиты автотрансформатора появилась необходимость организации защит ближнего резервирования на стороне НН автотрансформаторов. Реализовать защиту возможно с помощью установки дополнительной защиты в нейтральные выводы автотрансформатора, совершенствование логики работы защит и применений технологий цифровых подстанций.

Ключевые слова: повышение надежности релейной защиты, резервные защиты автотрансформатора, ближнее резервирование.

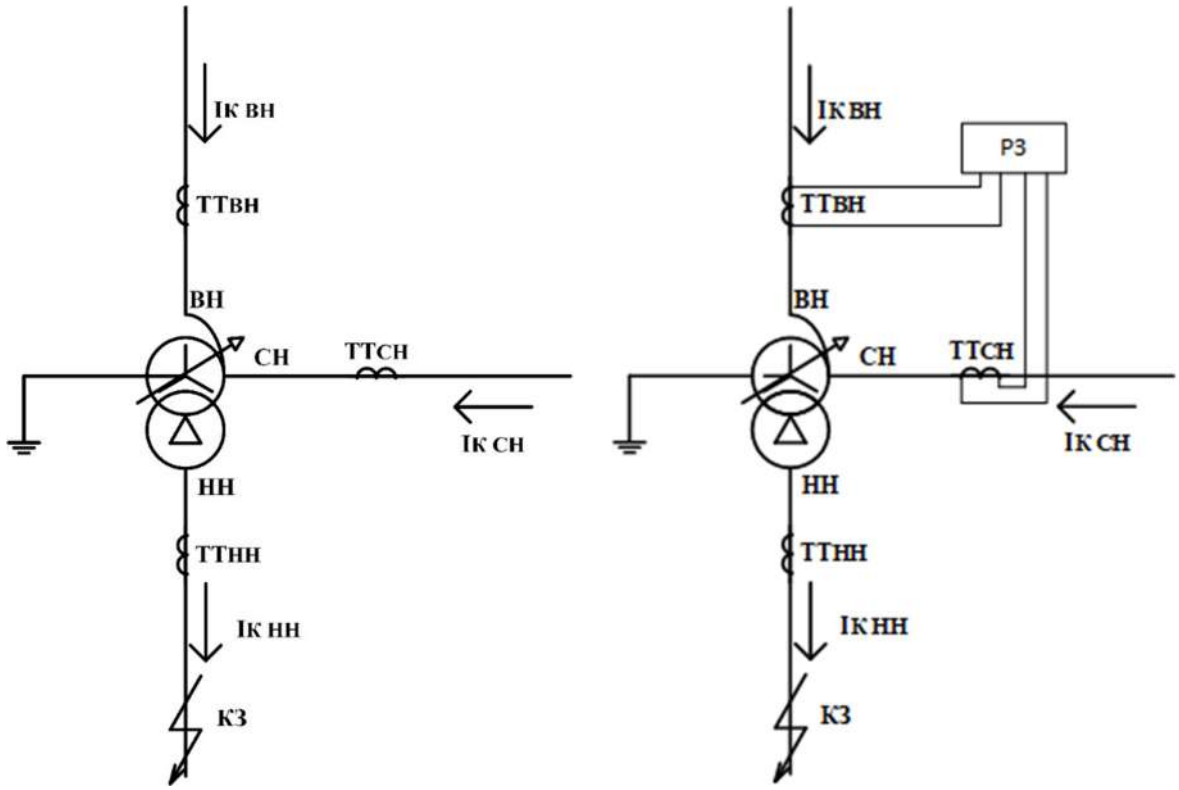
Отказ релейной защиты в отключении оборудования при коротких замыканиях является наиболее опасным нарушением, приводящим к обесточиванию потребителей, повреждению силового оборудования и устройств вторичной коммутации. Избежать или значительно уменьшить последствия подобных событий позволяют системы дальнего и ближнего резервирования релейной защиты.

Осуществление дальнего и ближнего резервирования релейной защиты линий электропередачи и трансформаторов относится к наиболее сложным решениям.

Накопленный опыт эксплуатации, расчетов уставок и обслуживания микропроцессорных защит автотрансформаторов дает понять, что система дальнего резервирования междуфазных КЗ на стороне НН АТ 220–500 кВ, действующей РЗ в голове питающих линий, неэффективна, а также позволяет выделить проблему, которая возникает при выборе параметров настроек резервных защит автотрансформаторов и требует решения.

Эта проблема заключается в сложности обеспечения чувствительности защит ближнего резервирования автотрансформаторов при междуфазных КЗ на стороне низкого напряжения АТ, что подтверждается конкретными расчетами уставок на большинстве объектов ОЗ РДУ Татарстана. Например, согласно рис. 1, *а*, ликвидация междуфазных КЗ на стороне НН или на вводах НН АТ происходит только в каскаде (а в некоторых случаях

2 ступень ДЗ не чувствительна к междуфазным КЗ), что при неисправности или выводе из работы основной защиты может привести к серьезным повреждениям АТ.



а *б*

Рис. 1. Ликвидация междуфазных КЗ на НН АТ: *а* – каскад;
б – включение защит на сумму токов

Как известно, основным условием выбора уставок МТЗ и 2 ступени ДЗ АТ является обеспечение чувствительности к междуфазным КЗ в АТ и на шинах смежного напряжения.

Однако при выборе уставок по условию чувствительности к междуфазным КЗ на стороне НН АТ уставки по току или сопротивлению срабатывания невозможно отстроить от нагрузочного режима в сети смежного напряжения.

Решить данную проблему можно подключив защиты на сумму токов, как показано на рис. 1, *б*.

Однако реализация такого рода защиты в большинстве случаев невозможна. Это объясняется отсутствием свободных кернов ТТ, встроенных во ввода автотрансформаторов на действующих объектах, которые можно было бы подключить на сумму токов, а также тем, что большинство резервных защит АТ не имеют возможности подключения дополнительных токовых цепей.

В таком случае решением организации защит ближнего резервирования на стороне низкого напряжения автотрансформаторов может стать установка дополнительного комплекта защит. Это ненаправленная одноступенчатая или двухступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ на стороне низкого напряжения (НН) автотрансформаторов АТ-220 кВ (500 кВ) с двумя выдержками времени: на отключение ввода НН и на отключение всего АТ. Данная защита включена на трансформаторы тока общих (нейтральных) выводов обмоток АТ (косвенно на сумму токов сторон ВН и СН АТ) (рис 2). Защита является резервной к МТЗ на стороне НН АТ и к дифференциальной защите АТ при КЗ на стороне НН (элемент ближнего резервирования).

Основными условиями выбора уставки по току должна быть надёжная отстройка защиты ближнего резервирования от тока нагрузки, а также обеспечение необходимой чувствительности в зоне резервирования к междуфазным КЗ на стороне НН АТ в минимальном режиме.

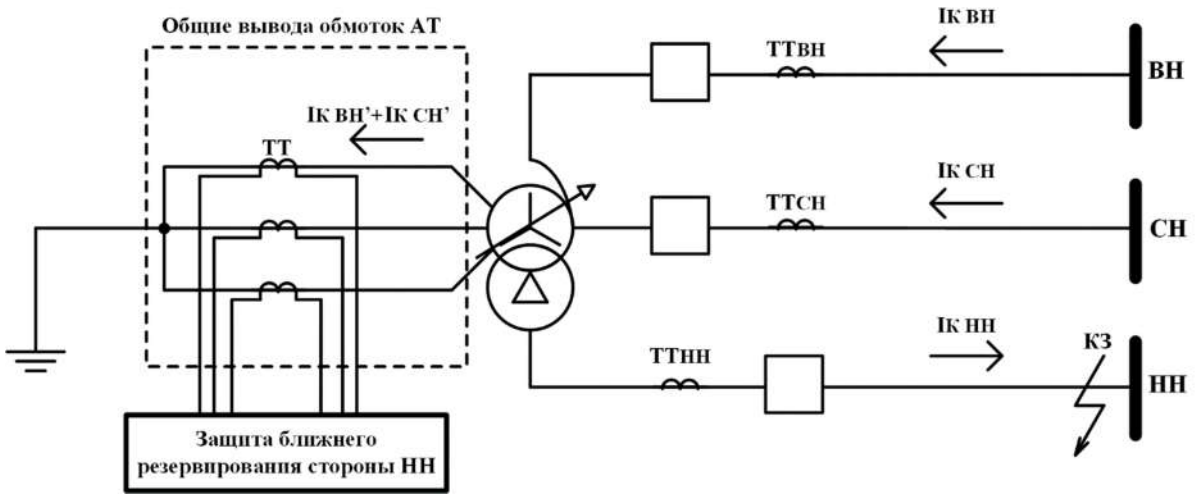


Рис. 2. Защита ближнего резервирования

Также одним методом для повышения эффективности защиты в условиях отказа или вывода из работы дифференциальной защиты автотрансформатора одним из решений может стать совершенствование работы микропроцессорной релейной защиты производства ООО НПП «ЭКРА», установленной на большинстве объектах операционной зоны РДУ Татарстана, путем разработки новых алгоритмов работы релейной защиты и изменение ее логики (рис. 3). В качестве резервной защиты для АТ с высшим напряжением 220 кВ служит шкаф ШЭ2607 072 (071). Данный шкаф устанавливается на сторонах высшего и среднего напряжения АТ и содержит один комплект, реализующий функции ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, ТО и АРПТ.

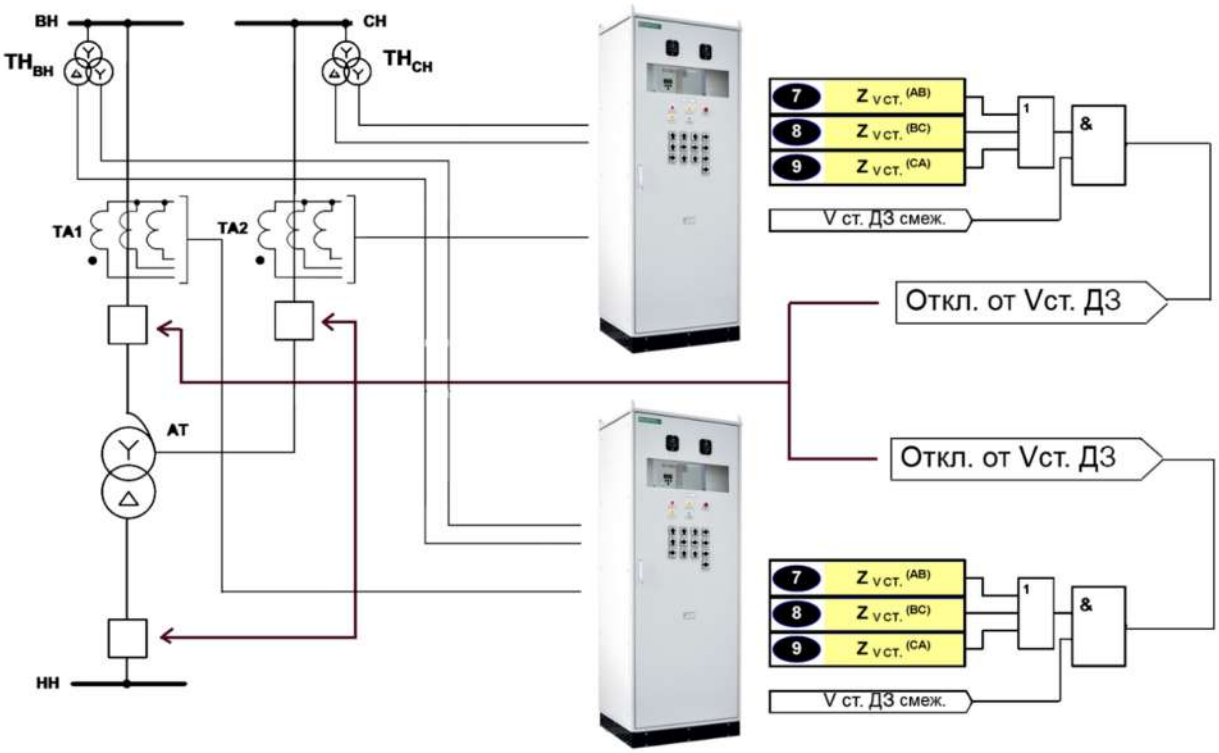


Рис. 3. Логика работы 5 ступени ДЗ

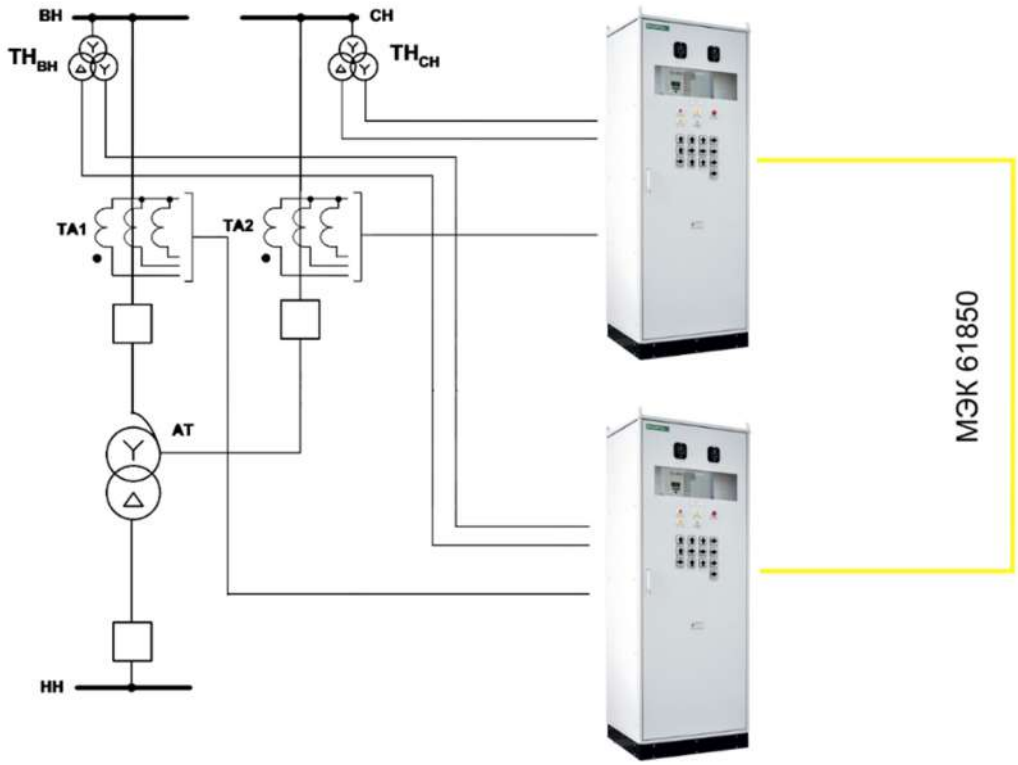


Рис. 4. Организация ЗБР по протоколу МЭК 61850-9.2 и МЭК 61850-8.1

Для обеспечения быстрого отключения КЗ на стороне НН предлагается использовать 5 ступени ДЗ (либо выделить дополнительные 6 ступени) с большими уставками по сопротивлению и выдержками

времени, с включением на фазные токи и фазные напряжения с направлением их в АТ и действием на отключение АТ без выдержки времени или с t = 0,2 с в случае КЗ на стороне НН или в АТ. При срабатывании реле сопротивления (РС) данной ступени и одновременном срабатывании РС 5(6) ступени ДЗ резервной защиты АТ смежной стороны или отключенного состояния выключателя смежной стороны (таким образом определяется факт КЗ в АТ или в сети НН АТ) защита действует на отключение. При пуске МТЗ НН, сигнал которой приходит на дискретные входы шкафов резервной защиты АТ стороны ВН и СН, защита ближнего резервирования действует с 1-ой выдержкой времени на отключение выключателя НН АТ и далее со 2-ой выдержкой времени на отключение всего АТ с запретом АПВ, т.е. резервирует действие МТЗ НН. При этом времена срабатывания ЗБР согласовываются с временами срабатывания МТЗ НН. Если пуска МТЗ НН не было или защита отсутствует (АТ не ошинован по стороне НН), то защита ближнего резервирования действует на отключение всего АТ с запретом АПВ с минимальной выдержкой времени t = 0,2 с – ЗБР с ускорением.

Так же одним из решений данных проблем может стать применение элементов цифровых подстанций (рис. 4). В данном случае информация в виде значений токов и напряжений, дискретных сигналов будет передаваться от одного терминала по протоколу МЭК 61850-9.2 и МЭК 61850-8.1. В таком случае есть возможность реализовать два предложенных выше варианта совершенствования защит ближнего резервирования АТ.

Таким образом, установка дополнительного комплекта ЗБР и изменение логики МП защит, а также применение элементов ЦПС позволяет обеспечить надежную защиту автотрансформатора резервными защитами и существенно уменьшить время ликвидации короткого замыкания на стороне низкого напряжения автотрансформатора в условиях отказа на срабатывание основных защит АТ и повысить чувствительность защит ближнего резервирования.

Источники

1. Сиразутдинов Ф.Р. Повышение надежности защиты автотрансформатора с учетом ближнего и дальнего резервирования // Тинчуринские чтения: матер. докл. XII Междунар. молод. науч. конф. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т., 2017. Т. 1. С. 335–336.

2. Руководящие указания по релейной защите Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Схемы. М.: Энергоатомиздат, 1985. 112 с.

УДК 621.316.925.1

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ НА ШИНАХ (ОШИНОВКЕ) ПРИ ОТСТУТСТВИИ ИЛИ ВЫВОДЕ В РЕМОНТ ДЗШ (ДЗО)

Н.С. Соколов
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань
sokolovns@tatrdu.ru, nikser222@mail.ru

В статье рассмотрена возможность резервирования отключения КЗ на шинах (ошиновке) ПС либо при выводе в ремонт, либо отсутствия ДЗШ (ДЗО), с помощью вторых комплектов резервных защит в составе микропроцессорного шкафа с ускорением выбранных ступеней. Предложена методика расчета параметров настройки РЗА, и произведен оценочный расчет уставок РЗА для ускоряемых ступеней резервных защит, действующих при КЗ на шинах, ошиновке.

Ключевые слова: КЗ, шина, ошиновка резервирование, микропроцессорный шкаф, комплект резервных защит, ускорение.

Основными видами повреждений систем шин (ошиновке) напряжением 110–220 кВ являются двух- и трехфазные КЗ, а также КЗ на землю одной, двух или трех фаз.

Источником коротких замыканий на шинах (ошиновке) могут являться повреждения подвесной или опорной изоляции, разъединителей, особенно в процессе переключений, вводов выключателей и трансформаторов. Часто КЗ на шинах возникают из-за ошибочных действий оперативного персонала при операциях с разъединителями и заземляющими ножам, а также из-за обрывов спусков к разъединителям и выключателям.

Опасность КЗ заключается еще в том, что к месту повреждения подходят большие токи, измеряемые несколькими тысячами ампер, и оно сильно нагревается, что может привести к серьезным повреждениям оборудования. Также в некоторых случаях в месте КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящая к разрушению токоведущих частей, изоляторов и электрических аппаратов [3].

В некоторых случаях на отпаечных и промежуточных подстанциях может не оказаться быстродействующей защиты, которая отключала бы КЗ на шинах (ошиновке).

Длительное отключение КЗ на шинах (ошиновке), например 2 и 3 ступенью резервных защит линий с противоположных концов, может приводить к длительным посадкам напряжения, которые сказываются

на сроке службы осветительных приборов, компонентов электронной аппаратуры, а также остановке насосов, синхронных двигателей и т. д. Высокое быстродействие также требуется с точки зрения сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы.

Данная ситуация характерна, в том числе, для ПС, на которых была реконструкция с заменой электромеханических панелей РЗА на микропроцессорные, но, например, проектом не была предусмотрена установка ДЗО (ДЗШ).

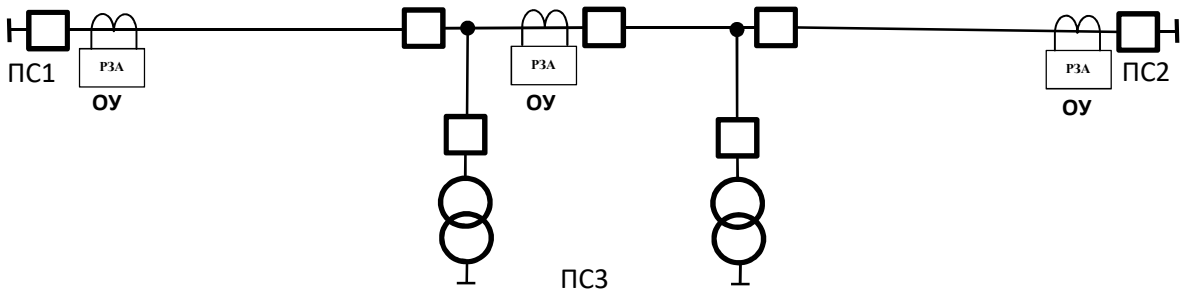


Рис. 1. Оперативное ускорение резервных защит

В таких случаях приходится дополнительно устанавливать шкафы ДЗО (ДЗШ), что является затратным, но необходимым мероприятием (рис. 1). При выводе ДЗО (ДЗШ) в ремонт при отсутствии суммарной резервной защиты шин (СРЗШ) обычно вводится оперативное ускорение резервных защит с противоположных концов, либо при наличии секционного (шиносоединительного) выключателя – ускорение комплекта делительных защит. Это может приводить к неселективным отключениям с минимальной выдержкой времени, а при наличии большого количества отпаек на линии – к большому количеству обесточенных потребителей.

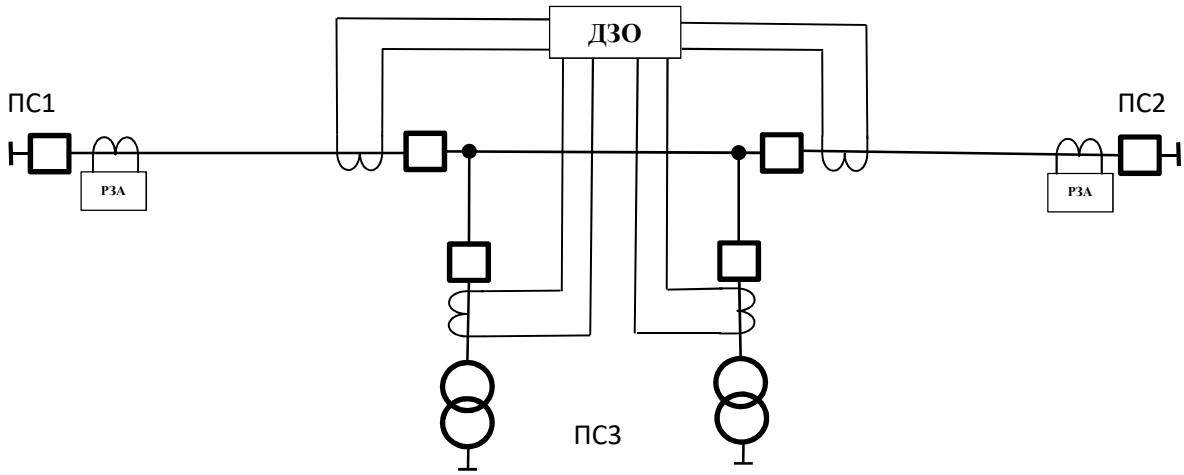


Рис. 2. Схема подключение токовых цепей ДЗО

Предлагается использование вторых комплектов защит в составе микропроцессорного шкафа с обменом командами между защитами по каналам связи (рис. 2) [5].

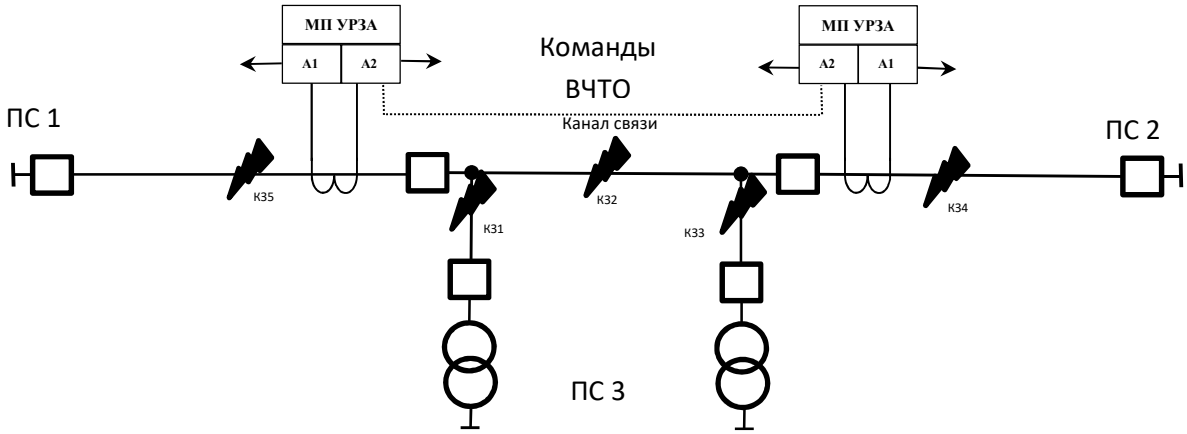


Рис. 3. Работа комплектов А2 резервных защит при КЗ на шинах (ошиновке)

Данное решение позволяет либо не устанавливать дополнительный шкаф ДЗШ (ДЗО) на ПС, либо, если ДЗШ (ДЗО) установлено, резервировать КЗ на шинах (ошиновке) при отказе, либо вывод в ремонт защиты.

В этом случае первый комплект (А1) используется в качестве резервной защиты линии напряжением 110–220 кВ, второй комплект (А2) может использоваться для защиты шин (ошиновки) напряжением 110–220 кВ с ускорением 2 зоны ДЗ с контролем от БК, 3 ступени ТЗНП с контролем от реле направления мощности с обменом командами ВЧТО по каналу связи. Также для отключения КЗ на ошиновке (шинах) можно использовать комплекты резервных защит в составе микропроцессорных шкафов основных защит [6].

Принцип действия данного предложения заключается в том, что при междуфазных КЗ1, КЗ2, КЗ3 (рис. 3) с обеих сторон срабатывают измерительные органы сопротивления ДЗ с контролем от сработавшего органа БК. При КЗ на землю срабатывают измерительные органы тока ТЗНП с контролем от реле направления мощности. При этом происходит обмен командами между сработавшими комплектами. Такая работа защиты позволяет с минимальной выдержкой времени (примерно 0,3 с) отключать КЗ на шинах (ошиновке). При КЗ4, КЗ5 один из комплектов почувствует КЗ, но при этом будет отсутствовать сигнал о срабатывании комплекта с противоположной стороны. Таким образом, достигается работа защиты только при КЗ на шинах (ошиновке) и исключается неселективное срабатывание защиты на линии. Следует отметить, что при КЗ на ошиновке на ПС, без как таковой системы шин, защита должна действовать с запретом АПВ [4].

Данное решение предполагает отстройку ДЗ от всех видов КЗ за трансформатором на самой ПС. При этом необходимо учитывать переход с треугольника на звезду векторов прямой и обратной последовательностей при несимметричных КЗ на НН трансформатора [2].

Наличие обмена команд между комплектами позволяет не отстраивать ДЗ от максимальных токов нагрузочных режимов.

Защиты комплектов А2, благодаря обмену между собой командами, можно не согласовывать с защитами отходящих линий.

ТЗНП следует отстроить от тока небаланса при 3-х фазных КЗ за трансформаторами [1]:

$$I_{\text{с.з.}} \geq k_{\text{н}} \cdot 0{,}1 \cdot I_{\max(3)}. \quad (1)$$

Также следует учесть, что при включении трансформаторов под напряжение происходит бросок тока намагничивания, от которых защита должна быть отстроена (в случае с ТЗНП при наличии заземленных нейтралей) [1, 2]:

$$I_{\text{с.з.}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{ном.тр}} = \frac{k_{\text{отс}} \sum S_{\text{ном.тр}}}{1{,}73 U_{\text{ном}}}. \quad (2)$$

Источники

1. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ: расчеты. М.: Энергия, 1980. 88 с.

2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линии 35 330 кВ. М.: Энергия, 1966. 172 с.

3. Таубесс И.Р. Дифференциальная защита шин 110–220 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1984. 96 с.

4. ЭКРА.656453.027 РЭ. Шкаф защиты ошиновки типа ШЭ2607 051051, ШЭ2607 051 (версия 051_200): руководство по эксплуатации. Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА», 2016. 111 с.

5. ЭКРА.656453.022 РЭ. Шкафы защиты линии и автоматики управления линейным выключателем типов ШЭ2607 011021, ШЭ 2607 012021 (версия ПО 012_200 и 021_200): руководство по эксплуатации. Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА», 2016. 228 с.

6. ЭКРА.656453.029-16 РЭ. Шкаф основной высокочастотной защиты линии с комплектом ступенчатых защит типа ШЭ2607 086 (для первичной схемы подстанции с двумя выключателями на присоединение): руководство по эксплуатации. Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА», 2016. 233 с.

УДК 62-21474

ПОГРЕШНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В ГИБРИДНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ВОЛНОВЫМ МЕТОДОМ

Л.Т. Тухватуллин[1], Е.Г. Степанова[2], Р.Г. Хузяшев[3], И.Л. Кузьмин[4]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]leonidtk4@gmail.com, [2]lenochka2997@mail.ru, [3]142892@mail.ru, [4]kafedrarza@mail.ru

Данная статья описывает вывод аналитических формул для расчета погрешности волнового метода определения места повреждения в воздушных и кабельных линиях (ВЛ, КЛ). Представлена графическая интерпретация выводов формул.

Ключевые слова: определение места повреждения, бегущие волны, волновой метод, погрешность.

Важнейшим показателем уровня функционирования энергосистемы является бесперебойность электроснабжения. Современные технологии производства таковы, что перерыв в электроснабжении не допускается вовсе, а в случае возникновения несёт за собой остановку технологического процесса, недоотпуск продукции и прочие негативные последствия, результатом которых будут являться существенные убытки.

Наиболее повреждаемым элементом комплексов электроэнергетического оборудования являются линии электропередач [1].

По экономическим причинам иногда двухконцевые линии расширяют до многоконцевых линий. Эти многоконцевые линии набирают большую популярность. Использование гибридных линий как с воздушными линиями, так и с подземными линиями, это перспективный подход при строительстве линий, пересекающих местность со сложным рельефом [2]. Место неисправности на этих линиях также критично, как и на двухконцевых линиях.

Одним из самых удобных и эффективных методов определения мест повреждений в гибридных линиях является волновой метод.

Продемонстрируем вывод аналитической формулы погрешности ВМОМП для двухконцевой линии с местом повреждения в точке стыка ВЛ и КЛ.

Рассмотрим случай (рис. 1), когда место повреждения находится в точке соединения воздушной (SD) и кабельной(DR) линий, общая длина которых равна L. Длина отрезка SD составляет L_1, а длина отрезка DR составляет $L–L_1$.

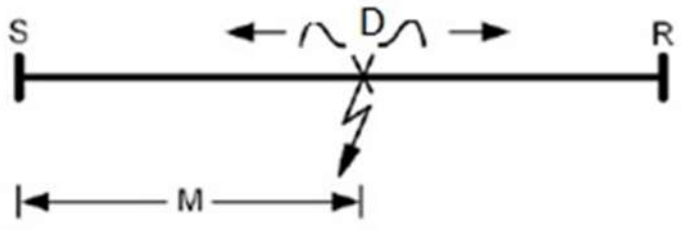


Рис. 1. Место повреждения между воздушной и кабельной линией

Скорость сигнала в воздушной линии:

$$V_{\text{ВЛ}} = k \cdot V_{\text{КЛ}}, \tag{1}$$

где k – является произвольным параметром.

Время прихода сигнала до пункта приема:

$$T = \frac{L}{V}. \tag{2}$$

Время прихода сигнала до пункта S:

$$T_S = \frac{L_1}{V_{\text{ВЛ}}}. \tag{3}$$

Время прихода сигнала до пункта R:

$$T_R = \frac{k(L - L_1)}{V_{\text{ВЛ}}}. \tag{4}$$

Временная задержка прихода сигнала до устройств, расположенных по концам линии S и R:

$$dT = T_r - T_s. \tag{5}$$

Выведем аналитическую формулу (6) средней скорости, подставив в формулу (6) формулы (4), (3):

$$V_{\text{ср}} = \frac{L}{\left(\frac{L_1}{V_{\text{ВЛ}}} + \frac{k(L - L_1)}{V_{\text{ВЛ}}}\right)}. \tag{6}$$

Формула (7) – упрощенное аналитическое выражение для расстояния от одного из концов линии до источника сигнала:

$$M_1 = \frac{L}{2} - \frac{dT \cdot V_{\text{ср}}}{2}. \tag{7}$$

Погрешность определения места повреждения равна:

$$V_{\text{ср}} = \frac{L}{\frac{L_1}{V_{\text{ВЛ}}} + \frac{k(L-L_1)}{V_{\text{ВЛ}}}} = \frac{L}{\frac{L_1 + k(L-L_1)}{V_{\text{ВЛ}}}} = \frac{V_{\text{ВЛ}} L}{L_1 + k(L-L_1)}. \quad (8)$$

Аналитическая формула временной задержки прихода сигнала до устройств, расположенных по концам линии *S* и *R*:

$$dT = \frac{k(L-L_1)}{V_{\text{ВЛ}}} - \frac{L_1}{V_{\text{ВЛ}}} = \frac{k(L-L_1)-L_1}{V_{\text{ВЛ}}}. \quad (9)$$

Используя аналитические выражения (8) и (9), выведем аналитическую формулу для расстояния от одного из концов линии до источника сигнала:

$$M_1 = \frac{L}{2} - \frac{dT \cdot V_{\text{ср}}}{2} = \frac{L}{2} - \frac{\frac{k(L-L_1)-L_1}{V_{\text{ВЛ}}} \frac{V_{\text{ВЛ}} L}{L_1 + k(L-L_1)}}{2} =$$

$$= \frac{L}{2} - \frac{kL^2 - kL_1 L - L_1 L}{2(L_1 + kL - kL_1)} = \frac{L}{2} - (\frac{L}{2})(\frac{(k(L-L_1)-L_1)}{(k-(L-L_1)+L_1)}) = \frac{LL_1}{k(L-L_1)+L_1}. \quad (10)$$

Погрешность определения места повреждения при произвольном параметре *k*, равна:

$$dM = \frac{L_1 L}{L_1 + kL - kL_1} - L_1 = \frac{L_1 L - L_1^2 - kLL_1 + kL_1^2}{(k(L-L_1)+L_1)} =$$

$$= L_1 \frac{(L - L_1 - kL + kL_1)}{(k(L-L_1)+L_1)} == L_1 \frac{(L - L_1 - k(L-L_1)}{(k(L-L_1)+L_1)}. \quad (11)$$

Упростим выражение (11), найдем корни уравнения и построим график при различных *k* (рис. 2).

Разделим выражение (11) на *L* и упростим:

$$\frac{dM}{L} = \frac{L_1 - \frac{L_1^2}{L} - kL + k\frac{L_1{}^2}{L}}{L_1 + kL - kL_1} = \frac{\frac{L_1}{L} - \left(\frac{L_1}{L}\right)^2 - k\frac{L_1}{L} + k\left(\frac{L_1}{L}\right)^2}{\frac{L_1}{L} + k - k\frac{L_1}{L}} =$$

$$= \frac{\frac{L_1}{L}\left(1 - \frac{L_1}{L}\right) - k\frac{L_1}{L}\left(1 - \frac{L_1}{L}\right)}{\frac{L_1}{L} + k\left(1 - \frac{L_1}{L}\right)} = \frac{\frac{L_1}{L}(1-k)\left(1 - \frac{L_1}{L}\right)}{\frac{L_1}{L} + k\left(1 - \frac{L_1}{L}\right)}. \quad (12)$$

Заменим L_1/L_2 на X и упростим выражение:

$$\frac{dM}{L} = X\left(\frac{1-k(1-X)-X}{k(1-X)+X}\right) = x\frac{1-k+kx-x}{k-kx+x} = \frac{(1-x)(1-k)x}{k+x(1-k)} =$$

$$= \frac{x(1-x)(1-k)}{k+x(1-k)} = \frac{x(1-x)}{\frac{k}{1-k}+x} = (1-k)\frac{x(1-x)}{k+x(1-k)}. \qquad (13)$$

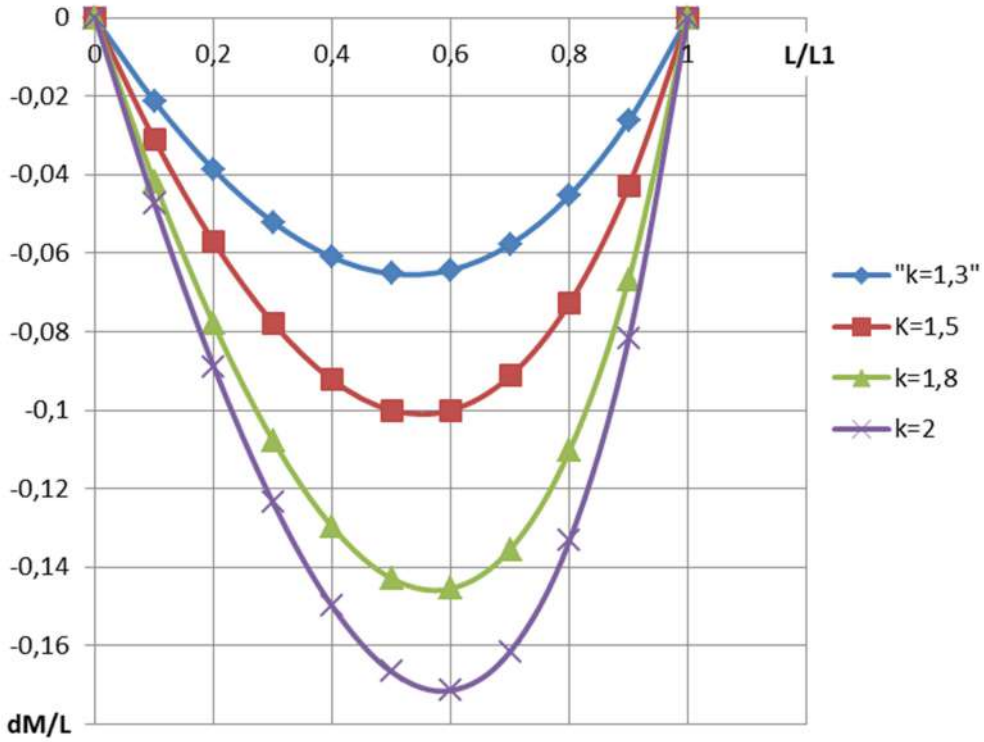


Рис. 2. График зависимости dM/L от L/L_1 при k = 1,3; 1,5; 1,8; 2

Использование устройств ОМП в высоковольтных линиях позволяет с большей точностью определять места повреждений. Опыт использования в различных странах показывает высокую точность волновых устройств ОМП при различных помехах и при использовании разных типов линий.

Вывод аналитических формул для расчета погрешностей показывает, что точности ОМП на ВЛ является актуальной проблемой, решение которой позволяет сократить время обнаружения места повреждения.

Источники

1. Обалин М. Д. Применение имитационного моделирования для адаптации алгоритмов определения места повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима: дис. … канд. техн. наук. Н.-Новгород, 2016. 181 с.

2. Accurate and Economical Traveling-Wave Fault Locating Without Communications [Электронный ресурс] / A. Guzmán [et al.] // 44th Annual Western Protective Relay Conference. Spokane, Washington, 2017. URL: https://www.researchgate.net/publication/321443299_Accurate_and_Economical_Traveling-Wave_Fault_Locating_Without_Communications (дата обращения: 09.09.2019).

3. Практическая реализация волнового метода определения места повреждения в разветвленных распределительных электрических сетях 6(10) кВ [Электронный ресурс] / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 2(53). С. 98–107.

УДК 621.311-026.195

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВРЕЖДЕННОГО ФИДЕРА В СЕТЯХ 6-35 КВ

А.Р. Урманшин[1], Д.М. Валиуллина[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]uar7@bk.ru, [2]valiullinadiliya@mail.ru

В статье предложено эффективное и экономически выгодное микропроцессорное устройство определения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) с функцией определения поврежденного фидера для сетей 6–35 кВ «Бреслер-0107.ОПФ». Защита предназначена для выявления однофазных замыканий на землю и определения поврежденного присоединения, а также – формирование соответствующих информационных сигналов о повреждениях и управляющих воздействий на коммутационные аппараты для отделения от электрической сети поврежденных элементов.

Ключевые слова: однофазное замыкание на землю, поврежденное присоединение, Бреслер ОПФ, микропроцессорное устройство, фидер, сети 6–35 кВ.

По проекту Smart Grid в г. Уфа в качестве устройства по определению замыкания на землю используются МПУ ООО «НПП Бреслер» в сети 6–10 кВ.

Принцип работы Бреслер ОПФ следующий (рис. 1).

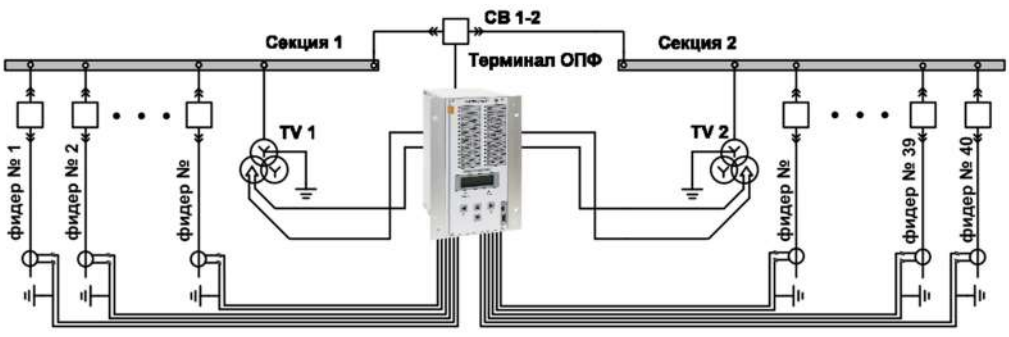


Рис. 1. Структурная схема защиты от ОЗЗ с функцией ОПФ

Микропроцессорная централизованная защита от однофазных замыканий с функцией определения поврежденного фидера для сетей 6–35 кВ землю с «Бреслер-0107.ОПФц» построена в виде системы функционально связанных устройств. Каждое устройство в системе выполняет свою определенную функцию.

Защита работает следующим образом. Непрерывно измеряется напряжение $3U_0$ измерительного трансформатора напряжения нулевой последовательности (трансформатор напряжения с обмотками, соединенными по схеме «разомкнутый треугольник»), который установлен на контролируемой секции шин.

Если измеряемое напряжение выше заданной уставки, то фиксируется факт ОЗЗ, на лицевой панели терминала загорается светодиод «ОЗЗ в секции», срабатывает выходное реле «ОЗЗ в секции». Одновременно начинается процедура определения поврежденного фидера (ОПФ).

Кроме напряжения устройство непрерывно регистрирует токи нулевой последовательности (I_0) каждого присоединения. Мгновенные значения (выборки) U_0 и I_0 постоянно (по кольцу) пишутся в оперативную память терминала, в памяти формируются буфера заданной длины. После заполнения первого буфера запись продолжается во второй, а первый подвергается обработке алгоритмами ОПФ. После заполнения второго буфера запись продолжается в третий буфер, а второй обрабатывается и т. д.

Процедура определения поврежденного фидера следующая. Значения сигналов, необходимые алгоритмам ОПФ, обрабатываются, и на основе результатов терминала определяет поврежденный фидер. Номер фидера индицируется на табло устройства.

В настоящее время определение поврежденного фидера производится на основе пяти основных алгоритмов:

1. По максимально действующему значению основной гармоники тока нулевой последовательности в присоединениях.
2. По переходному процессу ОЗЗ.
3. По направлению мощности нулевой последовательности.
4. По сумме высших гармоник тока нулевой последовательности.
5. По величине гармоники наложенного тока.

Единого алгоритма выявления ОЗЗ, пригодного для всего разнообразия сетей и случаев ОЗЗ, нет. Решение о том, какой фидер поврежден, принимается на основе анализа данных, получаемых по всем алгоритмам с учетом всей доступной информации.

При первоначальной установке защиты используется вышеописанный спектр основных алгоритмов, что позволяет увеличить селективность защиты по сравнению с существующими в данное время. По мере эксплуатации защиты, накопления и анализа осциллограмм ОЗЗ возможно расширение спектра программ и введение в него алгоритмов, наиболее приспособленных к конкретной сети.

В случае определения поврежденного присоединения на терминале начинает моргать соответствующий данному присоединению светодиод. При этом при помощи нажатия кнопки А на лицевой стороне терминала можно просмотреть название поврежденного присоединения, дату и время определения повреждения. В случае, если ОЗЗ установилось на двух разных присоединениях, то начинает моргать светодиод того присоединения, которое определилось позднее, при этом светодиоды ранее определившихся повреждений переходят в режим постоянного свечения.

При снижении значения $3U_0$ ниже уставки происходит возврат защиты в исходное состояние. При этом светодиод «Земля в секции», расположенный на лицевой панели терминала, гаснет. Все светодиоды определенных поврежденных присоединений переходят в режим непрерывного свечения. Сброс светодиодной индикации и возврат выходного реле осуществляется с помощью кнопки на терминале.

Защита Бреслер ОПФ предназначена для работы с разными режимами нейтрали:

– с изолированной;

– с компенсированной нейтралью;

– с нейтралью, заземленной через активное комбинированное активно-индуктивное сопротивление.

Проведем анализ срабатывания МПУ Бреслер ОПФ.

На 7-ми подстанциях 110/10/6 кВ, попадающих в зону Smart Grid, были установлены устройства по определению замыкания на землю Бреслер ОПФ. В период с 01 января по 02 сентября 2019 г. произведен анализ работы ОПФ в рабочей сети с естественными замыканиями на землю. Из 63 замыканий на землю правильно сработали и определили поврежденный участок 62 терминала, что соответствует 98,4% правильной работы терминала Бреслер ОПФ. В одном случае из 63 замыканий на землю МПУ Бреслер ОПФ определил замыкание на секции, но не указал направление поврежденного фидера.

Стоимость шкафа централизованной системы ОПФ «НПП Бреслер» составляет 1 776 000 руб. (в том числе НДС 296 000 руб.).

За последний год работы МПУ Бреслер ОПФ показал отличные результаты в сети 6–10 кВ. На данном этапе проектируется новые объекты с установкой данного терминала в распределительные пункты как для РП с заменой, так и без замены первичного оборудования.

Главными целями интеллектуальных сетей в Уфе должны стать безопасность и бесперебойное снабжение энергией, автоматический контроль показателей качества электроэнергии на всех участках цепи, быстрое реагирование на возникающие неполадки, что позволит предотвратить аварийное развитие событий.

Источники

1. Руководство по эксплуатации централизованной защиты от однофазных замыканий на землю с функцией определения поврежденного фидера для сетей 6–35кВ. Бреслер-0107. Чебоксары: ОПФц, 2018.

УДК 004.9

СОЗДАНИЕ УПРОЩЕННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕМ С ПОМОЩЬЮ КОНТРОЛЛЕРА SIMOCODE PRO V

М.О. Уткин[1], К.В. Николаев, Е.Р. Понаморев
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]209maks@mail.ru

В данной работе рассматривается процесс создания простейшей системы управления асинхронным трехфазным электродвигателем АИР 225 М8, мощностью 30 кВт с помощью контролера «SIMOCODE pro V» от компании Siemens. Акцентировано внимание на системах управления и контроля двигателя.

Ключевые слова: SIMOCODE pro V, электродвигатель асинхронный трехфазный АИР 225 М8 30 кВт, Siemens, PROFIBUS, S7, защита электродвигателя.

Итак, нам необходимо собрать систему управления асинхронным трехфазным электродвигателем АИР 225 М8, мощностью 30 кВт с помощью контроллера SIMOCODE pro V. Управление должно осуществляться как от самого контроллера, так и от пульта местного управления (ПМУ). При этом участь позиции «Автомат», «Отключено», «Ручной», «Пуск». Организовать защиту ЭД от КЗ, перегрузки и перегрева.

Перед тем, как начнем работу, необходимо ознакомиться с техническим описанием электродвигателя и контроллера. АИР 225 М8 – трехфазные электродвигатели 30 кВт 735 об/мин, асинхронные общего

назначения, широко применяется на промышленных объектах и в агрегатах для сельского хозяйства. Двигатели разрабатываются и производятся ЗАО «Воронежский электромеханический завод» совместно с другими производителями России и зарубежных стран [1]. Унифицированная компактная система SIMOCODE pro предназначена для защиты и управления стандартными асинхронными электродвигателями. В систему встроены функции управления и многофункциональной защиты двигателя, независимые от высшего уровня автоматизации. Система интегрируется в систему обмена данными по PROFIBUS DP и передает параметры фидера электродвигателя на верхний уровень автоматизации, предоставляя детальные эксплуатационные, сервисные и диагностические данные защищаемого двигателя [2].

Организуем работу по принципу импульсных реле. Соберем схему с самоподхватом магнитного пускателя. При коротком импульсе в 1 с на катушку включения (КВ) включается питание на электрическом двигателе. При этом на катушку отключения будет подаваться ток до тех пор, пока не придет команда на отключение. В целях безопасности с пропаданием сигнала на катушки отключения (КО) будут разомкнуты контакты питания, и устройство будет обесточено.

Подключим измерительный трансформатор тока «ТТ» в цепь питания ЭД и будем считывать с него информацию по каждой из фаз. По кабелю связи PROFIBUS подключим его к контроллеру SIMOCODE pro V. Далее произведем подключение самопитания катушек КВ и КО на контакты *A*1 и *A*2. От контакта контроллера *2* к контакту *A*1 КВ, от контакта *3* к *A*1 КО. *A*2 КО и *A*2 КВ сведем в общую нейтраль. Контакт *1* заведем в ПМУ на выходную клемму *1*. Контакт *6* оставим незадействованным. В итоге у нас получается схема, изображенная на рис. 1.

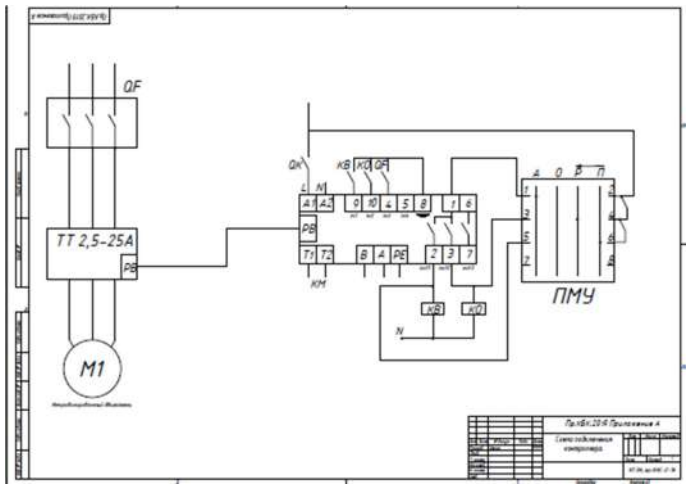


Рис. 1. Схема подключения контроллера SIMOCODE

Далее произведем настройку пульта управления. Имеется четыре положения выключателя: «Автомат», «Отключено», «Ручной» и «Пуск». Положение «Пуск» действует, только пока оператор держит его включенным, затем возвращается на позицию «Ручной». При этом контакты, замкнутые на положении «Ручной» и в положении «Пуск», остаются замкнутыми. Далее в процессе параметрирования мы учтем, что оператор с ПК не сможет воздействовать на управление контроллером при режиме «Ручной». На пульте местного управления обозначим положения «Автомат», «Отключено», «Ручной» и «Пуск» (рис. 2).



Рис. 2. ПМУ, расположенный непосредственно у контролируемого оборудования

При положении «Автомат» на МПУ замкнуты контакты *1* и *2*, ток идет к контроллеру, где питает его входные контакты. Согласно заданной программе контроллер производит пуск и остановку двигателя. При режиме «Отключено» промежуточные реле, реле контроллера и сам электродвигатель обесточены. При положении «Ручной» замкнуты контакты *3* и *4*, ток идет к промежуточному реле КО в обход контроллера, при этом реле контроллера и КВ остаются обесточены. При положении «Пуск» подается короткий импульс на КВ на 1 с и более. Затем выключатель возвращается в положение ручной. Реле КО остается запитанным. Благодаря тому, что мы подключили логические входы *9*, *10* и *4*, контроллер выдает оператору информацию о состоянии реле, что облегчает контроль за состоянием системы пуска асинхронного двигателя 1,1 МВт и ее ремонт (рис. 3).



Рис. 3. Схема управления электрическим двигателем

Произведем настройку контроллера. В данном случае управление двигателем будет осуществляется с помощью промежуточного реле. Из условия безопасности, двигатель должен выключиться при отсутствии тока на магнитном пускателе, а следовательно, при отсутствии тока на реле КО. Зададим версию контролера SIMOCODE в программном софте SIMOCODE ES. Укажем версию SIMOCODE pro V версии производства 2.0.2, а после выберем Direct starter (непосредственный пуск), ТА 2,5-25А как на рис. 4.

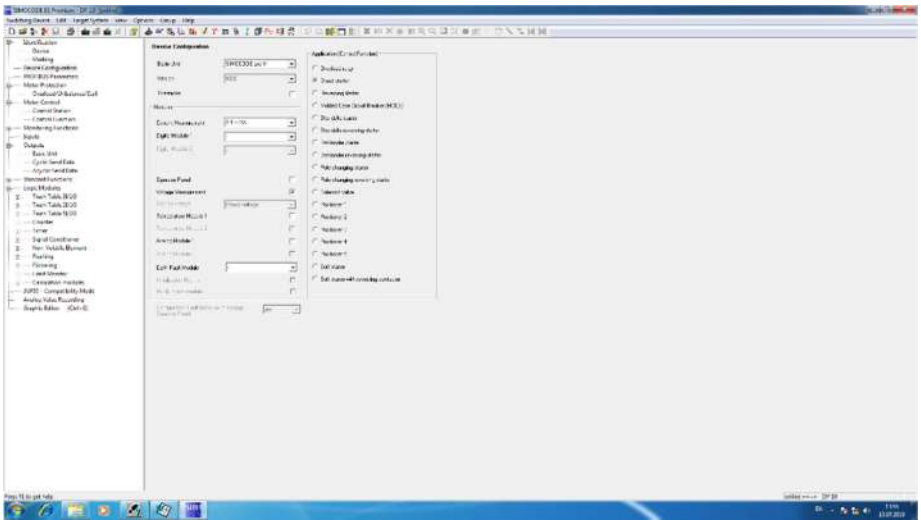


Рис. 4. Настройка SIMOCODE pro V

Зададим параметры канала связи Profibus. Укажем адрес контроллера «10» из 256 возможных. Адрес задается как для контроллеров, так и для PLC станций, а также для оборудования расширения и др. (рис. 5).

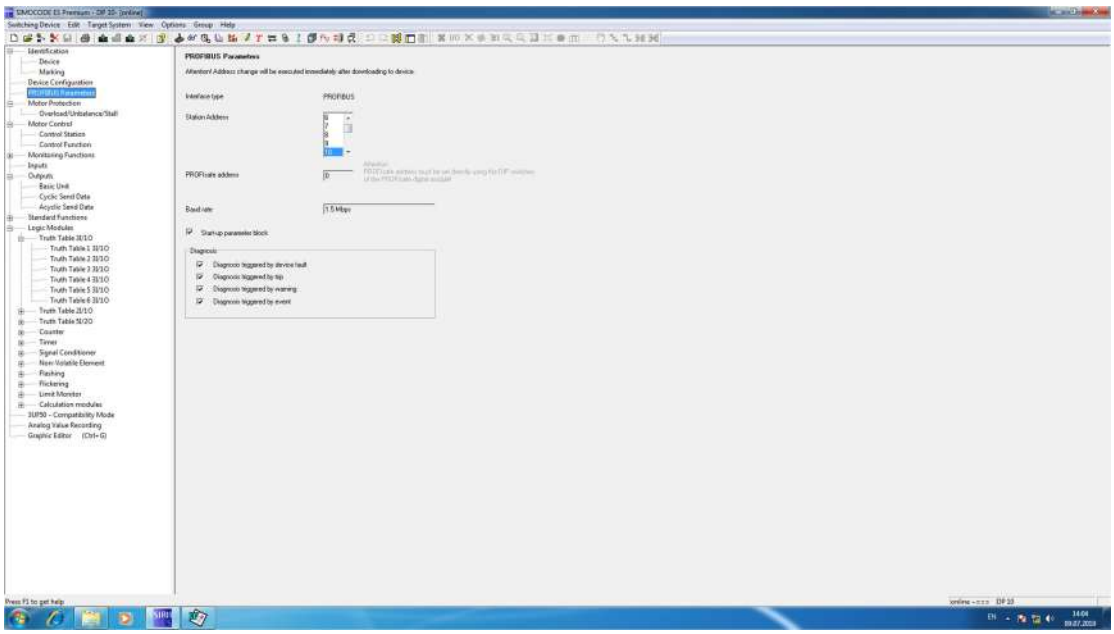


Рис. 5. Параметры канала связи Profibus

Согласно используемым параметрам сети зададим защиту устройства, как на рис. 6.

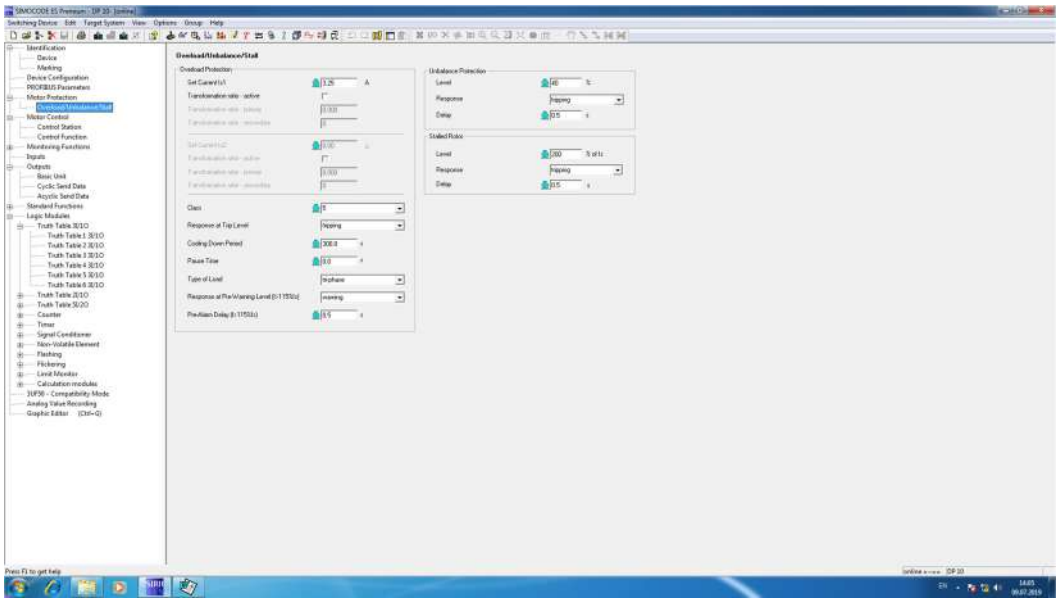


Рис. 6. Защита, организованная на базе контроллера SIMOCODE pro V

После чего настроим контрольную станцию и введем дополнительные параметры при ошибке «External Fault».

Система, построенная на базе контроллера SIMOCODE pro V, способна, как мы выяснили на практике, не только производить управление электродвигателем, но и проводить самодиагностику системы, основываясь на логических таблицах и External Fault.

Общий вывод по проделанной работе: – система работает согласно поставленному заданию, выполнение упрощенной системы управления двигателем с помощью контроллера SIMOCODE pro V завершено.

Источники

1. Агрегат: промышленное оборудование и электротехническая продукция: сайт [Электронный ресурс]. URL: https://agregat.me/trekhfaznye-elektrodvigateli-380v/481-air225m8-elektrodlvigatel-30-kvt-735-ob-trehfaznyj-ru (дата обращения: 21.04.2019).

2. SIMOCODE pro: руководство по проектированию, вводу в эксплуатацию, ремонту и обслуживанию Sirius Motor management. Руководство по эксплуатации. Siemens, изд. 10/2005. 494 с.

3. Смирнова Л.А., Мусин Д.Т., Сиразутдинов Ф.Р. Об опыте использования цифровых технологий в научно-исследовательской работе студентов-энергетиков // Проблемы качества графической подготовки студентов в техническом вузе: традиции и инновации. Пермь, 2016. Т. 1. С. 321–325.

УДК 334 + 621.31

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ НА РЕМОНТ И РЕКОНСТРУКЦИЮ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

И.Р. Хасанов[1], Р.Р. Рахматуллин[2], И.Н. Хамидуллин[3]
ОАО «Сетевая компания», г. Казань
[1]hasanovir@gridcom-rt.ru, [2]rahmatullinrur@gridcom-rt.ru, [3]hamidullinin@gridcom-rt.ru

В данной статье затронута проблема определения экономической эффективности выполнения технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования при переходе технического обслуживания и ремонта от периодического со сроками, регламентируемыми нормативно-техническими документами, на выполнение данных работ по техническому состоянию.

Для решения данной проблемы была разработана методика определения эффективности капитальных вложений на ремонт и реконструкцию основных фондов электросетевых предприятий.

Ключевые слова: основные фонды, электросетевое оборудование, техническое обслуживание, ремонт, индекс технического состояния, комплексно качественный осмотр, отказ оборудования, последствия отказа оборудования, ранжирование, планирование, эффективность.

Обеспечение эффективного распределения капитальных вложений на восстановление основных фондов является одним из важнейших задач любых предприятий, в том числе и электросетевых.

По оценкам западных аналитиков, решение по автоматизации в сфере управления основными фондами и ТОиР позволяют компаниям ускорить возврат инвестиций в активы, снизить риски выхода из строя критически важных активов, повысить энергосбережение [6]. Согласно данным агентства «Aberdeen» показатели эффективности оборудования могут быть доведены до 93 % от максимально возможных, а время незапланированного простоя снижено до 2 % [6]. По другим статистическим данным [7], внедрив более эффективные и продуманные процедуры планирования работ по техническому обслуживанию, электроэнергетическая компания может уменьшить трудозатраты на 5–25 % и улучшить показатель EBITDA на 1–5 %.

Согласно [8] электроэнергетический комплекс России характеризуется высокой степенью изношенности оборудования электростанций и электрических сетей – 39,2 %. Основными критериями включения основных фондов в план капитального ремонта являются физический и моральный износ основного оборудования.

При этом электротехническое оборудование имеет свою специфику, связанную с тем, что основным критерием планирования ремонта является межремонтной период оборудования, регламентируемый отраслевыми нормативно-техническими документами.

Данный критерий не может быть принят в качестве объективного для определения объектов ремонта, так как на уровень технического состояния оборудования влияют множество факторов: качество изготовления и монтажа, уровень технической эксплуатации, внешние условия эксплуатации (погодные, техногенные условия).

На основании приказа Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013 в полной мере появилась возможность определения объектов ремонта исходя из реального технического состояния оборудования и уровня надежности электроснабжения потребителей.

С учетом новых возможностей планирования необходимо определить наиболее эффективные варианты технического воздействия на оборудование и оценки эффективности капитальных вложений.

Техническое состояние и уровень надежности электросетевого оборудования определяются имеющимися на данный момент отступлениями от первоначального состояния характеристик – дефектами. При этом важно учитывать не только количество дефекатов оборудования, но и их критичность.

Оценка технического состояния для оборудования основной сети определяется для оборудования следующим образом: силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше и линий электропередачи 35 кВ и выше рассчитывается в соответствие с приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676 [1]. Согласно методике, регламентированной данным приказов на основании выявленных дефектов, определяется индекс технического состояния (ИТС).

Для других видов оборудования основной сети (трансформатора тока трансформатора напряжения, отделителя, разъединителя, выключателя и т. д.) расчет ИТС возможно выполнить по аналогичной методике расчета индекса с учетом специфики конкретного оборудования (возможных дефектов и весовых коэффициентов каждого дефекта).

Для оборудования распределительной сети (РП, ТП 10(6)/0,4 кВ, ВЛ 0,4–10 кВ) вместо ИТС основным показателем текущего состояния оборудования является математическое ожидание отказа оборудования (МО), которое означает число вероятных отключений объекта в год от проявления конкретного типа дефекта. При этом у каждого дефекта своя величина математического ожидания, которая была определена на основании

указаний по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38–20 кВ с воздушными линиями электропередачи [3].

Для кабельных линий вне зависимости от номинального класса напряжения вместо ИТС основным показателем текущего состояния принята величина потока отказов (ПО), рассчитываемая на основании информации о продолжительности эксплуатации кабельных линий и имевших место отказах под рабочим напряжением [4].

Каждый дефект оборудования при расчете ИТС, МО, ПО имеет свой весовой коэффициент в зависимости от вносимой величины риска отказа оборудования, вызванного конкретным дефектом, и, в конечном итоге, данный дефект снижает суммарное значение ИТС, МО, ПО оборудования на определенную величину.

Таким образом, в дальнейшем в данной статье величины технического состояния для вышеперечисленного оборудования основной сети величина математического ожидания отказа для вышеперечисленного оборудования распределительной сети и кабельных линий принимаются как исходные данные для определения эффективности планируемых затрат на ремонт и реконструкцию оборудования.

Для определения методики оценки эффективности капитальных затрат изначально необходимо определить величину ИТС (МО, ПО), которую получают по результатам выполнения технического обслуживания или ремонта оборудования. Максимальное значение ИТС для основной сети, равное 100, складывается из текущего ИТС и из величины суммы ИТС, уменьшенной вследствие *i*-х дефектов оборудования:

$$\text{ИТС}_\text{Т} + \Delta\,\text{ИТС}_i = 100, \qquad (1)$$

где $\text{ИТС}_\text{Т}$ – текущее значение ИТС оборудования; ИТС_i – значение уменьшения величины ИТС оборудования вследствие *i*-го дефекта.

В свою очередь, наилучшее значение МО для распределительной сети ПО для кабельных линий, равное 0, складывается из текущего МО (ПО) и из величины суммы МО (ПО), увеличенной вследствие *i*-х дефектов оборудования:

$$\text{МО(ПО)}_\text{Т} - \sum \text{МО(ПО)}_i = 100, \qquad (2)$$

где $\text{МО(ПО)}_\text{Т}$ – текущее значение МО(ПО) оборудования; МО(ПО)_i – значение увеличения величины МО(ПО) оборудования вследствие *i*-го дефекта.

Величина ИТС, желаемая по результатам выполнения ремонтных работ:

$$\text{ИТС}_{\text{ж}} = \text{ИТС}_{\text{т}} + \Delta\,\text{ИТС}_{j}, \qquad (3)$$

где $\text{ИТС}_{\text{ж}}$ – желаемая по результатам проведения ТОиР величина ИТС; ИТС_{j} – величина ИТС, увеличиваемая вследствие устранения части *i*-х дефектов, сумма которых позволяет достичь величины желаемого ИТС; *j* – необходимое и достаточное количество дефектов, которое необходимо устранить для достижения величины $\text{ИТС}_{\text{ж}}$ с учетом весовых коэффициентов *j*-х дефектов.

Величина МО(ПО), желаемая по результатам выполнения ТОиР:

$$\text{МО(ПО)}_{\text{ж}} = \text{МО(ПО)}_{\text{т}} + \Delta\,\text{МО(ПО)}_{j}, \qquad (4)$$

где $\text{МО(ПО)}_{\text{ж}}$ – желаемая по результатам проведения ТОиР величина МО(ПО); МО(ПО)_{j} – величина МО(ПО), уменьшаемая вследствие устранения части *i*-х дефектов, сумма которых позволяет достичь величины желаемого МО(ПО); *j* – необходимое и достаточное количество дефектов, которое необходимо устранить для достижения величины $\text{МО(ПО)}_{\text{ж}}$ с учетом весовых коэффициентов *j*-х дефектов.

При этом количество комбинаций *j*-х дефектов из всех возможных *i*-х дефектов, удовлетворяющих формулам (1)–(4), как правило, более одного из-за различных весовых коэффициентов *i*-ых дефектов.

При выборе конкретных *j*-х дефектов для устранения в ходе ТОиР из всех возможных *i*-х дефектов необходимо руководствоваться тремя условиями:

1. Величина $\text{ИТС}_{j}(\text{МО}_{j}, \text{ПО}_{j})$ после устранения *j*-х дефектов должна позволять достичь желаемую величину ИТС (МО, ПО) в соответствии с формулами (3), (4).

2. Ограничение бюджета на выполнение ТОиР.

3. Определение наиболее эффективных финансовых затрат, необходимых для достижения требуемой величины $\text{ИТС}_{\text{ж}}$ согласно формулам (3), (4).

Таким образом, необходимо в первой итерации отобрать все возможные комбинации, удовлетворяющие первому условию. Для этого необходимо указать величину ИТС (МО, ПО), которую позволяет получить каждый устраненный *i*-й дефект и воспользоваться математической комбинаторикой. Тогда количество всевозможных комбинаций устранения дефектов будет определяться:

$$N = 2^i, \quad (5)$$

где N – количество комбинаций по устранению дефектов без привязки к желаемой величине ИТС (МО, ПО); i – суммарное количество дефектов, выявленное на единице оборудования (основной сети, распределительной сети, кабельных линий).

Для наглядности рассмотрим пример, в котором у оборудования за предстоящий в ходе осмотров и испытаний оборудования было выявлено 4 дефекта, которые возможно устранить в любой вариации по составу работ. В соответствии с формулой (5) будет получено 16 комбинаций устранения дефектов, как это отображено в табл. 1, в соответствии с которой числом 0 отображено отсутствие дефекта, 1 – наличие дефекта.

Таблица 1

Комбинации устранения дефектов

n – номер комбинации	1 дефект	2 дефект	3 дефект	4 дефект
1	0	0	0	0
2	0	0	0	1
3	0	0	1	0
4	0	0	1	1
5	0	1	0	0
6	0	1	0	1
7	0	1	1	0
8	0	1	1	1
9	1	0	0	0
10	1	0	0	1
11	1	0	1	0
12	1	0	1	1
13	1	1	0	0
14	1	1	0	1
15	1	1	1	0
16	1	1	1	1

Далее в статье для наглядности использования методики будут приведены примеры расчета для оборудования основной сети.

Как и отмечалось ранее, каждый дефект несет понижение ИТС на определенную величину. Для наглядности в табл. 2 приведен пример с условными величинами ИТС, которые дают каждый из четырех дефектов, приведенных в табл. 1.

Таблица 2

Условные величины ИТС вследствие дефектов

Порядковый номер дефекта, j	Величина, на которую снижается ИТС вследствие дефекта, $ИТС_j$
1	5
2	8
3	9
4	11

Условно, для наглядности демонстрации формулы (3), предположим, что $ИТС_т$= 67. Тогда, при перемножении величин из табл. 1 и 2, получим 15 возможных комбинаций повышения текущего состояния ИТС (рис. 1), вследствие устранения дефектов.

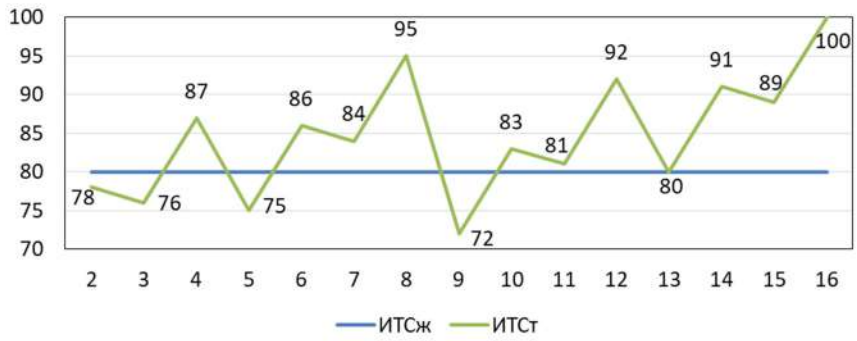


Рис. 1. Комбинации повышения ИТС при устранении дефектов

Из рисунка наглядно видно, что, используя 15 различных комбинаций (ось абсцисс), можно получить величину ИТС (ось ординат) от 72 до 100. При этом нельзя забывать, что существует величина желаемого значения $ИТС_ж$.

Для наглядности использования данной методики, предположим, что величина $ИТС_ж = 80$ изображена красной горизонтальной линией на рис. 1. Следовательно, варианты комбинаций 1, 2, 4, 8 не удовлетворяют критериям получения $ИТС_ж = 80$. Таким образом, получим величины $ИТС_т + \Delta ИТС_j$ после устранения j-х дефектов, позволяющих достичь величину $ИТС_ж$, в соответствии с формулой (3), приведены в табл. 3.

Для оборудования распределительной сети, кабельных линий процесс анализа табл. 1, 2, рис. 1 будет аналогичен лишь с поправкой, что необходимо будет пользоваться формулой (4) вместо формулы (3), и величины желаемых значений МО (ПО) на рис. 1 будут ниже красной черты.

Таблица 3

Комбинации повышения ИТС, удовлетворяющие величине ИТСж = 80

n – номер комбинации	$ИТС_1$	$ИТС_2$	$ИТС_3$	$ИТС_4$	$ИТС_т + \Delta ИТС_j$
4	0	0	9	11	87
6	0	8	0	11	86
7	0	8	9	0	84
8	0	8	9	11	95
10	5	0	0	11	83
11	5	0	9	0	81
12	5	0	9	11	92
13	5	8	0	0	80
14	5	8	0	11	91
15	5	8	9	0	89
16	5	8	9	11	100

Зная стоимость затрат на устранение каждого дефекта, условные величины которых приведены в табл. 4, получим рис. 2 величины финансовых затрат, необходимых для получения возможных вариантов ИТС по табл. 3.

Таблица 4

Условные стоимости устранения дефектов

Порядковый номер дефекта, j	Условная стоимость устранения дефекта, у.е.
1	4
2	6
3	8
4	9

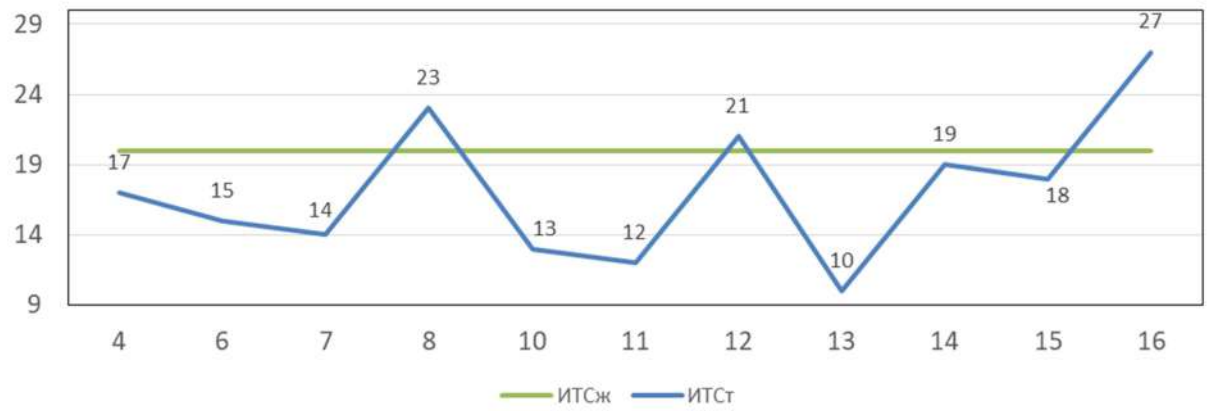


Рис. 2. Стоимость ремонтных работ в зависимости от комбинации

Согласно второму условию (ограниченности бюджета), для наглядности применения методики в качестве ограничения повышения ИТС единицы оборудования возьмем 20 условных единиц бюджета. Как видно из графика, при этом 7, 11, 15 комбинации не удовлетворяют второму условию и далее не рассматриваются. Для оборудования распределительной сети и кабельных линий анализ табл. 3, 4 и рис. 2 проводится идентично анализу оборудования основной сети.

После выполнения условия 1 (получение всех возможных комбинаций для получения величины $ИТС_{ж}$), условия 2 (фильтрация получившихся по первому условию комбинаций исходя из ограничений бюджета) становятся известны все варианты комбинаций достижения желаемой величины $ИТС_{ж}$=80 (МО, ПО), а также затраты на достижение каждого из вариантов.

Эффективность капитальных вложений F на техническое обслуживание, ремонт и реконструкцию оборудования основной сети необходимо определять из стоимости повышения технического состояния [5], т. е. единицы ИТС (МО, ПО):

$$F = \Delta ИТС_j / S, \qquad (6)$$

где F – эффективность капитальных вложений; S – величина затрат на устранение дефектов n-ой комбинации; $\Delta ИТС_j$ – величина суммы повышения ИТС вследствие устранения j-х дефектов в n-й комбинации.

Для оборудования распределительной сети и кабельных линий в формуле (6) необходимо вместо величины $\Delta ИТС_j$ учитывать величину $\Delta МО(ПО)_j$ – суммы понижения МО (ПО) вследствие устранения j-х дефектов в n-ой комбинации.

В результате расчетов по формуле (6) получаем график стоимости повышения ИТС в зависимости от комбинации выполнения ТОиР (номер комбинации из табл. 3 с учетом фильтрации по условию 2).

По результатам анализа рис. 3 можно сделать однозначный вывод, что наиболее эффективной комбинацией выполнения ТОиР будет 13 вариант, т.е. устранение первого и второго дефекта, т.к. средняя стоимость повышения единицы ИТС наименьшая.

При этом определение наиболее эффективного варианта технического воздействия не ограничивается ее нахождением согласно предложенной методике. Необходимо определить статью бюджета на устранение дефектов, это может быть реконструкция объекта или капитальный ремонт. Отраслевая особенность накладывает определенные ограничения по объему работ, которые могут быть выполнены в рамках ремонта. Для каждого вида оборудования доля ограничений индивидуально. К примеру, для воздушных линий электропередачи накладывается ограничение возможности не более 50 % дефектных опор и не более 30 % дефектного провода.

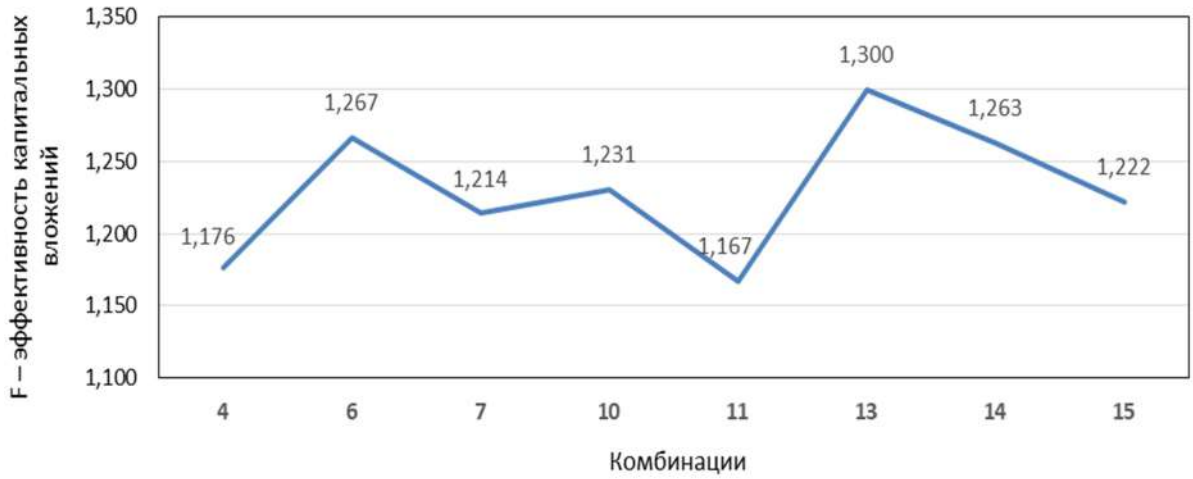


Рис. 3. Коэффициент повышения на единицу ИТС от комбинации устранения дефектов, в условных единицах

Это значит, что источник финансирования (бюджет капитального строительства или капитального ремонта) может быть определен по наиболее эффективному варианту технического. Например, при превышении количества дефектных опор (опора – функциональный узел), отобранных к устранению дефектов по формулам (1)–(6) в процентном соотношении к общему количеству опор данной ВЛ более 50 % или при превышении дефектных пролетов отобранных к устранению дефектов (пролет – функциональный узел) более 30 % отобранных по тем же критериям, устранение данных дефектов производится по бюджету капитального строительства. Если процент хотя бы одного отобранного дефектного функционального узла к общему количеству функциональных узлов единицы оборудования превышает граничное значение процентов, то все дефекты единицы оборудования, отобранные по формулам (1)–(6) должны устраняться по бюджету капитального строительства. В любых иных случаях затраты на устранение дефектов выполняются по бюджету капитального ремонта.

Для оценки эффективности вложения капитальных средств в техническое обслуживание и ремонт необходимо введение ключевого показателя эффективности (KPI), который будет показывать количество капитальных вложений, повысивших ИТС, МО(ПО) по видам обслуживаемого оборудования на один процент в рамках филиала и компании в целом (табл. 5, рис. 5).

Таблица 5

Пример анализа

Наименование предприятия	Вложено (Бюджет), млн руб.	Улучшение ИТС ВЛ 35–500 кВ, %	Стоимость изменения ИТС ВЛ 35–500 кВ на один процент, млн руб.
Предприятие 1	21	3,5	5,95
Предприятие 2	23	2,0	11,76
Предприятие 3	40	2,7	14,98
Предприятие 4	34	2,2	15,15
Предприятие 5	45	1,1	39,50
Предприятие 6	23	0,5	43,15
Предприятие 7	43	0,8	55,12
Предприятие 8	34	0,6	60,07
Предприятие 9	55	0,8	65,13

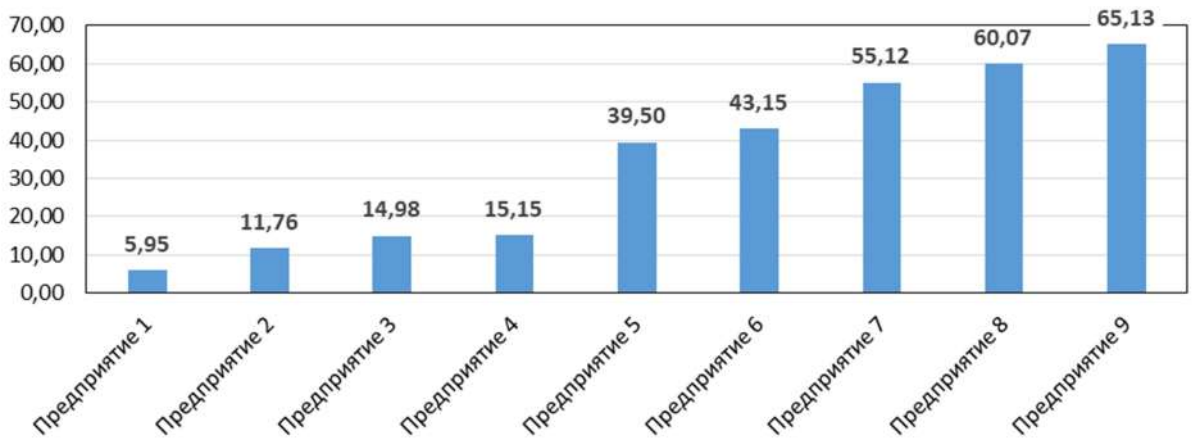


Рис. 5. Стоимость изменения ИТС ВЛ 35–500 кВ на один процент, млн руб.

Из примера видно, как возможно визуализировать количество денежных средств, затрачиваемых службами высоковольтных линий (СВЛ) предприятий для повышения ИТС воздушных линий.

Проведя три простых итерации, используя данную методику, достаточно просто определить наилучший вариант финансовых затрат и провести сравнение результатов капитальных вложений предприятий.

По результатам проведения расчетов появляется возможность объективного определения эффективности капитальных вложений на технический ремонт, обслуживание и реконструкцию основных фондов электросетевых предприятий и определения бюджета устранения дефектов для получения желаемой величины технического состояния оборудования.

В дальнейшем на основании данной методики будет создан модуль программно-аппаратного комплекса, позволяющий определять объем ТОиР с наилучшей эффективностью капитальных затрат при переходе выполнения ТОиР по техническому состоянию.

Источники

1. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линии электропередачи электрических станций и сетей [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676. Доступ из справ. системы «Техэксперт».

2. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

3. РД 153-34.3-20.573-2001. Указания по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38–20 кВ с воздушными линиями электропередачи [Электронный ресурс] // Интернет и право: сайт. URL: https://internet-law.ru/stroyka/doc/39521/ (дата обращения: 07.08.2019).

4. Короткевич М.А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть: учеб. пособие. Минск: Высная школа, 2010. 574 с.

5. Минаев В. Стратегии ТОиР и пути повышения эффективности ремонтных работ [Электронный ресурс] // Ваш партнер-консультант. 2013. № 2 (9468). URL: https://www.eg-online.ru/article/200372/ (дата обращения: 07.08.2019).

6. Энергия ремонта // CIO-технологии EAM. 2011. № 1-2. С. 58–61.

7. Козинченко Е., Хохлов А., Суонио Х. Возрождая российскую электроэнергетику. Путь к рациональному сокращению затрат, наращиванию затрат, наращиванию мощностей и увеличению прибыли // Strategy&PWC. 2009. № 1. С. 16–25.

8. Гумбин М.П. Анализ состояния электроэнергетики России и перспективы развития // Вестник КрасГАУ. 2014. № 10 (97). С. 51–55.

УДК 62-21474

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ВОЛНОВЫМ МЕТОДОМ В ГИБРИДНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Р.Г. Хузяшев[1], И.Л. Кузьмин[2], А.Н. Хафизов[3], Л.Т. Тухватуллин[4]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
142892@mail.ru[1], to_kigor@list.ru[2], aidar.kha2011@yandex.ru[3], leonidtk4@gmail.com[4]

Распределительные сети среднего напряжения отличаются от сетей высокого напряжения наличием большого количества ответвлений от фидеров, а также повсеместным использованием гибридных линий электропередачи (ЛЭП). Строительство гибридных ЛЭП, состоящих из сегментов воздушных линий (ВЛ) и кабельных линий (КЛ), позволяет упростить возведение и дальнейшую эксплуатацию ЛЭП, пересекающих местности со сложным рельефом. Наличие в ЛЭП разнородных сегментов усложняет процесс определения места повреждения (ОМП) волновым методом, увеличивая его погрешность. В работе исследуется погрешность волнового метода ОМП (ВОМП) в гибридной ЛЭП. Получены формулы для расчета (аналитической) погрешности ВОМП в гибридной ЛЭП, состоящей из сегментов ВЛ и КЛ произвольных протяженностей, а также приведены численные результаты расчета погрешности.

Ключевые слова: переходной процесс, определение места повреждения, волновой метод ОМП.

ВОМП для однородных ЛЭП имеет простое алгоритмическое решение. Однако распространение этого решения на гибридные воздушно-кабельные ЛЭП приводит к большим погрешностям [1, 2]. Для аналитического определения погрешности ВОМП в гибридной ЛЭП использовалась двухконцевая ЛЭП, состоящая из сегментов ВЛ и КЛ. Предполагалось, что устройства ВОМП установлены на каждом конце ЛЭП. Место повреждения на двухконцевой гибридной линии принималось в произвольной точке «*P*» на отрезке *SR* длиной *L*, где *SD* – сегмент ВЛ длиной L_1, а *DR* – сегмент КЛ длиной $L–L_1$ (рис. 1).

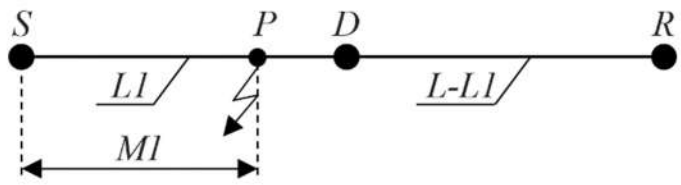


Рис. 1. Двухконцевая гибридная ЛЭП

Расчет погрешности ВОМП производился для двух случаев: место повреждения находится внутри сегмента ВЛ и внутри сегмента КЛ. Рассмотрим данные варианты по-отдельности.

1) $0 \le P \le L_1$.

Для вывода выражения погрешности ВОМП, когда место повреждения находится в промежутке $0 \le P \le L$, использовались выражения (1)–(5).

Поиск времени прихода сигнала переходного процесса (ПП), возникающего в месте повреждения, от точки P до устройств ВОМП, расположенных в пунктах приема S и R, производился по выражениям (1) и (2):

Время прихода сигнала ПП до пункта S, T_s:

$$T_s = \frac{P}{V_{\text{ВЛ}}}, \tag{1}$$

где $V_{\text{ВЛ}}$ – скорость распространения сигнала ПП вдоль ВЛ; P – расстояние от пункта S до места повреждения, изначально принимающееся неизвестным.

Время прихода сигнала ПП до пункта R, T_r:

$$T_r = \frac{(L - L_1) \cdot k}{V_{\text{ВЛ}}} + \frac{L_1 - P}{V_{\text{ВЛ}}}, \tag{2}$$

где $k = V_{\text{ВЛ}} / V_{\text{КЛ}}$ – коэффициент, учитывающий отношение скорости распространения сигнала ПП вдоль ВЛ к скорости распространения сигнала ПП вдоль КЛ.

Временная задержка прихода сигнала ПП до устройства на конце R относительно конца S:

$$dT = \frac{(L - L_1) \cdot k}{V_{\text{ВЛ}}} + \frac{L_1 - P}{V_{\text{ВЛ}}} - \frac{P}{V_{\text{ВЛ}}} = \frac{(L - L_1) \cdot k + L_1 - 2P}{V_{\text{ВЛ}}}. \tag{3}$$

Средняя скорость распространения сигнала ПП вдоль гибридной ЛЭП, $V_{\text{ср}}$, вычисляется по формуле (4):

$$V_{\text{ср}} = \frac{L \cdot V_{\text{ВЛ}}}{L_1 + k \cdot (L - L_1)}. \tag{4}$$

Тогда расстояние до места повреждения от конца S определяется выражением:

$$M_1 = \frac{L}{2} - \frac{\dfrac{(L - L_1) \cdot k + L_1 - 2P}{V_{\text{ВЛ}}} \cdot \dfrac{L \cdot V_{\text{ВЛ}}}{k \cdot (L - L_1) + L_1}}{2} =$$

$$= \frac{L}{2} \cdot \left(1 - \frac{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1 - 2P}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1}\right) = \frac{L \cdot P}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1}. \tag{5}$$

Погрешность ВОМП равна:

$$dM = M_1 - P. \tag{6}$$

Подставим в (6) предыдущее выражение (5), чтобы аналитическая погрешность ВОМП выражалась через формулу (7):

$$dM = \frac{L \cdot P}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1} - P = \frac{L \cdot P - P \cdot L_1 - k \cdot L \cdot P + k \cdot L_1 \cdot P}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1}. \tag{7}$$

Упростим выражение (7) путем деления выражения *dM* на *L* (8):

$$\frac{dM}{L} = \frac{P - P \cdot \frac{L_1}{L} - k \cdot P + k \cdot \frac{L_1}{L} \cdot P}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1} = \frac{\frac{P}{L}\left(1 - \frac{L_1}{L} - k + k \cdot \frac{L_1}{L}\right)}{\frac{L_1}{L} + k\left(1 - \frac{L_1}{L}\right)}. \tag{8}$$

Для дальнейшего упрощения произведем замену $\frac{P}{L} = y, \frac{L_1}{L} = x$. Получим выражение (9), позволяющее определить отношение аналитической погрешности ВОМП к общей длине гибридной ЛЭП:

$$\frac{dM}{L} = \frac{y(1 - x - k + k \cdot x)}{x + k \cdot (1 - x)}. \tag{9}$$

2) $L_1 \le P \le L$.

По аналогии с предыдущим пунктом выведем формулу погрешности при условии $L_1 \le P \le L$.

Время прихода сигнала ПП до пункта *S*:

$$T_s = \frac{L_1}{V_{\text{ВЛ}}} + \frac{(P - L_1) \cdot k}{V_{\text{ВЛ}}}. \tag{10}$$

Время прихода сигнала ПП до пункта *R*:

$$T_r = \frac{(L - P) \cdot k}{V_{\text{ВЛ}}}. \tag{11}$$

Временная задержка прихода сигнала ПП до устройства на конце *R*:

$$dT = \frac{L \cdot k - P \cdot k}{V_{\text{ВЛ}}} - \frac{L_1 + P \cdot k - k \cdot L_1}{V_{\text{ВЛ}}} = \frac{k \cdot L - k \cdot P - L_1 - k \cdot P + k \cdot L_1}{V_{\text{ВЛ}}}. \tag{12}$$

Средняя скорость распространения сигнала ПП вдоль гибридной ЛЭП, как и в предыдущем пункте, вычисляется по формуле (4). Выведем выражение, позволяющее определить расстояние до места повреждения от конца *S* (13):

$$M_1 = \frac{L}{2} - \frac{\left(\frac{k \cdot L - 2 \cdot k \cdot P - L_1 + k \cdot L_1}{V_{\text{ВЛ}}}\right) \cdot \left(\frac{L \cdot V_{\text{ВЛ}}}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1}\right)}{2} =$$

$$= \frac{L}{2} \cdot \left(\frac{2L_1 - 2 \cdot k \cdot L_1 + 2 \cdot k \cdot P}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1}\right) = \frac{L}{2} \cdot \left(\frac{2L_1 - 2 \cdot k \cdot L_1 + 2 \cdot k \cdot P}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1}\right). \quad (13)$$

Погрешность определения места повреждения вычисляется по формуле (6).

После подстановки в формулу (6) выражения (13) получим:

$$dM = \frac{L \cdot L_1 - L_1 \cdot k \cdot L + k \cdot P \cdot L}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1} - P = \frac{L \cdot L_1 - L_1 \cdot k \cdot L + k \cdot P \cdot L_1 - P \cdot L_1}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1}. \quad (14)$$

Упростим выражение, разделив обе его части на *L*:

$$\frac{dM}{L} = \frac{L_1 - K \cdot L_1 - P \cdot \frac{L_1}{L} + k \cdot \frac{L_1}{L} \cdot P}{k \cdot L - k \cdot L_1 + L_1} = \frac{\frac{L_1}{L} \cdot (1-k) - \frac{L_1}{L} \cdot \left(\frac{P}{L} - k \cdot \frac{P}{L}\right)}{\frac{L_1}{L} + k\left(1 - \frac{L_1}{L}\right)}. \quad (15)$$

Произведем замену $P/L = y$, $L_1/L = x$ и получим:

$$\frac{dM}{L} = \frac{x \cdot (1-k) - x \cdot (y - k \cdot y)}{x + k \cdot (1-x)}. \quad (16)$$

Построим объединенные графики зависимостей *dM/L* от *Y*, при различных значениях x = 0,3; 0,55; 0,8 и при условиях $0 < P < L_1$ и $L_1 \le P \le L$ (рис. 2–4).

Из графиков, приведенных выше, видно, что наибольшая погрешность ВОМП в гибридной ЛЭП наблюдается в случаях, когда место повреждения расположено в точке соединения двух разнородных сегментов линии.

Определено, что большое влияние на погрешность ВОМП в гибридной ЛЭП оказывает скорость распространения сигнала ПП вдоль ВЛ и КЛ. В соответствии с предположением, что скорость распространения сигнала ПП вдоль ВЛ больше в 1,5 раза скорости сигнала ПП вдоль КЛ. Получено, что аналитическая погрешность ВОМП в гибридной ЛЭП может достигать

10 % от общей длины линии. Это совпадает с результатами опытной эксплуатации комплекса ВОМП в реальной сети среднего напряжения с гибридными линиями [3].

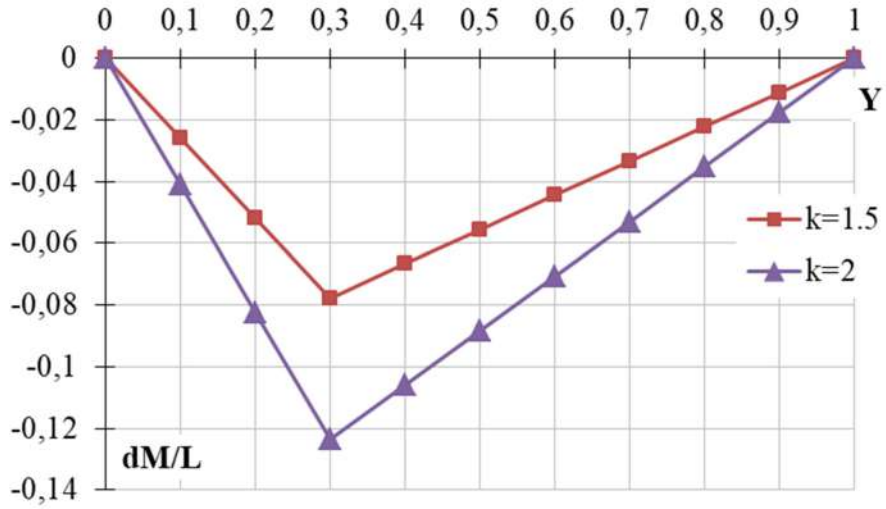


Рис. 2. Зависимость *dM/L* от *Y* при *x* = 0,3

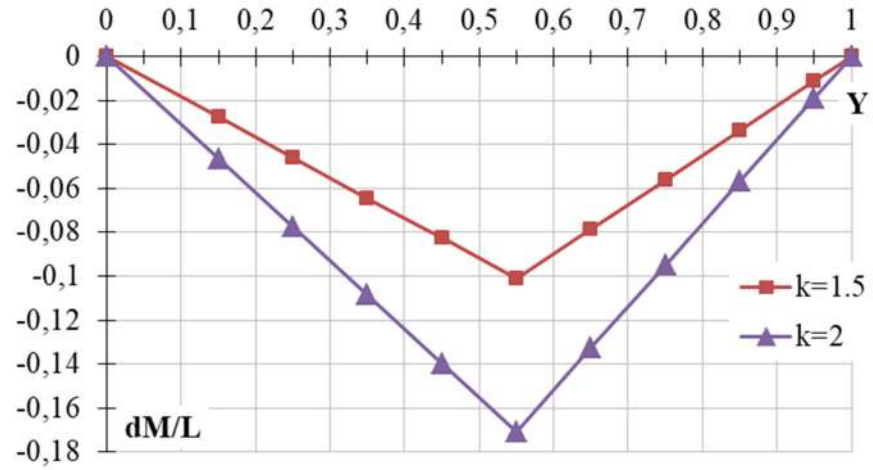


Рис. 3. Зависимость *dM/L* от *Y* при *x* = 0,55

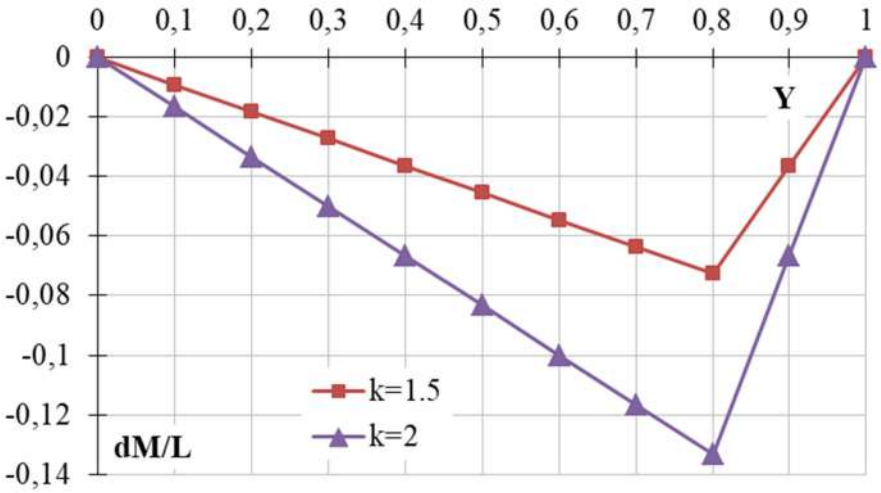


Рис. 4. Зависимость *dM/L* от *Y* при *x* = 0,8

Данное исследование показывает, что результаты ВОМП сильно зависят от конструктивных параметров ЛЭП, поэтому при реализации ВОМП в электрических сетях следует настраивать комплексы ОМП индивидуально для каждого участка во избежание большой погрешности. Из этого следует вывод, что для уменьшения погрешности ОМП необходимо разрабатывать более адаптивные алгоритмы ВОМП, позволяющие производить самокалибровку комплекса ВОМП с учетом топологии сети.

Источники

1. Mynam V. Traveling-Wave Fault Locating for Multiterminal and Hybrid Transmission Lines // Pres. at the 45th Annual Western Protective Relay Conference. Spokane, Washington, 2018.

2. Eduardo J. S. Leite Jr, Felipe V. Lopes, Ribeiro J.P.G. Traveling Wave-Based Fault Location on Two-Segment Hybrid Lines // IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). 2018.

3. Практическая реализация волнового метода определения места повреждения в разветвленных распределительных электрических сетях 6(10) кВ [Электронный ресурс] / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 2(53). С. 98–107.

Направление: УПРАВЛЕНИЕ И ЭКОНОМИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.311

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЯКОБИАНА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОДЕЛИ ГЕНЕРАЦИИ В СЕТИ

В.В. Адамец
ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ», г. Москва
adametcvadim@mail.ru

В представленной работе проведен анализ обобщенных параметров режима электроэнергетических систем (ЭЭС) при утяжелении по активной мощности: значения якобиана, его производной по утяжеляемому параметру. По данным параметрам определяется модель генерации в системе. Также оценивается возможность использования выявленных особенностей при расчетах утяжеления режима.

Ключевые слова: якобиан, утяжеление режима, модель генерации.

В настоящей работе была поставлена задача анализа значений якобиана и их производных (дифференцирование проводится численно) по значениям активной мощности в узле при утяжелении нагрузки.

Якобиан является обобщенным параметром режима ЭЭС, и по его «поведению» в ходе утяжеления можно судить о состоянии режима электрической сети. Матрица Якоби формируется в соответствии с количеством узлов в сети: «Каждому независимому узлу системы будут отвечать одна или две строки матрицы Якоби в соответствии со способом выбора зависимых и независимых переменных, по которым осуществляется дифференцирование при образовании матрицы Якоби». Также известно, что по значению якобиана можно судить об устойчивости режима при соблюдении определённых условий [1]. Все вышеперечисленное подтверждает, что якобиан является обобщенным параметром режима ЭЭС.

В работе устанавливается связь между значением якобиана и существующей моделью генерации, которую можно задать двумя способами:

а) активной и реактивной мощностями (модель *P–Q*);

б) активной мощностью и напряжением на вводах генератора (модель *P–U*).

В данной работе генераторы и синхронные компенсаторы, заданные моделью *P–U*, при утяжелении режима доходят до предела по реактивной мощности и переходят на модель *P–Q*.

Решение поставленной задачи реализовано на языке MATLAB. Для исследований использовалась четырнадцатиузловая схема IEEE-14 напряжением 110–220 кВ. Утяжеления проводятся для каждого узла, в котором есть нагрузка с шагом 10 МВт. На каждом шаге утяжеления вычисляется значение якобиана и его производная. Строятся графики зависимости этих параметров и их производных от значения активной мощности в нагружаемом узле.

Согласно методическим указаниям по расчёту устойчивости, при напряжении в узле менее 0,8 от номинального эксплуатация сети невозможна. Поскольку в данной работе проводятся исследования, а не расчет эксплуатационных режимов, то контроль по уровням напряжения не ведется, утяжеление заканчивается тогда, когда будет превышено предельное количество итераций метода Ньютона. Ниже на рис. 1 представлена исследуемая схема, на рис. 2, 3 представлены графики исследуемых параметров для двух узлов. Также в табл. 1, 2 указано, при каких значениях мощности в узле произошла смена модели в опорных по напряжению узлах.

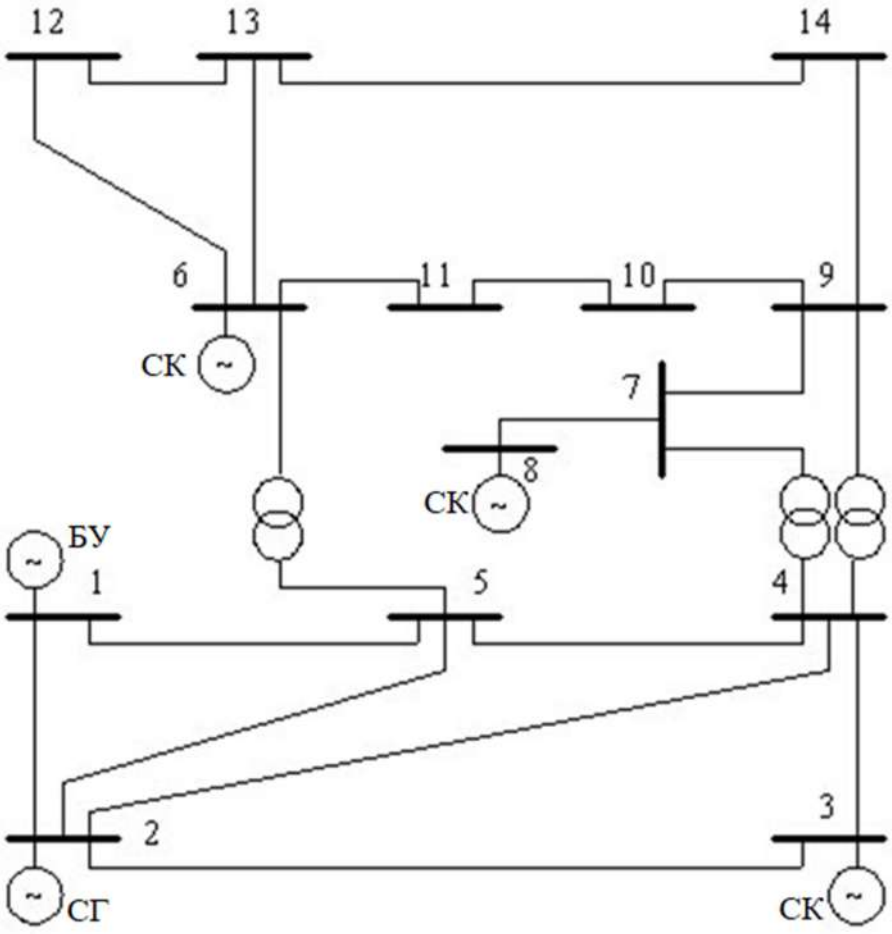


Рис. 1. Исследуемая схема IEEE-14

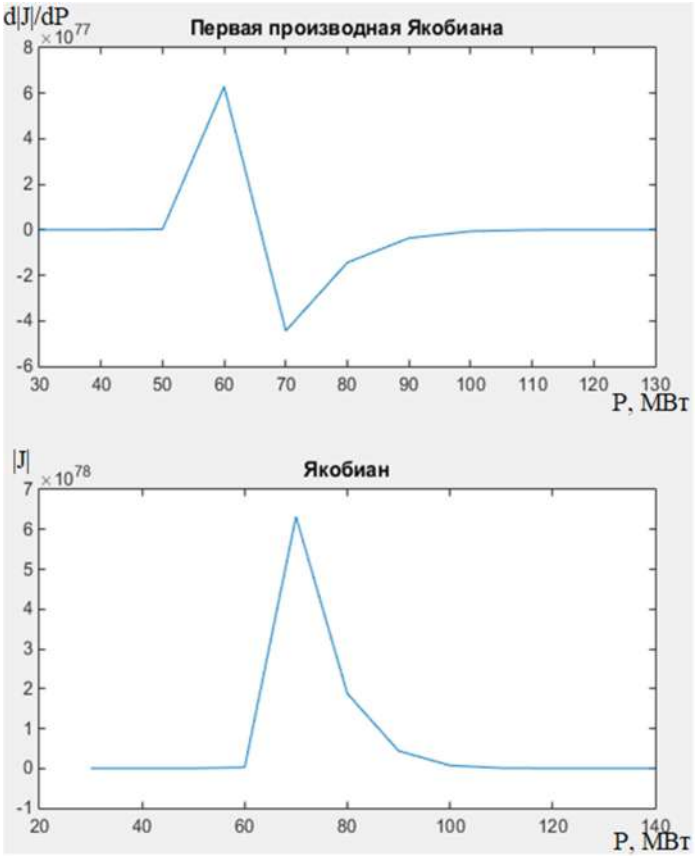


Рис. 2. Графики исследуемых параметров в узле *9*

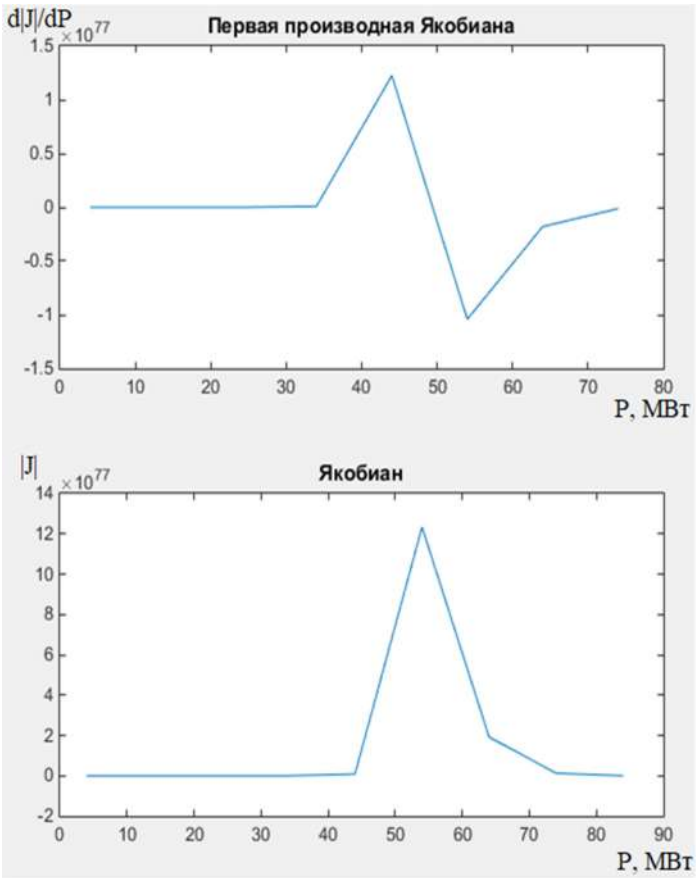


Рис. 3. Графики исследуемых параметров в узле *11*

Таблица 1

Анализ смены модели в узле *9*

Мощность, *P*, МВт	№ узла, сменившего модель (*P–U* → *P–Q*)
50	2, 8
60	6
70	3

Таблица 2

Анализ смены модели в узле *11*

Мощность, *P*, МВт	№ узла, сменившего модель (*P–U* → *P–Q*)
24	2, 6
34	8
44	3

Аналогичные графики были получены для других узлов. Проанализировав графики якобиана в процессе утяжеления режима по одному параметру можно увидеть, что он резко меняет порядок своего значения после перегрузки всех генерирующих агрегатов по реактивной мощности, т. е. после перехода опорных по напряжению узлов из модели *P–U* в модель *P–Q*. Значение якобиана возрастает скачком. Это объясняется изменением структуры матрицы Якоби, так как модели узла *P–U* соответствует одна строка производных в матрице Якоби, а модели узла *P–Q* соответствуют две строки в матрице Якоби. Таким образом, можно использовать этот факт как индикатор перегрузки всех опорных узлов.

Важно заметить, что режим, в котором наблюдается отсутствие опорных по напряжению узлов, не является экономичным эксплуатационным режимом. Таким образом, в расчетах утяжеления сетей 110–220 кВ можно использовать скачок якобиана, как признак перехода в режимы с недопустимыми эксплуатационными характеристиками вместо того, чтобы контролировать напряжения и пределы допускаемой генерации по реактивной мощности во всех опорных по напряжению узлах. При большом количестве опорных узлов использование такого оценочного критерия может ускорить выполнение программы, если на каждом шаге утяжеления рассчитывается якобиан, и его не надо вычислять специально для этой оценки.

При утяжелении в узлах № 4, 5, 11, 14 скачок значения якобиана происходит не после перегрузки всех опорных по напряжению узлов, а на следующей итерации. Проведен анализ напряжений на этих шагах утяжеления, для этих узлов сети выявлена следующая особенность:

на шаге, на котором произошла перегрузка всех агрегатов по реактивной мощности, напряжения в опорных узлах опустились ниже заданных на величину не более 3 кВ, т.е. напряжение изменилось незначительно. Хотя структура матрицы Якоби изменилась, но с допустимой погрешностью можно считать, что узел остался опорным по напряжению, соответственно, это не привело к резкому изменению якобиана. Для сравнения, в тех узлах, где якобиан сделал скачок сразу после перегрузки всех агрегатов по реактивной мощности, напряжение в отдельных опорных узлах снижалось на 7–12 кВ сразу на следующем шаге утяжеления.

Производная якобиана по активной мощности при проходе шагов утяжеления после перегрузки всех агрегатов производная резко меняет знак с «+» на «–» во всех узлах, при этом порядок абсолютного значения производной не меняется.

Якобиан является обобщенным параметром режима ЭЭС, и по его «поведению» в ходе утяжеления можно судить о состоянии режима электрической сети, скачки могут служить оценочным критерием допустимости режима.

Источники

1. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. М.: Энергия, 1977. 187 с.

УДК 621.31

РАЗРАБОТКА УТОЧНЕННЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ КОТЛОАГРЕГАТОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

А.В. Варганова, М.М. Лыгин
ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова», г. Магнитогорск
aleksandra-khlamova@yandex.ru

В статье приводится алгоритм разработки технико-экономических моделей энергетических котлов промышленных предприятий, представляющих собой зависимость паропроизводительности котла от себестоимости свежего пара с учетом расхода энергоресурсов. Модели приводятся к табличной форме и строятся на основании режимных карт котлов, что позволяет учитывать эксплуатационные характеристики оборудования. Себестоимость пара определяется, исходя из предварительных расчетов по определению оптимального состава топливной смеси необходимой для выработки заданного количества пара. Разработанные модели предназначены для реализации

алгоритма оптимизации загрузки котлоагрегатов промышленных тепловых электростанций с использованием метода динамического программирования, реализованного в оригинальном программном продукте КАТРАН-OptHeatPower.

Ключевые слова: модель, энергетический котел, электростанция, энергоресурс, затраты, свежий пар, тепловая нагрузка, электрическая нагрузка.

Большинство действующих промышленных электростанций введены в эксплуатацию еще в 50-е годы прошлого столетия и требуют модернизации как в технической части, так и в системах их управления.

Вопросам оптимизации режимов работы объектов электроэнергетики и, в частности, электростанций посвящено большое число научных работ [1].

Одной из задач оптимизации является определение экономически целесообразных режимов работы основного оборудования электростанций. Аминовым Р.З. в работе [2] предложен подход по определению распределения загрузок между котлами местной тепловой электростанции. В [3] предлагается при распределении тепловых нагрузок учитывать прием из энергосистемы.

Автором работы [4] предлагается алгоритм оптимизации загрузок турбогенераторов и котлоагрегатов электростанций методом динамического программирования.

В [5] показаны мероприятия по повышению эффективности работы когенерационной электростанции за счет использования метода оценки максимизации прибыли от производства и продажи тепловой и электрической энергии. В [6] приведена методика управления тепловыми электростанциями, работающими на угле. Также рассматриваются вопросы экологичности. В [7] снижение выбросов NO_x обеспечивается оптимальной подачей воздуха на горелки котла.

Таким образом, методы оптимизации широко применяются для решения задач повышения эффективности работы тепловых электростанций.

В данной работе предлагается методика расчета уточненных технико-экономических моделей котлоагрегатов промышленных тепловых электростанций. Отличительной особенностью данных объектов является работа по тепловому графику, выработка пара на теплофикационные и производственные отборы, возможность использования вторичных энергетических ресурсов, необходимость учета износа оборудования.

Модели необходимы в качестве исходных данных для оптимизации режимов работы котлоагрегатов, методика оптимизационного расчета приведена в [4], в которой в качестве исходных данных используются модели

котлов, представляющие собой зависимость паропроизводительности от себестоимости свежего пара с отображением соответствующего расхода энергоресурсов.

Разработка уточненных моделей потребовалась с целью определения оптимального состава топливной смеси по критерию минимума затрат на энергетические ресурсы. При этом учитываются ограничения по минимально и максимально допустимому потреблению энергоресурсов и калорийности топлива для выработки заданного количества пара в час. Целевая функция и ограничения имеют следующий вид:

$$З_n = \sum_{i=1}^{n} \left(B_i \cdot Ц_i \right) \to \min; \tag{1}$$

$$\begin{cases} B_{i\,\min} \le B_i \le B_{i\,\max}, \\ Q_j = \text{const}, \end{cases} \tag{2}$$

где $З_n$ – суммарные затрата на используемые энергоресурсы, тыс. руб.; B_i – расход i энергоресурса, используемого в топливной смеси, тыс. м^3 (тыс. т); Ц$_i$ – стоимость i энергоресурса, руб./(тыс. м^3) (руб./(тыс. т)); $B_{i\,\min}, B_{i\,\max}$ – минимально и максимально возможный расход i-го энергоресурса, используемого в топливной смеси для получения заданного j-го объема пара, тыс. м^3 (тыс. т); Q_j – теплота сгорания топлива для заданной j-й паропроизводительности пара, КДж/кг.

Для анализа эффективности использования той или иной газовой смеси необходимо произвести расчёт удельного расхода топлива на производство технологического пара:

$$b_n = \frac{\left(h'' - h_{\text{п в}} \right) + \text{П}/100 \cdot \left(h' - h_{\text{п в}} \right)}{Q_n^{\text{р}} \cdot \eta}, \tag{3}$$

где $Q_n^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания топлива, кДж/м^3; η – коэффициент полезного действия котла Брутто, %; П – процент продувки, %; h'', h', $h_{\text{пв}}$ – энтальпии перегретого пара, продувочной и питательной воды, кДж/м^3.

Низшая теплота сгорания топлива определяется химическим составом горючего вещества. С ростом $Q_n^{\text{р}}$ удельный расход топлива будет уменьшаться, т. е. уменьшится необходимое количество газа для выработки 1 м^3 пара, и наоборот. Если теплота сгорания не задана изначально, то рассчитывается по следующему выражению:

$$Q_n^{\text{р}} = V_{\text{CO}} \cdot 0{,}1277 + V_{\text{H}_2} \cdot 0{,}108 + V_{\text{CH}_4} \cdot 0{,}358 + V_{\text{C}_2\text{H}_6} \cdot 0{,}636 +$$
$$+ V_{\text{C}_3\text{H}_8} \cdot 0{,}913 + V_{\text{C}_4\text{H}_{10}} \cdot 0{,}1185 + V_{\text{C}_5\text{H}_{12}} \cdot 0{,}1465 + V_{\text{C}_6\text{H}_{12}} \cdot 0{,}1649 +$$
$$+ V_{\text{C}_2\text{H}_4} \cdot 0{,}59 + V_{\text{C}_6\text{H}_6} \cdot 0{,}1465 + V_{\text{H}_2\text{S}} \cdot 0{,}234, \qquad (4)$$

где V_{CO}, V_{H_2}, V_{CH_4} – объёмная доля горючего компонента смеси в % или в долях.

Коэффициент полезного действия (КПД) котла Брутто не зависит от разновидности и состава горючего и не учитывает затраты электрической энергии на привод дутьевых вентиляторов, дымососов, насосов и т. д. Если КПД не задан изначально, то он рассчитывается по следующему выражению:

$$\eta = 100 - \left(q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6\right), \qquad (5)$$

где q_2 – потери теплоты с уходящими газами; q_3 – потери от химической неполноты сгорания; q_4 – потери от механической неполноты сгорания; q_5 – потери от наружного охлаждения; q_6 – потери с физической теплотой шлаков (в случае сжигания твёрдого топлива).

На основании приведенной выше методики рассчитываются возможные топливные смеси газов для одной заданной паропроизводительности. В табл. 1 приведен расчет расхода газов в смеси при заданных паропроизводительностях котла 90 и 110 т/ч, при условии, что в смеси используются природный и доменный газ.

Таблица 1

Определение состава топливной смеси

Расход природного газа, тыс. м^3	Расход доменного газа, тыс. м^3	Затраты на смесь, руб.	Расход природного газа, тыс. м^3	Расход доменного газа, тыс. м^3	Затраты на смесь, руб.
Паропроизводительность котла, т/ч					
90			110		
7,56	0	24 842,16	9,24	0	30 362,64
7	6,662439	23 958,23	9	2,861872	29 984,75
6	18,56783	22 380,95	8	14,76726	28 407,47
5	30,47322	20 803,67	7	26,67265	26 830,19
4	42,37861	19 226,39	6	38,57804	25 252,91
3	54,284	17 649,11	5	50,48343	23 675,63
2	66,18939	16 071,83	4	62,38882	22 098,35
1	78,09477	14 494,55	3	74,29421	20 521,07
0	90,00016	12 917,27	2	86,1996	18 943,79

На основании полученных составов можно построить модель при различном соотношении газа в смеси. Предположим, что необходимо взять состав, в котором процентное соотношение между составляющими равно 50 %, тогда модель котла будет выглядеть следующим образом (табл. 2). Методика расчета себестоимости приведена в [9].

Таблица 2

Технико-экономическая модель котла с уточненным составом топливной смеси

Параметр	Ступени модели			
D_0, т/ч	90	110	130	160
S, руб./т	184,8	188,08	190,35	182,55
$B_{ПГ}$, $\cdot 10^3$ м^3/ч	4	5	6	7
$B_{ДГ}$, $\cdot 10^3$ м^3/ч	42,38	50,48	51,17	66,97

Полученная методика реализована в программном продукте КАТРАН-OptHeatPower [10], позволяющем определять оптимальные загрузки котлоагрегатов и рассчитывать оптимальный состав топливной смеси. Разработанная программа предназначена для планирования показателей эффективности работы промышленных электростанций.

Источники

1. Варганова А.В. О методах оптимизации режимов работы электроэнергетических систем и сетей // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2017. Т. 17, № 3. С. 76–85.

2. Оперативное распределение нагрузок между котлоагрегатами ТЭЦ с учетом их эксплуатационного состояния / Р.З. Аминов [и др.] // Электрические станции. 1982. № 9. С. 34–35.

3. Щапин Н.М., Юстус В.П. Оптимизация распределения паровых нагрузок между котельной завода и ТЭЦ энергосистемы // Промышленная теплоэнергетика. 1977. № 54. С. 43–44.

4. Варганова А.В. Алгоритм внутристанционной оптимизации режимов работы котлоагрегатов и турбогенераторов промышленных электростанций // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 17–22.

5. Yang H. and Lu S. Optimization of the heating load operation of large co-generation units in thermal power plant // 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). Hong Kong, 2014. Pp. 1–6.

6. Li Y. and Li R. Simulation and Optimization of the Power Station Coal-Fired Logistics System Based on Witness Simulation Software // 2008 Workshop on Power Electronics and Intelligent Transportation System. Guangzhou, 2008. Pp. 394–398.

7. On data-driven soft sensor of NO_x emission in power station boiler / J. Huang [et al.] // Proceedings of the 30th Chinese Control Conference. Yantai. 2011. Pp. 1678–1683.

8. Построение технико-экономических моделей турбогенераторов и котлоагрегатов собственных электростанций промышленных предприятий / А.В. Кочкина [и др.] // Электротехнические системы и комплексы. 2013. № 21. С. 247–252.

9. Варганов Д.Е., Варганова А.В. Расчет себестоимости свежего пара на крупных тепловых промышленных электростанциях // Электротехнические системы и комплексы. 2016. № 1 (30). С. 24–28.

10. Катран-OptHeatPower: свид. о рег. программы для ЭВМ 2019618345 Рос. Федерация; заявл. 07.06.19; опубл. 28.06.19.

УДК 621.315

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ КОМПОНЕНТ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ ЗА ПОТРЕБЛЕНИЕ (ГЕНЕРАЦИЮ) РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (ЭНЕРГИИ)

Р.У. Галеева [1], Г.Г. Муравьев [2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]raisa_gal.52@mail.ru, [2] muravyevgleb@mail.ru

В статье предложена модель дополнительного компонента ценообразования за потребление (генерацию) реактивной мощности (энергии), обусловленного отклонением фактического коэффициента реактивной мощности от нормативного для промышленных потребителей с учетом ценовой категории.

Представлены результаты расчета экономического эффекта от применения специального договора оказания услуг по компенсации реактивной мощности, учитывающие тарификацию на реактивную мощность (энергию).

Ключевые слова: коэффициент реактивной мощности, ценовая категория, специальный договор услуг, компенсирующее устройство, ценовая категория, реактивная мощность, реактивная электроэнергия, дополнительный компонент ценообразования.

Вопросу объективного метода учета уровня компенсации реактивной мощности на границе балансовой принадлежности в тарифах на электрическую энергию для потребителя в настоящее время многими исследователями уделяется большое внимание [1–3]. Проблема состоит в том, что взаимоотношения между энергоснабжающей организацией и потребителем, регламентируемые рядом нормативных документов [4–6], не предполагают платы за дополнительную реактивную энергию (РЭ) и реактивную мощность (РМ), потребляемые сверх нормативных значений [7]. В [8] указано, что после приказа Минтопэнерго России от 10 января 2000 г. № 2 «О признании недействующими Правил пользования электрической и тепловой энергией» потребители электрической энергии перестали участвовать в поддержании коэффициента реактивной мощности (КРМ) и компенсации реактивной мощности на шинах нагрузок, что, в конечном счете, привело к возрастанию потоков РМ, к увеличению потерь, к снижению управляемости электроэнергетическим режимом работы распределительных сетей, ухудшению качества и надежности электроснабжения потребителей.

В соответствии с [7] предусматривается значение КРМ tgφ в виде предельных значений РМ (РЭ), потребленной в часы максимальных нагрузок системы. Соблюдение этих правил обеспечивается потребителями, присоединенная мощность которых больше 150 кВт [7].

Одним из методов усиления экономической заинтересованности потребителей в улучшении режимов работы в периоды максимальных и минимальных нагрузок энергоснабжающей организации является применение дополнительного компонента ценообразования, относящееся к качеству электроэнергии и к регулированию потоков РМ путем компенсации реактивной энергии (мощности). Учет потребления РМ (РЭ) может быть включен в специальные договора услуг (СДУ) по компенсации реактивной мощности.

Так как скидки и надбавки к тарифам на электрическую энергию за потребление (генерацию) реактивной мощности отменены, то авторами предлагается на первом этапе заключение СДУ между энергоснабжающей или распределяющей (специализированной) организацией и потребителем розничного рынка, который учитывает степень компенсации реактивной мощности с учетом ценовых категорий и уровня напряжения.

Информационной базой является автоматизированная система контроля и учета реактивной мощности или расчетные счетчики реактивной энергии, фиксирующие потребляемые (генерируемые) мощности в часы максимальных и минимальных нагрузок или их почасовой учет.

Взаимоотношения между потребителем и энергоснабжающей организацией в ряде районных энергетических компаниях предполагают возмещение убытков, вызванных стороной, по вине которой допущено отклонение от нормативного значения КРМ tgφ, в соответствии с договорными обязательствами, либо заключает СДУ [9]. Стоимость компенсированного 1 кВАр·ч устанавливают региональные энергетические компании в % от стоимости 1 кВт·ч покупной электрической энергии, указанной в договоре купли-продажи (энергоснабжения).

С другой стороны минимальная установленная мощность $Q_{\text{КУмин}}$ должна обеспечивать технический предел потребления от энергоснабжающей организации реактивной мощности $Q_{\text{тех}}$ и энергии $W_{Q\text{тех}}$.

Целесообразно устанавливать мощность компенсирующего устройства (КУ) $Q_{\text{ку}}$ больше минимальной $Q_{\text{мин}}$ с тем, чтобы обеспечить экономические значения потребления РМ $Q_{\text{э}}$ и РЭ $W_{Q\text{э}}$. При их превышении потребляемые РМ $Q_{\text{опл}}$ и РЭ $W_{Q\text{опл}}$ подлежат оплате (тарификации):

$$Q_{\text{опл}} > Q_{\text{э}} = P_{\text{макс}}\text{tg}\varphi_{\text{э}}; \quad W_{Q\text{опл}} > W_{Q\text{э}} = W_P\text{tg}\varphi_{\text{э}},$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{э}}$ – экономический КРМ в точке учета электроэнергии.

Дополнительная реактивная энергия оценивается в диапазоне от 10 до 15 % от стоимости активной энергии $Ц_{WP}$ или [9]:

$$\Delta Ц_{WQ} = W_{Q\text{опл}}\,(0{,}1–0{,}15)Ц_{WP}.$$

Оценка реактивной энергии может быть предметом переговоров с гарантирующим поставщиком (ГП).

В качестве тестовой модели использовалась модель дополнительного компонента ценообразования за потребление РМ $\Delta П_Q$ и РЭ $\Delta П_{W_Q}$ сверх экономических значений с учетом ценовой категории (ЦК) для промышленного потребителя с максимальной заявленной мощностью более 670 кВт. Дополнительная плата за РМ $\Delta П_Q$ и РЭ $\Delta П_{W_Q}$, потребленную сверх экономического значения $Q_{\text{опл}}$ ($W_{Q\text{опл}}$), для потребителя с третьей ЦК $\Delta П_{\text{ЗЦК}}$ при оценочных расчетах будет определяться как:

$$\Delta П_{\text{ЗЦК}} = \Delta П_Q + \Delta П_{W_Q} = (0{,}1 - 0{,}15)(Ц_{\text{опт.м}}(Q_{\text{макс}\Sigma} - Q_{\text{э}\Sigma}) + Ц_{\text{опт.ээ}}(W_Q - W_{Q\text{э}}),$$

где $Ц_{опт.ээ}$ – средневзвешенная цена на электроэнергию с оптового рынка (ОР) для данного потребителя; $Ц_{опт\ м}$ – цена мощности с оптового рынка по средневзвешенной цене; $Q_{макс\sum}$ – суммарное значение потребления реактивной мощности сверх экономических значений в рабочие сутки расчётного месяца; $(W_Q - W_{Qэ})$ – суммарное значение потребления реактивной энергии сверх экономических значений в течение расчетного периода (года*)* в часы максимальных нагрузок.

Плата за реактивную мощность и энергию, потребленные сверх экономического значения в дневной период, для потребителя с третьей ЦК, ведущего почасовой учет, $\Delta П_{3ЦК}$, будет определяться как:

$$\Delta П_{3ЦК} = (0{,}1 - 0{,}15)\left(\sum_{i=1} Ц_{iопт.м} \left(W_{iQмакс} - W_{iQэ} \right) \Big/ W_{Qсум} \right) + \\ + \sum Ц_{опт.ээi} \left(W_{iQ} - W_{iQэ} \right) \Big/ W_{Qсум},$$

где $Ц_{опт.ээ} = (\sum W_i Ц_{опт i})/W_{сум}$; $Ц_{опт i}$ – почасовые цены на электроэнергию с ОР; $Ц_{iопт.м}$ – цена мощности с оптового рынка по средневзвешенной цене покупки у ГП (не включает цену доставки); $W_{iQмакс}$ – значение потребления реактивной энергии сверх экономического значения в *i*-й час пиковой нагрузки региона в рабочие сутки расчётного месяца; W_{iQ} – значение потребления реактивной энергии сверх экономического значения в *i*-й час в рабочие сутки; $W_{Qсум}$ – суммарная величина потребления реактивной энергии в расчетном периоде.

Оценочные расчеты проводились для потребителя с третей ЦК со среднесуточной активной и реактивной мощностями в режиме максимальных нагрузок $P_{макс} = 677$ кВт; $Q_{макс} = 578$ кВт, соответственно; фактический среднемесячный КРМ в часы максимальных нагрузок $tg\varphi_ф = 1{,}08$; технический КРМ $tg\varphi_{тех} = 0{,}7$, соответствующий техническому пределу реактивной мощности; КРМ экономический КРМ $tg\varphi_э = 0{,}33$, среднемесячная в часы максимальных нагрузок $Ц_{опт.ээ} = 3$ руб./кВт·ч; среднемесячная $Ц_{опт.м} = 800$ руб./МВт в месяц без учета НДС; время максимальных нагрузок $T_м = 5000$ ч; уровень напряжения подключения потребителя к системе 10 кВ; длина кабельной линии марки ААШв-10 сечением 50 мм^2 составляет 200 м; удельное активное сопротивление кабельной линии

сечением 50 мм^2 $R_{уд}$ = 0,62 Ом/км; плата за потребление реактивной мощности и энергии сверх экономических значений составляет: реактивную мощность Ц$_Q$ = 10 % от тарифа на мощность, Ц$_Q$ = 0,1Ц$_P$; за реактивную энергию Ц$_{WQ}$ = 10 % от тарифа на электроэнергию, Ц$_{WQ}$ = 0,1Ц$_{WP}$.

Технический предел потребления реактивной мощности**:**

$$Q_{тех} = P_{макс}\,\mathrm{tg}\varphi_{тех} = 0{,}7 \cdot 677 = 473{,}9 \text{ кВАр}.$$

Минимальная мощность КУ:

$$Q_{КУмин} > P_{макс}(\mathrm{tg}\varphi_{ф} - \mathrm{tg}\varphi_{тех}) = 677(1{,}08 - 0{,}7) = 257{,}3 \text{ кВАр}.$$

Экономическое значение потребления реактивной мощности:

$$Q_{э} = P_{макс}\mathrm{tg}\varphi_{э} = 0{,}33 \cdot 677 = 223{,}4 \text{ кВАр}.$$

Соответствующая мощность КУ:

$$Q_{КУэ} = P_{макс}(\mathrm{tg}\varphi_{ф} - \mathrm{tg}\varphi_{э}) = 677\,(1{,}08 - 0{,}33) = 507{,}75 \text{ кВАр}.$$

Пределы изменения РМ составят:

$$257{,}3 \text{ кВАр} < Q_{ку} < 507{,}75 \text{ кВАр}.$$

Результаты расчета дополнительного компонента за РЭ (РМ) $\Delta П_{W_Q}$ ($\Delta П_Q$) в случае превышения экономического нормативного значения КРМ для потребителя с третьей ЦК и экономии затрат в случае заключения СДУ между энергоснабжающей (специализированной) организацией по компенсации реактивной мощности приведены в таблице.

На рис. 1 представлена структура снижения затрат при учете дополнительного компонента ценообразования за потребление РМ (РЭ) сверх нормативного значения КРМ для потребителя с третьей ЦК. На рис.2 изображены зависимости дополнительной планы за РМ (РЭ) в зависимости от КРМ для потребителя с третьей ЦК.

Учет дополнительного компонента ценообразования за потребление РМ сверх нормативного значения КРМ приведет к годовой экономии средств по четырем основным составляющим:

1) снижение платы за технологические потери активной мощности в сетях потребителя;

2) снижение платы за технологические потери активной мощности в энергоснабжающей организации;

3) снижение платы за реактивную мощность;

4) снижение платы за реактивную электроэнергию.

Результаты расчета дополнительного компонента ценообразования за потребление РМ (РЭ) в зависимости от КРМ

tgφ	Q, кВАр	$\Delta П_{W_Q}$, тыс. руб.	$\Delta П_Q$, тыс. руб.	Экономия затрат при заключении СДУ по компенсации реактивной мощности						
				Снижение платы за технологические потери, тыс. руб.	Снижение платы за реактивную энергию, тыс. руб.	Экономия суммарная, тыс. руб.	Экономия оплаченной реактивной мощности, %	Экономия оплаченной реактивной энергии, %	Экономия потерь электроэнергии, %	Экономия потерь мощности, %
1,08	731,2	582,8	400,2	45,04	102,58	1130,68	35,40	51,55	9,07	3,98
0,9	609,3	450,6	309,4	34,28	78,07	872,33	35,47	51,65	8,95	3,93
0,7	473,9	300,4	206,3	22,58	51,42	580,73	35,52	51,73	8,85	3,89
0,5	338,5	150,3	103,2	11,15	25,40	290,03	35,58	51,82	8,76	3,84
0,35	236,9	37,7	25,9	2,76	6,29	72,60	35,64	51,89	8,66	3,80
0,33	223,4	22,7	15,6	1,66	3,77	43,65	35,65	51,92	8,64	3,79
0,3	203,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,71	59,29	0,00	0,00

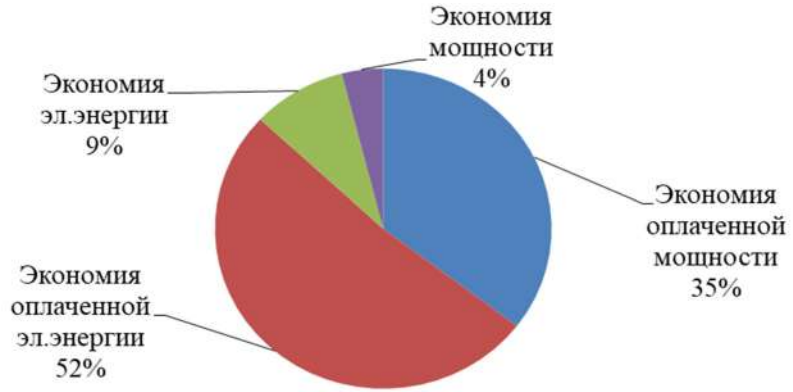


Рис. 1. Структура снижения затрат при учете дополнительного компонента ценообразования по РМ (РЭ) для потребителя с третьей ЦК

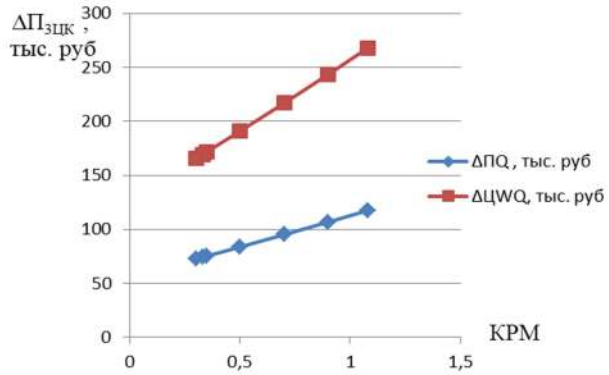


Рис. 2. Зависимость составляющих компонента ценообразования платы за РМ (РЭ) при превышении КРМ от нормативного для потребителя с третьей ЦК и уровнем присоединения напряжения 10 кВ

По проведенной работе сделаны следующие выводы.

1. Анализ структуры платы за РМ (РЭ) с учетом ЦК потребителя показывает, что основная доля затрат при превышении потребления РМ (РЭ) сверх ее нормативных значений приходится на дополнительную плату за реактивную мощность и энергию, потребленную сверх экономических значений.

2. Стимулом привлечения потребителей к регулированию потоком реактивной мощности является дополнительный ценовой компонент за потребление (генерацию) РМ (РЭ) сверх нормативного значения КРМ с учетом ЦК и уровня присоединения напряжения. Учет и тарификация РМ (РЭ) сверх нормативных значений оговариваются в СДУ по компенсации реактивной мощности.

3. Для исследуемого потребителя экономическая эффективность использования КУ очевидна: экономия на оплате реактивной энергии составляет 52 % от активной энергии; экономия на оплате реактивной мощности – 35 % от активной мощности; уменьшение технологических потерь на объекте составила 9 % расходуемой активной энергии; уменьшение потерь мощности – 4 % расходуемой активной мощности.

4. Учет ЦК позволит подойти к каждому потребителю в определении тарифов на РМ (РЭ), потребленных сверх нормативных значений.

5. Повысить прозрачность инвестиционных программ потребителей и электросетевых компаний в части внедрения информационно-измерительных систем учета, позволяющие измерять почасовые объемы потребления РМ (РЭ) на границе балансовой принадлежности.

Источники

1. Забелло Е.П., Евсеев А.Н. Учет уровня компенсации реактивной мощности при расчете оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2005. С. 74–81.

2. Файн Б.И. Плата за мощность как механизм повышения ответственности потребителей при осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям [Электронный ресурс] // Науковедение: интернет-журнал 2017. Т. 9, № 6. URL: https://naukovedenie.ru/PDF/48EVN617.pdf (дата обращения: 27.08.2019).

3. Компенсация реактивной мощности [Электронный ресурс] // Компания «Хомов электро»: сайт. URL: http://khomovelectro.ru (дата обращения: 27.08.2019).

4. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 (ред. от 22 июня 2019 г.). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

5. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг» [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 (ред. от 22 июня 2019 г.). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

6. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения) [Электронный ресурс]: приказ Минпромэнерго России от 22 февраля 2007 г. № 49. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

7. О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

8. О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения [Электронный ресурс]: приказ РАО ЕЭС от 11 декабря 2006 г. № 893. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

9. Об утверждении Порядка оказания услуг по компенсации реактивное энергии (мощности)» [Электронный ресурс]: решение РЭК – департамента цен и тарифов Краснодарского края от 23 июня 2005 г. № 49/2005-Э. URL: rek.krasnodar.ru (дата обращения: 27.08.2019).

УДК 620.91

ОТДЕЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Н.Ж. Закирова[1], А.М. Истопленников[2], П.П. Павлов[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
zakirova_nargiza29.01.96@mail.ru [1], istoplennikov97@mail.ru [2], pavlov2510@mil.ru[3]

В статье рассмотрена взаимосвязь электроэнергетического комплекса с экономикой страны, отдельные проблемные вопросы в электроэнергетической сфере, и предложены возможные пути их решения.

Ключевые слова: электроэнергетика, экономика энергетики, основные фонды, электроэнергетический комплекс, энергетическая безопасность.

Электроэнергетика является основой экономики и жизнеобеспечения любого государства и играет особую роль. Во многих странах одним из проблемных и сложных комплексов является электроэнергетический комплекс, т.к. он затрагивает многие сферы деятельности различных предприятий (тепловые и другие электростанции, транспорт нефти и нефтепродуктов, добычу газа, нефти и угля и др.),

Электроэнергетика является некой «базой», основой человеческой деятельности. Благодаря этому есть электричество, свет, топливо, возможность пользования электрическими приборами в быту, снабжать фабрики, заводы необходимой энергией для производства необходимой продукции. Именно уровень развития электроэнергетики определяет производительность труда и развитие всех отраслей промышленности, создает конкурентоспособность и обеспечивает рост экономики в государстве.

Электроэнергетика имеет много преимуществ: легкость и быстрота передача электричества на огромные расстояния, по возможности своевременное распределение электричество между потребителями, способность преобразования в такие виды энергии, как механическую, световую, тепловую и т. д.

В Российской Федерации электроэнергетика является полноценной отраслью экономики. Электроэнергетический комплекс ЕЭС Российской Федерации включает в себя 805 электростанций мощностью свыше 5 МВт. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за 5 месяцев 2019 г. составила 464,2 млрд кВт·ч, что на 1,2 % больше показателя аналогичного периода 2018 г. Однако, несмотря на такое количество производимой электроэнергии, оно в два раза меньше, чем в Соединённых Штатах Америки. Причиной

такого положения являются высокие непроизводственные расходы, которые зависят от: производства топлива, электротехнической промышленности, работы электростанций, распределительная система РАО ЕС и др.

В отчетном периоде произошло снижение потребления электроэнергии в России – впервые за пять лет. Основной его причиной является температурный фактор, но в целом производство электроэнергии выросло за счет увеличения выработки на атомных электростанциях, тогда как гидроэлектростанции и тепловые электростанции производство снизили. Рост производства на фоне снижения внутреннего потребления обеспечен увеличением экспорта российской электроэнергии при одновременном снижении импорта. Эксперты ожидают, что в 2019 г. положительная динамика производства сохранится, а темп роста по итогам года составит около 1 %.

Электроэнергия – это особый вид товара, который нельзя потрогать или увидеть, ее невозможно хранить в складских помещениях, можно только аккумулировать небольшие объемы. Такой товар в хозяйственной деятельности не может считаться законченным. Производство и передачу электрической энергии нельзя разделить на две отдельных категории. На вырабатываемую мощность также оказывает влияние режим потребления. Например, не удается производить электроэнергию в большем объеме, чем необходимо на данный момент.

Можно выделить некоторые проблемные вопросы, имеющиеся в электроэнергетике:

– проблема электроснабжения, связанная с ограниченностью энергоресурсов;

– неравномерное распределение энергоресурсов между государствами;

– экологические проблемы, возникающие при функционировании электроэнергетической промышленности.

Основные энергоресурсы на Земле имеют ограниченное количество. За их владение и освоение идет упорная борьба. Одним из способов решения этой проблемы является создание технических, правовых и экономических мер для сокращения объема электропотребления с сохранением всех полезных эффектов от её использования, поиск и освоение для каждой страны собственных энергоресурсов, как возобновляемых, так и невозобновляемых, и, конечно же, стремление к переходу от традиционного топлива к нетрадиционным возобновляемым источникам энергии.

Затрагивая проблему неравномерного распределения энергоресурсов на планете, нужно отметить тот факт, что существует много так называемых энергодефицитных стран, вынужденных тратить средства своего же

государства на покупку энергоресурсов. Этот процесс, безусловно, очень сильно влияет на государственный бюджет, а, следовательно, и по экономике страны. Поэтому у таких государств появляется зависимость от других государств, у которых энергозапасов значительно больше. Встает вопрос о несправедливости в отношении энергодефицитных стран, в которых из-за ухудшения жизненных условий возможны военные перевороты, угрозы массовой миграции и социального взрыва.

Путь решения этой проблемы в основном один – это обоюдное согласие всех высокоразвитых в области электроэнергетической промышленности стран в снижении цен на энергоресурсы и их поставки.

Третья проблема – это проблема, связанная с окружающей средой. Электроэнергетика, которая является основной отраслью любой социальной экономической системы, постоянно увеличивает негативное влияние на окружающую среду за счет работы электростанции, сжигающих различные виды органического топлива и наносящих природе огромный вред в виде выбросов веществ, загрязняющих воду, воздух и почву. Часто загрязнение окружающей среды происходит из-за аварий на электростанциях различного типа и также при транспортировке топлива.

Для решения перечисленных проблем современной энергетики нужно:

– использование и совершенствование очистных устройств;

– уменьшение выброса вредных веществ в атмосферу различных видов топлива (нефть, газ, горючие сланцы) химическими или физическими методами;

– экономия электроэнергии, за счет применения энергосберегающих технологий в промышленности.

Электроэнергетический комплекс является неотъемлемой частью экономики любого государства и от его эффективной работы зависит благополучие и безопасность страны и его граждан.

Источники

1. Трачук К.В. Эволюция подходов к энергетической безопасности: страны – импортеры против стран экспортеров // Вестник МГИМО. 2016. № 6. 216 с.

2. Наталия Г.Л. Экономика и управление в энергетике: учебник для магистров. 2015. 133 с.

3. Шлычков В.В. Парадигма энергетической безопасности // Вестник ИжГТУ им. М.Т. Калашникова. 2015. № 6. С. 99–103.

4. Нестулаева Д.Р. Проблема привлечения инвестиционных средств в электросетевой комплекс // Вестник экономики, право и социологии. 2016. № 2. С. 36–38.

5. Шлычков В.В. Электроэнергетика России – состояние и перспективы развития // Энергетика Татарстана. 2015. № 3. С. 83–87.

УДК 665.767: 621.3.048

ОПТИМИЗАЦИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАЛАССКОЙ ОБЛАСТИ

И.А. Муратаев, Г.А. Муратаева, А.Н. Кабылбеков, Х.С. Ниязов
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
big.bambu@yandex.ru

В работе рассмотрены вопросы оптимизации режима и моделирования электрической сети. Описаны критерии оптимизации и целевая функция. По критерию минимума финансовых затрат, используя программные средства моделирования, определены оптимальные значения загрузки питающих подстанций. Приведены результаты оптимизации потерь мощности в электрической сети моделируемой энергосистемы.

Ключевые слова: электрическая сеть, режим энергосистемы, оптимизация режима, энергосистема.

Определение оптимальных режимов является ключевой задачей моделирования энергосистемы. Цель оптимизации состоит в отыскании допустимых экономичных режимов, удовлетворяющих условиям надлежащего качества энергии и надежности электроснабжения потребителей. Это позволяет без дополнительных затрат обеспечить экономию средств за счет снижения потерь в электрических сетях, измеряемую в масштабах энергетики десятками миллионов рублей в год.

Задача определения оптимального режима состоит в нахождении оптимальных значений всех параметров режима, характеризующих его допустимость и экономичность, в частности активных и реактивных мощностей и напряжений.

Величина потерь электроэнергии в электрической сети является основным показателем, с помощью которого оценивается экономичность работы энергосистемы. Этот показатель в значительной мере зависит от распределения нагрузки между питающими подстанциями и стоимостью электроэнергии. Например, загружая подстанции с меньшей стоимостью электроэнергии, но удаленные от потребителей, можно уменьшить расходы

на электроэнергию, но увеличить потери электроэнергии в сети [1]. Наличие двух отдельных, зависящих друг от друга показателей затрудняет оценку экономичности режимов энергосистемы и мероприятий по ее повышению, в особенности в случаях, когда в одном из сравниваемых режимов стоимость электроэнергии на отпущенный 1 кВт·ч больше, а потери в сети меньше, чем в другом.

Задача оптимизации потерь мощности проводилась на примере Таласской районной электрической сети, схема которой показана на рис. 1, с использованием программного комплекса PSCAD [2]. Питание потребителей осуществляется от двух подстанций – «Тулебердиева» и «Южная». Расчетная мощность подстанций приведена к напряжению 110 кВ.

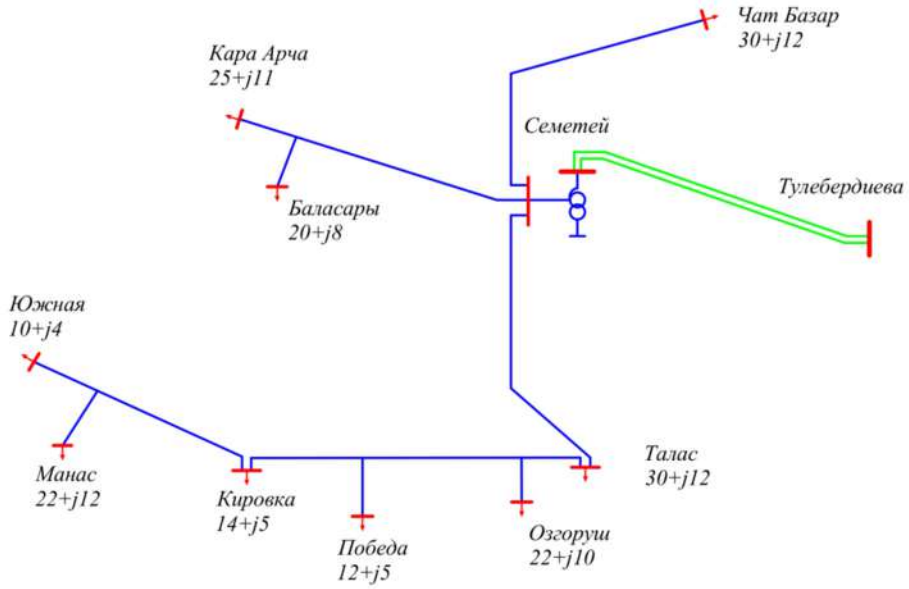


Рис. 1. Схема исследуемой электрической сети

Цель оптимизации потерь мощности в электрической сети заключается в минимизации суммарных финансовых затрат. При этом рассматриваются затраты, зависящие от режима, а те затраты, практически не зависящие от режима, такие как содержание персонала, амортизационные отчисления, расходы на содержание зданий, сооружений, расходы, связанные с эксплуатацией электрических сетей, не учитываются. К затратам C электрической сети, зависящим от режима, относится стоимость электроэнергии, потребляемой с шин питающих подстанций, которые определяются:

$$C = \sum_i b_i B_i \,, \tag{1}$$

где B_i – потребляемая мощность с шин i-й питающей подстанции; b_i – цена электроэнергии i-й питающей подстанции.

Задача оптимизации сводится к минимизации целевой функции (1) при соблюдении ряда ограничений. Учет цен на электроэнергию в выражении (1) при оптимизации режима приводит к повышению нагрузки на шинах подстанций с дешевой электроэнергией и разгрузке более дорогих подстанций.

Результаты оптимизации режима исследуемой электрической сети с двумя источниками питания при различных значениях по стоимости электрической энергии, потребляемой с подстанции «Южная», показаны на рис. 2 и 3.

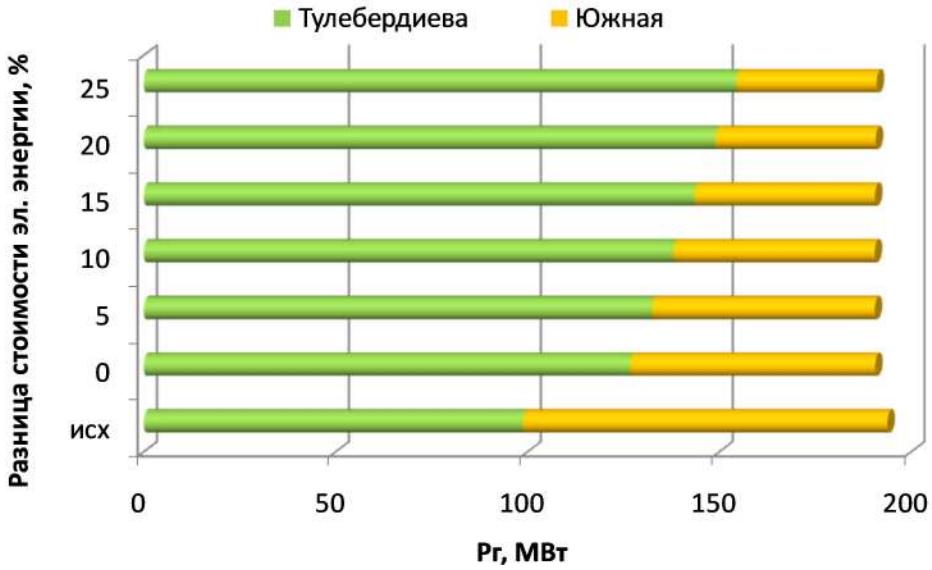


Рис. 2. Соотношение оптимальных мощностей питающих подстанций для различных цен на электроэнергию на подстанции «Южная»

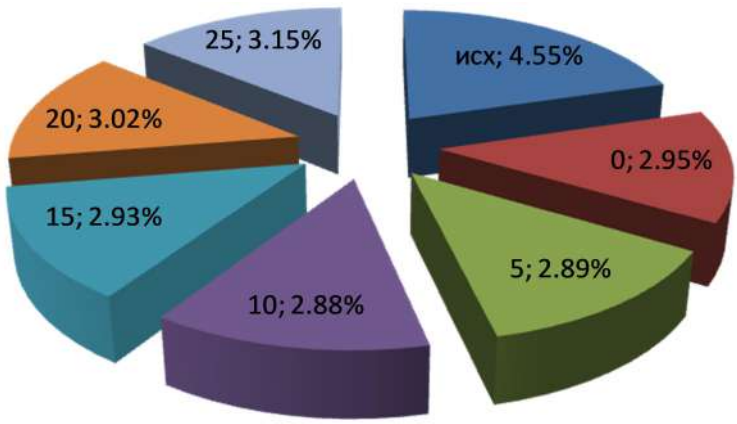


Рис. 3. Отношение потерь мощности к суммарной потребляемой мощности при различных ценах на электроэнергию на подстанции «Южная»

По рассчитанным данным видно, что в исходном режиме при равномерном распределении нагрузки между питающими подстанциями величина потерь мощности составляет 4,6 %. Оптимизация режима электрической

сети для случая одинаковой стоимости электроэнергии потребляемой с шин питающих подстанциях, позволяет уменьшить потери мощности на передачу до 2,95 % от общей мощности. В случае повышения стоимости активной мощности потребляемой с подстанции Южная в пределах от 1 до 15 % из-за перераспределения нагрузки, потери мощности в электрической сети снижаются до 2,88–2,93 %. Дальнейшее повышение стоимости активной мощности ведет к сокращению потребления с подстанции «Южная».

Комплексная оптимизация режима энергосистемы Талласского района при различных ценах на электроэнергию позволяет уменьшить потери мощности на передачу электрической энергии в элементах электрической сети и сократить и финансовые затраты на производство и передачу электроэнергии.

Источники

1. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Файбисовича Д.Л. [и др.]. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012. 376 с.

2. PSCAD User’s Guide: Ver. 4.6, Manitoba HVDC Research Centre. 2017 [Электронный ресурс]. URL: https://hvdc.ca/.

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА ПОДХОДОВ ДЛЯ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ОЦЕНОК ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Т.А. Мусаев[1], И.М. Валеев[2]
[1]ОАО «Сетевая компания», [2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]musaevkgeu@rambler.ru, [2]ilgizvaleev@yandex.ru

В работе представлен подход к количественной оценке эффективности выполнения работ под напряжением с использованием значений показателей надежности электроснабжения. В основу подхода положен принцип сравнения недоотпуска электроэнергии в результате проведения ремонтных работ с отключением и без отключения потребителей электрической энергии. Расчет возможного недоотпуска электрической энергии проведен на основе данных, получаемых при определении показателей SAIFI, SAIDI.

Ключевые слова: показатели надежности электроснабжения, работы под напряжением, эффективность, недоотпуск электрической энергии.

Как известно современное состояние общества можно охарактеризовать клиентоориентированностью, т.е. приоритетом в решении любых вопросов остается удовлетворенность потребителя качеством оказываемых услуг [1]. Согласно законодательству Российской Федерации, одними из основных показателей предприятия электрических сетей (ПЭС), позволяющими оценить качество оказываемых услуг, являются частота и продолжительность прекращения электроснабжения, SAIFI и SAIDI, соответственно [2]. При этом порядок расчета показателей надёжности регламентирован и закреплен на законодательном уровне [2]. В деятельности современных предприятий электрических сетей возможна реализация нескольких различных подходов для улучшения значения данных показателей (т.е. для повышения качества оказываемых услуг).

Например, следует выделить переход к интеллектуальной электроэнергетической системе с активно-адаптивной сетью [3], который заключается в модернизации распределительных электрических сетей 6(10) кВ по мультиагентному принципу.

При этом переход к активно-адаптивной сети сопровождается следующими изменениями:

– электрическая сеть будет рассматриваться как основной объект формирования технологического базиса для создания новых функциональных свойств энергосистемы;

– переход на управление электрической сетью по принципу предупреждения аварийных повреждений элементов сети;

– отказ от жесткого диспетчерского регулирования в пользу координации работы всех составляющих сети;

– превращение информационных связей в основополагающий принцип для перехода к энергоинформационной системе – главному средству оптимизации управления;

– переход на технологии ремонта и обслуживания по состоянию путем развития систем диагностики состояния оборудования;

– потребителю будет отводиться роль активного участника процесса в части самостоятельного формулирования условий объема получаемой энергии и качества энергетических услуг.

Еще одним направлением, которое находит широкое применение, является технология Smart Grid [4], которая заключается:

– в децентрализации функции генераций и управления потоками электроэнергии и информации в энергетической системе;

– в снижении затрат на генерацию, распределение и передачу электроэнергии;

– в оперативном устранении неисправностей;

– в возможности передачи электроэнергии и информации в двух направлениях, что является важным условием для более интенсивного развития распределенной и возобновляемой энергетики;

– в применении реклоузеров с целью наиболее эффективного и экономичного способа повышения показателей надежности электроснабжения SAIFI, SAIDI.

Одним из перспективных направлений является применение метода работ под напряжением (РПН), особенно в распределительных электрических сетях напряжением 6(10) кВ, так как именно данные сети осуществляют непосредственное электроснабжение населения и промышленных предприятий [5].

Согласно [7], работы под напряжением – это все виды работ, в которых электромонтер, изолированный от земли, касается телом, инструментом или устройством токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Популярность возрождения метода работ под напряжением на предприятиях электрических сетей Российской Федерации [8, 9] обусловлена улучшением показателей надёжности электроснабжения (SAIFI, SAIDI), а также уменьшением количества недоотпуска электрической энергии при производстве ремонтных работ. При этом затруднительно оценить количественный эффект от проведения работ методами РПН. Кроме того, на сегодняшний день отсутствует подход для количественной оценки потенциала внедрения методов на действующих ПЭС с целью обоснования необходимости применения РПН.

Таким образом, актуальность исследования заключается в необходимости разработки подхода для выявления возможного эффекта (количественной оценки) от внедрения метода РПН на действующих предприятиях электрических сетей.

Научная значимость проведенного исследования состоит в применении известных параметров (значения показателей надежности электроснабжения) для определения количественной оценки эффективности применения методов РПН в деятельности предприятия электрических сетей.

Целью проведенного исследования является разработка подхода к количественной оценке эффективности применения методов РПН на предприятиях электрических сетей с использованием значений показателей надежности электроснабжения.

Поставленная цель достигается путем решения следующих задач:

– анализ современного подхода к определению значений показателей надежности электроснабжения;

– определение суммарного недоотпуска электрической энергии в результате проведения ремонтных работ;

– выявление степени корреляции отключений, вызванных технологическими нарушениями и отключениями, вызванных проведением ремонтных работ;

– практическое применение полученных результатов;

– формулировка выводов по проделанной работе.

Для оценки количественного эффекта от внедрения технологии РПН необходимо определить недоотпуск электрической энергии, который складывается в результате проведения ремонтных работ. Как правило, ПЭС ведет учет недоотпуска электрической энергии в результате технологических нарушений, информация о возможном недоотпуске в результате ремонтных нарушений отсутствует. Однако в рамках исполнения требований [2], ПЭС должен вестись расчёт следующих показателей надёжности электроснабжения:

– показатель продолжительности отключений в результате технологических нарушений $П_{ав,SAIDI}$;

– показатель частоты отключений в результате технологических нарушений $П_{ав,SAIFI}$.

Дополнительно некоторыми территориально-сетевыми организациями проводится расчёт следующего типа показателей:

– показатель продолжительности отключений в результате плановых отключений $П_{пл,SAIDI}$;

– показатель частоты отключений в результате плановых отключений $П_{пл,SAIFI}$.

При этом подлежат заполнению таблицы специальной формы, которые содержат основные сведения об отключениях:

– время возникновения технологического нарушения;

– время восстановления электроснабжения потребителей;

– количество отключенных потребителей, шт.;

– суммарный недоотпуск электроэнергии в результате технологического нарушения и т. д.

Таким образом, зная основные показатели отключений, вызванных технологическим нарушением (время отключения, количество потребителей, суммарный недоотпуск), возможно определение корреляции между фактическим недоотпуском электроэнергии в результате технологических нарушений и недоотпуском электрической энергии в результате проведения ремонтных работ.

То есть, недоотпуск электроэнергии в результате проведения ремонтных работ может быть определен через пропорциональную зависимость между значениями показателя надёжности электроснабжения *SAIDI*, общим количеством отключений, количеством отключённых потребителей, суммарным временем отключения потребителей:

$$\Pi_{\text{SAIDI}}^{n-1} = \frac{\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{пл},n-1}}{\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{ав},n-1}}; \quad (1)$$

$$\Pi_{\text{SAIDI}}^{n} = \frac{\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{пл},n}}{\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{ав},n}}; \quad (2)$$

$$\Pi_{\text{ср}} = \frac{\Pi_{\text{SAIDI}}^{n} + \Pi_{\text{SAIDI}}^{n-1}}{2}, \quad (3)$$

где Π_1^{n-1}– отношение показателей SAIDI по плановым и аварийным отключениям за предыдущий период (год); $\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{пл},n-1}$ – показатель SAIDI по плановым отключениям за предыдущий период (год); $\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{ав},n-1}$ – показатель SAIDI по аварийным отключениям за предыдущий период (год); Π_{SAIDI}^{n} – отношение показателей SAIDI по плановым и аварийным отключениям за текущий период (год); $\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{пл}}$ – показатель SAIDI по плановым отключениям за текущий период (год); $\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{ав}}$ – показатель SAIDI по аварийным отключениям за текущий период (год); $\Pi_{\text{ср}}$ – среднее значение показателя.

Таким образом, определяется соотношение между параметрами плановых и аварийных отключений.

Для детализации степени корреляции необходимо более подробно рассмотреть показатели отключений: общее количество отключений k, общее количество отключенных потребителей N_i, суммарное время отключений T_i:

$$k^{n-1} = \frac{k_{\text{пл}}^{n-1}}{k_{\text{ав}}^{n-1}}; \quad (4)$$

$$k^{n} = \frac{k_{\text{пл}}^{n}}{k_{\text{ав}}^{n}}; \quad (5)$$

$$k_{\text{ср}} = \frac{k^{n-1} + k^{n}}{2}, \tag{6}$$

где $k_{\text{пл}}^{n-1}$ – количество отключений, вызванных проведением ремонтных работ за предыдущий период; $k_{\text{ав}}^{n-1}$ – количество отключений, вызванных технологическими нарушениями за предыдущий период, шт.; $k_{\text{пл}}^{n}$ – количество отключений, вызванных проведением ремонтных работ за текущий период, шт.; $k_{\text{ав}}^{n}$ – количество отключений, вызванных технологическими нарушениями за текущий период.

Для выявления степени корреляции параметров отключений в части количества отключенных потребителей необходимо провести следующие расчеты:

$$N_i^{n-1} = \frac{N_{i,\text{пл}}^{n-1}}{N_{i,\text{ав}}^{n-1}}; \tag{7}$$

$$N_i^{n} = \frac{N_{i,\text{пл}}^{n}}{N_{i,\text{ав}}^{n}}; \tag{8}$$

$$N_{i,\text{ср}} = \frac{N_i^{n-1} + N_i^{n}}{2}, \tag{9}$$

где $N_{i,\text{пл}}^{n-1}$ – количество отключенных потребителей в результате проведения ремонтных работ за предыдущий период, шт.; $N_{i,\text{ав}}^{n-1}$ – количество отключенных потребителей в результате технологических нарушений за предыдущий период, шт.; $N_{i,\text{пл}}^{n}$ – количество отключенных потребителей в результате проведения ремонтных работ за текущий период, шт.; $N_{i,\text{ав}}^{n}$ – количество отключенных потребителей в результате технологических нарушений за текущий период, шт.

Для выявления степени корреляции параметров отключений в части количества времени нарушения электроснабжения потребителей необходимо провести следующие расчеты:

$$T_i^{n-1} = \frac{T_{i,\text{пл}}^{n-1}}{T_{i,\text{ав}}^{n-1}}; \tag{10}$$

$$T_i^{n} = \frac{T_{i,\text{пл}}^{n}}{T_{i,\text{ав}}^{n}}; \tag{11}$$

$$T_{i,\text{ср}} = \frac{T_i^{n-1} + T_i^n}{2}, \tag{12}$$

где $T_{i,\text{пл}}^{n-1}$ – суммарное время прекращения электроснабжения в результате проведения ремонтных работ за предыдущий период, час; $T_{i,\text{ав}}^{n-1}$ – суммарное время прекращения электроснабжения в результате технологических нарушений за предыдущий период, час; $T_{i,\text{пл}}^{n}$ – суммарное время прекращения электроснабжения в результате проведения ремонтных работ за текущий период, шт.; $T_{i,\text{ав}}^{n}$ – суммарное время прекращения электроснабжения в результате технологических нарушений за текущий период, шт.

Основываясь на средних значениях параметров, которые оказывают влияние на степень взаимосвязи величины плановых и аварийных отключений, необходимо выявить параметр, характеризующий корреляцию плановых и аварийных ситуаций ξ:

$$\xi = \frac{\Pi_{\text{ср}} + k_{\text{ср}} + N_{i,\text{ср}} + T_{i,\text{ср}}}{4}, \tag{13}$$

где $\Pi_{\text{ср}}$, $k_{\text{ср}}$, $N_{i,\text{ср}}$, $T_{i,\text{ср}}$ – параметры, полученные в результате вычислений (3), (6), (9), (12).

Таким образом, выявив степень корреляции параметров аварийных и плановых отключений, возможно определение недоотпуска электрической энергии в результате проведения ремонтных работ, так как недоотпуск электроэнергии в результате технологических нарушений известен:

$$\Delta W_{\text{пл}} = \Delta W_{\text{ав}} \cdot \xi, \tag{14}$$

где $\Delta W_{\text{ав}}$ – недоотпуск электроэнергии в результате технологических нарушений, кВт·ч, значение берется из формы таблицы, обязательной к заполнению [2].

Для количественной оценки недоотпуска необходимо выразить значение через стоимость тарифа (упущенная выгода):

$$\text{ЭЭ}_{\text{пл}} = \Delta W_{\text{пл}} \cdot C, \tag{15}$$

где C – стоимость 1 кВт·ч.

Полученная таким образом стоимостная оценка позволяет оценить потенциал эффекта внедрения методов работ под напряжением на действующих предприятиях электрических сетей.

Применяя формулы (1)–(15), получим количественную оценку эффективности внедрения методов РПН для ПЭС, имеющего показатели, приведенные в табл. 1.

Таблица 1

Значения показателей надежности электроснабжения

№	Наименование параметра	Значение параметра	№	Наименование параметра	Значение параметра
1	$\Pi_{\text{пл,SAIDI}}^{2016}$	3	10	$N_{i,\text{пл}}^{2017}$	4 030 000
2	$\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{пл},2017}$	17	11	$N_{i,\text{ав}}^{2016}$	3 500 000
3	$\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{ав},2016}$	2	12	$N_{i,\text{ав}}^{2017}$	1 980 000
4	$\Pi_{\text{SAIDI}}^{\text{ав},2017}$	15	13	$T_{i,\text{пл}}^{2016}$	83 000
5	$k_{\text{пл}}^{2016}$	220 000	14	$T_{i,\text{пл}}^{2017}$	105 000
6	$k_{\text{пл}}^{2017}$	30 000	15	$T_{i,\text{ав}}^{2016}$	5 700
7	$k_{\text{ав}}^{2016}$	5 500	16	$T_{i,\text{ав}}^{2017}$	5 900
8	$k_{\text{ав}}^{2017}$	4 400	17	$\Delta W_{\text{ав}}^{2016}$	1 720 000
9	$N_{i,\text{пл}}^{2016}$	3 900 000	18	$\Delta W_{\text{ав}}^{2017}$	1 700 000

С использованием приведенных формул (1)–(14) получены искомые значения параметров, значения сведены в табл. 2.

Таблица 2

Полученные результаты

№	Наименование параметра	Значение параметра
1	$\Pi_{\text{ср}}$	1,24
2	$k_{\text{ср}}$	23,41
3	$N_{i,\text{ср}}$	1,58
4	$T_{i,\text{ср}}$	16,18
5	ξ	10,6
6	$\Delta W_{\text{пл}}^{2016}$	18 232 000
7	$\Delta W_{\text{пл}}^{2017}$	18 020 000

Для количественной оценки эффективности необходимо определить экономический эффект по формуле (15). Принимаем среднюю стоимость 1 кВт·ч равной 3,56 руб.:

$$ЭЭ_{пл}^{2016} = \Delta W_{пл}^{2016} \cdot C = 18\,232\,000 \cdot 3{,}56 = 64\,905\,920 \text{ руб.};$$

$$ЭЭ_{пл}^{2017} = \Delta W_{пл}^{2017} \cdot C = 18\,020\,000 \cdot 3{,}56 = 64\,151\,200 \text{ руб.}$$

То есть при проведении всех типов ремонтных работ методами РПН ПЭС могло бы сэкономить более 64 млн руб./год.

Для более наглядной визуализации возможного эффекта внедрения методов работ под напряжением на действующих предприятиях электрических сетей ниже приведена гистограмма, содержащая данные о потерях электрической энергии и размерах упущенной выгоды (рис. 1, 2).

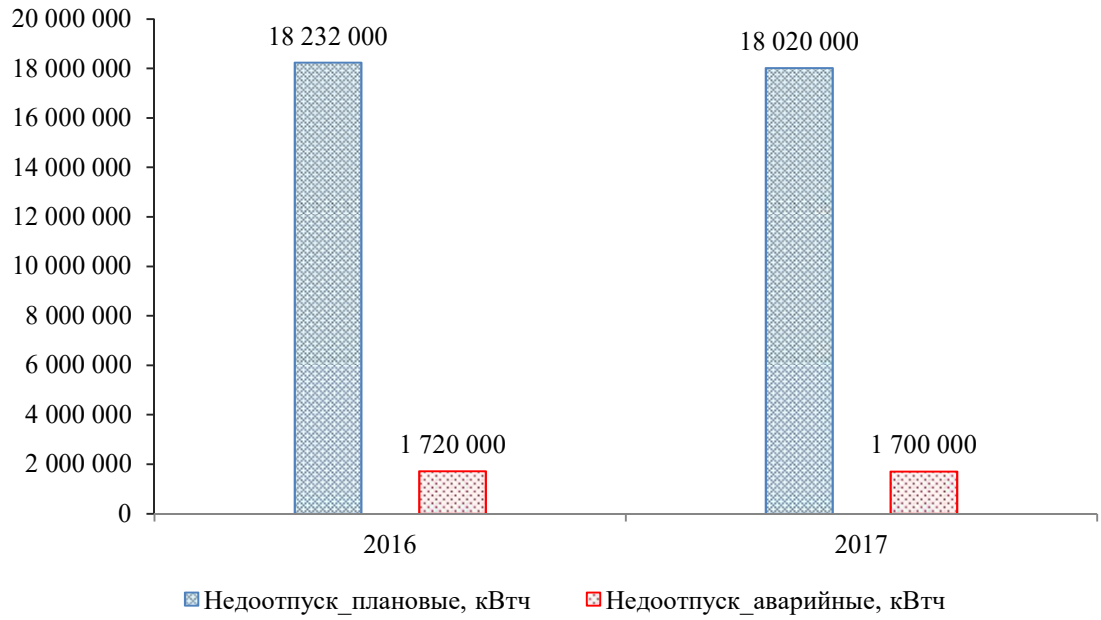


Рис. 1. Информация по недоотпуску электрической энергии

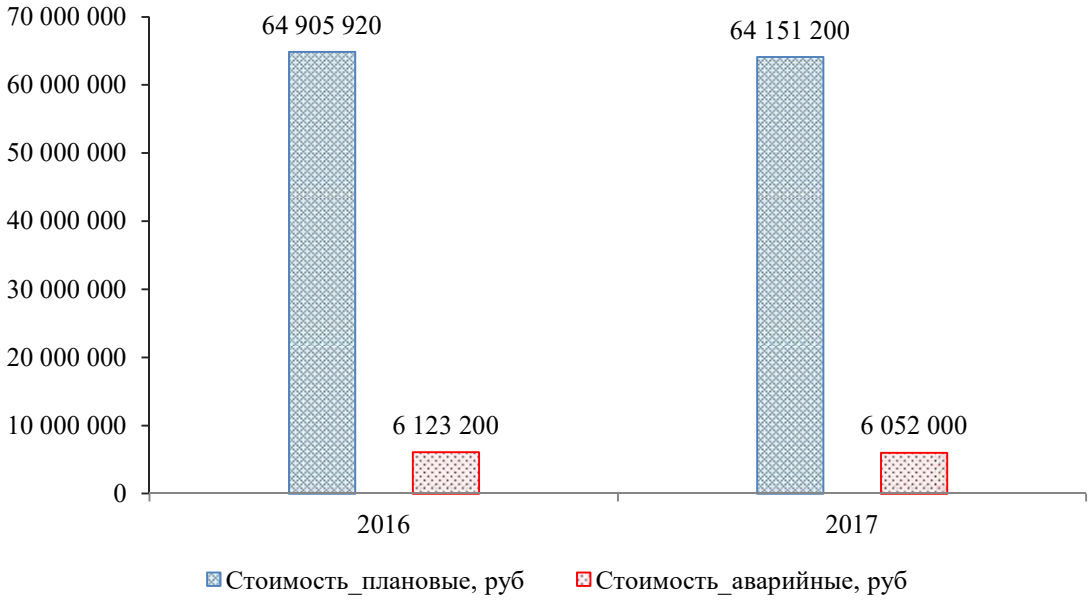


Рис. 2. Информация о стоимости недоотпуска электроэнергии (упущенная выгода)

Таким образом, практическая значимость проведенного исследования заключается в выявлении подхода для определения значения недоотпуска электрической энергии в результате проведения ремонтных работ с помощью известных значений показателей надежности электроснабжения.

В результате проведенного исследования можно сделать следующие выводы:

– современный этап развития электроэнергетического комплекса характеризуется клиентоориентированностью, и основной задачей для предприятий электрических сетей становится обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей;

– в качестве основных показателей, с помощью которых возможна оценка качества оказываемых услуг, являются значения показателей надёжности электроснабжения;

– возможными путями улучшения показателей надежности электроснабжения являются переход к активно-адаптивной электрической сети, переход к технологии Smart Grid (на базе распределенной генерации, применении ВИЭ и секционирующих систем), а также внедрение методов работ под напряжением;

– для обоснования необходимости внедрения методов работ под напряжением необходимо провести количественную оценку эффекта, которая может быть проведена на основе сопоставления количества недоотпуска от аварийных и плановых отключений;

– разработан подход к количественной оценке эффективности применения методов РПН на предприятиях электрических сетей с использованием значений показателей надежности электроснабжения.

Полученный подход может быть использован ПЭС для аналитики и обоснования необходимости внедрения методов РПН, что, в свою очередь, может привести к улучшению значений показателей надежности электроснабжения, а значит к повышению качества и надежности обеспечения конечного потребителя электрической энергии.

Источники

1. Мусаев Т.А., Камалиев Р.Н., Шагеев С.Р. Повышение эффективности формирования целевых значений показателей надежности электроснабжения SAIFI, SAIDI для предприятия электрических сетей // Энергетик. 2018. № 8. С. 11–13.

2. Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256 (в ред. приказа Минэнерго России от 21 июня 2017 г. № 544). URL: https://minjust.consultant.ru/documents/21986 (дата обращения: 01.09.2018).

3. Черемисин В.Т., Никифоров М.М. Концепция модернизации районов электроснабжения в активно-адаптивные сети // Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте: матер. науч. конф., посвященной Дню Рос. науки. Омск, 2018. С. 308–313.

4. Трепашко А.Н. Системы распределенной генерации SMART GRID [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы энергетики 2017: матер. студ. науч.-техн. конф. / сост.: И.Н. Прокопеня, Т.А. Петровская. Минск, 2018. С. 103–106. URL: https://rep.bntu.by/handle/data/41502?show=full (дата обращения: 01.09.2018).

5. Мусаев Т.А. Повышение эффективности методов управления режи-мом работы системы электроснабжения городского района напряжением 6(10) кВ: автореф. дис. … канд. техн. наук. Чебоксары, 2015. 20 с.

6. Журавлев В. Работы под напряжением безопаснее работ на отключенных электроустановках [Электронный ресурс] // Новости электротехники. 2008. № 2(50). URL: http://www.news.elteh.ru/arh/2008/50/18.php (дата обра-щения: 21.09.2018).

7. ГОСТ 28259-89 (СТ СЭВ 6462-88). Производство работ под напряжением в электроустановках. Основные требования [Электронный ресурс]. М.: Издательство стандартов, 1989. URL: http://docs.cntd.ru/ document/gost-28259-89 (дата обращения: 21.09.2018).

8. Новости компании [Электронный ресурс] // Россети: сайт. URL: http:// www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/? (дата обращения: 21.09.2018).

9. В филиале ОАО Сетевая компания» приступают к работам под напряжением на воздушных линиях 500 кВ [Электронный ресурс] // Сетевая компания: сайт. URL: http://gridcom-rt.ru/press-tsentr/novosti/v-filiale-oao-setevaya-kompaniya-pristupayut-k-rabotam-pod-napryazheniem-na-vozdushnykh-liniyakh-500/ (дата обращения: 21.09.2018).

УДК 621.311

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВНЕДРЕНИЯ АККУМУЛИРУЮЩЕЙ СТАНЦИИ НА ОСНОВЕ ЛИТИЙ-ИОННЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ

А.В. Назаров[1], К.Ю. Кутюмова[2], А.В. Рыцова[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», Казань
grinsva@mail.ru[1], karina04011997@mail.ru[2], ridel-47130@yandex.ru[3]

В статье представлен анализ экономической эффективности и практической целесообразности внедрения аккумулирующих станций (АС) на основе литий-ионных накопителей в условиях рыночной модели функционирования электроэнергетики для обеспечения системной надежности, повышения эффективности функционирования и степени сбалансированности энергосистемы. Исследование показало, что наиболее рациональным использованием способом внедрения в энергосистему АС является совместная работа с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ).

Ключевые слова: аккумулирующая станция, накопители электроэнергии, суточный график потребления энергии, рынок электроэнергии.

Процессы производства и потребления электрической энергии взаимосвязаны таким образом, что мощность потребления электрической энергии в любой момент времени должна быть равна генерируемой мощности.

В реальных условиях из-за неравномерной работы энергопринимающих установок график потребления электроэнергии имеет провалы и максимумы, что объясняется изменением потребности в электроэнергии в дневное и ночное время суток. Это означает, что в одни часы требуется большая суммарная мощность генераторов, а в другие часы часть генераторов или электростанций должна быть отключена или работать с уменьшенной нагрузкой. Это приводит к износу дорогостоящего оборудования, экономическим потерям, возрастанию себестоимости вырабатываемой электроэнергии [1].

По мере роста благосостояния населения и, соответственно, увеличения коммунально-бытовой нагрузки неравномерность графика потребления электроэнергии будет только увеличиваться. Для решения данного вопроса возможно использование следующих путей решения [2]:

1) регулирование процесса производства при изменении процесса потребления, и наоборот;

2) накопление электроэнергии в периоды минимумов потребления и выдача ее в период максимумов.

Первый способ на данный момент является наиболее распространенным. Однако его применение усложняет процесс эксплуатации энергетических предприятий и, как уже упоминалось ранее, ухудшает технико-экономические показатели производителей. Примером разрушения мощного гидрогенератора из-за частого регулирования его мощности (232 раза за полгода) служит авария на Саяно-Шушенской гидроэлектростанции в 2009 г. Контролировать изменения потребляемой энергии и вовсе сложно, так как оно зависит от ритма жизни населения и ряда других обстоятельств.

По сравнению с первым второй способ является наиболее оптимальным. Во время неполной загрузки энергосистемы система накопителей энергии создает запас электроэнергии с последующей отдачей ее в систему в моменты максимума потребления. Это улучшает качество производимой энергии, дает возможность уменьшить зависимость генерирующей мощности от неравномерности потребления и создает вероятность гибкого подключения потребителей.

К достоинствам систем накопления энергии можно отнести [3]:

– повышение качества электроэнергии и надежности энергосистемы;

– усиление пропускной способности сети;

– осуществимость регулирования частоты;

– расширение доступной мощности при уменьшении нагрузок на сетевое оборудование и затрат на модернизацию инфраструктуры;

– высвобождение мощности генерирующего оборудования в регионах с дефицитом энергии;

– уменьшение операционных и эксплуатационных затрат генерирующего и сетевого оборудования;

– возможность работы по двухставочному тарифу: накопление электроэнергии в период низкой стоимости и ее выдача в период высокой стоимости;

– резерв электроэнергии для потребителей особо важной категории и поддержание их при перебоях в энергоснабжении.

Существует множество систем аккумулирования энергии, которые могут запасать электроэнергию в виде тепловой, механической и электрической энергии. Одним из наиболее распространенных на данный момент способов аккумулирования электроэнергии в промышленных масштабах является применение гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС).

Основные преимущества электростанций этого типа – это высокая маневренность агрегатов и сравнительно высокий КПД (около 75 %). Но они также обладают недостатками. Кроме больших капитальных вложений ГАЭС требуют еще и особые горно-геологические условия для их сооружения – наличие водоемов и перепадов высот, а ее эксплуатация наносит немалый вред окружающей среде, в особенности водным экосистемам. Поэтому данный тип аккумулирования электрической энергии не является оптимальным решением проблемы.

Напротив, аккумулирующая станция (АС) на основе литий-ионных накопителей может быть построена в любой местности, не причиняя ущерб окружающей среде, что является основным преимуществом перед ГАЭС.

В рамках анализа предлагается рассмотреть создание АС на элементной базе отечественного производителя на территории Республики Татарстан. На сегодняшний день в России существует единственный крупный поставщик литий-ионных батарей большой ёмкости, работающий на отечественном рынке более 10 лет, компания Лиотех. К проектируемой АС предъявляются следующие требования:

– выдаваемая мощность – 10 МВт;

– суммарная емкость батарей – 50МВт·ч;

– используемые накопители – LT-LFP240.

Для сравнения технико-экономических показателей взята единственная на сегодняшний день крупная АС в Европе (Германия) мощностью 10 МВт и суммарной емкостью батарей 10,8 МВт·ч, построенная с использованием накопителей LG Chem 3,5. Основные технико-экономические показатели представлены в таблице (данные предоставлены компанией ООО «Лиотех»).

Сравнение технико-экономических показателей накопителей энергии АС

	LG Chem	Liotech
Номинальная мощность АС (МВт)	10	10
Полная емкость модулей АС (МВт·ч)	10,8	50
Количество модулей (шт.)	3 360	65 104
Емкость модуля (кВт·ч)	3,214	0,768
Стоимость модуля (долл. США)	3 100	370
Стоимость ячейки (долл. США)	4 395	529
Удельная емкостная стоимость (долл. США/кВт·ч)	1 367	688
Суммарные капитальные вложения на строительство АС (млн долл. США)	14,77	38,46
Суммарные капитальные вложения (млн руб.)	960	2500

Эксплуатационные характеристики батарей LT-LFP240 и LG Chem 3,5 аналогичны, и по заявлениям производителей срок эксплуатации достигает от 5 до 20 лет в зависимости от характера использования. Ресурс аккумулятора существенно зависит от глубины разряда. Например, для батарей LT-LFP240 при глубине разряда 70 % количество циклов заряда/разряда составляет не менее 3000, при этом средний срок эксплуатации достигает 7–10 лет. А при глубине разряда от 15 до 25 % ресурс определяется не количеством циклов, а условиями эксплуатации и составляет 15–20 лет.

При схожих параметрах накопительных модулей отечественные модули выигрывают в стоимости 1 кВт·ч емкости в 2 раза, составляя 688 долл. США /кВт·ч, против 1367 азиатского производства.

Возможность накапливать и хранить электрическую энергию в часы минимума и отдавать ее в часы максимума делает АС привлекательной с точки зрения возможности получения прибыли на разнице в ее стоимости. К тому же, сглаживание графиков потребления-генерации ведет к более оптимальной загрузке тепловых электростанций (ТЭС) и, соответственно, более эффективному и рациональному использованию ее топливных ресурсов.

Стоимость электроэнергии сильно разнится в зависимости от времени суток. Величина стоимости электроэнергии в часы дневного максимума может превышать эту величину в ночное время в 2 раза. Характерный график с индексом цен по первой ценовой зоне представлен на рис. 1. (данные взяты с официального сайта Коммерческого Оператора АО «АТС»).

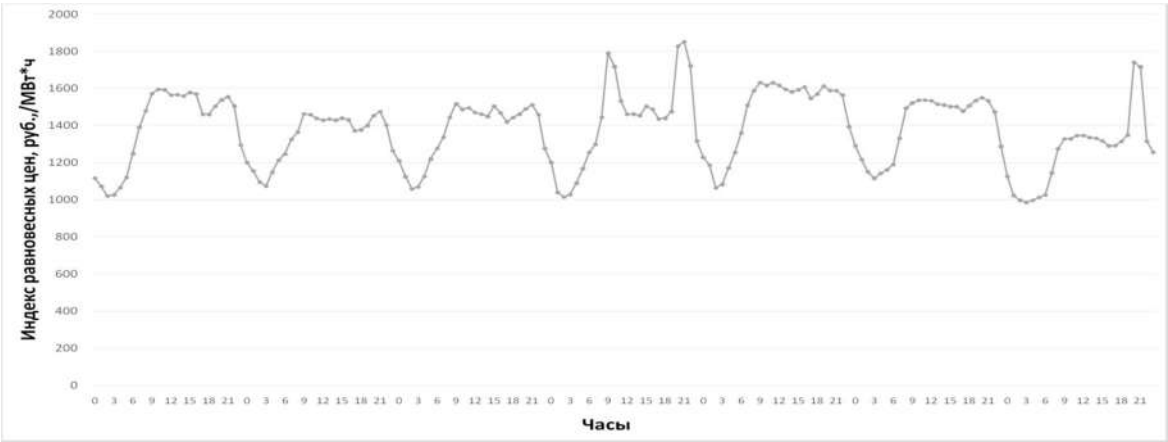


Рис. 1. Индекс равновесных цен на покупку электроэнергии, руб./МВт·ч

Если в соответствии с графиком ценообразования для нормального рабочего дня АС будет покупать (накапливать) электроэнергию ночью первые 5 часов суток, то за каждый МВТ·ч она заплатит менее 1 120 руб.,

а при продаже в часы дневного максимума с 9 до 16 часов и с 19 до 22 часов получит более 1500 руб. за МВт·ч. Полученная разность между покупкой и продажей составит выручку этой станции. Вместе с тем, сглаживание пиков максимума и минимума благоприятно скажется на режиме работы тепловых станций, в особенности атомных электростанций (АЭС), параметры работы которой могут изменяться только в достаточно узких пределах.

На рынке электроэнергии существуют несколько возможных моделей работы АС:

1) АС выходит на оптовый рынок и как покупатель электроэнергии, так и в качестве генерирующей компании оптового рынка;

2) АС выходит на оптовый рынок как покупатель электроэнергии, но в качестве генерирующей компании розничного рынка;

3) АС является участником рынка по обеспечению услуг системной надежности;

4) АС входит на рынок в составе агрегатора розничной нагрузки.

В разрезе исследования были рассмотрены модели выхода на оптовый и розничный рынки. Общая модель представлена на рис. 2.



Рис. 2. Структура взаимодействия АС на оптовом и розничном рынках

На начальном этапе работы рассматривался вариант выхода на оптовый рынок АС в качестве покупателя электроэнергии и ГК с регистрацией группы точек поставки потребления и генерации и установки, соответствующей требованиям оптового рынка системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Режим работы станции проектировался из условий обеспечения эксплуатационного срока службы батарей 7–10 лет. Исходя из этого, к расчету принят максимальный выдаваемый объем электроэнергии в сутки, равный 35 МВт·ч (70 % емкости батарей), и максимально допустимый режим работы в 5 часов в сутки с мощностью 10 МВт. На момент исследования цена 1 МВт мощности на коммерческий отбор мощности (КОМ) составляла 120 тыс. руб./МВт в месяц.

Укрупненные расчеты показали, что выручка от оплаты за мощность составит 3 млн руб./год, а за выдаваемый объем электроэнергии – порядка 4 млн руб./год. При данных условиях срок окупаемости станции составит около 357 лет, что не является приемлемым.

Вторая модель предполагает покупку электроэнергии на оптовом рынке и продажу ее на розничном. Выход на розничный рынок возможен в качестве распределенной генерации розничного рынка, а также в качестве обособленной энергосбытовой компании (ЭСК). Предполагалось, что продажа электроэнергии будет производиться как напрямую через договора поставки с потребителем, так и косвенно через другие ЭСК.

В целом, цена покупки электроэнергии на розничном рынке для конечного потребителя включает четыре составляющие (рис. 3):

– стоимость покупки на электроэнергии на оптовом рынке (49–53 %);

– оплата услуг по передаче электроэнергии (40–50 %);

– сбытовая надбавка гарантирующего поставщика (1–7 %);

– инфраструктурные платежи (системному и коммерческому оператору) 0,1–1 %.

Расчеты показали, что для обеспечения окупаемости сроком в 7 лет сбытовая надбавка АС составит 93,21 % в конечной стоимости электроэнергии, а конечная цена составит около 30 руб./кВт·ч. При средней цене ЭСК за электроэнергию 4–7 руб./кВт·ч цена АС является неконкурентоспособной.

Удешевление в перспективе аккумуляторных модулей на 50–70 %, не представляется возможным окупить капитальные затраты лишь покупкой и продажей электроэнергии на оптовом рынке. К тому же, выход на оптовый рынок на сегодняшний день для АС имеет ряд существенных барьеров: отсутствует само понятие АС, в частности, и соответствующая этому понятию нормативно-правовая база, регламентирующая ее деятельность, в общем.

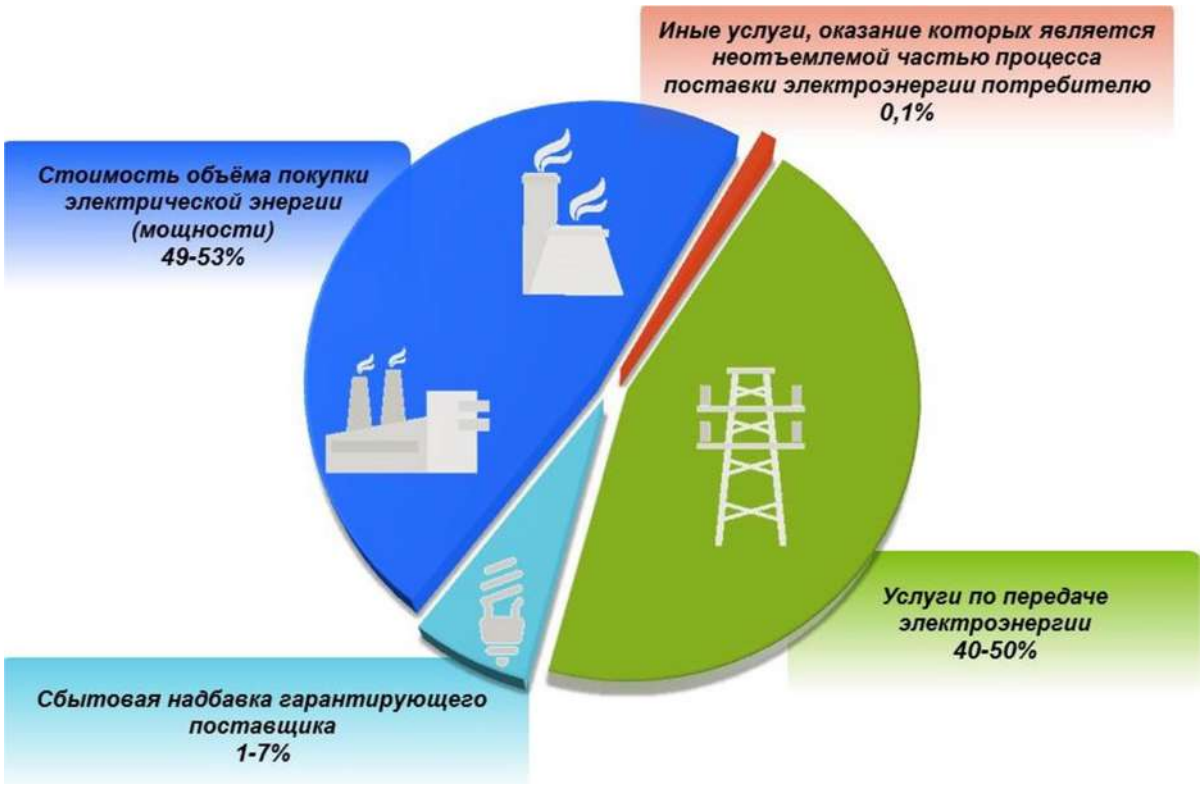


Рис. 3. Структура конечной цены на электроэнергию

Создание АС как самостоятельного субъекта рынка купли-продажи электроэнергии само по себе не является экономически целесообразным. Необходимо рассматривать деятельность АС в паре с дешевой генерацией, на плечи которой и лягут расходы на возмещение капитальных затрат по строительству АС. Такой генерацией могут быть как собственная генерация промышленных предприятий, которым не выгодны ежедневные пуски и остановы генерирующего оборудования, так и дешевое производство электроэнергии на основе возобновляемых источников. Для каждого из этих случаев необходимо проводить свой собственный анализ.

В свою очередь, со стороны государства необходимо обеспечить стимулирование создания АС и ВИЭ путем написания соответствующих нормативно-правовых актов, предоставлением субсидий и дотаций, а также необходимых льгот и преференций.

Главным фактором необходимости строительства АС остается повышение надежности энергосистемы и качества электроснабжения. Увеличение парка генерации на основе ВИЭ вкупе с увеличением доли мощных электростанций (АЭС), которые могут работать только в базовой части графика потребления, делает электроэнергетическую систему чрезмерно инертной к любым достаточно значительным изменениям в потреблении. Строительство АС призвано решить эту все нарастающую проблему.

Источники

1. Коваленко И.В., Евгонский А.А. Электроэнергетика. Производство электроэнергии: учеб. пособие. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. 102 с.

2. Суровцев Н.О. Перспективы использования криогенных аккумулирующих электростанций в энергетике России [Электронный ресурс] // Молодежь и наука: сб. матер. 9-й Всерос. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых с междунар. участием, посв. 385-летию со дня основания г. Красноярска. Красноярск, 2013. URL: http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/11778 (дата обращения: 22.03.2019).

3. Сетевые накопители электроэнергии – ключевой фактор решения для интеллектуальных сетей. Энергия больших возможностей [Электронный ресурс] // Лиотех: сайт. URL: http://www.liotech.ru/UserFiles/Liotech_Listovka_SNE_A4.pdf (дата обращения 22.03.2019).

4. Велесюк А. Как технологии хранения электроэнергии изменят мир // Атомный эксперт. 2018. № 3-4. С. 31–35.

5. Об электроэнергетике [Электронный ресурс]: федер. закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».

6. Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» [Электронный ресурс]: федер. закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

7. Об утверждении основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 530. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

8. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии [Электронный ресурс]: постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

УДК 338.22:004

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Л.Р. Нигматзянова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
Leisan-n@mail.ru

В статье раскрыта суть цифровой трансформации в энергетике, рассмотрены понятия цифровой экономики и энергетики, обозначена основная цель и принцип цифровой энергетики. Перечислены основные эффекты от внедрения цифровых технологий в энергетический комплекс РФ.

Ключевые слова: цифровая экономика, цифровая энергетика, цифровизация, просьюмеризм, цифровая трансформация, блокчейн.

Вопрос цифровизации экономики и её секторов является одним из самых актуальных на сегодняшний день. Большинство развитых стран проводят политику массового внедрения киберфизических систем во все сферы жизни общества. Главными задачами Российской Федерации в процессе реализации программы трансформации цифрового пространства являются: создание необходимой инфраструктуры, повышение конкурентоспособности экономики России на мировом рынке, а также увеличение использования новейших технологий [3].

Что же такое «Цифровая энергетика»?

Термины «цифровая энергетика» и «цифровизация» появились в контексте процессов формирования цифровой экономики, и имеет смысл рассматривать их только в этой связке. Из множества определений цифровой экономики следует, что особым ее предметом является экономическая деятельность, коммерческие трансакции и профессиональные взаимодействия, построенные на новых принципах за счет использования информационно-коммуникационных технологий. Следовательно, и сутью цифровой энергетики является пересборка и развитие совокупности производственных и экономических отношений в отрасли на основе цифровых подходов и средств [1]. Соответственно, в словосочетании «цифровая экономика» (а значит, и «цифровая энергетика») определяющим словом является «экономика», а прилагательное «цифровая» лишь указывает на средства достижения цели.

По мнению ведущих экспертов, сутью современности является вытеснение машинами неэффективных, требующих рутинного людского участия трансакций из экономической и общественной жизни. Появление

цифровой платформы в любой индустрии (Uber, Airbnb, Amazon, Cainiao, SmartCAT и т.д.) приводит к существенному сокращению трансакционных издержек и ускорению операционных циклов ее участников. Энергетика – не исключение [2].

Разрабатываемая парадигма интернета энергии (IDEA) является ответом на общемировые тренды изменения характера спроса на энергию, масштабного развития распределенной энергетики и электротранспорта, распространения технологических возможностей для активного потребления и просьюмеризма. Обусловленные этими трендами большие издержки на интеграцию, согласованная работа и коммерческое взаимодействие миллионов новых участников энергетических рынков могут быть радикально сокращены при помощи цифровых технологий и платформ. Издержки снижаются за счет использования новых технологий инженерии, обеспечивающих Plug&Play-интеграцию новых элементов, но главное, за счет снятия информационной неопределенности экономических отношений, что, в свою очередь, обеспечивается тем, что вещи и машины управляются интеллектуальными киберфизическими агентами, представляющими своих владельцев в самооптимизирующихся взаимоотношениях.

Цифровая трансформация (цифровизация) в энергетике – это, прежде всего, создание новых бизнес-моделей, сервисов и рынков с опорой на возможности цифровой экономики [2].

Таким образом, характерным признаком цифровой энергетики является создание новых бизнес-моделей, объединяющих физический и цифровой миры. А такое объединение возможно тогда, когда умные машины начинают формировать и использовать цифровые модели физического мира. Именно это обеспечивает самостоятельность принятия машинами решений в режиме, близком к реальному времени. Машины должны руководствоваться не стандартами и жесткими алгоритмами, а целями, заданными людьми, и цифровыми моделями фрагментов реального мира.

«Цифровизация» – это освобождение человека от машинных функций и возникновение новых, более креативных форм занятости.

Проект в сфере цифровой энергетики – это всегда появление нового, подлинно человеческого труда с большой долей научного, технического, художественного, социального творчества.

Часто цифровой переход называют новой технологической революцией. Но было бы странно называть революцией явления и процессы, давно ставшие обыденностью. Автоматизация производственно-технологических и управленческих процессов является величайшим достижением

второй половины XX века. АСУ ТП электростанций, системы диспетчерского управления, автоматика активных энергетических устройств, системы автоматизации бухучета и делопроизводства – все это важные и актуальные направления эволюционного развития отрасли. Но это неновая технологическая революция, это нецифровая экономика и нецифровая энергетика. Видится, что именно в изменении способов организации экономических отношений, приводящем к эффективному вовлечению в оборот миллионов новых субъектов и стоящих за ними умных машин, должен состоять новый качественный скачок. Цифровизации, в первую очередь, будут подлежать не технические системы и внутренние бизнес-процессы, а отношения между людьми, компаниями и институтами. Цифровая энергетика – это, прежде всего, трансакционные машины новых рынков, бизнес-моделей и сервисов.

Таким образом, направление «Цифровая энергетика» призвано стать драйвером цифровой трансформации традиционного энергетического комплекса.

Его реализация предполагает создание единого информационного пространства для отраслей ТЭК России, основа которого – применение современных технологий сбора и обработки данных с целью повышения эффективности операционной деятельности, снижения барьеров к возникновению новых бизнес-моделей и создания сервисов для удовлетворения запросов потребителей. В настоящее время в отраслях ТЭК появляются новые проекты на основе современных технологий, таких как Big Data, машинное обучение, блокчейн. И здесь важно выявить перспективные технологичные проекты и сформировать пакет успешных решений.

Основная цель цифровизации энергетики – повышение надежности и эффективности функционирования Единой энергосистемы России путем внедрения риск-ориентированного управления на базе цифровых технологий, и, в первую очередь, технологий промышленного интернета. Накопление структурированных отраслевых данных и интерфейсов обмена данными позволит решить задачу интеграции с другими отраслевыми и сквозными платформами, создаваемыми в рамках программы «Цифровая экономика Российской Федерации».

Таким образом, можно выявить основные эффекты от внедрения цифровых технологий в энергетический комплекс РФ [4].

Эффекты для государства следующие:

1. Обеспечение энергонезависимости и инфраструктурной обеспеченности развития экономики.

2. Опережающая модернизация базовой инфраструктурной компании.

3. Радикальное повышение качества и доступности услуг по передаче и технологическому присоединению, развитие конкурентных рынков сопутствующих услуг (личный кабинет, управление нагрузкой и т. д.).

4. Сдерживание роста тарифов.

Для компаний энергетического комплекса эффектами от внедрения будут:

– получение экономии в реализации инвестиционных программ и, соответственно, возможность опережающего развития сетевой инфраструктуры при увеличении доходности бизнеса компании. Кроме того, обеспечение готовности инфраструктуры к развитию новых вызовов, повышение параметров качества и надежности энергоснабжения потребителей;

– увеличение скорости и качества принятия решений на всех уровнях управления компании;

– снижение потерь за счет своевременного выявления бездоговорного и неучтенного потребления электроэнергии;

– сокращение издержек на текущую эксплуатацию оборудования (OPEX) – переход от планового ремонта к ремонту по состоянию;

– оптимизация логистики поставки оборудования;

– повышение уровня компетенции персонала.

Эффекты для потребителей энергии следующие:

1. Повышение качества и доступности услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению.

2. Возможность участия в регулировании собственного потребления.

3. Дополнительные сервисы (личный кабинет, управление нагрузкой и т. д.).

4. Сдерживание темпов роста тарифов.

Источники

1. Глобальная трансформация электроэнергетики / А.Ю. Абрамов [и др.] // Цифровой переход в электроэнергетике России: экспертно-аналитический доклад / под общ. ред. В.Н. Княгинина, Д.В. Холкина. М.: Энерджинет, 2017. С. 11–21.

2. Мартынова А. Электроэнергетика 4.0. Перейти на цифру // Атомный эксперт. 2018. № 5(66). С. 34–40.

3. Программа «Цифровая экономика Российской Федерации» [Электронный ресурс]: утв. распоряжением Правительства РФ от 28 июля 2017 г. № 1632-р. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

4. Концепция. Цифровая трансформация 2030. М., 2018. 31 с.

УДК 330.322.1

СПОСОБЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ОЭС ВОСТОКА

В.Д. Сандаков[1], М.В. Пятникова[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», Казань, Россия
[1]vitalysandakov@gmail.com, [2]pyatn.97.mary@yandex.ru

Дальневосточный федеральный округ обладает благоприятными условиями для экономического роста и улучшения жизни людей. На законодательном уровне закреплены низкий уровень налогообложения, созданы новые рабочие места и упрощены административные процедуры, однако дефицит электрической мощности и высокая степень изношенности электрооборудования являются серьезными препятствиями для экономического развития. В статье рассмотрены возможные источники финансирования для развития энергообъектов ОЭС Востока.

Ключевые слова: инвестиционные ресурсы, источники финансирования, энергосистема.

Согласно приказу Министерства Энергетики «Об утверждении схемы и программы развития ЕЭС России на 2018–2024 годы», среднегодовой прирост энергопотребления по ЕЭС России составит 1,22 % в год, причем наибольший отмечается в ОЭС Востока (2,41 %). Во-первых, это связано с изменением территориальной структуры энергозоны Востока (присоединение к ОЭС Востока изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия)). Во-вторых, с ростом спроса на электроэнергию в связи с предстоящим развитием промышленных производств с учетом как существующих потребителей, так и реализацией новых масштабных проектов (например, развитие экспорта электроэнергии в Китай) [1].

Увеличение энергопотребления требует от крупных объектов электроэнергетики постоянного развития: обновления и модернизации оборудования станций и подстанций, совершенствования методов диагностики электрооборудования и контроля за режимами энергосистемы, строительства новых объектов и т. д. Для развития энергосистемы, в частности ОЭС Востока, требуются крупные вложения, поиск которых в настоящих экономических реалиях затруднен.

Так, например, из возможных источников формирования инвестиционных ресурсов (табл. 1) собственные инвестиции объектов ОЭС Востока ежегодно сокращаются: 2017 г. – 15,2 млрд руб., 2018 г. – 11,3 млрд руб. При этом общий объем потребности в инвестициях до 2020 г. только для ОЭС Востока составляет примерно 590 млрд руб. [2].

Таблица 1

Структура источников формирования инвестиционных ресурсов

Собственные	Привлекаемые
– чистая нераспределенная прибыль; – накопленный амортизационный фонд; – средства от реализации основных фондов; – налоговые льготы; – дотации	– средства, получаемые от продажи акций, паевые и иные взносы членов трудовых коллективов, граждан, юридических лиц; – ассигнования из федерального и местных бюджетов и внебюджетных фондов, предоставляемые на безвозмездной основе; – иностранные инвестиции, предоставляемые в форме финансового или иного участия в уставном капитале совместных предприятий, а также в форме прямых вложений международных организаций и финансовых институтов, организаций и частных лиц; – заемные средства (кредиты банков, кредиты иностранных инвесторов, кредиты государства на возвратной основе, имущество, привлекаемое по договорам лизинга, облигационные займы и т. д.)

В мировой практике значительный объем инвестиций (55–60 %) привлекается из внешних источников, 30–35 % – из собственных источников и всего 5–10 % – из бюджета [3].

Таким образом, можно выделить следующие потенциальные источники финансирования:

1) изменение тарифов;

2) привлечение частных инвесторов;

3) выделение бюджетных средств;

4) собственные финансовые ресурсы энергообъектов.

Цены на электро- и теплоэнергию регулируются государством, решения о величине тарифов принимаются ежегодно. Дополнительная нагрузка на тарифы в виде инвестиционной составляющей на строительство новых объектов генерации либо в виде затрат на обслуживание инвестиционных кредитов приведет к значительному сверхинфляционному росту, что недопустимо.

Кроме того, рост тарифов чреват переходом крупных энергопотребителей на автономное энергоснабжение. Так, например, когда несколько лет назад энергосистема Сахалинской области требовала серьезной модернизации и не могла гарантировать надежное электроснабжение, иностранные инвесторы строящегося в тот момент завода по сжижению природного газа, оценив риски, сделали выбор в пользу автономной электростанции.

Переход средних и небольших по масштабам предприятий на автономные энергомощности, сооружение ветряков, солнечных батарей и т. д. отражается на экономике страны падением доходов в энергосистемах субъектов, и как следствие, недополучением налогов в соответствующие бюджеты. Следовательно, и выделение из бюджетных средств на развитие энергетической отрасли снижается.

Привлечение частных инвестиций на реализацию проектов на территории ОЭС Востока в кратко- и среднесрочной перспективе затруднительно, так как требует:

1) обеспечение гарантий возврата вложенных инвестиций;

2) стабильности и прозрачность правовой базы, регламентирующей правила функционирования отрасли в долгосрочной перспективе;

3) наличия механизмов стимулирования частных инвестиций в строительство объектов генерации (налоговые льготы и преференции, государственное финансирование объектов сопутствующей инфраструктуры (социальная сфера, транспортные и инженерные коммуникации), механизм «доступных» государственных гарантий).

Важнейшим решением сложившейся проблемы может стать внедрение модели государственно-частного партнерства, известной под названием TIF (Tax increment Financing), предлагаемой Минрегионом России и Внешэкономбанком. Суть этой модели заключается в следующем: инвестор – объект энергетики – бюджетная эффективность проекта – финансовый поток по проекту – налоговые платежи в бюджеты различных уровней – (дополнительный доход в бюджет + инвестор). Чтобы осуществить этот механизм, необходимо внести соответствующие изменения в законодательную базу для привлечения инвестиций.

В сложившейся ситуации государственное софинансирование – это основной механизм, способный обеспечить модернизацию и развитию ОЭС Востока. Возможным инструментом получения бюджетных средств может выступать проведение дополнительной эмиссии акций компаний, участниками которой могут выступать:

– РФ либо ее субъекты;

– специализированные государственные фонды и корпорации;

– государственные инфраструктурные финансовые институты (Внешэкономбанк).

В текущих условиях получение государственного финансирования является единственным инструментом, обеспечивающим гарантированную реализацию инвестиционных проектов, что позволяет привлекать иностранных партнеров к реализации проектов на территории ОЭС Востока для:

– реализации совместных проектов по строительству объектов генерации;

– развития экспорта электроэнергии;

– поставки иностранного оборудования;

– развития ресурсного потенциала региона.

Преимущества от привлечения иностранных партнеров следующие:

1. Возможность применения наиболее передовых и эффективных технических решений при реализации проектов на территории ОЭС Востока.

2. Обмен опытом по реализации инвестиционных проектов в сфере электроэнергетики.

3. Возможность получения комплексной услуги по реализации инвестиционных проектов, включая помощь в организации финансирования со стороны зарубежных банков на льготных условиях.

Мощнейшим инструментом для стимулирования собственных инвестиций модернизации и реконструкции объектов энергетики является ужесточение требований к качеству тепло- и электроэнергии и к качеству регулирования режимов энергетической системы, регламентированных нормативно-технической базой, мировыми стандартами и т. д.

Рассмотрим опыт внедрения энергоэффективных технологий в разных странах мира на примере британской национальной программы GreenDeal. Суть заключается в том, что домовладельцы получали целевые кредиты на переоборудование домов в соответствии со стандартами энергоэффективности. В дальнейшем ссуды погашались за счет экономии владельца жилья на суммах в платежках за услуги ЖКХ.

На крупных генерирующих предприятиях также можно извлечь весомую выгоду от реализации такого опыта: снижаются потери при генерации благодаря совершенствованию технических средств, уменьшаются убытки предприятия.

Таким образом, для развития энергосистемы, в частности ОЭС Востока, перспективным решением проблемы финансирования может стать внедрение модели государственно-частного партнерства с привлечением иностранных партнеров, что позволит обеспечить гарантии реализации инвестиционных проектов с возможностью применения наиболее передовых и эффективных технических решений при реализации проектов. А также возможно стимулировать собственников к выделению финансирования на развитие объектов энергетики ужесточением требований к качеству энергии.

Источники

1. Об утверждении схемы и программы развития ЕЭС России на 2018–2024 годы [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 28 февраля 2018 г. № 121 // Министерство энергетики РФ. URL: https://minenergo.gov.ru/node/11323 (дата обращения: 13.04.2019).

2. Энергетика Дальнего Востока: Инвестиции до лампочки [Электронный ресурс]. URL: http://www.zrpress.ru/markets/dalnij-vostok_17.12.2012_58399_energetika-dalnego-vostoka-investitsii-do-lampochki.html (дата обращения: 13.04.2019).

3. Ильин В.К., Ахметова И.Г. Экономическая оценка энергосберегающих мероприятий: учеб. пособие по дисциплине: «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях». Казань: КГЭУ, 2012. 68 с.

УДК 621.316.925.1

ИНТЕГРАЦИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ В ОПЕРАТИВНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ КОМПЛЕКС

Э.Ф. Саттарова
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань
elzzzza@mail.ru

В статье предложена возможность интегрирования системы мониторинга релейной защиты и автоматики (СМРЗА) в оперативно-информационный комплекс (ОИК «СК-2007») путем реализации отображения сигналов от устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на диспетчерский проекционный щит. Такая система позволит диспетчерскому персоналу при ликвидации нарушений нормального режима быстро выяснить схемно-режимную ситуацию, работу устройств РЗА и тем самым сократить время на ликвидацию аварийной ситуации.

Ключевые слова: система мониторинга релейной защиты и автоматики, оперативно-диспетчерское управление, диспетчерский центр, оперативно-информационный комплекс.

В соответствие с Законом Российской Федерации «Об электроэнергетике» электроэнергетика в России разделена на сферы производства и распределения энергии, при этом сохранена единая система оперативно-диспетчерского управления [1].

Генерирующие и сетевые организации получили свободу определять собственную техническую политику и способы обслуживания оборудования на своих предприятиях. При этом Системный оператор и в этих многократно усложнившихся условиях должен обеспечить надежность функционирования Единой энергосистемы России.

Системный оператор Единой энергосистемы со всеми субъектами оперативно-диспетчерского управления имеет заключенные договора, в которых указаны необходимые условия функционирования системы диспетчерского управления. В их число входят автоматическая передача в диспетчерские центры (ДЦ) аварийной информации от устройств РЗА с объектов. Анализ действия РЗА позволяет оценить правильность ее настройки и технического состояния, а также позволяет объективно расследовать возникшую аварийную ситуацию и принять адекватное решение диспетчерским персоналом.

Оперативно-диспетчерское управление осуществляется с помощью оперативно-информационного комплекса, который обеспечивает автоматический прием, контроль достоверности, обработки, передачи и хранения телеметрических и других поступающих данных о режиме работы энергетической системы [2]. Комплекс зарекомендовал себя как современная техническая база для оперативно-диспетчерского персонала.

При ликвидации аварий диспетчерский персонал получает необходимую информацию через ОИК, а также путем докладов с объектов. Одновременно при оценке аварий диспетчер обращается к СМРЗА, запуск которой осуществляется с рабочего стола либо по ссылке через интерфейс ОИК, выбирает аварийный объект для мониторинга и соответствующему присоединению терминал защит. Все эти действия могут занимать существенное время, за которое возможно лишнее отключение питания потребителей, повреждение оборудование и т. д. Весьма часто диспетчеру требуется открытие нескольких устройств РЗА, что, в свою очередь, загромождает рабочую область средства визуализации.

Выходом из сложившейся ситуации может стать интегрирование СМРЗА в ОИК (рис. 1). Эта задача новая для электроэнергетики. Она необходима для наглядного отображения информации о действии устройств РЗА на диспетчерском щите, что сокращает время реагирования диспетчерского персонала на возникновение нарушения. Быстрая оценка причины аварии позволит диспетчерскому персоналу приступить к ее ликвидации еще до того, как оперативный персонал объекта произведет осмотр всех устройств РЗА.

Визуально отображение срабатывания защит на объекте предполагается выполнить на схеме объекта в виде динамической зоны с надписью: «РЗ» (рис. 2). В качестве пробного энергообъекта выбрана ПС 500 кВ Бугульма.

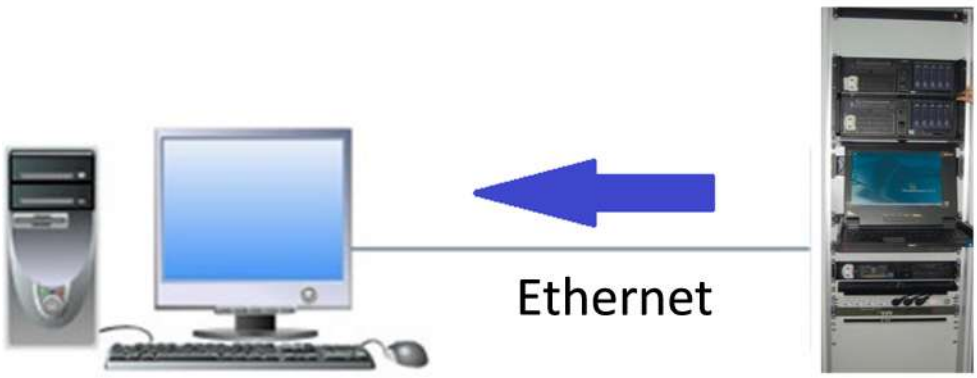


Рис. 1. Передача данных телесигналов устройств РЗА с сервера СМРЗА на сервер ОИК «СК-2007»

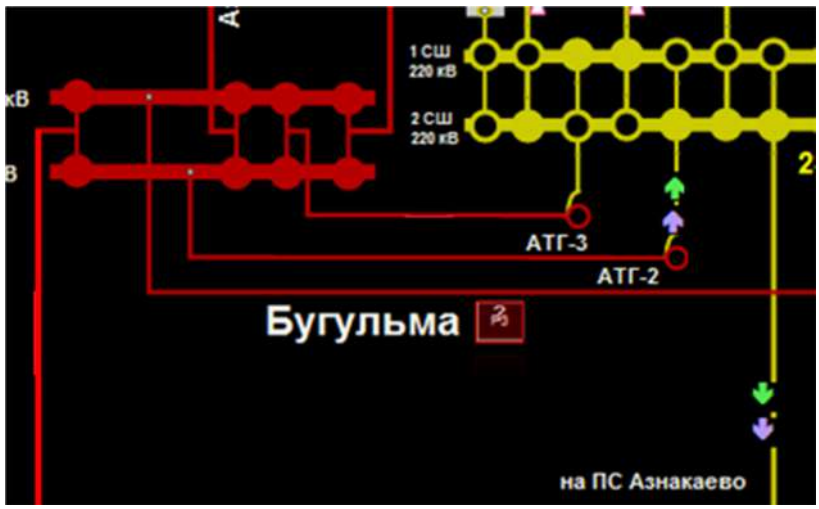


Рис. 2. Отображение срабатывания защит на объекте в виде динамической зоны с надписью: «РЗ»

Интегрирование СМРЗА в ОИК может являться одним из способов повышения надежности энергосистемы и качества оперативно-диспетчерского управления. Помимо СМРЗА получение оперативной информации с объекта электроэнергетики происходит во время отдачи сообщения дежурного персонала о возникновении аварийной ситуации. Но порой из-за недостаточной квалификации дежурного персонала объекта электроэнергетики передается недостоверная информация о срабатывании и пусках устройств РЗА. Кроме того, возможно утаивание (умышленное несообщение) оперативным персоналом необходимой информации. При этом сильно сказывается человеческий фактор. Совокупность данных обстоятельств может ввести в заблуждение диспетчерский персонал.

Таким образом, данный подход позволит решить несколько задач.

1. Наглядное отображение информации о действии устройств РЗА в ОИК «СК-2007».

2. Минимизация действий диспетчерского персонала.

3. Сокращение времени реагирования диспетчерского персонала на возникновение нарушения.

4. Контроль дежурного персонала объекта электроэнергетики на достоверность предоставленных данных.

5. Синхронизация данных на объекте и в ДЦ.

Источники

1. Об электроэнергетике [Электронный ресурс]: федер. закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

2. Оперативно Информационный Комплекс СК-2007. Том 7. Руководство по разработке форм отображения. М.: Монитор Электрик, 2014. 109 с.

УДК 338.22

АНАЛИЗ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ МЕТОДА «VUCA»

М.И. Сафиуллин[1], Р.А. Бурганов[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Республика Татарстан
marselsaf9696@mail.ru, burganov-r@mail.ru

В данной работе рассмотрен процесс энергосбережения через призму комплексного метода «VUCA» (нестабильность, неопределенность, сложность и неоднозначность). Именно эти понятия включают в себя «VUCA»-мир. Также в ней предоставлены некоторые показатели энергосбережения РФ, а также Германии, где в энергетической сфере преимущественно используются комплексные методы «VUCA». По мнению авторов, для повышения эффективности работы энергетической сферы необходимо выработать «VUCA»-стратегию в энергосбережении на всех уровнях хозяйствования.

Ключевые слова: энергосбережение, метод «VUCA», энергетическая сфера, энергопотребительская теория фирмы, экономическая выгода.

В современных условиях окружающая действительность является нестабильной, сложной, неоднозначной и состоит из неопределенностей. Именно в подобном мире приходится функционировать и удовлетворять свои потребности обществу.

Энергетическая сфера также состоит из своих сложных и нестабильных моментов, которые человечество до сих пор не способно разрешить, но уверенно идет к этому. Одной из главных неопределенностей в энергетике на данный момент является вопрос: «Как снизить энергопотребление и добиться наиболее рационального использования энергоресурсов?»

В России, несмотря на активизацию работы по энергосбережению в последние двадцать лет, данное направление находится пока на начальной стадии развития. В первую очередь, это связано с тем, что в прошлом энергетика страны была направлена на экстенсивизацию. Большой расход энергии дополнялся все большей добычей. На данный момент можно выделить три основных пути развития в энергосбережении [1]:

– модернизация производства с внедрением энергоэффективных технологий и оборудования;

– стимулирование потребителей к рациональному использованию электроэнергии за счет организационных и нормативных мер, тарифной политики, субсидирования повышения энергоэффективности объектов;

– использование альтернативных источников энергии.

В отдельных работах акцентируется внимание на необходимость решения институциональных проблем в энергосбережении [2].

Как показано в официальных государственных докладах о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации от Минэнерго, начиная с 2014 г. и заканчивая 2018 г., добыча нефти и газа сократилась на 4,3 %, в области переработки нефти удельные показатели снизились на 2,3 %, в области генерации электрической и тепловой энергии удельные показатели по Российской Федерации снизились на 10–12 % [3]. Все эти изменения связаны с оптимизацией процессов добычи и доведения энергии до конечного потребителя. Однако вводятся методы энергосбережения хаотично, без видимых разделений на секторы, а также без серьезной опоры на законодательство.

«VUCA»-методы подразумевают наличие стратегии к каждому из четырех проблем общества в энергетике.

«Нестабильность» в энергосбережении для фирмы и экономики страны проявляется в периодических скачках цен на энергоресурсы. На данные скачки влияет совокупность факторов. В частности, к внутренним факторам относится ресурсный потенциал страны и темпы добычи, к внешним факторам позиция страны на международной арене.

«Неопределенность» в энергосбережении выражается в отсутствии точных прогнозируемых данных для обеспечения принятых обязательств сфере энергетической политики государства и фирмы.

«Сложность» в энергосбережении для предприятий проявляется в неявном законодательном распределении тарифной ставки по строениям. В частности, к внешним факторам относится расстояние между точкой выработки электроэнергии и точкой потребления, где присутствуют потери при передаче энергии. К внутренним факторам относится тип предприятия, от которого зависит тарифная ставка и объем потребления.

«Неоднозначность» в энергосбережении заключается в двойственности эксплуатации традиционных энергоресурсов для фирмы. Получая энергию в необходимом количестве и по относительно дешевой тарифной системе, появляются проблемы, связанные с экологией и ухудшением условий работы на предприятии.

В мировой экономике в качестве успешного использования метода «VUCA» можно показать опыт Германии, которая занимает положение самой энергоэффективной страны в мире.

Стратегия в условиях «нестабильности» подразумевает нахождение выходов из ситуаций, связанных с ограниченными ресурсами и возможностями государства. Данный вид проблемы Германия решает посредством постепенного отказа от традиционных ресурсов в пользу возобновляемых. Невзирая на то, что Германия является страной, отличающейся довольно низкими показателями наличия активных солнечных дней, только за 9 июня страна выработала 23,1 ГВт·ч [4] электроэнергии, полученной от солнечных фотоэлементов, это составило половину всего суточного потребления энергии всей страны и явилось мировым рекордом.

Стратегией в условиях «неоднозначности» является постепенный отказ ФРГ от атомной энергии из-за нерешенности проблем, связанных с ядерными и радиоактивными отходами. Опыт соседних стран побудил правительство Германии принять решение о закрытии АЭС на своей территории к 2022 г. На данный момент общий процент добываемой атомной электроэнергии снизился с 23 до 16 %, при этом закономерный рост тарифов на энергию не произошел.

Стратегией в условиях «сложности» является поддержка методов энергосбережения с помощью законодательства. В ФРГ инвестиции в развитие энергосберегающих технологий обеспечивают конкурентоспособность предприятий, а деление зданий на специализированные группы, для каждой их которых выделена своя норма потребления электроэнергии, за преступление которой следуют санкции, является одним из эффективных методов энергосбережения на данный момент [5].

В целом, одних государственных программ поддержки разработок по снижению потребления энергии в России явно недостаточно. Для более действенных мер в энергосфере необходимо использовать апробированные за рубежом методы изучения процесса энергосбережения, среди которых особо выделяется «VUCA»-анализ, на базе которого можно создать «VUCA»-стратегию в энергосбережении.

Источники

1. Энергосбережение в России [Электронный ресурс] // Инженерный центр «Энергоаудитконтроль». URL: http://www.ackye.ru/company/about/ (дата обращения: 12.08.2019).

2. Бурганов Р.А., Алтынбаева Э.Р. Решение институциональных проблем как фактор стабильного развития электроэнергетики // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2014. № 9-10. С. 111–115.

3. Ежегодный государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышения энергетической эффективности РФ [Электронный ресурс] // Министерство Энергетики Российской Федерации. URL: https://minenergo.gov.ru/node/5197 (дата обращения: 12.08.2019).

4. Энергосбережение в Германии [Электронный ресурс] // Энергосбережение для народа. URL: http://enargys.ru/ (дата обращения: 12.08.2019).

5. Стать немного немцем: Штефан Колер о применении опыта энергосбережения Германии в России [Электронный ресурс] // Государственная информационная система в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Режим доступа: https://gisee.ru/articles/foreign_experience/19973/ (дата обращения: 12.08.2019).

УДК 621.316+004.75

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В КОМПЬЮТЕРНЫХ УЗЛАХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

К.С. Ткаченко
ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет», г. Севастополь
KSTkachenko@sevsu.ru

Промышленные предприятия энергетической отрасли требуют сложных информационных контуров для управления инфраструктурой. Эти информационные контуры используют компьютерные узлы, которые потребляют входные потоки заявок различной интенсивности. В зависимости от интенсивности потоков на компьютерных узлах требуется различная производительность. Поэтому необходимо выполнять диспетчеризацию потоков. Для этого решается оптимизационная задача. Оптимизационная задача основана на аналитических моделях систем массового обслуживания.

Ключевые слова: системы управления, компьютерные узлы, аналитическое моделирование.

Для уменьшения рисков промышленные предприятия должны совершенствовать свои системы управления [1]. Эти совершенствования позволяют уменьшать возможные потери от рисков. Управление включает в себя затраты ресурсов. В любом случае, при управлении существуют риски отсутствия достижения заранее заданного результата. Идентификация, анализ риска, воздействие на него требуют непрерывного мониторинга и контроля. Мониторинг и контроль, в свою очередь, нуждаются в наличии возможности непрерывной коммуникации. При таком подходе внутренняя среда промышленного предприятия должна иметь средства для устранения и минимизации рисков. Анализ рисков для обеспечения его минимизации невозможен без количественных мер оценки рисков. Наличие количественных мер позволяет не только выявлять риски, но и оценивать их степень. После выявления рисков и оценки их степени возможна корректировка. Корректировка осуществляется балансированием и диспетчеризацией информационных потоков. Диспетчеризация учитывает потери и сбои в процессе функционирования компьютерных узлов инфраструктуры промышленного предприятия.

Эффективное управление промышленным предприятием приводит к адаптации предприятия изменяющимся внешним требования окружающей среды [2]. Поэтому внутренние механизмы управления предприятиям должны непрерывно совершенствоваться в зависимости от быстро меняющихся внешних факторов. Это совершенствование невозможно без учета внутренних ресурсов предприятия. Адаптация целенаправленно изменяет инфраструктуру промышленного предприятия. Инфраструктура совершенствуется таким образом, чтобы накопить определенное количество внутренних ресурсов, а затем, путем согласованной корректировки параметров узлов инфраструктуры, обеспечить реакцию на изменение условий. Результаты реакции промышленного предприятия сокращают разрыв между требуемым и текущим состоянием инфраструктуры. Равновесные изменения имеют смысл только на определенном ограниченном временном промежутке.

Устойчивость деятельности всего промышленного предприятия в целом и отдельных его подсистем базируется на устойчивом и сквозном управлении информационными потоками инфраструктуры [3]. Для управления информационными потоками инфраструктуры требуются количественные оценки показателей эффективности. Обеспечение существующих и организация новых средств управления информационными потоками возможна на основе оптимизации процессов в отдельных узлах инфраструктуры предприятия. Эти процессы должны быть взаимно интегрированными и требовать минимальный расход ресурсов. Результативность

функционирования инфраструктуры предприятия зависит от результативности отдельных входящих в ее состав элементов, их согласованности и синхронизации. Сбои и отказы в синхронизации отражаются на затратах ресурсов.

Для обеспечения динамических стратегий управления предприятием нужны активные решения задач принятия решений [4]. Динамические стратегии позволяют высвобождать всегда имеющиеся ресурсы для повышения общей эффективности предприятия. Стратегии реализуются путем координации функционирования отдельных элементов инфраструктуры предприятия. Стратегия, промышленное предприятие и ее инфраструктура неотделимы друг от друга. Любые стратегические изменения фокусируются на балансировке производственных мощностей и управлении качеством их функционирования. Управление функционированием на всех уровнях инфраструктуры обеспечивает учет текущих внешних условий.

Формирование системы показателей качества функционирования узлов компьютерной инфраструктуры предприятия является сложной задачей за счет наличия ряда ограничений [5]. Эти ограничения являются результатом противоречия между конечными требованиями к продукту и необходимости достижения наибольшей прибыли. Поэтому требуется количественная мера, которая позволяет оценивать показатели качества функционирования. Эта мера должна порождать описание состояния среды инфраструктуры промышленного предприятия, быть адекватной применяемым по отношению к инфраструктуре управленческим решениям. Формирование этой количественной меры основывается на эмпирических оценках системы показателей качества и взаимосвязях в инфраструктуре. Система показателей качества, в первую очередь, базируется на функциональных характеристиках узлов инфраструктуры.

Понятно, что поскольку инфраструктура современного предприятия включает в свой состав компьютерные узлы, необходимо решать оптимизационные задачи для управления информационными потоками, проходящими через них. Эти оптимизационные задачи можно решить для одного конкретного компьютерного узла, а затем итерационно решать эту задачу оптимизации для всех остальных компьютерных узлов инфраструктуры.

Поскольку для решения оптимизационных задач управления потоками требуется управление в реальном масштабе времени, то следует применять аналитическое моделирование. Компьютерные узлы достаточно часто представимы в виде аналитических моделей систем массового обслуживания (СМО) [6–11]. В случае, когда требуется выполнить диспетчеризацию

информационных потоков, компьютерный узел можно рассматривать как одноканальную систему с неограниченным буфером заявок, то есть как СМО типа M/M/1. В системе M/M/1 интенсивность входного потока заявок λ, производительность обработки заявок μ. Расчет СМО M/M/1 проис-ходит по формулам:

$$\rho = \frac{\lambda}{\mu};\ \ p_0 = 1-\rho\ ;\ \ p_i = \rho^i p_0, i = 1,2,...;$$
$$L_q = \frac{\rho^2}{1-\rho};\ \ L_s = \frac{\rho}{1-\rho};\ \ T_q = \frac{\rho}{\mu(1-\rho)};\ \ T_s = \frac{1}{\mu(1-\rho)}, \quad (1)$$

где ρ – загрузка; p_0 – вероятность простоя; p_i – вероятность наличия в системе i заявок; L_q – среднее число заявок в очереди; L_s – среднее число заявок в системе; T_q – среднее время пребывания заявки в очереди; T_s – среднее время пребывания заявки в системе.

Для решения оптимизационной задачи диспетчеризации информационных потоков в компьютерном узле необходимо предварительно построить целевую функцию. Одними из наиболее важных откликов СМО M/M/1 для балансировки нагрузки являются среднее число заявок в очереди L_q и среднее число заявок в системе L_s. Поэтому целевая функция имеет вид:

$$F(\lambda,\mu) = C_q L_q + C_s L_s = C_q \frac{\rho^2}{1-\rho} + C_s \frac{\rho}{1-\rho} = \left[\rho = \frac{\lambda}{\mu}\right] = \frac{\lambda\mu C_s + \lambda^2 C_q}{\mu^2 - \lambda\mu}, \quad (2)$$

где C_q – затраты ресурсов на очередь, C_s – затраты ресурсов на систему.

Интенсивность входного потока заявок λ является изменяющейся во времени величиной. Для нахождения оптимального значения производительности $\mu = \mu^{opt}$ можно решить уравнение $\frac{\partial F(\lambda,\mu)}{\partial\mu} = 0$:

$$\frac{\partial F(\lambda,\mu)}{\partial\mu} = \frac{\lambda\mu^2 C_s + \left(2\lambda^2\mu - \lambda^3\right)C_q}{2\lambda\mu^3 - \mu^4 - \lambda^2\mu^2} = 0. \quad (3)$$

Оптимальные значения производительности μ^{opt}, в зависимости от значений коэффициентов C_q и C_s, по текущей величине производительности входного потока λ определяются из решения (3) как:

$$\mu^{opt}\left(\lambda, C_q, C_s\right) = \frac{\lambda\sqrt{C_q C_s + C_q^2} - \lambda C_q}{C_s}. \qquad (4)$$

Значение производительности $\mu = \mu^{opt}\left(\lambda, C_q, C_s\right)$, определенное по соотношению (4), будучи установленным на конкретном компьютерном узле, позволит реализовать на этом узле оптимальный режим обработки заявок из входного потока. Это приведет к получению на выходе компьютерного узла выходного потока заявок, пригодного для дальнейшей обработки с эффективными затратами ресурсов.

Полученный результат позволяет выполнять диспетчеризацию информационных потоков на компьютерном узле системы управления инфраструктуры промышленного предприятия. При применении этого подхода ко всем компьютерным узлам инфраструктуры произойдет установление оптимального режима функционирования системы управления инфраструктурой в целом по предприятию.

Источники

1. Гримашевич О.Н. Формирование системы управления рисками промышленного предприятия // Вестник Саратовского государственного социально-экономического университета. 2011. № 2. С. 72–76.

2. Михалев Г.С., Скворцова В.А. Совершенствование системы управления промышленного предприятия на основе механизмов адаптации // Сибирский журнал науки и технологий. 2009. № 2. С. 417–422.

3. Сярдова О.М. Управление логистической системой промышленного предприятия // Вестник Волжского университета им. В.Н. Татищева. 2011. № 24. С. 59–65.

4. Авдеева Т.В. Производственная стратегия в системе управления промышленного предприятия // Вестник Саратовского государственного социально-экономического университета. 2009. № 2. С. 36–38.

5. Павлова К.А. Система сбалансированных показателей информационного обеспечения управления промышленным предприятием // Проблемы современной экономики. 2011. № 4. С. 109–113.

6. Клейнрок Л. Вычислительные системы с очередями. М.: Мир, 1979. 600 с.

7. Гнеденко Б.В., Коваленко И.Н. Введение в теорию массового обслуживания. М.: Наука, 1966. 432 с.

8. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика М.: Высш. школа, 1972. 368 с.

9. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1969. 576 с.

10. Вишневский В.М. Теоретические основы проектирования компьютерных сетей. М.: Техносфера, 2004. 512 с.

11. Новиков О.А., Гнеденко Б.В., Петухов С.И. Прикладные вопросы теории массового обслуживания. М.: Советское радио, 1969. 398 с.

УДК 621.316

ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩАЯ САМОБАЛАНСИРУЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ЭССО)

А.А. Хузиев
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань
Viselica1992@yandex.ru

В настоящее время все больше потребителей строят собственную генерацию и/или уходят на розницу, что приводит к ухудшению качества планирования режима все системы. На это есть ряд причин: высокая цена электроэнергии для крупных потребителей; большой объем и высокая цена работ на присоединение к существующей системе; отчисления на развитие и содержание генерации и сетей всей России. Создание ЭССО приведет к решению вышеперечисленных проблем.

Предложенный способ взаимодействия в электроэнергетике приводит к снижению стоимости электроэнергии для потребителей и к упрощению управления ЕЭС.

Ключевые слова: энергоснабжающая самобалансирующаяся организация, ЭССО, активный энергетический комплекс, АЭК, распределенная генерация.

На данный момент в России идет быстрый темп развития промышленности, что влечет за собой рост потребления электрической энергии. Все чаще новые потребители предпочитают строить для себя свою собственную генерацию и работать с розничным рынком электрической энергии и мощности, это связано с:

1) высокой цена электроэнергии для крупных потребителей;

2) большим объемом и высокой ценой работ на присоединение к существующей системе;

3) отчислениями на развитие и содержание генерации и сетей всей России.

Увеличение объема розничной генерации приводит к ухудшению качеству прогнозирования и управлению режимами ЕЭС, так как отсутствуют рычаги управления данной генерацией, что уменьшает их энергоответственность. В данном случае одним из решений проблемы является создание активного энергетического комплекса (АЭК) который будет управляться Энергоснабжающей самобалансирующейся организацией (ЭССО).

АЭК – электрически связанная в рамках общих границ балансовой принадлежности микро-энергосистема, в которую входят энергопринимающее, генерирующее, аккумулирующее, электросетевое энергетическое оборудование, система управления, а также оператор, управляющий АЭК [1].

ЭССО – оператор, управляющий режимами производства/ потребления энергетических объектов промышленного АЭК и обеспечивающий гражданско-правовые и финансовые отношения между входящими в АЭК потребителями и поставщиками электрической энергии, а также между АЭК и субъектами электроэнергетики за его пределами [1].

ЭССО – это интеллектуальный розничный микроэнергокомплекс, состоящий из локального генерирующего источника (энергоцентра) и присоединенного к нему пула промышленных потребителей, компактно расположенный на ограниченной территории и имеющий единую границу балансовой принадлежности. Основные объемы электроэнергии и все объемы тепловой энергии потребители ЭССО получают от локального энергоцентра. Из сети общего пользования потребляется минимальный объем электроэнергии, необходимый для обеспечения требуемого качества электроэнергии, надежности и резервирования. Это позволяет потребителям ЭССО достичь существенной экономии на энергоснабжении за счет оптимизации оплаты транспортной составляющей, плата взимается исключительно за объемы, потребленные из сети общего пользования. Минимизация перетока из внешней энергосистемы в локальный микроэнергокомплекс и его самобалансирование обеспечиваются современными устройствами и решениями интеллектуальной энергетики.

Оплата услуг сетевой организации в данном случае будет только в отношении точки присоединения к ЭССО.

Возможно частичное замещение газового генерирующего оборудования на ВИЭ.

При создании нового ЭССО возможны три варианта.

1. ЭССО, созданный на основе нового потребителя, новой генерации, соответственного нового тех присоединения к системе.

2. ЭССО на базе существующего профицитного по генерации района, но с обязательным вводом нового потребителя электроэнергии соответствующего данной системе.

3. ЭССО на базе существующего дефицитного по генерации района с обязательным условием создания новой генерации покрывающей дефицит генерации в районе.

Функции ЭССО следующие:

– выбор состава генерирующего оборудования;

– прогнозирование потребления;

– первичное, вторичное, третичное регулирование напряжения и реактивной мощности;

– прогнозирование метеоусловий и нагрузок ВИЭ;

– оперативное управление режимами, противоаварийное управление;

– мониторинг состояния генерирующего оборудования;

– долгосрочное планирование режимов и ремонтов генерирующего оборудования;

– учёт электрической энергии в системе АСКУЭ;

– работа с рынком электроэнергии в роли сбытовой организации.

Для нормального функционирования ЭССО необходимо внести изменения в существующие законодательства, касающиеся регулирования в энергетике. К ним относятся:

1. О нераспространении правил обязательной работы объектов генерации с установленной мощностью выше 25 МВт на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

2. О неотнесении объектов ЭССО к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию Системным оператором.

3. О снижении ставок на содержание электрических сетей тарифа на услуги по передаче электрической энергии, в объеме необеспеченного электростанциями ЭССО.

4. Правовая возможность владения электрическими сетями, генерирующего и диспетчерского оборудования ЭССО.

В результате создания ЭССО обеспечивается:

– снижение стоимости электроэнергии;

– повышение КИУМ генерирующего оборудования;

– повышение энергоответственности потребления;

– снижение затрат на ввод новой генерации;

– снижение затрат на ввод новых потребителей;

– экономическая привлекательность для инвесторов:

– сокращение потерь в сетях при передаче в узлы с низкой загрузкой.

Источники

1. Энергоснабжающая Самобалансирующая Организация (ЭССО) [Электронный ресурс]: презентация НТЦ ЕЭС (Московское отд-е). 2017. URL: www.ntc-msk.ru (дата обращения: 11.03.2019).

Направление: ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

УДК 681.51

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ СРЕДСТВА ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОТРАСЛИ

Н.М. Абдуллина[1], И.К. Будникова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
nazik952@mail.ru

В данной статье рассматривается вопрос решения задачи по организации и конт-ролю за перемещением снарядов внутри магистральных трубопроводов с целью диагностики их состояния. Данная работа позволяет обеспечить постоянный расчет месторасположения системы обнаружения утечек, мгновенную реакцию на возникновение аварийных ситуаций, снижение числа персонала, задействованного для сопровождения.

Ключевые слова: внутритрубные снаряды, магистральные трубопроводы, дистанционный контроль.

Транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам является важной составляющей для экономики нефтедобывающих стран [1]. При эксплуатации магистральных трубопроводов возникает периодическая задача по проведению внутритрубной диагностики. Для этого применяются снаряды (рис. 1), называемые средствами очистки и диагностики (СОД).

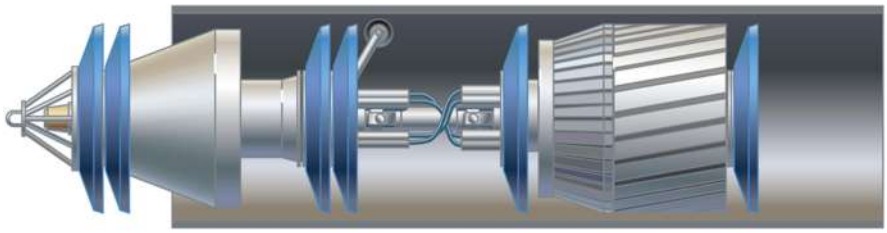


Рис. 1. Средство очистки и диагностики

На сегодняшний день контроль за перемещением средств очистки и диагностики осуществляется путем сопровождения его передвижной бригадой вдоль магистральных трубопроводов и использованием датчиков прохождения СОД (рис. 2). Данный метод обладает рядом серьезных

недостатков. При сопровождении СОД вдоль трубопровода могут возникнуть препятствия виде болотистой местности, также поля сложно проходимые в период весенних паводков и обильных осадков. Датчики прохождения средства очистки и диагностики сигнализируют месторасположение снаряда только в районе пункта контроля и управления, а расстояния между ними бывают до десятков километров. Датчики прохождения СОД могут в ряде случаев не сработать или показать ложное срабатывание [2].



Рис. 2. Поиск СОД

Предложенные в настоящее время варианты дистанционного контроля за перемещением СОД, например оснащение скребка системой GPS, имеют ряд серьезных недостатков [2]:

– есть участки, на которых не обеспечивается связь со спутником для осуществления контроля;

– возможен выход из строя системы GPS (разряжение АКБ, соударение со стенками трубопровода).

Отсутствие отказоустойчивой системы дистанционного контроля за перемещением СОД приводит к тому, что компания вынуждена тратить большие средства на отслеживание СОД, а также на оснащение магистральных трубопроводов датчиками прохождения СОД.

Принимая во внимание вышеуказанные недостатки методов контроля за перемещением СОД, а также отсутствие системы, сигнализирующей о застраивании СОД, возникает задача создания надёжной, отказоустойчивой системы контроля за перемещением скребка.

Для решения данной проблемы был разработан метод контроля, основанный на изменении напора на магистральных трубопроводах [3, 4]. Большинство магистральных трубопроводных линий для контроля технологического процесса оснащаются датчиками давления (рис. 3) и расходомерами.



Рис. 3. Датчик давления

При движении снаряда по трубопроводу напор до снаряда растет до определенного значения, при котором снаряд двигается и не создает дополнительное сопротивление в трубе. С целью исключить вероятность сбоя датчиков и измерительных линий для расчета используются, как минимум, показания двух датчиков давления.

На рис. 4 представлен тренд давления двух датчиков давления до и после запорной арматуры при застревании СОД. Давление на датчике после запорной арматуры остается неизменным, а давление на датчике до запорной арматуры, в котором застрял СОД, повысилось и держалось в таком положении до момента, пока скребок продолжил свое движение.

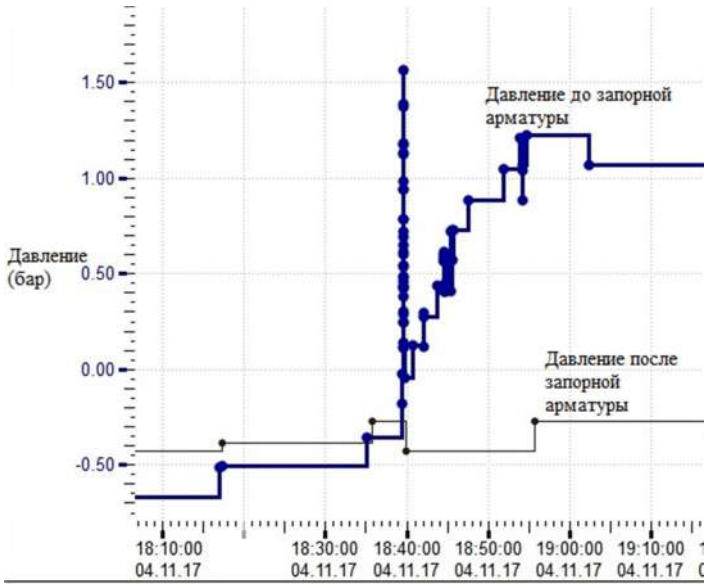


Рис. 4. Показания датчиков давления при застревании СОД

Для практической реализации предложенного алгоритма можно использовать SCADA–систему, интегрировав его в технологическую сеть предприятия. Рекомендуется для этих целей использовать такие SCADA-системы, как ifix, WinCC OA, iconix и scada infinity [5].

В результате комплексного опробования и практической реализации данного алгоритма получим:

1. Постоянный расчет координат местоположения СОД, разработанный программный продукт ведет постоянный расчет координат месторасположения СОД и выводит его показания на экран.

2. Исключение сопровождения СОД персоналом по месту, при успешном внедрении системы появляется возможность рассмотреть вопросы по снижению или даже исключению бригад по сопровождению СОД.

3. Отказ от применения датчика прохождения скребка, при реализации системы дистанционного контроля за перемещением СОД не будет необходимости оснащать магистральные трубопроводы датчиками прохождения СОД.

5. Мгновенная реакция на возникновение аварийных ситуаций, данный программный продукт обеспечивает мгновенную сигнализацию на диспетчерский пункт при застревании СОД.

Источники

1. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngpedia.ru/ (дата обращения: 27.052019).

2. Новости в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс]. URL: http://www.nftn.ru/ (дата обращения: 27.05.2019).

3. Официальный сайт компании «LB Group» [Электронный ресурс]. URL: http://www.grouplb.com (дата обращения: 27.05.2019).

4. Официальный сайт компании ООО «Энергоавтоматика» [Электронный ресурс]. URL: http://www.energoavtomatika.ru (дата обращения: 27.05.2019).

5. SCADA системы [Электронный ресурс]. URL: http://mc-plc.ru/lekcii-po-scada/index.htm (дата обращения: 27.05.2019).

УДК 681.12

АКТУАЛЬНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ЖИДКОСТИ И ГАЗА

Л.З. Биктимирова[1], С.Н. Федоров[2]
ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа
linarazb@mail.ru[1], fsn1976@yandex.ru[2]

В статье оценивается важность измерения расхода газа и жидкости в жизни предприятия и страны. Рассматриваются различные многофазные расходомеры, их плюсы и минусы.

Ключевые слова: расход, нефть и газ, многофазный расходомер, расходометрия, поток, погрешность.

Измерения расхода различных веществ необходимы во всех отраслях народного хозяйства. Без них невозможно как управление важнейшими технологическими процессами, так и автоматизация последних. Очень большое значение эти измерения имеют также для целей учета и при решении многих задач, выдвигаемых современной наукой и техникой.

Номенклатура веществ, расход которых надо измерять, крайне разнообразна. Техника измерения однофазных сред хорошо развита. Между тем, все более актуальной становится необходимость измерения расхода многофазных потоков.

Многофазные потоки очень широко распространены. Даже обычные потоки жидкости, газа или пара, текущие в трубах и принимаемые за однофазные, на самом деле в очень многих случаях содержат в той или иной мере примеси другой фазы. Так, вместе с газом обычно движется в небольшом количестве вода, конденсирующаяся при понижении температуры из водяных паров, содержащихся в газе. Водяные же потоки нередко содержат увлекаемый этим потоком воздух [1]. Однако при измерении расхода подобных сред особых трудностей не возникает, и их при этом можно рассматривать как однофазные.

Иное положение наблюдается при измерении расхода действительно многофазных сред. Здесь нередко возникают очень большие трудности, зависящие как от рода этих сред, так и от процентного содержания отдельных фаз, а также характера их распределения в потоке. Многофазные среды разделяются на двух- и трехфазные. Первые в зависимости от рода фаз могут быть трех типов: смесь жидкости и твердой фазы, смесь газа и твердой фазы и смесь жидкости с газом или паром.

Очень важное значение в технике имеет двухфазная среда, а именно смесь жидкости с газом или паром. Нефть из скважины всегда поступает с газом. При этом возникает весьма важная задача измерения расхода двухфазных нефтегазовых смесей.

На сегодняшний день в нефтепромысловой практике распространены три основных типа методов расходометрии при определении дебита скважинного флюида. Во-первых, это метод трехфазной сепарации, при котором происходит разделение скважинного флюида гравитационным методом с последующим замером потоков нефти, воды и газа однофазными расходомерами. Во-вторых, двухфазная сепарация, при которой газ отделяется от жидкости с последующими одновременными замером потоков газа и жидкости однофазными расходомерами и определением удельной доли воды в жидкости.

И, наконец, наименее распространенный в России метод многофазной расходометрии без разделения фаз, когда многофазный поток определяется по перепаду давления на сужающем устройстве посредством применения методов кросс-корреляционного анализа сигналов от набора однотипных компонентных сенсоров. При этом многофазная расходометрия включает в себя большое число разнообразных методов (трубка Вентури, метод кросс-корреляционного анализа, импедансометрия, резонансный метод и т. п.) [2].

Стоит отметить, что, несмотря на обилие предложений на рынке, применение многофазных расходомеров значительно удорожает и усложняет производственный процесс. В том числе и потому, что для измерения плотности отдельных сред используется гамма-излучение.

Сравнительный анализ технико-экономических параметров различных МФРМ.

Рассмотрим многофазный расходомер Schlumberger – VX производства Норвегии (рис. 1). Стационарное оборудование для многофазного исследования скважин. Основа измерений VX – труба Вентури и прохождение гамма-луча сквозь нее. Отметим, что в сооответствии с ГОСТ 8.586.1–2005 (ИСО 5167–1:2003) использование сужающих устройств типа трубок Вентури для измерения расхода разрешено только для однофазных и однородных жидкостей. Устанавливается посредством врезки в трубопровод. Погрешность прибора составляет ±2,5 % (при измерениях массы и среднего массового расхода сырой нефти); ±5 % (при измерениях объема и объемного расхода нефтяного потока в стандартных условиях). Выдерживает давление до 34 МПа. Масса расходомера составляет 1700 кг. Стоимость расходомера – Schlumberger – VX $300–400 тыс., дополнительно оплачивается сервисное обслуживание $20–30 тыс./мес. [3].



Рис. 1. Многофазный расходомер Schlumberger – VX производства Норвегии

Рассмотрим другой расходомер Emerson / RoxarMPFM 2600 из Румынии (рис. 2). Этот расходомер использует измерение электрического сопротивления и гамма-излучение, чтобы устранить доли нефти, газа и воды. Затем используется кросс-коррекция сигналов, чтобы измерить расход отдельных составляющих. Способ установки – врезка в трубопровод. Погрешность прибора – ±3 %. Измеряет при давлении до 60 МПа и весит 110 кг. Стоимость составляет $200 тыс.



Рис. 2. Расходомер Emerson / RoxarMPFM 2600

Американский многофазный расходомер AGAR – NPFM50 Series. Принцип его действия основан на измерении объема с помощью двух счетчиков импульсов, чтобы определить скорость жидкости и газа. Микроволновое устройство используется, чтобы определить долю воды в жидкости. Центральный компьютер обрабатывает сигналы и вычисляет объемы воды, нефти и газа. Объем газа в потоке не должен превышать 80 %. Устанавливается врезкой в трубопровод. Предел допускаемой погрешности по воде и по нефти – 2 %, по газу – 5 %. Данный расходомер используется при давлении до 600 бар и весит около 200 кг. Стоимость прибора от 100 до 350 тыс. долл.

Российский аналог – многофазный расходомер DIP (рис. 4). Расходомер основан на анализе виброакустических колебаний поверхности трубопровода, генерируемых многофазным потоком, проходящим через известное сечение. Это накладной датчик, давление потока ограничивается свойствами трубопровода, и весит он всего 25 кг. Стоимость такого прибора 30 тыс. долл. [4].



Рис. 3. Американский многофазный расходомер AGAR – NPFM50 Series



Рис. 4. Российский многофазный расходомер DIP

Главное достоинство представленных многофазных расходомеров заключается в том, что они предназначены для измерений расхода нефтегазоводяной смеси с различной структурой потока без предварительной сепарации и выдачи информации в реальном масштабе времени.

Источники

1. Аванесов В.С., Кершенбаум В.Я. Испытания нефтегазового оборудования и их метрологическое обеспечение: учеб. пособие; ред.: А.И. Владимиров, ред.: В.Я. Кершенбаум. М.: Проспект, 2016. 604 с.

2. Джеймс П. Брилл, Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах; пер. с англ. Ю.В. Русских; под ред. М.Н. Кравченко. Ижевск: Ин-т компьютерных исслед., 2006. 384 с.

3. Калиниченко А.В., Уваров Н.В., Дойников В.В. Справочник инженера по контрольно-измерительным приборам и автоматике; 3-е изд. доп. и перераб. М.: Инфра-Инженерия, 2018. 564 с.

4. Чесноков А.А. Туда-обратно [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngv.ru/upload/iblock/c92/c92da3e7c09f3c9f48eb292050b7550a.pdf (дата обращения: 12.06.2019).

УДК 681.51

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБРАБОТКЕ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ С ЧИСЛОВЫМ ПРОГРАММНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ

В.Л. Герасимов[1], И.К. Будникова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]gerasim1994@mail.ru

Применение в промышленном производстве станков с числовым программным управлением 5-го поколения значительно повышает качество и производительность при изготовлении высокоточных деталей. В работе исследуется ряд требований, основными из которых являются: конструирование 3D-модели изделия, написание управляющей программы, а также проведение пуско-наладочных работ. Для автоматизации процессов выбора обрабатываемого материала, параметров инструмента и режимов резания разработаны компьютерные программы.

Ключевые слова: 3D-моделирование, числовое программное управление, управляющая программа.

Эффективность машиностроительного производства и экономики страны определяется степенью внедрения инновационных технологий и развитием высокотехнологичных наукоемких производств.

В мировой практике современного машиностроения успешно применяются компьютерные информационные технологии во многих областях, в том числе, при разработке новых принципов работы станочных систем с числовым программным управлением (ЧПУ). Основная особенность автоматизированного оборудования, в частности станков с ЧПУ, состоит в том, что управление этим оборудованием осуществляется системами управления по определенным программам [1, 2].

Программа «Цифровая экономика» предусматривает переход на российское оборудование, программное обеспечение и прочие компоненты цифровой экономики, что задает новую парадигму развития экономики.

Обработка металла резанием – очень сложный и трудоёмкий процесс, который включает в себя слаженную работу отделов главного технолога и автоматизации средств управления технологическим процессом и производственного участка в целом. Поэтому для того, чтобы запустить изделие в серийное производство, при этом достичь требуемого точного и качественного изготовления детали, а также получить максимальную производительность при минимальных, затратах требуется правильно и точно пройти 3 этапа технологического процесса (рис. 1).

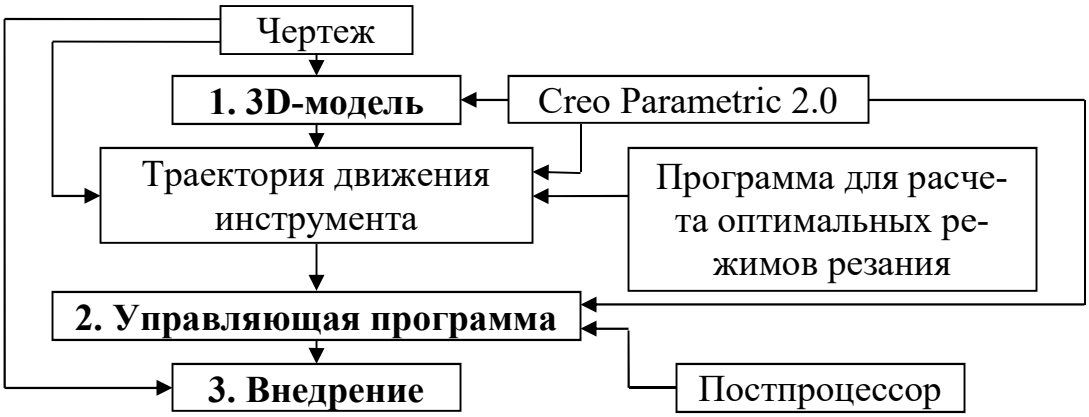


Рис. 1. Этапы технологического процесса

1. Конструирование 3D-модели. На данном этапе с помощью специализированной программы CAM-системы Creo Parametric 2.0 проектируется 3D модель изделия по рабочему чертежу (рис. 2). 3D-модель необходима при составлении траектории движения инструмента, написании управляющей программы, а также технического контроля, при полном изготовлении изделия на производстве.

При построении 3D-модели (рис. 3) учитываются все требования и параметры производимого изделия, поэтому данный этап является одним из основных, ошибки и неточности, допущенные здесь, будут отражены на следующих этапах. Для исключения ошибок на данном этапе готовая 3D-модель проходит тщательную проверку, чтобы не допустить производственного брака.

2. Написание управляющей программы для станков с ЧПУ. Для данного этапа по 3D модели разработана программа для ЭВМ [3], которая формирует траекторию движения инструмента (рис. 4). Траектория описывает перемещения всех инструментов, подводы, отводы, задержки, движения рабочие, ускоренные, черновые, чистовые операции и повороты консольного стола вокруг осей B и C.

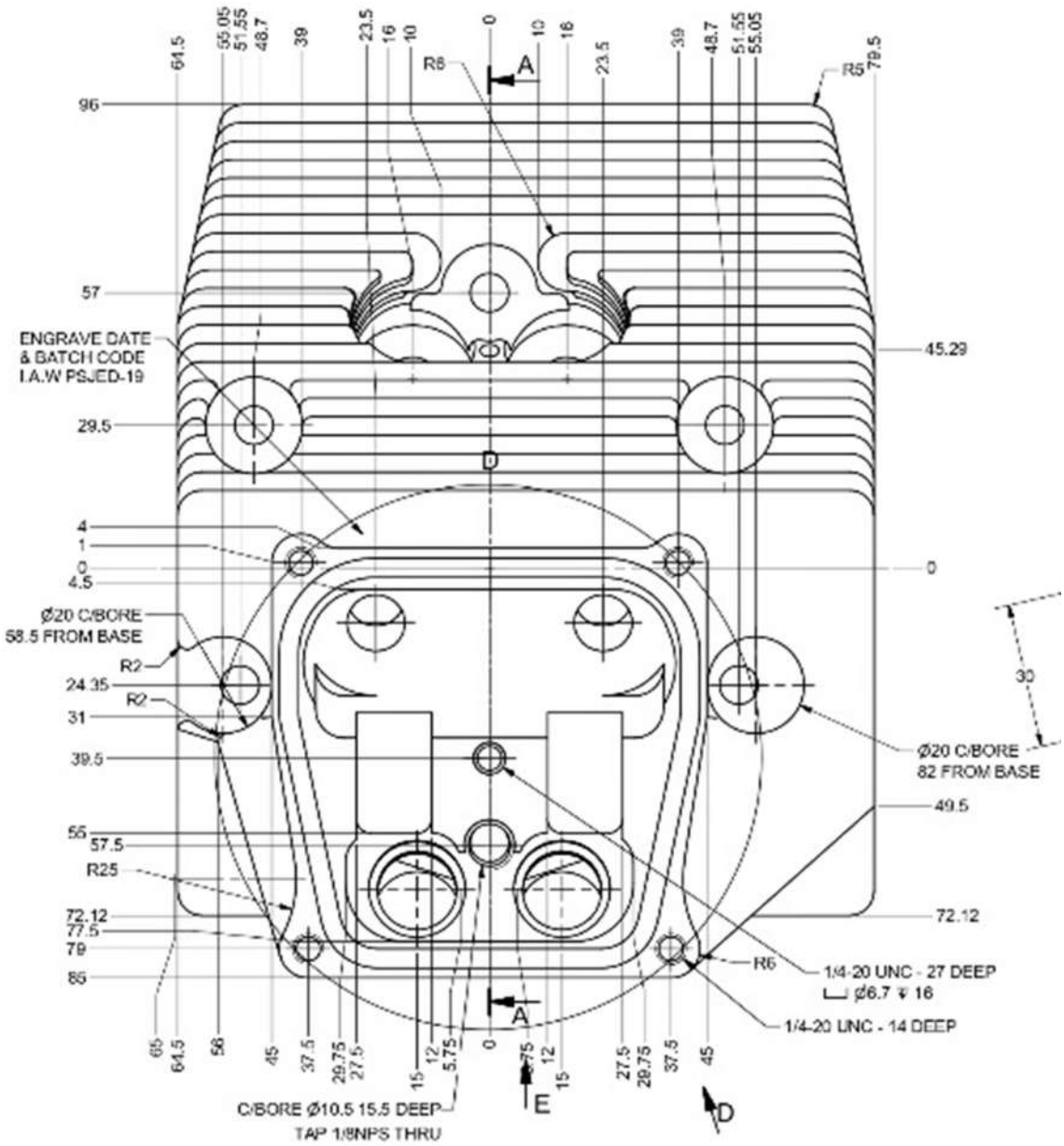


Рис. 2. Рабочий чертеж изделия

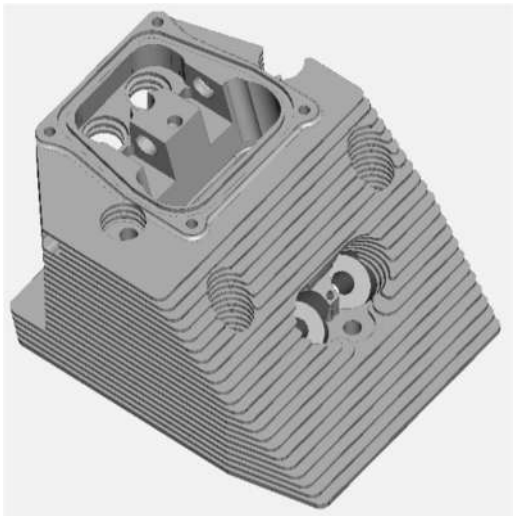


Рис. 3. 3D модель изделия

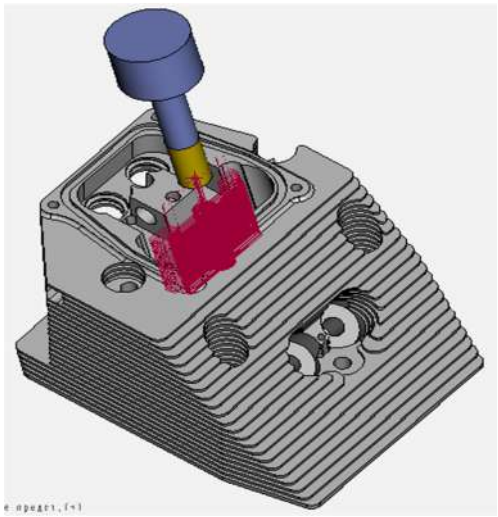


Рис. 4. Траектория движения инструмента

Каждый обрабатываемый материал имеет свои уникальные характеристики, которые сильно влияют на выбор сплава, геометрию режущего инструмента и режим резания. Все обрабатываемые материалы делятся на шесть основных групп в соответствии со стандартом ISO 513:2012, при этом каждая группа характеризуется своим уровнем обрабатываемости.

Для обеспечения качественной и точной обработки подбирается режущий инструмент, для этого используется каталог с инструментальной базой предприятия, которая включает в себя разных поставщиков с разными видами инструмента. В разработанной программе [4] производится расчет оптимальных режимов резания, их можно рассчитать как в ручном режиме, то есть задавать параметры резания из инструментального каталога, так и в автоматическом, когда в окне программы отображаются режимы уже отработанные на производстве (рис. 5). Далее, для того чтобы предотвратить зарез металла, удары инструмента, а также проверить выполненные размеры и оставленные припуска, проводится тестирование траектории с помощью пакета CGTech Vericut V7.3, в котором при завершении теста отображаются все ошибки и недочеты обработки.

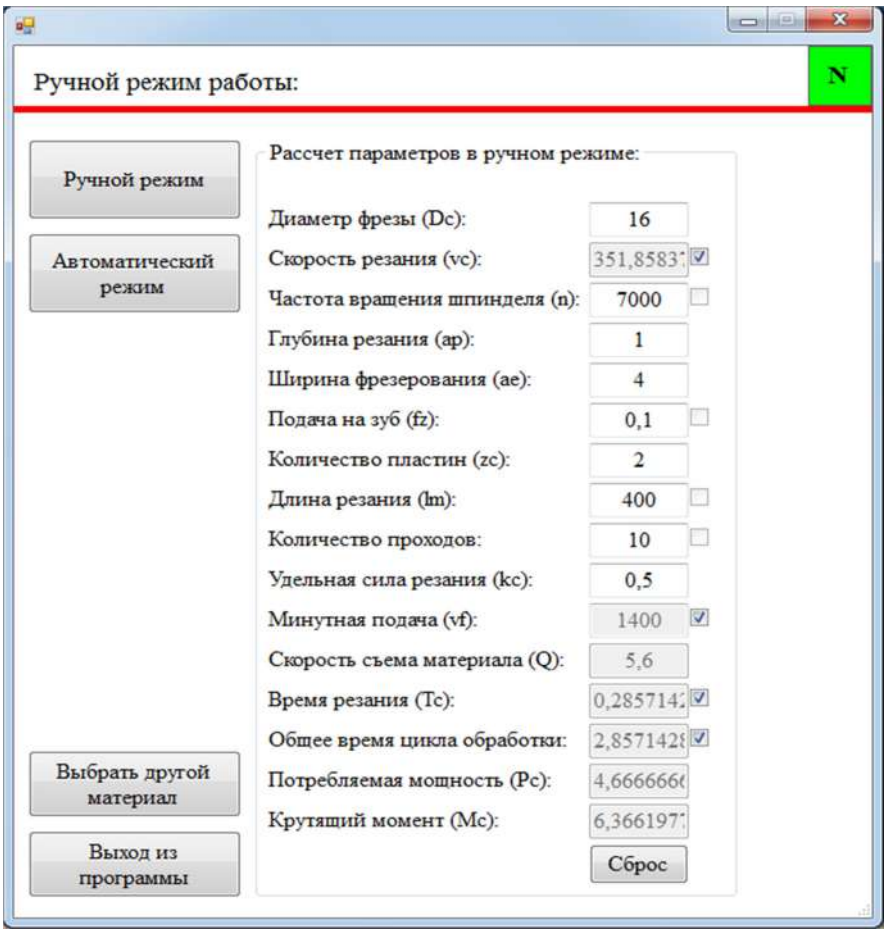


Рис. 5. Расчет оптимальных режимов резания

На этом же этапе траектория движения инструмента, созданная в CAM-системе Creo Parametric 2.0, с помощью постпроцессора переводится на машинный язык, то есть создается управляющая программа с заданными параметрами и под конкретный станок с ЧПУ.

3. Внедрение. Данный этап можно разделить на 3 части. Первая часть включает в себя измерение заготовки и поиск нулевой точки, которая задается во время написания управляющей программы. Для измерения заготовки также требуется программа, которая написана с помощью станочного языка программирования Sinumerik 840D, в ней описываются все перемещения инструмента, согласно 3D модели, все полученные размеры и параметры выносятся в отдельную таблицу, если начальные условия совпадают с полученными, то можно переходить к поиску нулевой точки. При поиске также используется вызванный измерительный прибор. Вторая часть – это отработка управляющей программы. Третья часть – это контрольно-измерительный процесс, в котором с помощью Renishaw и программы написанной на Sinumerik 840D производятся замеры выполненных размеров, если величина попадает в поле допуска, то индикатор загорается зеленым цветом, а если нет красным.

Разработанные программы для ЭВМ проходят тестирование на производственном предприятии ООО «Авиа».

Источники

1. Копылов Ю.Р. Основы компьютерных цифровых технологий машиностроения: учебник [Электронный ресурс]. СПб.: Лань, 2019. 496 с. URL: https://e.lanbook.com/book/125736 (дата обращения: 24.05.2019).

2. Звонцов И.Ф., Иванов К.М., Серебреницкий П.П. Разработка управляющих программ для оборудования с ЧПУ: учеб. пособие [Электронный ресурс]. 2-е изд., стер. СПб.: Лань, 2018. 588 с. URL: https:// e.lanbook.com/ book/107059 (дата обращения: 24.05.2019).

3. Оптимизация режимов обработки для станков с числовым программным управлением: свид. о гос. рег. программы для ЭВМ 2018611887 Рос. Федерация № 2917663087; заявл.15.12.17; опубл. 08.02.18.

4. Моделирование режимов резания для разных групп обрабатываемого материала: свид. о гос. рег. программы для ЭВМ 2019618093 Рос. Федерация № 2019615514; заявл.17.05.19; опубл. 26.06.19.

УДК 621.316.1

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Н.Г. Егорова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
Nadyaegorova1997@mail.ru

В статье определены основные причины снижения энергоэффективности, направления по повышению энергоэффективности, предложено использование современных цифровых технологий для увеличения энергоэффективности при передаче электрической энергии.

Ключевые слова: энергоэффективность, электроэнергия, электрические сети, способы снижения потерь, мероприятия по повышению энергоэффективности, цифровая трансформация сети.

Передача электроэнергии осуществляется посредством электрических сетей, в состав которых входят трансформаторы, линии электропередачи и распределительные устройства. В каждом из этих элементов происходят потери.

Фактическое потребление электроэнергии в Российской Федерации в 2018 г. составило 1076,2 млрд кВт·ч (по данным ЕЭС России – 1 055,6 млрд кВт·ч), что выше факта 2017 г. на 1,6 % (по данным ЕЭС России – на 1,5 %). Увеличение потребления электроэнергии влечет за собой повышение потерь при ее передаче и распределении, а также увеличение износа оборудования.

Износ электрических сетей

U, кВ	35–110	6–10	0,38
L, тыс. км	60	560	510

Износ воздушных и кабельных линий 0,38–220 кВ составил 2,35 млн км. Износ подстанций с общей установленной электрической мощностью 423 млн кВА составил: для напряжения 35–220 кВ – 17 тыс. единиц; для напряжения 6 – 35/0,4 кВ – более 500 тыс. единиц (см. таблицу).

Особенностями электроэнергетики России, приводящими к снижению ее эффективности, являются:

– протяженная инфраструктура;

– низкая плотность потребления электроэнергии;

– большая доля промышленной нагрузки;

– ухудшение состояния российского энергетического машиностроения, электротехнической промышленности и инжиниринга;

– большой парк физически и морально устаревшего оборудования.

Основные технические мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электросетевом хозяйстве должны быть направлены на снижение потерь электроэнергии и совершенствование системы коммерческого и технического учёта электроэнергии в электрических сетях и у потребителей. Для этого необходимо выполнение крупномасштабных работ по реконструкции электрических сетей с целью повышения их надёжности и эффективности. Использование концепции цифровой трансформации позволит решить ряд таких задач, а именно повысить надежность, качество, доступность оказания услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению потребителей, сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электроэнергии между субъектами электроэнергетики, а также развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг.

Цифровая трансформация сети – оптимизация и изменение логики технологического процесса в результате внедрения цифровых технологий на основании анализа больших данных. С ее помощью возможно автоматическое централизованное управление сетью для сокращения расходов на ее эксплуатацию, повышение надежности работы, а также использование интеллектуального коммерческого учета электроэнергии для сокращения затрат на энергию

Основными направлениями по повышению энергоэффективности являются:

– внедрение Государственной информационной системы ТЭК;

– реализация решений, связанных с цифровизацией отрасли в целом и внедрением системы интеллектуального учета энергоресурсов;

– модернизация объектов энергетики;

– повышение требований к качеству персонала.

Внедрение цифровых технологий в электросетевом комплексе откроет для отрасли новые возможности, в том числе: развитие рынка услуг хранения электроэнергии и сетевого резерва, предоставление сетевой инфраструктуры в качестве инновационного полигона, управление данными и продажи данных заинтересованным сторонам, предоставление доступа к технологиям фабрики данных другим участникам рынка, а также повышение эффективности сетевого комплекса и электроэнергетики в целом.

1. Внедрение системы мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ).

СМЗУ позволяет осуществлять управление электроэнергетическим режимом с максимальным использованием пропускной способности сети в текущих схемнорежимных и режимно-балансовых условиях функционирования энергосистемы. Сейчас СМЗУ используется на шести контролируемых сетевых сечениях в ОЭС Сибири, на двух – в ОЭС Юга, на трех контролируемых в ОЭС Северо-Запада и на одном – в Кольской энергосистеме. В 2018 г. в опытную эксплуатацию введены СМЗУ в Крымской энергосистеме, ОЭС Урала, в Тюменской энергосистеме и в ОЭС Восток. Планируется установка СМЗУ к 2020 г. в ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги. Максимальная эффективность СМЗУ, применимая в ОЭС Сибири КС «Назаровское» по увеличению использования пропускной способности, составила 800 МВт, а в ОЭС Юга КС «Восток» составила 500 МВт.

2. Внедрение СМПР.

Благодаря СМПР возможно расследование нарушений, прогноз режимов, визуализация и верификация моделей, что повысит надежность энергосистемы через минимизацию рисков возникновения и разрастания аварий, снизит время отключений, позволяющее существенно сократить убытки. В целом применение СМПР позволит увеличить КПД всей энергосистемы. Всего по состоянию на 31.12.2018 г. в ЕЭС России установлено 66 КСВД и 715 УСВИ на 101 энергообъекте.

3. Применение «умных счетчиков».

Интеллектуальные счетчики определяют показатели потребления электроэнергии более детально, чем обычные. Благодаря новым технологиям данные «умного» счетчика становятся доступны в электронной форме, и все показания можно снимать удаленно с помощью специального устройства сбора данных. Более того, в «личном кабинете» сам потребитель сможет выбрать выгодный для него тариф в зависимости от потребности в энергии. Умные счетчики электроэнергии позволят снизить ее хищение и потери на 10–30 %.

Задача перевода экономики России на энергосберегающий и энергоэффективный путь развития и снижения энергоёмкости ВВП к 2020 г. на 40 % (к уровню 2010 г.) не может быть решена без широкого использования всего комплекса институциональных, технических, управленческих и иных мер, стимулирующих энергоэффективность и энергосбережение в электроэнергетике и экономике в целом. Поэтому необходимо рассматривать совершенствования нормативно-технической базы на всех уровнях развития энергетики. Поэтому внедрение систем интеллектуального учета, ускоренная цифровизация сетевого комплекса откроют пути для снижения или, как минимум, сдерживания общего роста нагрузки на потребителей.

Источники

1. Шойимова С.П. Потери электроэнергии и способы борьбы с ними // Молодой ученый. 2015. № 23. С. 278–280.

2. Повышение энергетической эффективности электрических сетей [Электронный ресурс]. URL: http://www.sro-o.ru/news/1101 (дата обращения: 17.04.2019).

3. Рязанова Г.Н., Никонова И.О., Прокопьева А.Ю. Энергосбережение в России: задачи и пути их решения // Региональное развитие. 2015. № 7. 3 с.

4. Повышение энергоэффективности и энергосбережения при производстве и передаче электроэнергии [Электронный ресурс]. URL: https://www.ruscable.ru/article/Povyshenie_energoeffektivnosti_i/ (дата обращения: 17.04.2019).

5. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс] / Гостинформ: справочник государственных стандартов. URL: https://gostinform.ru/?id_rubric=proektirovanie-i-stroitelstvo-obektov-energeticheskogo-kompleksa &id_object=55232 (дата обращения: 17.04.2019).

6. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]. 7-е изд. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

УДК 004.3; 004.8; 621.377.6

БОЛЬШИЕ ВЫЗОВЫ ДЛЯ НАНОНАУКИ И НАНОТЕХНОЛОГИЙ В ЭЛЕКТРОНИКЕ

А.Х. Ибрагим[1], Е.Ю. Сергеева[2], А.Г. Логачева[3]
[1]ФГБОУ ВО «ТюмГУ», г. Тюмень
[2]ФГБОУ ВО Чувашская ГСХА, г. Чебоксары
[3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]abdulla.ybragim@mail.ru, [2]gerasim1994@mail.ru, [3]logacheva.alla@yandex.ru

Наноэлектроника дает ответы на многие вопросы о том, как уже сегодня мы можем расширить возможности электронных устройств, применяемых во всех сферах промышленности, в том числе и в электроэнергетической отрасли. Нанотехнологии стали использоваться практически в каждом элементе электронных устройств, уменьшая их габариты и энергопотребление, а также увеличивая быстроту реагирования. Одним из наиболее распространенных видом электронных компонентов являются транзисторы. Они используются как электронные ключи для управления потоками информации и энергии. В статье представлен обзор достижений нанонауки в области создания электронных ключей и описаны перспективы, которые открываются с внедрением таких элементов.

Ключевые слова: нанотрубки, транзисторы, межкомпонентные соединения, ячейки памяти

Нанотехнологии внесли значительный вклад в развитие компьютерных технологий и электроники, что привело к созданию более быстрых систем меньших размеров, которые могут управлять и хранить все больше информации. Такие приложения включают в себя транзисторы и другие переключающие устройства, выполняющие сложные вычисления. Они уменьшились в размерах за счёт уменьшения электронных дыр.

За последние десять лет исследования в области гибкой электроники значительно выросли. Исследователи по всему миру разрабатывают широкий спектр гибких систем, включая дисплеи [1, 2], датчики [3–5], RFID-метки [6, 7] и другие подобные устройства [8]. Инновации в материалах стали ключом к увеличению успеха в этой области исследований в последние годы [9]. Транзисторы, межкомпонентные соединения, ячейки памяти, пассивные компоненты и другие устройства – ко всем ним предъявляются особые требования в части материальной базы, чтобы гибкая электроника стала реальностью. Было обнаружено, что наноматериалы различных видов представляют собой чрезвычайно мощный инструмент в части реализации этих требования. Так, наночастицы [10], нанотрубки, нанопроволоки [3, 11] и инженерные органические молекулы [12, 13] делают возможным создание высокоэффективных полупроводников, диэлектриков и проводников для гибкой электроники.

Транзисторы – основные переключатели, которые обеспечивают все современные вычисления. На рубеже веков типичный транзистор имел размеры от 130 до 250 нм. В 2014 г. компания Intel создала 14-нанометровый транзистор, затем в 2015 г. компания IBM создала первый 7-нанометровый транзистор, а в 2016 г. Национальная лаборатория им. Лоуренса Беркли продемонстрировала одно-нанометровый транзистор. Меньшие, более быстрые и лучшие транзисторы могут означать, что скоро вся память привычного для нас сегодня персонального компьютера может быть сохранена на одном крошечном чипе. Это будет крошечное вычислительное устройство, состоящее из сотен тысяч и миллионов микроскопических электронных схем, нанесенных на поверхность миниатюрного кремниевого кристалла. Его возможности определяются размером этого кристалла и количеством реализованных в нем транзисторов-переключателей.

Используя магниторезистивную оперативную память (*magnetoresistive random-access memory – MRAM*), компьютеры смогут «загружаться» практически мгновенно. MRAM обеспечивается магнитными туннельными переходами нанометрового масштаба и может быстро и эффективно сохранять данные во время выключения системы или включать функции возобновления работы, воспроизведения.

В настоящее время на рынке можно найти дисплеи и телевизоры сверхвысокой четкости, в которых используются квантовые точки для получения более ярких цветов, при этом энергоэффективность таких экранов выше аналогов. Техасский университет Далласа разработал эффективные транзисторы, нанопровода которых имеют длину от 3до 5 нм, имеющих высокую подвижность дырок, большую плотность тока и низкий ток утечки.

Учёные предполагают, что такие наноразработки в производстве транзисторов будут особенно востребованы в электрических и электронных приложениях. Помимо полупроводниковых диодов и ныне разработанных полевых транзисторов существуют точечные и плоскостные, основой которых является пластинка монокристалла Германия или кремния площадью от 2 до 4 мм^2 и толщиной около 0,1 мм, слегка обогащенная донорной или акцепторной примесью.

В кристалле транзистора три области: эмиттер, база и коллектор, в которых выделяют эмиттерный и коллекторный переходы. Проводимость базы может быть электронной и дырочной, в зависимости от этого их выделяют: *p-n-p* и *n-p-n*.

Раньше транзисторы, резисторы, конденсаторы и другие детали размещались на платах отдельно, поэтому их со временем решили объединить в один монолитный кристалл из полупроводникового материала. Сущность изготовления таких кристаллов заключается в том, что на полупроводник с электронной проводимостью наносят две капли расплавленного индия разной массы. Индий, диффундируя, образует области с дырочной проводимостью с обеих сторон кристалла. Получающийся элемент с обозначением областей *p* и *n* показан на рисунке.

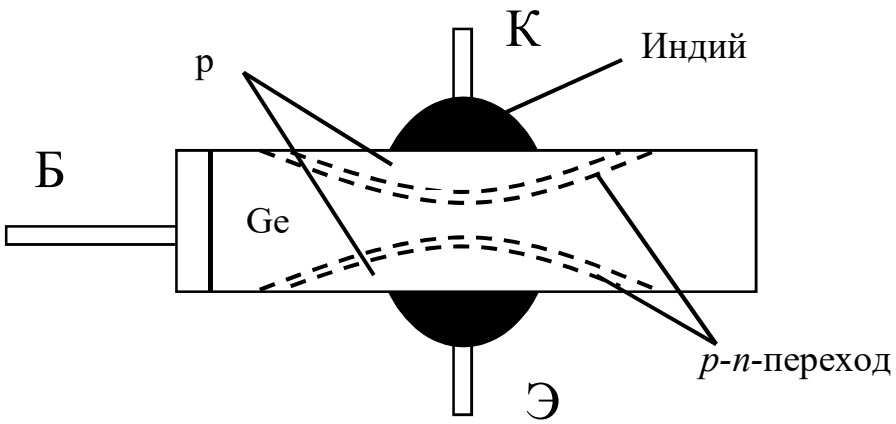


Схема устройства полупроводникового кристалла транзистора

Одной из разновидностей твердотельной полупроводниковой энергонезависимой памяти является флеш-память. Благодаря своей компактности, дешевизне и отсутствию потребности в энергии флеш-память используется в портативных устройствах, работающих на батарейках и аккумуляторах, но они достаточно просты, поскольку состоят из одного транзистора.

Таким образом, наноматериалы обеспечивают высокую степень гибкости создаваемых систем с точки зрения их габаритов, производительности, технологичности решения и требований к температуре обработки, что делает их очень привлекательными в качестве строительных блоков для гибких электронных систем. Компоненты таких систем представляют собой одно из самых крупных коммерчески производимых семейств наноматериалов сегодня. Наночастицы и технологии нанопроизводства в дальнейшем будут оказывать сильное влияние на передачу энергии, разработку и эксплуатацию энергосистем.

Источники

1. Flexible active-matrix displays and shift registers based on solution-processed organic transistors / Gerwin H. Gelinck [et al.] // Nature Mater. 2004. Vol. 3. Pp. 106–110.

2. All-organic active matrix flexible display / Zhou L. [et al.] // Applied Physics Letters. 2006. Vol. 88, Is. 8.

3. Large-scale, heterogeneous integration of nanowire arrays for image sensor circuitry / Zhiyong Fan [et al.] // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2008. Vol. 105, Is. 32.

4. Organic nonvolatile memory transistors for flexible sensor arrays / T. Sekitani [et al.] // Science. 2009. Vol. 326, Is. 5959. Pp. 1516–1519.

5. Highly sensitive flexible pressure sensors with microstructured rubber dielectric layers / Stefan C. B. Mannsfeld's [et al.] // Nature Mater. 2010. Vol. 9, Is. 10. Pp. 859–864.

6. Progress toward development of all-printed RFID tags: materials, processes, and devices / V. Subramanian [et al.] // Proc. of the IEEE. 2005. Vol. 93, Is. 7. Pp. 1330–1338.

7. All-printed and roll-to-roll-printable 13.56-MHz-operated 1-bit RF tag on plastic foils / M. Jung [et al.] // IEEE Transactions on Electron Devices. Vol. 57, Is. 3. Pp. 571–580.

8. Epidermal electronics / D.-H. Kim [et al.] // Science. 2011. Vol. 333, Is. 6044. Pp. 838–843.

9. Wagner S. and Bauer S. Materials for stretchable electronics // MRS Bulletin. 2012. Vol. 37. Pp. 207–212.

10. Grouchko M., Kamyshny A. and Magdassi S. Formation of air-stable copper-silver core-shell nanoparticles for inkjet printing // Journal of Materials Chemistry. 2009. Vol. 19. Pp. 3057–3062.

11. Nanowire active-matrix circuitry for low-voltage macroscale artificial skin / K. Takei [et al.] // Nature Mater. 2010. Vol. 9. Pp. 821–826.

12. Flexible organic transistors and circuits with extreme bending stability / T. Sekitani [et al.] // Nature Mater. 2010. Vol. 9. Pp. 1015–1022.

УДК 004.042

ОТКРЫТЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ КАК ИСТОЧНИК ДЛЯ ПОИСКА ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ

А.А. Карташова[1], Б.И. Камалиев
Ассоциация НП «КИТПК» (Иннокам), г. Казань
[1]kitpk@list.ru

В статье предложена модель организации поиска инновационных решений для компаний на основе открытых инноваций. Наравне с существующими моделями работы с научно-техническими проектами представляется актуальным работа с общедоступными открытыми реестрами, такими как Российский центр открытых инноваций «Инноскоп». Обращение к подобным ресурсам несет практическую и образовательную ценность для участников процесса разработки и поиска технологий. Описан опыт мероприятий Камского инновационного территориально-производственного кластера «Иннокам» по управлению инновационными решениями на стыке отраслей.

Ключевые слова: кластер, трансфер технологий, кооперации, цифровизация, портал, платформа, инновации, коммуникация, технология, инжиниринг.

Укрепление кооперационных связей между участниками из бизнеса, государства и науки является одной из основ создания кластеров согласно теории тройной спирали. В этой связи развитие организационных механизмов выстраивания инновационной деятельности выходит на качественно новый уровень. Особое внимание этому уделяется в инновационных кластерах нашей страны.

В настоящее время в России действуют 12 инновационных территориальных кластеров, крупнейшим из которых является Камский инновационный территориально-производственный кластер «Иннокам» [1].

Важное преимущество кластерной работы состоит в обеспечении синергетического эффекта за счет взаимодействия организаций различного профиля. Так в вопросах, связанных с управлением интеллектуальной собственностью, большой вклад вносит Татарстанский ЦНТИ, который также является участником кластера. Организовано взаимодействие по вопросам образовательных программ, совместных консультаций, проведения мероприятий. Логичным продолжением сотрудничества является обеспечение цифровых инструментов для пользователей из бизнеса и науки.

К настоящему моменту в кластере накоплен определенный опыт по развитию инновационных проектов участников кластера в области химии, нефтехимии и автопрома.

Например, при содействии Иннокама привлечены средства на реализацию таких крупных проектов, выполняемых двумя и более участниками кластера, как Электробус, создание роботизированных комплексов, новых видов химической продукции, а также проведения маркетинговых исследований, нацеленных на развитие инновационных решений республиканских предприятий [2].

Важным условием для активизации инновационной деятельности является предоставление площадок для диалога между научными, образовательными и промышленными организациями. Так, Ассоциация «Иннокам» совместно с партнерами принимает участие в проведении экспертных сессий, хакатонов и квестов, олимпиад, круглых столов, отборов проектов и других мероприятий [3].

Например, проведение региональных отборов проектов по программе УМНИК в Закамской зоне, а также предоставление возможности более зрелым технологическим проектам получить экспертизу и рекомендации напрямую от ведущих специалистов предприятий [4, 5].

Следующее важное направление деятельности касается патентов и интеллектуальной собственности. В 2018 г. совместно с Роспатентом на базе Ассоциации «Иннокам» был создан Центр поддержки технологий и инноваций (ЦПТИ) с точками доступа в Казани, в Набережночелнинском филиале КНИТУ-КАИ и Нижнекамском химико-технологическом институте КНИТУ. В рамках ЦПТИ осуществляется консультирование по вопросам интеллектуальной собственности, в том числе по проведению поиска в патентных базах и оформлению заявок на регистрацию прав интеллектуальной собственности, а также передача заявок в Федеральный институт промышленной собственности.

Однако, несмотря на наличие различных форматов работы, проблема выстраивания связей между сектором исследований и разработок с реальным сектором экономики остается одной из ключевых при обсуждении путей активизации инновационного процесса. Необходимость работы в данном направлении закреплена во многих документах федерального значения, в том числе и в Стратегии научно-технологического развития России [6].

Из этих противоречий органично возникает задача по формированию эффективной системы коммуникации в области науки, технологий и инноваций.

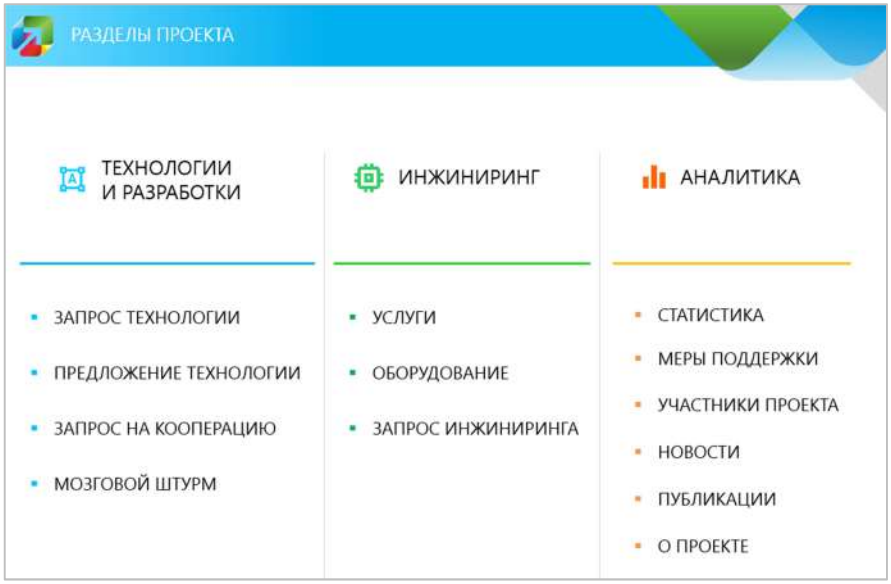
Итак, каким же образом, для чего и с какой выгодой для сторон создать среду для диалога науки и бизнеса?

Продвижение инновационного проекта при поиске заинтересованных сторон связано с преодолением большого количества барьеров, в том числе и организационного характера. Среди прочих на возможность предложить идею или найти ее существенно влияют отсутствие единой базы контактов, понимания возможностей научного сообщества и уровня спроса на технологические решения. Кроме того, немаловажную роль играют чисто технические моменты, связанные с правильным ведением деловой переписки между организациями, направлению документов по формальному признаку и не тем исполнителям. При этом желания и сил продвигать идею у инициатора остается все меньше, а времени на этот процесс затрачивается несоразмерно много.

При активном участии якорных предприятий, ВУЗов, а также инжиниринговых центров на базе Иннокама разработана концепция создания сетевого центра открытых инноваций [7].

В сентябре 2018 г. состоялся официальный запуск интернет-портала «Российский центр открытых инноваций «Инноскоп». Проект обеспечивает прямое взаимодействие между наукой и бизнесом в области внедрения инновационных технологий и разработок, а также дозагрузку оборудования ВУЗов и инжиниринговых центров [8].

Инноскоп включает каталог существующих технологий и разработок, возможность запроса технологий со стороны предприятий и поиска партнеров для совместных разработок, каталог инжинирингового оборудования и услуг с возможностью индивидуального запроса, а также проведение совместного обсуждения в рамках «мозгового штурма» с привлечением ведущих российских экспертов (см. рисунок).



Структура разделов Российского центра открытых инноваций «Инноскоп»

Уже сегодня на портале размещена крупнейшая в России база высокотехнологичного оборудования и инжиниринга, включающая более 42 тыс. единиц оборудования и около 4 тыс. услуг инжиниринга, а также представлено 11 тыс. инновационных технологий и разработок. На портале работают более 1 600 организаций из 82 регионов России, в том числе 30 организаций-участников Камского кластера.

Инноскоп позволяет напрямую взаимодействовать непосредственно с автором технологии или специалистом, отвечающим за лабораторное оборудование или оказание инжиниринговых услуг. С момента запуска портала поступило уже свыше 700 заявок на технологии, услуги и оборудование, в том числе и из стран ближнего зарубежья (Казахстан, Узбекистан, Беларусь, Молдова, Кыргызстан, Монголия), имеется ряд положительных примеров по межвузовскому взаимодействию, а также размещены запросы на конкретные технологии и инжиниринг.

Представленное решение не является исчерпывающим для развития инновационной деятельности в Татарстане. Поэтому проходит активная интеграция и взаимодействие с другими цифровыми площадками и партнерами, составляющими цифровую экосистему.

В частности, сотрудничаем с площадкой «Татпатент» в части актуализации баз данных, а также обеспечения трансфера технологий и разработок региона [9]. Данная площадка – логичное продолжение работы в рамках долгосрочной целевой региональной программы «Развитие рынка интеллектуальной собственности в Республике Татарстан на 2013–2020 годы» [10]. Основная задача ресурса – контроль и мониторинг единого реестра результатов интеллектуальной деятельности Республики Татарстан с целью

повышения инвестиционной привлекательности Республики Татарстан за счет обеспечения функционирования площадки инвестиционных проектов Республики Татарстан, с помощью которой возможно наладить взаимодействие экспертов, инвесторов и авторов проекта и решить возникающие у проектов научно-технических проблем.

Кроме того, продолжается совместная работа по развитию функционала в части обучения инноваторов, организации автоматизированного поиска инвесторов, а также предоставления услуг технологического брокерства наиболее перспективным идеям.

Потенциал представленных цифровых решений может обеспечить дополнительные возможности по поиску и тиражированию разработок всем заинтересованным участникам как со стороны бизнеса, так и со стороны науки. При этом логика работы платформы автоматически дает перспективы продвижения как на региональном, федеральном, так и международном уровне. Приглашаем коллег к сотрудничеству и совместному взаимовыгодному партнерству.

Источники

1. Камский инновационный территориально-производственный кластер «ИнноКам» [Электронный ресурс]: сайт. URL: http://www.innokam.ru/ (дата обращения: 13.05.2019).

2. Карташова А.А. Опыт выстраивания эффективной системы коммуникации науки и бизнеса на примере Российского центра открытых инноваций «Инноскоп» // Россия: тенденции и перспективы развития: ежегодник / РАН. ИНИОН. Отд. науч. сотрудничества; отв. ред. В.И. Герасимов. М., 2019. Вып. 14, Ч. 1. С. 500–502

3. Карташова А.А., Шамсутдинова Л.П., Лаврова О.М. Разработка кластерных форматов работы для организации практикоориентированного обучения // Управление устойчивым развитием. 2018. № 4 (17). С. 108–111.

4. Карташова А.А., Камалиев Б.И. Модель компетенций наставника на предприятии как основа построения корпоративной системы наставничества // Вестник Кемеровского государственного университета. Политические, социологические и экономические науки. 2018. № 4. С. 80–85.

5. Карташова А.А., Бадреева А.М., Камалиев Б.И. Корпоративные системы кооперации в области управления инновациями. Российский и международный опыт // Кооперативное движение в системе развития сельских территорий: сб. науч. трудов науч.-практ. конф. 2018. С. 52–54.

6. О стратегии научно-технологического развития Российской Федерации [Электронный ресурс]: указ Президента Российской Федерации от 1 декабря 2016 г. № 642. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

7. Российский центр открытых инноваций «Инноскоп» [Электронный ресурс]. URL: https://innoscope.ru (дата обращения: 13.05.2019).

8. «Инноскоп» – доступ к инновациям России // Эксперт Татарстан. 2019. № 14-18 (62). С. 11.

9. ТатПатент: проект Министерства Экономики Республики Татарстан для поддержки авторов идей и предпринимателей [Электронный ресурс]. URL: https://patentrt.ru (дата обращения: 13.05.2019).

10. Об утверждении долгосрочной целевой программы «Развитие рынка интеллектуальной собственности в Республике Татарстан на 2013–2020 годы [Электронный ресурс]: постановление КМ РТ от 15 января 2013 г. № 11. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

УДК 621.311:681.5

ТЕНДЕНЦИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Н.Е. Касьянова[1], В.Ю. Саптиева[2], Р.Н. Мухаметжанов[3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]yahope31@yandex.ru, [2]vika.saptieva@mail.ru, [3]ruustem@yandex.ru

На сегодняшний день назрела необходимость регламентирования минимально необходимого набора функций интеллектуальных систем учета электроэнергии. Необходимо классифицировать применение средств учета электроэнергии согласно их места установки в энергосистеме. Например, чтобы построить современную автоматизированную систему диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) электроснабжением предприятий необходим «один набор» параметров, а для того, чтобы имелась возможность полноценно управлять и контролировать энергоснабжение жилого сектора – «другой набор».

Ключевые слова: электронный счетчик, учет энергии, автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), автоматизированная система диспетчерско-технологического управления (АСДТУ).

Первый счетчик электрической энергии был предназначен только для учета электроэнергии. С течением времени технологии развивались, что привело к появлению счетчиков, позволяющих замерять и другие показатели электроэнергии. Электронные технологии не находили применения в учете энергии до тех пор, пока в 1970-х гг. не появились первые аналоговые и цифровые интегральные микросхемы. Новая технология дала новый толчок к развитию электрических счетчиков. Сначала были разработаны точные стационарные счетчики, а в 1980-х гг. – гибридные счетчики,

состоящие из индукционных счетчиков и электронных тарифных единиц. Сама идея считывания показаний счетчиков на расстоянии появилась в 1960-х гг. Первоначально использовалась дистанционная импульсная передача, но постепенно вместо нее стали использовать различные протоколы и средства передачи данных.

В настоящее время счетчики с развитыми функциональными возможностями основываются на новейших электронных технологиях, с применением цифровой обработки сигналов, причем большинство функций предусмотрены встроенным программным обеспечением.

Функциональные возможности счетчика следующие. Пользователь имеет возможность снимать показания энергии по ее приращению за определенный период времени (сутки, месяц, год). Фиксация значений активной и реактивной мощности за определенный период значительно облегчает анализ работы энергетического оборудования. В любой момент можно просмотреть мгновенные показатели активного и реактивного потреблений, действующего тока, напряжения, частоты в каждой фазе.

Как и ко многим аппаратам, к электрическим счетчикам предъявляют определенные требования, основными в настоящее время в большинстве нормативной документации являются:

– соответствующий класс точности;

– на винтах, крепящих элементах кожуха счетчика, должна быть пломба с клеймом госповерителя;

– поверка счетчиков в срок;

– соблюдения температурного режима;

– соответствие параметрам сети (ток, напряжение, частота) и т. д.

В настоящее время на базе современных счетчиков решают разнообразные задачи, начиная от простого учета электроэнергии до формирования иерархических систем АСКУЭ и АСДТУ. Для разных задач используется различный функциональный набор параметров счетчика.

Основное назначение системы АСКУЭ – собрать в центрах управления все данные о потоках электроэнергии на всех уровнях напряжения и обработать полученные данные таким образом, чтобы обеспечить составление отчётов за потребленную или отпущенную электроэнергию (мощность), проанализировать и построить прогнозы по потреблению (генерации), выполнить анализ стоимостных показателей и произвести расчёты за электрическую энергию.

Для организации системы АСКУЭ необходимо:

– в точках учёта энергии установить электронные счётчики;

– цифровые сигналы передать в «сумматоры», снабженные памятью;

– создать систему связи (например, GSM связь), обеспечивающую дальнейшую передачу информации в местные (на предприятии) и на верхние уровни;

– организовать и оснастить центры обработки информации современными компьютерами и программным обеспечением.

С 1980 гг. стали создаваться комплексные автоматизированные информационно-измерительные системы, включающие в себя помимо автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), необходимой для участия на оптовом рынке электроэнергии, автоматизированную систему технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ), а также автоматизированную систему диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) электроснабжением предприятий.

Цели создания АИИС:

– снижение затрат на приобретение электроэнергии;

– получение объективных данных для расчетов технико-экономических показателей, составления балансов электроэнергии и мощности;

– повышение производительности труда персонала за счет автоматизации коммерческого учета электроэнергии (мощности), принимаемой с оптовым рынком электроэнергии и мощности передаваемой субабонентам, а также предоставление в соответствии с регламентами рынка достоверной легитимной информации заинтересованным организациям;

– повышение надежности энергоснабжения за счет внедрения АСДТУ;

– снижение непроизводственных затрат и потерь электроэнергии.

Исходя из таких разных задач, можно сделать вывод о необходимости разработки стратегии функционала электрических счетчиков в системе диспетчеризации и на локальных уровнях. Данная стратегия позволит повысить экономические показатели и снизить затраты на диспетчерское управление.

Источники

1. Многотарифные счетчики [Электронный ресурс]. URL: https://amperof.ru/elektroenergia/schetchik/mnogotari (дата обращения: 03.05.2019).

2. Ржанников К.Г. Системы учета электроэнергии и диспетчеризации современных предприятий нефтепереработки России [Электронный ресурс] // Отраслевой научно-технический журнал «ИСУП». 2013. № 5 (47). Режим доступа: https://isup.ru/articles/18/5228/ (дата обращения: 03.05.2019).

3. Ерёмина М.А. Развитие автоматизированных систем коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ) [Электронный ресурс] // Молодой ученый. 2015. № 3. С. 135–138. URL: https://moluch.ru/archive/83/15320/ (дата обращения: 03.05.2019).

4. Воздвиженская А. Учет выйдет в свет [Электронный ресурс] // Российской газеты. 2019. № 11 (7769). URL: https://rg.ru/2019/01/20/opublikovany-trebovaniia-k-umnym-schetchikam-dlia-obiazatelnoj-ustanovki.html (дата обращения: 03.05.2019).

УДК 004.9

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРАМЕТРИЗАЦИИ AUTODESK INVENTOR И СРЕДЫ ILOGIC В ПРОИЗВОДСТВЕ

К.В. Николаев[1], Д.В. Хамитова[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
mr.nikolaev.2000@mail.ru

В статье представлен алгоритм создания электронной модели изделия электрического удлинителя от Российской компании электротехнического оборудования ООО «Элид». На примере данного удлинителя рассмотрены особенности параметризации в среде iLogic программного комплекса Autodesk Inventor Pro 2019.

Ключевые слова: Autodesk Inventor, параметрическое проектирование, iLogic, электронная модель изделия (ЭМИ), цифровые технологии, удлинитель.

С наступлением двадцать первого столетия цифровые технологии шагнули далеко вперёд. Сейчас они помогают людям почти во всех сферах деятельности. Стоит отметить, что цифровые технологии служат «трамплином» в развитии промышленности всего мира.

В настоящее время существует масса способов и инструментов по увеличению производительности труда и уменьшению себестоимости продукта. В данной работе мы рассматриваем один из способов – это использование САПР-программ, а именно Inventor Pro 2019 – продукт компании Autodesk [1]. Само по себе использование такого рода программ помогает создать ЭМИ и заранее рассмотреть готовый продукт. Используя виртуальную модель, можно проанализировать изделие и сразу исправить выявленные недостатки, тем самым появляется возможность избежать дополнительных затрат на сырьё и прочие ресурсы, необходимые для изготовления прототипов. Но мы не ограничиваемся использованием базиса таких программ и рассматриваем среду параметрического проектирования iLogic в Autodesk

Inventor [2]. Параметризация очень удобна для проектирования разных модификаций одного изделия. Рассмотрим свойства параметризации и продемонстрируем её преимущества на примере ЭМИ удлинителя фирмы ООО «Элид» (рис. 1).



Рис. 1. Удлинитель фирмы ООО «Элид»

Сначала создаём ЭМИ всех деталей, из которых состоит удлинитель по их реальным размерам. На рис. 2 изображена модель нижней крышки удлинителя.

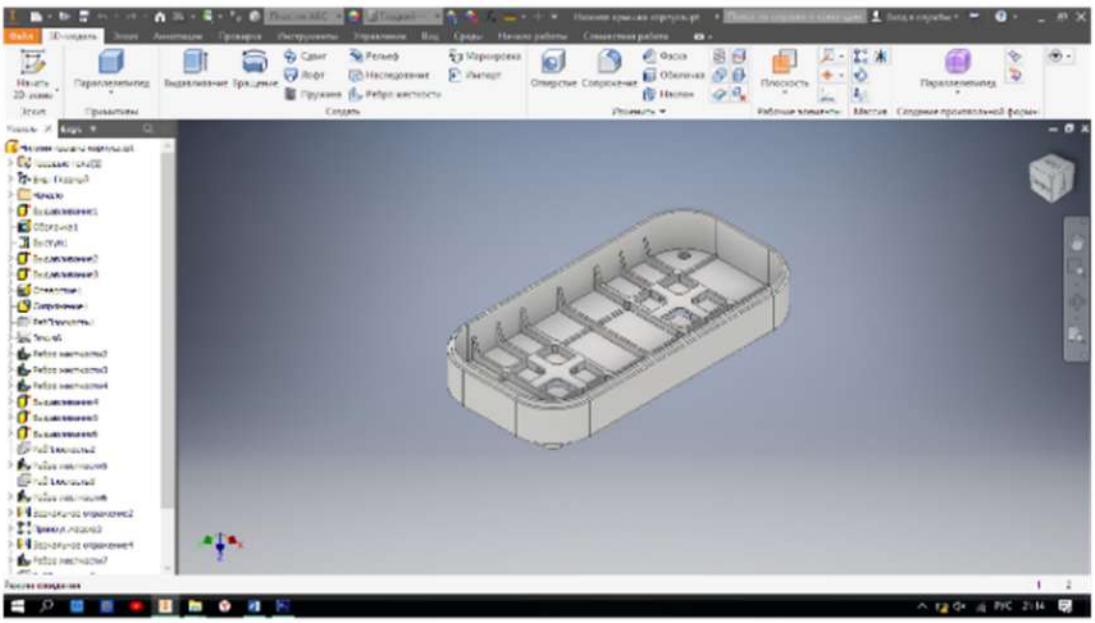


Рис. 2. Нижняя крышка удлинителя

Далее создадим такую параметрическую ЭМИ удлинителя, чтобы в ней можно было менять параметр «*n*» – это количество розеток в удлинителе. Используя инструмент «*Параметры*», значения некоторых точно заданных размеров нужно заменить переменными так, как это показано на рис. 3. В результате эти переменные будут меняться по заданным правилам.

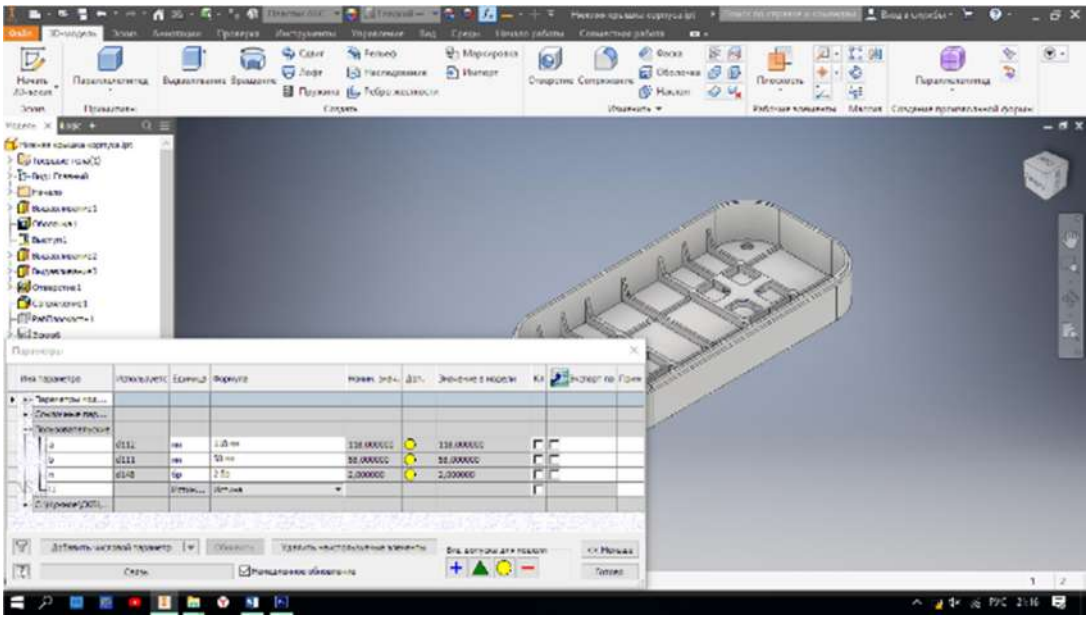


Рис. 3. Создание переменных

Меняя параметр «*n*» необходимо вносить определённые изменения в конструкцию корпуса удлинителя:

– количество розеток на верхней крышке;

– длину корпуса удлинителя;

– количество рёбер жёсткости на нижней крышке и равномерно размещать их по всей длине корпуса.

Теперь переходим непосредственно к параметризации. В среде iLogic создадим правила, по которым будут вноситься изменения в соответствии с вышепредставленными пунктами. На рис. 4 и 5 продемонстрированы примеры записи правил.

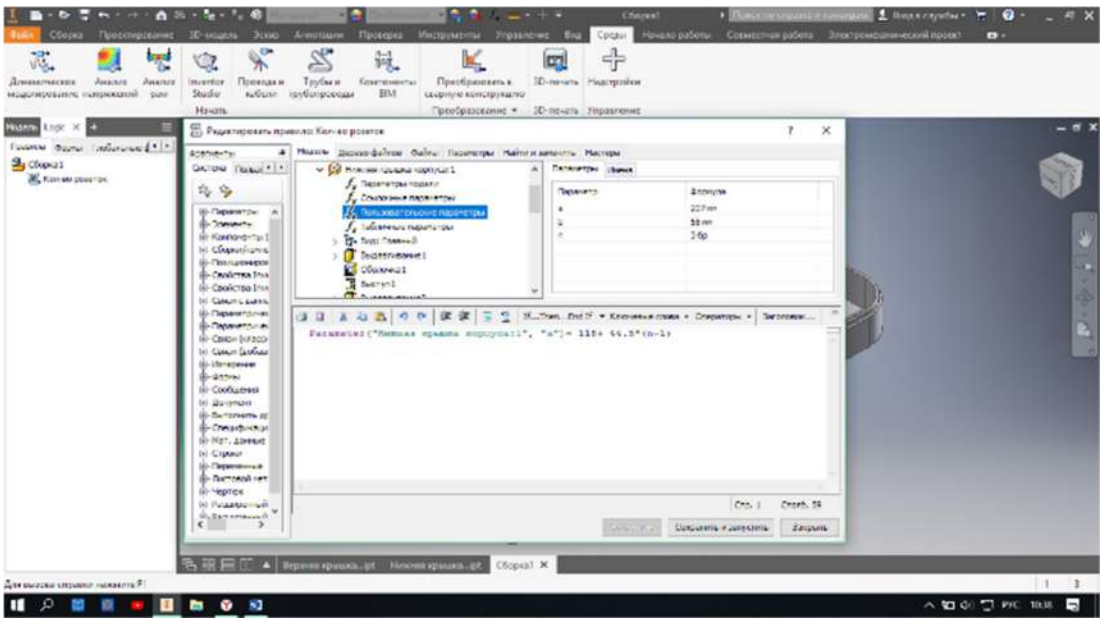


Рис. 4. Правило для изменения длины нижней крышки удлинителя

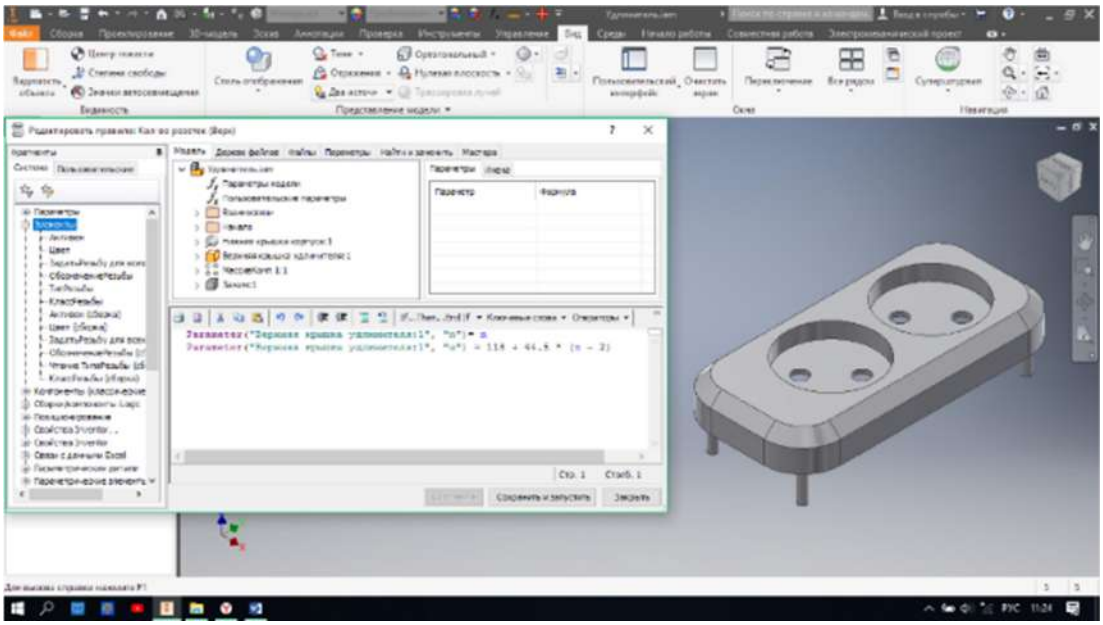


Рис. 5. Правило в среде iLogic для верхней крышки удлинителя

Создаём модель держателя контактных пластин по размерам реальной детали.

Помещаем модель держателя контактных пластин в сборку и через команду «*Прямоугольный массив*» задаём значение переменной «*n*» (рис. 6, 7).

В итоге первоначальная параметрическая сборка готова.

Для быстрого изменения необходимых параметров в iLogic используют *формы*. *Форма* – это удобное диалоговое окно, которое нужно для управления параметрами модели. Необходимо создать форму (рис. 8) для изменения количества розеток.

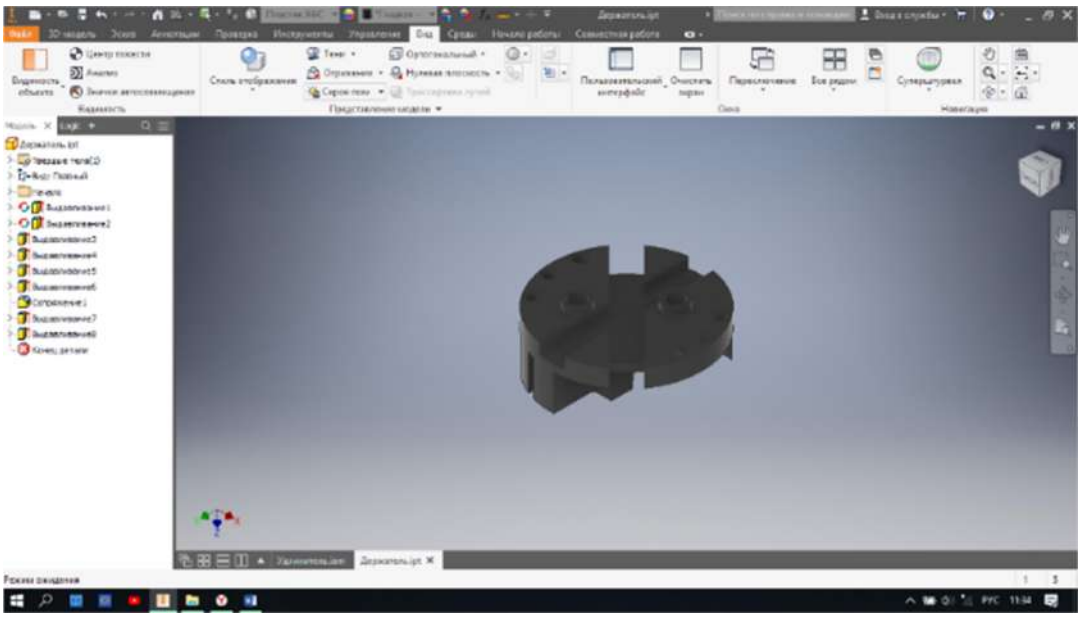


Рис. 6. Модель держателя контактных пластин

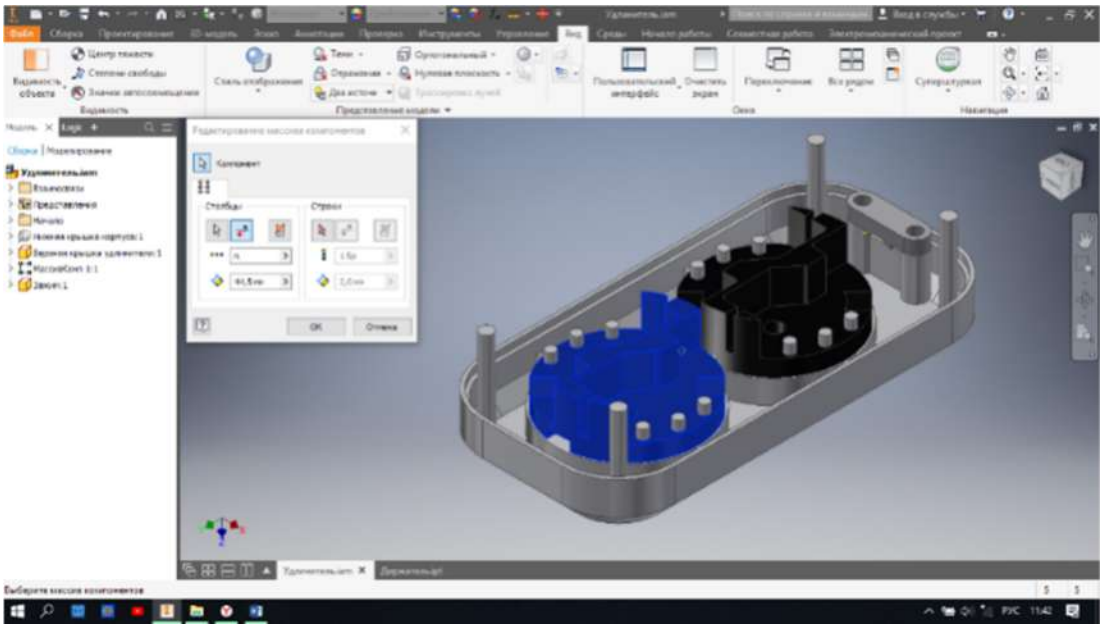


Рис. 7. Держатели в сборке

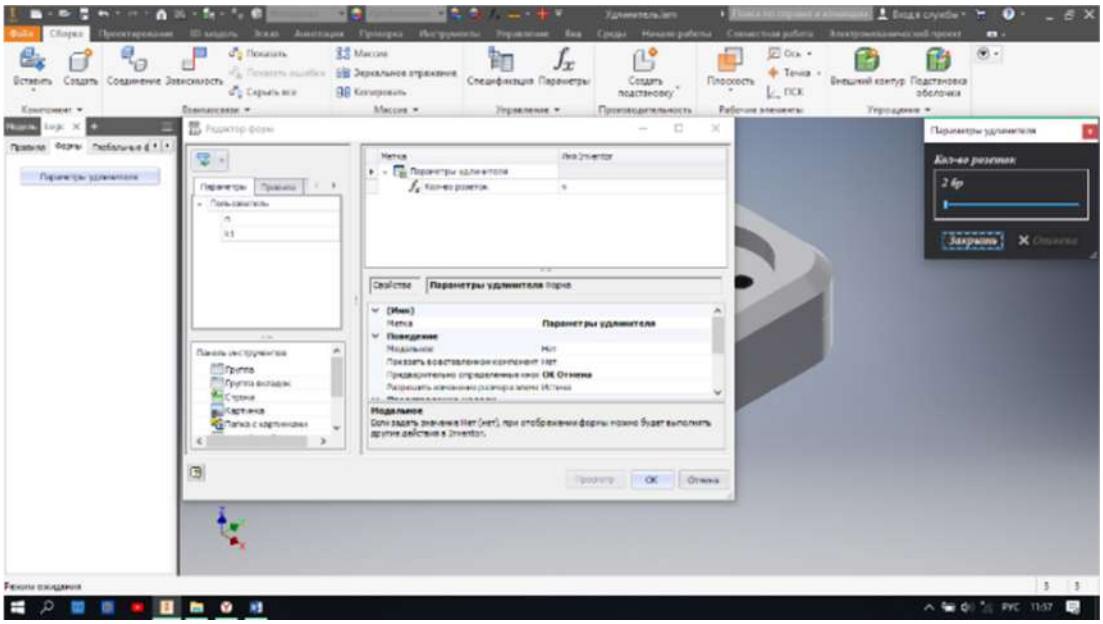


Рис. 8. Создание формы

По аналогии с вышепроделанными действиями, мы можем создать ещё несколько модификаций удлинителя, например модификации с кнопкой и заземлением. Отличием от ранее проделанных действий будет только то, что теперь для параметризации нам необходима логическая переменная.

Таким образом, при помощи параметризации мы получили 16 модификаций из одной ЭМИ (рис. 9).

Если бы мы создавали каждую модификацию отдельно, нам пришлось бы затратить гораздо больше времени. А время – это один из самых важнейших ресурсов производства.

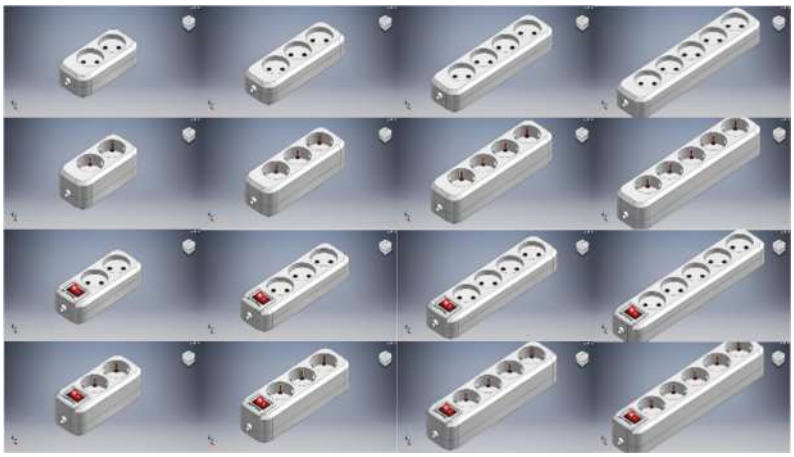


Рис. 9. Модификации удлинителя

В результате можно утверждать, что САПР-программы скоро будут использоваться в промышленности на этапе проектирования изделия повсеместно.

Источники

1. Хамитова Д.В., Николаев К.В. Инженерное геометрическое моделирование – внедрение в жизнь // КОГРАФ – 2018: сб. матер. 29-й Всерос. науч.-практ. конф. по графическим информационным технологиям и системам. Н. Новгород, 2019. С. 200–204.

2. Николаев К.В., Хамитова Д.В. Использование параметризации в проектировании трехмерных электронных моделей // Всерос. конкурс науч. работ «Лобачевский –2019»: сб. тез. Открытого конкурса науч. работ среди обучающихся на соискание премии им. Н.И. Лобачевского / Лига студ. РТ, Министерство по делам молодежи, спорту и туризму РТ; сост. Г. Н. Исламова; под ред. В.Е. Туманина. Казань, 2019. С. 212–213.

УДК 338.2:004.9

ПЕРСПЕКТИВЫ «ЦИФРОВОГО» РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН В КОНТЕКСТЕ СОСТОЯНИЯ «ЦИФРОВИЗАЦИИ» ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

О.В. Пелевин
ФГБОУ ВО «КНИТУ», г. Казань
Oleg.Pelevin@tatar.ru

Высокий уровень цифровизации в современном мире – синоним конкурентоспособности и перспективности компаний, отраслей и национальныхэкономик. Цифровизация проникает во все сферы жизни. Цифровые технологии создают социальные лифты, стирают географические границы, позволяют жителям удаленных населенных пунктов

получить качественное образование, повысить квалификацию и найти работу, не ограничиваясь возможностями, существующими на местах. Республика Татарстан устойчиво находится в числе лидеров российских регионов по показателям развития информационной инфраструктуры и использования информационных технологий в государственных услугах и частном секторе, имеет имидж передового региона, генерирующего и воплощающего флагманские, опережающие проекты развития – от Всемирной Универсиады до мировых чемпионатов World Skills и других мероприятий международного класса. Город Иннополис уже оформился в качестве всероссийской точки концентрации компетенций и интеллектуального капитала в сфере ИТ и связи; кадровую подпитку индустрии ИТ и связи обеспечивает республиканская система образования. Опыт проектов по развитию электронного правительства в масштабах республики, включая создание системы ЭДО в 2009 г., доказывает способность региона к реализации опережающих государственных инициатив в области информатизации даже по отношению к Москве и другим передовым регионам РФ.

Ключевые слова: цифровая Россия, цифровой Татарстан, большие массивы данных, блокчейн, цифровизация.

В Программе «Цифровая экономика Российской Федерации», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 июля 2017 г. № 1632-р «Об утверждении программы «Цифровая экономика Российской Федерации», выделено пять направлений развития:

1. Нормативное регулирование.
2. Кадры и образование.
3. Формирование исследовательских компетенций и технических заделов.
4. Информационная инфраструктура.
5. Информационная безопасность.

Во исполнение поручения Президента Республики Татарстан от 5 июля 2018 г. № вн-5200-МР при участии автора с целью выявления уровня цифровизации предприятий региона была разработана и направлена в адрес промышленных предприятий республики анкета. Ответы поступили от 52 предприятий (рис. 1).

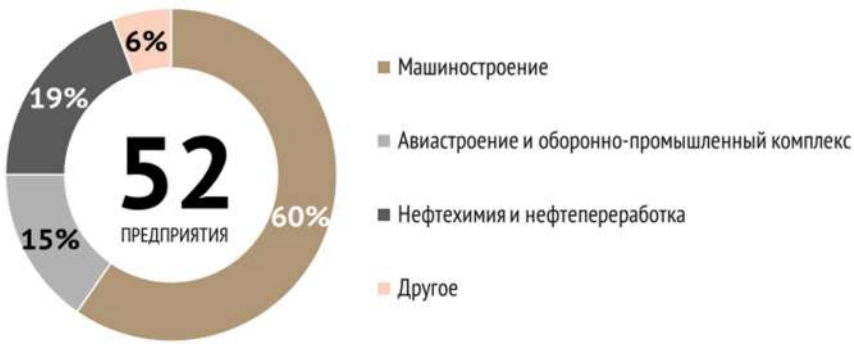


Рис. 1. Распределение респондентов по отраслям

Анализ результатов проведенного анкетирования по сравнению с результатами предыдущего опроса (август – сентябрь 2018 года) показывает, что активность предприятий промышленности по внедрению инструментов цифровизации как в управлении производством, так и в управлении предприятием в целом растет.

Наличие цифровых автоматизированных линий подтвердили 35 % опрошенных (рис. 2).

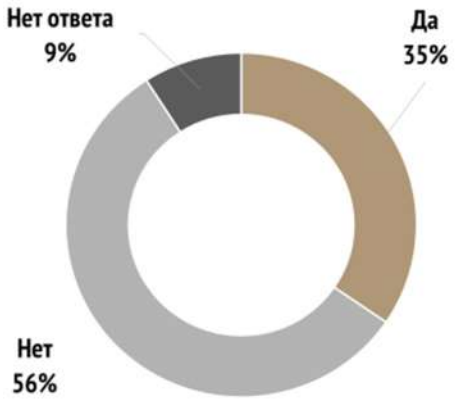


Рис. 2. Наличие цифровых автоматизированных линий

Основные функциональные области внедряемых ИТ-решений (рис. 3): управление предприятием (65 %), подготовка производства (63 %), управление производством (63 %).

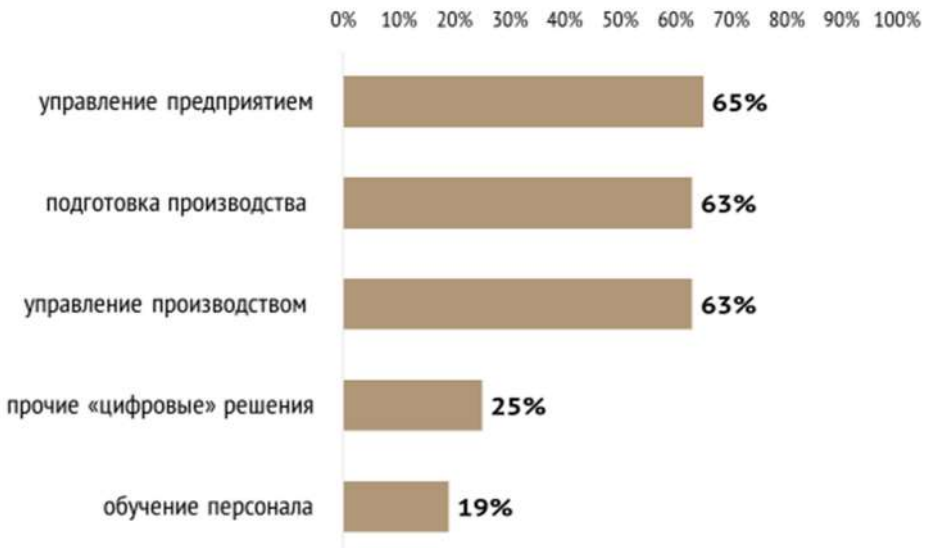


Рис. 3. Распределение внедряемых ИТ-решений по функциональным областям

Доля ИТ в бюджете предприятий-респондентов (42 %) составляет менее 1 %, что безусловно сдерживает процесс цифровой трансформации предприятия в целом (рис. 4).

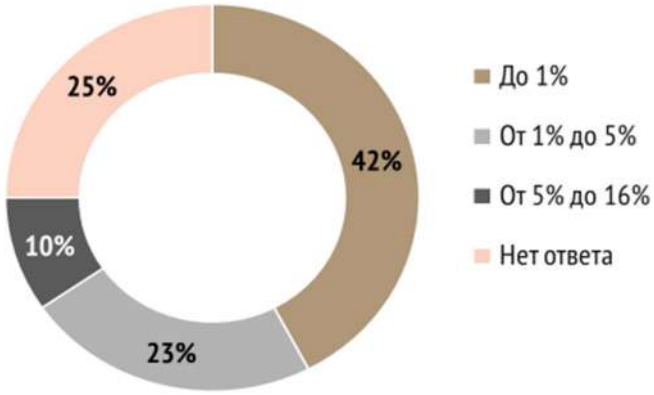


Рис. 4. Доля ИТ в общем бюджете предприятия

О программе «Цифровая экономика РФ» слышали большинство респондентов (83 %) (рис. 5).

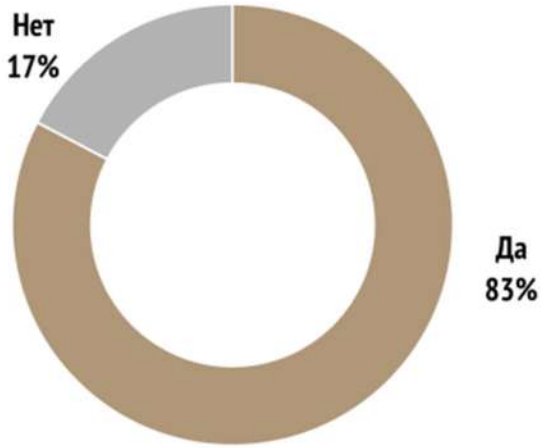


Рис. 5. Распределение ответов на вопрос: «Слышали ли Вы о программе “Цифровая экономика РФ”»

Однако, мерами поддержки воспользовались лишь 16 % респондентов (рис. 6).

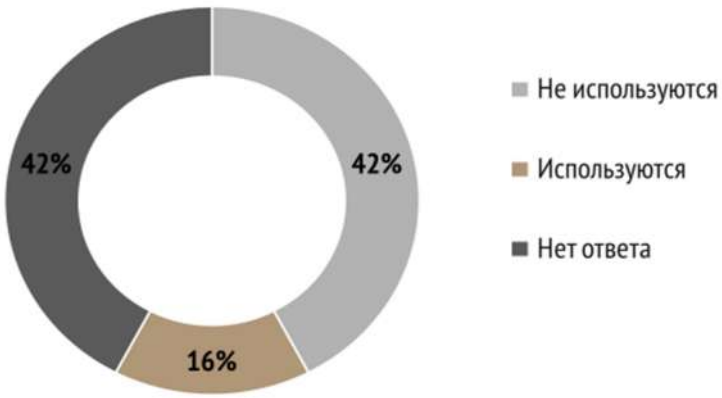


Рис. 6. Использование механизмов господдержки

86 % опрошенных подтвердили, что на предприятии имеется структурное подразделение, отвечающее за ИТ-инфраструктуру и управление ИТ-процессами (рис. 7).

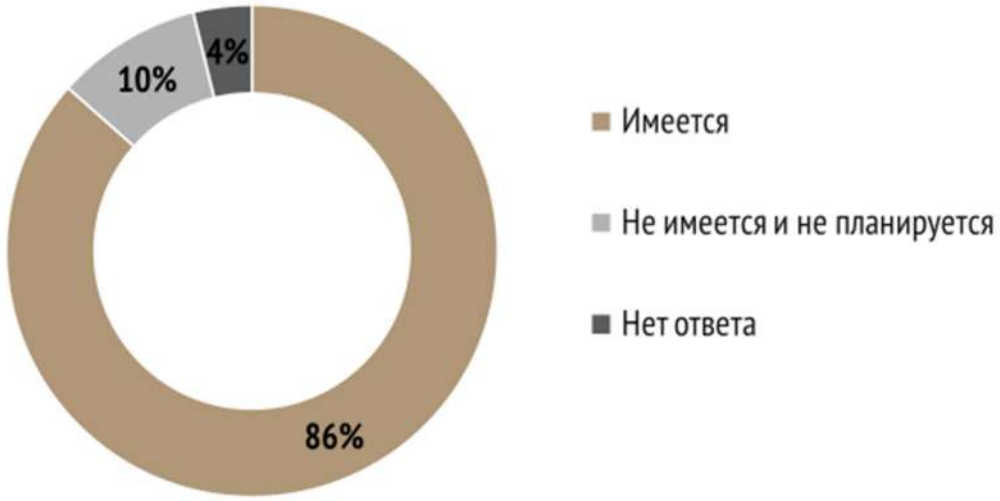


Рис. 7. Распределение ответов на вопрос: «Имеется ли на Вашем предприятии структурное подразделение, отвечающее за ИТ-инфраструктуру и управление ИТ-процессами»

Острую потребность в обучении персонала по вопросам цифровой экономики и внедрению цифровых технологий отметили 87 % респондентов (рис. 8).

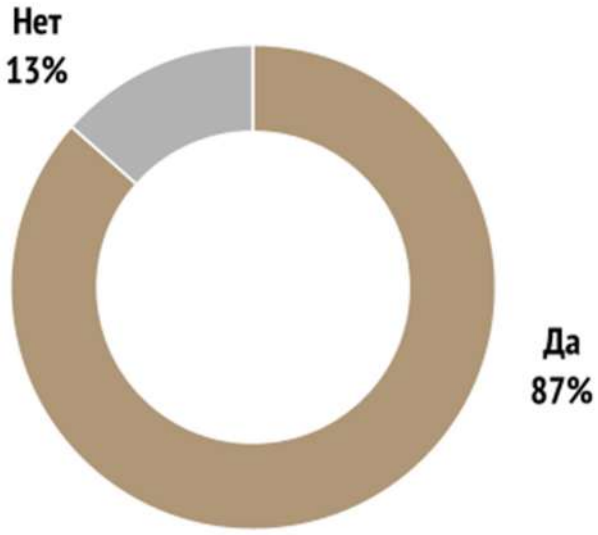


Рис. 8. Потребность в обучении персонала по вопросам цифровой экономики и внедрению цифровых технологий

В настоящее время уровень цифровой грамотности и ИТ-компетенций сотрудников предприятий-респондентов оценили удовлетворительно 73 % респондентов (рис. 9).

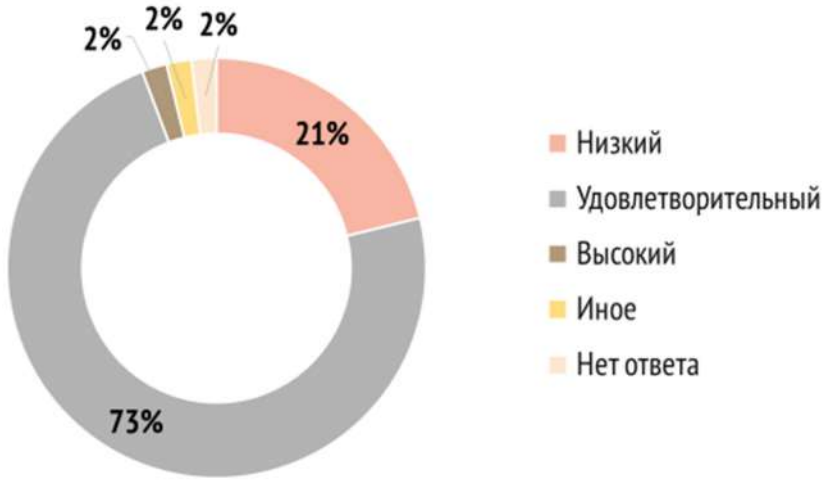


Рис. 9. Удовлетворительная оценка уровня цифровой грамотности и ИТ-компетенций сотрудников предприятия

Обобщая предложения предприятий-респондентов к федеральным и региональным органам исполнительной власти по мерам поддержки можно сделать следующие выводы:

1. Требуется расширение мер поддержки государства в сфере внедрения ИТ-технологий в части доведения до промышленных предприятий «Реестра отраслевых решений» – перечня успешных практик при поддержке государства, с указанием наименований компаний-подрядчиков.

2. Требуется государственная информационно-консультационная поддержка цифровизации промышленных предприятий. Увеличение количества ИТ-парков, как институтов цифровизации бизнеса, которые должны быть заинтересованы в вовлечении в «цифровые кластеры» (с предоставлением преференций предприятиям-участникам кластера).

3. Необходима разработка решений по обеспечению устойчивого сигнала сотовой связи и высокой скорости проводного интернета, а также обеспечение доступного специального программного обеспечения.

4. Необходим перенос акцента с поддержки разработки технологий на поддержку внедрения цифровых разработок. Примером такого смещения акцента может являться поддержка системных интеграторов наравне с поддержкой разработчиков решений на основе цифровых технологий. Другой пример – это стимулирование спроса со стороны потенциальных потребителей решений на основе цифровых технологий российских разработчиков (решение проблемы интеграции как основного риска для достижения ключевых показателей федерального проекта «Сквозные цифровые технологии»).

5. Необходима государственная поддержка для внедрения передовых российских и зарубежных технологий, оборудования.

6. Необходимо создание надежной и современной инфраструктуры для цифровой экономики, совершенствование всей системы образования, обеспечивающей цифровую грамотность.

7. Освобождение от НДС сделок по приобретению ИТ-инфраструктурных решений.

УДК 338.242

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВОЙ ЭКОНОМИКИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

О.В. Пелевин
ФГБОУ ВО «КНИТУ», г. Казань
Oleg.Pelevin@tatar.ru

На сегодняшний день перед Республикой Татарстан стоит масштабная задача перехода от развития отрасли связи и реализации отдельных ИТ-проектов к комплексной цифровой трансформации и построению цифровой экономики в региональном масштабе. В национальном проекте «Цифровая экономика Российской Федерации», разработанном в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» обозначена цель осуществления комплексной цифровой трансформации отраслей экономики и системы управления страны. Однако, в большей степени повестку цифровой трансформации региона определяют даже не федеральные приоритеты и межрегиональное «соревнование» в области проектов «цифровизации», сколько приоритеты социально-экономического развития, потребность в новых «двигателях» роста и развития малого и среднего предпринимательства (далее – МСП), а также повышении эффективности системы управления и оказания госуслуг.

Ключевые слова: цифровые технологии, цифровая экономика, цифровая промышленность, цифровая трансформация, цифровизация, Республика Татарстан.

Несмотря на значительные успехи во внедрении «цифры» во взаимодействии между государством, бизнесом и гражданами, электронные механизмы взаимодействия в Республике Татарстан, по мнению автора, до сих пор не носят комплексного, системного характера:

– концепция электронного правительства в Республике Татарстан реализована преимущественно в сегменте электронного документооборота, а также системе электронных государственных и муниципальных услуг;

– отсутствует совместимость данных и платформ различных ведомств, кросс-ведомственный доступ к данным, единые базы данных по идентификации и сервисам для физических и юридических лиц;

– выборочно и недостаточно эффективно публикуются открытые государственные данные, не вполне обеспечивается развитие программы открытых данных под потребности частного сектора и некоммерческих организаций, нет ориентации на эффективность открытых данных.

Проект комплексной цифровой трансформации региона не решит, возможно, все существующие проблемы для бизнес-сообщества и административного механизма, но позволит «оставаться на плаву» и развиваться, ориентируясь не столько на планку других регионов Российской Федерации, сколько на передовые международные образцы и конкуренцию на трансграничных рынках товаров и услуг. Поэтому такой проект, по мнению автора, является для региона своевременным и необходимым.

Особое значение для программы развития цифровой экономики имеет наработанный Республикой Татарстан опыт в качестве региона-пионера, лидера в реализации проектов, которые впоследствии масштабируются на другие регионы Российской Федерации. Реальные практики построения «цифровой экономики» до сих пор не наработаны ни одним из субъектов Российской Федерации, при этом Республика Татарстан имеет все параметры подходящей «стартовой точки» для запуска проекта по строительству «цифровой экономики» за счет сочетания рыночных и интеллектуальных ресурсов, растущего запроса на «цифровизацию» государственного и частного сектора для сохранения темпов социально-экономического развития, а также наличия готовности к изменениям.

По мнению автора, актуальными направлениями для реализации, которые следует осуществить в ближайшей перспективе для целей «цифровизации» региона, являются:

– повышение эффективности государственного и муниципального управления и системы государственных и муниципальных услуг Республики Татарстан;

– поддержка субъектов малого и среднего предпринимательства и развитие электронной торговли;

– формирование и развитие цифровой индустрии «Халяль» в Республике Татарстан;

– цифровая трансформация сельского хозяйства и агропромышленного комплекса Республики Татарстан;

– развитие инфраструктуры цифровой экономики Республики Татарстан;

– обеспечение информационной безопасности;

– развитие цифровой промышленности Республики Татарстан;

– цифровая трансформация системы образования Республики Татарстан;

– цифровая трансформация сферы здравоохранения в Республике Татарстан.

Структура предлагаемых направлений по большей части соответствует основным направлениям национального проекта «Цифровая экономика Российской Федерации».

С учетом текущей ситуации предлагается сконцентрировать усилия на следующих направлениях работы:

1. Обеспечение образовательной составляющей цифровой экономики: «цифровизация» системы среднего, высшего образований и системы переподготовки и повышения квалификации кадров. Организация и проведение мероприятий по повышению цифровой грамотности населения.

2. Организация обучения и повышения квалификации государственных гражданских и муниципальных служащих по теме «Инструменты и технологии цифровой экономики».

3. Подготовка специалистов высокого уровня в сфере инвестиций и поддержки инноваций в цифровой экономике.

4. Использование инструментов и технологий цифровой экономики для защиты государственных и частных данных. Обеспечение информационной безопасности государственных и муниципальных органов Республики Татарстан, усилению информационной безопасности юридических лиц.

5. Использование технологии блокчейн для защиты авторских прав, цифровой идентичности, проверки подлинности, подтверждения прав доступа.

6. Внедрение технологии блокчейн в отдельных сегментах государственного, муниципального и корпоративного управления.

7. Регулярный обзор лучших практик «цифровизации» в Российской Федерации и Республики Татарстан.

8. Ориентирование хозяйствующих субъектов на использование электронных торговых площадок в хозяйственной деятельности.

9. Развитие комплексных информационных систем «Безопасный город», «Умный город», комплексная информационная система кооперационных связей, система ситуационных центров и др.

10. Необходим регулярный мониторинг состояния «цифровой» трансформации промышленности.

11. Использование инструментов и технологий цифровой экономики для обработки больших данных. Мониторинг веб-ресурсов, социальных сетей и документов госстатистики для сбора больших данных с использованием технологии Web scraping, машинного обучения, а также существующих сервисов мониторинга социальных сетей.

В качестве возможных объектов в части обработки больших данных можно рассмотреть:

– мониторинг и прогнозирование показателей социально-экономического развития Республики Татарстан и соседних регионов;

– мониторинг и сравнение цен на социально значимые товары и продукты питания в Республике Татарстан и соседних регионах;

– исследование социальных предпочтений различных слоев населения;

– исследование рынка труда и занятости в Республике Татарстан.

12. Создание эффективной системы сбора, обработки, хранения и предоставления потребителям пространственных данных, обеспечивающей потребности государства, бизнеса и граждан в актуальной и достоверной информации о пространственных объектах. Внедрение маркетплейс малых регулируемых закупок товаров и автоматического классификатора всех регулируемых заказов, товаров работ и услуг, с открытыми API.

13. Создание и внедрение отраслевых цифровых платформ работы с данными для обеспечения потребностей власти, бизнеса и граждан, отвечающих основным социально-экономическим потребностям республики, на основе современных технологий.

14. Продолжение «цифровизации» региональной системы распределенного ситуационного центра. Создание мультисервисной облачной технологии, реализующей ситуационную систему управления.

15. Рассмотреть возможность введения должностей, так называемых, «цифровых атташе» в торговых представительствах Республики Татарстан за рубежом.

16. Внедрение технологий онлайн урегулирование малых споров. Использование современных технологий (интернет технологии, искусственный интеллект, информационно-коммуникационные технологии и др.) для внедрения онлайн урегулирования малых споров.

17. Внедрение в Республике Татарстан индексирования цифровой экономики и общества с использованием опыта Европейского Союза (DESI) для корректировки направлений развития цифровой экономики и поддержания уровня развития цифровой экономики в Республике Татарстан путем сравнения с уровнем стран Европейского Союза.

18. Информирование предприятий о мерах государственной поддержки «цифровизации».

По мнению автора, повестка развития цифровой экономики и содействия цифровой трансформации отраслей экономики и управления Республики Татарстан подразумевает необходимость межведомственной координации работы в этом направлении и, в частности, создание и отладку единого механизма управления цифровыми изменениями в Республике. Для синхронизации работы по различным направлениям и отраслям, в которых происходят цифровые изменения и запускаются процессы цифровой трансформации, необходим единый механизм межведомственного взаимодействия при Правительстве Республики, координирующий деятельность различных органов власти, муниципальных органов и иных субъектов в Республике по развитию цифровой экономики. Определение институционального дизайна, функций, формата и режима деятельности такого координирующего механизма требует отдельной проработки.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ТЕХНИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

А.В. Проничев[1], Е.О. Солдусова[2], Е.М. Шишков[3]
[1,2] ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара
[3]Филиал ФГБОУ ВО «СамГТУ» в г. Новокуйбышевске, г. Новокуйбышевск
[1]teyoma@bk.ru, [2]esoldusova@inbox.ru, [3]e.m.shishkov@ieee.org

Математическое моделирование и расчет электрических режимов микрогрида были произведены в ПК RastrWin3 с целью учета потерь в электроэнергетической системе. Были написаны программы для программируемого реле ОВЕН в среде OWEN Logic, которые реализуют автоматизированное управление режимом микросети.

Ключевые слова: Blockchain, микрогрид, солнечная энергетика, распределенная генерация.

Современная электроэнергетика – одна из самых наукоёмких и технологичных отраслей промышленности. Одним из перспективных направлений для поиска решений задач управления режимами и коммерческого учёта электроэнергии в электроэнергетических системах является применение технологий распределённого реестра – Blockchain, что обусловлено повышением доступности возобновляемых источников энергии, объединяемых в системы с распределённой генерацией [1].

В данной работе предлагается использование автоматического устройства, реализующего технологию Blockchain, для учёта переданной и потреблённой в каждом узле сети электроэнергии посредством системы самоисполняемых контрактов, а также осуществляющего функции автоматизированного управления режимами микрогрида.

Целью настоящей работы является обоснование и реализация принципов управления режимами и коммерческого учёта электроэнергии в микрогридах с помощью автоматического устройства, реализующего технологию Blockchain. Управление режимом в данном случае направлено на сокращение необходимых резервов мощности с учётом требуемого уровня надёжности электроснабжения и качества электроэнергии. При этом рыночный механизм в рамках микросети организован на основе подходов [2, 3].

В качестве примера расчета электрических режимов рассмотрим возможность автономного электроснабжения части коттеджного поселка «Экодолье», включающей в себя 50 частных домов с газовыми плитами.

Определим некоторые характеристики узла нагрузки. Расчетная электрическая нагрузка узла составит 1,32 кВт, средняя нагрузка – 0,31 кВт. Номинальная мощность инвертора – 2 кВт, емкость АКБ – 3×75 А·ч, мощность солнечных панелей – 1,2 кВт, контроллер заряда – 30А MPPT, мощность резервного источника питания – трансформатора – 100 кВА.

Проведем расчет нормального электрического режима при работе системы от собственных источников энергии. Расчет произведем в программно-вычислительном комплексе RastrWin3. В качестве результатов расчета проведем анализ уровня напряжений в узлах нагрузки, токовую загрузку и потери мощности в ветвях.

На рис. 1 представлена схема сети с отображенным градиентом токовой загрузки ветвей для нормального режима при потреблении из собственных источников энергии.

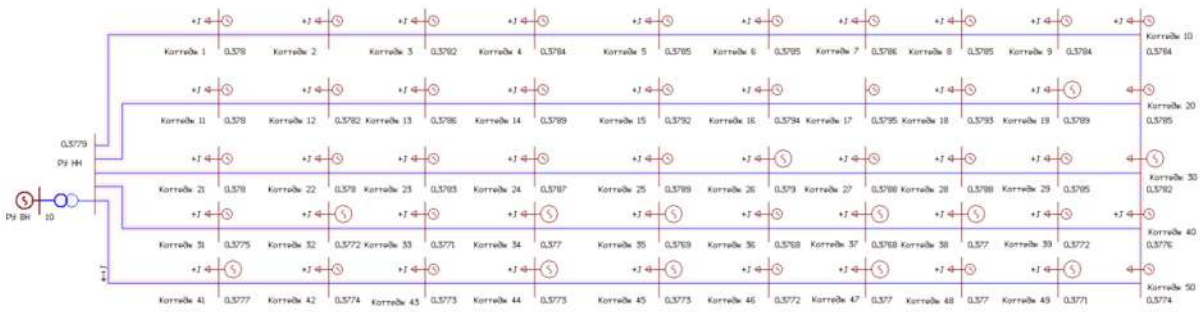


Рис. 1. Градиент токовой загрузки ветвей для нормального режима при потреблении из собственных источников энергии

Далее был произведен расчет режима *N*–1. Расчет производился при отключении наиболее загруженной ветви «РУ НН – Коттедж 31». В результате максимальная токовая загрузка ветви составила 9,33 %. При этом наибольшее отклонение напряжения в узле нагрузки оказалось равным –1,9 %.

Суммарные потери активной мощности составили 0,15449 кВт.

Результаты проведенных расчетов параметров режима при потреблении из собственных источников энергии показали следующее:

– значения установившегося отклонения напряжения (положительные и отрицательные) не превышают допустимых значений (+/ – 10 %) по [8];

– загрузка ветвей по току не превышают длительно-допустимых значений.

В 2018 г. на реализацию данной работы по разработке прототипа системы было получено финансирование от Фонда содействия инновациям в рамках программы «Умник». На данное финансирование был реализован прототип системы автоматизированного управления режимом изолированной энергосистемы с распределённой генерацией. Прототип содержит один главный энергетический модуль, устанавливаемый в месте расположения резерва, и два ведомых энергомодуля пользователя системы. Главный энергетический модуль (рис. 2) включает в себя, главным образом, ведущий логический контроллер и выполняет функции автоматического ввода резерва.



а *б*

Рис. 2. Главный энергетический модуль: *а* – общий вид; *б* – вид спереди

Энергетический модуль пользователя содержит комплект солнечной электростанции, оборудование промышленной автоматики, коммутационные и защитные аппараты, а также демонстрационную электрическую нагрузку. Оборудование энергомодуля пользователя располагается в шкафу (рис. 3), однако инвертор и солнечная панель расположены за его пределами. Автоматика ведомого энергомодуля реализует контроль заряда системы накопления электроэнергии пользователя, а также осуществляет переключения между счетчиками, обеспечивая раздельный учет электроэнергии, произведенной внутри и вне изолированной системы.



а *б*

Рис. 3. Ведомый энергетический модуль: *а* – общий вид; *б* – вид спереди

По проделанной работе получены следующие выводы:

– использование распределённой генерации в малых изолированных энергосистемах является экономически оправданным: срок окупаемости устройств распределённой генерации значительно меньше срока их эксплуатации;

– увеличения числа участников микрогрида приводит к значительному снижению установленной мощности генерации, и, следовательно, её стоимости;

– для организации взаиморасчётов между собственниками объектов малой генерации в микрогриде возможно применение технологии самоисполняемых контрактов;

– рассматриваемая система взаиморасчётов хорошо масштабируется и может быть применена не только в рамках микрогрида, но и при объединении нескольких микрогридов в единую сеть.

Источники

1. Arnold G.W. Challenges and opportunities in smart grid: a position article // Proceedings of the IEEE. 2011. Vol. 99, Is. 6. Pp. 922–927.

2. Block C., Neumann D., Weinhardt C. A Market Mechanism for Energy Allocation in Micro-CHP Grids // Proc. of the 41st Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS 2008). 2008. Pp. 172–182.

3. Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting / J. Pascual [et al.] // Applied Energy. 2015. Vol. 158. Pp. 12–25.

4. Солдусова Е.О., Проничев А.В., Шишков Е.М. Разработка алгоритма управления режимом изолированной энергосистемы // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: матер. докл. XII Всерос. открытой молод. науч.-практ. конф.; под общ. ред. Э.Ю. Абдуллазянова. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2017. С. 430–434.

УДК 621.311

СИСТЕМЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СЕТЯМИ 110 кВ

К.З. Себегатов[1], О.В. Наумов[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]Kamil384@mail.ru, [2]311670@list.ru

В настоящее время идет большой сдвиг в повышении эффективности и надежности работы электрических сетей. В качестве основных организационных мер предусматриваются внедрение систем мониторинга энергосбережения и энергетической эффективности и энергоменеджмента.

Ключевые слова: энергосбережение, энергетическая эффективность, электроэнергия, потребитель, электрические сети.

Государственной программой РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [1] поставлена задача «обеспечить снижение потерь в электрических сетях до 8 % в 2020 г.». С целью повышения эффективности и надежности работы электрических сетей запланирован большой объем работ по реконструкции трансформаторных подстанций, воздушных и кабельных линий, замене трансформаторов, внедрению АИИС КУЭ у потребителей электроэнергии, замене однофазных индукционных счетчиков электроэнергии класса

точности 2,5 на новые приборы с классом точности 2,0 или 1,0. В качестве основных организационных мер предусматривается внедрение систем мониторинга энергосбережения и энергетической эффективности и энергоменеджмента.

Результаты энергетических обследований электрических сетей и экспертизы обосновывающих материалов по нормативам технологических потерь электроэнергии со всей очевидностью свидетельствуют о необходимости:

– совершенствования нормативной базы и системы стимулирования персонала электросетевых компаний в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

– повышения точности расчетов потерь и балансов электроэнергии, в особенности, в электрических сетях 0,4–10 кВ, определения величины и локализации коммерческих и сверхнормативных технологических потерь электроэнергии;

– повышение точности оценки расчетной (планируемой) и фактической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

– формирования комплексного и системного подхода к повышению энергетической эффективности электрических сетей, под которой должно пониматься не только снижение потерь электроэнергии на ее передачу, но и повышение надежности, качества электроснабжения потребителей, повышение пропускной способности электрических сетей, оптимизация затрат на обслуживание и развитие.

– учета тенденций и практики разработки и внедрения новой техники и технологий передачи и распределения электроэнергии, новых информационных технологий интеллектуального управления электрическими сетями, потреблением электроэнергии, интеллектуальных систем учета (*SmartGrid* и *SmartMetering*).

Цель настоящего исследования – иллюстрация функциональных возможностей и основных составляющих эффективности внедрения и использования объединенного программно-технического комплекса на основе интеграции SCADA «ЭНТЕК», АИИС «Меркурий–Энергоучет», «РТП 3» и «SAP».

Целью интеграции и создания объединенного программно-технического комплекса (ПТК) является:

– сокращение времени поиска технологических нарушений в электрических сетях;

– оптимизация нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов;

– снижение затрат на обслуживание систем учета, диспетчеризации телемеханики, АСУ ТП и управления активами;

– повышение достоверности расчета режимов, потерь, балансов мощности и электроэнергии;

– оптимизация планирования развития электрических сетей;

– снижение тарифов на услуги по передаче электрической энергии и тарифов на электроэнергию для конечных потребителей.

Задачами ПТК являются:

– оперативный контроль режимов работы электрических сетей;

– дистанционное управление, в том числе автоматизированное оборудованием объектов РЭС;

– учет технического состояния оборудования по результатам диагностики и энергетических обследований;

– планирование развития, реконструкции и модернизации электрических сетей, снижения потерь электроэнергии, повышения надежности и качества электроснабжения.

Автоматизированные системы SCADA «ЭНТЕК» и АИИС «Меркурий–Энергоучет» позволяют создавать высокопроизводительные системы учета, контроля параметров электроснабжения, телемеханики и АСУТП подстанций электрических сетей и комплексно решать следующие оперативные задачи [2]:

1) телемеханизация и учет на ПС 110–35–10 кВ, РТП 6–20 кВ, ТП 10–0,4 кВ, реклоузеры:

– учет электроэнергии;

– контроль параметров качества электроэнергии;

– охранная и пожарная сигнализация;

– видеорегистрация и видеонаблюдение;

– телесигнализация и телеуправление;

2) информационное обеспечение оперативно-диспетчерского управления:

– сбор и первичная обработка информации;

– контроль достоверности информации;

– аварийная и технологическая сигнализация;

– создание многофункционального диспетчерского интерфейса;

3) функциональные задачи по мониторингу схемных и режимных параметров:

– контроль и анализ балансов и фактических потерь электроэнергии в электрической сети и на подстанциях;

4) функциональные задачи по управлению нагрузкой и секционирование электрической сети:

– выдача сообщений диспетчеру о превышении лимита мощности конкретного потребителя либо его автоматическое отключение;

– возможность перераспределения мощности потребителя в зависимости от времени суток и сценариев потребителя.

Таким образом, эффективное управление эксплуатацией и развитием распределительных электрических сетей – комплексная задача повышения надежности, качества электроснабжения потребителей и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях до технико-экономически обоснованного уровня.

Интеграция программно-технических комплексов SCADADMS, АИИС КУЭ, автоматизированных систем расчета и анализа режимов работы электрических сетей, потерь электроэнергии в них, управления технологическими активами и расчета потребленной электроэнергии позволяет повысить точность, оперативность и обоснованность расчета режимов электрических сетей, потерь мощности и электроэнергии в них, локализовать места систематических перегрузок, более обоснованно планировать выполнение ремонтных и эксплуатационных работ, а также работ по модернизации и реконструкции электросетевого оборудования.

Источники

1. Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [Электронный ресурс]: утв. распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р // Российская газета. URL: https://rg.ru/2011/01/25/energosberejenie-site-dok.html (дата обращения: 27.06.2019).

2. Севостьянов А.В. Цифровое информационное пространство управления распределением электроэнергии // Автоматизация и IT в энергетике. 2010. № 11 (16). С. 33–37.

УДК 537.8:628.518

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Е.В. Титов[1], В.И. Мозоль[2]
ФГБОУ ВО «АГТУ», г. Барнаул
[1]888tev888@mail.ru, [2]mozol.vladimir49@mail.ru

Источники электромагнитных полей получают всё более широкое распространение. При этом усиливается воздействие на информационно-технологическое оборудование, в том числе построенное на основе микропроцессорных устройств,

а также биологические объекты, что повышает актуальность обеспечения электромагнитной совместимости. Поэтому в статье рассмотрена проблема математического и компьютерного моделирования электромагнитной обстановки. Для обеспечения электромагнитной совместимости предложено использование интеллектуализированной системы контроля, базирующейся на сочетании упрощенной системы уравнений Максвелла и одного из самых мощных инструментов численного моделирования широкого спектра структур.

Ключевые слова: электромагнитная совместимость, компьютерное моделирование, электромагнитное поле, интеллектуализированная система.

Количество электроустановок, которые генерируют электромагнитное поле (ЭМП) различной частоты, постоянно возрастает. В случае превышения предельно допустимых уровней электромагнитное излучение (ЭМИ) оказывает угнетающее воздействие на иммунитет, сердце, кровеносные сосуды, эндокринные железы и нервную систему человека. Длительное нахождение в зоне влияния ЭМП вызывает также головные боли, бессонницу, стрессовые состояния. Постоянное облучение организма может привести к выпадению волос, обострению хронических болезней, развитию серьезных психических заболеваний [1].

Для 3D-представления электромагнитной обстановки необходимо использовать математическое и компьютерное моделирования, методы которых в настоящее время обладают существенными недостатками применительно к электромагнитному полю. Поэтому в рамках общего развития технологии обеспечения электромагнитной совместимости на объектах электроэнергетики был проведен анализ известных методов математического и компьютерного моделирования электромагнитного поля, выявлены взаимозаменяемые компоненты ЭМП и выведена обобщенная система уравнений Максвелла.

Как известно, математическое моделирование распределения параметров электромагнитного поля в воздушном пространстве основывается на решении системы уравнений Максвелла. Чаще всего в расчетах используется дифференциальная форма [2]:

$$\nabla \times H = J + \frac{\partial D}{\partial t}; \tag{1}$$

$$\nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t}; \tag{2}$$

$$\nabla \cdot D = \rho; \tag{3}$$

$$\nabla \cdot B = 0, \tag{4}$$

где H – напряжённость магнитного поля, А/м; J – плотность тока, А/м^2; D – электрическое смещение, Кл/м^2; E – напряжённость электрического поля, В/м; B – магнитная индукция (плотность магнитного потока), Тл; ρ – поверхностная плотность электрического заряда, Кл/м^2; t – время, с; ∇ – оператор Гамильтона.

В зависимости от состояния моделируемой среды, в которой требуется провести электромагнитную симуляцию, уравнения (1)–(4) предлагается дополнить другими взаимозаменяемыми компонентами.

В первоначальном виде эти уравнения содержат значительное количество параметров, что усложняет и замедляет процесс расчета, повышает требования к вычислительным ресурсам компьютера и снижает адекватность компьютерного моделирования.

Поэтому предлагается перейти от системы уравнений с шестью неизвестными (1)–(4) к системе с меньшим количеством неизвестных, используя общепринятые методы вывода отдельных составляющих поля через другие взаимозаменяемые компоненты.

Учитывая общепризнанные выражения [3–5] для определения плотности тока, напряженности магнитого поля, намагниченности, вектора магнитного момента, напряженности электрического поля, плотности тока через δ-функцию, электрического смещения, а также зависимости магнитной индукции от напряженности магнитного поля и напряженности электрического поля от параметров магнитного, получена преобразованная система уравнений Максвелла:

$$\nabla\cdot\left(\frac{1}{\mu_0}m_0H-\frac{1}{2}d\int_V[r,\sum_i q_i\upsilon_i]\frac{1}{dV}\right)=\sum_i q_i\upsilon_i+\frac{\partial\varepsilon\varepsilon_0E}{\partial t};\qquad(5)$$

$$\nabla\cdot\int_V\frac{1}{4\pi\varepsilon_0}\frac{\rho(\vec{r})dV}{(\vec{r}-\vec{\hat{r}})^2}\frac{\vec{r}-\vec{\hat{r}}}{\left|\vec{r}-\vec{\hat{r}}\right|}=-\frac{\partial(m_0H)}{\partial t};\qquad(6)$$

$$\nabla\cdot(\varepsilon\varepsilon_0E)=\sum_i q_i\delta(\vec{r}-\vec{r}_i);\qquad(7)$$

$$\nabla\cdot(m_0H)=0,\qquad(8)$$

где m_0 = 4 π ·10 $^{-7}$, Гн/м – магнитная постоянная; r – радиус –вектор; q_i – заряд частицы, Кл; υ_i – вектор средней скорости частицы, м/с; V – область пространства, где расположены заряды (ненулевая плотность заряда), или всё пространство, м^3; ε – относительная диэлектрическая проницаемость;

$\varepsilon_0 = 8{,}85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – электрическая постоянная; δ – обобщенная функция, которая позволяет записать точечное воздействие, а также пространственную плотность физических величин (масса, заряд, интенсивность источника тепла, сила и т.п.), сосредоточенных или приложенных в одной точке.

Используя результаты математического моделирования, выполняется формирование компьютерных моделей, которые позволяют расчитывать требуемые параметры. Среди наиболее точных численных решений математических уравнений, применяемых в вычислительной электродинамике, можно выделить [6, 7]:

– метод конечных элементов;

– метод моментов;

– метод конечных разностей;

– метод конечных интегралов.

Под методом конечных элементов следует понимать численный метод решения дифференциальных уравнений с частными производными, а также интегральных уравнений, используемых при решении задач прикладной физики [7].

Метод моментов отличается от других подходов тем, что моделирование поля основано на аналитическом решении некоторой ключевой задачи, а именно проблемы возбуждения структуры элементарным источником тока. Решение сводится к тому, что для каждой конкретной структуры подбираются свои подходящие базисные функции. Их поиск является неформализуемым процессом, который трудно преобразовать в компьютерную программу. Поэтому метод моментов можно использовать для решения простых задач, в которых отсутствуют сложные геометрические объекты и структуры. В этом и заключается основной его недостаток [6, 7].

Метод конечных разностей – численный метод решения дифференциальных уравнений, основанный на замене производных разностными схемами и являющийся сеточным методом [7]. Несмотря на его широкое использование, можно выделить следующие основные недостатки метода:

– весь расчетный объем должен быть разбит на ячейки, а величина шага дискретизации должна быть достаточно малой по сравнению с наименьшей длиной волны. Кроме того, эта величина определяет детализацию распределения материалов в пространстве. Поэтому может оказаться, что расчетный объем должен быть разделен на очень большое число ячеек, что связано с высокими затратами памяти и большим временем моделирования. Поэтому сложно моделировать задачи с длинными, тонкими пространственными структурами, например полями проводников с током;

– вычисляются параметры электромагнитного поля в каждой точке расчётного объёма. Поэтому при определении ЭМП на значительном расстоянии от источников излучения расчётный объем окажется чрезмерно большим. При этом существующие возможности для расширения метода в условиях вычисления параметров электромагнитного поля в дальней зоне требуют постобработки;

– расчётный объем должен быть конечным в силу ограниченности оперативной памяти компьютера. В большинстве случаев это достигается с помощью задания искусственных граничных условий. Но их нужно использовать с осторожностью, чтобы свести к минимуму вызываемые ими искажения.

Метод конечных интегралов представляет собой дискретную формулировку уравнений Максвелла в интегральной форме, удобную для реализации на компьютерах и позволяющую моделировать реальные электромагнитные задачи со сложной геометрией [6, 7].

В настоящее время метод конечных интегралов является одним из самых мощных инструментов численного моделирования широкого спектра структур по следующим причинам:

– используется как во временной, так и в частотной области моделирования;

– легко применяется для электрически сложных конструкций;

– подходит не только для любого типа решетки, но и использует различные способы дискретизации при моделировании;

– позволяет указывать материал в каждой точке расчетного объема и может быть легко приспособлен для моделирования не только широкого спектра металлов и диэлектриков, но и материалов с нелинейными свойствами;

– небольшая требуемая память персонального компьютера и малое время вычислительных операций.

В соответствии с полученными результатами проведенного исследования сформирована преобразованная система уравнений Максвелла и обоснован выбор наиболее оптимального метода компьютерного моделирования, позволяющие в совокупности модернизировать технологию обеспечения электромагнитной совместимости на любых объектах электроэнергетики с использованием разработанной в АлтГТУ интеллектуализированной системы контроля ЭМП.

Работа выполнена в Алтайском государственном техническом университете им. И.И. Ползунова при поддержке Российского научного фонда (грант 19–79–10027).

Источники

1. Electromagnetic fields and public health // World Health Organization [Электронный ресурс]. URL: https://www.who.int/peh-emf/publications/facts/fs322/en/ (дата обращения: 15.05.2019).

2. Максвелл Дж.К. Из «Трактата об электричестве и магнетизме» // Избранные сочинения по теории электромагнитного поля / пер. З.А. Цейтлина; под ред. П.С. Кудрявцева. М.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1952. С. 345–686.

3. Кудрявцев Л.Д. Краткий курс математического анализа. М.: Физматлит, 2015. 424 с.

4. Титов Е.В., Мигалев И.Е. Методика контроля электромагнитной обстановки на объектах АПК // Вестник КрасГАУ. 2012. № 7. С. 136–138.

5. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [Электронный ресурс]: утв. постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 21 июня 2016 г. № 81. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

6. A Novel Efficient WLP-Based BOR FDTD Method With Explicit Treating Ideology / Da-Wei Zhu [et al.] // IEEE Access. 2019. Vol. 7. C. 16858–16869.

7. Дейнега А.В. Численное моделирование и компьютерный дизайн оптических свойств наноструктурированных материалов: дис. … канд. техн. наук. М., 2010. 157 с.

УДК 537.8: 681.518

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ АППАРАТНО-ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ

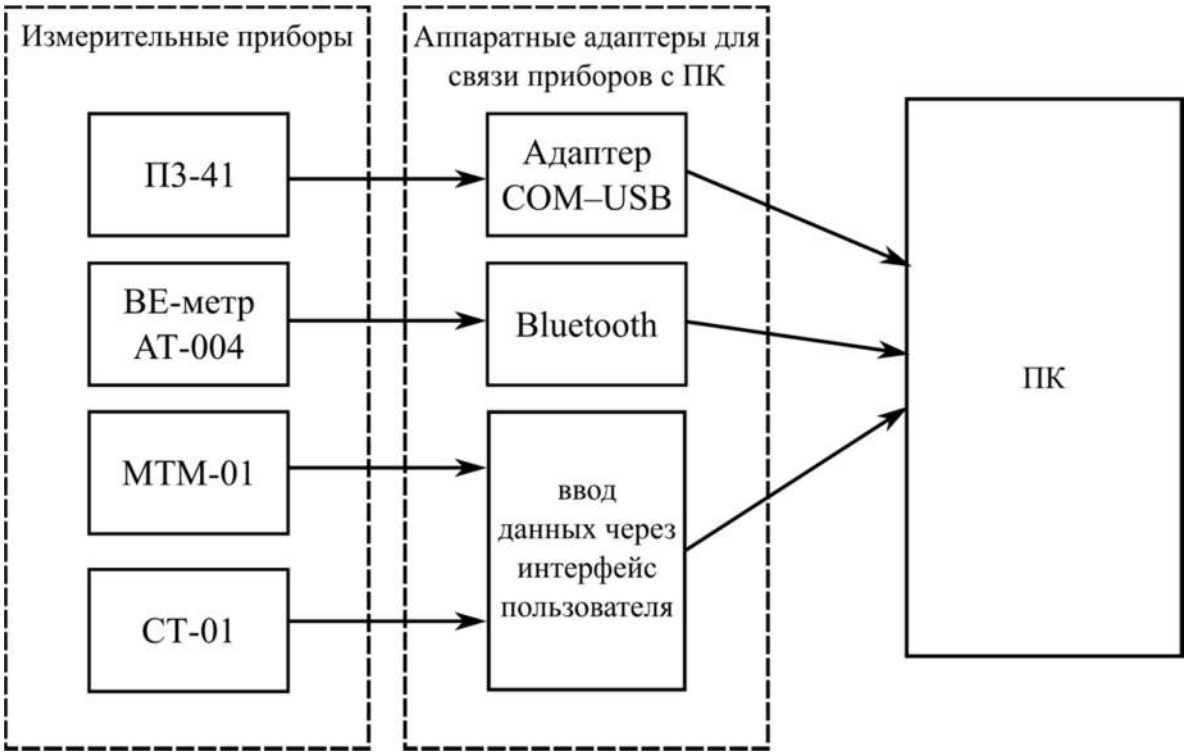
Е.В. Титов[1], Д.С. Михайлов[2], В.И. Мозоль[3]
ФГБОУ ВО «АГТУ», г. Барнаул
[1]888tev888@mail.ru, [2]nerron88@mail.ru, [3]mozol.vladimir49@mail.ru

Статья посвящена вопросам использования информационно-измерительных систем для контроля электромагнитной обстановки. Приведены результаты метрологического анализа погрешностей разработанного аппаратно-программного комплекса при измерении параметров электромагнитных полей. Предложены варианты повышения точности измерений.

Ключевые слова: погрешности измерений, аппаратно-программный комплекс, контроль электромагнитной обстановки, электромагнитная безопасность.

В условиях постоянного развития высоких технологий появляется все большее количество различных источников электромагнитного излучения (ЭМИ), постоянно окружающих человека и природу. Проблема электромагнитного загрязнения и его влияния на организм человека сегодня обсуждается учеными мирового масштаба. Полностью ограничить себя от воздействия электромагнитных полей (ЭМП) в настоящее время не представляется возможным, а предотвратить их избыточное влияние вполне реально [1].

Поэтому на базе Алтайского государственного технического университета имени И.И. Ползунова разработан аппаратно-программный комплекс (см. рисунок) [2], представляющий собой совокупность технических и программных средств для проведения интегрированного контроля электромагнитной обстановки вблизи различных объектов электроэнергетики.



Структурная схема базовой модификации аппаратно-программного комплекса

Базовое оборудование аппаратного блока включает взаимодополняющую совокупность измерителей (СТ-01, МТМ-01, ВЕ-метр-АТ-004, П3-41) и при необходимости дополняется прибором для измерения интенсивности ЭМП гипервысокой частоты ИПП-2, защищенным двумя патентами устройством для анализа спектра ЭМИ и оценки эффективности экранирования, анализатором радиочастотного спектра АКС-1201, измерителем интенсивности субмиллиметрового излучения RGK TL-160, лазерным дальномером Bosch PLR 50 и металлодетектором White's Coinmaster.

Однако процесс измерения параметров ЭМП с использованием указанных приборов сопровождается отклонением измеряемого значения от действительного. При этом можно выделить три основные группы возникающих погрешностей: инструментальные, методические и внешние.

Инструментальная погрешность вызывается несовершенством средств отображения информации и физических принципов измерительных устройств, а также энергетическими процессами, возникающими в электронных устройствах используемых приборов. Большая часть отчетных устройств средств измерений конструктивно соединена с соответствующими антеннами-преобразователями, предназначенными для возбуждения и усиления переменного напряжения с последующей индикацией.

Так, у приборов П3-50, П3-41, ВЕ-метр-АТ-004, МТМ-01 и ИПП-2 антенна является статичной и не имеет возможности самостоятельно перемещаться в пространстве. Поэтому для измерения, например, параметров электрического поля в этих приборах используется дипольная антенна электрически малых размеров. Антенна в этом случае имеет два вывода, к которым присоединяется приемник сигнала, и в каждый момент времени на этих выводах сохраняется неизменным по модулю и противоположным по направлению разность потенциалов возбуждения антенны [3–5]. При этом обе части используемой антенны должны быть выполнены одинаковыми по размеру и геометрической форме, а также изготавливаться из единого материала, что в настоящее время является проблематичным.

В приборе СТ-01 для измерения электростатического поля используется модулирующее устройство, представляющее собой металлическую пластинку, асимметрично закрепленную на роторе микроэлектродвигателя и электрически изолированную от него. Поэтому в этом измерителе при учете метрологических характеристик значительную роль играет погрешность модулятора при его вращении, так как скользящие контакты в процессе эксплуатации имеют свойство изнашиваться и терять свою точность передачи сигнала с антенны на дальнейшие устройства обработки. Также в механизме крепления диска к ротору в течение определенного времени наблюдается разбалансировка крепёжных деталей и между ними возникают зазоры [5].

Из-за этих неточностей в конструкции антенны-преобразователя и появляется инструментальная погрешность. В каждом приборе используются различные антенны, датчик или индикатор, которые при неправильной конструкции, установке или использовании материалов вызывают

неточности в измерениях. Также необходимо учитывать и устаревание самого прибора. При этом материалы, из которых изготовлен прибор, имеют свойство менять свои характеристики со временем, что приводит к изменению и физических свойств измерителя. Учитывая, что внутри измерительных устройств содержится схема, по которой протекает электрический ток, в цепи возникают дополнительные потери при различных физических процессах, что также искажает измеренные значения параметров, выводимых на отчётном устройстве.

Избавиться от инструментальной погрешности практически невозможно, но можно её уменьшать с помощью постоянного контроля за внешним и внутренним состоянием прибора и применения более технологичных способов изготовления и сборки составных частей средств измерений.

Методические погрешности используемых приборов возникают обычно из-за несовершенства методов контроля, использования неверных теоретических предпосылок (допущений) при измерениях, а также из-за влияния выбранного средства измерения на контролируемые физические параметры [4]. В базовом оборудовании аппаратного блока не учитывается множество факторов, влияющих на показания, так как это может усложнить конструкцию и увеличить стоимость устройств. Имеется ряд приборов, в которых заложены формулы для вычисления тех или иных характеристик, но так как в них не учитываются дополнительные параметры, итоговый результат измерений также будет обладать определённой погрешностью. При этом на точность показаний оказывает влияние и электромагнитное поле, создаваемое самим измерительным оборудованием.

Внешняя погрешность – важная составляющая погрешности измерения, связанная с отклонением одной или нескольких влияющих величин от нормальных значений или выходом их за пределы нормальной области (например, в условиях влияния влажности, температуры, внешних электрических и магнитных полей, нестабильности источников питания, механических воздействий и т. д.).

Отклонение вышеуказанных величин может привести не только к единичному искажению показаний, но и к возникновению микроповреждений в конструкции измерительного устройства с дальнейшим влиянием на протекающие внутри него процессы. Все базовое оборудование аппаратного блока [2] является портативным и получает питание либо от аккумуляторных, либо от одноразовых батарей, что в итоге уменьшает погрешность от источников питания по сравнению с питанием напрямую

от сети. При этом нужно учитывать, что батареи чувствительны к таким внешним факторам, как повышенная влажность; прямые солнечные лучи; низкая температура; резкие температурные перепады; механические повреждения и удары; несоблюдение полярности при эксплуатации. Поэтому нужно быть внимательным при эксплуатации батареи и не допускать критических условий использования и своевременно проводить их зарядку.

Внешние погрешности в большинстве случаев являются систематическими и определяются дополнительными погрешностями применяемых средств измерений. Уменьшить данную погрешность можно путём контроля внешних факторов и не допускать использования измерительных устройств в неприемлемых условиях с соблюдением требований к его эксплуатации.

Возможность универсальной обработки в рамках единой информационной модели и регистрации всех данных на ПК без использования отдельных программных средств, предлагаемых производителями приборов, является одним из важнейших достоинств аппаратно-программного комплекса [2]. Однако в каналах связи также могут возникать различного рода помехи, влияющие на первоначальный сигнал. Эти помехи могут быть связаны с подключением к источнику питания другого оборудования, с влиянием внешних электромагнитных полей, а при использовании беспроводных адаптеров – с работой сторонних электроприемников, генерирующих электромагнитные излучения с частотой, соответствующей рабочей частоте передаваемого сигнала. Эти проблемы можно решить с помощью экранирования кабеля, установки ферритовых колец, автоматической смены несущей частоты и т.д.

Таким образом, каждое оборудование аппаратно-программного комплекса обладает определенной погрешностью, связанной с множеством внешних и внутренних факторов и явлений. И для повышения точности измерения параметров электромагнитного поля предлагается использовать новые технологии (особенно при производстве средств измерений) и дифференциальный подход при проведении электромагнитного мониторинга, в том числе с учетом факторов, влияющих на состояние электромагнитной обстановки.

Работа выполнена в Алтайском государственном техническом университете им. И.И. Ползунова при поддержке Российского научного фонда (грант 19-79-10027).

Источники

1. Electromagnetic fields and public health [Электронный ресурс] // World Health Organization. URL: https://www.who.int/peh-emf/publications/ facts/ fs322/en/ (дата обращения: 15.05.2019).

2. Технологический модуль для автоматизированного многочастотного контроля электромагнитных излучений: ноу-хау: приказ АлтГТУ от 11 ноября 2016 г. № Д-344.

3. Емельянов А.В., Шилин А.Н. Расчёт погрешностей электрических измерений. Волгоград: ВолгГТУ, 2002. 30 с.

4. Симметричные и несимметричные антенны [Электронный ресурс]. URL: https://poznayka.org/s87651t1.html (дата обращения 15.06.2019).

5. Датчики: справочное пособие / В.М. Шарапов [и др.]. М.: Техносфера, 2012. 624 с.

УДК 330.322.212

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЛОТНОСТИ ЭЛЕГАЗА КРУЭ, АВАРИЙНО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОЙ ТЕЛЕСИГНАЛИЗАЦИИ И ТЕРМОКОНТРОЛЯ СИЛОВЫХ КЛ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

М.Ю. Харитонов[1], И.В. Дудка[2], Б.Р. Мищенко[3]

АО «Объединенная энергетическая компания», г. Москва,

[1]miklhar@mail.ru, [2]dudkaiv.oek@yandex.ru, [3]mischenkobr@uneco.ru

В статье продемонстрированы современные системы мониторинга элегаза КРУЭ и термоконтроля силовых КЛ из сшитого полиэтилена, аварийно-предупредительной сигнализации на действующих подстанциях 220(110)/20(10,6) кВ, их техническое построение и преимущества.

Ключевые слова: мониторинг, подстанция, автоматизированное рабочее место, SCADA, элегаз, телесигнализация, термоконтроль.

При регулировании режимов работы ЭЭС должны учитываться и использоваться характеристики электрических сетей, используемых для передачи и распределения электроэнергии, с точки зрения пропускной способности, потерь и других характеристик [1].

Снижение качества электроэнергии приводит к увеличению потерь активной и реактивной мощностей, сокращению срока службы электрооборудования и нарушению условий нормального функционирования

потребителей. Для предотвращения таких последствий или, по крайней мере, их ограничения необходима организация систем непрерывного дистанционного мониторинга режимных и вспомогательных параметров электрооборудования [2].

В статье представлены современные системы мониторинга плотности элегаза КРУЭ 220 кВ (СМПЭ), аварийно-предупредительной телесигнализации (АПТС) и мониторинга температуры силовых КЛ 220 кВ из сшитого полиэтилена (СМТ КЛ), интегрированные в систему SCADA на автоматизированном рабочем месте (АРМ) на ПС «Котловка» и «Берсеневская» АО «Объединенная энергетическая компания».

СМПЭ установлена для предотвращения утечек элегаза в объемах ячеек КРУЭ 220 кВ и позволяет обеспечить дистанционный непрерывный контроль плотности элегаза в ячейках.

Принцип работы СМПЭ основан на интерфейсе аналоговой «токовой петли». В каждом отсеке ячейки КРУЭ устанавливается датчик плотности элегаза с выходами 4–20 мА, передающий данные о величине плотности в отдельный шкаф сбора аналоговой информации, располагающийся в помещении КРУЭ. Далее через интерфейс RS485 производится опрос модулей аналогового ввода ADAM4017+, и полученные значения токов на серверах АСУ ТП пересчитываются в величины давления по определенной функциональной зависимости и выводятся на АРМ (рис. 1).

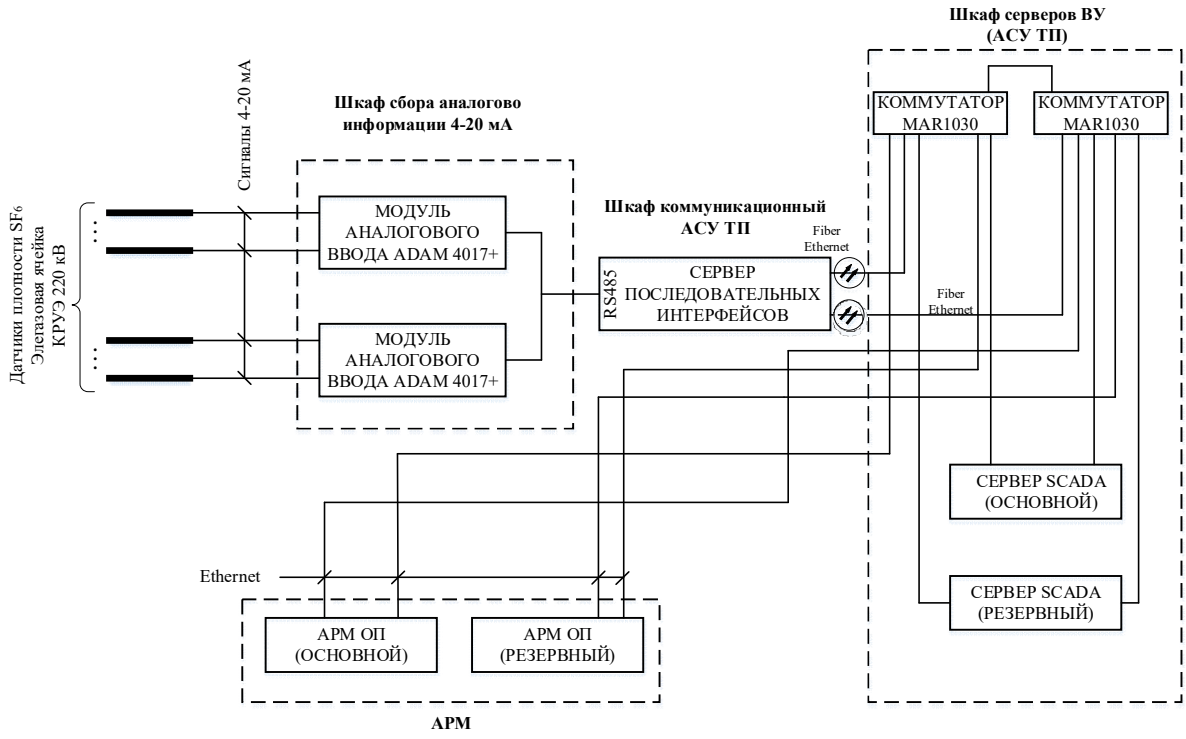


Рис 1. Система мониторинга плотности элегаза в КРУЭ 220 кВ

Функция давления на плотномерах P, кПа, зависит от величины измеренных токов I, мА, температуры в КРУЭ T, К, и имеет нелинейный характер:

$$B = f(I) = \left(\sqrt{a_1\left(I - a_2\right) - a_3} - a_4\right)^2; \quad (1)$$

$$P = g\left(T, B\right) = c_1 TB + \left(c_2 T - c_3\right)B^2 - \left(c_4 T - c_5\right)B^3 - c_6, \quad (2)$$

где a_1, a_2, a_3, a_4, c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6 – коэффициенты, полученные эмпирическим путем в соответствии с заводскими характеристиками плотномеров.

Важнейшим фактором эффективности оперативно-диспетчерского управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии является система АПТС (3).

При нарушениях нормального режима работы оборудования на ПС в SCADA отображается множество сигналов, относящихся к данному событию. В целях ускорения и упрощения анализа технологического нарушения (присоединение, причина срабатывания и др.) в SCADA реализован мнемокадр с отображением всей АПТС, содержащий минимально необходимый набор сигналов. Мнемокадр представляет собой массив светодиодов соответствующего цветового исполнения, которые зажигаются при срабатывании соответствующего сигнала в АПТС.

При нажатии на любой элемент мнемосхемы отображается список сигналов, входящих в данный раздел. Система АПТС реализована для всех классов напряжения, в том числе и для присоединений 0,4 кВ щита собственных нужд.

СМТ КЛ из сшитого полиэтилена позволяет предотвратить сокращение срока службы силовых кабелей из сшитого полиэтилена вследствие перегрева, предотвратить аварийные ситуации и увеличить пропускную способность КЛ.

Система мониторинга температуры КЛ осуществляет сбор телеинформации о температуре силовых кабелей 220 кВ. Технические средства системы мониторинга температуры кабельных линий реализованы с помощью волоконно-оптического прибора пространственной термометрии (измерительный блок температуры (ИБТ)).

В ИБТ используется распределенный датчик температуры (чувствительный элемент), которым является оптическое волокно, расположенное непосредственно в кабеле. Принцип работы системы основан на математической обработке измеряемого спектрального состава обратного Рамановского рассеяния лазерных импульсов в многомодовом оптическом

волокне. Результатом каждого измерения является температурный профиль, представляющий собой распределение температуры по всей длине оптического волокна.

Оптические волокна, встроенные в силовой кабель каждой фазы КЛ, заводятся на сплайс-боксы. С другой стороны, на оптические муфты заводятся оптические сенсорные кабели с волокнами типа 50/125. Затем сенсорные кабели подводятся к шкафу мониторинга температуры КЛ 220 кВ в оптические кроссы. Далее все оптические каналы с двух линий подключаются к оптическому переключателю. Оптический переключатель поочередно подключает оптические каналы к ИБТ, который производит измерение и формирует температурный профиль и аварийные сигналы по каждой кабельной линии (рис. 2).

От ИБТ телеинформация поступает на блок обработки данных, где осуществляется обработка получаемых данных, их передача в аппаратно-программный комплекс (АПК) МВКС, а также взаимодействие между приборами системы.

Из СМТ КЛ в АПК МВКС передаются токи нагрузки КЛ. Сервер МВКС, используя эти данные и данные ИБТ, осуществляет прогнозирование пропускной способности КЛ и температуры жилы кабеля, путем построения математической модели с использованием температуры нагрева оптоволокна в экране кабеля (рис. 2).

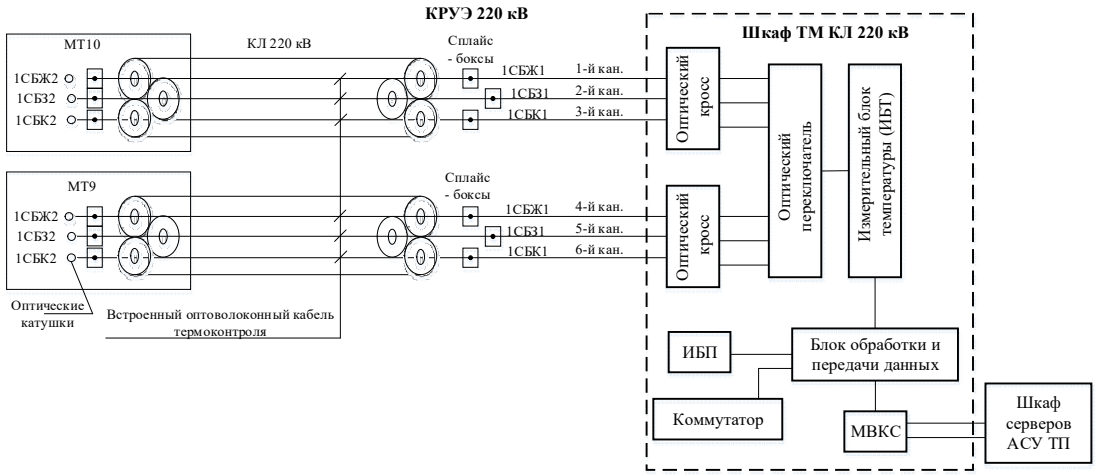


Рис 2. Система мониторинга термоконтроля КЛ 220 кВ

Таким образом, СМПЭ, система АПТС и СМТ силовых КЛ из сшитого полиэтилена, интегрированные в АРМ, позволяют в значительной степени предупредить и сократить возникновение аварийных отключений, систематизировать сбор информации о параметрах высоковольтного электрооборудования, а также упростить эксплуатацию энергообъекта оперативным и ремонтным персоналом, что является следующим шагом к цифровизации подстанций.

Источники

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации. М.: ЭНАС, 2018. 272 с.

2. Savin K.N., Popova G.L., Syschikov V.A. Quality management electric power through iso 50001 standard // Technical sciences. Fundamental research. 2012. № 9. P. 410–413.

3. Положение об организации оперативно-диспетчерского управления в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ от 5 апреля 2019 г. (в ред. Изменений от 8 мая 2019 г. № 1).

УДК 621.398

РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОСЕКЦИОНИРОВАНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6–10 кВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ SCADA-СИСТЕМЫ ОИК

Р.Н. Япбаров
ОАО «Сетевая компания», Казань
yapbarovrn@gridcom-rt.ru

В работе представлен подход автоматического секционирования в распределительных сетях на воздушных линиях 6–10 кВ с использованием существующей SCADA системы ОИК производства НТК Интерфейс.

Ключевые слова: показатели надежности электроснабжения, САВС, SCADA ОИК.

Распределительные сети напряжением 6–10 кВ – главные жизненные артерии в системе энергообеспечения любой страны. Массовые аварийные отключения сельских распределительных сетей напряжением 6–10 кВ являются очередным подтверждением высказываниям многих специалистов: «Нельзя обходить вниманием проблемы сетевого комплекса»! Надёжные распределительные сети – важное условие социальной стабильности, устойчивого развития экономики.

Старение сетей усугубляется целым рядом внешних и внутренних факторов. С одной стороны, оно ведет к снижению надежности электроснабжения на фоне ужесточения требований потребителей к этому показателю. С другой стороны, и это ни для кого не секрет, энергетика во всех отраслях,

кроме самой энергетики, относится к вспомогательному производству. Увы, не секрет и то, что распределительные сети как часть электроэнергетического комплекса занимают в нём далеко не первое место по инвестициям. Их ограничению способствует возросшая роль финансовых механизмов в экономической оценке эффективности проектов. Все чаще, например, выдвигается требование: окупаемость не более чем за 3 года. Для сетевых проектов срок практически нереальный.

Так, для поддержания в рабочем состоянии распределительных сетей напряжением 6–10 кВ выполняются мероприятия по ремонту в части замены линейных и магистральных разъединителей на элегазовые выключатели нагрузки «Auguste» производства «Ensto» и на вакуумные выключатели – Реклоузер производства «Таврида Электрик» с установкой GSM модемов. Целевым применением выключателей является реализация алгоритмов распределенной автоматизации аварийных режимов работы распределительных сетей (одна из базовых технологий Smart Grid) с целью наиболее эффективного и экономичного способа повышения показателей надёжности электроснабжения потребителей (SAIDI и SAIFI) [1] в распределительных сетях напряжением 6–10 кВ.

Под автоматизацией распределительных электрических сетей следует понимать организацию в сети автоматического осуществления операций:

– фиксации повреждения;

– его локализации;

– отключения поврежденного участка;

– восстановления электроснабжения потребителей.

Сети, где указанные процедуры выполняются автоматически, называют самовосстанавливающимися.

Для реализации самовосстанавливающихся сетей в рамках пилотного проекта на кольцующей линии ф 23 ПС 110 кВ «Мамадыш» и ф 4 ПС «Кирмени» Елабужских электрических сетей компания «Ensto» выполнила работы по автоматизации сетей, в ходе которых установили промежуточный терминал управления Netcontrol CCU с установкой GSM модема. Стоимость оборудования на основании договора в 2014 г. составила 799 тыс. руб. При этом контроллер имеет ограничение по автоматизации в максимальном использовании выключателей до 45 шт. Выполнение технического обслуживания или при изменении настроек вышеуказанного контроллера требовалось определенные финансовые затраты, что негативно сказывалось на окупаемости контроллера.

Для исключения подобных ситуаций в работе было реализовано автосекционирование в существующей SCADA системе ОИК [2] для определения возможности использования в системе ОИК скрипта в котором описывается:

– проверка состояния сигналов положения коммутационных аппаратов;

– проверка состояния сигналов защит коммутационных аппаратов;

– проверка состояния сигналов телеизмерения напряжения, токов;

– проверка состояния каналов связи контроллеров, установленных на коммутационных аппаратах (выключатели «Auguste» и «Реклоузер»);

– подача команд телеуправления по заданной логике секционирования;

– запрет выполнения команд телеуправления при ручном блокировании логики секционирования.

Во время работы за реализацию автосекционирования взята кольцующая линия на ф 07 и ф 12 ПС 35 кВ «Победа» Азнакаевского района. На линии установлены три выключателя нагрузки. В SCADA системе ОИК была создана логика, в которой описаны 3 сценария работы сети 10 кВ.

В ходе проведения натурных испытаний по заданным режимам логики автосекционирования прошли успешно. Весь цикл работы логики автосекционирования составил 20 с, начиная от прохождения сигнала об отключении головного КА на подстанции до выполнения всех переключений на кольцующей линии.

В заключении хочется отметить, что в настоящее время в компании при реализации автосекционирования в реальных условиях в распределительных сетях будут получены следующие результаты:

1. При увеличении парка секционирующих коммутационных аппаратов не требуется закупка дополнительных контроллеров на верхнем уровне.

2. Автосекционирование сетей можно выполнить в любой версии SCADA ОИК производства НТК Интерфейс без необходимости обновления ОИК.

3. Для изменения логики работы не требуются привлечение специалистов компании Энсто. Конфигурацию логики можно выполнить персоналом ОАО «Сетевая компания», а это сокращение времени и отсутствие затрат.

4. Повышение надежности электроснабжения потребителей.

5. Дополнительные возможности при реализации в ОИК: блокировка работы логики в ручном режиме при необходимости; текстовое и графическое отображение процесса секционирования.

6. Экономический эффект данной работы составил 653,28 тыс. руб.

Источники

1. Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256 (в ред. приказа Минэнерго России от 21 июня 2017 г. № 544). URL: https://minjust.consultant.ru/documents/21986 (дата обращения: 23.06.2019).

2. Программный комплекс ОИК Диспетчер [Электронный ресурс]. URL: https://iface.ru/webdocs/oikserver/ (дата обращения: 23.06.2019).

СОДЕРЖАНИЕ

Направление: ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

Альзаккар А.М-Н., Валеев И.М. Улучшение стабильности электроснабжения в Сирийской Арабской Республике путем использования международного контроля распределения электроэнергии 6

Аль-Дарабсе А.М.Ф., Маркова Е.В., Миллер В.В. Электрическая безопасность..... 10

Аль-Дарабсе А.М.Ф., Маркова Е.В., Миллер В.В. Прогнозное обслуживание оборудования подстанций с помощью инфракрасной термографии с использованием подхода машинного обучения 17

Белкова Д.Н. Подход к разработке управляемого активного фильтра для эффективного подавления торсионных колебаний в системах распределенной генерации 24

Белькевич А.Р., Татаринцев В.А. Выбор системы технической диагностики электромеханического привода 28

Валеева К.Д. Компьютерные, сетевые и информационные технологии для управления и автоматизации индукционной нагревательной системы..... 38

Ву Нгок Зан, Нгуен Зуи Хынг, Новиков В.Ф. Пробоподготовка при контроле содержания фурановых соединений в трансформаторном масле 41

Гаделшин И.И., Денисова Н.В., Шакурова З.М. Применение «умных» технологий в нефтяной промышленности..... 48

Гарипова А.М., Козлов В.К. Оптический метод определения степени полимеризации в маслонаполненном электрооборудовании 52

Гиниятуллин Р.Ф. Регенерация трансформаторного масла при реконструкции подстанции лазарево 1 110/10 кв 56

Гришин Д.Ю., Муравьев Г.Г., Денисова Н.В., Цветков А.Н. Общий анализ преимуществ применения вентильных электродвигателей 60

Денисова А.Р., Николаева О.Л. Исследование колебательного процесса вибрации роторных механизмов..... 64

Дудка И.В., Харитонов М.Ю. Исследование выбора оптимальной схемы подключения резисторов заземления нейтрали в сети 220 (110) / 20 кВ 69

Зиннатуллина Д.Р. Диагностика магнитопровода трансформатора 76

Иванова В.Р., Гильманова Г.Р. Конструкция лабораторного стенда для изучения электрощитового оборудования и типовых систем автоматического регулирования в электротехнических комплексах 81

Канищева А.С. Построение системы диагностики и мониторинга (непрерывного контроля) силового трансформатора 84
Конесев С.Г., Валеева К.Д. Методика расчета электрической мощности системы электроподогрева промыслового оборудования 88
Ладик Я.С., Сидоренко С.Р. Обоснование выбора схемы АВР в сетях 0,4 кВ нефтедобывающих предприятий 92
Лобанова Е.Н., Крюкова В.А. Диагностика состояния устройства регулирования напряжения под нагрузкой 97
Ломакин И.В., Хабибуллин Г.Р., Закиров И.С. Диагностическая модель схем управления транспортеров 101
Максимов В.В., Тамилин П.О. Определение места повреждения ЛЭП на мнемосхеме диспетчера 109
Местников Н.П., Нуруллин Э.Г. Комбинированное электроснабжение труднодоступных объектов сельского хозяйства Дальнего Востока и Арктики 112
Миннигареев В.И. Экономическое сравнение ремонта трансформатора и покупки нового 118
Мурадымова А.И., Логачева А.Г. Повышение энергоэффективности электроснабжения удаленных месторождений путем интеграции генерирующих мощностей на базе возобновляемых источников энергии 121
Муратаева Г.А., Муратаев И.А., Ниязов Х.С., Кабылбеков А.Н. Метод определения параметров вольт-ваттных характеристик магнитопровода высоковольтного электрооборудования 125
Мукимов А.Х., Сидорова А.А., Павлов П.П. Тормозные системы подвижного состава городского электрического транспорта 129
Мухлина Е.С., Балобанов Р.Н. Особенности диагностирования и эксплуатации комплектных разделительных устройств с элегазовой изоляцией 132
Назмиева З.К. Анализ метода определения местоположения поврежденных гирлянд изоляторов на основе шумовых сигналов 136
Насртдинов И.Р., Хуснутдинов Р.Р., Устимец А.А. Проблемы качества электроэнергии в электроснабжении нефтедобывающих компаний и их решение 141
Наумов О.В., Артеменко А.А. Применение вольтодобавочных трансформаторов в распределительных сетях 0,4–10 кВ для улучшения показателей качества электроэнергии 145

Петров Т.И., Холикова А.Р., Сафин А.Р. Топологическая оптимизация вращающихся машин 149

Пономарева Д.В., Сафин А.Р., Петров Т.И. Обзор станций управления электроприводом станков-качалок нефти 152

Роженцова Н.В., Галяутдинова А.Р., Спасов Д.П. Мониторинг щеточно-контактного аппарата турбогенератора с дистанционным мониторингом токораспределения 156

Сайдумов М.Ф. Технические решения по выявлению витковых замыканий в обмотках трансформаторов 6–10/0,4 кВ 160

Сидорова В.Т., Рокина Е.Г. Исследование компенсации реактивной мощности в воздушных сетях низкого напряжения 163

Соловьёва А.А. Диагностика высоковольтных выключателей 168

Трутнева Е.В., Сидоров А.Е. Оптимизация аккумуляторной батареи за счет снабжения ее устройством интеллектуального управления 172

Файзуллина А.Р., Миназов М.Р. Выбор электродвигателей замкнутых электроприводов постоянного тока 176

Чугунов Д.Н., Гольдштейн В.Г. Применение теплоэнергетической установки на топливных элементах в изолированной сети 180

Штыков К.В., Ронжин А.А., Денисова Н.В. Обоснование выбора датчиков установок штангового глубинного насоса для измерения технологических параметров 184

Яшагина А.В. Техническое диагностирование наземного электрического транспорта с помощью дефектоскопии 188

Направление: РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ПОДСТАНЦИИ

Авдеева В.Ю., Валиуллина Д.М. Исследование интеллектуальных систем управления в распределительных сетях 6(10) кВ на основе реклоузеров 192

Афанасьева Т.И., Воркунов О.В., Козлов В.К. Беспроводная передача информации в воздушных линиях электропередачи среднего напряжения 195

Ахметдинов И.Р. Методика определения состояния изоляторов ВЛ 6–10 кВ 199

Белоусова А.С., Гарифуллин М.Ш. Выбор эффективного мероприятия по нормализации фликера в электрических сетях с резкопеременной нагрузкой 203

Бурлак И.И., Гура Д.Н., Корольков А.Л., Пляшко М.С. Вопрос актуализации параметров силовых трансформаторов 207

Варганова А.В., Панова Е.А., Хатюшина Т.В., Кушмиль О.Е. Разработка базы данных электрооборудования 6–10 кВ для САПР «ЗРУ CAD» 212

Воркунов О.В., Загидуллина Л.Ф. Методы диагностики кабельных линий 216

Гафуров А.Р., Хаков Л.И. Автоматика ограничения перегрузки оборудования с коррекцией уставок от величины солнечной радиации 221

Гизатуллин Э.С., Воркунов О.В. Методика расчета коммутационных перенапряжений в вакуумных выключателях 224

Гималетдинов А.Ф., Воркунов О.В. Автоматизированное проектирование кабельных линий в программном комплексе LabVIEW 227

Горячев М.П., Иванов Д.А., Садыков М.Ф., Ярославский Д.А., Тюрин В.А. Система автоматизированного мониторинга технического состояния воздушных линий электропередачи 231

Здоренко С.Б. Дистанционное управление функциями устройств релейной защиты и автоматики 236

Зиганшин И.И., Туитяров А.М., Зиганшина А.И. Многофункциональный контроллер автоматизированного определения повреждений в распределительных сетях 6–35 кВ 240

Козлов В.К., Киржацких Е.Р. Исследование влияния параметров линии дифференциальным методом на определение места повреждения при однофазном замыкании на землю 243

Крюкова В.А., Лобанова Е.Н. Контроль технического состояния силовых трансформаторов методом акустического диагностирования 247

Маклецов А.М., Галиев И.Ф., Галиев Р.И. Дистанционный контроль параметров режима ЛЭП 0,4 кВ 250

Минуллин Р.Г., Касимов В.А., Писковацкий Ю.В., Филимонова Т.К., Мустафин Р.Г., Волченко К.М., Минкин А.С., Кононцев П.В., Пиунов А.А. Разработка локационного комплекса мониторинга воздушных линий электропередачи 255

Муртазина Г.Р., Садыков М.Ф. Роботизированный комплекс для удаления гололедно-изморозевых отложений на проводах воздушных ЛЭП 260

Нгуен Тиен. Энергосберегающая система отопления объектов электроэнергетики 264

Пляшко М.С., Гура Д.Н., Корольков А.Л., Бурлак И.И. Сравнительный анализ цифровых терминалов защит ЛЭП 6–35 кВ с целью определения оптимального состава применяемых функций 273

Рахматуллин Р.Р., Валиев И.И., Хамидуллин И.Н. Ранжирование оборудования электросетевого комплекса по степени необходимости (критичности) технического воздействия на единицу оборудования 279

Сиразутдинов Ф.Р. Повышение надежности защиты ближнего резервирования автотрансформатора 294

Соколов Н.С. Резервирование отключения коротких замыканий на шинах (ошиновке) при отсутствии или выводе в ремонт ДЗШ (ДЗО)..... 299

Тухватуллин Л.Т., Степанова Е.Г., Хузяшев Р.Г, Кузьмин И.Л. Погрешность определения места повреждения в гибридной линии электропередач волновым методом 303

Урманшин А.Р., Валиуллина Д.М. Определение поврежденного фидера в сетях 6–35 кВ 307

Уткин М.О., Николаев К.В., Понаморев Е.Р. Создание упрощенной системы управления двигателем с помощью контроллера SIMOCODE PRO V..... 310

Хасанов И.Р., Рахматуллин Р.Р., Хамидуллин И.Н. Методика определения эффективности капитальных вложений на ремонт и реконст-рукцию основных фондов электросетевых предприятий 315

Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л., Хафизов А.Н., Тухватуллин Л.Т. Аналитическое исследование погрешности определения места повреждения волновым методом в гибридной линии электропередач..... 326

Направление: УПРАВЛЕНИЕ И ЭКОНОМИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Адамец В.В. Использование якобиана для определения модели гене-рации в сеть 332

Варганова А.В., Лыгин М.М. Разработка уточненных технико-экономических моделей котлоагрегатов промышленных тепловых электростанций 336

Галеева Р.У., Муравьев Г.Г. Дополнительный компонент ценообразования за потребление (генерацию) реактивной мощности (энергии) 341

Закирова Н.Ж., Истопленников А.М., Павлов П.П. Отдельные проблемные вопросы в электроэнергетике 349
Муратаев И.А., Муратаева Г.А., Кабылбеков А.Н., Ниязов Х.С. Оптимизация потерь мощности энергосистемы Таласской области..... 352
Мусаев Т.А., Валеев И.М. Разработка подходов для количественных оценок эффективности выполнения работ под напряжением с использованием показателей надежности электроснабжения 355
Назаров А.В, Кутюмова К.Ю., Рыцова А.В. Экономическая оценка внедрения аккумулирующей станции на основе литий-ионных накопителей 366
Нигматзянова Л.Р. Цифровая трансформация энергетического комп-лекса Российской Федерации..... 374
Сандаков В.Д., Пятникова М.В. Способы привлечения инвестиций для развития ОЭС Востока..... 378
Саттарова Э.Ф. Интеграция системы мониторинга релейной защиты и автоматики в оперативно-информационный комплекс 382
Сафиуллин М.И, Бурганов Р.А. Анализ энергосбережения на основе метода VUCA..... 385
Ткаченко К.С. Диспетчеризация информационных потоков в компьютерных узлах систем управления промышленных предприятий..... 388
Хузиев А.А. Энергоснабжающая самобалансирующая организация..... 393

Направление: ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Абдуллина Н.М., Будникова И.К. Автоматизированная система дистанционного контроля перемещения средства очистки и диагностики в нефтегазовой трубопроводной отрасли 396
Биктимирова Л.З., Федоров С.Н. Актуальность измерения расхода жидкости и газа 399
Герасимов В.Л., Будникова И.К. Цифровые технологии в обработке материалов на основе информационных систем с числовым прог-раммным управлением 404
Егорова Н.Г. Повышение энергоэффективности при передаче электрической энергии в условиях цифровизации энергетики..... 409
Ибрагим А.Х., Сергеева Е.Ю., Логачева А.Г. Большие вызовы для нанонауки и нанотехнологий в электронике..... 412

Карташова А.А., Камалиев Б.И. Открытые информационные системы как источник для поиска инновационных решений 416
Касьянова Н.Е., Саптиева В.Ю., Мухаметжанов Р.Н. Тенденции использования цифровых счетчиков электрической энергии в энергосистеме 421
Николаев К.В., Хамитова Д.В. Перспективы использования параметризации Autodesk Inventor и среды iLogic в производстве 424
Пелевин О.В. Перспективы «цифрового» развития Республики Татарстан в контексте состояния «цифровизации» промышленных предприятий Республики Татарстан..... 429
Пелевин О.В. Актуальные вопросы развития цифровой экономики в Республике Татарстан 435
Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Оценка возможности технической реализации системы автоматизированного управления режимом изолированной энергосистемы 439
Себегатов К.З., Наумов О.В. Системы энергоэффективного управления электрическими распределительными сетями 110 кВ 443
Титов Е.В., Мозоль В.И. Модернизация технологии обеспечения электромагнитной совместимости на объектах электроэнергетики..... 446
Титов Е.В., Михайлов Д.С., Мозоль В.И. Оценка погрешности измерений аппаратно-программного комплекса для контроля электромагнитной обстановки..... 451
Харитонов М.Ю., Дудка И.В., Мищенко Б.Р. Системы мониторинга плотности элегаза КРУЭ, аварийно-предупредительной телесигнализации и термоконтроля силовых КЛ из сшитого полиэтилена..... 456
Япбаров Р.Н. Реализация автосекционирования в распределительных сетях 6–10 кВ с использованием существующей SCADA-системы ОИК..... 460

Научное издание

XIV ВСЕРОССИЙСКАЯ ОТКРЫТАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»

Материалы конференции

6–8 ноября 2019 г.

Корректор О.В. Соловьева
Компьютерная верстка И.В. Красновой
Дизайн обложки Ю.Ф. Мухаметшиной

Подписано в печать 05.11.2019.
Формат 60×84/16. Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.
Усл. печ. л. 27,38. Уч.-изд. л. 20,45. Тираж 40 экз. Заказ № 5182

Редакционно-издательский отдел
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51



ISBN 978589873554-8

