

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ,
ЭНЕРГЕТИКА И ЭКОНОМИКА**
(электроэнергетика, электротехника и теплоэнергетика)

**XX МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СТУДЕНТОВ И АСПИРАНТОВ**

26 – 27 апреля 2023 г.

СБОРНИК ТРУДОВ
ТОМ 1

СЕКЦИИ 1,2

СМОЛЕНСК
2023

УДК 621.31+621.3+536+621.1+62.003+621.38
И74

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор Кавченков В.П.

Кандидат технических наук, доцент Рожков В.В.

Кандидат технических наук, доцент Галковский В.А.

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ЭНЕРГЕТИКА И
ЭКОНОМИКА** (электроэнергетика, электротехника и теплоэнергетика). Сб трудов XX -ой
Межд. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. В 3 т. Т 1. – 2023. – 280 с.

ISBN 978-5-91412-499-8

В сборнике публикуются труды участников Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Информационные технологии, энергетика и экономика», в которых изложены результаты оригинальных научно-технических работ в области электроэнергетики, электротехники и теплоэнергетики.

Издание предназначено для научных работников и преподавателей вузов, магистров и аспирантов, осуществляющих исследования в данных научных областях.

ISBN 978-5-91412-499-8

©Авторы

©«Универсум»

© филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске. 2023

СЕКЦИЯ 1 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

*А.Д. Богданов, А.А. Новикова студ. маг.; рук. Л.И. Долецкая, к.т.н., доцент.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ СУБАБОНЕНТОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

В настоящее время из-за высокого износа электроэнергетического оборудования и низких темпов ввода новых мощностей достаточно остро стоят вопросы повышения эффективности работы энергетического комплекса России.

Из-за резкого сокращения финансирования в области электроэнергетики, замедлилось или вовсе прекратилось развитие и техническое перевооружение электрических сетей, усовершенствование управляющих систем учета электроэнергии, возникли регрессивные тенденции, влекущие за собой увеличение потерь в сетях, такие как: физический и моральный износ приборов учета электроэнергии, устаревшее оборудование, установленное оборудование, потребляющее гораздо большее количество электроэнергии, чем то количество, которое могут выдержать сети.

Проведенная реструктуризация электроэнергетической отрасли требует более качественной оценки работы объектов энергопотребления и сетей передачи электроэнергии, которая в этом случае является уже товарной продукцией.

Для оценки работы энергосистемы и ее электросетевых компаний можно использовать комплекс показателей, среди которых наиболее существенным с технической точки зрения является значение потерь электроэнергии. Только на основе детального определения всех составляющих потерь, оценки фактических и нормативных потерь электроэнергии можно решать задачи оптимизации режимов работы оборудования и рассматривать комплексные направления по совершенствованию электроэнергетического комплекса.

По оценке Росстата относительные потери энергии в сетях достигают 12,22% от суммарного отпуска электроэнергии. В то время как экспертная оценка по величине предельных значений по относительным потерям электроэнергии в сетях должна быть не более 4-5%. [1]

В связи с этим вопрос нормирования потерь электроэнергии требует особого внимания и серьезного, быстрого поиска новых путей его решения, новых необходимых мероприятий или совершенствования уже имеющихся, новаторских решений в области передачи электроэнергии.

Нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций (ЭСО) проводится для решения следующих задач:

- выявление элементов электрических сетей с повышенным уровнем технических потерь;

- определение центров коммерческих потерь электроэнергии;
- определение и оценка резервов ЭСО для обеспечения снижения сетевых потерь;
- оценка влияния основных факторов, характеризующих сетевую систему и ее режимы работы при их различных значениях, на уровень технологических потерь электроэнергии;
- выработка мероприятий для снижения потерь электроэнергии и оценка их эффективности.

Кроме того, нормативы определяются для составления плана и возможности оптимального управления деятельностью энергосбытовых компаний. По мере развития производства, совершенствования и замены оборудования, качественного улучшения параметров работы, структурной оптимизации отрасли утверждаемые ежегодно нормативы должны своевременно пересматриваться [1].

Расчет нормативов потерь проводится в соответствии с приложением №1 к приказу №326 от МинЭнерго [2]. В этом приказе изложена методика расчета нормативов потерь для всех энергоснабжающих организаций (ЭСО). Помимо электрических станций, электросетевых компаний, энергоснабжающими организациями могут быть промышленные предприятия, к сетям которых подключены другие потребители — субабоненты. Субабоненты получают электроэнергию от энергосистем, но по электрическим сетям ЭСО, создавая для них дополнительные потери электроэнергии. Для таких ситуаций необходимо рассчитывать нормативы потерь электроэнергии в сетях ЭСО для каждого из субабонентов отдельно.

При расчетах необходимы следующие исходные данные:

- схема электрических сетей системы электроснабжения ЭСО с указанием технических характеристик основных элементов;
- точки подключения субабонентов к электрическим сетям ЭСО;
- потребление электрической энергии ЭСО с субабонентами в базовом периоде (в году проведения расчетов потерь электроэнергии) и прогнозируемом электропотреблении на регулируемый период.

Для иллюстрации особенностей оценки нормативов потерь электроэнергии субабонентами ЭСО рассчитаны потери электроэнергии в электрических сетях промышленного предприятия ПАО «Завод азотных удобрений» (ЗАУ).

На первом этапе проведен анализ схемы электрических сетей ЗАУ, в результате которого была получена схема электроснабжения трех субабонентов с условными наименованиями- №1, №4 и №6. Схема приведена на рис.1. Она включает следующие элементы сетей ЗАУ, по которым электроэнергия подается субабонентам:

- питающая воздушная линия ВЛ137 напряжением 110 кВ;
- трансформатор с расщепленной обмоткой главной понизительной подстанции Т2;
- токоограничивающий реактор Р2К, установленный в ЗРУ 6 кВ;
- кабельные и воздушные линии 6 кВ

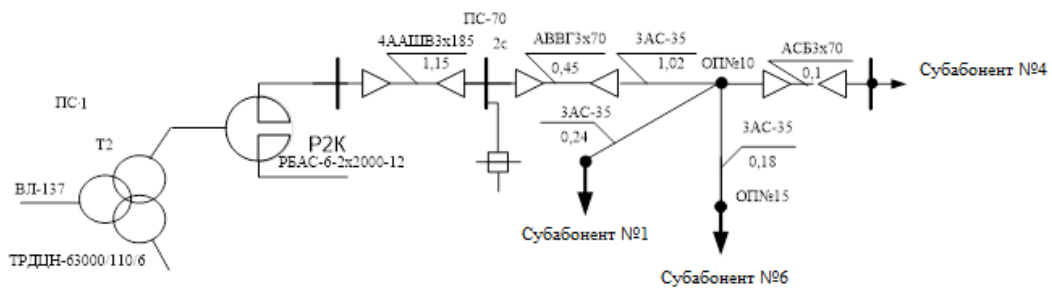


Рисунок 1 - Схема электроснабжения субабонентов.

В соответствии с методикой [2] для электрической сети, приведенной на рис.1, были рассчитаны следующие параметры:

- активные сопротивления линий электропередачи 6-110 кВ, обмоток силового трансформатора, ветви реактора с использованием технических характеристик данных элементов.
- суммарные нагрузочные и условно-постоянные потери электроэнергии в элементах электросетей при передаче электроэнергии каждому субабоненту для базового периода расчетов.

В таблице 1 приведены полученные в результате расчетов составляющие годовых потерь электроэнергии в базовом периоде: суммарные потери электроэнергии $\Delta W_{Нб}$ в электрических сетях высокого напряжения 110 кВ (ВН), среднего напряжения 6 кВ (СН) и в целом по системам электроснабжения субабонентов.

Таблица 1

Потери электроэнергии в базовом периоде

№ п/п	Наименование субабонента	Потери электроэнергии $\Delta W_{Нб}$, кВт·ч, по напряжениям		
		ВН	СН	ВСЕГО
1.	Субабонент № 1	0,003	0,149	0,15
2.	Субабонент № 4	2,73	280,42	283,15
3.	Субабонент № 6	3,69	436,33	439,02

Норматив технологических потерь электроэнергии по абсолютной величине на регулируемый период определяется :

$$\Delta W_{НТПЭР} = \Delta W_{УПР} + \Delta W_{НР} + \Delta W_{погр.Р}, \quad (1)$$

где $\Delta W_{УПР}$ - условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период, $\Delta W_{погр.Р}$ - потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, на регулируемый период для ТСО .

Условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период принимаются равными условно-постоянным потерям в базовом периоде.

Нагрузочные потери электроэнергии на регулируемый период определяются по формуле

$$\Delta W_{HP} = \Delta W_{H6} \left(\frac{W_{отп.Р}}{W_{отп.Б}} \right)^2, \quad (2)$$

где $W_{отп.Б}$, $W_{отп.Р}$ – отпуск электроэнергии из сети в базовом и регулируемом периодах соответственно.

В таблице 2 приведены значения нормативов потерь электроэнергии, вычисленные по формулам (1) и (2).

Таблица 2

Нормативы потерь электроэнергии

№ п/п	Наименование субабонента	НТПЭР	
		кВт·ч	%
1.	Субабонент № 1	413	4,9
2.	Субабонент № 4	10800	1,9
3.	Субабонент № 6	14300	2,4

Значения нормативов потерь электроэнергии, приведенные в табл.2, не превышают величины оптимальных 4-5% для всех субабонентов. Полученные значения нормативов могут быть учтены при определении размеров оплаты за потребленную электроэнергию, для качественной оценки состояния электрических сетей и подключенных субабонентов.

Литература

1. Шведов Г.В., Сипачева О.В., Савченко О.В. Потери электроэнергии при её транспортировке по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение. Учебное пособие для вузов. Под редакцией Ю.С. Железко - М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
2. Приказ от 30 декабря 2008 г. №326. Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

*Д.Н. Голдесов, студ.; рук. Л.В. Вайтеленок, ст.преп.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

**АНАЛИЗ РАБОТЫ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ ТОКА
ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ В ДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМАХ**

На сегодняшний день для защиты сетей со сложной схемой и несколькими источниками питания используются сложные защиты такие как дистанционная защита. Она является основной в системе защиты линий электропередачи и распределительных сетей, а также резервной защитой таких смежных участков сети, как шины, трансформаторы. Основными измерительными органами дистанционной защиты является реле сопротивления, которое измеряет сопротивление линии до места КЗ, определяет, на каком участке произошло КЗ и с другими органами защиты обеспечивает ее действие с необходимой выдержкой времени.

Главное из преимуществ дистанционной защиты состоит в том, что она имеет встроенную функцию определения места повреждения и обеспечивает требуемую селективность, надежность, быстродействие и чувствительность.

Вычисление входных токов и напряжений современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) осуществимо различными алгоритмами цифровой обработки сигналов. Наиболее распространенными являются алгоритмы Фурье и Двух выборок, так как они относятся к алгоритмам, которые с большой точностью вычисляют параметры векторов, характеризующие входные токи и напряжения устройств релейной защиты с частотой $f_0 = 50$ Гц.

Алгоритм двух выборок позволяет на основе выборок сигналов $u(t)$, $i(t)$ определить параметры соответствующих векторов тока $I(nT)$ и напряжения $U(nT)$. В основе данного алгоритма лежит уравнение, обеспечивающее по двум следующим с периодом дискретизации T через m циклов отсчетов синусоидальной величины $U \sin(\omega_0 t + \varphi)$, (где U – амплитуда сигнала, $\omega_0 = 2\pi f_0$ – угловая частота основной гармоники, φ – начальная фаза, t – текущее время) получение на n отсчете параметров характеризующего его вектора $U(nT)$.

Выражение для определения вектора входного сигнала:

$$\bar{U}(nT) = \frac{1}{|\sin \omega_0 m T|} [u(nT) e^{j \omega_0 m T} - u(nT - mT)] = U_x(nT) + j U_y(nT);$$

Данный алгоритм является быстродействующим, результат может быть получен за время периода дискретизации T между двумя выборками.

Работа алгоритма Фурье осуществляет дискретное преобразование выделения амплитудного значения составляющей частоты анализа по отсчетам входного сигнала. На выходе дискретного преобразования Фурье получается комплексное число, описывающее вектор сигнала соответствующей частоты и начальной фазы. Применение фильтров Фурье в устройствах РЗ позволяет выделить ортогональные составляющие без погрешностей, если входной сигнал синусоидальный с частотой $f_0 = 50$ Гц.

Оба алгоритма построены на модели идеальной синусоиды промышленной частоты. В реальности сигналы могут отличаться от синусоиды из-за содержания экспоненциально затухающей апериодической составляющей, отличия от номинальной частоты, а также могут иметь искаженную форму вследствие насыщения измерительных трансформаторов тока. Насыщения трансформатора тока состоит в том, что увеличивается ток в обмотке, а магнитный поток в сердечнике достигает максимального значения и практически не изменяется. Насыщение трансформатора тока является причиной искажения формы вторичного тока, которое может привести как к сбою в работе РЗ, так и к увеличению времени срабатывания РЗ. Поэтому для исключения ложного срабатывания или замедления защиты в реальности необходимо проводить предварительную оценку возможных погрешностей и времени работы цифровых измерительных органов (ЦИО) в переходных режимах, например, при помощи моделирования

В данной статье приведены результаты такого моделирования для рассматриваемых алгоритмов выделения модуля тока. Для примера

рассматривались сигналы, содержащие синусоидальную составляющую основной частоты с модулем 50 А, а также апериодическую составляющую с декрементом затухания 10 с^{-1} (рис.1, б). Также учитывалось влияние фазы сигнала, для чего второй сигнал рассматривался с фазой $-\pi/2$ (рис.1, а). Для учета влияния насыщения для рассмотренных сигналов был рассчитан приведенный вторичный ток по методике [2], также показанный на рис.1.

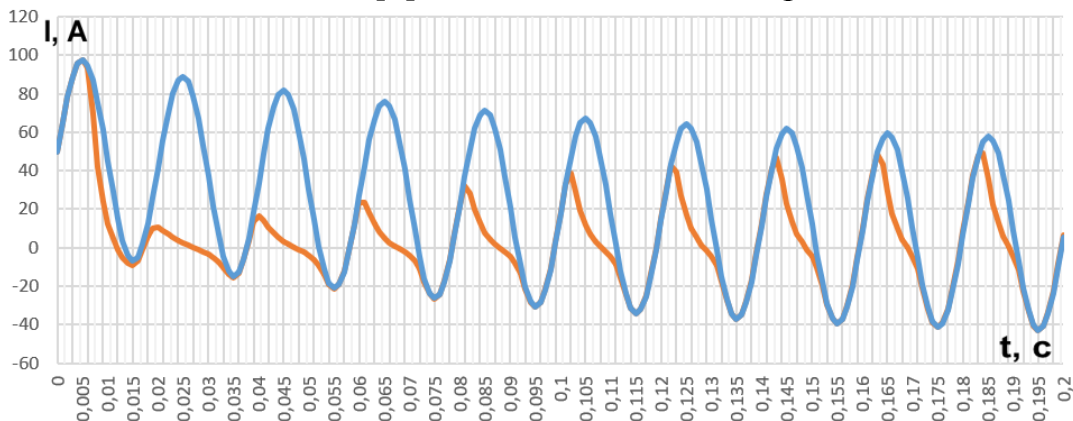


Рисунок 1, а. Сигнал с фазой $-\pi/2$

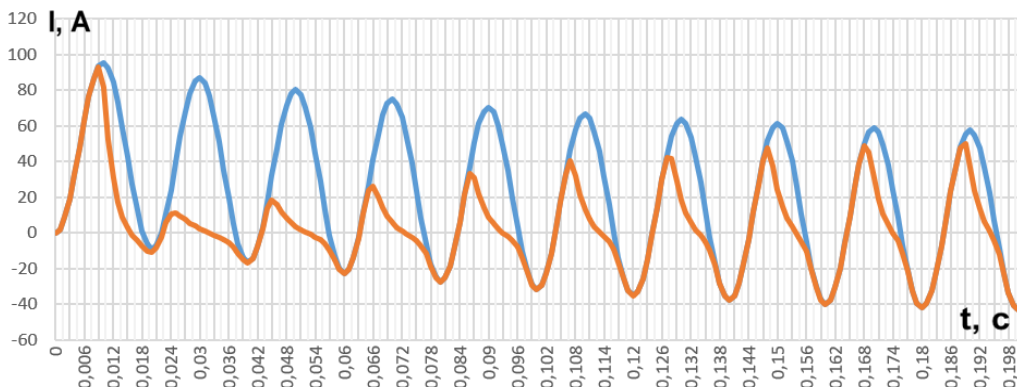


Рисунок 1, б. Сигнал с нулевой фазой

Моделирование работы ЦИО было произведено в программе EXCEL. Период дискретизации принимался $T=0,001 \text{ с}$. Поскольку в данной работе рассматривается работа ЦИО тока конкретно для целей дистанционной защиты, в качестве результатов рассматривался сигнал, обратный по отношению к модулю тока, полученным по алгоритмам. За эталонное значение уставки принималась величина, обратное модулю синусоидальной составляющей сигналов, т.е. $1/50 \text{ А}^{-1}$.

В итоге получено, что для неискаженного сигнала(рис.2, а) с нулевой фазой время срабатывания измерительного органа по алгоритму Фурье $t=0,007 \text{ с}$, когда время срабатыванию по алгоритму Двух выборок $t=0,001 \text{ с}$.

Проанализировав полученный график (рис.2, б) можно сделать вывод, что время срабатывания измерительного органа алгоритма Фурье равно $t=0,008 \text{ с}$, а время срабатывания по алгоритму Двух выборок $t=0,001 \text{ с}$, а в интервале времени от $0,029 \text{ с}$ до $0,2 \text{ с}$ выходное значение фильтра Фурье имеет тенденцию к снижению, но при этом оно не пересекает установившееся значение $Z_{\text{ср}}$.

Таким образом, для первого сигнала можно сделать вывод, что предпочтительнее использовать алгоритм Двух выборок из-за быстрого и точного действия измерительного органа.

Также были выполнены расчеты для сигнала с фазой $-\pi/2$.

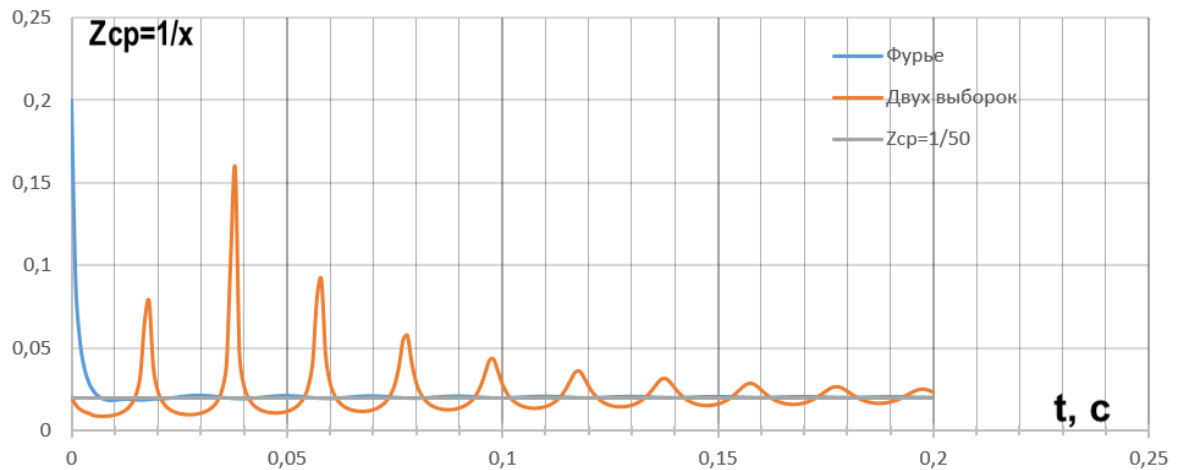


Рисунок 2, а. Результаты для неискаженных сигналов

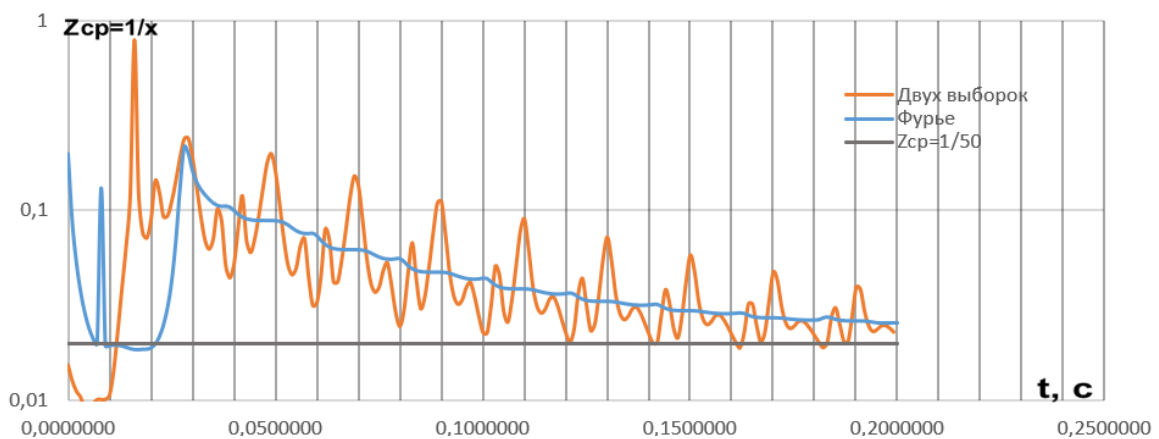


Рисунок 2, б. Результаты для искаженных сигналов

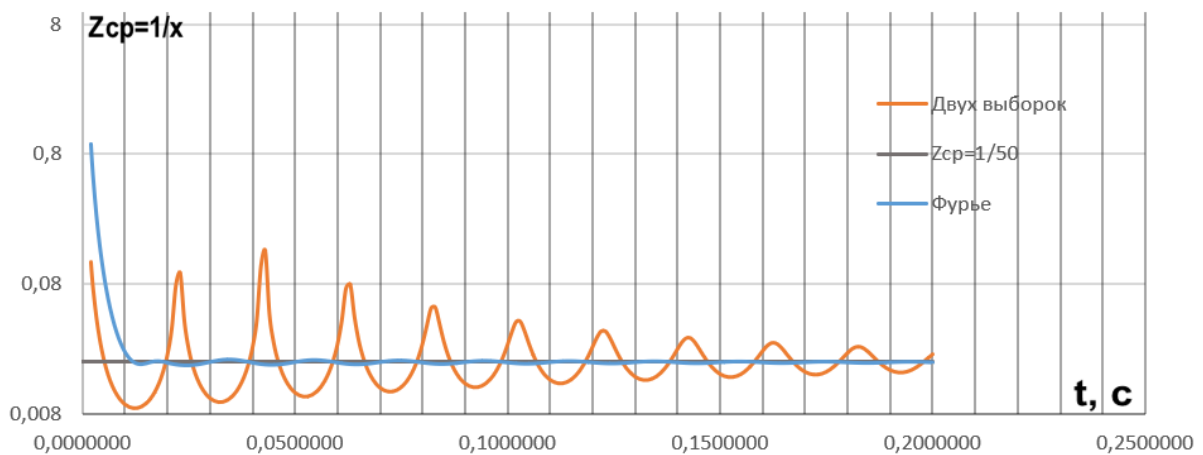


Рисунок 3, а. Результаты для неискаженного сигнала с фазой $-\pi/2$

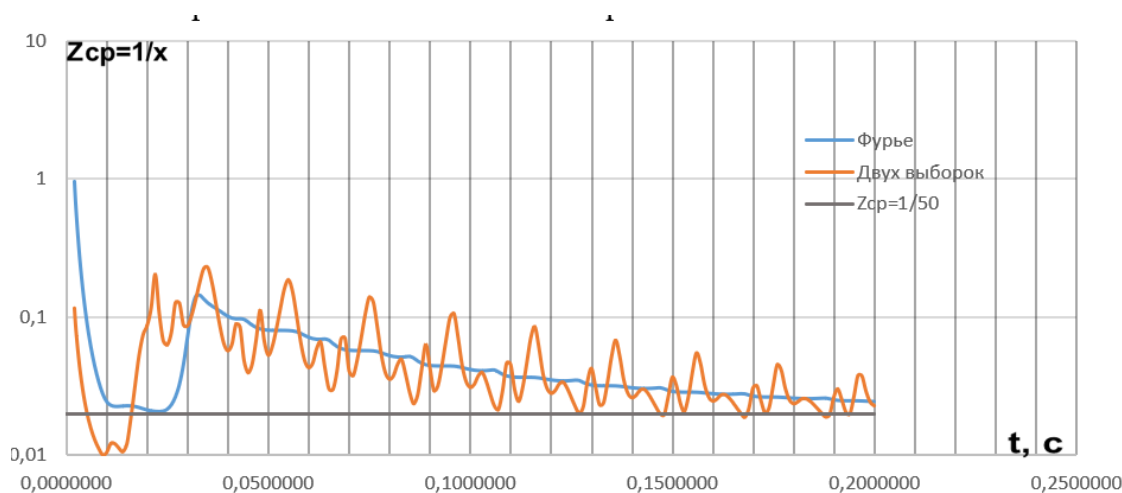


Рисунок 3, б. Результаты для искаженного сигнала с фазой $-\pi/2$

На рисунке 3, а) время срабатывания измерительного органа неискаженного сигнала с фазой $\pi/2$ по алгоритму Фурье составляет $t=0,013$ с, а время срабатывания измерительного органа по алгоритму Двух выборок равно $t=0,006$ с.

Для искаженного сигнала из графика (рис.3, б) видно, что алгоритм Фурье на всем интервале времени не пересекает Z_{cp} , что не приведет в действие измерительный орган. Время срабатывания измерительного органа с фазой $-\pi/2$ по алгоритму Двух выборок равно $t=0,006$ с.

Сравнивая графики двух сигналов можно прийти к выводу, что наилучшим алгоритмом по времени срабатывания измерительного органа, как искаженного, так и неискаженного сигнала является алгоритм Двух выборок.

Таким образом, была рассмотрена дистанционная защита, использующая реле сопротивления, которое по принципу своего действия срабатывает, когда измеряемое сопротивление меньше уставки на нем. Анализируя результаты статьи, можно прийти к выводу, что применение данной защиты позволит повысить эффективность, надежность использования для различного оборудования.

Литература

1. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита.–М.: Энергоатомиздат, 2007.549 с.
2. РД 153-34.0-35.301-2002 Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. – ОАО «Фирма ОРГРЭС» и ОАО «Институт Энергосетьпроект».
3. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Ф 34 Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1992.-528 с.: ил.
4. Чернобровое Н. В., Семенов В. А. 4-49 Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. - М.: Энергоатомиздат, 1998. - 800 с: ил.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА В ПРОГРАММЕ *SIMINTECH*

Расчет режима современных электрических сетей состоящих из тысяч ветвей и узлов вручную является трудоемкой задачей. Для упрощения используют алгоритмы и программы, рассчитывающие режимы сложных сетей за секунды и имеющие в своем арсенале дополнительные функции, которые позволяют решать другие задачи, например моделирование различных аварийных ситуаций, оптимизацию режима по потерям мощности, расчет переходных процессов и другие. Данные программы и компьютеры, на которые они установлены, должны обладать высокими вычислительными мощностями и большими объемами памяти, чтобы быстро и без задержек рассчитывать сложные разветвленные сети [1].

Существует множество программно-вычислительных комплексов, которые применяют в электроэнергетике. В данной статье речь пойдет о среде динамического моделирования Simulation in technic (SimInTech).

SimInTech – среда разработки математических моделей, алгоритмов управления, интерфейсов управления и автоматической генерации кода для контроллеров управления и графических дисплеев. В данной программе есть множество блоков для построения схем различных отраслей: автоматика, видеообработка, механика, нейронные сети, статистика и множество других. Также есть и блок электрики, позволяющий моделировать электрические схемы [2].

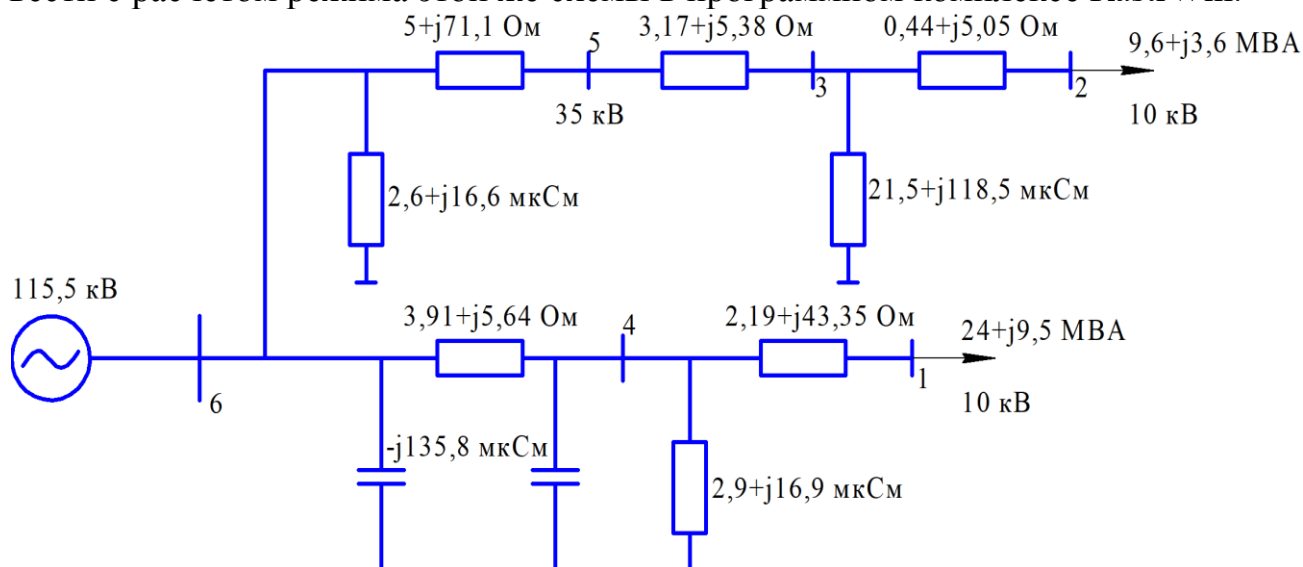
Блок электрические цепи делится на две библиотеки – электроцепи статика (ЭЦС) и электроцепи динамика (ЭЦД). Первая библиотека позволяет рассчитать действующие значения параметров электрической схемы (токи, напряжения, мощности) в установившемся режиме. Вторая библиотека содержит инструменты для расчета мгновенных значений параметров сети.

С помощью блока ЭЦС можно смоделировать электрическую сеть и рассчитать её параметры, при этом сама сеть заменяется однолинейной схемой. Данный блок не предназначен для расчета несимметричных режимов и быстрых электромагнитных процессов.

В блоке ЭЦС есть вкладка “Однолинейные модели трехфазных элементов”, с помощью которой моделируется схема сети. Источник питания моделируется элементом “Энергосистема 3-фазная”, в котором задается напряжение источника питания. Воздушная линия моделируется элементом “Линия электропередачи”, в котором задается номинальное напряжение линии, длина, погонное (удельное) активное и реактивное сопротивление, удельная емкость. Двухобмоточный трансформатор моделируется элементом “Трансформатор 3-фазный 2-обмоточный”, в котором указывается мощность, напряжение высокой и низкой сторон, сопротивление обмоток и цепи намагничивания в

относительных единиц и другие параметры. Нагрузка представляется элементом “Нагрузка статическая управляемая трехфазная”, в котором задается напряжение, активная и реактивная мощности и другие параметры.

Рассмотрим 6-ти узловую схему (см. рисунок). Сравнение результата будем вести с расчетом режима этой же схемы в программном комплексе RastrWin.



6-и узловая тестовая схема.

Результаты расчета установившегося режима приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Расчет напряжения в узлах

Номер узла	Напряжение, кВ		Фаза, в градусах	
	SimInTech	RastrWin	SimInTech	RastrWin
1	10,43	10,51	-4,7	-5,08
2	9,87	10,08	-6,59	-6,71
3	35,83	35,91	-4,34	-4,58
4	114,01	114,11	-0,31	-0,4
5	37,27	37,42	-3,04	-2,98

Таблица 2

Расчет потоков мощности в ветвях

Номер ветви	Активная мощность, МВт		Реактивная мощность, МВАр	
	SimInTech	RastrWin	SimInTech	RastrWin
4-1	-24,02	-24,16	-12,12	-12,17
6-5	-9,74	-9,86	-5,87	-5,94
3-2	-9,53	-9,68	-4,16	-4,14
6-4	-24,23	-24,37	-10,67	-10,69
5-3	-9,68	-9,82	-4,81	-4,81

Моделирование элементов сети в SimInTech отличается от моделирования в RastrWin по виду исходных данных, а поскольку типовые задачи и примеры в электроэнергетике на расчет режима предполагают нахождение параметров

элементов сети, ввод которых в среде SimInTech затруднителен. В итоге на расчет установившегося режима сети тратится больше времени и сил, чем на расчет такой же сети в RastrWin. Однако среда SimInTech может быть использована для решения других электротехнических задач, которые не могут быть решены в RastrWin, например, расчет динамических процессов.

Список литературы

1. Дерендяева Л.В. АЛГОРИТМ И ПРОГРАММА РАСЧЕТА ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СОПРОТИВЛЕНИЙ УЗЛОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 2.
2. Колотыркин И. П. Что такое SIMLNTECH: развитие и планы // Современные технологии в задачах управления, автоматизации и обработки информации: XXVIII Международная научно-техническая конференция. М., 2019. С. 25-26.

*С.В. Дегонский, студ., О.А. Воинов, асп.; рук. Р.В. Солопов, к.н.т., доц.
(филиал «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОПЫТ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SIMINTECH

В наши дни вставки постоянного тока нашли своё применение в создании взаимосвязей систем, отличных друг от друга параметров, ограничения токов короткого замыкания, в мощных энергосистемах и городах-миллионниках путем отключения отдельных частей энергосистемы через ВПТ.

Для передачи значительных мощностей на существенные расстояния по линиям электропередач, по кабельным линиям превышающим 50 км, используются передачи постоянного тока (ППТ). Так же ППТ используют для снабжения электроэнергией островов и отдаленные районов со слабыми электрическими системами или не имеющих собственных источников электроэнергии; для транспортировки электроэнергии через водные преграды, при помощи водных кабелей на расстояние, превышающее 500 км; для подключения генерации, основанной на возобновляемых источниках, к действующим энергосистемам. Так же как глубокие вводы в города миллионники, на сталелитейные предприятия и др. [1].

В виду того, что вставки постоянного тока представляют собой сложные электроэнергетические комплексы, их свойства, характеристики и режимы работы целесообразнее и удобнее всего изучать с применением математического моделирования.

Проведённый анализ систем, включающих в себя ВПТ и ППТ, доказывает их надёжность и эффективность, подтверждённую многолетней эффективной эксплуатацией. Такой результат может указывать о том, что техническая реализация близка к типовым решениям. Использование данных решений при разработке, позволит отказаться от эксклюзивного подхода, что в свою очередь упростит создание поточного производства оборудования различных видов и типов [2]. Данный подход позволит снизить себестоимость оборудования, ускорить сроки разработки и производства ППТ и ВПТ, значительно увеличить конкурентоспособность установок постоянного тока по сравнению с линиями

электропередач переменного тока. Естественно, будет необходимо внести некоторые правки, которые будут учитывать параметры объекта, особые условия и требования при использовании.

Рассмотрим вставки постоянного тока, предназначенные для согласования энергосистем с различными параметрами, в частности для систем с различной частотой. Принципиальная схема вставки постоянного тока представлена на рис. 1 (б).

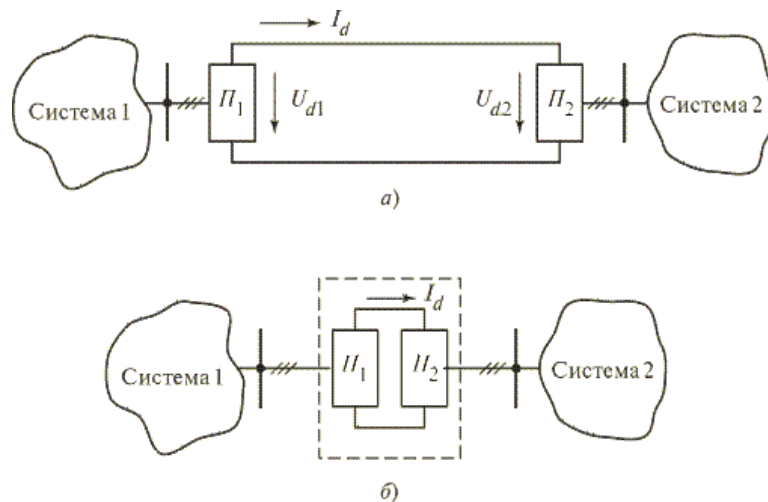


Рис. 1 – Структурные схемы ППТ и ВПТ.

По концам электропередачи включены преобразователи П1 и П2, преобразующие переменный ток в постоянный, на П1 постоянный в переменный на П2.

Направление потока мощности по линии передачи изменяется автоматически при помощи переключателей. При передаче электроэнергии постоянным током, токи КЗ в приёмной системе переменного тока не возрастают. Это происходит из-за того, что инвертор не подпитывает точку КЗ. Передачу постоянного тока так же применяют для связи разных энергосистем в случаях, когда необходимо иметь независимое регулирование частоты в каждой из систем.

Звено постоянного тока физически располагают на одной подстанции. Так же, на подстанцию заходят линии переменного тока подключённых систем. Вставка постоянного тока, в отличие от передачи постоянного тока, не содержит линию. В каждую полупесть устанавливается один продольный реактор.

Наиболее известная вставка постоянного тока – вставка согласования систем, функционирующая на территории России – это Выборгская ВПТ. Вставка соединяет энергосистемы России и Финляндии. Она основана на четырёх тиристорных преобразователях, располагающихся независимо друг от друга. Выборгская ВПТ работает на постоянном напряжении +/- 85 кВ. Мощность каждого блока составляет 355 МВт. Суммарная передаваемая мощность составляет 1420 МВт [4].

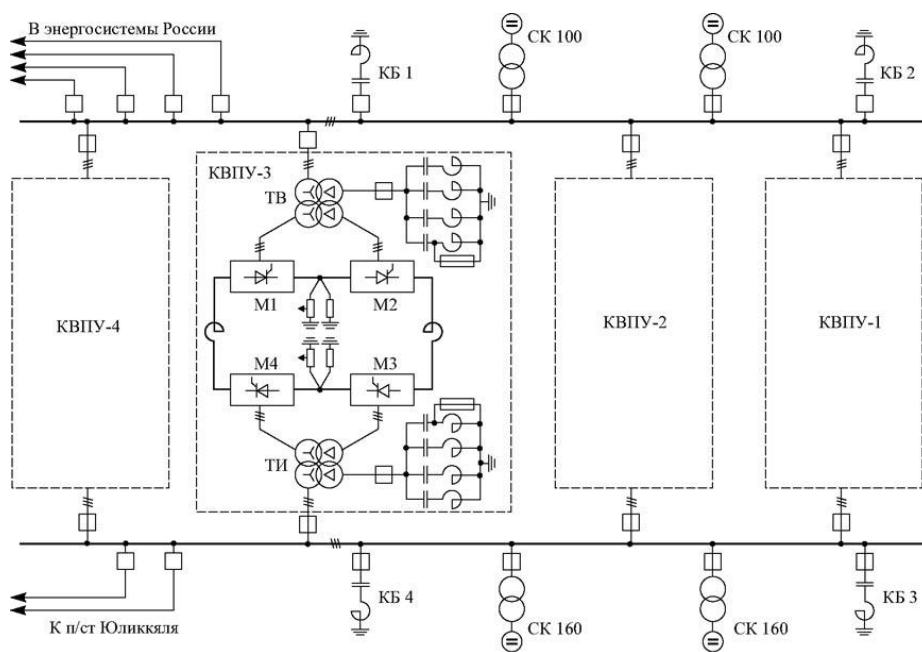


Рис. 2 – Схема электропередачи Россия – Финляндия.

Вставка постоянного тока, в основном располагается вблизи одной из подключённых систем или на одной из промежуточных подстанций электропередачи постоянного тока, таким образом объединяя две системы.

В последнем случае линии, подходящие с разных сторон к ВПТ могут иметь разное напряжение, что наглядно это видно на рисунке 2, где представлена схема электропередачи Россия – Финляндия. На российской стороне, для включения постоянного тока предусмотрено напряжение 330 кВ, а на финской стороне оно уже составляет 400 кВ [3]. Благодаря ВПТ становится возможным объединять энергосистемы не только различных напряжений, но и системы различных частот. Например, в ЭЭС России частота в сети 50 Гц, а электроэнергетическая система Японии работает на частоте 60 Гц.

Процесс передачи электроэнергии, по линиям постоянного тока, кардинально отличается от линий переменного тока. Основным отличием является отсутствие волновых процессов. Из-за этого линия постоянного тока обладает качественно иными характеристиками. Поскольку частота в данном случае равна нулю, продольное индуктивное сопротивление линии и поперечная ёмкостная проводимость равны нулю. Пропускная способность линии переменного тока определяется электромагнитными свойствами и зависит от длины. При увеличении длины, в линии переменного тока, пропускная способность снижается. В линии постоянного тока такая зависимость отсутствует.

Вставки постоянного тока позволяют эффективно решать определённый спектр задач: объединение несинхронно работающих электроэнергетических систем; ограничение токов короткого замыкания; демпфирование низкочастотных колебаний.

Для моделирования межсистемной вставки постоянного тока, используем структурную схему ВПТ, представленную на рисунке 1.

Для моделирования электроэнергетических систем существует богатый перечень программ: *EUROSTAG*, *PSCAD*, *EMTP-RV*, *PSS/E*, *SimInTech*, *MathLab*, *RastrWin* и др.

В данной статье рассмотрен процесс моделирования ВПТ в программном комплексе *SimInTech*.

SimInTech (Simulation In Technic) – представляет собой среду динамического моделирования, используемую для математической проверки работоспособности сложных технических систем. Так же для проверки систем управления. Математический пакет позволяет осуществить моделирование технологических процессов, с параллельным моделированием систем управления, позволяет производить моделирование как в статике, так и в динамике. *SimInTech* упрощает проектирование различных систем, благодаря наглядному моделированию и возможности вносить изменения, на любом уровне моделирования.

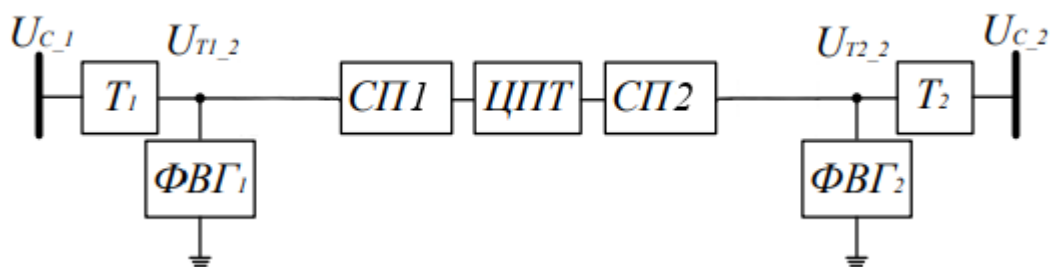


Рис. 3 – Структурная схема вставки постоянного тока, где Т1 и Т2 трансформаторы связи, СП1 и СП2 статические преобразователи (выпрямитель и инвертор), ЦПТ – цепь постоянного тока.



Рис. 4 – Модель инвертора, выполненная в программном комплексе *SimInTech*.

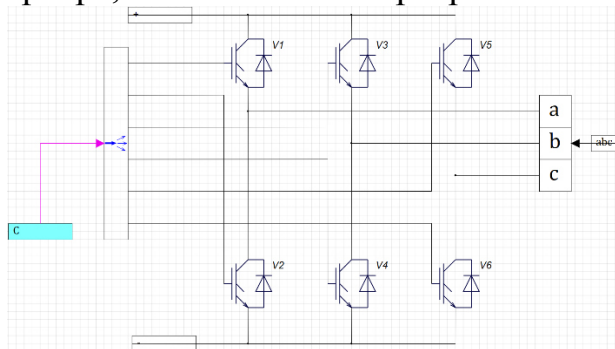


Рис.5 – Модель выпрямителя, выполненная в программном комплексе *SimInTech*.

В данной статье вставка постоянного тока моделируется в подсистеме ЭЦ-Динамика. Для моделирования выпрямителя и инвертора, используются встроенные библиотечные модели.

На рисунке 6 представлена модель вставки постоянного тока в среде *SimInTech*.

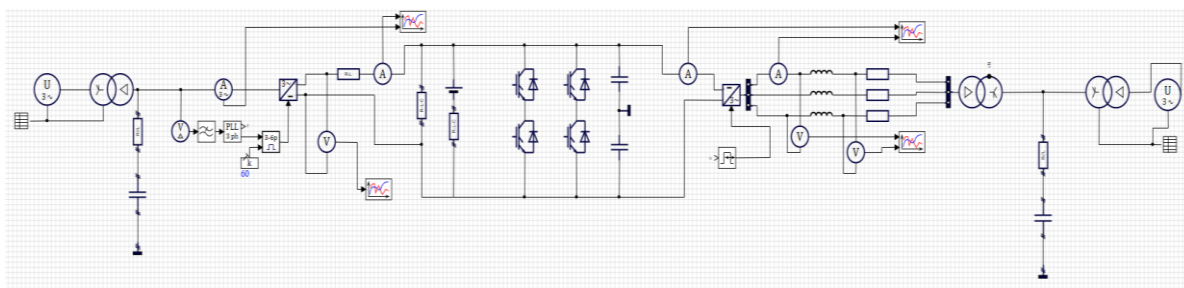


Рис. 6 – Модель вставки постоянного тока, выполненная в программном комплексе *SimInTech*.

На данной модели произведены опыты режимов передачи электроэнергии из одной системы в другую и обратно. Анализ модели показал принципиальную возможность моделирования системы ВПТ в программе *SimInTech*. Данная модель позволяет исследовать динамические режимы работы ВПТ в различных режимах работы энергосистем.

Литература:

1. Barker C. and the others. HVDC for beginners and beyond. — Alstom, 2011. 591 с.
2. Mattsson I, Railing B. D., Williams B., Moreau G., Clarke C. D., Ericsson A., Miller J. J. Murraylink, the longest underground HVDC cable in the world. B4-103. CIRGE Session, 2004.
3. Рыжов Ю. П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: Учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.
4. Балыбердин Л. Л. и др. Увеличение мощности электропередачи 330/400 кВ с вставкой постоянного тока между энергосистемами России и Финляндии // Электрические станции: журнал. — 2004. — № 10. — С. 50—54.

*А.А. Зайцева, студ.; рук. Л.В. Вайтеленко, ст. преп.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАНТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЕЙ

Современное электросетевое оборудование обладает рядом особенностей, которые присущи ему как на этапе проектирования, так и во время его эксплуатации. Однако, не всегда существует возможность оценить конструктивные недостатки и разработать мероприятия для их устранения. В связи с этим, возрастает актуальность вопросов повышения эффективности обслуживания и разработки методик своевременного выявления дефектов для оценки состояния оборудования при помощи компьютерного моделирования. Для этих целей наиболее широкое распространение получил программный комплекс COMSOL Multiphysics 6.1, который позволяет с достаточной точностью смоделировать характерные особенности исследуемого объекта [1].

В данной работе было рассмотрено применение ПК COMSOL Multiphysics 6.1 для моделирования магнитного поля высоковольтного кабеля ААБЛУ-3х120 мм².



Рис. 1. Внешний вид кабеля ААБЛУ 3x120 мм².

Конструкция токоведущей части кабеля ААБЛУ-3x120 мм² представлена в виде цельной алюминиевой однопроволочной жилы сечением 120 мм² [2].

В зависимости от объекта исследования, а также принятых допущений, возможности программного комплекса COMSOL Multiphysics 6.1 позволяют разработать индивидуальную модель для кабелей как с монолитной жилой, так и для кабелей, токоведущая жила которого выполнена из нескольких проволок. При этом возможны следующие способы моделирования жилы:

- 1) отдельной областью (доменом) с заданием в сечении жилы внешней плотности тока;
- 2) при помощи встроенного модуля катушки (Coil).

Для второго случая необходимо при задании свойств катушки выбрать параметр *Single conductor* для кабелей с цельной жилой, а для кабелей с многопроволочной жилой выбрать *Homogenized multiturn* и указать число проволок, их сечение и материал, из которого они изготовлены [3].

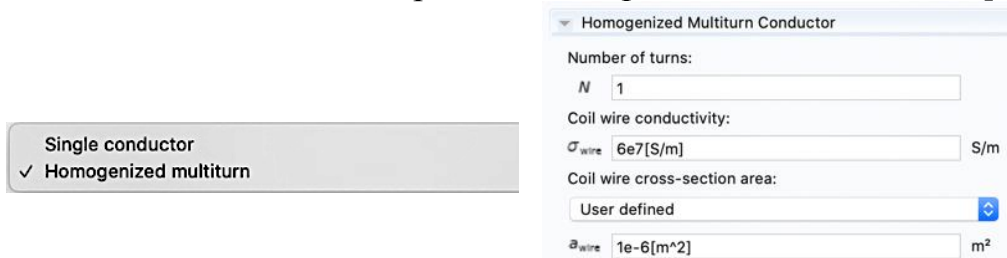


Рис. 2. Окно задания свойств домена жилы кабеля.

При выборе конкретной модели следует учитывать, что при работе высоковольтного кабеля за счет создания внешними токами магнитного поля в жиле индуцируются токи, отстающие на 90° по сравнению с внешней плотностью тока. Это приводит к снижению полной плотности тока в проводнике. Данное явление получило название поверхностный эффект (скин-эффект).

Максимальное значение плотности тока находится на поверхности проводника, а при удалении от поверхности она убывает экспоненциально и глубине Δ становится меньше примерно на 70%. Эта глубина называется толщиной скин-слоя и определяется как:

$$\Delta = c \sqrt{2 \frac{\epsilon_0}{\omega \mu_m} \rho},$$

где c – скорость света;

ϵ_0 – электрическая постоянная;

ω – частота;

μ_m – относительная магнитная проницаемость;

ρ – удельное сопротивление материала.

Очевидно, что при достаточно высоком значении частоты ω толщина скин-слоя будет очень малой. Также из экспоненциального убывания плотности тока следует, что практически весь ток сосредоточен в слое толщиной всего несколько Δ . Уменьшение плотности тока в 100 раз происходит на глубине $\approx 4,6\Delta$, если общая толщина проводника многократно превышает толщину скин-слоя. Так, например, для алюминия при промышленной частоте 50 Гц толщина проникновения скин-слоя составляет:

$$\Delta = 299\,792\,458 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{8,85 \cdot 10^{-8}}{1 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50} \cdot 2,7 \cdot 10^{-8}} = 0,0117 \text{ [м]} = 11,7 \text{ [мм]}$$

Как правило, поверхностный эффект не учитывают, если толщины скин-слоя существенно превышает геометрические размеры проводника. При этом в моделировании магнитного поля можно не учитывать распределения поля внутри проводника, т.е. принимать его проводимость равной нулю. Однако допустимость такой замены для каждого конкретного случая должна оцениваться с учетом требуемой погрешности расчетов.

В данной работе на примере кабеля ААБЛУ-3х120 мм² в ходе моделирования было рассмотрено 3 случая:

1. Модель с внешней плотностью тока с учтенной проводимостью материала токоведущей жилы;
2. Модель с внешней плотностью тока и без учета проводимости материала токоведущей жилы;
3. Модель, заданная катушкой с током, не учитывающая проводимость материала.

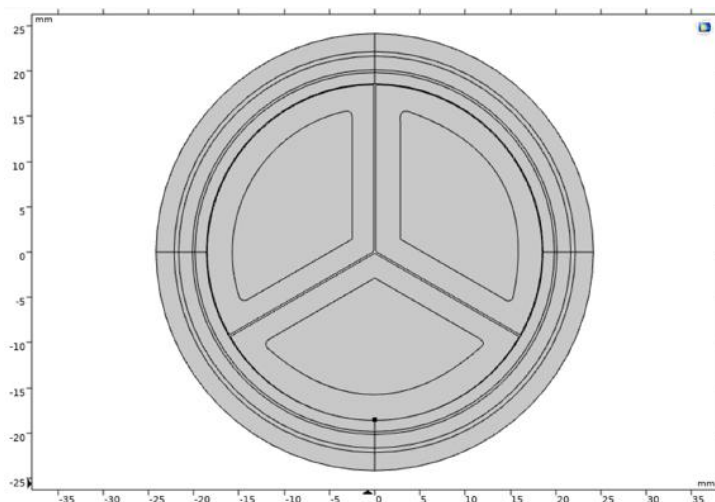


Рис. 3. Геометрия исследуемого кабеля ААБЛУ-3х120 мм²

Максимальное значение внешних токов по фазам задавалось равное 220А. Оценка результатов производилась по значениям интеграла полной плотности тока, а также по интегралу потерь в экране кабеля. Модель с внешней плотностью тока и учтенной проводимостью материала токоведущей жилы принимается за эталонную.

В результате моделирования были получены следующие значения, представленные в таблице 1.

Таблица 1. Результаты моделирования

№ модели	Потери в экране, Вт/м	Результирующий ток по фазам, А		
		А	В	С
№1	0,024126	207,42	206,54	-206,28
№2	0,027688	220,02	220,07	-220,00
№3	0,027492	220,00	219,99	-219,99

При этом отклонения от эталона составили:

Таблица 2. Таблица отклонения для модели №2

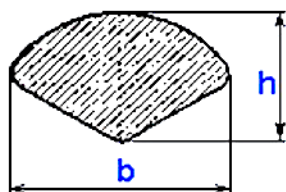
Потери в экране	Плотность тока по фазам		
	А	В	С
14,76%	6,07%	6,52%	6,65%

Таблица 3. Таблица отклонения для модели №3

Потери в экране	Плотность тока по фазам		
	А	В	С
13,95%	6,06%	6,51%	6,65%

Таким образом, использование допущения об отсутствии проводимости для рассмотренного кабеля приводит к возникновению существенной погрешности расчетов.

Также, на примере модели одной жилы кабеля (рис. 4) была получена зависимость погрешности по току от сечения секторной жилы.



Высота h ширина b	Высота и ширина сектора, для жил сечением, мм ²							
	35	50	70	95	120	150	185	240
h, мм	5,5	6,4	7,6	9	10,1	11,3	12,5	14,4
b, мм	9,2	10,5	12,5	15	16,6	18,4	20,7	23,8

Рис. 4. Схема расчетной модели одной жилы кабеля.

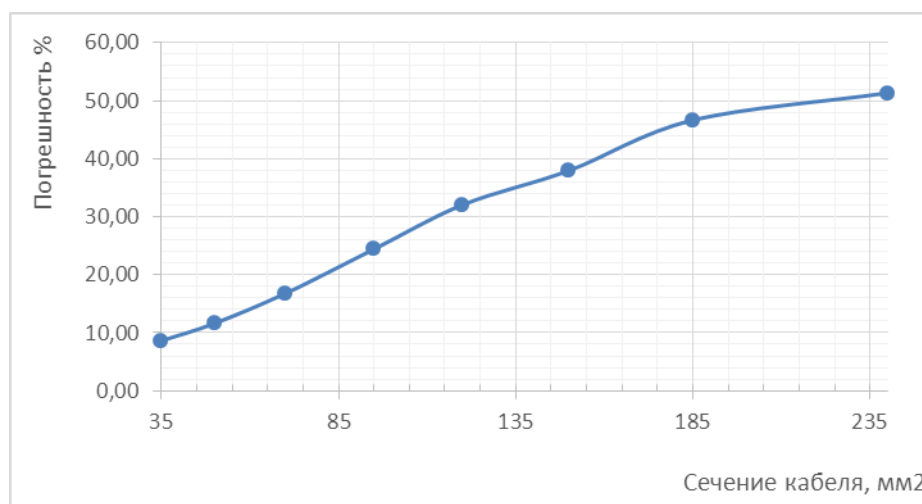


Рис. 5. Зависимость погрешности от сечения жилы

Из полученной зависимости можно сделать вывод, что для сечений кабеля меньше 35 мм^2 допустимо использовать модель, заданную катушкой, а для больших значений сечения кабеля - модель с плотностью тока и учтенным материалом проводника. Различие погрешности по току для модели трехфазного кабеля и одной жилы объясняется влиянием на результирующую плотность токов двух других фаз.

Полученные в ходе моделирования результаты наглядно демонстрируют влияние размеров жилы кабеля на величину и характер распространения поверхностного эффекта (рис.6).

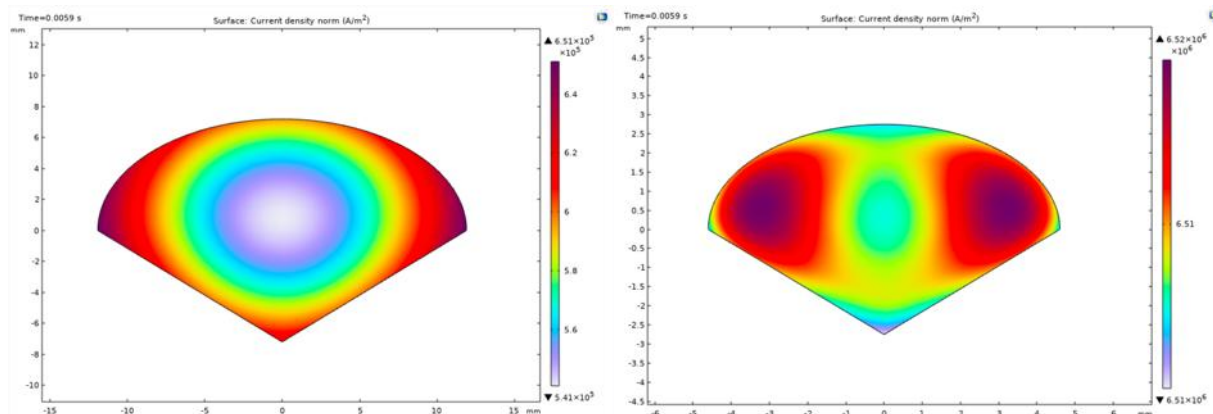


Рис. 6. Результаты моделирования для сечения 240 мм^2 и 35 мм^2 .

Для модели с жилой 240 мм^2 наглядно видно вытеснение тока на поверхность. Для приведенного на рисунке момента времени ток в толще проводника в 1,2 раза меньше, чем на поверхности. Для модели 35 мм^2 значение тока практически одинаково для всего сечения.

Также следует отметить, что в случае, если жила кабеля является многопроволочной, с сечением проволок менее 35 мм^2 , можно использовать модели без учета проводимости, заменяя геометрию многопроволочной жилы одним доменом или катушкой. Результаты работы могут использоваться для расчета поправочного коэффициента из-за поверхностного эффекта на активное сопротивление кабеля с сегментными жилами.

Литература

1. J.C. del-Pino-López, M. Hatlo, and P. Cruz-Romero, "On Simplified 3D Finite Element Simulations of Three-Core Armored Power Cables," *Energies* 2018, 11, 3081.
2. ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки.
3. Моделирование электромагнитного нагрева подземных кабелей: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.comsol.ru/blogs/how-to-model-the-electromagnetic-heating-of-underground-cables/> (Дата обращения: 22.02.2023).

МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ 110 КВ

При проектировании и анализе работы электроэнергетических систем необходимо исследование их работы в различных режимах: нормальных установившихся, послеаварийных и переходных.

Ввиду высокой капиталоемкости объектов электроэнергетики целесообразнее проводить исследование режимов их работы с использованием математических моделей. В настоящее время наиболее перспективными и широко развивающимися являются методы имитационного моделирования, которое позволяет описывать поведение того или иного объекта с учетом фактора времени.

Имитационное моделирование, как и другие виды компьютерного моделирования позволяют реализовать различные эксперименты на исследуемых моделях с учетом развития процессов во времени.

Имитационное моделирование позволяет:

- оптимально распределить затраты при проектировании, реконструкции, и модернизации;
- сократить время исследования;
- увеличить производительность труда;
- косвенно повысить надёжность энергосистемы в целом.

При построении моделей важно отразить исследуемые свойства рассматриваемого объекта. Кроме того, модель должна быть проверена на точность и адекватность. Для получения таких оценок требуется либо проведение экспериментов на существующих объектах, либо с помощью проверки на реализованных более точных моделях.

В настоящее время существует большое количество программных комплексов, позволяющих имитировать процессы функционирования объекта и создавать различные условия для проведения экспериментов. К таким программным продуктам относятся: SimuLink (MathWorks), Dymola (Dassault), AMESim (Siemens), SCADE (ANSYS) и многие другие. Каждая программа из данного списка имеют свои преимущества и недостатки. В данной работе для моделирования кольцевой сети используется программный комплекс SimInTech.

SimInTech это российская система модельно-ориентированного проектирования систем автоматического управления.

Программа предназначена для детального анализа и исследования динамических процессов в любых технических системах, создания математической модели, алгоритма управления и многое другое. Она обладает высокой гибкостью и скоростью решение математических задач, а также имеет возможность моделирования в режиме реального времени NordWind.

Значительным преимуществом SimInTech является открытая полноценная учебная версия с бесплатной лицензией и полностью русифицированной. С

таким подходом пользователь может использовать полный функционал программы в различных целях и имеет возможность совершать интеграцию с другими программными комплексами благодаря открытому интерфейсу.

Моделирование элементов сети энергосистемы в данной программе возможно с помощью создания своей элементной базы с использованием встроенного собственного языка программирования SimInTech либо воспользоваться уже готовыми типовыми моделями из библиотеки блоков.

Для расчета электрических процессов используют две библиотеки: «ЭЦ-Динамика» и «ЭЦ-Статика», рассчитывающие соответственно по мгновенным и действующим значениям параметров режима электрической сети.

На рисунке 1 представлена кольцевая сеть 110 кВ, параметры элементов сети сведены в таблицах 1-3.

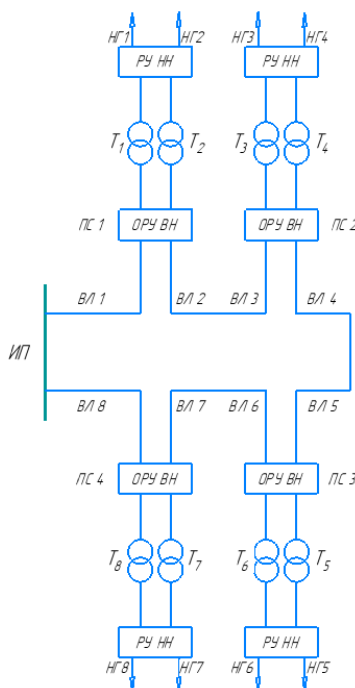


Рисунок 1 – Схема кольцевой сети 110 кВ.

Таблица 1. Исходные параметры ВЛ.

Наименования	Марка	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$b_0, \text{мкСм/км}$	$L, \text{км}$
ВЛ 1	АС-240/32	0,118	0,405	2,808	19
ВЛ 2,3	АС-120/19	0,244	0,427	2,658	24
ВЛ 4,5	АС-70/11	0,422	0,444	2,658	19
ВЛ 6,7	АС-95/16	0,301	0,434	2,611	19
ВЛ 8	АС-240/32	0,118	0,405	2,808	25,4

Таблица 2. Исходные параметры Тр.

Наименования	Марка	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$	k_T
Т 1-8	ТДН-16000/110	16	115	11	0,096
$R_T, \text{Ом}$	$X_T, \text{Ом}$	$G_T, \text{мкСм}$	$B_T, \text{мкСм}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{xx}}, \text{кВар}$
4,38	86,7	1,435	8,45	19	112

Таблица 3. Исходные параметры НГ.

Наименования	НГ 1,2	НГ 3,4	НГ 5,6	НГ 7,8
P, МВт	12,5	8,5	7,6	11
Q, МВар	5	3,425	2,9	4,375

Данная электрическая схема будет моделироваться из библиотеки блоков ЭЦ-Динамика (ЭЦД) 2.0. и линиями связи, являющихся активными элементами схемы. Для моделирования представленной сети использованы следующие стандартные блоки, настроенные в соответствии с исходными данными:

1) Блок «Источник напряжения 3-фазный» реализует модель трехфазного источника напряжения с возможностью задания функций напряжений через порт.

2) Блок «Амперметр 3-фазный» используют для измерения мгновенных значений тока в трехфазной однолинейной цепи.

3) Блок «Вольтметр 3-фазный» предназначен для измерения значений напряжений между узлами однолинейной трехфазной электрической схемы.

4) Блок «Вычисление мощности (P,Q rms) 1,3-фазной цепи» предназначен для вычисления среднеквадратичного значения активной и реактивной мощности однофазной или трехфазной цепи по мгновенным значениям токов и напряжений.

5) Блок «Среднеквадратическое значение за период» предназначен для вычисления среднеквадратического значения входного сигнала для m каналов, где m это число каналов.

6) Блок «Линия электропередачи 3-фазная» реализует модель трехфазной линии электропередачи. Модель основана на одиночных RLC-элементах и имеет схему замещения для п- и т- образной секций, а также схему замещения с эквивалентными источниками тока для линии с распределенными параметрами.

7) Блок «Нагрузка RLC 3-фазная» реализует модель статической трехфазной нагрузки представляя собой три одинаковых RLC – элемента. Схема замещения зависимости от свойства «Схема соединений» в треугольник или звезду с нейтралью или без в зависимости от свойства «Вывод нейтрали»;

8) Блок «Нулевой потенциал» предназначен для принудительного указания узлов объединяя элементы схемы в точке нулевого потенциала.

9) Блок «Нулевой потенциал 3-фазный» предназначен для принудительного указания узлов объединяя элементы схемы в точке нулевого потенциала. Используется в трехфазных однолинейных цепях. Штрихи на блоке показывают число фаз.

Для вывода на экран значений: активной, реактивной мощности, а также напряжение используется блок датчик, который позволяет отображать измеряемые величины.

Результаты моделирования в SimInTech представлены на рисунке 2 и в таблице 4-5.

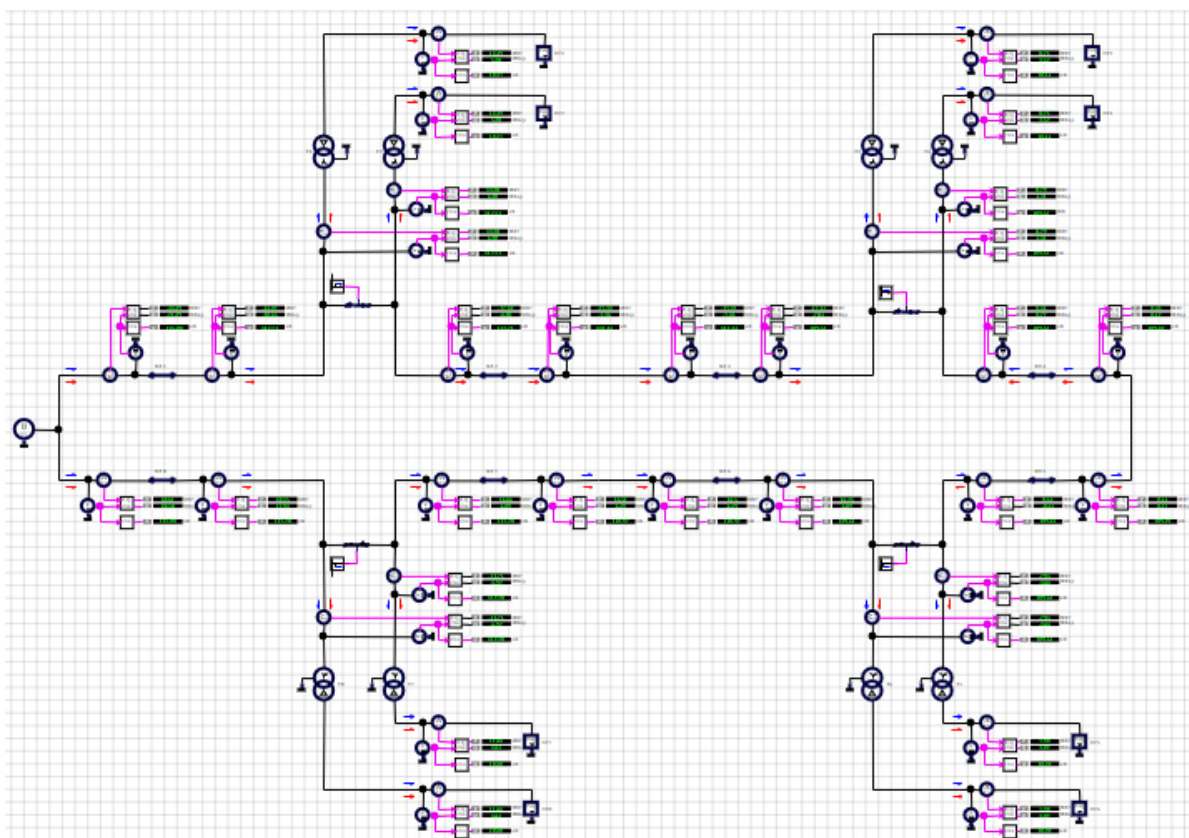


Рисунок 2 – Моделирование кольцевой сети 110 кВ в программе SimInTech.

Таблица 4. Результаты моделирования напряжения для ВЛ.

U, кВ	ВЛ 1	ВЛ 2	ВЛ 3	ВЛ 4	ВЛ 5	ВЛ 6	ВЛ 7	ВЛ 8
Перед ВЛ	115	112,71	111,14	109,52	109,59	109,61	110,97	112,28
После ВЛ	112,71	111,14	109,52	109,59	109,61	110,97	112,28	115

Таблица 5. Результаты моделирования напряжения для НГ.

НГ	НГ 1	НГ 2	НГ 3	НГ 4	НГ 5	НГ 6	НГ 7	НГ 8
U, кВ	10,27	10,27	10,14	10,14	10,20	10,20	10,30	10,30

Для верификации результатов расчета модели используем проверенное в электроэнергетике программное обеспечение RastrWin результаты которых представлены в таблице 6.

Таблица 6. Результаты моделирования напряжения для ВЛ.

U, кВ	ВЛ 1	ВЛ 2	ВЛ 3	ВЛ 4	ВЛ 5	ВЛ 6	ВЛ 7	ВЛ 8
Перед ВЛ	115	112,83	111,33	109,77	109,84	109,87	111,17	112,44
После ВЛ	112,83	111,33	109,77	109,84	109,87	111,17	112,44	115

Таблица 7. Результаты моделирования напряжения для НГ.

НГ	НГ 1	НГ 2	НГ 3	НГ 4	НГ 5	НГ 6	НГ 7	НГ 8
U, кВ	10,36	10,36	10,22	10,22	10,28	10,28	10,38	10,38

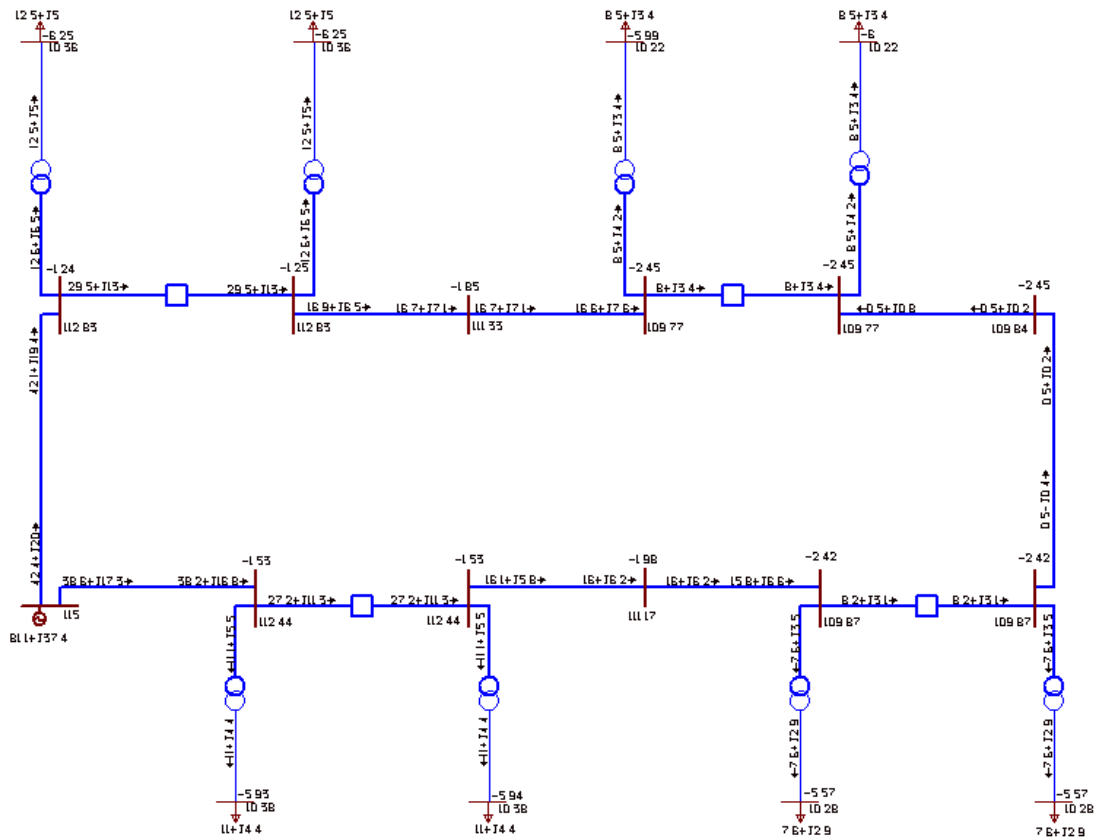


Рисунок 3 – Моделирование кольцевой сети 110 кВ в программе RastrWin.

Сравнительный анализ результатов расчет показал, что погрешность модели, полученной в программном комплексе SimInTech относительно RastrWin составляет 0,869 %.

В данной статье рассмотрен процесс моделирования кольцевой сети 110 кВ в программном комплексе SimInTech, показана принципиальная возможность использования полученной модели для анализа статических и динамических режимов работы электрической сети. Погрешность модели составляет менее 1%. Следует отметить, что программный комплекс RastrWin используемый для оценки адекватности полученной модели, имеет свою собственную погрешность и верифицировать данные модели предпочтительнее по данным АСКУЭ, полученным на реальном объекте.

Литература

- 1) Идельчик И.В. Расчеты установившихся режимов электрических систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.
- 2) Тарасик, В.П. Математическое моделирование технических систем: учебник для вузов / В.П. Тарасик. – Мн.: ДизайнПРО, 1997. – 640 с.
- 3) Справочная система SimInTech [Электронный ресурс]. URL: https://help.simintech.ru/#1_spravochnaya_sistema_i_ee_nastrojka/DIR_spravochnaya_sistema_i_ee_nastrojka.html (дата обращения: 10.03.2023).
- 4) Среда динамического моделирования технических систем «SimInTech» [Электронный ресурс]. URL: https://help.simintech.ru/oxy_ex-1/webhelp_docs/SIT_SimInTech_ECD.pdf (дата обращения: 10.03.2023).

СВЕТОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ ВЫСТАВОЧНЫХ ЗАЛОВ

В современном мире искусство является неотъемлемой частью культурной жизни общества. Важной составной частью этого является открытие выставочных центров, в которых представлены исторические и современные экспонаты. Для нормального функционирования выставочных залов большое значение имеют принятые системы электрического освещения.

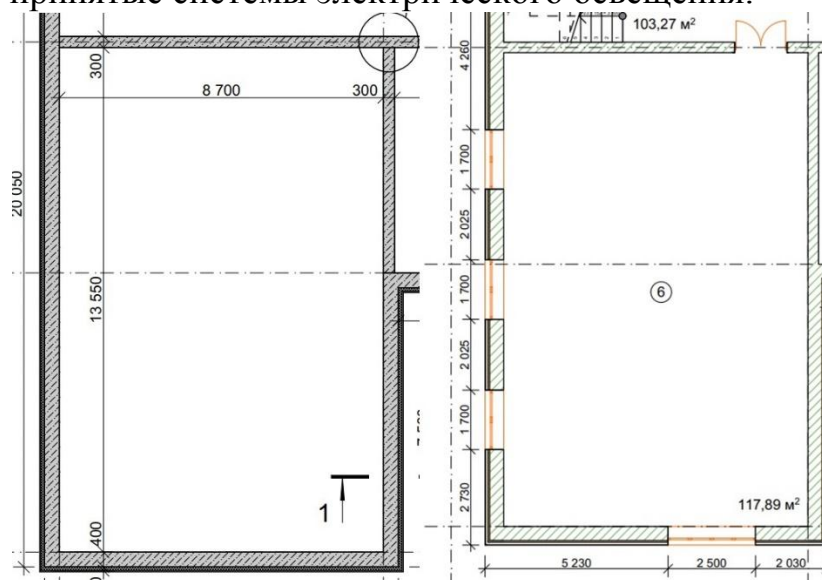


Рис. 1 – Основные размеры выставочного зала.

При проектировании светотехнической части электроосвещения выставочных залов должны быть выполнены следующие требования:

1. Учет маршрутов перемещения посетителей, зависящих от конфигурации зала или залов, а также расположения выставочных экспонатов.

2. Использование двух типов освещения:

- общего рассеянного света для создания световых плоскостей, отражения от них;

- направленного акцентирующего света для подсветки экспонатов.

3. Яркость света и освещенность на выставке должны быть такими, чтобы избежать появления бликов на поверхности экспонатов, ослепления посетителей и дисбаланса в освещении отдельных зон.

4. Наличие естественного освещения в зависимости от вида экспоната.

5. Для выставок произведений графики и живописи, демонстрации гобеленов, тканей и ковров необходимо исключить прямое попадание солнечных лучей, разрушающих бумагу, ткани и красители.

6. Для макетов, скульптур, машин и т.д. предпочтителен солнечный свет, так как он наиболее эффективно выделит форму и детали.

7. При искусственном освещении музейных экспонатов требуется сведение к минимуму или отсутствие инфракрасного и ультрафиолетового спектра. Этому требованию полностью соответствуют светодиодные лампы.

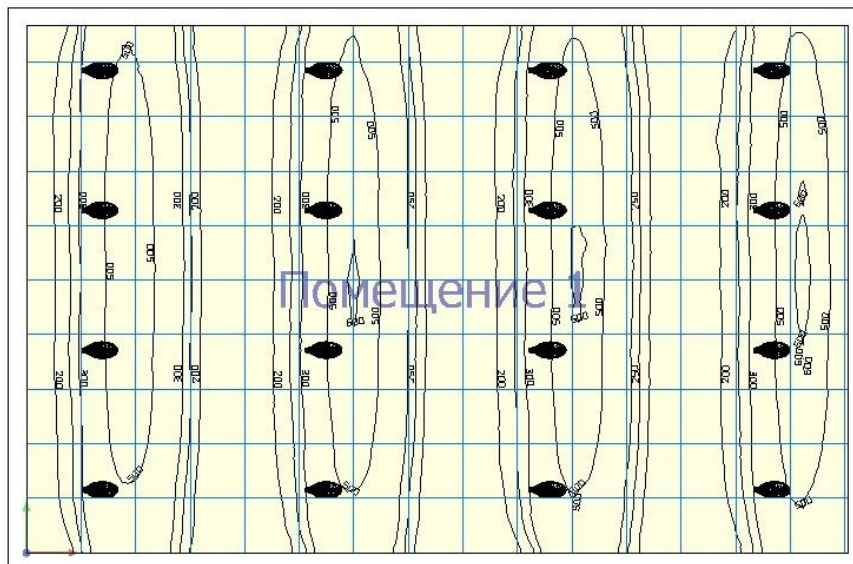


Рис.2 – Распределение светильников от производителя PHILIPS

В настоящее время при проектировании электрического освещения используются различные компьютерные программы. С помощью программы DIALux evo [2] выполняются светотехнические расчеты для различных помещений и типов источников света с учетом изложенных требований. Данная программа позволяет проектировать электроосвещение выставочных залов с максимальным приближенным к реалистичной ситуации эксплуатации осветительной установки и качества освещения.

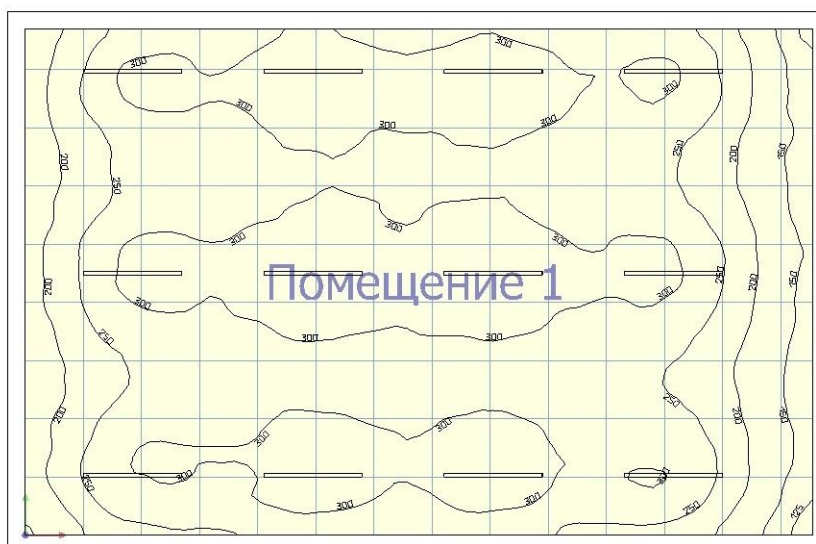


Рис.3 – Распределение светильников от производителя ENSTO

С использованием программы DIALux evo проведены светотехнические расчеты для помещения выставочного зала площадью 117,89 м² и высотой потолка 3,25 м. (рис. 1) при трех вариантах применения светодиодных ламп от разных производителей:

- Led лампе от производителя PHILIPS;
- ENSTO;
- LEDVANCE.

Планы помещений с распределением светильников со светодиодными лампами для трех вариантов приведены на рис.2-4.

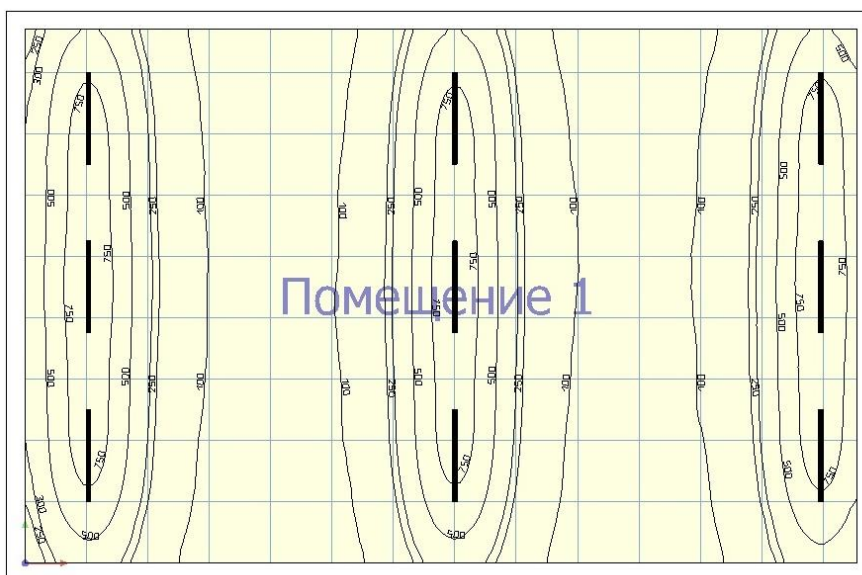


Рис.4 – Распределение светильников от производителя LEDVANCE

Светотехнические расчеты проведены при условии обеспечения каждой системой требуемого минимального уровня освещенности 200 Лк [1].

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты светотехнических расчетов

Произв-ль	PHILIPS	ENSTO	LEDVANCE
Хар-ка			
Номер схемы	1	2	3
Количество светильников	9	12	16
Мощность одного светильника, Вт	35	41	35,5
Суммарная мощность, Вт	315	492	568
Средняя освещенность, Лк	310	272	324
Горизонтальная освещенность	0,19	0,43	0,36
Световой поток, Лм	5600	4125	3347
Суммарный световой поток, Лм	50400	49500	53552
Световая отдача, Лм/Вт	160	101	94

Из данных, приведенных в таблице 1 можно сделать выводы:

1. При освещении выставочного зала разными светодиодными лампами количество ламп и их мощности различны.

2. Наибольшие значения средней освещенности и суммарного светового потока имеет место в третьей системе, что является преимуществом.

3. Третий вариант применения светодиодных ламп производителя LEDVANCE характеризуется наибольшим энергосбережением, т. к. величина светоотдачи ламп меньше, чем в других системах.

Окончательный выбор системы электрического освещения должен проводиться с учетом расчетов электрической части освещения [3] и технико-экономических показателей.

Изложенный в данной статье подход может применяться для светотехнических расчетов при проектировании электрического освещения с различными источниками света и различными требованиями к созданию условий видения.

Литература:

1. ПНСТ 392-2020 Музейное освещение. Освещение светодиодами. Нормы
2. Руководство пользователя DIALux 4.2: 11-ое Издание / под ред. С.Ю. Иванова. – М., 2006. – 242 с.
3. Сравнительный анализ источников света. [Электронный ресурс] – Режим доступа <http://www.ledson.ru/stats1.htm> 28 февраля 2023.

*С.О. Зуев асп., А.А. Бобков асп.; рук. Л.И. Долецкая к.т.н., доцент
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-10 КВ

Распределительные электрические сети напряжением 6-10 кВ осуществляют поставку электроэнергии промышленным предприятиям, сельскому и коммунальному хозяйству, электрифицированным железным дорогам. Для их эффективного функционирования необходимо обеспечение надежности электроснабжения подключенных потребителей электроэнергии, а также качество поставляемой электроэнергии.

Нарушение надежности электроснабжения, т.е. перерывы в подаче электроэнергии, приводит к различным негативным последствиям технического и экономического характера, как у потребителей так и в электроснабжающих (электросетевых) предприятиях.

В настоящее время надежность распределительных сетей 6-10 кВ в сельской местности не соответствует современным требованиям. Это обусловлено следующими особенностями построения и эксплуатации сетей данного класса:

- значительная протяженность как отдельных линий электропередачи 6-10 кВ, так и всех линий центров питания (ЦП)-подстанций 110 кВ и выше;
- линии электропередачи, как правило, воздушного исполнения и построены по магистральному принципу с глухим присоединением нескольких потребительских трансформаторных подстанций (ПС) 6-10/0,4 кВ;
- на ВЛ часто использованы алюминиевые неизолированные провода малых сечений, штыревые изоляторы, а также деревянные и железобетонные опор с относительно низкой механической прочностью, не более 27 - 35 кН·м.

- многие находящиеся в эксплуатации ВЛ технически изношены,
- значительная доля устройств релейной защиты и автоматики выполнена с использованием электромеханических реле, которые имеют значительный разброс характеристик срабатывания по току и времени, обладают недостаточной чувствительностью;

- механизация ремонтов и технического обслуживания линий электропередачи осуществляется с использованием транспортных и технических средств общего и специального назначения, строительных машин и механизмов, парк которых в основном морально устарел и не всегда отвечает современным требованиям эксплуатации и ремонтов.

Значительная доля повреждений и отключений потребителей в распределительных сетях приходится на воздушные линии 6-10кВ.

Таким образом, техническое состояние электрических сетей 6-10 кВ в сельской местности находится на невысоком уровне и особую актуальность приобретают вопросы повышения надежности таких сетей.

Одним из эффективных средств повышения надежности электрических сетей является их комплексная автоматизация с установкой на ВЛ секционирующих выключателей (реклоузеров), взаимного резервирования линий через пункты автоматического ввода резерва (АВР) [1]. Комплексная автоматизация позволяет уменьшить продолжительность аварийных отключений ВЛ и послеаварийных режимов сетей, сократить затраты на обслуживание, снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям.

При реализации данного мероприятия необходима проверка пропускной способности линий при аварийных или ремонтных отключениях головных участков взаимно резервируемых линий. Это обусловлено увеличением нагрузки на оставшихся в работе участках и увеличением потерь напряжения. Суммарные потери напряжения от сборных шин 6-10 кВ подстанций 35-110 кВ до наиболее удаленных в указанных режимах работы потребительских подстанций - ТП 6-10/0,4 кВ могут превысить допустимые значения 10% [1].

Для ВЛ 6 - 10 кВ технологически максимальное допустимое значение передаваемой мощности определяется уровнем напряжения у потребителей, которое должно удовлетворять требованиям [2].

Для проверки пропускной способности ВЛ 10 кВ был проведен расчет максимальных потерь напряжения для двух ВЛ 10 кВ: ВЛ1 и ВЛ2. Линии подключены к сборным шинам 10 кВ двух подстанций 35 кВ соответственно ПС «Заводская» и ПС «Лубня» и соединены пунктом АВР. Кроме того на линиях установлены секционирующие выключатели и автоматический отделитель (секциолайзер).

При расчетах использовалась следующая информация:

– схемы комплексной автоматизации линий с указанием мест установки секционированных выключателей и пунктов АВР (рис. 1 и рис. 2).

- расчетные нагрузки ВЛ 10 кВ (табл.1);
- расчетные нагрузки ТП 10/0,4 кВ (табл.2);

Значения потерь напряжения по участкам ВЛ в нормальном режиме и максимальные потери напряжения до удаленной ТП при включенном выключателе АВР приведены в табл. 3.

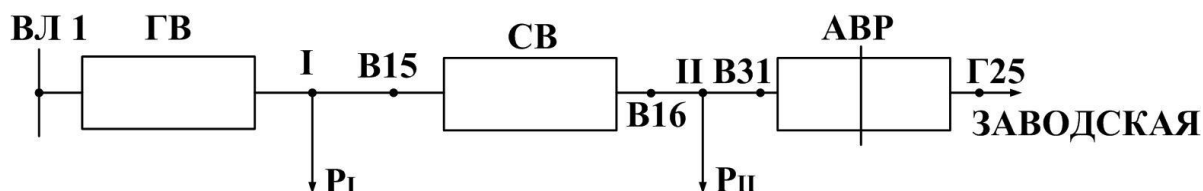


Рис. 1. Схема установки секционированных выключателей и пунктов АВР ВЛ1.

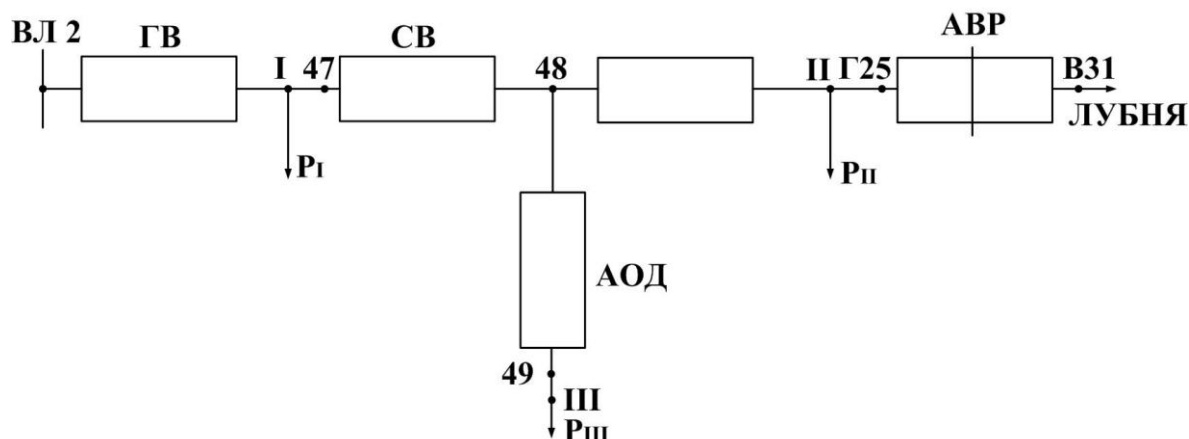


Рис. 2. Схема установки секционированных выключателей и пунктов АВР ВЛ2.

На схемах рис. 1. и рис. 2. приняты следующие обозначения: ГВ - головной выключатель; АВР – выключатель (реклоузер) автоматического ввода резерва; СВ – секционный выключатель; АОД – автоматический отделитель (секциолайзер); арабские цифры – номера опор в соответствии с электрической схемой ВЛ.

Таблица 1 – Расчетные нагрузки ВЛ 10 кВ

Напряжение		Расчетная нагрузка			Коэффициент мощности, $\text{tg}\varphi$
ПС 35-110 кВ	ВЛ 10 кВ	Активная, $P_{РЛ}$, кВт	Реактивная, $Q_{РЛ}$, квар	Токовая, I_P , А	
«Лубня»	1	83	29		0,35
«Заводская»	2	1086	297	33,7	0,27

Таблица 2 – Расчетные электрические нагрузки ТП 10/0,4 кВ ,подключенных к ВЛ.

Наименование ТП	S_{HT} , кВА	P_p , кВт
ВЛ 1 ПС Лубня		
ТП 1	160	11,7
ТП 2	250	18,3
ТП 3	100	7,3
СТП 1	25	1,83
ТП 4	250	18,3
ТП 5	250	18,3
ТП 6	100	7,3
Всего	1135	83
ВЛ 2 ПС Заводская		
КТП 1	630	297,7
ТП 7	160	75,5
ТП8	400	188,9
ТП 9	63	29,7
КТП 2	100	47,2
ТП 10	63	29,8
ТП 11	250	118,1
ТП 12	160	75,5
ТП 13	250	118,1
ТП 14	160	75,5
ТП 15	63	29,8
Всего	2299	1086

Таблица 3 Потери напряжения в нормальном режиме и при включенном АВР.

ВЛ	№ участков ВЛ		Потери напряжения ΔU	
	начало	конец	норм. режим	АВР вкл.
Питание со стороны ВЛ 1				
ВЛ1	0	I	0,133	0,904
	I	В16	0,978	7,033
	В16	В31	0,494	1,92
	В31	Г25	0,366	1,463
ВЛ2	Г25	II	0,131	0,542
	II	48	0,735	2,896

	48	III	0,617	–
	48	I	–	0,607
Итого			3,454	15,365
Питание со стороны ВЛ 2				
ВЛ2	0	I	0,096	0,354
	I	48	1,227	7,198
	48	II	0,041	1,046
	II	Г25	0,161	3,724
	Г25	В31	0,022	1,542
ВЛ1	В31	В16	0	1,073
	В16	I	–	1,089
Итого			1,547	15,849

Анализ полученных данных показывает, что потери напряжения при включенном АВР составляют 15,4% и 15,9%, что требует увеличения пропускной способности рассмотренной сети.

Для увеличения пропускной способности по всей длине ВЛ возможно применение следующих мероприятий:

1. Реконструкция ВЛ с увеличением сечения провода и сохранением номинального напряжения.
2. Установка конденсаторных батарей на потребительских ТП для снижения перетоков реактивной мощности.
3. Установка линейных вольтодобавочных трансформаторов для автоматического поддержания нормального уровня напряжения в линии.

Выбор способов увеличения пропускной способности необходимо проводить путем проведения технико-экономических расчетов.

Литература

1. Любимов М.К., Мясников И.В., Потанин А.В. Комплексная автоматизация участка воздушной электрической сети на базе реклоузеров // *Masrer's Journal*. 2014. №2. С. 158-162.
2. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг (с изменениями на 4 сентября 2015 г.) №861: утвержден постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 г.

ФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ВВОДА

Силовые трансформаторы являются наиболее дорогими и стратегически важными компонентами любой энергосистемы. Пробой изоляции, как серьезная авария крупных силовых трансформаторов, может привести к значительным затратам на ремонт и финансовым потерям из-за отключения электроэнергии. Поэтому важно своевременно оценивать состояние трансформатора, в частности состояние системы изоляции высокого напряжения, с целью минимизации риска отказов и избежание вынужденных отключений стратегически важных объектов. Высоковольтные вводы трансформаторов являются важными компонентами самих силовых трансформаторов и являются одной из частых причин серьезных отказов трансформаторов и смежного оборудования (около 45% серьезных неисправностей трансформаторов) [1]. Следовательно, проведение диагностики состояния вводов является важным и необходимым мероприятием.

При выполнении диагностики высоковольтных вводов, как и для других элементов электрической системы, необходимо сформировать электрическую схему замещения. Данная схема позволяет анализировать состояние и режим как всей цепи, так и ее отдельных частей, а также выявить нарушения в рассматриваемом объекте исследования. Изобразим модель схемы замещения высоковольтного ввода.

Прежде чем перейти к построению схемы замещения нужно ознакомиться с конструкцией высоковольтного ввода. Начнем с общего описания строения высоковольтных трансформаторных вводов, которую можно увидеть на рисунке 1. Базовой конструктивной частью высоковольтного ввода является токопроводящий стержень (на рисунке 1 цифра 1), при помощи которого обмотка трансформатора подключается к внешней линии. На этот стержень, через изоляционные промежутки расстоянием от 2 до 5 мм, намотаны слои фольги (на рисунке 1 цифра 2).

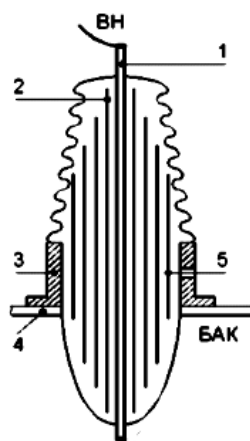


Рисунок 1 – Конструктивная схема высоковольтного ввода трансформатора

В маслонаполненных вводах с помощью слоев бумаги, помещенных в масло, создаются изоляционные промежутки. В современных вводах между слоями фольги (обкладками), размещены слои RIP изоляции (Resin Impregnate Paper), которая состоит из слоев специальной бумаги, пропитанной специальным эпоксидным компаундом [2].

Конструкция высоковольтного ввода похожа на коаксиальный концентрический конденсатор, потенциал которого равномерно распределен между обкладками токопроводящего стержня до крышки бака трансформатора. Последней, внешней обкладкой такого конденсатора, является металлическое конструктивное кольцо (на рисунке 1 цифра 3) ввода. С его помощью ввод устанавливается в отверстии бака трансформатора (на рисунке 1 цифра 4).

Для того чтобы высокий потенциал рабочего напряжения обмотки трансформатора распределился по наибольшему пути, ширину(высоту) проводящих обкладок следует уменьшить по мере удаления от проводящего стержня. Этот путь берет начало от верхнего и нижнего концов токопроводящего стержня, до крышки бака трансформатора (конструктивного кольца (на рисунке 1 цифра 3)). Также важно, чтобы емкость отдельных элементарных конденсаторов была равна, во избежание неравномерного распределения напряжения в радиальном направлении.

С позиции электрической схемы замещения трансформаторный ввод изображается как цепь последовательно включенных конденсаторов, образованных проводящими обкладками ввода. Верхний конец этой цепи конденсаторов подключен к высокому потенциалу - проводящему стержню, а нижний конец – к корпусу бака трансформатора. От последней обкладки, перед корпусом трансформатора, сделан специальный вывод (на рисунке 1 цифра 5). В различных источниках этот вывод обозначается как «Test Tap». Он предназначен для измерения параметров изоляции ввода, согласно общепринятой терминологии «измерительные тесты». Во время работы ввода этот вывод должен быть всегда заземлен. В отечественной литературе его просто называют «измерительный вывод», иногда называя просто «ПИН».

Чтобы осуществить отбор энергии для работы систем и защит трансформатора, например, для работы РПН, от предпоследней обкладки высоковольтного ввода предусмотрена установка особого вывода. Этот вывод в различных источниках называется «Potential Tap», к нему может быть подключено устройство для преобразования энергии тока проводимости ввода в одно из стандартных напряжений. В случае, если в отборе мощности нет нужды, то данный вывод следует заземлить. Конструктивно вывод «Potential Tap» обычно отличается от вывода «Test Tap».

Исходя из вышесказанных конструктивных элементов высоковольтного ввода, изобразим его полную схему замещения. Данная схема ввода с двумя выводами приведена на рисунке 2, она состоит из трех емкостей С1, С2 и С3. В большинстве случаев вывод «Potential Tap» не используется в конструкции высоковольтного ввода, из-за чего им можно пренебречь. Исходя из этого, в схема замещения ввода будет иметь не три емкости, а две С1 и С3, так как С1 и

C2 объединятся в одну емкость C1. Таким образом, на схеме останутся только две емкости, которые в различных источниках обозначаются как C1 и C2.

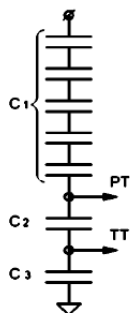


Рисунок 2 – Полная схема замещения высоковольтного ввода

Для более качественного анализа состояния высоковольтных вводов учтем элементы, которые потребуются в процессе реальных измерений, поэтому построим эквивалентную схему с их участием. Она предназначена для анализа и расчета параметров (характеристик) отдельных функциональных частей или объекта в целом. В нашем случае эквивалентная схема потребуется для обработки результатов измерений, например, коэффициента мощности и емкости. Следовательно, эта схема поможет рассчитать данные показатели. На рисунке 3 представлена эквивалентная схема высоковольтного ввода с дополнительными элементами, где емкости C1, C2 и C3 (см. рисунок 2) обозначены как Cx.

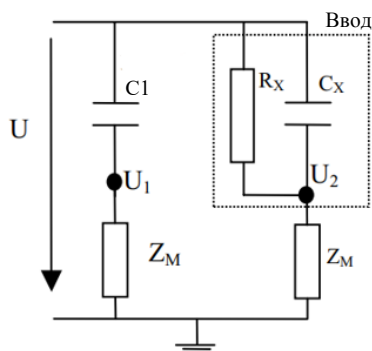


Рисунок 3 – Эквивалентная электрическая схема для контроля высоковольтного ввода трансформатора

Как показано на рисунке 3, ввод трансформатора моделируется как параллельный резистор и конденсатор. Приложение переменного напряжения к изоляции вызывает электрический ток, который имеет две составляющие: резистивную и емкостную (R_x и C_x). Ввод от его отвода (точка U_2) соединяется с землей с соответствующим измерительным сопротивлением (Z_M). Увеличение потерь на вводе изменяет амплитуду и фазу напряжения U_2 , и сравнение этого напряжения с опорным напряжением может определить это увеличение. Напряжение нейтральной точки высоковольтной стороны трансформатора также используется в качестве опорного напряжения (U_1). На схеме C1 – обычный конденсатор, который может давать опорное напряжение (U_1), а также

служащий для измерения мощности и емкости. Непрерывное измерение напряжений U_1 и U_2 и сравнение амплитуд и фаз этих напряжений можно использовать в качестве индикаторов состояния вводов [3, 4].

Построенная эквивалентная схема в дальнейшем может быть использована для обработки результатов измерений, которые потребуются для диагностики состояния высоковольтного ввода. По результатам проведенного анализа и полученной схемы замещения можно построить математическую модель рассматриваемого объекта, которая позволит в дальнейшем оценить его состояние для быстрого и качественного устранения выявленных неисправностей.

Список литературы:

1. R. Venkatesh, S. R. Kannan Diagnostic testing and condition monitoring of transformer bushings // Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. Cancun, Mexico. 2002, pp. 882-886, doi: 10.1109/CEIDP.2002.1048936.
2. Ботов С. В., Русов В. А. Особенности организации защиты и мониторинга трансформаторных вводов с RIP-изоляцией // Энергоэксперт. Практика. Диагностика и ремонты. 2011. №6. С. 56-61.
3. A. Setayeshmehr, A. Akbari, H. Borsi, E. Gockenbach On-line monitoring and diagnoses of power transformer bushings // in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 13, no. 3, June 2006, pp. 608-615, doi: 10.1109/TDEI.2006.1657975.
4. M. Faifer, R. Ottoboni, L. Cristaldi, S. Toscani On-line analysis of power transformer bushings // 2011 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference, Hangzhou, China, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/IMTC.2011.5944188.

*М.В. Кадолин¹, студ.; О.Е. Бельцов²; рук. А.А. Назаров^{1,2}, к.т.н.
(¹ - филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске,
² - Филиал АО "СО ЕЭС" Смоленское РДУ)*

К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НОРМАЛЬНОЙ И ОСНОВНЫХ РЕМОНТНЫХ СХЕМАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Одним из основных критериев надёжного функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС) является её устойчивость. В ЭЭС возникают различные аварийные возмущения, как незначительные, которые не приводят к существенным изменениям значений параметров электроэнергетического режима, так и существенные, значительно изменяющие как топологию, так и режимы работы ЭЭС.

Под динамической устойчивостью (ДУ) ЭЭС понимается способность энергосистемы восстанавливать исходный (близкий к исходному) электроэнергетический режим после существенных возмущающих воздействий (например, близкое к шинам генераторного напряжения короткое замыкание или отключений части генераторов, линий электропередачи (ЛЭП) или трансформаторов) [1]. При этом сохраняется синхронизм между частями ЭЭС после значительных изменений параметров режима, а также наступает установившийся послеаварийный режим работы по окончании переходного процесса. Поэтому сохранение (обеспечение) устойчивости энергосистемы и её повышение является одной из наиболее актуальных проблем в функционировании и при управлении ЭЭС.

Наибольшее значение эта проблема приобретает в ремонтных схемах ЭЭС, когда снижена пропускная способность сети ЭЭС и соответственно уменьшаются пределы по динамической устойчивости. Поэтому важно правильно оценить такие пределы, разработать и реализовать мероприятия по их повышению, тем самым увеличив максимальный предел по передаваемой мощности из избыточных частей ЭЭС и ее технико-экономическую эффективность, за счет использования генерации наиболее «дешевых» электростанций.

На практике устойчивость оценивают путём моделирования на цифровых математических моделях. Для оценки ДУ моделируют переходный процесс, возникающий в момент возмущения, и оценивают характер его протекания. Для моделирования переходных процессов используют модель, описанную системой алгебро-дифференциальных уравнений, учитывающих не только электрическую сеть, но динамику вращающихся машин с их системами управления. Очевидно, что задача рассмотрения всех возможных возмущений во всех возможных состояниях сети имеет слишком высокую вычислительную сложность и на практике не решается. На практике ограничиваются рассмотрением нормативных возмущений в нормальной, одинарных и двойных ремонтных схемах сети.

Нормативные возмущения — это аварийные события, определённые нормативным документом [2] и связанные с:

- короткими замыканиями на сетевых элементах (кроме систем (секций) шин) переменного тока;
- короткими замыканиями на системах (секциях) шин электростанций и подстанций;
- аварийными небалансами активной мощности;
- отключением вставок постоянного тока и ЛЭП постоянного тока.

Рассматриваемые схемы также определены нормативными документами. Нормальная схема энергосистемы — это схема при которой все ЛЭП и электросетевое оборудование, определяющие устойчивость, находятся в работе. Ремонтные схемы — это схемы при которых из-за отключённого состояния одной или нескольких ЛЭП, электросетевого оборудования снижен относительно нормальной схемы допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении, определённый в соответствии с методическими указаниями по устойчивости [2].

Для общего понимания протекания переходного процесса при возникновении аварийного события полезен метод площадей. Рассмотрим простую энергосистему, изображённую на рисунке 1, которая представлена эквивалентным генератором и работает параллельно с системой, представляемой как шины бесконечной мощности. Их объединяют линия электропередачи Л и два трансформатора T_1 и T_2 .

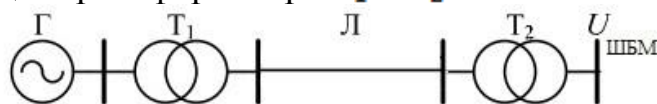


Рисунок 1 – Одномашинная модель энергосистемы

На основе представленной схемы, обеспечение динамической устойчивости может быть проиллюстрировано с помощью угловой характеристики мощности, изображенной на рисунке 2 [3].

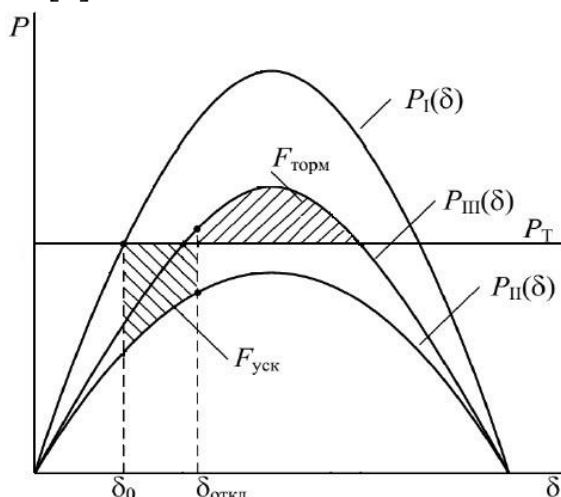


Рисунок 2 - Угловая характеристика активной мощности генератора

На рисунке 2 изображены: три кривые активной мощности P_I, P_{II}, P_{III} — характеристики активной мощности синхронной машины для нормального, аварийного и послеаварийного режимов соответственно, мощность турбины P_T , площадки торможения $F_{\text{торм}}$ и ускорения $F_{\text{уск}}$, а также угол δ , который определяет продолжительность короткого замыкания (от δ_0 до $\delta_{\text{откл}}$).

Для обеспечения динамической устойчивости необходимо, чтобы площадка торможения была больше ускорения. Поэтому для повышения динамической устойчивости следует либо увеличивать площадку торможения, либо уменьшать площадку ускорения.

В таблице 1 представлены основные способы повышения устойчивости, которые используются в настоящее время, а так же проанализировано их влияние на ДУ [4].

Таблица 1 – Способы повышения динамической устойчивости

Способ повышения ДУ	Влияние на ДУ
Быстрое отключение КЗ	При применении данного способа снижается время короткого замыкания, уменьшается площадка ускорения и увеличивается площадка торможения. Поэтому на линиях электропередачи устанавливаются быстродействующие релейные защиты и выключатели.
Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)	С помощью АРВ при снижении напряжения на шинах генератора происходит плавное увеличение амплитуды активной мощности аварийного P_{II} и послеаварийного P_{III} режимов, что приводит к уменьшению площадки ускорения и увеличению площадки торможения. Также на устойчивость влияют тип и настройка АРВ.
Отключение генераторов (ОГ)	В момент отключения короткого замыкания $\delta_{\text{откл}}$ отключается часть генераторов электростанции, вследствие чего мощность

	электростанции P_T снижается, что приводит к увеличению площадки торможения $F_{\text{торм}}$.
Быстродействующее автоматическое повторное включение (БАПВ)	Для сохранения устойчивости время бестоковой паузы БАПВ должно быть меньше времени, за которое угол δ достигает своего критического значения.
Однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ)	Большинство КЗ имеет несимметричный характер, поэтому при пофазном отключении повреждённых линий не теряется связь энергосистем. При отключении повреждённой фазы увеличивается амплитуда активной мощности послеаварийного режима P'_{III} и возрастает площадка торможения, что позволяет сохранить устойчивость. При успешном АПВ произойдёт переход на характеристику P_I нормального режима.
Кратковременная разгрузка турбин (КРТ)	Данный способ увеличивает площадку торможения за счёт снижения мощности турбин P_T прикрытием на несколько секунд регулирующих клапанов. Недостатком данного метода является то, что КРТ на гидроэлектростанциях (ГЭС) не применяется из-за невозможности быстрого перекрытия потока воды.
Электрическое торможение	Применение электрического торможения заключается в кратковременном включении на шинах электростанции специального тормозного активного сопротивления, которое создаёт дополнительную нагрузку генераторов, что приводит к повышению площадки торможения. К недостатку данного метода следует отнести большие затраты на устройство электрического торможения, что затрудняет его использование.

Для реализации управляющих воздействий на ОГ, КРТ и электрическое торможение используется противоаварийная автоматика (ПА). Назначение ПА — осуществление мероприятий, направленных на сохранение динамической устойчивости и восстановление нормального режима работы энергосистемы. Применение ПА обусловлено краткосрочностью протекания переходных процессов в ЭЭС, в темпе которых необходимо реализовать управляющие воздействия на параметры электроэнергетического режима.

Особенно актуально наличие ПА на электростанции в ремонтных схемах сети, когда ослаблены связи с ЭЭС. Применение ПА не всегда полностью снимает ограничение на выдачу мощности электростанций ЭЭС, поэтому актуален вопрос разработки дополнительных режимных мероприятий или усовершенствование режимов работы (управляющих воздействий) ПА.

Так, например, крупная региональная электростанция выдаёт мощность по пяти ЛЭП 220 кВ. Из них две ЛЭП связывают станцию с мощной узловой ПС с высшим напряжением 330 кВ, а остальные распределяют выдаваемую мощность по ПС 220 кВ питающим сеть 110 кВ. Относительно слабая схема выдачи мощности, в совокупности с использованием масляных баковых выключателей 220 кВ, приводит к тому, что практически любое близкое короткое замыкание может привести к нарушению динамической устойчивости, особенно в ремонтной схеме. В схеме же ремонта двух ЛЭП, в случае

отключения третьей, сеть будет ослаблена настолько, что даже с использованием имеющейся ПА невозможно обеспечить динамическую устойчивость станции без превентивного ограничения её по мощности.

Превентивные ограничения станции по максимальной генерируемой мощности вносят ограничения для собственников электростанций по продаже, а для потребителей по покупке желаемого объёма электрической мощности в узлах ЭЭС по конкурентным ценам на рынке мощности (электроэнергии), что может приводить как дефициту электроэнергии (мощности), так и к повышению цены электроэнергии для конечных потребителей. Кроме того, такие ограничения снижают возможности диспетчерских центров в использовании мощности данной станции для регулирования перетоков в контролируемых сечениях, что влияет на надёжность и устойчивость ЭЭС. Все эти последствия в комплексе приводят к снижению технико-экономической эффективности ЭЭС и определяют актуальность и необходимость снятия указанных ограничений, вынуждая искать способы повышения динамической устойчивости.

Для указанной выше региональной электростанции планируется провести расчёты и проверить обеспечение динамической устойчивости в нормальных и ремонтных схемах. С учётом технико-экономического сравнения выбрать наиболее оптимальный вариант, при котором достигается и обеспечивается наилучший показатель динамической устойчивости, а также повышаются возможности выдачи мощности в ЭЭС.

На практике для анализа динамической устойчивости нужно проводить большое количество расчётов. Для сокращения времени на проведение расчётов будут рассмотрены различные методы: возможность обоснованного сокращения перечня проводимых расчётов, обоснованное упрощение модели энергосистемы, выполнение автоматизации расчётов и определены оптимальные из них. На основании полученных данных планируется разработать методику для определения оптимального варианта для повышения устойчивости электростанций в нормальных и основных ремонтных схемах ЭЭС.

В данной статье были рассмотрены основные возможные способы для обеспечения динамической устойчивости и проанализированы их основные недостатки. Так же, на примере региональной электростанции, рассмотрен режим ЭЭС в котором необходимо ограничивать ее выдаваемую мощность по критерию обеспечения динамической устойчивости. Обозначены основные возможные пути решения данной проблемы на перспективу дальнейших научных исследований.

Литература

1. Учебное пособие для диспетчерского персонала / под ред. главного диспетчера АО «СО ЕЭС» М.Н. Говоруна. М.: ЗАО «ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ», 2021. – 684 с
2. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем": приказ Министерства энергетики РФ от 3 августа 2018 г. N 630: [Зарегистрировано в Минюсте РФ 29 августа 2018 г. Регистрационный N 52023].
3. Противоаварийная автоматика и релейная защита в ЕЭС: учеб. пособие для диспетчера СО ЕЭС, 2008.
4. Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. Автоматика энергосистем: Учебник для техникумов. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991. 240 с.

*А.С. Кулагин, студент.; рук. В.П. Кавченков, д.т.н., проф.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При своевременном выявлении повреждений в трансформаторе можно избежать аварийной ситуации, а также более выгодно составить план ремонта. На сегодняшний день существует множество способов определения технологического состояния трансформатора. Наиболее предпочтительными считаются те методики диагностики электрооборудования, для осуществления которых не требуется снятие рабочего напряжения. Рассмотрим и проанализируем самые значимые из них.

Тепловизионный анализ силовых и автотрансформаторов достаточно сложная процедура, так как при возникновении локальных повреждений в трансформаторе они «заглушаются» естественными тепловыми потоками магнитопровода и охладителя [1,2]. При этом работа охлаждения, способствующая ускорению циркуляции масла, снизит тем самым колебания температуры в местах повреждения, а также уменьшит распределение тепла в месте потенциальной поломки. Для проведения анализа результатов тепловизионной диагностики необходимо учитывать ряд факторов, а именно: конструкционные особенности трансформатора, тип и срок эксплуатации применяемой обмотки и магнитопровода, условия эксплуатации и технологии изготовления и другие особенности, способные повлиять на показания тепловизора. К тому же на погрешность измерений влияют металлические детали трансформатора, включая маслonaполненный бак, обмотку, сердечник, и так далее, в которых выделяется тепло из-за потерь трансформатора на вихревые токи. Метод диагностики основанный на использовании тепловой техники позволяет выявить следующие повреждения: витковые замыкания в трансформаторах, дефекты контактной системы регулировки под напряжением (РПН); возникновения магнитных полюсов рассеяния трансформатора из-за нарушений изоляции частиц магнитопровода, изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон), нагревы внутренних контактных соединений обмоток низкого напряжения (НН), обрывы шинок заземления, нагревы на аппаратных зажимах высоковольтных вводов, дефекты системы охлаждения насосов (фильтров, вентиляторов и др.). При диагностике тепловизионное оборудование должно быть укреплено на штативе как можно ближе к трансформатору на средней фазе с использованием объектива 7-12°. Кроме этого, сканер должен обеспечивать аудио и видеозапись. После установления постоянного температурного режима тепловизора ведётся покадровая съёмка, начиная от верхней фазы (например, «А») и до фазы «С», следующий кадр должен перекрывать предыдущий на 10%. Главными преимуществами метода тепловой диагностики являются скорость, удобство и доступность. Тепловой анализ сравнительно быстрый по отношению к другим методам. Для того чтобы определить состояние оборудования потребуется пара

секунд. Для тепловизионной диагностики не требуется отключение электрооборудования, а также большое количество организационно-технических мероприятий. Современная тепловизионная камера очень проста и удобна для использования, а встроенная система анализа позволяет в некоторых случаях провести диагностику на месте. Современный тепловой сканер сравнительно недорогой, поэтому любую электроустановку можно оснастить тепловизионным диагностическим аппаратом. Недостатки методики: тепловые потоки при локальных отключениях трансформатора «гасятся» естественными потоками системы охлаждения и магнитопровода, которые способствуют ускоренному циркулированию масла, сглаживают температуру в месте повреждения.

Вибродиагностика один из высокоэффективных методов диагностики силовых трансформаторов. Вибрация является механическим «колыханием» части трансформатора по эпицентру и нейтральному положению, колебания присущи всем механизмам работы электрооборудования. Вибрация – один из наиболее наглядных и общих параметров, который может быть использован для оперативной оценки технического состояния оборудования, для диагностирования причин его потенциальных поломок. Колебательные процессы претерпевают качественные и количественные изменения по мере развития неисправностей электрической машины. В физическом плане энергия колебания поверхности бака качественно сочетается с состоянием магнитопровода. В процессе работы изменение степени вибрации: усиления вибрации, изменение частоты – приводит к обновлениям общей вибрационной картины. На практике техническое состояние активного трансформатора характеризуется следующими вибрационными параметрами: виброускорение, виброскорость и виброперемещение. Для количественного описания вибросигнала наиболее широко используют виброперемещение и виброскорость. Для измерения вибрации используется виброанализатор в режиме измерения виброускорения, виброскоростей или среднеквадратичных значений виброперемещения. Результаты вибродиагностик трансформатора сравниваются между собой и с итогами ранее измеренных. Стандартных вибрационных значений для трансформатора нет. Однако, существует опыт, накопленный некоторыми организациями, который можно использовать при оценке результатов измерения вибраций электрооборудования. Достоинства этого способа диагностики: достаточно несложный в исполнении, выполняется любым виброметром, способным измерять виброскорость, ускорение вибрации или среднеквадратичное виброперемещение; обычно не требует сборки и разборки оборудования, имеет небольшой срок диагностики и перспективу выявления неисправностей на стадии их развития. Недостаток метода - его трудоемкость, поскольку требуется обеспечение серии параллельных измерений в более 50-80 точках. Кроме того, к типу конструкции вибрационного индикатора предъявляются особые требования. Также существует зависимость вибрационных коэффициентов от нескольких критериев, которые создают

сложность для выделения колебаний и их связи с неисправностью, что приводит к низкой точности диагностики электрооборудования.

Методы анализа масла из трансформаторного бака обширно применяются для диагностики его технических состояний, расчета остаточной мощности и прогноза развития возможных дефектов. Первичные данные для вышеуказанного подхода диагностирования – это результаты физических и химических исследований, хроматография растворенных газов в масле и прочих продуктов. Масло трансформатора осуществляет две функции: диэлектрическая изоляция деталей трансформатора, а также отвод тепла от наиболее горячих компонентов электрической машины (обмотки, магнитопровод). Измерив физические свойства масла, можно судить о его диэлектрических свойствах. Влага существенно влияет на диэлектрическое действие масла, растворенные в ней газы и различные продукты распада изоляции существенно снижают его. Для этого способа диагностики, как правило, анализируются концентрация водорода, этана, диоксида углерода, ацетилена, метана и этилена, окиси углерода. Химический анализ растворенных газов в масле позволяет выявлять две группы повреждения. Первая группа включает в себя перегрев элементов токоведущей части и элементов конструкции остова. Нагрев бумажно-масляной изоляции и масла до температуры порядка 600 °С и выше приведет к повышению концентрации этилена, перегрев масла из-за стримерного разряда приводит к увеличению процентного соотношения ацетилена, что негативно скажется на свойствах масла. Второй группой дефектов являются электроразряды в масле трансформатора. Их можно поделить на разряды малого и большого потенциала. Частичный разряд приводит к сильному повышению концентрации водорода в масле и незначительному повышению метана и этилена. Дуговые разряды приводят к сильному повышению концентрации водорода и ацетилена, а также незначительному повышению метана и этилена. Превышенные нормы окиси углерода и двуокиси углерода свидетельствуют о быстрой деградации свойств масла, а также увлажнении твердой изоляции. Нагрев твердого изоляционного материала до предельных и около предельных значений температуры приводит к приросту диоксида углерода. Достоинством метода хроматографии является его эффективность в определении соответствия качеству, установленному нормами, трансформаторного масла и в последствии трансформатора; определения диэлектрической способности и сопоставления с нормированным диэлектрическим ресурсом. Из недостатков можно отметить трудоемкость и сложность данной операции диагностики.

Основная разработка используемых технических методов диагностики трансформаторов завершена, однако на сегодняшний день опубликован ряд новых исследований по развитию и оптимизированию данных методов [3-7].

В работе [5] исследуется использование диагностических комплексов для диагностики электроснабжения, чтобы улучшить их производительность. В ходе исследования используются диагностические комплексы энергосистем, их характеристики, структура и влияние их на работу энергосистемы.

Преимущества предложенного метода: повышение надежности достигается благодаря улучшению таких параметров, как степень готовности, степень использования технического средства, срок восстановления рабочего состояния, срок службы ресурса.

В [6] работе предлагается новое программное обеспечение контроля технического состояния силового трансформатора, которое помогает оператору в диагностике технического состояния трансформатора по анализу его масла. Программное обеспечение обрабатывает, визуализирует результаты анализов трансформаторного масла и предлагает рекомендации для дальнейшего обслуживания или вывода в ремонт. Преимущество предлагаемого метода: возможность быстрого оценивания состояния масла трансформатора; улучшение работы оператора; снижение риска ошибок в решении; обеспечение своевременного вывода электрооборудования в ремонт.

В работе [3] представлен метод комплексного диагностирования изоляции масляной техники на примере подстанции 750 кВт. Исследование дает возможность провести анализ технического состояния и прогнозировать развитие дефектов, определение текущего состояния оборудования и степени риска дефектов, модель процессов, чтобы прогнозировать состояние оборудования в настоящее время. Преимущества предлагаемого метода: он позволил автоматически выдавать информацию о техническом состоянии электростанции, исключив влияние человека. Однако, чтобы полноценно формировать методы диагностики, разработать технологические инструкции, нормативы и критерии оценки технического состояния необходим достаточный объем статистической информации и квалификация специалистов лаборатории испытаний.

Работа [7] рассматривает алгоритм анализа трансформаторов нагрузки. В основе исследования лежит разработка алгоритма диагностирования однофазных трансформаторов нагрузки при отсутствии ошибок измерительных данных. В качестве диагностического параметра при организации работы трансформаторов предлагается использовать параметры электромагнитной схемы, то есть параметры ее схемы замещения. По изменению активного сопротивления обмотки можно посчитать целостность цепей электропроводки и состояние контактных соединений. Изменение упругости обмотки свидетельствует, что в обмотке имеются деформации и повреждения. Преимущества описанного метода: анализ расчета трансформатора под напряжением позволяет корректно учитывать ошибки измерения в решении задач. Диагностика осуществляется на основе параметров электромагнитного излучения, которые наиболее точно отражают появление дефектов и динамику их развития.

В работе [4] проводится исследование диагностики состояния трансформатора в нормальном режиме под напряжением и мониторинг самых важных параметров, позволяющих получить высокое качество оценки состояния контролируемых объектов. Чтобы достичь наилучшего результата, нужно расширить список дополнительных характеристик и дать возможность

сигнализировать в случае превышения допустимого значения контролируемых параметров. Предложенный метод обладает экономическим эффектом: снижение ущерба от технологических повреждений, вызываемых внезапными авариями трансформаторов и, следовательно, снижением риска внезапных повреждений в энергосистемах и нарушений электроснабжения потребителей.

Таким образом следует отметить, что в новых исследованиях по разработке методик оценки технического состояния трансформаторов используется комплексный метод с целью обобщения и совершенствования принципов диагностики и их автоматизации. Что в последствии приводит к повышению экономичности и точности диагностики трансформаторов, позволяя улучшить эффективность диагностических методов обследования силовых трансформаторов.

Список литературы.

1. Михеев Г.М. Тепловизионный контроль высоковольтного оборудования: Учебн. пособие / И. Н. Ульянова. - 7-е изд., Чебоксары: Изд-во Чуваш ун-та, 2004. - 180 с
2. С.А. Бажанова Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ: Приложение к журналу / А.Ф. Дьяков - 4-е изд., Москва: Изд-во НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2000. - 181 с.
3. Комплексная диагностика изоляции маслонаполненного оборудования подстанции 750 кВ «Ленинская»/ Т.А. Стрижова. // Техничко-технологические проблемы сервиса. - 2015. - № 4. - С. 22-25.
4. Об эффективности цифровой системы проактивной диагностики силовых трансформаторов / А.Н. Алюнов, О.С. Вяткина, А.Е. Немировский. // Вестник иркутского государственного технического университета. - 2020. - № 5. - С. 966-976.
5. Применение диагностических комплексов систем электроснабжения для улучшения показателей их работы / С.В. Ершов, А.М. Дмитриев. // Известия тульского государственного университета. - 2013. - № 12. - С. 53-62.
6. Программный комплекс для контроля технического состояния силовых трансформаторов по анализу масла / Р. А. Гимадиев, И. В. Ившин, Н. В. Денисова [и др.]// Вестник технологического университета. - 2016. - № 20. - С. 117-120.
7. Разработка алгоритма диагностики трансформаторов под нагрузкой / В.В. Кирюха, Ю.М. Горбенко, В.С. Яблокова. // Научные труды Дальрыбвтуза. - 2016. - № 37. - С. 61-66.

*Д.В. Лобасов, студ.; рук. Л.В. Вайтеленко, ст. препод.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», в г. Смоленске)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ

Величина потерь электроэнергии в сети является одним из основных показателей эффективности работы данной сети. Согласно [1], удовлетворительным можно считать уровень потерь электроэнергии в районе 4–5 %. Основную часть из суммарных потерь составляют нагрузочные потери в линиях и трансформаторах.

Одним из способов уменьшения нагрузочных потерь в сети является регулирование напряжения. Закон регулирования определяется путем минимизации потерь в сети с учетом необходимого уровня напряжения у потребителей. Также учитывается, что максимальное напряжение ограничивается предельно возможным по условиям эксплуатации изоляции оборудования в конкретной сети. Для поддержания необходимых по [2] отклонений напряжения у потребителей возможно осуществлять регулирования на трансформаторах, питающих потребителей. Однако данное регулирование практически не влияет на потери в вышестоящей сети. Помимо этого, зачастую в

локальных распределительных сетях установлены трансформаторы с регулированием без возбуждения (ПБВ), которые в отличие от трансформаторов с регулированием под нагрузкой (РПН) имеют меньший возможный диапазон регулирования. В результате достичь требуемых отклонений по напряжению, особенно в режиме максимальной нагрузки, не всегда удается. В этом случае возможно выполнить регулирование на трансформаторах, установленных в центрах питания распределительных сетей.

Для оценки влияния регулирования напряжения на потери электроэнергии существует методика, изложенная в РД 34.09.254 [3]. Согласно [3] при оптимизации рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей, снижение потерь электроэнергии в сети, получающей питание от данного ЦП за рассматриваемый период, определяют по формуле:

$$\delta W_{1.7} = \frac{1,5}{100} \Delta W (H' \delta V' + H'' \delta V''), \quad (1)$$

где ΔW – потери в сети до оптимизации; H', H'' – весовые коэффициенты режима максимальной и минимальной нагрузки; δV – изменение напряжения в соответствующем режиме.

Данная методика не учитывает влияние напряжения на величину потерь холостого хода трансформаторов и потерь на корону в воздушных линиях. Однако согласно действующим указаниям по расчету технологических потерь [4], данное влияние значительно и его следует учитывать.

В данной работе рассматривается влияние регулирования напряжения как на нагрузочные, так и на условно-постоянные потери в сетях 110 и 35 кВ. В качестве условно-постоянных учитываются наиболее весомые потери холостого хода трансформаторов и на корону в линиях. Расчет режимов и потерь выполняется при помощи программы RastrWin.

В качестве исследуемой рассматривается сеть с источником питания в виде шин ТЭЦ двух номинальных напряжений 110 и 35 кВ. Схема сети представлена на рис.1.

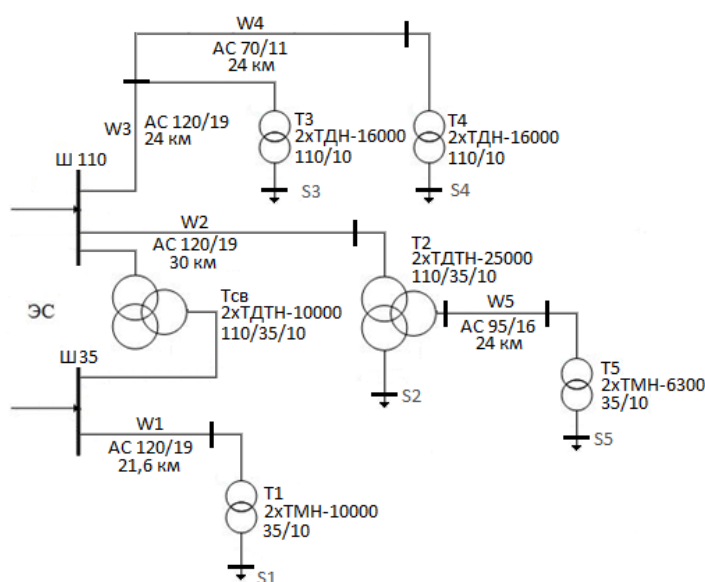


Рисунок 1. Схема районной электрической сети

Все линии и трансформаторы на рис.1 являются парными. Для исследования рассмотрен наиболее тяжелый с точки зрения регулирования и потерь режим максимальных нагрузок. Для расчета режима были определены и заданы в программу необходимые параметры элементов сети.

Для учета потерь на корону в линиях была задана активная проводимость, рассчитанная как

$$G = \frac{\Delta P_{\text{кор}} L \cdot n}{1000 \cdot U^2}, \quad (2)$$

где $\Delta P_{\text{кор}}$ - потери активной мощности на корону, приняты по [4] для хорошей погоды; L, n, U – длина, количество цепей и напряжение линии.

Для рассчитанного режима было проведено регулирование напряжения, чтобы напряжения на нагрузке было не менее 105% от номинального. Регулирование было выполнено для двух случаев:

- регулирование РПН трансформаторов сети;
- регулирование РПН на источнике питания.

Рассчитанные в программе потери электроэнергии по составляющим представлены в табл. 1.

Таблица 1. Потери в сети в рассматриваемых режимах

Потери, тыс кВт	Без регулирования		Регулирование РПН сети		Регулирование РПН на ИП	
	35	110	35	110	35	110
dP	1103,875	1601,891	1104,055	1601,895	876,558	1403,891
dP_нагр	1089,809	1359,44	1089,989	1359,445	858,686	1114,564
dP_ЛЭП	982,331	968,635	982,490	968,636	773,560	793,430
dP_Тр-р	107,478	390,805	107,499	390,809	85,126	321,135
Корона	0	1,0828	0	1,0828	0	1,277
XX_тр	14,066	241,368	14,066	241,368	17,872	288,050
Сумма по сети	2705,765		2705,950		2280,449	

В таблице 1:

dP – суммарные потери в сети для заданного напряжения;

dP_нагр – суммарные нагрузочные потери в сети для заданного напряжения;

dP_ЛЭП – нагрузочные потери в ЛЭП для заданного напряжения;

dP_Тр-р - нагрузочные потери в трансформаторах для заданного напряжения;

Корона – потери на корону в сети для заданного напряжения;

XX_тр – потери холостого хода трансформаторов в сети для заданного напряжения.

Анализируя результаты, получено, что при регулировании РПН трансформаторов сети, все потери незначительно увеличились (~1-2%). Причем средствами регулирования не удалось достигнуть требуемого напряжения на нагрузке номер 5.

После регулирования напряжения на источнике питания нагрузочные потери уменьшились на 21% для сети 35 кВ и на 18% для сети 110 кВ.

Однако, как и следует из теории, увеличились потери на корону (на 18%) и потери на холостой ход (на 27% для 35 кВ и на 19% для 110 кВ). Несмотря на увеличение условно-постоянных потерь, суммарные потери при регулировании напряжения на источнике питания значительно уменьшились (на 15,72%).

Для регулирования на трансформаторе источника питания также было рассчитано снижение потерь согласно методике [3]. С учетом того, что рассматривались только потери мощности при режиме максимальных нагрузок, весовой коэффициент в (1) для данного режима принимался равным 1.

Снижение потерь по данной методике составило 12,6% при подстановке в формулу (1) суммарных потерь в сети и 11,4% с учетом только нагрузочных потерь. При этом погрешность расчета по данной методике по сравнению со снижением потерь, полученным в программе RastrWin, составила -19,8% для суммарных потерь и -35,17% для нагрузочных потерь.

Таким образом, использование упрощенной оценки снижения потерь по методике [3] занижает эффект от проведения мероприятия по регулированию напряжения даже с учетом того фактора, что не учитывается увеличение условно-постоянных потерь. Использование данной методики может быть оправдано в распределительных локальных сетях напряжением 35 кВ и ниже, для которых затруднительно выполнять расчет потерь с учетом реальных режимов сети, а также доля условно-постоянных потерь в данных сетях значительно ниже, чем в вышестоящих.

Также было установлено, что в рассматриваемом примере электрической сети выгоднее использовать регулирование напряжения на источнике питания, как за счет большей возможности регулирования, так и существенному снижению потерь в сети.

Список литературы.

1. Белицын И. В. Качество электроэнергии в распределенной генерации // М74 Модернизация и инновационное развитие топливно-энергетического комплекса: Материалы международной конференции, 2018. С. 69.
2. ГОСТ 32144 – 2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Москва: стандартинформ, 2014. – 16 с.
3. ИНСТРУКЦИЯ по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений, Минэнерго СССР. М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.
4. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326

*П.П. Макаров, студ.; рук. Л.В. Вайтеленок, ст. преп.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПОДСТАНЦИИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ

В настоящее время для защиты элементов электрической сети применяются устройства, построенные как на электромеханической, так и микропроцессорной базе. Внедрение микропроцессорных устройств защиты на первоначальном этапе было связано с определенными трудностями [1], основными из которых являются несогласованная работа устройств на различных базах, а также сложности с расчетом уставок и настройкой микропроцессорных защит. Для согласованной работы электромеханических и микропроцессорных токовых защит применяются зависимые времятоковые характеристики. Для ликвидации

второй из указанных проблем широкое применение нашли автоматизированные комплексы, позволяющие моделировать работу энергосистемы и релейной защиты, рассчитывать уставки и проверять действия защиты при различных условиях [2].

В связи с проблемой импортозамещения в настоящее время актуальным является разработка подобных комплексов на базе отечественных программ. Требованиям возможности моделирования как электрической сети, так и релейной защиты, отвечает программа SimInTech [3], поэтому именно она выбрана в данной работе.

Первоначальным этапом разработки автоматизированного комплекса является верификация модели первичной сети совместно с простейшей релейной защитой, что и было выполнено в данном исследовании.

В качестве исследуемого объекта рассматривалась подстанция электрической сети напряжением 110/35/10 кВ. На подстанции установлено два трансформатора мощностью 10 МВА. Распределительное устройство высшего напряжения (ВН) выполнено по схеме мостика с отделителями в цепях трансформаторов, среднего (СН) и низшего (НН) – одна, секционированная выключателем система сборных шин. Секционные выключатели на 10 и 35 кВ нормально отключены. Трансформаторы собственных нужд питаются отпайкой от обмотки НН силовых трансформаторов.

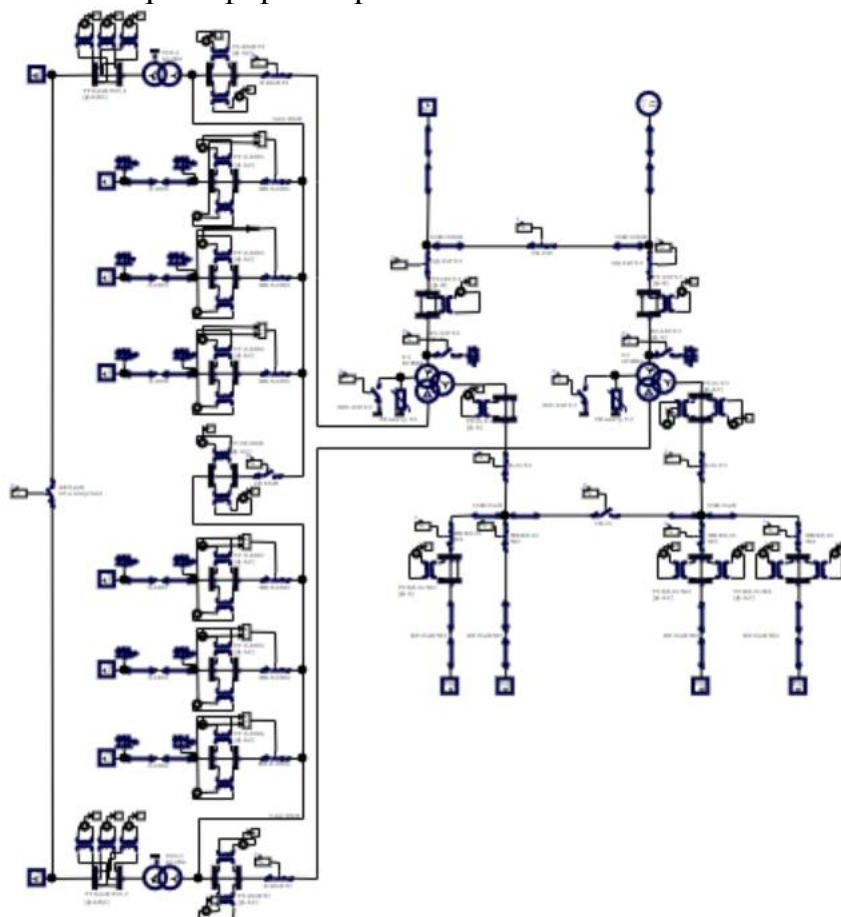


Рис.1 – Модель подстанции

Для создания данной электрической схемы использовались элементы библиотеки «ЭЦ-Динамика». В качестве отделителей использовались блоки выключателей переменного тока. Поскольку подстанция располагается удаленно от непосредственных источников, изменение периодической составляющей токов короткого замыкания (КЗ) с течением времени можно не учитывать, поэтому в качестве питающей энергосистемы выбран блок источника трехфазного напряжения, в котором в соответствии с заданным на шинах ВН током КЗ было рассчитано эквивалентное сопротивление системы. Также были заданы соответствующие нагрузки, сопротивления и длины отходящих линий и проводников ошинок подстанции. Разработанная модель подстанции представлена на рис. 1.

Токи нормального режима и КЗ разработанной модели отличаются от расчетных не более чем на 2 процента.

Также для данной подстанции была разработана модель максимальной токовой защиты (МТЗ) отходящих от НН линий. В качестве устройства защиты рассматривался микропроцессорный блок «Сириус-2-Л» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика» [4].

Токовая защита в данном устройстве выполнена четырехступенчатой, но для рассматриваемых линий достаточно использования только первых двух ступеней: МТЗ-1 (или токовой отсечки) и МТЗ-2. Для второй ступени возможен выбор вида выдержки времени: зависимой или независимой. Также для данной ступени возможен ввод ускорения при любом включении выключателя, за счет чего защита работает с выдержкой времени равной времени ускорения.

Реализация модели рассматриваемой защиты выполнена в основном за счет использования блоков библиотеки «Логические» и приведена на рис.2.

Поскольку рассматривается защита для линий 10 кВ, трансформаторы тока соединены по схеме «Неполная звезда». Токи фаз А и С поступают на блок выделения действующего значения, из которых в дальнейшем выбирается максимальное значение.

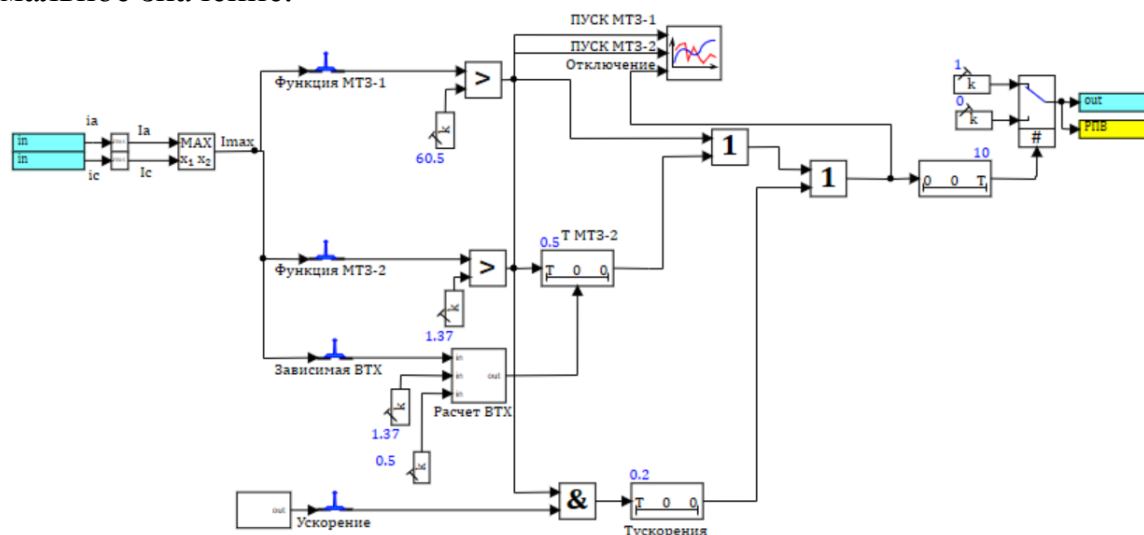


Рис. 2 – Модель максимальной токовой защиты

Ручные ключи «Функция МТЗ-1 (2)» предназначены для возможности ручного вывода определенной ступени из работы. Максимальный ток заводится в блоки сравнения с уставкой определенной ступени. В случае превышения уставки подается сигнал «Запуск МТЗ» и одновременно подается сигнал на отключение (для МТЗ-1) или на выдержку времени (для МТЗ-2). Вид выдержки времени задается пользователем путем выбора положения ключа «Зависимая ВТХ». Если ключ отключен, работает независимая характеристика с временем, равным уставке. В противном случае максимальный ток поступает в блок «Расчет ВТХ», в который также заводится токовая уставка и уставка по времени для МТЗ-2.

Для примера на рис.3 представлена модель блока «Расчет ВТХ» при использовании чрезвычайно инверсной характеристики. В случае, если входной ток равен нулю, т.е. функция «Зависимая ВТХ» отключена, выходное время равно времени уставки.

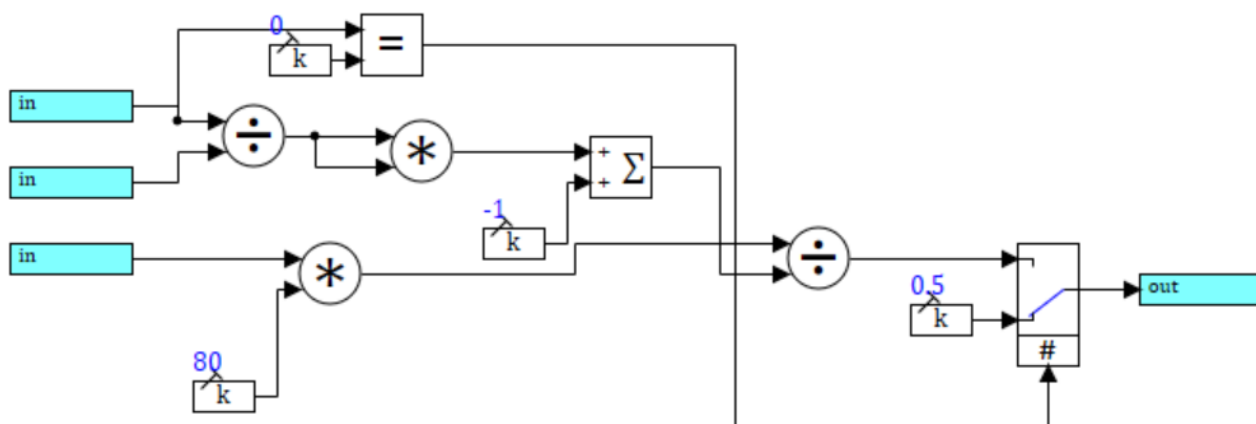


Рис. 3 – Модель блока расчета времятоковой характеристики

Ускорение защиты вводится при условии замкнутого ключа «Ускорение», положение которого определяется пользователем, и одновременного появления сигнала от реле положения выключателя включено (РПВ). Схема блока выявления пуска ускорения представлена на рис. 4. Ускорение вводится на время уставки ускорения плюс 1 с и в случае наличия сигнала пуска МТЗ-2 с заданной уставкой подает команду на отключение выключателя в обход блока выдержки времени МТЗ-2.

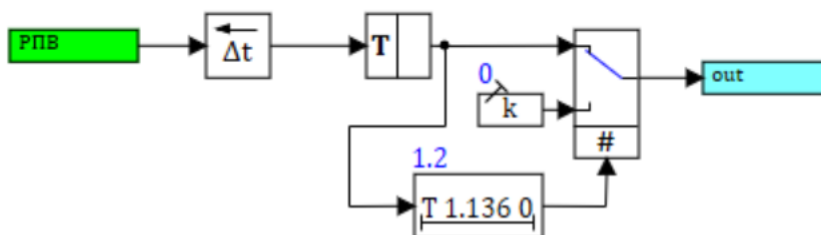


Рис. 4 – Модель выявления признака ускорения

Разработанная модель была протестирована при КЗ в начале и конце защищаемой линии для различных случаев положения ключей. Анализ тестирования подтвердил правильность построения алгоритма работы защиты для данной модели.

В качестве примера на рис.5 приведены результаты моделирования для случая введенных защит.

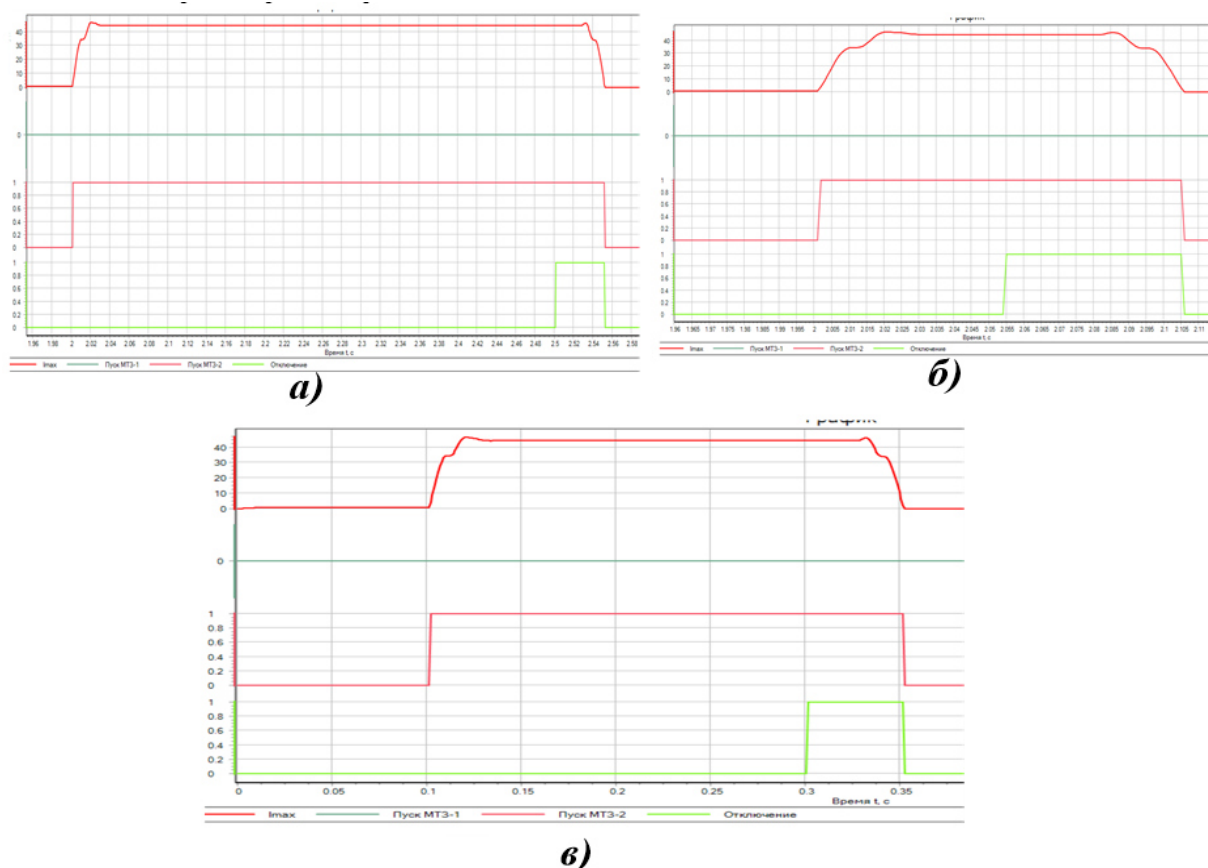


Рис. 5 – Пример работы защиты при КЗ в конце линии, введенных защитах и а) независимой характеристики, б) зависимой характеристики, в) действии ускорения

Применение зависимой характеристики для данного случая приводит к сокращению выдержки времени с 0,5 с до 0,053 с, т.е. почти в 10 раз, что благоприятнее скажется на изоляции оборудования.

На рис.5, в) показано, как при включении выключателя на КЗ срабатывает ускорение и выдержка времени равна уставке ускорения 0,2 с.

Таким образом, разработанная модель выполняет необходимые функции и может явиться базой для разработки комплексов расчета уставок и проверки защит.

Литература

1. Эжбаев, Р. В. Проблемы внедрения микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики / Р. В. Эжбаев, И. В. Селезнев // Научные труды студентов Ижевской ГСХА : Сборник статей / Отв. за выпуск Н.М. Итешина. Том 1 (14). – Ижевск: Ижевская государственная сельскохозяйственная академия, 2022. – С. 2119-2121. – EDN FQZZCR.

2. <https://www.rtsoft.ru/catalog/informatsionno-upravlyayushchie-sistemy/releynaya-zashchita-i-protivoavariynaya-avtomatika/advanced-protection-suite/>
3. Карташов Б.А., Шабаетв Е.А., Козлов О.С., Щекатуров А.М.. Среда Динамического моделирования технических систем Simintech.– Москва, 2017. – 424с.
4. Сириус-2-Л. Руководство по эксплуатации.

*А.О. Мартынов, студент; рук. Д.Д. Гордиевский, ст.пр.
(филиал ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

МЕРОПРИЯТИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6 – 10 кВ

В настоящее время воздушные линии распределительных сетей напряжением 6 – 10 кВ в большинстве своем выполнены проводами марки АС. Многие из них отработали свой нормированный срок службы, что приводит к частым перерывам электроснабжения. Проблему низкой надежности распределительных сетей можно решить за счет строительства новых линий, замены проводов на самонесущие изолированные провода и автоматического секционирования.

Кроме того, согласно указу Президента Российской Федерации от 07.05.2018 №204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» следует, что необходимо преобразование приоритетных отраслей экономики, включая энергетическую инфраструктуру, посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений. Предъявляемым требованиям отвечают реклоузеры.

Реклоузер – интеллектуальное автоматическое устройство, сочетающее в себе функции коммутационного аппарата, релейных защит, автоматики и измерений. Применение реклоузеров позволяет повысить надежность распределительной сети без её глобальной модернизации.

Повышение надежности потребителей электроэнергии при применении реклоузеров достигается за счет следующих функций:

- автоматическое отключение поврежденных участков;
- автоматический ввод резервного питания (АВР);
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- местная и дистанционная реконфигурация;
- изменение параметров работы сети.

Одним из критериев оценки повышения надежности является снижение ущерба от недоотпуска электрической энергии потребителям.

В качестве примера рассмотрена часть распределительной сети, представленная на рисунке 1.

Суммарный годовой недоотпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{HO}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot \tau \cdot \sum_{i=1}^n L_i \cdot \sum_{i=1}^n S_{\text{ном}i} \cdot \cos\varphi \cdot K_z,$$

где ω_0 – удельная частота повреждения ВЛ 10 (6) кВ (1/100 км в год); τ – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения (ч); L – длина

участков линий; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности; K_3 – коэффициент загрузки.

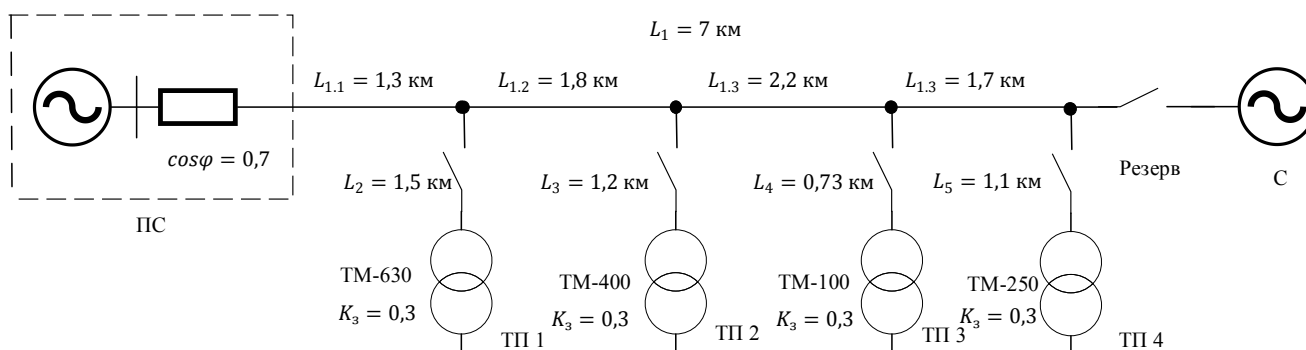


Рисунок 1. Расчетная схема электрической сети.

Зададимся следующими значениями $\omega_0 = 12$ 1/год, $\tau = 4,5$ ч/год.
 $\Delta W_{\text{НО}} = 0,01 \cdot 12 \cdot 4,5 \cdot 11,53 \cdot 1380 \cdot 0,7 \cdot 0,3 = 1804,35$ кВт·ч

Частота повреждений рассчитывается по формуле:

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot \sum L = 0,01 \cdot 12 \cdot 11,53 = 1,38 \text{ 1/год}$$

Длительность отключений рассчитывается по формуле:

$$\tau_{\text{П}} = \omega_{\text{П}} \cdot \tau = 1,38 \cdot 4,5 = 6,21 \text{ ч/год}$$

Необходимо разделить ВЛ на участки и рассмотреть установку реклоузера на каждом из них. Рассмотрим первый вариант, представленный на рисунке 2.

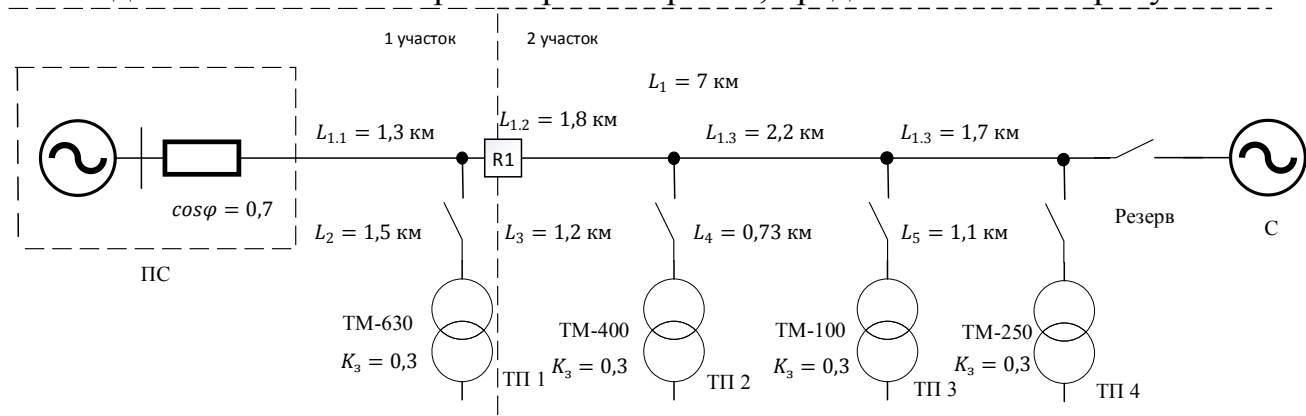


Рисунок 2. Расчетная схема электрической сети при секционировании ВЛ для первого варианта.

Годовой недоотпуск для каждого участка рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{НОуч}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot \tau \cdot k_{\text{ВВ}} \cdot \sum L \cdot \sum S_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi \cdot K_3,$$

где $k_{\text{НУ}} = 0,2$ – коэффициент, учитывающий влияние централизованной системы секционирования линии на количество аварийных отключений, $k_{\text{ВВ}} = 0,6$ – коэффициент, учитывающий влияние централизованной системы секционирования на общее время восстановления электроснабжения.

Годовой недоотпуск для 1-го участка:

$$\Delta W_{\text{НОуч1}} = 0,01 \cdot 12 \cdot (1 - 0,2) \cdot 4,5 \cdot 0,6 \cdot 2,8 \cdot 630 \cdot 0,7 \cdot 0,3 = 96,02 \text{ кВт·ч}$$

Годовой недоотпуск для 2-го участка:

$$\Delta W_{\text{НОуч2}} = 0,01 \cdot 12 \cdot (1 - 0,2) \cdot 4,5 \cdot 0,6 \cdot 8,73 \cdot 750 \cdot 0,7 \cdot 0,3 = 356,39 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарный годовой недоотпуск

$$\Delta W_{\text{НО}} = \Delta W_{\text{НОуч1}} \cdot \frac{l_{\text{уч1}}}{l_{\Sigma}} + \Delta W_{\text{НОуч2}} \cdot \frac{l_{\text{уч2}}}{l_{\Sigma}} = 96,02 \cdot \frac{2,8}{11,53} + 356,39 \cdot \frac{2,8}{11,53} = 109,86 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где $l_{\text{уч1}}$ — длина 1-го участка, $l_{\text{уч2}}$ — длина 2-го участка, l_{Σ} — длина всех линий.

$$\Delta W_{\text{НО}} = 96,02 \cdot \frac{2,8}{11,53} + 356,39 \cdot \frac{2,8}{11,53} = 109,86 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Частота отключений рассчитывается по формуле:

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot \sum L, \text{ 1/год}$$

$$\omega_{\text{Пуч1}} = 0,01 \cdot 12 \cdot (1 - 0,2) \cdot 2,8 = 0,269 \text{ 1/год}$$

$$\omega_{\text{Пуч2}} = 0,01 \cdot 12 \cdot (1 - 0,2) \cdot 8,73 = 0,838 \text{ 1/год}$$

Общая частота отключений:

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot 12 \cdot (1 - 0,2) \cdot 11,53 = 1,11 \text{ 1/год}$$

Длительность отключений рассчитывается по формуле:

$$\tau_{\text{П}} = \omega_{\text{П}} \cdot \tau \cdot k_{\text{ВВ}}, \text{ ч/год}$$

$$\tau_{\text{Пуч1}} = 0,269 \cdot 4,5 \cdot 0,6 = 0,726 \text{ ч/год}$$

$$\tau_{\text{Пуч2}} = 0,838 \cdot 4,5 \cdot 0,6 = 2,26 \text{ ч/год}$$

$$\tau_{\text{П}} = 1,11 \cdot 4,5 \cdot 0,6 = 2,97 \text{ ч/год}$$

Произведем аналогичные расчеты для схем, изображенных на рисунках 3 и

4.

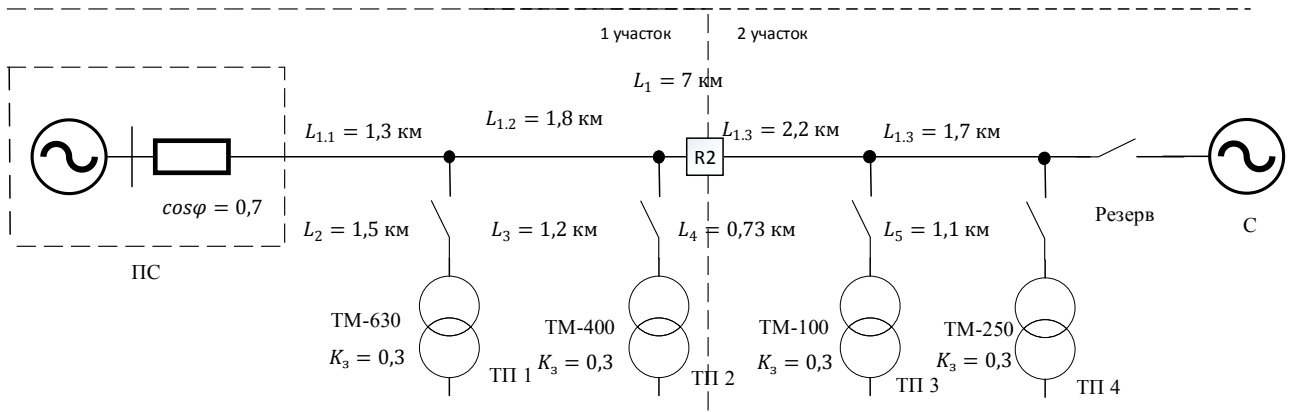


Рисунок 3. Расчетная схема электрической сети при секционировании ВЛ для второго варианта.

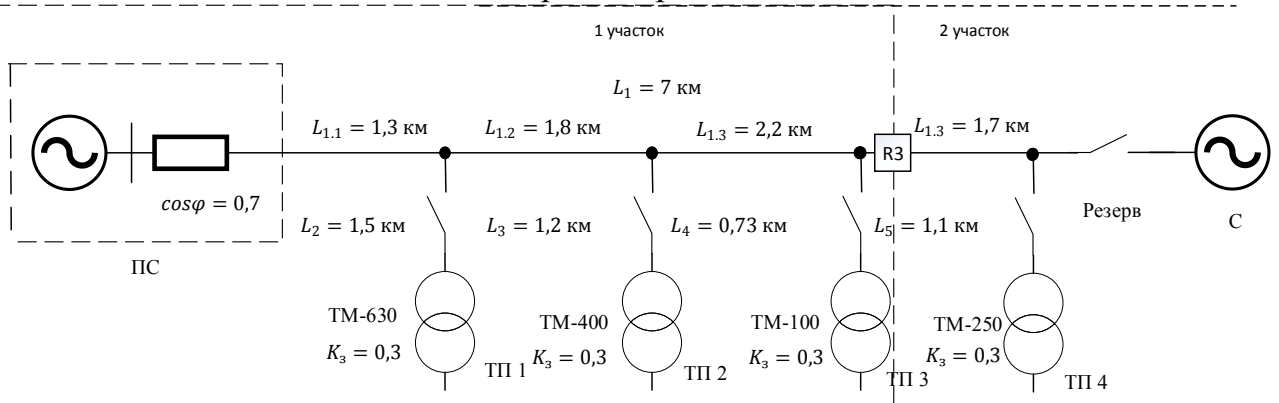


Рисунок 4. Расчетная схема электрической сети при секционировании ВЛ для третьего варианта.

Таблица 1. Итоги расчетов.

Величина	Исходный вариант	Первый вариант	Второй вариант	Третий вариант
$\Delta W_{\text{НОуч1}}$, кВт·ч	---	96,02	325,18	489,45
$\Delta W_{\text{НОуч2}}$, кВт·ч	---	356,39	321,25	156,98
ΔW , кВт·ч	1804,35	109,86	323,23	408,71
$\omega_{\text{Пуч1}}$, 1/год	---	0,269	0,56	0,84
$\omega_{\text{Пуч2}}$, 1/год	---	0,838	0,55	0,27
$\omega_{\text{П}}$, 1/год	1,38	1,11	1,11	1,11
$\tau_{\text{Пуч1}}$, ч/год	---	0,726	1,50	2,26
$\tau_{\text{Пуч2}}$, ч/год	---	2,26	1,49	0,73
$\tau_{\text{П}}$, ч/год	6,21	2,97	2,99	2,99

Результаты расчетов позволяют оценить сокращение недоотпуска электроэнергии от 77 % до 94 %. Наиболее целесообразно использовать первый вариант секционирования, который позволяет уменьшить недоотпуск на 94%. Таким образом, установка реклоузеров в распределительных сетях является перспективным техническим решением для повышения надежности потребителей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Интеллектуальные средства управления режимами систем электроснабжения : учебно-методическое пособие к практическим работам магистрантов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» программы «Интеллектуальные средства и системы управления, защиты и диагностики электроэнергетических комплексов» / А. Е. Фокеев, Д. В. Ушаков. – Ижевск : Изд-во УИР ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, 2022 – 103 с. URL: https://istu.ru/storage/documents/p-faculty/et/Интеллект_средства_упр.pdf (дата обращения: 14.03.2023).
2. Долецкая Л. И., Кавченков В. П., Солопов, Р. В. Оценка эффективности методов повышения надежности распределительных электрических сетей [Текст] / Р. В. Солопов // Наукоедение. — 2015. — № Том 7, №6.

*М.А. Мудров, студент.; рук. В.П. Кавченков, д.т.н., проф.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ ПРАКТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ТОКОВ КЗ

Развитие электроэнергетических систем (ЭЭС) ведет к постоянному росту токов короткого замыкания (КЗ) и усложнению их расчетов. Именно поэтому задача достоверной оценки токов КЗ, на сегодняшний день, является актуальной. Определение токов КЗ – одна из важнейших задач при определении параметров режима системы электроснабжения. Она необходима и для проектирования, и

для эксплуатации. По максимальной величине токов КЗ проводится проверка электрооборудования на термическое и динамическое действие, а также проверка коммутационных аппаратов на отключающую способность. Устройства релейной защиты и автоматики по критерию чувствительности, в свою очередь, проверяются по минимальным значениям токов КЗ.

В настоящее время расчет токов КЗ производят по действующим ГОСТам и руководящим документам [1-3]. Вместе с тем, представляют научный и практический интерес новые подходы к их оценке. В начале исследования рассмотрим основные положения и особенности нормативных методов.

Стандарт расчета токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ [1] устанавливает общую методику расчета токов симметричных и несимметричных коротких замыканий в начальный и произвольный моменты времени. Учитывает параметры синхронных и асинхронных машин, трансформаторов, реакторов, кабельных и воздушных линий, шинопроводов и узлов комплексной нагрузки. Распространяется на трехфазные электроустановки напряжением до 1 кВ промышленной частоты, присоединенные к энергосистеме или к автономным источникам электроэнергии и допускает упрощенную методику расчета токов КЗ, если погрешность расчетов будет составлять не более 10%.

Вместе с тем, стандарт не устанавливает методику расчета токов:

- при сложных несимметриях в электроустановках (например, одновременное КЗ и обрыв проводника фазы), при повторных КЗ и при КЗ в электроустановках с нелинейными элементами;
- при электромеханических переходных процессах с учетом изменения частоты вращения электрических машин;
- при КЗ внутри электрических машин и трансформаторов.

Другой стандарт [2] применяется для трехфазных электроустановок напряжением более 1 кВ и устанавливает методики расчета тока симметричного и несимметричного короткого замыкания в начальный и произвольный моменты времени. Стандарт не применяется к электроустановкам напряжением 750 кВ и больше, и не устанавливает методы расчета токов: при сложных несимметриях в электроустановках, кроме двойного замыкания, а также при повторных КЗ и при КЗ в электроустановках с нелинейными элементами; КЗ с учетом динамики электрических машин при электромеханических переходных процессах; при КЗ внутри электрических машин, трансформаторов и автотрансформаторов; не промышленных частот, возникающих при КЗ в линиях электропередачи напряжением 220 кВ и выше.

Также как и в предыдущем документе при выборе и проверке электрооборудования допускаются упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5% — 10 %.

Дополнительным нормативным документом к рассмотренным выше являются «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [3]. В них входят:

- методы проверки электрических аппаратов на коммутационную способность
- методы расчета токов симметричных и несимметричных КЗ в электроустановках напряжением, как больше 1 кВ, так и до 1 кВ
- методики проверки проводников и электрических аппаратов на электродинамическую и термическую стойкость

Руководство не предназначено для применения при расчетах токов КЗ в цепях релейной защиты и автоматики в специфических условиях.

В совокупности, в приведенных руководящих указаниях и ГОСТах рассматриваются различные практические методы расчета токов КЗ. Одним из наиболее применяемых является метод типовых кривых. Этот метод является развитием метода расчетных кривых и, согласно руководящим указаниям, является наиболее современным и предпочтительным для практического применения. Алгоритм его расчета включает: 1) составление расчетной схемы замещения исследуемой ЭЭС для начального момента времени, 2) расчет тока генератора в начальный момент короткого замыкания ($I_{п0}$) и номинального тока (I_n), 3) оценку отношения $\alpha = I_{п0} / I_n$ этих токов для определения нужной типовой кривой изменения тока КЗ от времени, 4) определение относительного изменения начального значения тока генератора к заданному моменту времени $\gamma = \frac{I_{пт}}{I_{п0}}$, по которому определяют действующее значение периодической составляющей тока КЗ в заданный момент времени $I_{пт} = \gamma_t \cdot I_{п0}$.

Современные методы расчета токов КЗ применяют широкое использование ЭВМ и новые методики расчета [4,5]. ЭВМ для расчета токов КЗ используется, когда рассматривается сложная электрическая сеть и необходима повышенная точность расчетов. Так, в многоконтурных расчетных схемах расчет токов КЗ рекомендуется производить при помощи ЭВМ методом контурных токов или методом узловых напряжений.

Для расчета КЗ, в настоящее время, широкое применение находят такие программы как:

- «GuFaults» - предназначена для расчета КЗ в электроустановках переменного тока напряжением выше 1кВ
- «GuExpert» - предназначена для расчета КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1кВ
- «GuTestAC» - объединяет в себе «GuFaults» и «GuExpert», а также может работать на современных операционных системах
- «GuDCSets» - предназначена для расчета КЗ в электроустановках постоянного тока с аккумуляторными батареями напряжением выше 24-220В

Перечисленные программы используют методы расчетов, которые приведены в ранее упомянутых ГОСТах и руководящих указаниях, и применяются многими организациями в процессе их работы.

Когда расчет токов КЗ в программных комплексах затруднен рекомендуется использовать метод фазных координат [6].

Метод фазных координат – это метод представления схемы замещения ЭЭС в пофазной постановке, а не в виде параметров схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, как это осуществляется в широко применяемом методе симметричных составляющих. Метод фазных координат известен уже более века и в его основе лежит расчет электрических цепей по законам Кирхгоффа и Ома. Его целесообразно применять при несимметрии нескольких элементов ЭЭС, а также при сложных видах повреждений (КЗ с обрывами проводов, многократные КЗ, КЗ между проводниками разных классов напряжения и др.) Именно эти случаи затрудняют расчеты токов КЗ в промышленных программных комплексах.

При проведении ориентировочных расчетов в сетях напряжением до 1 кВ может быть использован метод мощностей [4]. Он является относительно новым и позволяет проводить экспресс анализ токов КЗ. Этот метод был предложен итальянской фирмой «АББ», как наиболее простой, и в тоже время, эффективный. Суть метода мощностей заключается в расчете мощности короткого замыкания поврежденного элемента, с последующим расчетом тока КЗ.

Можно отметить ряд преимуществ метода мощностей, которые помогают на этапе предварительных расчетов, по сравнению со стандартным: при расчете тока КЗ требуется меньшее число исходных данных; нет необходимости строить схему замещения; производится меньшее количество действий при проведении расчетов; нет необходимости в приведении к одной ступени напряжения. Все перечисленные преимущества никак себя не проявляют если требуется повышенная точность расчетов.

Таким образом, в настоящее время наряду с традиционными подходами развиваются экспресс методики расчета токов КЗ, благодаря своей простоте и эффективности, а также расчеты с использованием ЭВМ.

Список литературы:

1. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. -М. : изд-во стандартов, 1993. -58с.
2. ГОСТ 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. - М. : Стандартинформ, 2008. -35с.
3. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. -М. : изд-во стандартов, 2001. -150с.
4. Белов, А.В. Сиражетдинов, Э.Я. Расчет токов короткого замыкания по методу мощностей [Текст] // Вестник Челябинской государственной агроинженерной академии. – 2012. – Том. 60. – С. 24-27.
5. Дьяков, Д.Ю. Методология расчета токов короткого замыкания [Текст] // Сборник докладов XIV международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – 2021. – Том. 1. – С. 52-56.
6. Осак, А.О. Практические методы расчета токов короткого замыкания в ЭЭС при сложных видах замыканий с использованием фазных координат [Текст] // Технические науки – от теории к практике. – 2016. – Номер. 55. – С. 181-190.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ДИСКРЕТНОГО ПРОГРАМИРОВАНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ МОЩНОСТИ И МЕСТА УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

В настоящее время в распределительных сетях актуальной задачей является увеличение пропускной способности за счет оптимизации перетоков реактивной мощности. Одним из возможных направлений для решения данной проблемы может быть применение устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ). В распределительных сетях 10(6) кВ и ниже в качестве КУ, как правило, используются батареи статических конденсаторов (БСК), имеющие следующий ряд преимуществ: малые (не более 0.25...0.5%) удельные потери активной мощности конденсаторов $\Delta P = 0.003-0.005$ кВт/кВар; относительно низкие капиталовложения; отсутствие вращающихся частей в БСК, а значит и отсутствие шума; большой диапазон требуемой для компенсации мощности; возможность установки БСК в различных точках электрической сети; простота конструкции БСК, а также удобство его обслуживания и эксплуатации. Однако, наряду с этими преимуществами, одним из главных недостатков БСК является ступенчатое изменение генерируемой реактивной мощности, что говорит о дискретности изменения мощности, кроме этого стоит отметить, что выбор места установки БСК зачастую сопряжен с ограничениями накладываемыми производственным процессом и возможностями помещений, поскольку для рационального осуществления процесса КРМ необходимо учесть множество факторов, начиная от нормативно-правовых и технико-экономических, заканчивая банальным габаритным фактором. Наличие множества условий и ограничений формулирует задачу условной оптимизации, осложненную дискретностью выбора места установки БСК, а также дискретностью изменения его мощности.

Подобные задачи относятся к задачам выбора вариантов из числа заданных и решаются методами дискретного программирования (ДП). В этих задачах помимо обычных переменных используются двоичные переменные δ_i , позволяющие выстраивать в искомой задаче логические ограничения вида "if... ,else ...". Одним из возможных вариантов математической модели данного ряда задач ДП может быть модель, содержащая в себе целевую функцию, определяемую критериями оптимальности, систему ограничений и граничные условия.

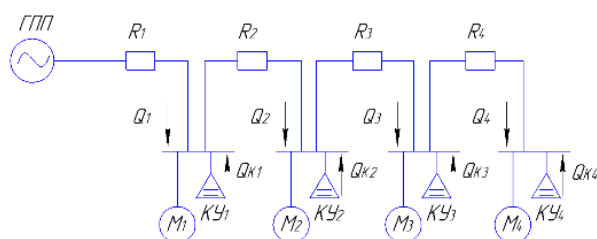


Рисунок 1 – Магистральная схема электроснабжения ЭП

В первой части данной работы предлагается оптимизировать магистральную сеть 0.4 кВ, изображенную на Рисунке 1 по техническим параметрам, приняв в качестве критерия оптимальности минимум активных потерь, при возможности установки двух батарей БСК ($Q_{KV_i} = 3750$ кВар), общей мощностью $Q_{сум}$, или только в одном узле, или только в двух узлах из четырех имеющихся. Исходные данные для данной схемы отображены в Таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные для схемы

R1	R2	R3	R4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q _{сум}
Ом				кВар				
0.1	0.2	0.3	0.4	4000	3000	1200	2000	7500

Математическая модель для непрерывной величины с учетом установки БСК в каждом узле нагрузки имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \Delta P = \frac{1}{U^2} \left(R_1 (\sum_1^n Q_i - \sum_1^n Q_{Ki})^2 + R_2 (\sum_2^n Q_i - \sum_2^n Q_{Ki})^2 + \dots \right. \\ \quad \left. + R_i (\sum_i^n Q_i - \sum_i^n Q_{Ki})^2 + R_n (Q_n + Q_{Kn})^2 \right) \rightarrow \min (a); \\ \sum_{i=1}^n Q_{KV_i} - Q_{сум} = 0 (b); \\ Q_{KV_i} > 0 (c). \end{cases} \quad (1)$$

где (a) – целевая функция потерь мощности, в составе которой: ΔP – потери мощности [кВт], Q_i – потребляемая реактивная мощность i-го электроприемника [кВар], Q_{KV_i} – мощность i-го компенсирующего устройства [кВар], R_i – сопротивление i-той кабельной линии [Ом], U – напряжение соответствующего участка сети; (b) – ограничение, вводимое для поддержания нормируемого $tg\varphi$ с помощью суммарной мощности КУ – $Q_{сум}$ [кВар]; (c) – граничное условие, задающие реальный диапазон изменяемой величины.

Система (1) может быть применима в случае индивидуальной компенсации реактивной мощности, однако, как уже писалось ранее, в ряде практических задач установка БСК возле каждого электроприемника может быть невозможна по ряду определенных причин и перед проектировщиками требуется выбрать оптимальный узел (или узлы), соответствующий выбранному критерию, из нескольких, тогда система (1) будет претерпевать некоторые изменения, а именно будут учтены двоичные переменные.

Для задачи поиска оптимального узла или узлов возможны значения $\delta_i = 0$ или $\delta_i = 1$. Данные переменные позволят определить будет ли входить узел в решение задачи $\delta_i = 1$, или же узел не является оптимальным и в решении будет отсутствовать $\delta_i = 0$. Так, для двух узлов 1 и 2 благодаря двум двоичным переменным, можно выстроить следующие логические цепочки:

- $\delta_1 + \delta_2 = 1$ – в оптимальное решение должен войти один из узлов;
- $\delta_1 + \delta_2 = 2$ – в оптимальное решение должны войти оба узла;
- $\delta_1 + \delta_2 \geq 0$ – в оптимальное решение может входить или не входить каждый из двух узлов;
- $\delta_1 = \delta_2$ – в оптимальное решение при наличии (отсутствии) одного из узлов другой должен присутствовать (отсутствовать);

Аналогичным образом можно записать условия для большего количества узлов. Если при количестве узлов равным n , необходимо выбрать m узлов логическая цепочка будет иметь вид: $\delta_1 + \delta_2 + \dots + \delta_n = m$

С учетом двоичных переменных, получим систему уравнений (2), позволяющую выбрать оптимальное количество узлов m из общего количества узлов n с учетом критерия оптимальности по потерям активной мощности:

$$\begin{cases} \Delta P = \frac{1}{U^2} \left(R_1 (\sum_1^n Q_i - \sum_1^n Q_{Ki} \cdot \delta_i)^2 + R_2 (\sum_2^n Q_i - \sum_2^n Q_{Ki} \cdot \delta_i)^2 + \dots \right) \rightarrow \min ; \\ Q_{Ki} = Q_{\text{сум}} \cdot \delta_i, \text{ где } i \in [1; n]; \sum_1^n \delta_i = m; Q_{Ki} > 0 ; \end{cases} \quad (2)$$

Решение системы (2) может быть достигнуто разными математическими методами, но по мнению авторов, в данном примере наиболее подходящим является метод полного перебора, алгоритм которого отображен на Рисунке 2.

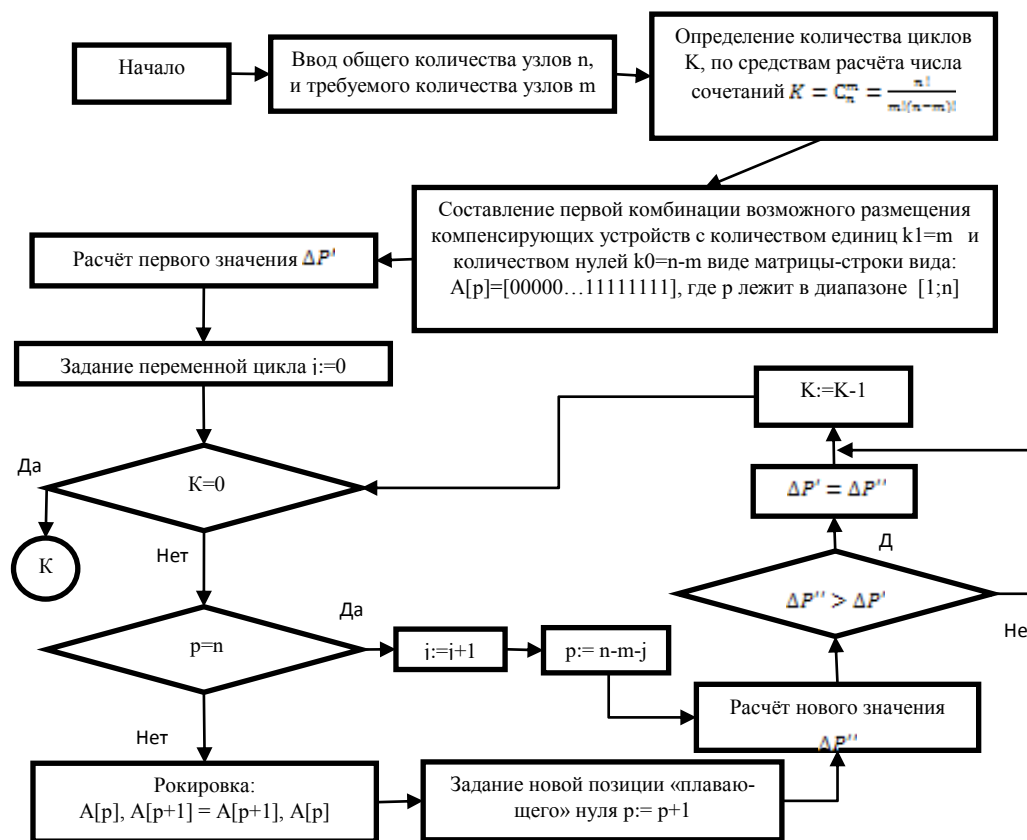


Рисунок 2- алгоритм перебора сочетаний для случая C_n^m при $m > 1$.

Граничные условия в данном алгоритме могут быть отброшены поскольку возможные значения дискретных переменных, являются заданными, а значения двоичных переменных принимают лишь два значения 0 и 1.

Для случая C_n^m при $m > 1$ алгоритм начинается с ввода общего количества узлов n , и требуемого количества узлов m , далее рассчитывается число сочетаний C_n^m определяющее общее количество итераций K , а также число единиц k_1 и число нулей k_0 . Затем составляется матрица-строка $A[p]$, в которой сначала идут все нули, а потом все единицы – данная последовательность является первой комбинацией расположения компенсирующих устройств, выбор которой обусловлен наиболее простым алгоритмом перебора. Далее рассчитывается первое

значение потерь $\Delta P'$, которое будет использовано для сравнения. После этого задается параметр – j, отвечающий за цикл выявления нулей. Затем выбирается «плавающий» (крайний правый ноль) из совокупности всех нулей, и далее начинается непосредственно цикл перебора «плавающего» нуля, в котором на каждой итерации, которая по сути является новой комбинацией расположения компенсирующих устройств, происходит рокировка «плавающего нуля» и вычисление нового значения потерь $\Delta P''$, с последующим сравнением его с ранее рассчитанным $\Delta P'$, для нахождения минимального значения потерь. Этот процесс происходит до тех пор, пока ноль не достигнет конца матрицы-строки, после этого выявляется новый «плавающий» ноль и цикл движения для этого нуля повторяется. Данный процесс продолжается до тех пор, пока все нули в матрице-строке не окажутся справа, а все единицы слева.

Для случая C_n^m при $m=1$ для перебора всех возможных вариантов достаточно использовать единичную диагональную матрицу размера $n \times n$.

Стоит отметить, что при увеличении числа сочетаний может быть применен метод «ветвей и границ», который стал развитием метода полного перебора, но отличающийся от него отсеком несоответствующих условиям решений в процессе вычисления различных вариантов.

Результаты расчётов потерь сведём в Таблицу 2 и 3, где 0 - отсутствие БСК в i-узле, 1 – наличие БСК в i-узле:

Таблица 3. Расчёт потерь мощности при установке пары БСК в одном и том же узле

	Узел 1	Узел 2	Узел 3	Узел 4
δ_1	1	0	0	0
δ_2	0	1	0	0
δ_3	0	0	1	0
δ_4	0	0	0	1
$\Delta P_{i,i}$	130.9	57.4	82.1	187.1

Для упрощения расчётов, две установки БСК по 3750 кВар были заменены одной эквивалентной. Минимальное значение потерь мощности достигается при установке двух установок БСК в узле №3 $\Delta P_3 = 57.4$ кВт.

Таблица 3. Расчёт потерь мощности при установке пары БСК в двух различных узлах для шести различных комбинаций (K_i)

	K1	K2	K3	K4	K5	K6	
δ_1	1	1	1	0	0	0	Узел 1
δ_2	1	0	0	1	1	0	Узел 2
δ_3	0	1	0	1	0	1	Узел 3
δ_4	0	0	1	0	1	1	Узел 4
$\Delta P_{i,i}$	66.2	36.2	32.5	27.6	23.8	78.4	

Минимальное значение потерь мощности при установке двух установок БСК в двух отличных узлах достигается в узлах №2,4 $\Delta P_{2,4} = 23.8$ кВт, что в $\Delta P_3 / \Delta P_{2,4} = 2.14$ раза меньше по сравнению с вариантом, при котором две установки БСК устанавливаются в один и тот же узел, что говорит о предпочтительности установки двух установок БСК равной мощности в различных узлах электрической сети. Таким образом была решена задача о нахождении оптимального узла размещения БСК при заданной заранее мощности установки.

Вместе с тем, в действующем электрохозяйстве может встретиться и обратная задача, при которой необходимо определить мощность компенсирующего устройства с дискретными ступенями изменения мощности, зная узел его расположения. Предположим, что для схемы (Рисунок 1) при тех же параметрах сети (Таблица 1), в силу обстоятельств, БСК можно расположить только в одном конкретном узле, пусть это будет n-1 узел. Причем мощность БСК может варьироваться в пределах от $Q_{K1} = 7300$ до $Q_{K4} = 7600$ кВар со ступенью изменения в 100 кВар.

Составим математическую модель для данного случая, и найдем оптимальную величину мощности БСК. Данная модель будет аналогична системе (2) с отличием только в целевой функции. Это обуславливается тем, что выдаваемая БСК реактивная мощность, течет к источнику ИП, не создавая при этом потери мощности за местом своего подключения. В итоге получим систему (3)

$$\begin{cases} \Delta P = \frac{1}{U^2} \left(R_1 (\sum_1^n Q_i - \sum_1^n Q_{Ki} \cdot \delta_i)^2 + R_2 (\sum_2^n Q_i - \sum_2^n Q_{Ki} \cdot \delta_i)^2 + \dots \right. \\ \quad \left. + R_i (\sum_i^n Q_i - \sum_i^n Q_{Ki} \cdot \delta_i)^2 + R_n \cdot Q_n^2 \right) \rightarrow \min ; \\ Q_{Ki} = Q_{сум} \cdot \delta_i, \text{ где } i \in [1; n]; \sum_1^n \delta_i = m; Q_{Ky_i} > 0 ; \end{cases} \quad (3)$$

Используя метод полного перебора были найдены потери мощности при различных значениях Q_{Ki} , результаты расчётов представлены в Таблице 4.

Таблица 4. Расчёт потерь мощности при установке при различных значениях Q_{Ki} в узле 3

	$Q_{K1} = 7300$	$Q_{K2} = 7400$	$Q_{K3} = 7500$	$Q_{K4} = 7600$
δ_1	1	0	0	0
δ_2	0	1	0	0
δ_3	0	0	1	0
δ_4	0	0	0	1
ΔP_i	132.0	57.4	82.1	189.8

Расчёты показали, что оптимальное значение мощности БСК в узле три равно 7400 кВар, при данном значении в сети достигается минимум потерь. Стоит отметить - выбрав ступень мощности равной 7600 кВар, потери возрастут в $\Delta P_4 / \Delta P_2 = 3.29$ раза относительно оптимума. В результате расчётов была решена задача выбора оптимальной ступени мощности БСК в заданном заранее узле возможного подключения.

Таким образом в данной статье было предложено решение задачи дискретного программирования по выбору оптимального узла размещения БСК при заданной заранее мощности установки БСК, наряду с этим было предложено решение и обратной задачи по выбору оптимальной ступени мощности БСК в заданном заранее узле возможного подключения. Решение было получено путем составления математической модели, состоящей из целевой функции, критерием оптимальности которой стал критерий минимума потерь активной мощности ΔP с дополнительным осложнением в виде двоичных переменных в связи с дискретностью изменяемых параметров входящих в целевую функцию, а также ряда ограничений и граничных условий. Для решения данной модели был составлен алгоритм, по которому может быть написана вычислительная программа для решения локальных задач по размещению КУ.

Литература

1. Рыбаков В. В., Рыбаков Д. В., Вишняков Е. П., Карагодин В. В. Проблема компенсации реактивной мощности в РЭС объектов КВ // Тр. Военно-космической академии им. А.Ф. Можайского. СПб: ВКА, 2010. Вып. 627. С. 37—41.

*Е.А. Протасова, студ.; рук. Л.В. Вайтеленко, ст. препод.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ ШИХТОВКИ ЛИСТОВ МАГНИТОПРОВОДА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ COMSOL MULTIPHYSICS 3.5A

В настоящее время актуальной задачей развития современного энергетического рынка является определение подходов, позволяющих обеспечить высокие технико-экономические и технологические показатели трансформаторов, обеспечение их высоких энергетических характеристик - малых потерь холостого хода (х.х.) и высоких значений КПД [1]. Так, одним из главных факторов, который влияет на параметры и свойства трансформатора, является материал и конструкция магнитопровода.

Целью данной статьи является анализ картин распределения магнитного поля в трансформаторе для различных вариантов шихтовки магнитопровода. Рассматривались 3 способа (плана) шихтовки листов магнитопроводов силовых масляных трансформаторов с плоскими трехстержневыми магнитными системами с косыми, прямыми и полукосыми стыками листов. Построение картины магнитного поля выполнено при помощи моделирования в программе COMSOL Multiphysics 3.5a. в 2D.

В качестве основного модуля, принят модуль AC/DC Module, который предназначен для моделирования и расчета электромагнитных процессов [2].

Была построена модель трансформатора с магнитопроводом броневого типа с шихтовкой листов магнитопровода: с четырьмя косыми стыками в углах магнитопровода, шестью прямыми стыками в ярме и тремя прямыми стыками в стержне в программном комплексе COMSOL Multiphysics 3.5a. Для этого задана геометрия и соответственно нужные параметры: бак силового трансформатора, магнитопровод, обмотки ВН, обмотки НН. После задания геометрии приступали к заданию свойств материалов, начальных и граничных условий. Далее была построена сетка, для получения точных результатов и затем приступали к решению.

После завершения решения автоматически включался режим Postprocessing mode [Режим постобработки], в котором могли наблюдать результаты вычисления, приведенные на рисунке 1.

По полученным результатам были сделаны вывод о том, что наибольшая магнитная индукция возникает в крайних стержнях на фазах В и С, а в центральном стержне идут только ответвления от основного магнитного потока. В местах стыка стержней с ярмом образуются повышенные напряженности, что приводит к дополнительным потерям на холостой ход.

Так же использовали функцию Options-Suppress-Suppress-Subdomains [Параметры-Подавление-Подавление-Поддомены] [3], чтобы посмотреть, что происходит в стержнях магнитопровода. Для этого убрали центральный стержень, бак трансформатора, обмотки ВН и НН и оставляли только остов магнитопровода.

Были проанализированы полученные результаты, приведенные на рисунке 2 и сделаны выводы о том, что на крайних стержнях магнитопровода будет наибольшая плотность магнитной индукции. А в местах горизонтальных стыков стержня и верхнего ярма на фазах В и С образуются повышенные напряженности, что вызывает значительно увеличение потерь х.х. Но в местах стыка центрального стержня с ярмом напряжённость будет меньше.

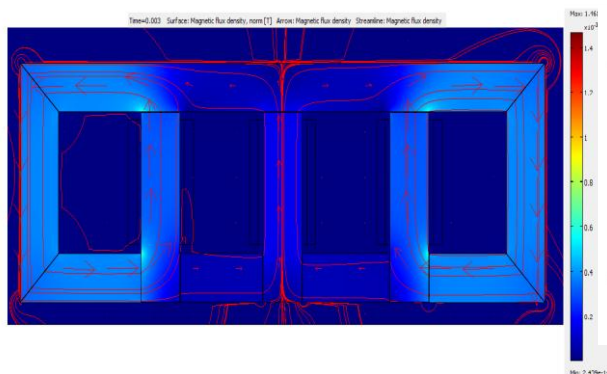


Рисунок 1

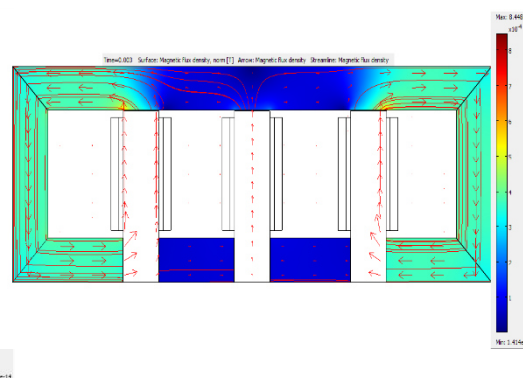


Рисунок 2

Был построен еще один из способов модели трансформатора с планом шихтовки листов магнитопровода: с четырьмя косыми стыками в углах магнитопровода, и комбинированными «полукосыми» стыками в стержне в программном комплексе COMSOL Multiphysics 3.5a.

Свойства материалов, начальные и граничные условия, а также решающие устройство и построение сетки брали такими же, как и при построении модели трансформатора с магнитопроводом броневого типа.

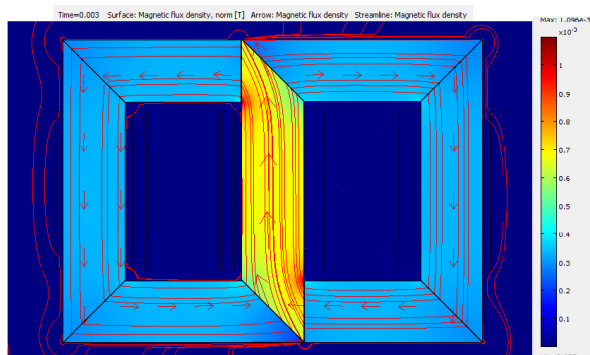


Рисунок 3

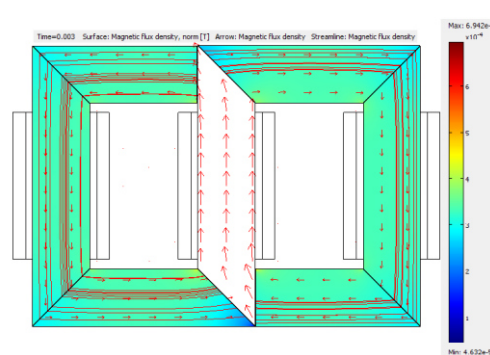


Рисунок 4

Из выше приведенных полученных результатов, изображенных на рисунке 3, проанализировав, был сделан вывод о том, что наибольшая магнитная индукция, как и для первого типа рассмотренных шихтовок, возникает в центральном стержне, так как по нему проходит суммарный поток магнитной

индукции. В местах стыка центрального стержня с ярмом, в прямых углах образуются повышенные напряженности, что приводит к дополнительным потерям на холостой ход.

При использовании функции Options-Suppress-Suppress-Subdomains, приведенной на рисунке 4 были проанализированы и сделаны выводы о том, что в местах стыка центрального стержня, с нижним и верхним ярмом, в прямых углах напряженность получается ниже, по сравнению с предыдущими результатами.

Так же был смоделирован трансформатор еще с одним планом шихтовки листов магнитопровода: с шестью косыми стыками в магнитопроводе в программном комплексе COMSOL Multiphysics 3.5a.

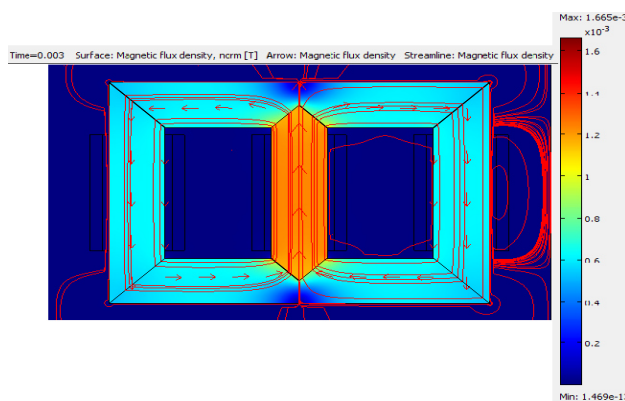


Рисунок 5

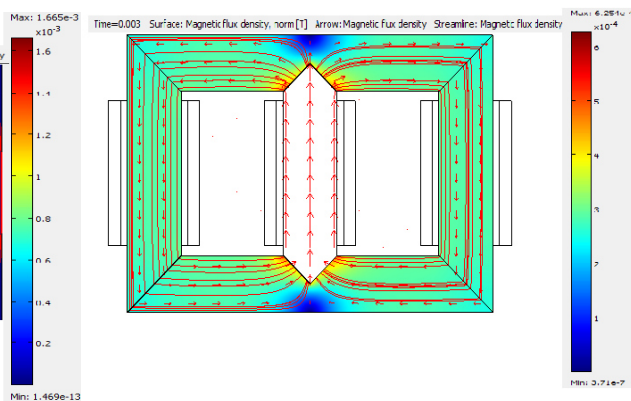


Рисунок 6

Из выше приведенных полученных результатов, изображенных на рисунке 5 были проанализированы и сделаны выводы о том, что наибольшая магнитная индукция возникает в центральном стержне, так как по нему проходит суммарный поток магнитной индукции. В местах стыка центрального стержня с верхним и нижним ярмом образуются небольшие напряженности.

А из полученных результатов при использовании функции Options-Suppress-Suppress-Subdomains, приведенной на рисунке 6, проведя анализ был сделан вывод о том, что магнитная индукция распределяется равномерно. В местах стыков центрального стержня, с нижним и верхним ярмом наблюдается напряженность, в результате которой в этом месте будут дополнительные потери на холостой ход.

Таким образом, исходя из проведенного обследования и полученных результатов в ходе моделирования различных вариантов шихтовки листов магнитопровода в программном комплексе COMSOL Multiphysics 3.5a, сделан вывод о том, что наиболее простым для изготовления и сборки является магнитопровод броневого типа, приведенный на рисунках 1 и 2. Однако наилучшие эксплуатационные параметры (наименьшие потери и ток холостого хода) обеспечивает магнитопровод с косыми стыками листов, приведенный на рисунках 3 и 4. Способ шихтовки магнитопровода с косыми и комбинированными стыками, приведенный на рисунках 5, 6 является

компромиссным из двух вышерассмотренных с точки зрения сложности изготовления и параметров холостого хода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Новые подходы при построении магнитопроводов силовых трансформаторов. [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/novye-podhody-pri-postroenii-magnitoprovodov-silovyh-transformatorov/viewer>. (дата обращения 15.03.2023).
2. Система автоматизированных расчетов COMSOL. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnie-posobiya/sistema-avtomatizirovannyh-raschetov-comsol.pdf>. (дата обращения 15.03.2023).
3. Моделирование в среде MATLAB – COMSOL 3.5a. [Электронный ресурс]. URL: <https://studfile.net/preview/4245990/>. (дата обращения 15.03.2023).

*М.С. Разживайкина студ.; Д.И. Хуторов студ.; рук. Л.С. Певцова, ст. пр.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

СОЗДАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ КАК ОДИН ИЗ ОСНОВНЫХ ЭТАПОВ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Переход к цифровым технологиям является одним из ведущих направлений в современной электроэнергетике. Еще в 90-х годах прошлого века можно было наблюдать нарастание распределённой генерации, включая возобновляемые источники энергии (ВИЭ), подключаемые к сетям. В связи с чем к интеллектуальным электрическим сетям были выдвинуты особые условия.

Цифровая трансформация – актуальная задача, которая стоит перед отечественным электросетевым комплексом. Первый этап цифровой трансформации приходится на 2019-2024 гг. и включает в себя внедрение действующих технологий, формирующих аппаратную и информационную основу для дальнейшего развития; начало работы с массивами данных; частичная цифровизация производственных процессов; пилотирование перспективных технологий и акцент на развитие мобильных решений.

Главная цель статьи — обзор интеллектуальных электрических сетей и их создания как один из основных этапов цифровой трансформации в энергетике. Внедрение автоматической управляемости на базе современных информационных технологий стало фундаментом интеллектуализации электрических сетей. Согласно актуальным данным и статистике, в XXI веке одними из ведущих признаков сетей станут:

1. «Высокоамперные» линии электропередачи (ЛЭП);
2. Проектирование электросетевых объектов с минимизацией габаритных размеров с учётом безопасности и наименьшего воздействия на окружающую среду.
3. Улучшение качества и надёжности объектов электроснабжения и интегрирование электросетевой инфраструктуры, направленное на предоставление большего доступа для потребителей электроэнергии.

Цифровизация сетей проходит в три этапа: нижний – интеллектуализация отдельно взятых типов силового оборудования и потребителей, средний – интеллектуализация подстанций, верхний – интеллектуализация системы в целом. Следовательно, интеллектуальная электрическая сеть – это технологический комплекс неразрывно связанных элементов.

Цифровая электрическая сеть имеет следующее строение:

1. Программно-технологический комплекс (ПТК) на основе СІМ – модели сети. Это система управления цифровой сетью, которая позволяет осуществлять работу оперативных, инженерных и аналитических информационных систем на базе одной «живой» схемы сети;

2. Цифровая подстанция:

а) Интеллектуальные коммутационные аппараты – выключатели, интеллектуальные разъединители, реклоузеры.

б) Интеллектуальные приборы измерения – трансформаторы тока и напряжения, приборы автоматизированной системы управления энергообеспечения (АСУЭ), мониторинг состояния оборудования, датчики телемеханики.

3. Связь и передача данных. К этому относятся волоконно-оптические линии связи (ВОЛС), беспроводной широкополосный доступ (БШПД), передача данных по силовой сети (PLC), цифровая радиосвязь.

В состав программно-технологического комплекса цифровой электрической сети входит два уровня: уровень объектов контроля и управления и уровень территориальной сетевой организации – центра управления сетями (ЦУС). Кроме того, следует выделить две межуровневые системы: системы управления информационно-технологической инфраструктурой и системы управления информационной безопасностью.

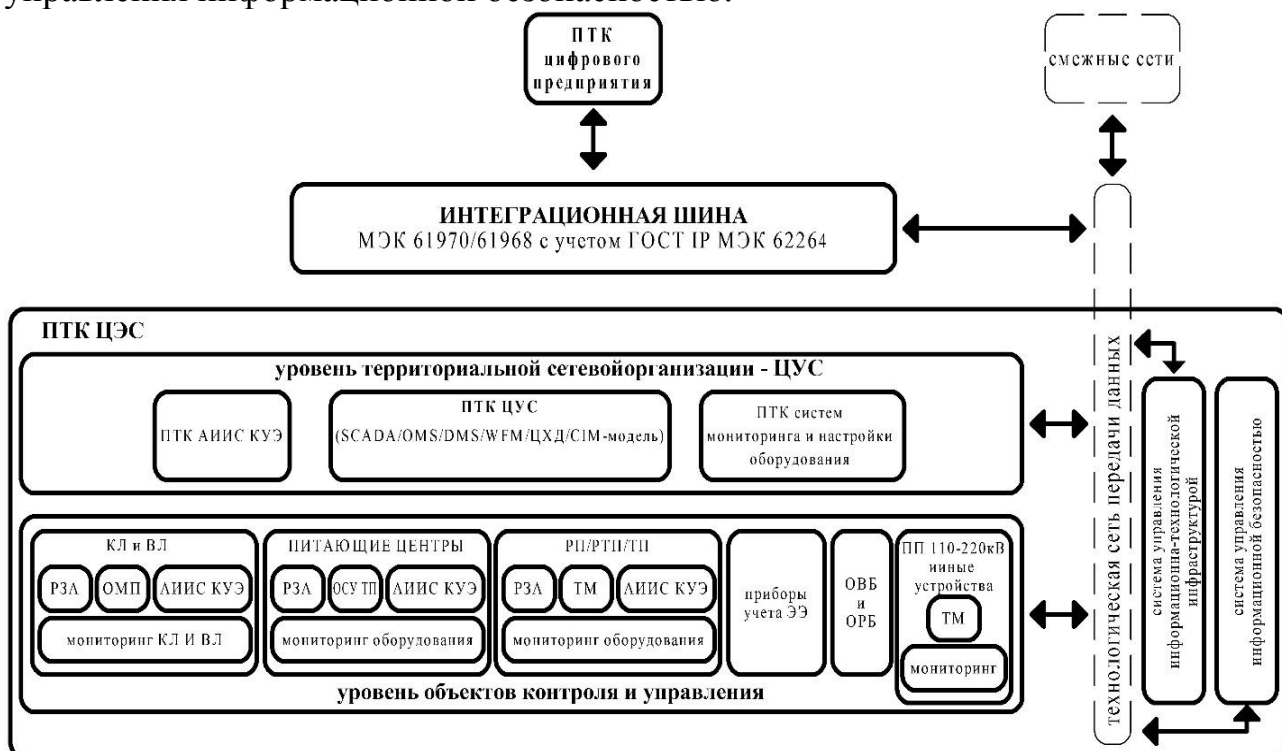


Рисунок 1 – структурная схема ПТК цифровой электрической сети

Для оперативного и технологического управления оборудованием в рамках цифровой электрической сети требуется, чтобы электрооборудование имело цифровой интерфейс обмена данными с ПТК ЦЭС. Этот интерфейс должен обеспечивать обмен информацией в необходимых объемах для полной реализации всех задач, возложенных на ПТК ЦЭС. Обмен данными между оборудованием электрической сети и ПТК ЦЭС должен осуществляться, как правило, в соответствии с протоколом IEC 61850. Пространственно-распределенные линейные устройства в технологической IP-сети передачи данных могут осуществлять обмен данными с помощью каналов сотовой связи и радиосвязи.

На цифровых подстанциях используются интеллектуальные коммутационные аппараты и измерительные приборы. В качестве примера рассмотрим разъединитель интеллектуальный цифровой (РИЦ). Этот интеллектуальный трехполюсный разъединитель предназначен для оперативного дистанционного секционирования воздушных линий электропередачи 6-10 кВ и определения всех видов аварийных процессов, включая различные замыкания на землю. С помощью внедрения данного интеллектуального разъединителя в автоматизирующую систему можно создать более производительную и экономичную систему секционирования линии. Автоматизированный привод, расположенный в шкафу управления разъединителя, производит оперативные переключения участков электрической цепи. Состояние разъединителя можно отследить с помощью пульта управления диспетчера, а также блока управления РИЦ. РИЦ обладает рядом преимуществ. В процессе эксплуатации данный разъединитель способен определять на линиях различные типы коротких замыканий, в частности, однофазные замыкания на землю, также определяя направление аварии. Помимо этого, РИЦ может определять все типы аварийных ситуаций, даже ОЗЗ с низкими токами и неустойчивые аварийные процессы. Данный интеллектуальный разъединитель обеспечивает дистанционное управление и наблюдаемость всех участков сети с помощью применения индикаторов короткого замыкания (ИКЗ), которые определяют направления аварийных токов. При наличии напряжения и/или тока управление разъединителем блокируется. С помощью управляющих сигналов через SCADA-систему диспетчер имеет возможность дистанционно отключать и включать разъединитель.

Одним из основных коммутационных аппаратов интеллектуальной электрической сети является реклоузер, который помимо своих основных функций выполняет: сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы электрической сети и учет электрической энергии; использование оборудования телемеханики (применение реклоузеров в системах телесигнализации, телеуправления и телеизмерений); самодиагностику состояния собственных элементов и выявление возможных неисправностей; ведение журналов оперативных и аварийных событий в линии (включение, отключение, срабатывание защит и средств автоматики).

Изобретение и внедрение на рынок электронных счетчиков, называемых интеллектуальными или «умными», позволило автоматизировать учет электроэнергии. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ, АСКУЭ) — совокупность аппаратных и программных средств, обеспечивающих дистанционный сбор, хранение и обработку данных об энергетических потоках в электросетях. АИИС КУЭ выполняет технические функции управления режимами электрооборудования, а также автоматизирует процесс торговли электроэнергией. Главным свойством интеллектуальной системы учёта электроэнергии является: определение технических потерь, сведение балансов в режиме, близкому к режиму реального времени, определение показателей надежности, дистанционное получение у бытового потребителя сведений об отпущенной или потребленной электроэнергии, контроль параметров энергоресурсов с целью обнаружения и регистрации их отклонений от договорных значений, обнаружение фактов несанкционированного вмешательства в работу приборов учёта, подготовка таблиц по потреблению электроэнергии. Это позволит, среди прочего, собрать информацию для решения режимных задач «умных сетей» (Smart Grid) – контроля качества электроснабжения, оптимизации по реактивной мощности. Кроме того, используются устройства и системы управления потреблением у физических лиц, осуществляющие их ограничения и отключения за неплатежи. Современные системы АСКУЭ обладают абсолютной корректностью собираемых данных, высокой надежностью сбора и хранения данных.

На сегодняшний день во всем мире повсеместно используются различные системы мониторинга электроэнергетических объектов, обеспечивающие системного оператора подробными данными о текущем состоянии данных объектов. Мониторинг воздушных линий включает в себя: датчик гололеда; температурные датчики. Предлагается мобильный исследовательский комплекс для диагностики состояния и определения места повреждения линий электропередач и другого электрооборудования, включающий в себя: аппаратуру подвижного объекта, расположенную на борту летательного аппарата, необходимую для поиска мест повреждения электроэнергетического оборудования и воздушных линий. Для определения местоположения диагностического летательного аппарата, ориентации в пространстве и скорости по радиосигналам космических аппаратов глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS), используется навигационная аппаратура потребителей (НАП), к примеру, типа МРК-32. Во время мониторинга кабельной линии 110-220 кВ обрабатываются следующие цифровые параметры: температура кабеля в наиболее нагретых участках; значения тока в экране кабеля с целью выявления нарушений целостности защитных оболочек; уровень частичных разрядов (ЧР) в концевых и соединительных муфтах и элегазовых вводах для дополнительного определения состояния муфт; сигнал от системы охранной сигнализации для предотвращения несанкционированного доступа. Цифровые подстанции должны быть оснащены

мониторингом трансформаторного масла и мониторингом частичных разрядов высоковольтных вводов; датчиками температуры верхних и нижних слоев масла. Интеллектуальное видеонаблюдение включает в себя: обеспечение безопасности объектов; обработка визуальной информации о положении коммутационных аппаратов; идентификация персонала по распознаванию лица. Программно-аппаратный комплекс «Цифровой монтер» обеспечивает ряд возможностей: контроля за соблюдением техники безопасности персоналом при выполнении технических работ, а также предотвращение случаев работы на оборудовании под напряжением; фиксации на видео проведения работ; информирование вышестоящего персонала о нарушении правил безопасности. У каждого члена бригады должно быть приложение на смартфоне, позволяющее в режиме реального времени располагать актуальной информацией о планах работ и изменять их в ходе и результатах работ, оперативно получать необходимый набор документации и планы работ, осуществлять дистанционные консультации, фиксировать дефекты и нарушения. В мобильном приложении будет информация о местонахождении и передвижении сотрудников. Мониторинг электрической сети позволяет уменьшить воздействие человеческого фактора на процесс электроснабжения, в связи с этим повышается быстродействие, эффективность, что приводит к значительной экономии ресурсов.

Создание интеллектуальной электрической сети позволит в разы повысить стабильность работы энергосистем, а также даст толчок для развития распределенной генерации. Глобальное внедрение новых методов мониторинга снизит аварийность и ежегодные потери электроэнергии. Цифровая трансформация электрических сетей обеспечит надежное электроснабжение регионов на основе внедрения интеллектуальных систем управления на базе цифровых технологий, контроль элементов интеллектуальной сети в режиме реального времени; поддержку функций самодиагностики и самовосстановления, централизацию диспетчерского управления. Всего за 3 года «Россети» уже сформировали 84 цифровых ПС, 22 пункта управления сетям, 38 цифровых районов электросетей, установили более 2 миллионов интеллектуальных приборов учета, что позволило в 1,5 раза улучшить показатели надежности.

Литература

1. Княгинина, В. Н. Цифровой переход в электроэнергетике России: Экспертно-аналитический доклад / В. Н. Княгинина, Д. В. Холкина // ЦСР. – 2017. [Электронный ресурс] URL: https://www.csr.ru/uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf (дата обращения 21.02.2023)
2. Кузьев, А. В. Цифровизация энергетической системы России / А. В. Кузьев // Инновационная наука. – 2022. – № 6-1. С. 1-3.
3. Россети. Цифровая трансформация 2030. Основные положения и параметры // [Электронный ресурс] URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Россети_Цифровая_трансформация_2030_Основные_положения_и_параметры (дата обращения 2.03.2023)
4. Цифровизация энергетики // [Электронный ресурс] URL: <https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/Цифровая%20энергетика.pdf> (дата обращения 18.02.2023)

УЧЕБНАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ДЕМОНСТРАЦИИ СЕЛЕКТИВНОСТИ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ

Использование и внедрение технологий, позволяющих моделировать объекты энергосистемы, приобретают всё большую актуальность в настоящее время [1]. Они позволяют в качестве эксплуатационных тренажёров произвести опыты на модели, эмитирующей определенный объект энергосистемы. Такие тренажёры дают пользователю лучшее понимание функционирования изучаемого объекта.

Зачастую при изучении определенной дисциплины требуется знание смежного предмета. Например, при изучении дисциплины «Электрическая часть электростанций и подстанций» существенным является понимание функционирования релейной защиты объектов электроэнергетики. Поэтому создание учебных тренажеров, совмещающих в себе моделирование как электрической части, так и релейной защиты энергосистемы, является актуальным.

Данная работа является первым этапом по созданию такого совместного тренажера и представляет собой результаты создания модели простейшей сети для демонстрации селективности работы токовых защит, в том числе и при отказах в выключателях.

В качестве среды моделирования была выбрана программа *SimInTech* [2]. В роли исследуемого объекта для учебной модели была выбрана сеть 35 кВ. В качестве примера релейной защиты от токов короткого замыкания была смоделирована максимальная токовая защита (МТЗ) выполненная на базе логики микропроцессорной защиты.

Схема учебной модели показана на рис. 1.

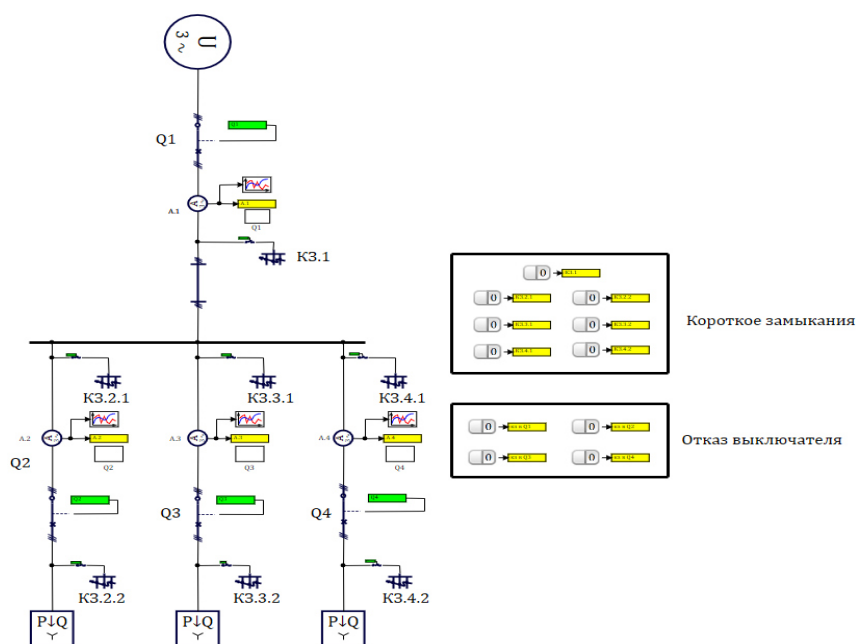


Рис.1 - Модель учебного стенда в SimInTech

Электрическая схема модели, собранная из блоков библиотеки «ЭЦ-Динамика» [3], состоит из источника трехфазного напряжения (U), воздушной линии электропередачи (W1) и нагрузки Н-1,2,3. Защита линии и ответвлений к нагрузкам производится при помощи четырёх выключателей переменного тока Q1, Q2, Q3, Q4. Цепи управления и срабатывания защиты выключателя выведены в субмоделях «Q1», «Q2», «Q3», «Q4».

Релейная защита, обеспечивающая отключение выключателя, состоит из элементов библиотеки «Логика» и «Ключи». Отключение в схеме производится путём изменения логической единицы на логический ноль при появлении сигнала от защиты. Из трех фазных токов, поступающих от амперметров, выбирается максимальное значение, которое затем сравнивается со значением, заданного в качестве уставки реле. В зависимости от места короткого замыкания срабатывание реле производится с определенно заданными параметрами, а именно: в зоне действия защиты, срабатывание реле происходит без выдержки по времени, вне зоны действия защиты - с выдержкой по времени, соответствующие принципу селективной работе релейной защиты.

Пример модели релейной защиты с выдержкой времени и без выдержки по времени представлены на рис. 2 и рис. 3.

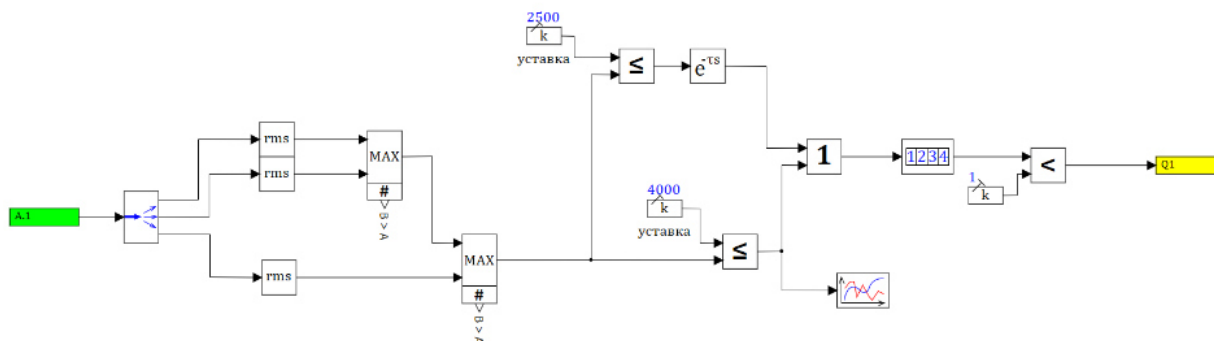


Рис.2 - Модель релейной защиты с выдержкой по времени

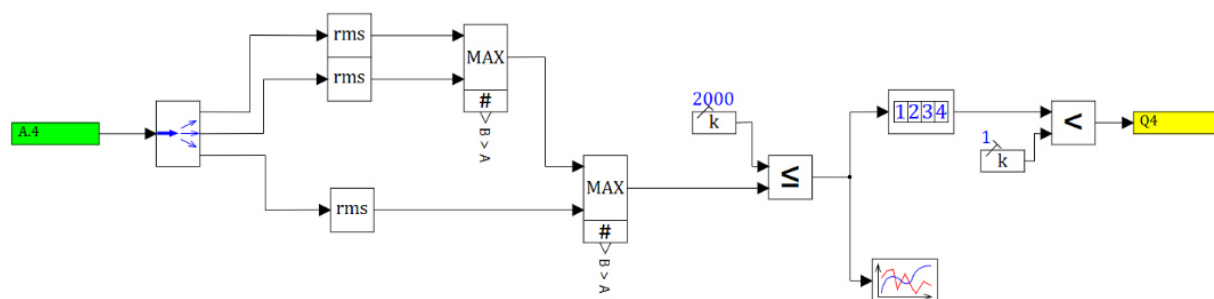


Рис.3 - Модель релейной защиты без выдержки по времени

Для создания короткого замыкания применен встроенный блок короткозамыкателя (КЗ), который позволяет создавать различные виды КЗ в необходимый момент времени, в том числе и неустойчивое КЗ.

Также в модели был реализован отказ самого выключателя, путём создания короткого замыкания внутри субмодели выключателя (рис. 4). Данный

короткозамыкатель, в зависимости от поступающего сигнала, включается и выключается в определенно заданный момент пользователем.

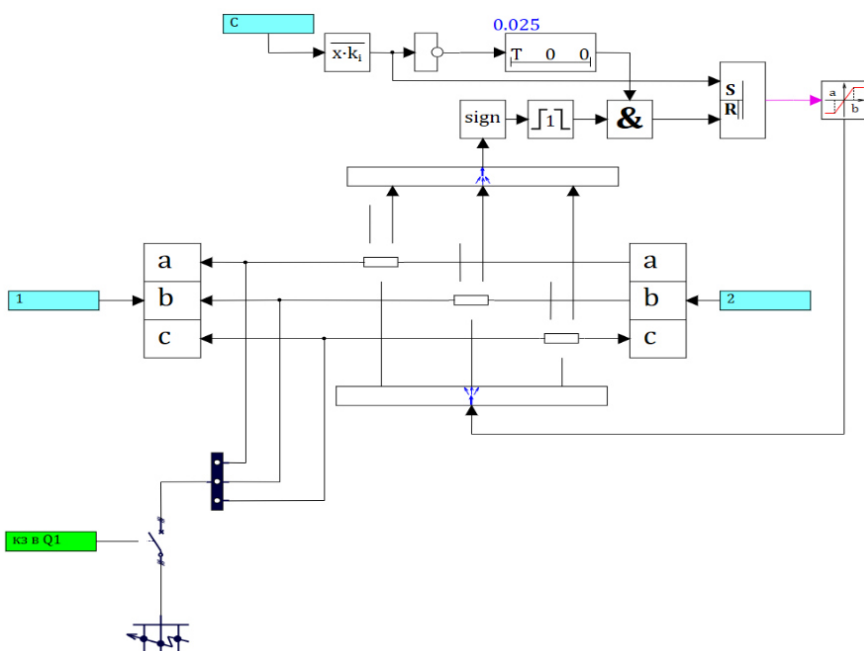


Рис.4. Срабатывания защиты при внутреннем коротком замыкании в выключателе

Для включения различных видов коротко замыкания и создания отказа выключателя был реализован аналог приборной панели - рабочая область с кнопками, позволяющая пользователю нажатием на кнопки включить необходимое КЗ на схеме.



Рис.5. Рабочая область с кнопками для создания различных КЗ
Пример работы защиты приведен на рис. 6.

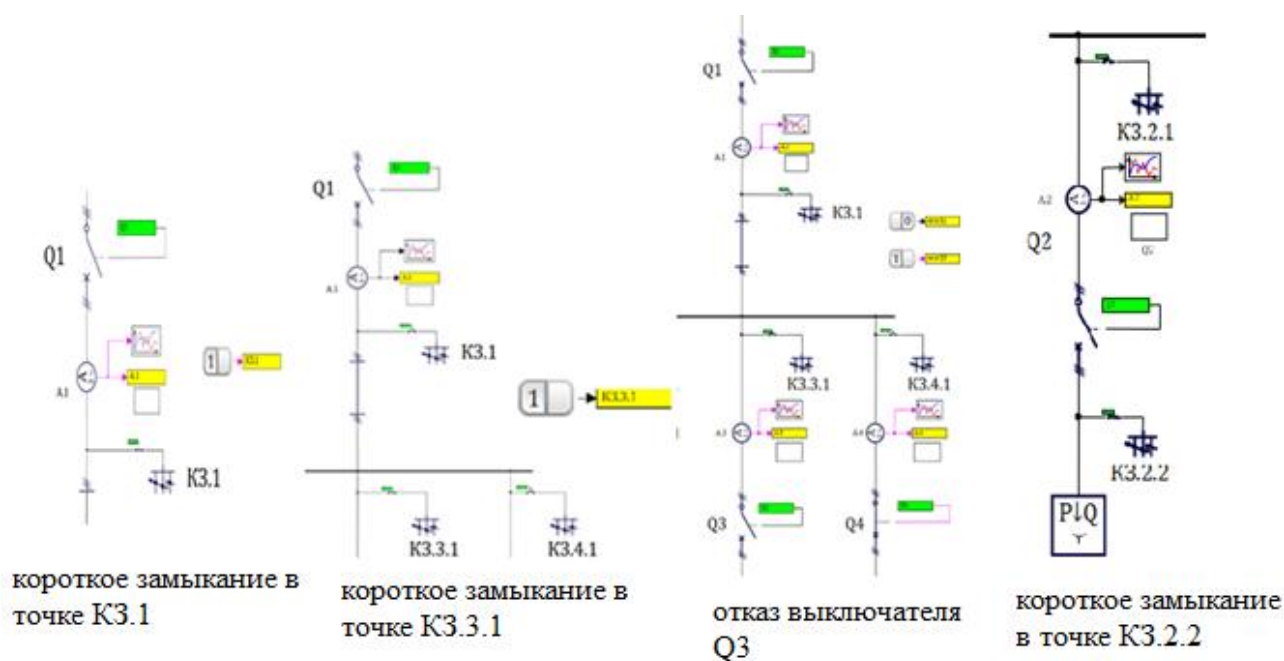


Рис.6 Пример срабатывания защиты при различных КЗ

Таким образом, полученная модель правильно функционирует во всех рассматриваемых режимах и может служить базой для дальнейшей разработки тренажера.

Литература

1. Информационно-коммуникационные технологии в образовании. <https://nsportal.ru/detskii-sad/vospitatelnaya-rabota/2020/08/03/statya-informatsionno-kommunikatsionnye-tehnologii-v>
2. Карташов Б.А., Шабаев Е.А., Козлов О.С., Щекатуров А.М.. Среда Динамического моделирования технических систем Simintech.– Москва, 2017. – 424с.
3. Хабаров С.П., Шилкина М.Л.: Основы моделирования технических систем. Среда Simintech: учебное пособие; Под ред. Макарова С.В. - Санкт-Петербург: Издательство "Лань".2019. - 120 с.

*А.С. Самульченков, асп; рук. Р.В. Солопов, к.т.н, доцент
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЯ

Для разработки информационной модели системы электроснабжения в программном комплексе Revit [1, 2], на базе шаблона проекта (RTE), создается файл проекта (RVT). В данный файл вносится вся необходимая информация о проекте; загружаются архитектурные и конструктивные модели здания, для которого предполагается разработка системы электроснабжения и на основании которых формируются необходимые виды для размещения электротехнического оборудования; загружаются модели смежных систем, по заданию которых осуществляется подключение большего числа электроприемников; создаются рабочие наборы – специальный инструмент, позволяющий осуществлять разработку проектных решений в рамках одного файла в локальной сети или на облачном сервере несколькими специалистами одновременно. Именно в файле проекта, своем для каждой из инженерных систем, осуществляется

формирование информационной модели и разработка необходимой проектной документации [3].

Первым этапом разработки модели системы электроснабжения является расстановка основного электротехнического оборудования (главных и вводно-распределительных щитов) и моделирование основных кабеленесущих систем здания. Данный этап работ, зачастую, выполняется в рамках разработки проектной документации и модели стадии П. Принципиальные электрические схемы, формируемые на данном этапе, разрабатываются обобщенно на основе предполагаемой, согласно техническому заданию и предоставленной специалистами смежных систем информации об электрических нагрузках. В качестве расчетного комплекса, традиционно, используются разработанные в рамках организации таблицы Excel.

Вторым этапом, открывающим работы в рамках разработки документации и модели стадии Р, является процесс расстановки окончательного электротехнического оборудования в пространстве модели с его последующей параметризацией (задается атрибутивная информация в части их электрических характеристик, а также информация, необходимая для составления спецификаций в соответствии с требованиями нормативных документов).

На рисунке 1 (а) представлен пример расстановки осветительного оборудования и элементов их управления в местах общего пользования типового этажа жилого здания.

Далее осуществляется процесс формирования эскиза предполагаемой кабельной трассы в соответствии с принятой схемой расключения элементов по электрическим группам. Кабельные линии изображаются аннотационным элементом «Линия детализации» с последующим расставлением распределительных коробок, выполненных в категории «Электрооборудование» типом детали «Силовой щит», согласно принятой схемы управления и топологией трассы (рис. 1 (б)).

Стоит обратить внимание, что, в случае использования консервативных САД-систем, данный этап преследовал бы одну единственную цель – оформление и последующий выпуск проектной документации в формате чертежей, но, в случае использования BIM технологии, помимо оформления проектной документации в требуемом формате, специалист не просто условно-графически формирует предполагаемый маршрут трассы, а детализировано его прорабатывает в соответствии с ранее замоделированными трассами кабеленесущих систем с целью дальнейшего формирования на основе данного «эскиза» электрических цепей.

На четвертом этапе выполняется оформление разработанного плана. Все электротехническое оборудование маркируется, указываются способы прокладки кабельных линий, а также оформляются необходимые текстовые примечания (рис. 1(в)).

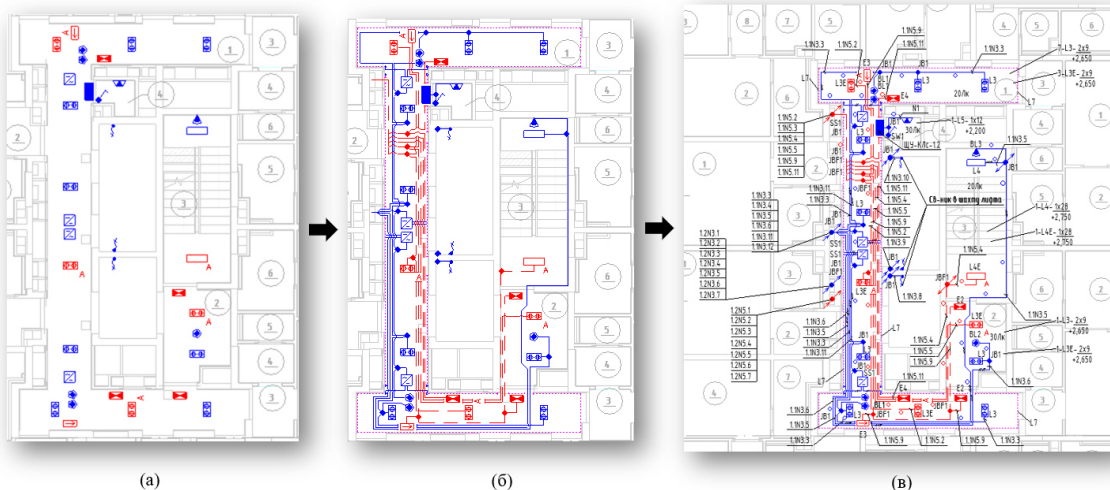


Рис. 1 – Процесс разработки цифрового двойника системы электроснабжения здания

Заключительным этапом формирования информационной модели системы электроснабжения здания является процесс объединения электротехнического оборудования в электрические цепи. Именно на данном этапе, на основе ранее построенной пространственной модели, производится формирование полноценной расчетной модели разрабатываемой системы электроснабжения. Все электропотребители, согласно принятой схеме электроснабжения, объединяются в цепи посредством определенным образом запараметризованной системной категории Revit «Электрические цепи». Особенность данного процесса заключается в том, что система «собирается» последовательно от окончного оборудования до источника питания с параметризацией каждого из экземпляров электрической цепи в части принадлежности к той или иной электрической группе и щиту.

Процесс выстраивания целостной структуры, с точки зрения подхода к параметризации категории «Электрические цепи», позволяет получать все необходимые значения расчетных параметров сети электроснабжения с целью выбора электрических коммутационных аппаратов и дальнейшего формирования принципиальных электрических схем. Все расчетные значения, к примеру - количество кабельных линий и их сечение, возможно изменять как в пространстве модели путем редактирования категории «Электрические цепи» в рамках определенной группы, так и через поля расчетной таблицы (рис.2), причем как для каждого из участков электрической группы, так и для электрической группы в целом.

Данные, полученные в результате построения расчетно-пространственной модели системы электроснабжения в Revit (рис. 3), экспортируются в расчетный комплекс на базе Excel, где происходит валидация и анализ полученных расчетных параметров. В случае, если значения расчетных параметров проходят проверку в соответствии с предъявляемыми требованиями по выбору коммутационных электрических аппаратов, автоматически строится однолинейная электрическая схема выбранного распределительного устройства

в AutoCad. Если проверка выявляет несоответствие расчетных параметров предъявляемым требованиям, в информационную модель вносятся соответствующие корректировки и процесс повторяется до тех пор, пока каждая из проверяемых электрических групп не станет расчетно-корректной.

Расчет параметров электрических групп																		
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	
номер цепи	U, В	Р _{ном} , кВт	Соеф	Рр, кВт	Ср, кВт	Ср, кВт	Ср, кВт	Ср, кВт	Тип Кл	Номл. шт	С, мм ²	Длина, м	Номл. шт	ΣК(1)расч. кВт	ΔU, %	кВт/с	кВт(1), А	кВт(1)мин, А
1ВРч1.ПЦУ																		
1.1N5.1	220	0,14	0,95	0,14	0,05	0,15	0,69	ПГГ н2(A)-FRHF	3	1,5	56	1	4126,897	0,30	0,02	168	130	
1.1N5.2	220	0,30	0,95	0,30	0,12	0,40	1,01	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	66	1	3990,651	0,66	0,02	174	143	
1.1N5.3	220	0,30	0,95	0,30	0,12	0,40	1,01	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	66	1	4960,941	0,91	0,02	143	115	
1.1N5.4	220	0,45	0,95	0,45	0,15	0,47	2,14	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	95	1	4851,631	1,15	0,02	143	117	
1.1N5.5	220	0,25	0,95	0,25	0,00	0,27	1,21	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	93	1	5334,508	0,53	0,02	130	107	
1.1N5.6	220	0,04	0,95	0,04	0,01	0,04	0,17	ПГГ н2(A)-FRHF	4	1,5	8	1	624,015	0,01	0,02	1110	913	
1.1N5.7	220	0,04	0,95	0,04	0,01	0,04	0,18	ПГГ н2(A)-FRHF	4	1,5	110	1	8173,812	0,15	0,02	85	70	
1.1N5.8	220	0,04	0,95	0,04	0,01	0,04	0,19	ПГГ н2(A)-FRHF	4	1,5	73	1	5441,020	0,14	0,02	127	105	
1.1N5.9	220	0,33	0,95	0,33	0,11	0,34	1,56	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	95	1	4851,397	0,52	0,02	143	117	
1.1N5.11	220	0,15	0,95	0,15	0,05	0,16	0,73	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	88	1	4901,214	0,31	0,02	141	116	
1.1N5.18	220	2,00	0,70	2,00	2,04	2,86	12,99	ПГГ н2(A)-FRHF	3	4	50	1	1634,454	2,27	0,02	424	348	
1.1N5.19	220	0,24	0,70	0,24	0,24	0,34	1,56	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	57	1	2530,341	0,41	0,02	273	224	
1.1N5.20	220	1,00	0,70	1,00	1,02	1,43	6,49	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	55	1	2471,308	1,71	0,02	280	230	
1.1N5.21	220	0,29	0,65	0,29	0,34	0,44	2,01	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	81	1	4136,112	0,35	0,02	168	138	
1.1N5.22	220	0,17	0,65	0,17	0,20	0,26	1,17	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	87	1	4385,134	0,34	0,02	158	130	
1.1N5.23	220	0,44	0,65	0,44	0,52	0,69	3,10	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	90	1	4197,161	0,61	0,02	165	136	
1.1N5.24	220	0,43	0,65	0,43	0,51	0,66	3,02	ПГГ н2(A)-FRHF	3	2,5	90	1	4638,072	0,90	0,02	149	123	
1ВРч1.РП1																		
1.1N1.1	380	427,00	0,93	90,74	35,86	97,57	148,24	5хПГГ н2(A)-HF	1	95	53	1	109,987	0,73	0,63	6299	3974	
1.1N1.2	380	427,00	0,93	90,74	35,86	97,57	148,24	5хПГГ н2(A)-HF	1	95	75	1	137,897	1,05	0,67	5024	3344	
1ВРч1.РП2																		
1.1N2.1	380	427,00	0,93	90,74	35,86	97,57	148,24	5хПГГ н2(A)-HF	1	95	74	1	137,435	1,03	0,67	5041	3353	
1.1N2.2	380	427,00	0,93	90,74	35,86	97,57	148,24	5хПГГ н2(A)-HF	1	95	52	1	104,526	0,72	0,63	6326	3987	
1ВРч1.РП3																		
1.1N3.1	220	0,51	0,95	0,51	0,17	0,54	2,45	ПГГ н2(A)-HF	4	1,5	64	1	4745,747	1,17	0,02	146	120	
1.1N3.2	220	0,80	0,95	0,80	0,26	0,84	3,01	ПГГ н2(A)-HF	3	1,5	55	1	4095,884	1,65	0,02	169	139	
1.1N3.3	220	0,90	0,95	0,90	0,29	0,94	4,29	ПГГ н2(A)-HF	4	2,5	70	1	4551,953	1,62	0,02	152	125	
1.1N3.4	220	0,57	0,95	0,57	0,19	0,60	2,71	ПГГ н2(A)-HF	4	2,5	30	1	2221,527	0,39	0,02	312	256	
1.1N3.5	220	0,44	0,95	0,44	0,14	0,46	2,09	ПГГ н2(A)-HF	4	2,5	96	1	5905,328	1,41	0,02	117	96	
1.1N3.6	220	0,27	0,95	0,27	0,09	0,28	1,28	ПГГ н2(A)-HF	4	2,5	93	1	4697,080	0,46	0,02	148	121	
1.1N3.7	220	0,29	0,95	0,29	0,09	0,30	1,37	ПГГ н2(A)-HF	3	1,5	12	1	907,468	0,05	0,02	763	628	
1.1N3.8	220	0,54	0,95	0,54	0,18	0,57	2,50	ПГГ н2(A)-HF	3	2,5	128	1	5711,855	1,24	0,02	121	100	
1.1N3.9	220	0,54	0,95	0,54	0,18	0,57	2,50	ПГГ н2(A)-HF	3	2,5	128	1	5704,453	1,24	0,02	121	100	
1.1N3.10	220	0,54	0,95	0,54	0,18	0,57	2,50	ПГГ н2(A)-HF	3	2,5	130	1	5805,821	1,28	0,02	119	98	
1.1N3.11	220 ... 380	2,08	0,95	2,08	0,68	2,19	3,32	ПГГ н2(A)-HF	5	2,5	62	1	3090,541	0,51	0,02	224	184	
1.1N3.12	220 ... 380	2,08	0,95	2,08	0,68	2,19	3,32	ПГГ н2(A)-HF	5	2,5	85	1	4074,409	0,74	0,02	170	140	
1.1N3.13	220	0,34	0,95	0,34	0,11	0,36	1,62	ПГГ н2(A)-HF	4	1,5	57	1	4227,988	0,86	0,02	164	134	
1.1N3.18	380	12,00	0,98	12,00	2,44	12,24	18,60	ПГГ н2(A)-HF	5	4	58	1	1519,469	2,17	0,02	439	361	
1.1N3.19	380	12,00	0,98	12,00	2,44	12,24	18,60	ПГГ н2(A)-HF	5	4	40	1	1131,502	1,54	0,02	612	503	
1.1N3.20	220	1,00	0,85	1,00	0,62	1,10	5,35	ПГГ н2(A)-HF	3	2,5	4	1	219,465	0,14	0,02	3157	2595	
1.1N3.21	220	1,00	0,98	1,00	0,20	1,02	4,64	ПГГ н2(A)-HF	3	2,5	10	1	450,838	0,30	0,02	1537	1263	
1.1N3.22	220	1,00	0,85	1,00	0,62	1,10	5,34	ПГГ н2(A)-HF	3	2,5	20	1	1215,535	0,69	0,02	543	446	
1.1N3.24	220	1,00	0,85	1,00	0,62	1,10	5,34	ПГГ н2(A)-HF	3	2,5	58	1	2509,173	1,73	0,02	276	227	
1.1N3.25	380	6,77	0,80	6,77	5,08	8,46	12,86	ПГГ н2(A)-HF	5	16	129	1	921,352	0,74	0,02	752	618	
1.1N3.26	380	3,45	0,70	3,45	3,51	4,92	7,48	ПГГ н2(A)-HF	5	4	31	1	885,788	0,35	0,02	782	643	
1.1N3.27	220	0,23	0,70	0,23	0,23	0,32	1,46	ПГГ н2(A)-HF	3	2,5	74	1	3334,222	0,51	0,02	208	171	

Рис. 2 – Фрагмент расчетной таблицы электрических групп, сформированной в Revit для одной из секций многоэтажного жилого здания

Описанный подход позволяет сформировать расчетную пространственную модель системы электроснабжения, которая будет полноценно увязана со смежными инженерными системами проектируемой инфраструктуры, а также корректно интегрирована в объемно-планировочные решения согласно проектам архитектуры и конструктива.

Литература

1. Сунцов, А.С. Анализ зрелости BIM-решений как инструмента обеспечения жизненного цикла здания / А.С. Сунцов, О.Л. Симченко, Ю.А. Толкачев, Е.Л. Чазов, Д.Р. Самигуллина // Construction and Geotechnics. – 2020. – Т. 11. – № 3. – С. 4–53.
2. Самульченков, А.С. Создание проекта внутренней системы электроснабжения в информационной среде моделирования Revit / маг. А.С. Самульченков, рук. Р.В. Солопов // Информационные технологии, энергетика и экономика: сборник научных трудов XIX-ой Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов в 2 т. (г. Смоленск, 28 – 29 апреля 2022г). – Смоленск, 2022. – Т 1. – с. 46 – 50.
3. Скрипкина, А.А. Автоматизация строительства с использованием информационных технологий / А.А. Скрипкина, А.С. Тимофеева, А.А. Афанасьева, И.Л. Ципурский // Научный формат. – 2019. – № 2. – С.177 – 182.

МЕТОДЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ДАННЫМ ВИБРОДИАГНОСТИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Обеспечение надежной и эффективной эксплуатации технически сложного оборудования, к которому, безусловно, следует отнести различное энергетическое оборудование, зависит от множества факторов. К упомянутым факторам относятся как конструктивные особенности агрегатов и соблюдение технологии их изготовления, монтажа и ремонта, так и особенности эксплуатации. Непрерывный контроль состояния оборудования позволяет своевременно обнаруживать появление различных дефектов и организовывать вывод оборудования в ремонт или на техническое обслуживание с минимальными последствиями для предприятия эксплуатанта: при своевременном выводе в ремонт предотвращаются различные аварийные ситуации, а следовательно, значительно снижается стоимость эксплуатации оборудования.

Одним из наиболее распространенных способов контроля состояния оборудования является вибрационная диагностика [2]. Вибрационная диагностика предоставляет методы распознавания видов технических состояний машин и механизмов по исходной информации, содержащейся в виброакустическом сигнале.

Существующие методы вибродиагностики, описанные, например, в [1,3,4], предоставляют подробно описанные методы обнаружения дефектов по данным вибрационного обследования, при этом упомянутые методы позволяют обнаруживать дефекты роторов, дефекты опорной системы, узлов статора, подшипников скольжения и подшипников качения, зубчатых и ременных передач, испытывающих или генерирующих динамические нагрузки.

С точки зрения используемых методов обработки вибрационного сигнала все упомянутые выше методы можно разделить на две группы:

- методы, использующие характеристики присущие сигналу целиком – например среднеквадратическое значение (СКЗ) виброускорения, виброперемещения или виброскорости;
- методы, выделяющие в сигнале вибрации отдельные составляющие и анализирующие уже характеристики выделенных составляющих – например, амплитуды гармоник, соответствующих некоторым характерным частотам исследуемого оборудования;

Рассмотрим обе группы методов подробнее. Приведенные далее формулы учитывают то, что в настоящее время обработка вибрационных сигналов ведется в оцифрованном виде, т.е. сигнал представляется в виде отдельных отсчетов (дискрет), равномерно распределенных по оси времени.

Методы первой группы могут использовать такие параметры сигнала как:

- общее СКЗ сигнала, рассчитываемое по формуле:

$$R = \sqrt{\sum_{i=1}^N a_i^2 / N} \quad (1)$$

где

R – значение СКЗ;

a_i – i -тый отсчет сигнала

N – общее количество отсчетов.

- пиковое значение сигнала

$$P = \max_{i=1}^N |a_i| \quad (2)$$

где

P – пиковое значение сигнала;

- пик-фактор, который является отношением пикового значения сигнала к его среднеквадратическому значению и вычисляется по формуле:

$$C = P / R \quad (3)$$

Обычно перечисленные выше параметры рассчитываются во временном домене сигнала и могут быть использованы для обнаружения дефектов оборудования, прослеживания развитие дефектов, определения момента времени, когда нужно выводить те или иные механизмы в ремонт или на обслуживание.

Однако, временные характеристики вибрации ограничены – они не позволяют определить конкретный вид дефекта или же конкретный узел. Например, одно и то же СКЗ виброускорения может соответствовать одной гармонике с большой амплитудой или же двум или более гармоникам с меньшей амплитудой. Поэтому в настоящее время при проведении вибрационных обследований оперируют, в основном, параметрами второй группы методов, которые как правило рассчитываются в частотной области.

Основным средством виброанализа в частотной области является график спектра. На рисунке 1, видно, что частотные составляющие сигнала отделены друг от друга и явно выражены в спектре, а их уровни легко идентифицировать, в то время как из временной реализации сигнала эту информацию выделить практически невозможно.

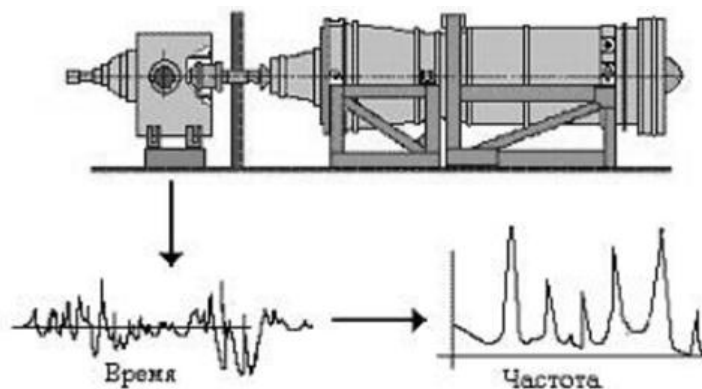


Рисунок 1 - Вибрация во временной и частотной областях

Для получения графика спектра часть сигнала вибрации оцифровывается, затем на полученные отсчеты накладывается оконная функция и над результатом выполняется быстрое преобразование Фурье.

Значения частот, гармоники которых анализируются, определяются строением оборудования а также типом проверяемого дефекта. Например, в случае диагностики подшипников качения рассчитывается ряд частот:

- f_1 – оборотная частота вращения в Гц;
- f_{sep} – частота вращения сепаратора;
- f_{rb} – частота вращения тел качения;
- f_{out}, f_{inner} – частоты мелькания тел качения по внешнему и внутреннему кольцам.

При этом появление в спектре вибрации определенного набора частот свидетельствует об определенном дефекте. В таблице 2 приведены примеры соответствия частот и дефектов из [1,3,4].

Таблица 2 - Примеры соответствия частот спектра проявляющимся дефектам

Описание дефекта	Частоты
Неуравновешенность, разностенность, перекос вращающегося кольца относительно неподвижного (внутреннего или наружного), несоосность вала и вращающегося кольца, неравномерный износ вращающегося кольца	f_1
Овальность, перекос, неравномерный износ вращающегося кольца	$2 f_1$
Расцентровка обоймы подшипника	$f_{sep}; 2 f_1$
Гранность, некруглость дорожек качения, износ, раковины, трещины вращающегося кольца	$n f_1; n=3,4,5\dots$

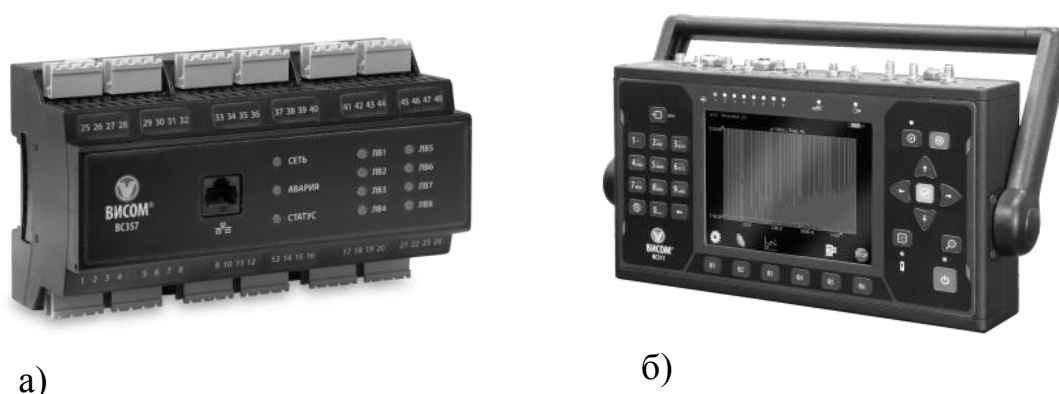
Современное вибродиагностическое оборудование позволяет рассчитывать как параметры, присущие всему сигналу, так и параметры, опирающиеся на значения отдельных гармоник спектра.

В настоящее время вибродиагностические приборы представляют собой устройства, состоящие из аналого-цифрового преобразователя (АЦП), который используется для оцифровки сигналов от датчиков вибрации, центрального процессора, используемого для расчета диагностических параметров а также средств сигнализации и настройки.

В зависимости от метода использования приборы могут быть либо стационарными, либо портативными. Стационарный прибор крепится рядом с исследуемым энергетическим оборудованием и мониторинг ведется непрерывно в течении длительного промежутка времени. Портативный прибор обычно используется для измерения параметров вибрации более чем одной единицы оборудования, при этом измерения обычно проводятся через одинаковые промежутки времени.

В качестве примеров современных вибродиагностических приборов могут быть приведены устройства производства смоленской компании ВИСОМ

BC-357(стационарный) и BC-311(портативный), показанные на рисунке Рисунок 12.



а)

б)

Рисунок 2 – Современное оборудования для проведения вибродиагностического исследования: BC-357(а) и BC-311(б)

Система стационарного вибромониторинга BC-357 осуществляет накопление и анализ данных о состоянии промышленного оборудования; сообщает о дефектах, контролирует и предотвращает аварийные ситуации, оповещает о необходимости ремонта. Прибор монтируется на DIN-рейку.

BC-357 позволяет контролировать:

- СКЗ виброускорения, виброскорости, виброперемещения в заданном диапазоне частот;
- Пиковые значения виброускорения за промежутки времени;
- Значения СКЗ или амплитуды виброускорения, виброскорости, виброперемещения на оборотной частоте и ее гармониках;
- Значение СКЗ или амплитуды на произвольном наборе гармоник.

Портативный универсальный комплекс BC-311 позволяет решать множество задач, связанных с диагностикой и исследованием технического состояния механизмов и агрегатов, в том числе задачи записи и анализа любых вибрационных и акустических сигналов. В состав комплекса входит портативный регистратор-анализатор и комплект датчиков для решения широкого круга задач.

За счёт мобильности (вес 2.2 кг, работа от АКБ до 8 часов) и защищённого исполнения (металлический корпус, степень защиты IP65) комплекс BC-311 может применяться как в лабораторных, так и в полевых условиях при температуре окружающей среды от -30 до +60 °С.

BC-311 позволяет контролировать те же параметры, что и BC-357, а также проводить фильтрацию входного сигнала с помощью фильтров с конечной и бесконечной импульсными характеристиками (КИХ и БИХ фильтров), что позволяет избавиться от паразитных шумов и несколько увеличить точность анализа.

Таким образом, можно утверждать, что в настоящее время существуют математические методы и аппаратное обеспечение, позволяющее эффективно проводить вибродиагностику энергетического оборудования. В качестве примера оборудования был приведен комплекс из систем ВС-311 и ВС-357, которые в совокупности предоставляют универсальную метрологическую базу в области вибродиагностики и вибромониторинга.

Использование ВС-311 и ВС-357 позволяет перейти на обслуживание оборудования по техническому состоянию, а при соответствующей организации работы, к преактивному обслуживанию. Комплекс из этих систем позволяет проводить оценку текущего технического состояния, диагностировать зарождающиеся неисправности на ранних стадиях и предотвращать развитие дефектов.

Системы ВС-311 и ВС-357 являются полностью отечественными разработками и производятся в Смоленске. ВС-311 внесён в Государственный Реестр СИ (№63412-16).

Список литературы

1. Абрамов И.Л. Вибродиагностика энергетического оборудования : учебное пособие по дисциплине "Диагностика в теплоэнергетике". Кемерово: КузГТУ, 2011.
2. ГОСТ ИСО 1940-1-2007 Вибрация. Требования к качеству балансировки жестких роторов. Часть 1. Определение допустимого дисбаланса.
3. Колобов, А.Б. Вибромониторинг промышленных машин: учебное пособие. Москва;Вологда: Инфра-инженерия, 2021. 256 стр.
4. Левин В.И., Патрикеев Л.Н. Вибродиагностика машин и механизмов: учебн. пособие. Новосибирск: Издательство НГТУ, 2010. 106 стр.

*А.Ю. Степанов, студ., С.Г. Арисов, асп.; рук. Р.В. Солопов, к.н.т., доц.
(Филиал «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АЛГОРИТМ НАИБОЛЕЕ ВЫГОДНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ВКЛЮЧЕННЫМИ ЭНЕРГОБЛОКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Для надежной и, самое главное, эффективной работы электроэнергетической системы (ЭЭС) первостепенное значение имеет оптимальная настройка ее режимов, что подразумевает снижение затрат на каждом этапе производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, а также комплексную оптимизацию.

Для предприятий, производящих электроэнергию, главным и определяющим фактором успешной реализации мощностей является оптимизация на этапе выработки электроэнергии с учетом снижения затрат на топливо при планировании режима работы на следующий день.

В данной статье рассмотрена задача распределения активной нагрузки между энергоблоками системы.

Постановка задачи: оптимальное распределение мощности нагрузки между электростанциями по критерию минимальной стоимости выработки электроэнергии. Целевая функция имеет вид:

$$P_{\text{ген } \Sigma} = P_{\text{нагр } \Sigma} + P_{\text{св}} \quad (1)$$

где $P_{\text{нагр } \Sigma}$ - сумма потребляемых мощностей (активных) нагрузок конечных пользователей ЭЭС;

$P_{\text{св}}$ - суммарная мощность (активная) перехода в сторонние энергосистемы;

$P_{\text{ген } \Sigma}$ - мощность, необходимая для оптимального распределения между энергоблоками.

Оптимальная мощность энергоблоков ЭЭС представлена в виде вектора значений:

$$P^{\text{нач}} = [P_1^{\text{нач}}, P_2^{\text{нач}}, \dots, P_n^{\text{нач}}] \quad (2)$$

Режим электропередачи рассчитывается через найденные значения генерации. В результате расчета режима величина потерь в электрической сети равна ΔP_c .

Общая мощность, необходимая для оптимального распределения между энергоблоками, суммируемая с величиной потерь, примет вид:

$$P_{\text{ген } \Sigma} = P_{\text{нагр } \Sigma} + P_{\text{св}} + \Delta P_c \quad (3)$$

где ΔP_c - общие потери активного тока в электрической сети.

И с помощью метода относительных приростов ещё раз определяются оптимальные мощности энергоблоков, затем рассчитывается сумма мощностей $P'_{\text{ген } \Sigma}$, которые необходимо распределить между энергоблоками.

$$|P_{\text{ген } \Sigma} - P'_{\text{ген } \Sigma}| \leq \omega \quad (4)$$

где ω - точность начального приближения, то есть приближение распределения нагрузки между энергоблоками, можно считать найденным. Если неравенство не верно, то для $P'_{\text{ген } \Sigma}$ нужно повторить определение вектора оптимальных мощностей, расчёт режима и потерь активной мощности.

Найдя распределение нагрузки между энергоблоками, начальное приближение целевой функции вычисляется с требуемой точностью.

После этого ЭЭС оптимизируется с учетом стоимости затрат в электросети с использованием метода слепого поиска. Целевая функция - это затраты на производство и транспортировку электроэнергии.

Количество энергоблоков, участвующих в оптимизации, рассчитывается на начальном этапе оптимизации с вектором исходного подхода $P^{\text{нач}}$, создается набор решений, учитываемых в направлении увеличения и уменьшения активной мощности каждого энергоблока. На всех узлах сети, полученных в результате решений, мощность балансирующего узла в схеме замены ЭЭС рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{бал.}} = P_{\text{нагр } \Sigma} + P_{\text{св}} + \Delta P_c - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq \text{бал.}}}^n P_i \quad (5)$$

Векторы, составляющие набор решений, будут диагональными - уменьшая одну из переменных, увеличиваем другую (узла равновесия) и наоборот. На рисунке 1 показаны решения трехмерной задачи, а следовательно, и задачи

оптимизации нагрузки электростанций. Уровень принятия решения формируется таким образом: мощность электростанции С-3 остается постоянной, но мощность электростанции С-1 изменяется на шаг h , что приводит к уменьшению мощности узла равновесия С-2. В направлении увеличения активной мощности силовой установки С-1 выполняется N шагов, после чего мощность силовой установки С-1 уменьшается с шагом h , что приводит к увеличению равновесной мощности узла С-2. В направлении уменьшения активного действия С-1, шаг соответственно равен N . В результате создается одна из прямых линий плоскости компонента. После этого мощность силовой установки С-3 увеличивают на шаг h и фиксируют, путём увеличения и уменьшения активной мощности силовой установки С-1 образуется следующий прямолинейный уровень. Каждый такой уровень решений имеет $2N$ прямых линий (см. рис. 1).

В результате, формируется несколько решений, состоящих из диагональных траекторий, образованных постоянным значением активной мощности электростанций С-1 и С-2. Таким образом, уровень решения включает в себя все возможные комбинации.

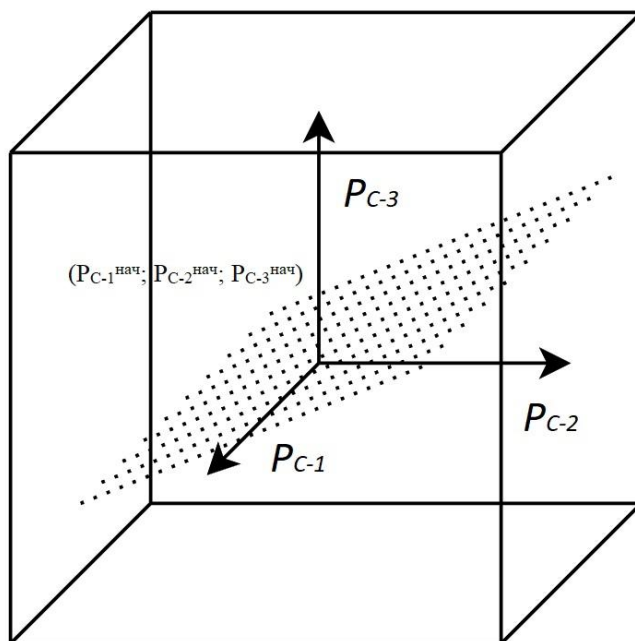


Рис. 1 - Плоскость решения оптимизационной задачи методом слепого поиска.

В каждой точке набора решений проверяется соответствие условию, если значение генерируемой энергии одной из электростанций достигает предела диапазона, разрешенного на определенном шаге для создания прямой линии в плоскости решения, построение в этом направлении прекращается. В каждой точке плоскости принятия решения рассчитывается режим ЭЭС и целевая функция. После этого минимальное значение, при котором выполняются условия, является решением ранее поставленной задачи оптимизации

$$C_{\Sigma}^{\text{опт}} = \min(C_{\Sigma}) \quad (6)$$

Где $C_{\Sigma}^{\text{опт}}$ – сумма расходов на производство и распространение электроэнергии, полученных в ходе процесса оптимизации.

Величина шага h для решения задачи наиболее выгодного распределения нагрузки между энергоблоками и количеством шагов определяются методом выбора соответствующего значения.

На рисунке 2 показана структурная схема разработанного алгоритма оптимизации.

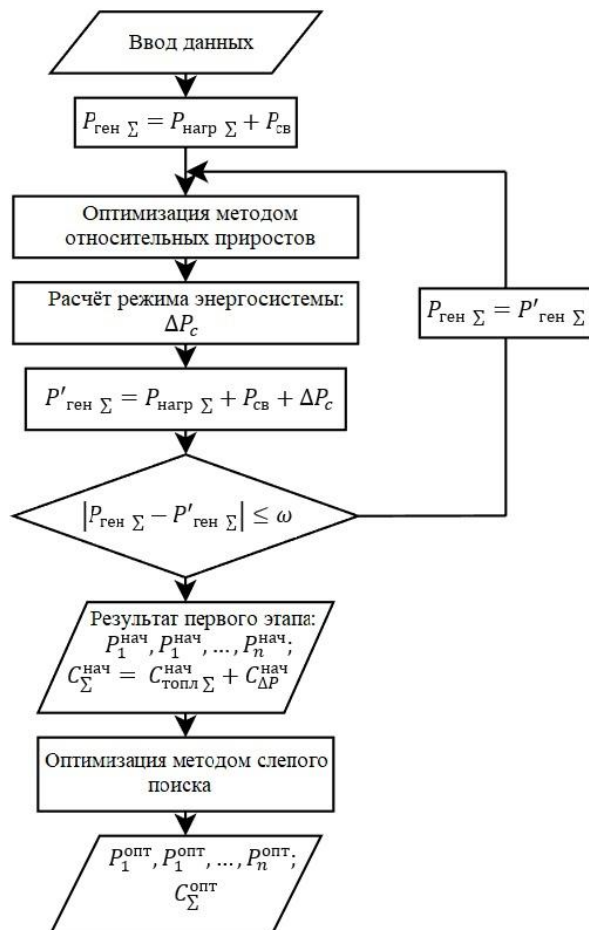


Рис.2 - Блок-схема алгоритма наиболее выгодного распределения нагрузки между энергоблоками ЭЭС.

Рассмотрим алгоритм оптимального, с экономической точки зрения, распределения нагрузки между энергоагрегатами на примере ЭЭС, включающей в себя 3 электростанции и линии электропередачи напряжением 110 и 220 кВ. Схема рассматриваемой ЭЭС представлена на рисунке 3. Данные энергетических установок приведены в таблице 1.

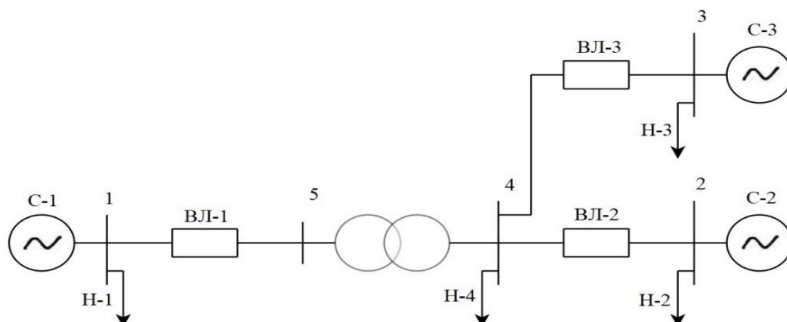


Рис. 3 - Схема электрических соединений модели ЭЭС.

Таблица 1 – Результаты оптимального расчета модели ЭЭС

№ станции	b_3	b_2	b_1	b_0	Pmin, МВт	Pmax, МВт	$S_{ген i}^{const}$ руб./МВтч
1	0,0000021	-0,00042	0,01014	55,9534	308	650	840
2	0,0000044	-0,00050	0,01267	31,5920	85	342	750
3	0,0000323	-0,000565	0,02276	14,4556	30	110	900

Оптимальное распределение нагрузки между электростанциями без учета потерь активной мощности в электрической сети:

$$P_{C-1}^{нач} = 423,1 \text{ МВт};$$

$$P_{C-2}^{нач} = 282,3 \text{ МВт};$$

$$P_{C-3}^{нач} = 94,6 \text{ МВт};$$

Таблица 2 - Конкретизация начального приближения оптимального распределения нагрузки

Шаг	$P_{ген\Sigma}$, МВт	Оптимизация методом относительных приростов			Расчет режима			$P'_{ген\Sigma}$, МВт	ω , МВт
		P_1 , МВт	P_2 , МВт	P_3 , МВт	$P_1^{бал}$, МВт	ΔP , МВт	Выполнение условий		
1	808,7	427,6	285,4	95,7	427,8	8,9	Да	808,9	0,2
2	808,9	427,6	285,5	95,8	427,6	8,9	Да	808,9	0

Начальное приближение найдено:

$$P_{C-1}^{нач} = 427,6 \text{ МВт};$$

$$P_{C-2}^{нач} = 285,5 \text{ МВт};$$

$$P_{C-3}^{нач} = 95,8 \text{ МВт};$$

Наиболее выгодное распределение нагрузки между электростанциями с учетом стоимости потерь в электрической сети:

$$P_{C-1}^{нач} = 432,2 \text{ МВт};$$

$$P_{C-2}^{нач} = 278,5 \text{ МВт};$$

$$P_{C-3}^{нач} = 97,8 \text{ МВт};$$

Потери мощности в сети при данном распределении составят 15,81 МВт. Это значение на 4,4% ниже, чем при использовании критерия минимизации затрат на топливо.

Полученные результаты показывают, что разработанный алгоритм можно использовать для оптимизации режима с целью снижения потерь электроэнергии в системе и минимизации затрат на топливо.

Литература:

1. Noboru Ohta, Alan Robertson. Colorimetry: Fundamentals and Applications. — Wiley, 2005. 275с.
2. Кривошеев М.И., Кустарев А.К. Цветовые измерения. – М.: Энергоатомиздат, 1990. 240с.
3. Ландсберг, Г.С. Оптика / Г.С. Ландсберг. - М., 2016. - 125 с.
4. Хёнл, Х. Теория дифракции / Х. Хёнл, А. Мауэ, К. Вестпфаль. - М., 2016. - 836 с.

Д.Ю. Тарасов; рук. Р.В. Солопов, к.т.н., доц.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)

СИНТЕЗ ОПТИМАЛЬНОГО ЗАКОНА УПРАВЛЕНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ В ПУСКОВЫХ РЕЖИМАХ

Более 60% потребляемой в мире электроэнергии приходится на электродвигатели различных типов: асинхронные двигатели (АД), синхронные двигатели (СД), двигатели постоянного тока (ДПТ) и другие [2]. Самым популярным из них является асинхронный двигатель, который составляет около 70% всей двигательной нагрузки в мире. Особенности использования АД накладывает определенные ограничения на работу данного оборудования. Одним из наиболее сложных режимов работы АД является режим пуска, сопровождающийся увеличением токов и падением напряжения в электрической сети [1]. Также, когда асинхронный двигатель питается непосредственно от сети, невозможно контролировать скорость и динамику его разгона до номинальных значений без дополнительного оборудования, к тому же скорость его вращения определяется параметрами сети [3].

Оптимальное управление режимом запуска асинхронных двигателей может быть обеспечено автоматическими контроллерами [3], одним из которых является транзисторный преобразователь частоты (ТПЧ). Преобразователи частоты обеспечивают плавный пуск асинхронного двигателя. Ядро их программного обеспечения включает в себя систему управления, основанную на законе регулирования скорости вращения ротора АД. Оптимальный режим пуска достигается за счет правильного выбора конфигурации и автоматического управления законом постоянных коэффициентов.

Пуск асинхронного двигателя может осуществляться непосредственно от сети питания без каких-либо дополнительных устройств [2]. Но этот режим работы демонстрирует колебательный характер ускорения. Эта природа может быть рассчитана с помощью анализа передаточной функции АД.

В качестве примера рассмотрим модель асинхронного двигателя типа 4А315С4У3 [5], характеристики которой представлены в таблице 1.

Таблица 1. Характеристики 4А315С4У3

<i>U_{ном}, В</i>	<i>Оборотов в минуту</i>	<i>КПД, %</i>	<i>cos φ</i>	<i>Кол-во полюсов</i>
380	1500	93.5	0.91	4
<i>K_{Мс}</i>	<i>K_{Мкрит}</i>	<i>K_{Ммин}</i>	<i>K_{Есть}</i>	
1.0	1.9	0.9	7.0	

Где K_{Ms} - отношение пускового момента к номинальному крутящему моменту, K_{Mcrit} - критическое отношение крутящего момента к номинальному крутящему моменту, K_{Mmin} - отношение минимального крутящего момента к номинальному крутящему моменту, K_{Is} - пусковой ток.

Исследуемый асинхронный двигатель моделируется с помощью блока «Блоки управления асинхронным двигателем» программного комплекса Matlab Simulink. Параметры блока были рассчитаны и результаты представлены в таблице 2 вместе с расчетом эквивалентной схемы, показанной на рис. 2.

Таблица 2. Эквивалентные параметры схемы

$r_1, \text{o.e.}$	$r_2, \text{o.e.}$	$L_1, \text{o.e.}$	$L_2, \text{o.e.}$	$L_m, \text{o.e.}$	$S, \text{o.e.}$
0.018	0.017	3.4×10^{-4}	4.8×10^{-4}	0.014	0.02

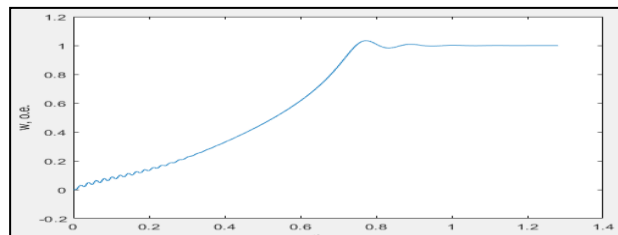
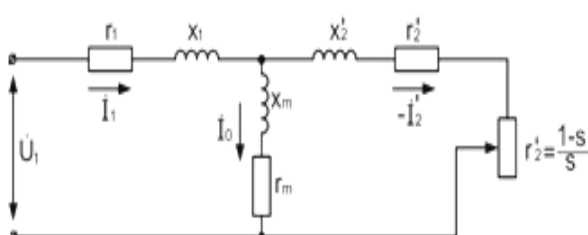


Рис. 1. Асинхронная эквивалентная схема машины
Рис. 2. АД без функции скорости вращения ротора ТПЧ

Параметры сети модели выбраны в соответствии с номинальными данными АД: напряжение от линии к линии составляет 380 В, частота - 50 Гц. Моделирование было выполнено со следующими допущениями:

- Не учитывается сопротивление соединительных проводов;
- Система подключена к бесконечному источнику питания (IPS);
- Механическая нагрузка на ротор АД равна нулю;
- Расчеты и их оценка принимаются с погрешностью не более 5%.

Функция скорости вращения ротора модели АД в режиме пуска без подключения ТПЧ показана на рис. 2.

Период от 0 до 0,4 с сопровождается периодическими затухающими колебаниями. Эта характеристика асинхронного двигателя может быть оценена путем анализа корней характеристического уравнения (1), которое рассчитывается с использованием методологии, упомянутой в [1].

$$W_A = - \frac{\left(\frac{r_2 \cdot (s-1)}{s} \cdot (r_m + pL_m) \right)}{\left(r_m + pL_m + pL_2 - \frac{(r_2 \cdot (s-1))}{s} \right)} + r_1 + pL_1 \quad (1)$$

Где: $r_1, r_2, r_m, L_1, L_2, L_m$ являются параметрами АД, S – скольжение и $p = \frac{d}{dt}$ производный оператор.

Для решения символьных уравнений в общем виде используются вычислительные возможности программного комплекса Matlab. Для дальнейшего продолжения вычислений необходимо привести это уравнение к линейному виду (преобразования, а также функция переноса результата не показаны, так как их внешний вид довольно громоздкий). Уравнение (2) показывает пару корней уравнения (1) в комплексном виде для значений параметров АД, представленных в таблице 2.

$$x_{1,2} = -107.6 \pm 194.5j \quad (2)$$

Отрицательная действительная величина и наличие мнимой части корней (2) указывает на затухающий колебательный характер реакции передаточной функции АД на внешние воздействия. Для асинхронного двигателя также может быть рассчитан критерий колебаний(3).

$$\mu = \frac{Im(x_{1,2})}{Re(x_{1,2})} = 1.78 \quad (3)$$

Закон автоматического управления – функция зависимости выходных значений системы от входных. Задача выбора оптимального закона управления предполагает выбор наиболее подходящих звеньев передаточной функции системы управления и ее постоянных коэффициентов. Это также включает в себя синтез передаточных функций.

Синтез передаточных функций также подробно описан в. Следует лишь отметить, что данное исследование включает в себя только апериодические и интегрирующие звенья, которые используются с обратными линиями основных параметров АД, включая напряжение статора, скорость ротора, активную и реактивную мощность.

В соответствии с [4] предполагается использовать закон регулирования напряжения-частоты на входах асинхронного двигателя, передаточная функция в проекции на ось d системы координат $dq0$ [2] указана в уравнении (4), а на оси q - в уравнении (5)

$$U_{fq}(1 + pT_{\omega}) = \Delta\omega \frac{K_{0\omega}}{1 + pT_{0\omega}} + \omega \frac{K_{1\omega} \cdot pT_{1\omega}}{1 + pT_{1\omega}} + \Delta P \frac{K_{0P}}{1 + pT_{0P}} + \Delta P \frac{K_{1P}}{p(1 + pT_{1P})} \quad (4)$$

$$U_{fd}(1 + pT_{\omega}) = \Delta Q \frac{-K_{0Q}}{1 + pT_{0Q}} + \Delta Q \frac{-K_{1Q}}{p(1 + pT_{1Q})} + \Delta U \frac{-K_{0U}}{1 + pT_{0U}} + U \frac{-K_{1U} \cdot pT_{1U}}{1 + pT_{1U}} + U_{fd}(0) \quad (5)$$

Где: $\Delta\omega = \omega - \omega_{set}$; $\Delta P = P - P_{set}$; $\Delta Q = Q - Q_{set}$; $\Delta U = U - U_{set}$.

ω — измеренная частота вращения ротора; U — измеренное напряжение статора; P — измеренное потребление АМ активной мощности; Q — измеренная реактивная мощность потребления АМ; ω_{set} — величина регулировки частоты вращения ротора; U_{set} — установочное значение напряжения статора; P_{set} — значение активной настройки мощности потребления АМ; Q_{set} — Установочное значение реактивной мощности потребления АМ; $K_{0\omega}, K_{0U}, K_{0P}, K_{0Q}, K_{1\omega}, K_{1U}, K_{1P}, K_{1Q}$ — коэффициент усиления звеньев передаточной функции; $T_{0\omega}, T_{0U}, T_{0P}, T_{0Q}, T_{1\omega}, T_{1U}, T_{1P}, T_{1Q}$ — временные константы связи функции передачи.

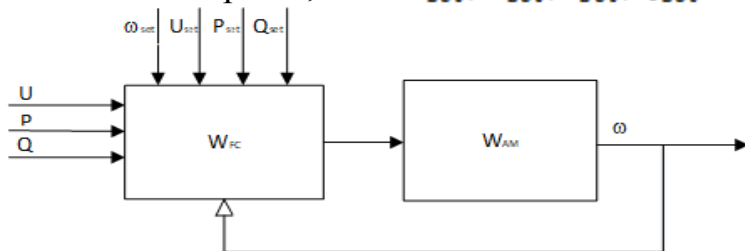
Из уравнений (1) и (2) видно, что предложенный закон управления может быть представлен в виде набора параллельно соединенных апериодических, интегрирующих и стабилизирующих звеньев [9], общей функцией которых является сглаживание колебательной составляющей выходного значения всей системы. При формировании требуемого значения управляющего сигнала используется обратная связь, основанная на измерениях частоты вращения ротора, напряжения, активных и реактивных мощностей ИМ, значения которых сравниваются с настройками, определяемыми требуемым режимом работы электрической машины.

В результате функция закона управления, представленная в качестве конечной функции конечного сигнала для преобразователя частоты, равна (6).

$$W_{FC} = \sqrt{U_{fd}^2 + U_{fq}^2} \cdot \sin((\omega_{uf} - \gamma_{Uf}) + \gamma_{Uf}) \quad (6)$$

Где: $\omega_{uf} = \arctg\left(\frac{U_{fd}}{U_{fq}}\right)$ и γ_{Uf} — начальное значение угла напряжения

Таким образом, передаточная функция (7) всей рассматриваемой системы (включая АД) является суммой (1) и (6). Его графическое представление показано на рис.3, где $\omega_{set}, U_{set}, P_{set}, Q_{set}$ – установочные значения частоты



вращения ротора в рабочем режиме, напряжения статора, потребления активной и реактивной мощности АД и ω, U, P, Q являются их измеренными значениями.

Рис.3. Графическое представление функции передачи системы
Функция скорости вращения ротора АД без ТПЧ

$$W = W_{FC} + W_{AM} \quad (7)$$

Решение задачи оптимизации плавного запуска АД включает в себя поиск коэффициентов и временных констант всех звеньев передаточной функции (6). После этого необходимо провести исследование стабильности системы с целью проверки результата расчета.

Перед началом расчета оценки устойчивости системы уравнение (7) преобразуется в однострочную форму (не упоминается из-за громоздкой нотации).

Устойчивость системы автоматического управления зависит от того, какие коэффициенты дифференциального уравнения. Идея метода D – разложения состоит в том, чтобы найти границу между стабильным и нестабильным коэффициентами и тем самым указать область устойчивости. Коэффициенты, не включенные в область D-раздела, нестабильны.

D - декомпозиция на один параметр подразумевает последовательную оценку коэффициентов уравнения (7) для каждого из них. Значения остальных коэффициентов фиксируются и строится зона устойчивости. Таким образом, получается число n характеристик, где n — величина неизвестных коэффициентов.

После нахождения всех областей стабильности приступают к методам оптимизации.

Градиентный спуск — метод нахождения минимального значения рассматриваемой характеристической функции. Суть метода заключается в итеративном поиске минимума комплексной функции путем последовательного приближения к нему значения, пропорционального градиенту вдоль оси одной или нескольких переменных осей.

Для реализации метода характеристическое уравнение последовательно интегрируется по всем неизвестным коэффициентам (поиск градиентов). Далее задаются начальные значения переменных. Предпочтительнее выбирать исходные значения из областей устойчивости, рассчитанных методом D-декомпозиции, из-за вероятности нахождения оптимального решения от первого применения реализации метода.

Уравнение (8) — общая форма градиентов для конкретной задачи. Уравнение (9) является условием выхода из цикла поиска решения.

$$V_i = V_{i-1} - \alpha \cdot \nabla W(V) \quad (8)$$

$$|V_i - V_{i-1}| \leq \varepsilon \quad (9)$$

Где V - переменная, α – шаг спуска градиента, W – характеристическая функция, i – количество итераций, ∇ - символ математического градиента, ε – точность.

В результате использования градиентного спуска уравнение (7) преобразуется в передаточную функцию с известными коэффициентами усиления и временными константами, которые оптимально подобраны и обеспечивают стабильную работу АД с минимальными затухающими колебаниями.

В работе показан метод выбора оптимального закона управления для преобразователя частоты, обеспечивающий плавный запуск асинхронного двигателя. Методика включает в себя выбор самого закона управления, который состоит из апериодических, интегрирующих и стабилизирующих звеньев, охватываемых обратной связью.

В статье также представлено использование градиентного спуска в качестве основного метода оптимизации коэффициентов закона управления и констант времени, а также параллельная оценка исследуемой устойчивости системы с выбранными параметрами методом D-декомпозиции. Этот метод может быть распространен на аналогичные исследования.

Литература:

1. Катсман М. М. Электрические машины. Академия: учеба для студентов сред. проф.: [Академия: Учебник для студентов средних специальностей], Москва, 2001, 463 стр.
2. Усольцев А. А. Электрические машины. НИУ ИТМО: Учебное пособие, Санкт-Петербург, 2018, 416 страниц
3. Новиков Г.В. Частотный контроль асинхронных электродвигателей, Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Е. Баумана, Москва, 2016, 498 с. (на русском языке)
4. Барков В.А. Энергетическая электроника в автоматизированном электроприводе. Нестор: Учебник, Москва, 1999, 252 стр.

*Д.Ю. Тарасов; рук. Р.П. Солопов, к.т.н., доцент
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

СИСТЕМА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПЕРАТИВНЫХ МЕТОДОВ

Современная электрическая сеть представляет собой совокупность большого количества оборудования, включая трансформаторы и линии электропередач (ЛЭП), которые объединены в единую энергосистему. В процессах развития энергосистемы, а также при резервировании некоторых участков может использоваться один или комбинация из нескольких вариантов.

При анализе потерь активной мощности подстанции следует обращать внимание на недогруженность силовых трансформаторов, когда потери на холостой ход превышают нагрузочные. В таком случае оптимальным решением является отключение одного из трансформаторов на подстанции [2], если это возможно по критерию обеспечения надежности энергопотребления [3].

При эксплуатации электрических сетей актуальной задачей является снижение потерь активной мощности. Потери активной мощности сети могут возникать из-за перетоков реактивной мощности по ЛЭП [4]. Существует несколько способов их уменьшения и одним из них является отключение одного из элементов сети [2]. Однако в сложной схеме трудно предсказать ожидаемый эффект отключения одной или нескольких линий из-за сложности уравнений, используемых для расчета потерь в сети.

Развитие цифровых устройств и компьютерных технологий позволяет автоматизировать процесс оптимизации сложных электрических сетей. В настоящее время наблюдается явная тенденция к использованию цифровых двойников объектов электроэнергетики для проведения анализов и испытаний конфигурации и режимов работы перед вводом в эксплуатацию новых методов или устройств. Этот метод позволяет оценить вероятные последствия введения новых элементов или режимов работы и сделать вывод о возможности их внедрения.

Объектом исследования является кольцевая сеть 110 кВ «Талашкино – Рославль-330», расположенная в Смоленской области. Она состоит из 9 распределительных понижающих подстанций (ПС). Параметры оборудования в данной статье не приводятся в виду их большого объема.

Отпайки к подстанциям «Карьерная», «Промышленная», «Поселки» и «Пригорье» выполнены проводами АС-120. Подстанции «Поселки» и «Пригорье» не участвуют в процессе оптимизации, поэтому данные об их трансформаторах не представлены.

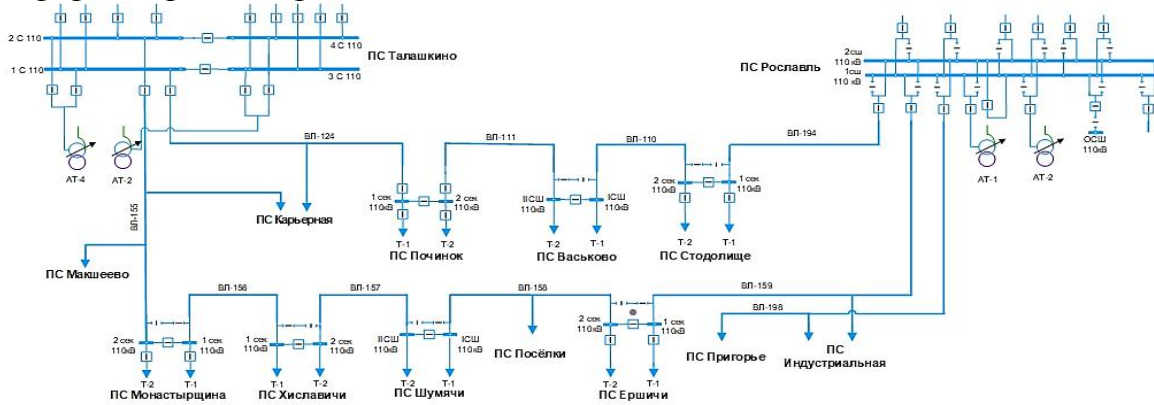


Рис. 1. Структурная схема исследуемой электрической сети.

Для изучения участка электрической сети, показанного на рис. 1, был создан его цифровой двойник в библиотеке Simulink программного пакета Matlab.

В номинальном режиме включены все ЛЭП и трансформаторы, включая секционные выключатели на стороне высокого напряжения подстанций, секционные выключатели на стороне среднего (СН) и низкого (НН) напряжения отключены. Выбор трансформатора, подлежащего отключению на подстанции (если этот режим является оптимальным), осуществляется после оценки работы ЛЭП. Если один из них выключен, смежный трансформатор должен быть включен, чтобы обеспечить электроснабжение всех подключенных к секциям подстанции СН и НН.

Таблица 1. Нагрузка трансформаторов, используемых в модели.

Подстанция	Реальные значения		Модель			
	$P_{нн}$, МВт	$Q_{нн}$, МВар	$P_{нн}$, МВт	ε , %	$Q_{нн}$, МВар	ε , %
Карьерная	5.120	3.690	4.949	3.34	3.765	2.03
Починок	6.110	3.270	6.073	0.61	3.345	2.29
Васьково	1.480	0.930	1.400	5.41	0.988	6.24
Стодолище	0.900	0.580	0.877	2.56	0.633	9.14
Монастырщина	5.740	2.860	5.704	0.63	2.964	3.64
Хиславичи	4.920	2.350	4.893	0.55	2.413	2.68
Шумячи	1.960	1.110	1.887	3.72	1.125	1.35
Ершичи	1.560	0.850	1.513	3.01	0.890	4.71
Индустриальная	4.770	3.120	4.725	0.94	3.191	2.28
Поселки	0.960	0.440	0.970	1.04	0.420	4.55
Пригорье	1.290	0.960	1.310	1.55	0.953	0.73

Максимальная погрешность воспроизведения характеристики внешней мощности не превышает 5%. Результаты работы цифрового двойника используются для расчета потерь активной мощности в сети, в соответствии с которыми оценивается режим работы оборудования.

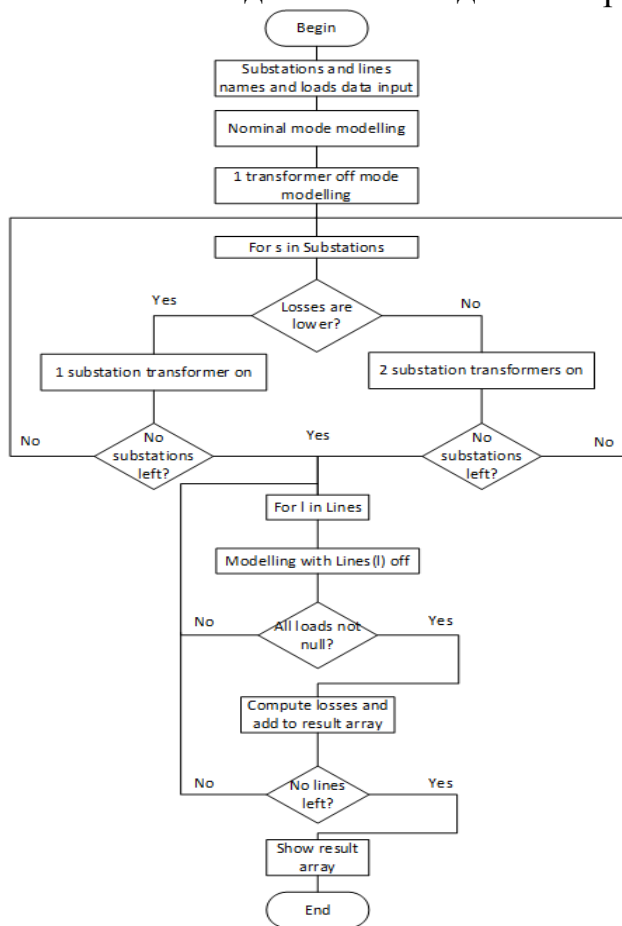
Система рекомендаций по оптимизации конфигурации сети работает по следующему принципу.

Во-первых, контрольное измерение потерь активной мощности выполняется в номинальном режиме. Результаты расчета потерь в трансформаторах и линиях записываются в специальный массив. Затем моделируется модель с одним отключенным трансформатором на каждой подстанции (возможность отключения трансформатора предварительно оценивается при реализации модели). Сравниваются результаты этих двух режимов. Если потери активной мощности на одной или нескольких подстанциях уменьшились, система изменяет номер их трансформаторов в массиве рабочих процессов SS, который отвечает за режим работы всей модели SS. Дальнейшее моделирование будет проведено с оптимальными настройками трансформаторов на подстанциях. Рабочий процесс подстанции для исследуемого объекта с потерями в номинальном режиме и режиме отключения одного трансформатора показан в таблице 2.

Таблица 2. Рабочий процесс подстанций для исследуемых сети

	Подстанции	Номинальные потери, кВт	Потери при отключенном ТР, кВт	Номер отключенного ТР
1	Карьерная	47.31	83.98	2
2	Починок	268.26	506.52	1
3	Васьково	80.15	30.34	2
4	Стодолище	77.08	35.84	1
5	Монастырщина	71.24	102.75	2
6	Хиславичи	38.81	55.10	1
7	Шумячи	77.42	102.02	2
8	Ершичи	19.34	16.43	2
9	Индустриальная	48.50	60.96	2

Результаты показывают, что общие потери активной мощности на подстанциях после оптимизации (728,11 кВт) снизились на 26,7% по сравнению с номинальным режимом (993,94 кВт), что указывает на целесообразность использования данного метода в конкретном случае.



После оптимизации режима работы трансформаторов на подстанциях система моделирует модель с последовательным отключением каждой линии электропередачи. Если некоторые из учтенных в модели нагрузок после отключения одной из линий не под напряжением, такая конфигурация схемы считается невозможной (impossible configuration) и расчет потерь для нее не выполняется. Решение о выборе конкретной конфигурации принимается с использованием ранее скомпилированной матрицы инцидентов сети посредством поиска в глубину [5]. Если невозможно попасть хотя бы в один из узлов нагрузки после отключения одного из элементов системы, конфигурация с отключенной линией не допускается

для расчета потерь. Исследуемая системная матрица инцидентности содержит 25 (включая 6 отпаяк к тупиковым подстанциям) элементов и 71 узел (25x71). В данном случае рассчитанные активные потери в моделируемом оборудовании записываются в массив результатов. Данные о допустимых и неприемлемых конфигурациях, названия отключенных линий и потери активной мощности в «Вт» отображаются в режиме реального времени на экране консоли программного пакета Matlab.

Для изученного распределения нагрузки результат работы программы представлен в таблице 3.

Рис. 3. Алгоритм работы программы.

Таблица 3. Результат работы программы.

	Отключенные ЛЭП	Потери, МВт	Снижение потерь, %
1	ВЛ-111	1.0186	18.5
2	ВЛ-110	1.0202	18.3
3	ВЛ-111, ВЛ-156	1.0502	15.9
4	ВЛ-110, ВЛ-156	1.0617	15.0
5	ВЛ-194	1.0640	14.8

Таким образом, оптимальная конфигурация схемы по критерию минимизации потерь активной мощности достигается при отключении линии

ВЛ-111 и одного трансформатора на подстанциях «Васьково», «Стодолище» и «Ершичи».

Анализ схемы показывает, что исследованные конфигурации электрической сети, указанные в таблице 2, могут быть реализованы на практике после расчета надежности, допустимости и эффективности.

В результате проведенной работы были получены результаты, и сделаны следующие выводы:

Представлена система рекомендаций, основанная на программном пакете Matlab, которая позволяет определить оптимальную конфигурацию сложной электрической сети по критерию минимизации потерь активной мощности. Система предлагает несколько вариантов, которые могут быть приняты к эксплуатации обслуживающим персоналом при текущих нагрузках системы после предварительного расчета надежности. Система рекомендаций позволяет генерировать сигналы, указывающие оптимальные точки отключения элементов сети по критерию минимизации потерь активной мощности, в режиме реального времени без предварительного переключения реального оборудования. Такой подход может быть использован в работе сетевой компании для оптимизации режимов работы электрических сетей во взаимодействии с другими цифровыми системами.

Результат может быть получен в режиме реального времени и во время действий по прогнозированию электрических нагрузок. Это позволяет заранее составить план переключения элементов системы и предварительно оценить наиболее перспективный из предложенных режимов работы.

К недостаткам системы относится усложнение настройки оборудования релейной защиты и автоматики, а также повышение технических требований к вычислительному оборудованию, которое вычисляет режим в режиме реального времени.

Цифровой двойник реальной кольцевой сети был разработан в среде Matlab с точностью до 95%. Полученная модель используется для расчета потерь активной мощности в виде цифровой копии при различных режимах работы коммутационного оборудования.

Ожидаемый эффект от эксплуатации системы заключается в снижении потерь активной мощности в электросети до 20% в зависимости от распределения нагрузки и конфигурации схемы.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для колледжей. – 3д-издание. – М.: Энергоатомиздат, 1987
2. Шелеско У.С., Электрические потери. Реактивная мощность. Качество электрооборудования, ENAS, Москва (2009), 456 страниц
3. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств является электромагнитной. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. 2013 (Москва). Стандартинформ
4. Идельчик В.И., Электрические системы и сети, 1-е изд., Энергоатомиздат, Москва (1989), 592 страницы.
5. Харари Ф. Теория графов. - Издательство "Мир", 1973.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ЦИФРОВОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Основное оборудование энергосистемы взаимосвязано единым процессом выработки, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Блок генератор - трансформатор, отключение или аварийная ситуация в котором приводит к значительным ущербам. Чтобы минимизировать возможность этих ситуаций необходима правильная и быстрая работа релейной защиты. Основной защитой для блока генератор – трансформатор является дифференциальная защита с торможением [1].

Главным преимуществом этой защиты является то, что она обеспечивает быстрое отключение при замыканиях как в трансформаторе, так и на его выводах, а также на выводах генератора.

Дифференциальная защита подразделяется на следующие виды:

- защиту генератора;
- защиту трансформатора блока;
- защиту блока генератор-трансформатор;
- защиту трансформатора собственных нужд;

Эффективность устройств релейной защиты должна обеспечивать надёжную и устойчивую работу энергосистемы, исключая или уменьшая ущерб в случае возникновения аварийной ситуации.

Развитие энергосистемы требует установку новых устройств релейной защиты и автоматики (РЗА).

Одним из недостатков устройств ДЗ является снижение их чувствительности к внутренним повреждениям с малым значением тока.

Эта защита далека совершенства и не всегда способна правильно срабатывать при всём многообразии режимов работы блока.

Для изучения модели дифференциальной защиты в данной работе был использован программный комплекс SimInTech. Для построения виртуальной модели использовались блоки, находящиеся в библиотеке SimInTech.

Для проверки модели дифференциальной защиты в работе была составлена и верифицирована модель блока генератор – трансформатор на КЭС, представленной на рис. 1

Для реализации функции продольной ДЗТ используются следующие токи (при трёх группах ТТ) [2]:

I_1 – ток на нулевых выводах генератора;

I_2 – ток на стороне ВН ТБ;

I_3 – ток на стороне ВН ТСН;

I_{Δ} – дифференциальный ток, $I_{\Delta} = |I'_1 - I'_2|$, где I'_1 – наибольший из трех токов I_1 , I_2 и I_3 , $I'_2 = I_1 + I_2 + I_3 - I'_1$;

I_T – тормозной ток, $\sqrt{I'_1 * I'_2 \cos \alpha}$, для $0 < \cos \alpha$ (внешнее КЗ); $I_T = 0$ для $\cos \alpha < 0$ (внутреннее КЗ), где α – угол между векторами I_1 и $(-I_2)$.

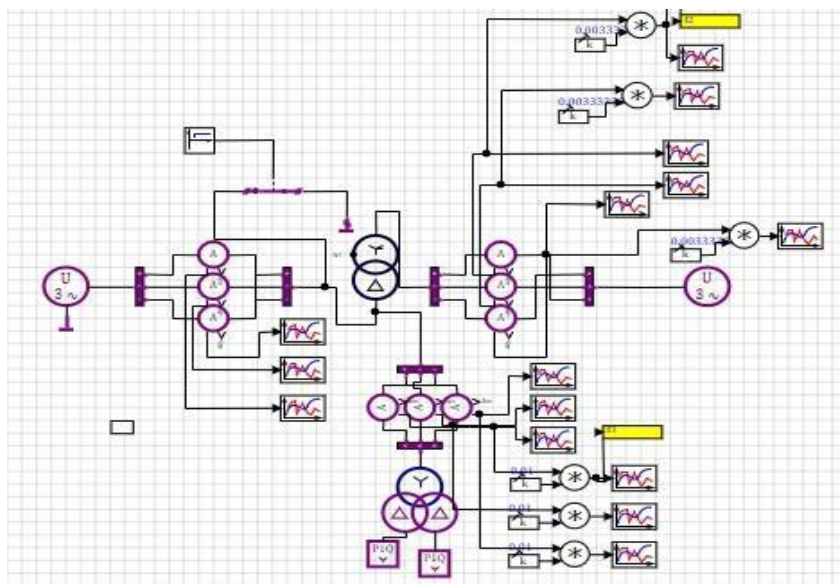


Рис.1. Модель блока КЭС в SimInTech

Имея входные параметры (токи I_1 , I_2 и I_3) определяем из них больший, при этом получаем значение $I'1$. Затем эти три тока складываются и вычитается, полученный ранее ток $I'1$, и, соответственно, получаем ток $I'2$. Имея эти 2 тока получается дифференциальный ток $I\Delta$ – модульная разность токов $I'1$ и $I'2$.

Тормозной ток I_t получается как квадратный корень из произведения токов $I'1$ и $I'2$ и на угол между векторами токов.

На рисунке 2 представлена логическая схема получения токов I_1 , I_2 и I_3 , а также дифференциального тока и тока торможения.

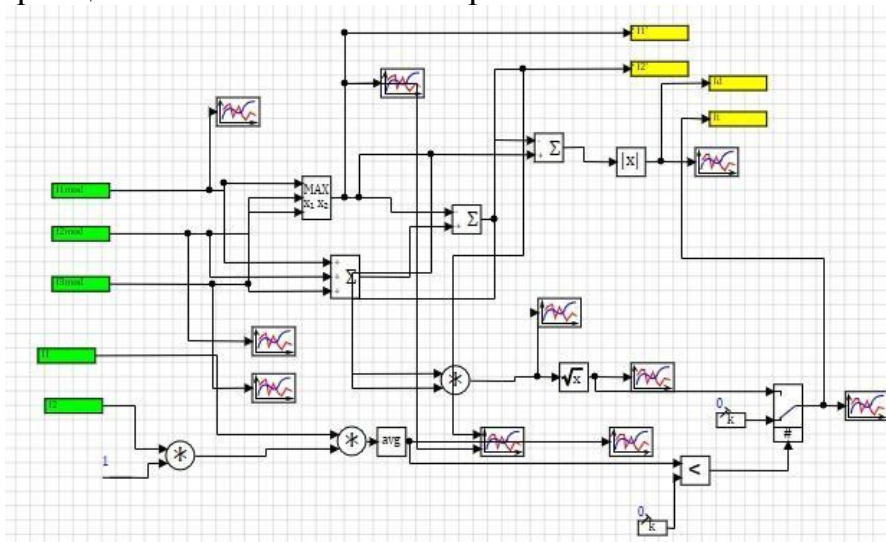


Рис.2. Логическая схема для получения токов I_1 , I_2 и I_3

Логическая часть дифференциальной защиты представляет из себя дифференциальную токовую отсечку (ДТО) и чувствительную дифференциальную токовую защиту. В данной статье рассмотрена дифференциальная токовая отсечка (ДТО).

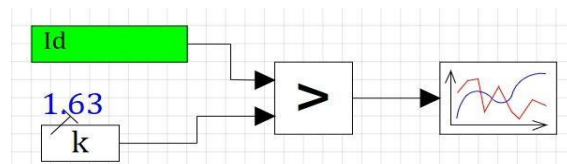


Рис.3. Логическая схема ДТО

Принцип работы ДТО заключается в сравнении дифференциального тока I_{Δ} и тока срабатывания отсечки $I_{\text{ср.отс}}$, который равен 1,63 о.е., если I_{Δ} больше, то идёт сигнал на отключение.

Для проверки ДТО была смоделирована аварийная ситуация – КЗ на выводах генератора. Время, в которое происходит КЗ – 5 секунд, а общее время расчёта - 10 секунд.

Результаты проверки:

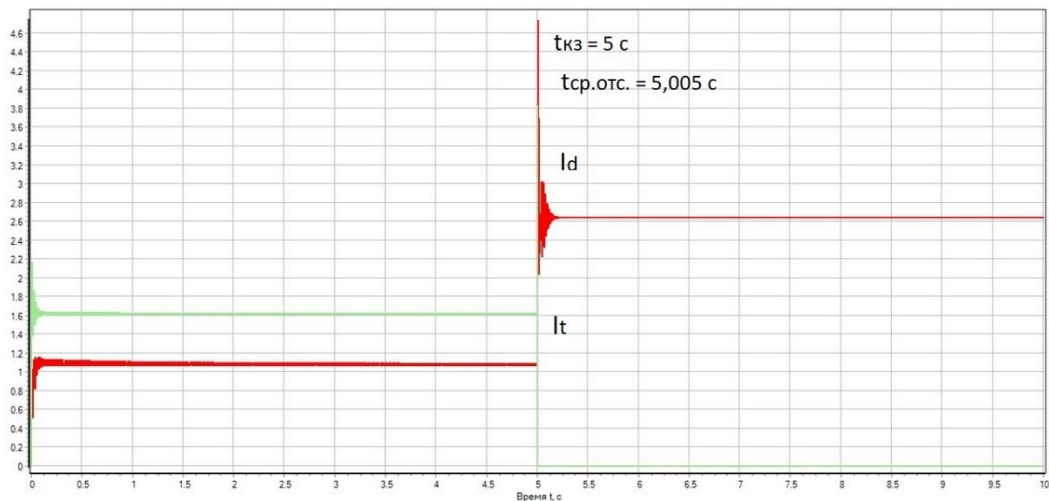


Рис.4. Графики дифференциального и тормозного токов

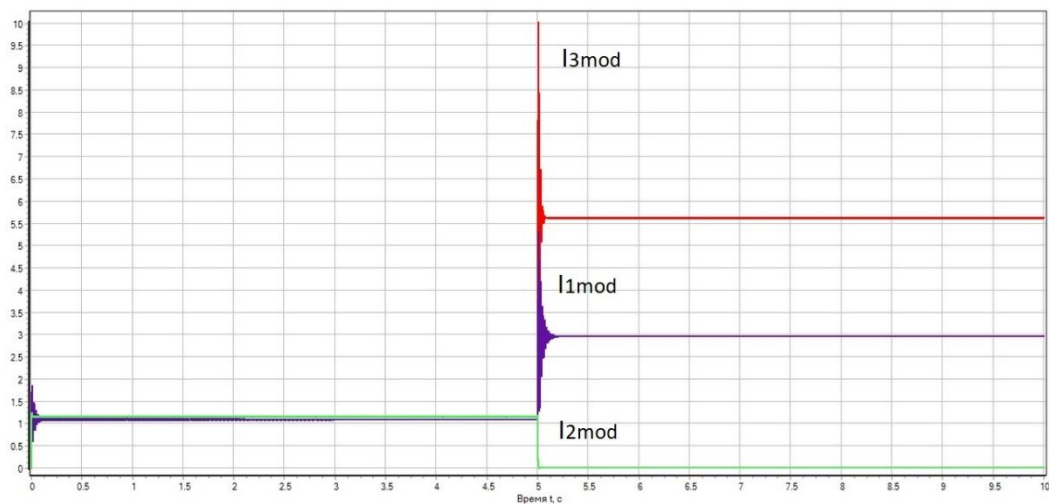


Рис.5. Графики модулей токов I1, I2 и I3

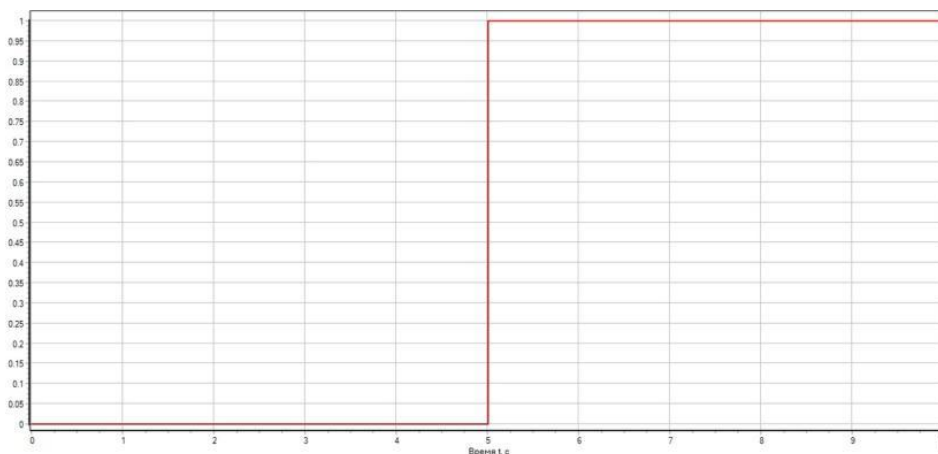


Рис.6. График срабатывания ДТО

По итогам исследования можно сделать вывод, что полученная модель работает в соответствии с теоретическими положениями и может быть принята для расчёта и исследования работы ДТО для блока генератор – трансформатор.

Литература

1. Короткие замыкания и несимметричные режимы электроустановок: учебное пособие для студентов вузов / И.П.Крючков, В.А.Старшинов, Ю.П.Гусев, М.В.Пираторов; под ред. И.П.Крючкова. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.
2. Проектирование микропроцессорных защит элементов электрических сетей напряжением 110–220 кВ : учебно-методическое пособие / В.П. Федотов, С.С. Старосельников, Л.А. Федотова. — 2-е изд., перераб. и доп.— Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2018.— 268 с.

*В.И. Шанкеев, студ.; А.А. Зингалева, студ.; рук. Л.И. Долецкая, к.т.н., доцент.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ДОПУСТИМЫЙ ВКЛАД ПОТРЕБИТЕЛЯ В ИСКАЖЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Обеспечение требуемого качества электроэнергии является одной из главных задач по поддержанию надежности работы системы электроснабжения, поэтому необходима оценка и диагностика качества электроэнергии и при проектировании, и в условиях эксплуатации, т.к. на него влияет вся электроэнергетическая структура от энергоснабжающих организаций (поставщики, генерирующие компании, сетевые компании и т.п.), до потребителей (принимающие компании, предприятия, электроустановки).

В настоящее время существуют ГОСТы, которые устанавливают нормативные требования к качеству электроэнергии, которые в обязательном порядке указываются в договоре энергоснабжения. ГОСТ 32144-2013 определяет и нормирует показатели качества электроэнергии, которые в последующем оговариваются в технических условиях на присоединение потребителя и договоре энергоснабжения. К ним относятся [2]:

- отклонение частоты;
- медленные (установившимся) отклонения напряжения;

- доза фликера;
- длительность провала напряжения;
- суммарный коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности

(для потребителей, присоединенных к четырехпроводным электрическим сетям напряжением 380 В).

При присоединении потребителя к электрической сети данные параметры являются отличительными характеристиками электрической сети и формируют условия для подключения электроприемников (ЭП) и электрооборудования. Они непрерывно изменяются в определенных пределах в течение всего времени эксплуатации. Диапазон данных изменений может быть значительно больше предельных границ параметров режима, на которые рассчитаны электроприемники. В свою очередь электрооборудование потребителя также вносит свой вклад в искажение и ухудшение показателей качества электроэнергии. Поэтому основной задачей при формировании технических условий является поиск оптимального решения задачи совместимости уже существующей системы и группы новых потребителей (электроустановки, предприятия), на основе имеющихся технических условий.

Т.к. электроприемники при присоединении к электрической сети способны исказить и ухудшать качество электроэнергии, целесообразно говорить об определенном уровне вклада потребителя в ухудшение показателей качества электроэнергии. Данный вклад в точке присоединения или контролируемой точке по каждому присоединению зависит от мощности и удаленности источников искажения, структуры сети и наличия компенсирующих устройств. Общий вклад в ухудшение показателей качества электроэнергии определяется суммой влияний всех источников искажения от всех присоединений. Этим показатели качества электроэнергии будут в пределах нормативных требований при условии, что вклад каждой подсистемы в этой точке не превысит допустимого установленного значения.

Существует два типа вкладов (или влияний) источников искажения на показатели качества электроэнергии: допустимый и ожидаемый.

Допустимый вклад (ДВ) — это доля нормируемого по ГОСТ 32144—2013 значения показателя качества электроэнергии, которую потребитель может внести в конкретной точке присоединения. Стоит отметить, что если энергоснабжающая организация не оговаривает допустимый вклад в технических условиях и договоре энергоснабжения, то она берет на себя полную ответственность по обеспечению нормативных показателей в точке присоединения.

Ожидаемый вклад (ОВ) потребителя может быть оценен на этапе проектирования системы электроснабжения и формирования технических условий присоединения. Ожидаемый вклад – это теоретическая оценка влияния вновь присоединяемого потребителя на качество электроэнергии. В качестве

исходных данных для расчета могут быть использованы паспортные данные электроприемников. При уровне ожидаемого вклада больше допустимого необходимо предусмотреть меры по снижению отрицательного влияния на показатели качества электроэнергии в точке общего присоединения.

Потребитель, на основании соотношения ожидаемого и допустимого вкладов, делает вывод о необходимости применения специальных мероприятий:

- если $ОВ > ДВ$, нужны специальные мероприятия;
- если $ОВ < ДВ$, специальные мероприятия не нужны.

Можно выделить несколько технико-экономических групп мероприятий, направленных на выявление причин увеличения или способов уменьшения вклада потребителя в искажения качества электроэнергии [1]:

- выявление причин ухудшения качества электроэнергии, т.е. оборудования и электроприемники потребителей, влияние которых в точке общего присоединения приводит к ухудшению КЭ;

- регулирование режима работы сети энергоснабжающей организации потребителя для поддержания нормативных показателей качества электроэнергии;

- пересмотр и регулирование договорных соглашений между энергоснабжающей организацией и потребителем в части влияния на качества электроэнергии в точке присоединения;

Определение допустимого вклада потребителя в искажение показателей качества электроэнергии в соответствии проводится по следующему алгоритму.

1. Определяется доля нормированного значения ПКЭ по следующему соотношению:

$$d_{пкэ} = \frac{1}{1 + \frac{S_{к.н}}{S_{к.в}}} = \frac{1}{1 + \frac{100}{2500}} = \frac{1}{1,04} = 0,96, (1)$$

где $S_{к.н}, S_{к.в}$ – соответственно мощности коротких замыканий на шинах ВН и НН в точке контроля.

2. Рассчитывается отношение мощности потребителя (разрешенной мощности) к пропускной способности сети в точке передачи:

$$d_{п} = \frac{S_{п}}{S_{прсети}} = \frac{2500}{16000} = 0,156, (2)$$

где $S_{п}, S_{прсети}$ – соответственно мощность потребителя и пропускная способность сети в рассматриваемой точке подключения.

3. Пропускная способность сети зависит от положения точки подключения, в которой определяется допустимый вклад, в схеме электрической сети. Например, для точки подключения на выводах НН силового трансформатора на тупиковой подстанции пропускная способность равна полной номинальной мощности установленного трансформатора.

4. Проводится оценка допустимого вклада потребителя по следующему соотношению:

$$ДВ = П_{н}(d_{п} \cdot d_{пкэ})^{1/\alpha}, (3)$$

где P_n – значение ПКЭ для точки присоединения по нормируемым требованиям;

d_n – отношение мощности потребителя (разрешенной мощности) к пропускной способности сети в точке передачи;

$d_{пкэ}$ – доля нормированного значения ПКЭ, рассматриваемая как суммарный вклад потребителей, присоединенных к точке передачи;

α – справочный коэффициент, определяющий порядок суммирования векторов напряжения, характеризующих значение ПКЭ.

В соответствии с изложенным алгоритмом проведена оценка допустимого вклада потребителя по коэффициенту 5-й гармонической составляющей напряжения ($K_{U(5)}$) и суммарному коэффициенту искажения кривой напряжения (K_U) в точке присоединения на шинах 10 кВ тупиковой подстанции с установленным трансформатором мощностью $S_{тр-ра} = 16\text{МВА}$. Мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ равна $S_{к.з} = 100\text{МВА}$, на шинах 110 кВ – $S_{к.з} = 2500\text{МВА}$. Заявленная мощность потребителя $S_{п} = 2500\text{кВА}$, в состав нагрузки входят 6-ти импульсные преобразователи.

Нормативные требования к показателям представлены в таблице 1.

Таблица 3. Нормативные требования к показателям качества электроэнергии по коэффициенту 5-й гармонической составляющей напряжения и суммарному коэффициенту искажения.

ПКЭ	Нормально допустимое, %	Предельно допустимое, %
$K_{U(5)}$	4	6
K_U	5	8

Результаты расчетов допустимого вклада потребителя в искажение показателей качества напряжения представлены в таблице 2.

Таблица 2. Допустимый вклад потребителя в точке присоединения.

ПКЭ	Допустимый вклад (нормальный), %	Допустимый вклад (предельный), %
$K_{U(5)}$	0,6	0,9
K_U	1,16	1,856

Из данных табл. 2 следует, что допустимый вклад потребителя на шинах 10 кВ не превышает нормируемых значений по ГОСТ 32144-2013.

Изложенную методику можно применять для оценки допустимого вклада и по другим показателям качества электроэнергии, а также при различных электрических схемах сетей и видах потребителей.

Список литературы

1. И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др. под ред. Ю.В. Шарова. Управление качеством электроэнергии: учебное пособие, У 677 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017, — 347 с.
2. ГОСТ 32144—2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Изд-во стандартов, 2013.

СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ – ОДНА ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЦИФРОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

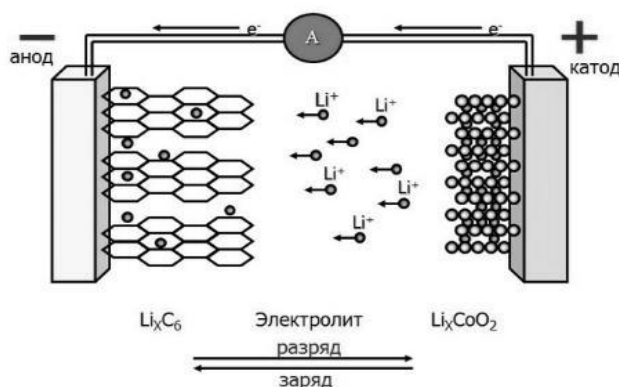
Главной особенностью электроэнергетики от прочих промышленных отраслей является невозможность хранения электроэнергии в промышленных масштабах. В каждый отдельно взятый момент времени в этой отрасли должно быть произведено столько электроэнергии, сколько необходимо для потребителей. Для того, чтобы обеспечить возможность компенсации пиковых нагрузок, необходимы или дорогостоящие резервные генерирующие мощности, или сложные территориально распределенные энергосистемы, поэтому данные системы накопления электроэнергии являются одними из актуальных перспектив развития технологий в современном мире.

Системы накопления электроэнергии (СНЭ) – это новый, быстро развивающийся тип высокотехнологичных и инновационных устройств, дающий новые возможности для развития электроэнергетики. Благодаря им запасаемость и портативность электроэнергии становится возможной, тем самым снимая острую необходимость соблюдать одновременность процессов генерации электроэнергии и ее потребления.

СНЭ – это устройство, которое состоит из литий-ионные аккумуляторные батареи, инвертора (устройства сопряжения с сетью) и систему управления. СНЭ является полноценным элементом цифровой электрической сети, который вводится в систему управления электрической сетью.

Литий-ионная аккумуляторная батарея осуществляет свою работу по следующему принципу.

Переносчиком заряда в литий-ионном аккумуляторе выступает положительно заряженный ион лития, который имеет способность проникать в кристаллическую решетку других материалов, в данном случае графита. И тем самым при разрядке от атомов лития отсоединяются электроны, образующие положительные ионы.



При прохождении ионов через электролит, они оседают на положительном электроде. При полном оседании лития в виде ионов на катоде, аккумулятор

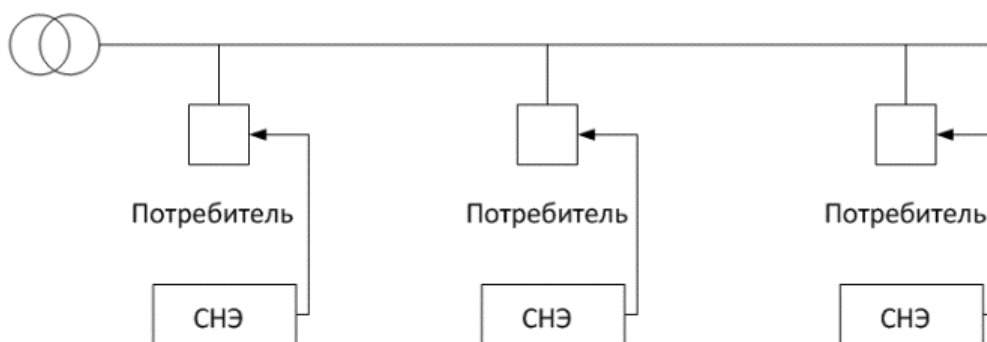
становится разряженным. Процесс зарядки происходит в обратном направлении — электроны двигаются от катода к аноду, при этом ионы лития оседают на аноде, где происходит их насыщение электронами, и они превращаются в нейтральные атомы. Ионы помещаются между листами графита, входящих в состав анода.

СНЭ в ЭЭС нужны при производстве электроэнергии для выравнивания графиков нагрузки, для вращающего резерва генераторов, для резервирования возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ). К ним относятся гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), водородные топливные элементы, литий-ионные аккумуляторные батареи, маховиковые накопители. Для магистральных электрических сетей 110 кВ и выше СНЭ нужны для управления потоками мощности и регулирования напряжения. В таких сетях нужны БСК, СТАТКОМ, суперконденсаторы.

В распределительных электрических сетях 110 кВ и ниже – для сглаживания графиков нагрузки, управления качеством электроэнергии и повышения надежности. В качестве СНЭ могут быть использованы литий-ионные аккумуляторные батареи.

Для потребителей электроэнергии СНЭ нужны как резервные источники электроснабжения и это тоже литий-ионные аккумуляторные батареи.

Рассмотрим применение СНЭ в распределительных электрических сетях: СНЭ способны обеспечить 1 и 2 категории надежности электроснабжения для потребителей 0,4 кВ, вместо сетевого строительства резервного источника питания. СНЭ применяется в месте присоединения абонента на границе балансовой принадлежности.

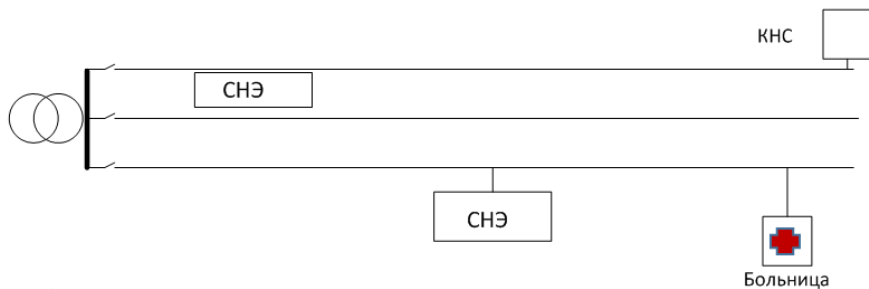


Критерии выбора объектов:

- Технологическое присоединение потребителей II категории надежности на уровне напряжения СН2, НН;
- Высокая стоимость сетевого строительства для организации питания потребителей;
- Низкая мощность присоединяемого промобъекта потребителя;
- Стабильный график нагрузки питания (неимение суточных, а также сезонных пиков).

Также есть возможность резервирование СНЭ фидеров 0,4 кВ, в том числе с социально значимыми потребителями (больница, школа, котельная и др.), при

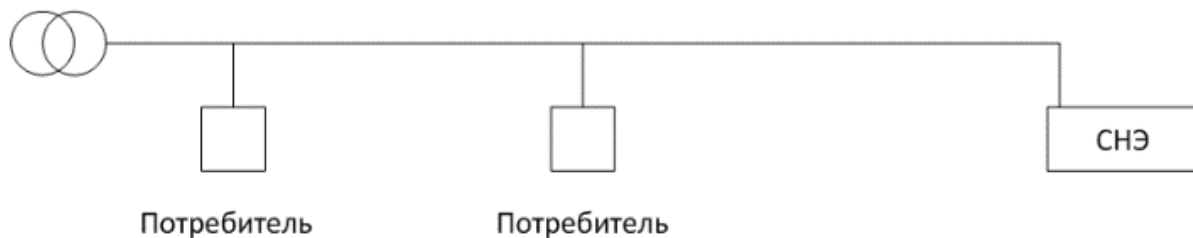
потере питания со стороны 6-10 кВ для наиболее эффективной организации аварийно-восстановительных работ. СНЭ применяется в КТП 6-10/0,4 кВ или РУ-0,4 кВ для временного питания присоединения 0,4 кВ.



Критерии выбора объектов:

- Необходимость повышения надежности энергоснабжения социально значимого объекта (наличие отрицательной статистики по аварийности, значительного количества жалоб на отключения).
- Высокая стоимость строительства для обеспечения достаточной надёжности энергоснабжения.
- Невысокая мощность присоединения электроприемников социально-значимых объектов.

СНЭ можно применять в режиме пиковых нагрузок на протяженных фидерах 0,4 кВ для поддержания качества электроэнергии и снижения потерь.



Критерии выбора объектов:

- Большое количество обращений потребителей по поводу качества электроэнергии в конце ВЛ-0,4 кВ и/или данные замеров или расчетные данные о потерях напряжения в конце ВЛ-0,4кВ.
- Преимущественно ВЛ-0,4 кВ большой протяженности с сечением провода, рассчитанным на большую нагрузку, чем фактическая нагрузка ВЛ.
- Потери напряжения в часы пиковых нагрузок превышают значение, нормируемое ГОСТ 32144-2013, на трех фазах.
- Организационные мероприятия (выравнивание нагрузок фаз) выполнены.

Один из вариантов применения СНЭ – на ПС 35-110 кВ для покрытия пиковых нагрузок в случае отключения одного из трансформаторов для перегружаемых подстанций в режиме n-1. Включается на шины 10 кВ ПС 35-110 кВ

Критерии выбора объектов:

- Фактическая кратковременная перегрузка трансформаторов на подстанции 35-110 кВ в режиме n-1 выше допустимой длительной перегрузки в часы максимальных нагрузок.
- Перспективная (заключен договор/принята заявка на технологическое присоединение) кратковременная перегрузка трансформаторов на подстанции 35-110 кВ в режиме n-1 выше допустимой длительной перегрузки в часы максимальных нагрузок.

Существует возможность применение СНЭ входящих в состав комплексных систем обеспечения электроснабжения, в том числе автономного, совместно с источниками местной генерации, на напряжении 0,4 кВ для питания удаленных потребителей в случае развития «малой/распределенной» генерации.

Критерии выбора объектов:

- Прием на баланс бесхозяйных сетей, питающих удаленных потребителей 0,4 кВ малой мощности.
- Технологическое присоединение удаленных потребителей 0,4 кВ малой мощности.
- Высокая стоимость реконструкции (нового строительства) электрических сетей.

Одним из перспективных направлений можно с уверенностью признать создание и широкое использование сверхпроводящих индуктивных накопителей электроэнергии (СПИНЭ). Сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии являются новым перспективным источником пиковой мощности и им уделяется особое внимание, они открывают новые возможности для развития электроэнергетики.

СПИНЭ можно определить, как один из уникальных технических использований явления сверхпроводимости. СПИНЭ – это соленоиды, специально разработанные для накопления и выдачи токов по необходимости. Плотность энергии, запасенной в магнитном поле накопителя, на два раза больше, чем в емкостном накопителе, ярким примером которого выступает конденсаторная батарея, а отдаваемые импульсные мощности могут достигать величин в десятки миллионов киловатт.

В конструкции можно выделить три главных узла: магнитная система, криогенная система и система связи с внешней сетью (преобразователь – инвертор). Ключевым преимуществом индуктивного накопителя можно считать его быстродействие, достигающее нескольких миллисекунд, что позволяет оперативно реагировать на внезапные аварии в энергосистеме. Время выдачи энергии из сверхпроводящего накопителя зависит от конструкции и запасенной в нем энергии и составляет от тысячных долей секунды до нескольких часов. Системы накопления электроэнергии - одна из важнейших и перспективных технологий в электроэнергетике, которая позволит:

1. Создать энергетический резерв без избыточной работы генерирующих мощностей, что обеспечит спокойные прохождения ночного минимума и дневного максимума нагрузки.
2. Повысить надёжность электроснабжения.
3. Обеспечить резервное питание потребителей на случай аварийных отключений.
4. Накопить электроэнергию от источников распределённой генерации.

Литература:

1. Козлов С.В., Киндяшов А.Н., Соломин Е.В. Анализ эффективности систем накопления энергии // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2015. № 2. С.29-34. DOI: 10.15518/isjaee.2015.02.004
2. Батырь А. Накопитель энергии. Направления для научно-технических исследований: откуда ждать прорыв? // Энерговектор. 2013. № 9. С. 10. URL: <http://www.energovector.com/files/ev09-2013.pdf>
3. Россети. Цифровая трансформация 2030. Основные положения и параметры // [Электронный ресурс] URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Россети:_Цифровая_трансформация_2030_Основные_положения_и_параметры (дата обращения 05.03.2023)
4. Княгинина, В.Н. Цифровой переход в энергетике России: Экспертно-аналитический доклад / В. Н. Княгинина, Д. В. Холкина // ЦСР. – 2017. [Электронный ресурс] URL: <https://www.eprussia.ru/upload/iblock/ff0/ff070c0f5ee137a500156b5193b43607.pdf> (дата обращения 14.03.2023)

СЕКЦИЯ 2 ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

К.П. Азарченко, студ.; Е.Г. Новикова, студ.; рук. И.А. Кабанова, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)

РАСЧЁТ ЭКСЕРГИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

Эксергетический метод является эффективным способом анализа и оптимизации теплотехнологических систем, который позволяет оценивать степень совершенства процессов передачи и преобразования теплоты и энергии. Эксергетический анализ учитывает реальные условия протекания процессов, характеризует эффективность процессов и позволяет привести стоимость всех видов энергии и материалов к единой энергетической шкале, которая, в отличие от экономической, не зависит от текущей конъюнктуры рынка. Также эксергетический анализ позволяет по эксергии входных и выходных потоков оценивать эффективность процессов внутри установки [1].

Рассмотрим применение эксергетического метода при анализе эффективности работы котельного агрегата. Использование классического метода расчёта термодинамического КПД показывает хорошие результаты, тогда как эксергетические расчёты существенно отличаются из-за необратимых потерь эксергии.

Согласно данным расчёта показателей эффективности работы котлоагрегата ДКВР-10-13 с параметрами: расчётная паропроизводительность $D=2,78$ кг/с, абсолютное давление пара $P=1,37$ МПа, пар перегретый 250 °С, температура питательной воды $t_{п.в.} = 100$ °С при сжигании различных марок угля авторами [2] были построены следующие диаграммы (рисунок 1).

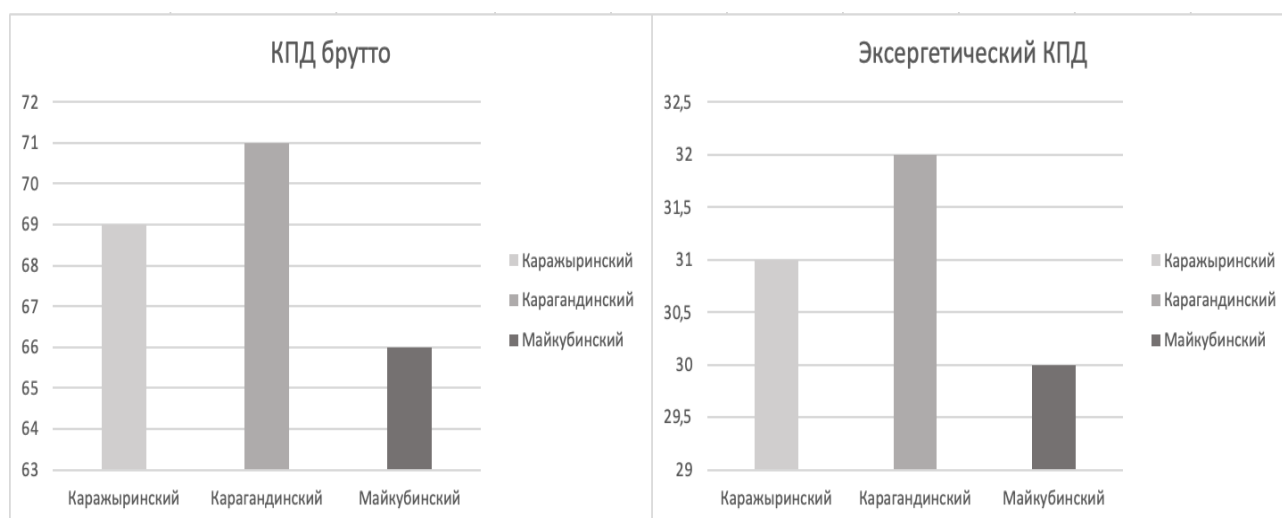


Рисунок 1 – Диаграммы зависимости КПД

Эксергетический КПД котла $\eta_{к.а.}^{ex}$, %, при этом находится по формуле:

$$\eta_{к.а.}^{ex} = \eta_{к.а.} \cdot \frac{Q_H^p}{ex_m} \cdot \left(1 - \frac{T_B}{T}\right) \quad (1)$$

где $\eta_{к.а.}$ – КПД брутто котла, %; Q_H^P – низшая теплота сгорания, кДж/кг; ex_m – эксергия топлива, ккал/кг; T_B – температура окружающего воздуха, °С; T – температура горения, °С.

На основании полученных данных можно сделать вывод, что КПД брутто котла выше эксергетического КПД, поскольку при эксергетическом анализе элементов котла следует учитывать дополнительные потери эксергии из-за необратимых процессов горения топлива и теплообмена.

Таким образом, одним из основных вопросов при эксергетической оценке эффективности работы котельного оборудования является определение эксергии топлива.

Большую часть эксергии топлива составляет его химическая эксергия, поскольку в реальном процессе топливо имеет значения сходные с параметрами окружающей среды. Ученые разных стран занимались определением химической эксергии, опираясь на свои исследования, они предложили ряд способов для её расчёта.

Выполним расчёт по определению химической эксергии для твёрдого топлива по приведённой ниже методике [3].

Для определения химической эксергии твёрдого топлива используется взаимосвязь:

$$\alpha = \frac{e_x}{Q_B^P} = 1,0437 + 0,1896 \cdot \frac{H^P}{C^P} + 0,0617 \cdot \frac{O^P}{C^P} + 0,0428 \cdot \frac{N^P}{C^P} \quad (2)$$

где $H^P/C^P, O^P/C^P, N^P/C^P$ - отношения массовых долей водорода, кислорода и азота к доле углерода; Q_B^P – высшая теплота сгорания, кДж/кг, определяется по формуле:

$$Q_B^P = 339C^P + 1256H^P - 109(O^P - S^P) \quad (3)$$

Если в составе топлива имеется сера, то необходимо ввести поправку. Для серы за точку отсчёта был взят гипс $CaSO_4 \cdot 2H_2O$. Для серы эксергия $(e_r)_S$ значительно отличается от её теплоты горения q_S , поэтому её химическая эксергия учитывается в виде поправки Δs :

$$\Delta s = (e_r)_S - q_S = \frac{608,27 - 296,90}{0,032066} = 9710 \text{ кДж/кг}$$

Таким образом получаем полную формулу для расчёта химической эксергии топлива:

$$e_x = Q_B^P \cdot \alpha + 97,1 \cdot S^P \quad (4)$$

В большинстве случаев для углей известна низшая теплота сгорания, которая не учитывает теплоту парообразования r , поэтому высшая теплота сгорания находится по формуле:

$$Q_B^P = Q_H^P + 0,01rW = Q_H^P + 24,1W^P \quad (5)$$

где r – теплота парообразования, кДж/кг; Q_H^P - низшая теплота сгорания, кДж/кг, определяется по формуле:

$$Q_H^P = 339C^P + 1030H^P - 109(O^P - S^P) - 25,1W^P \quad (6)$$

Проведём исследование каменного угля. Для него задан состав следующих химических элементов на рабочую массу: углерод $C^P = 42,3\%$, водород

$H^P = 4\%$, кислород $O^P = 13,3\%$, азот $N^P = 0,5\%$, сера $S^P = 1,2\%$,
 влагосодержание $W^P = 33\%$, зольность $A^P = 5,7\%$.

По приведённой выше методике определим химическую эксергию каменного угля.

$$Q_H^P = 339 \cdot 42,3 + 1030 \cdot 4 - 109(13,3 - 1,2) - 25,1 \cdot 33 = 16312,5 \text{ кДж/кг}$$

$$e_x = (16312,5 + 24,1 \cdot 33) \cdot (1,0437 + 0,1896 \cdot 4/42,3 + 0,0617 \cdot 13,3/42,3 + 0,0428 \cdot 0,5/42,3) + 97,1 \cdot 1,2 = 18619,2 \text{ кДж/кг}$$

Отношение эксергии к теплотворной способности каменного угля:

$$\frac{e_x}{Q_H^P} = \frac{18619,2}{16312,5} = 1,141$$

Проведём анализ влияния влажности топлива заданного состава. Результаты расчёта представлены в таблице 1, зависимость между эксергией и теплотворной способностью от влажности изображена на рисунке 2.

Таблица 1 – Результаты расчёта при изменении влажности топлива

Величина	Содержание влаги, %		
	33	35	40
Теплота сгорания Q_H^P , кДж/кг	16312,5	15750,6	14346,0
Химическая эксергия e_x , кДж/кг	18619,2	18060,2	16662,6
Отношение химической эксергии к теплоте сгорания e_x/Q_H^P	1,141	1,147	1,161

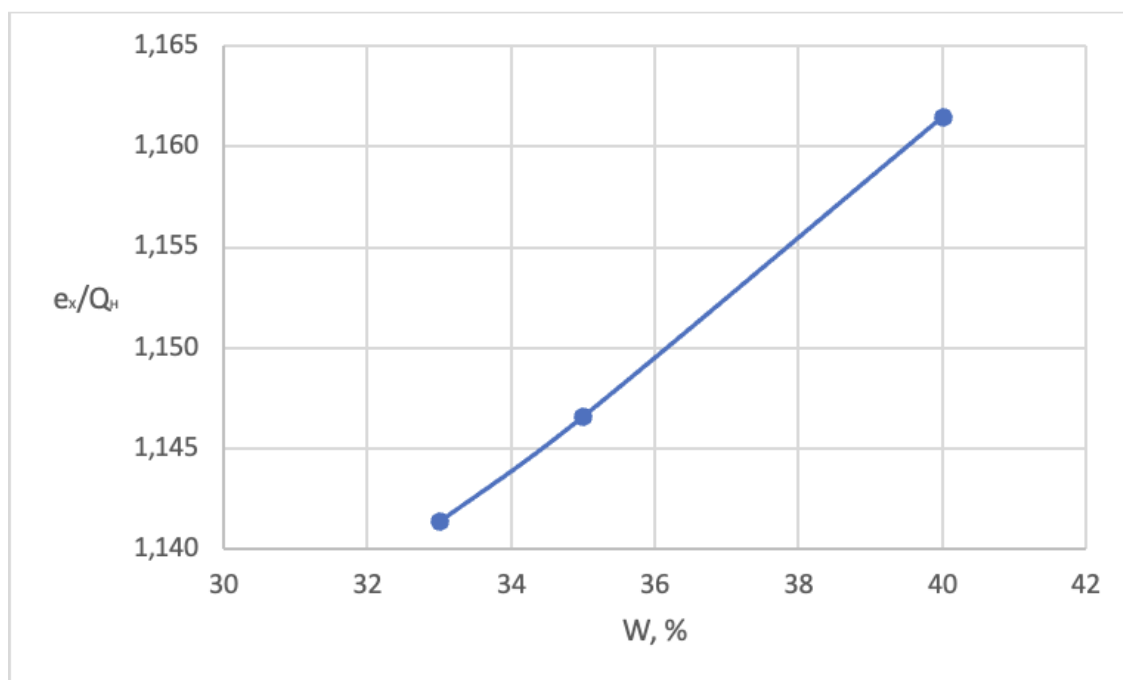


Рисунок 2 – График зависимости между эксергией и теплотворной способностью от влажности

Анализ выполненных расчётов показывает, что разница между эксергией и теплотворной способностью топлива незначительна, но все же она увеличивается с увеличением влагосодержания топлива (рисунок 2). И этот

фактор, несомненно, нужно учитывать при выполнении качественного эксергетического анализа работы котельных агрегатов и в целом энергетических систем. Детальное определение всех составляющих эксергетического баланса установки позволит решать задачи оптимизации работы оборудования и тем самым приведёт к снижению затрат первичного топлива.

Литература

1. Термодинамический и эксергетический анализ теплотехнологических систем: Учеб. пособие / П.А. Трубаев, П.В. Беседин, Е.А. Зайцев. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2009. – 104 с.
2. Мусатаев Е.К., Жумажан С.К., Степанова О.А. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА НА ОСНОВЕ ЭКСЕРГЕТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА // Международный студенческий научный вестник. – 2016. – № 3-1. ; URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=14703> (дата обращения: 15.03.2023).
3. Сажин Б.С., Булеков А.П., Сажин В.Б. Эксергетический анализ работы промышленных установок. - М., 2000. - 297 с.

*А.В. Бажанов, студ.; Рук. В.А. Галковский, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

Анализ работы вертикальных систем отопления жилых зданий

Основной целью использования систем отопления является поддержание установленной температуры воздуха в здании. Это необходимо для сокращения теплотерь инженерных систем в зданиях и сооружениях, так как большой процент топлива используется на теплоснабжение зданий. Отопительные установки необходимы для работы систем отопления.

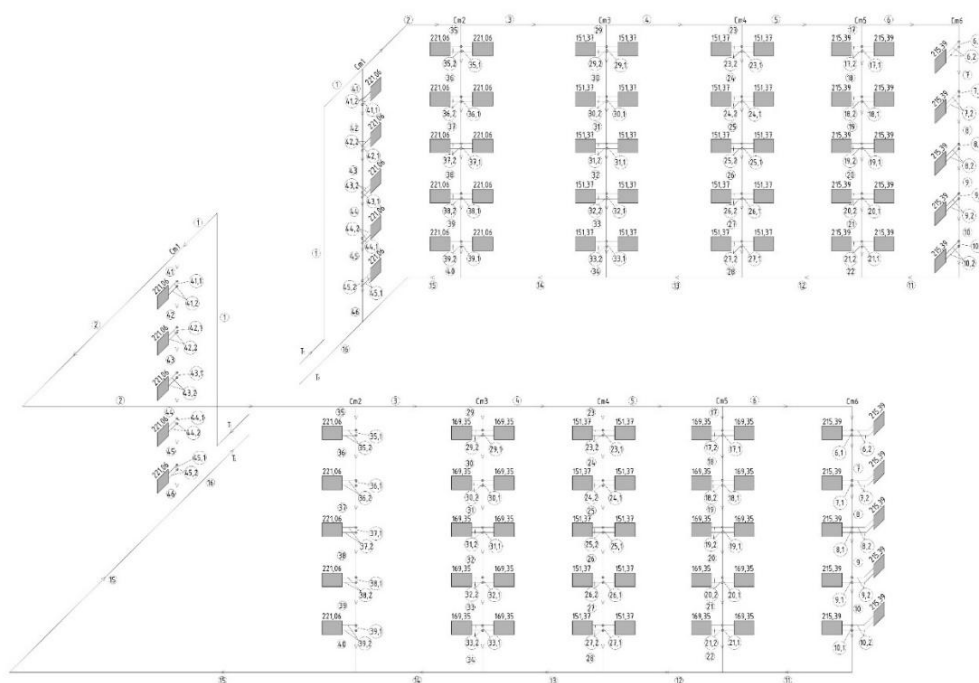


Рисунок 1 – Аксонометрическая схема вертикальной однотрубной системы отопления

При правильно настройке системы отопления, температура подачи в помещениях должна увеличиваться при снижении температуры наружного воздуха и усилении скорости ветра, а при увеличении среднесуточной

температуры в городе – уменьшаться. Отопительная система постоянно регулируется с определенной периодичностью в течение года и характеризуется изменением количества используемой мощности, которая зависит от метеорологических условий.

В основном, системы отопления запускают при среднесуточной температуре ниже 10°C при проектировании лечебных, детских учреждений и домов для престарелых, и 8°C и ниже для всех остальных в течение пятидневки, а отключают, когда температура наружного воздуха достигает 8°C [1]. Сезон отопления – это время в течение года, за которое здание отапливается. Управляющая компания открывает отопительный сезон в сроки, установленные органами местного самоуправления [2].

В качестве жилого многоэтажного сооружения для рассмотрения было выбрано пятиэтажное жилое здание с местом расположения в городе Смоленск. Здание без чердачных помещений и с отапливаемым подвалом, по планировочной структуре – здание коридорного типа. Каждый этаж имеет идентичную планировку по 6 помещений, имеющих наружные стены.

На сегодняшний день существуют много видов систем отопления: горизонтальные и вертикальные, однотрубные и двухтрубные, с нижней и с верхней разводкой.

Были рассмотрены две системы отопления: вертикальная однотрубная и вертикальная двухтрубная.

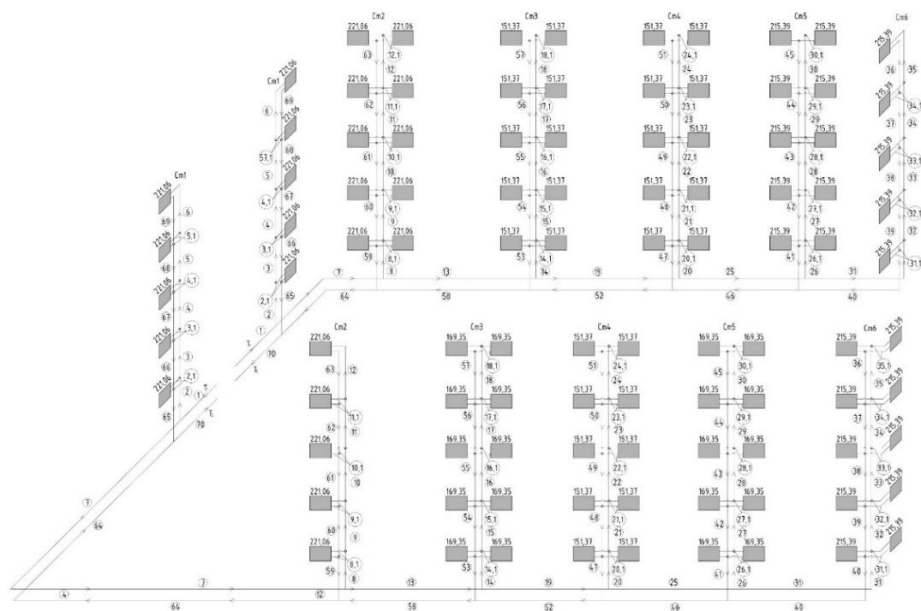


Рисунок 2 – Аксонометрическая схема вертикальной двухтрубной системы отопления.

Системы отопления сравниваются на основе результатов о потере давления системы и капитальных затрат на монтаж в помещениях.

Таблица 1

Результаты гидравлического расчета вертикальной однострунной системы
отопления

RL, Па	Z, Па	RL+Z, Па	H, м.в.ст.	G, м ³ /ч
12541	2703,7	15256,56	1,556	0,648

Таблица 2

Результаты гидравлического расчета вертикальной двухтрунной системы
отопления

RL, Па	Z, Па	RL+Z, Па	H, м.в.ст.	G, м ³ /ч
13152	2387,19	15539,22	1,585	0,648

На основании гидравлического расчета с небольшой разницей с вертикальной двухтрунной системой отопления (потери составляют 15540 Па) вертикальная однострунная (потери составляют 15257 Па) показала меньшие потери давления в своей системе. Это можно объяснить малым значением потерь давления, а если быть точнее, то наименьшим количеством протяжённых участков системы.

Количество участков, где происходит потеря давления по длине, увеличивается в связи с большей протяженностью трубопровода. Так объясняется различие потерь давления между двумя видами систем отопления: вертикальных однострунной и вертикальной двухтрунной.

Судя по рассмотренным параметрам, я не могу с полной уверенностью выбрать подходящую систему отопления для здания. Рассмотрим таблицу 1.

Таблица 1

Анализ результатов расчетов рассмотренных систем
водяного отопления

Система	Затраты на трубопровод, руб.	Затраты на отопительные приборы, руб.	Затраты на насосное устройство, руб.	Общие затраты, руб.
Вертикальная однострунная	46346	195000	34207	275553
Вертикальная двухтрунная	55157		34207	284364

Проанализировав данную таблицу, я рекомендую прислушиваться к мнению проектировщика и рассмотреть преимущества двухтрунной системы отопления. Для неё характерно равномерное распределение температуры носителя по каждому отопительному прибору, включая самый удалённый. Еще

одно преимущество двухтрубной системы - параллельное подключение радиаторов, которое разрешает отключать один из них и производить ремонт.

Литература

1. Тепловая защита зданий/СНиП 23-02-2003/ Строительные нормы и правила Российской Федерации. Москва, 2004 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200035109>

2. Постановление Правительства РФ от 06.05.2011 N 354 (ред. от 13.07.2019) "О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов"

В.О. Бусалов, студ. Рук. Г.Ю. Новиков, к. т. н., доц.;
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)

ТЕНДЕНЦИИ МЕТОДОЛОГИИ ГАЗОВОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ДЫМОВЫХ ВЫБРОСОВ ТЕПЛОВЫХ СТАНЦИЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ.

В теплоэнергетике источником атмосферных выбросов и твердых отходов являются теплоэлектростанции, предприятия и установки паросилового хозяйства, а также бытовые газовые и твердотопливные котлы, т.е. любые установки и предприятия, работа которых связана со сжиганием топлива. В качестве топлива используют уголь, нефть и нефтепродукты, природный газ, древесину и торф.

При сжигании твердого топлива в атмосферу поступают летучая зола с частицами недогоревшего топлива, сернистый и серный ангидриды, оксиды азота, некоторое количество фтористых соединений, а также газообразные продукты неполного сгорания топлива.

Таблица 1 – Количество выбросов CO₂ в атмосферу при сжигании топлива

Вид топлива	Объем выброса CO ₂ , т
Уголь каменный	2,29
Уголь бурый	1,45
Брикеты угольные	2,12
Кокс	2,81
Природный газ	1,88
Мазут	3,16

Существенную часть выбросов составляют CO, CO₂. Их контроль очень важен поскольку рост уровня CO₂ в атмосфере Земли ведет к усилению

парникового эффекта и потенциально к необратимым изменениям климата, а высокая концентрация СО в атмосферном воздухе является смертельно опасной для человека.

Объем углекислого газа, выделяющийся при сжигании топлива, представлен в таблице 1.

Именно поэтому, важность анализа состава газовых выбросов тепловых станций и энергетических котлов не вызывает сомнений, поскольку она напрямую связана с основными проблемами современной цивилизации: экономией энергии, сырьем, контролем качества, оптимизацией промышленных процессов, охраной окружающей среды, совершенствованием медикобиологических методов исследований и т.д. Приборы, осуществляющие качественный и количественный анализ газов, называются газоанализаторами. Большинство технологических процессов требуют быстрого анализа, а так же непрерывного и автоматического контроля состава газовых смесей. Для этого необходимы приборы, которые можно использовать в системах автоматического регулирования. В подавляющем большинстве случаев задача анализа заключается в измерении концентрации одного компонента в сложной газовой смеси. Такой анализ возможен, если подлежащий определению компонент отличается от остальных составляющих смеси по крайней мере каким-либо одним физико-химическим свойством, которое может быть использовано как измеряемая величина. Чем больше это отличие, тем точнее будет измерение, так как влияние свойств неопределяемых компонентов будет незначительным.

Выбор метода анализа газовой смеси, который сводится к определению концентраций одного из компонентов, заключается в нахождении особенного физико-химического свойства этого компонента, отличающего его от других, что ограничивает применение многих методов одновременно. Следствием этого является большое разнообразие газоаналитических приборов и невозможность их универсального применения, связанная с особенными свойствами измеряемого компонента, в результате чего каждый газоанализатор может быть использован только в определенных условиях.

В зависимости от физико-химических методов, лежащих в основе газового анализа, газоанализаторы подразделяются на следующие типы:

- а) механические (объемно-механические, плотномерные, звуковые и ультрозвуковые);
- б) тепловые (теплопроводности, тепдохимические);
- в) магнитные (магнитно-механические, термомагнитные);
- г) электрические (ионизационные, электрохимические, плазменно-ионизационные);
- д) оптические (интерференционные, ИК-поглощения, УФ-поглощения, спектрофотометрические);
- е) хромотографические (проявительные, хромотермографические, теплодинамические);

ж) масс-спектрометрические (статические с разделением ионов в постоянном магнитном поле, радиочастотные с разделением ионов по приросту их энергии в электрических и высокочастотных полях, с циклоидальной фокусировкой с разделением ионов во взаимноперпендикулярных переменном электрическом и постоянном магнитном полях, времяпролетные с разделением ионов по времени пролета в пространстве, свободном от электрических и магнитных полей) [1].

Кроме этого, газоанализаторы классифицируют по виду вещества, для определения которого они используются. Наибольшее распространение получили газоанализаторы на CO , CO_2 , CH_4 , O_2 , H_2 , NH_3 , SO_2 , Ar , He , Cl_2 , HCl и т.д. Среди перечисленных типов приборов важное место занимают газоанализаторы на CO , CO_2 .

В настоящее время наилучшим для измерения содержания CO и CO_2 в газовых смесях считается ИК-метод. Он основан на способности двух- и многоатомных газов поглощать ИК-радиацию на частотах собственных колебаний атомов в молекуле газа. Так как частоты колебаний специфичны для различных молекул, то метод позволяет создавать селективные измерительные приборы.

Приборы, работа которых основана на описанном принципе, выпускают под марками ГИП и ОА. Кроме этого, для определения CO_2 и CO используют приборы, основанные на измерении теплопроводностей смесей. Это термокондуктометрические датчики типа ДТ. Для определения малых концентраций используют приборы типа ГИП и ОА с определенными конструктивными доработками (увеличение длины кюветы, повышение чувствительности мембран).

Следует отметить, что несмотря на широкое применение данных приборов, они имеют ряд недостатков: технологическая сложность в эксплуатации и дорогие затраты на изготовление. Кроме этого, среди них отсутствуют газоанализаторы для определения малых концентраций CO_2 в воздухе.

В ионизационных газоанализаторах используется явление ионизации для количественного анализа газовых смесей. Количественно ионизацию можно характеризовать величиной ионизационного тока, возникающего в ионизованном газе при наложении на него электрического поля. В качестве ионизирующих факторов используется α - и β - радиоактивное излучение [2].

Принципиальная схема ионизационного газоанализатора представлена на рисунке 1. Через ионизационную камеру (1) продувается исследуемая газовая смесь. Она ионизируется – излучателем (2). Затем ионы под действием внешнего поля поступают на коллектор (3), в результате чего в его цепи возникает ток, который после усиления на усилители (4) регистрируется измерительным прибором (5).

Процесс ионизации зависит от рода и интенсивности ионизирующего агента, состояния ионизируемого газа, напряженности электрического поля в ионизационной камере, геометрической формы и размеров ионизационной камеры. В зависимости от состава ионизируемой газовой смеси, ее физической и химической природы, а также концентрации определяемого компонента в газоанализаторах используются различные явления, определяющие связь между ионизационным током и измеряемым компонентом газовой смеси.

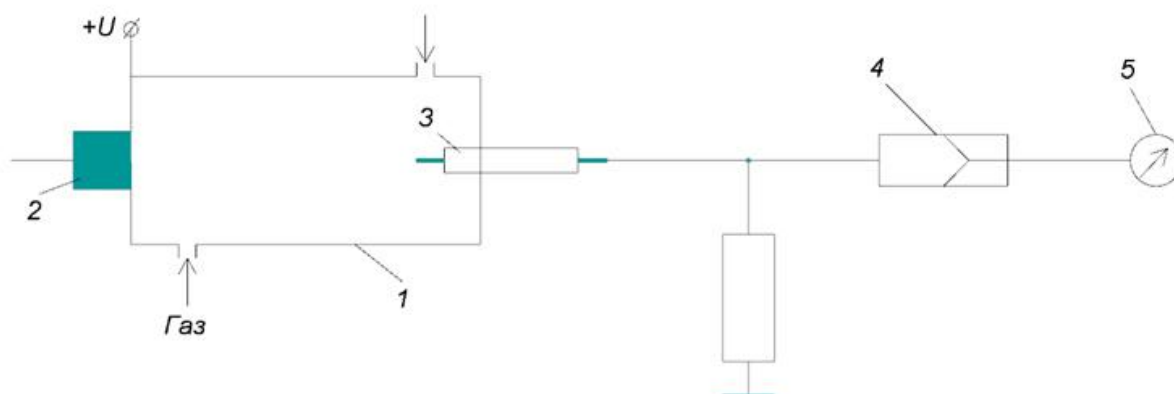


Рисунок 1 – Принципиальная схема ионизационного газоанализатора:
 1 – ионизационная камера; 2 – излучатель; 3 – коллектор; 4 – усилитель; 5 – измерительный прибор

Широко используется явление ионизации электронами с образованием положенных отрицательных ионов (в зависимости от сродства к электронам), так называемый метод поперечного сечения [1]. Он основан на том, что при прочих равных условиях ток ионизации, возникающий в газе, облучаемом радиоактивным источником, пропорционален поперечному сечению ионизации, выражающему вероятность ионизации в результате столкновения ионизирующего сегмента с нейтральным атомом или молекулой. Поперечное сечение ионизации атомов, а следовательно и ионизационный ток возрастают с увеличением числа валентных электронов у исследуемого вещества.

Ионизационные газоанализаторы, работающие на основании метода поперечной ионизации, градуируются по образцовым газовым смесям. Создания приборы, основанные на удалении ионов и электронов, возникающих под воздействием α -излучателя, из газовой смеси примесным компонентом, концентрация которого определяется, то есть на явлении уменьшения ионизационного тока, зависящего от концентрации определяемого компонента. Для этого используется сродство таких молекул как CO_2 или CO к электронам, позволяющее обнаруживать их в неэлектроотрицательных газах, таких как Ar , H_2 или N_2 . Малые концентрации CO_2 и CO обеспечивают эффективное связывание электронов и снижение ионизационного тока на несколько порядков. На рисунке 2 приведена принципиальная схема датчика.

Ионизационная камера газоанализатора имеет заземленный корпус, служащий одним из электродов (2), в нее помещен – излучатель (1), второй

электрод (3) является коллектором. Он закреплен в обогреваемом изоляторе. Обогрев осуществляется обогревателем (4). За счет этого обеспечивается необходимое сопротивление изоляции коллектора даже при пропускании через камеру влажных газовых смесей.

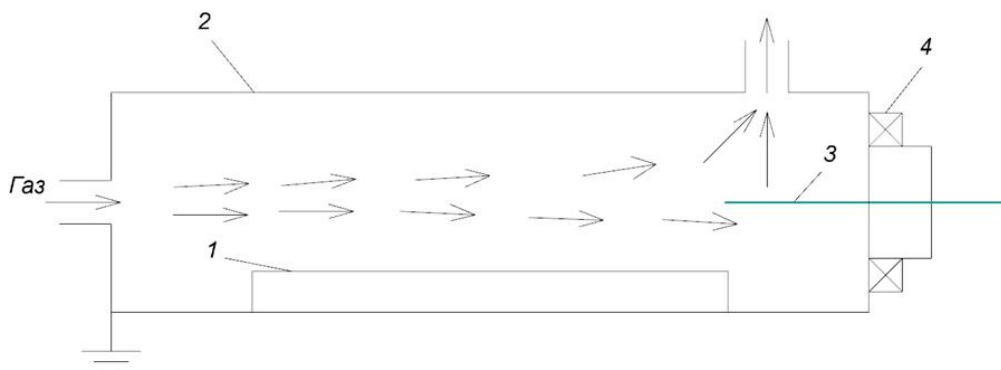


Рисунок 2 – Принципиальная схема датчика на CO₂ и CO:
1 - α-излучатель; 2 - заземленный корпус (первый электрод); 3 – коллектор (второй электрод); 4 – обогреватель.

Таким образом, явно прослеживается тенденция к исследованию и разработке различных видов газоанализаторов. Работы ведутся в направлении обеспечения устойчивой работы датчиков при атмосферном давлении и возможного упрощения их технологической структуры при обеспечении экологической безопасности.

Литература

1. Павленко В.А. Газоанализаторы. -М.: Машиностроение, 1995, с.295.
2. Ларионов, Н. М. Промышленная экология: Н. М. Ларионов, А. С. Рябышенков. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва: Юрайт, 2018. - 380, [2] с.: схем., табл. - (Бакалавр. Академический курс). - Слов.: с. 355-378. - Библиогр.: с. 379-382

*И.П. Воловичев, студ., рук. Т.С. Любова, к.ф.м.н., доц.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОВАЗОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

В статье [4] было рассмотрено энергообеспечение предприятия по производству строительных материалов с помощью одноконтурной парогазовой установки, параметры основного оборудования которой представлены в таблице 1. Данная установка позволяла получить пар с давлением 2 Мпа и температурой 341,5°С, а также позволяла покрыть не только тепловую нагрузку данного предприятия, но и получить электрическую энергию, которая используется как на собственные нужды предприятия, так и в коммерческих целях на обеспечение энергией соседних предприятий.[4] При расчете была построена диаграмма тепловосприятия нагрева котла-утилизатора, из которой видно, что температура

уходящих газов составила 188°C , что говорит о неполной утилизации теплового потока после газовой турбины.

Исходя из этого целесообразно рассмотреть вариант энергообеспечения предприятия по производству строительных материалов с помощью двухконтурной парогазовой установки, а также сравнить результаты и проанализировать эффективность данной установки.

Для энергообеспечения исходного предприятия была предложена двухконтурная парогазовая установка с котлом-утилизатором, схема которой изображена на рисунке 1.

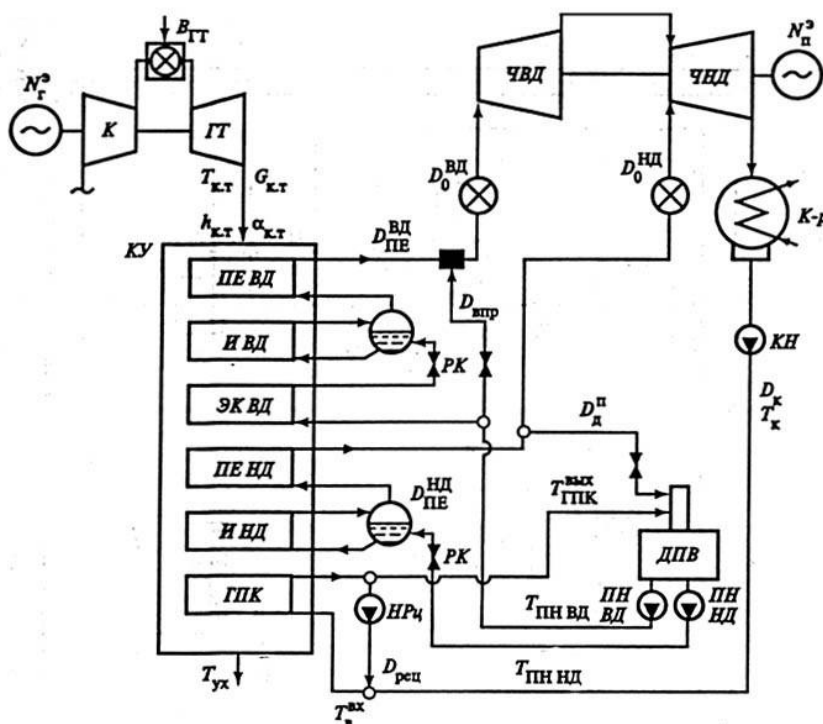


Рисунок 1 – Схема двухконтурной парогазовой установки

ПЕВД, ПЕНД – пароперегреватели высокого и низкого давлений; ИВД, ИНД – испарительные поверхности высокого и низкого давлений; ЭКВД – экономайзер высокого давления; ГПК – газовый подогреватель конденсата; ДПВ – деаэратор питательной воды; ЧВД, ЧНД – части высокого и низкого давлений паровой турбины; К-р – конденсатор; КН – конденсатный насос; ПНВД, ПННД – питательные насосы высокого и низкого давлений; НРц – насос рециркуляции; РК – регулирующий клапан

Для предприятия по производству строительных материалов были определены годовые тепловые нагрузки, результаты которых приведены в таблице 1.

Таблица 1

Годовые тепловые нагрузки предприятия

Тип нагрузки	ГДж/год
Отопление	3650
Вентиляция	2617
ГВС	470,2

В качестве топлива используется газ Уренгойского месторождения, транспортируемый газопроводом Ухта-Торжок-Минск-Ивацевичи, с низшей теплотой сгорания, равной 33,74 МДж/м³. В рассмотренной установке используется газовая турбина марки V94.2 фирмы Siemens (SGT5-2000E), технические характеристики которой представлены в таблице 2.

Таблица 2

Технические характеристики газовой турбины V94.2 Siemens

Электрическая мощность, МВт	157
Электрический КПД, %	34,4
Температура выпускных газов, °С	537
Расход выпускных газов, кг/с	509

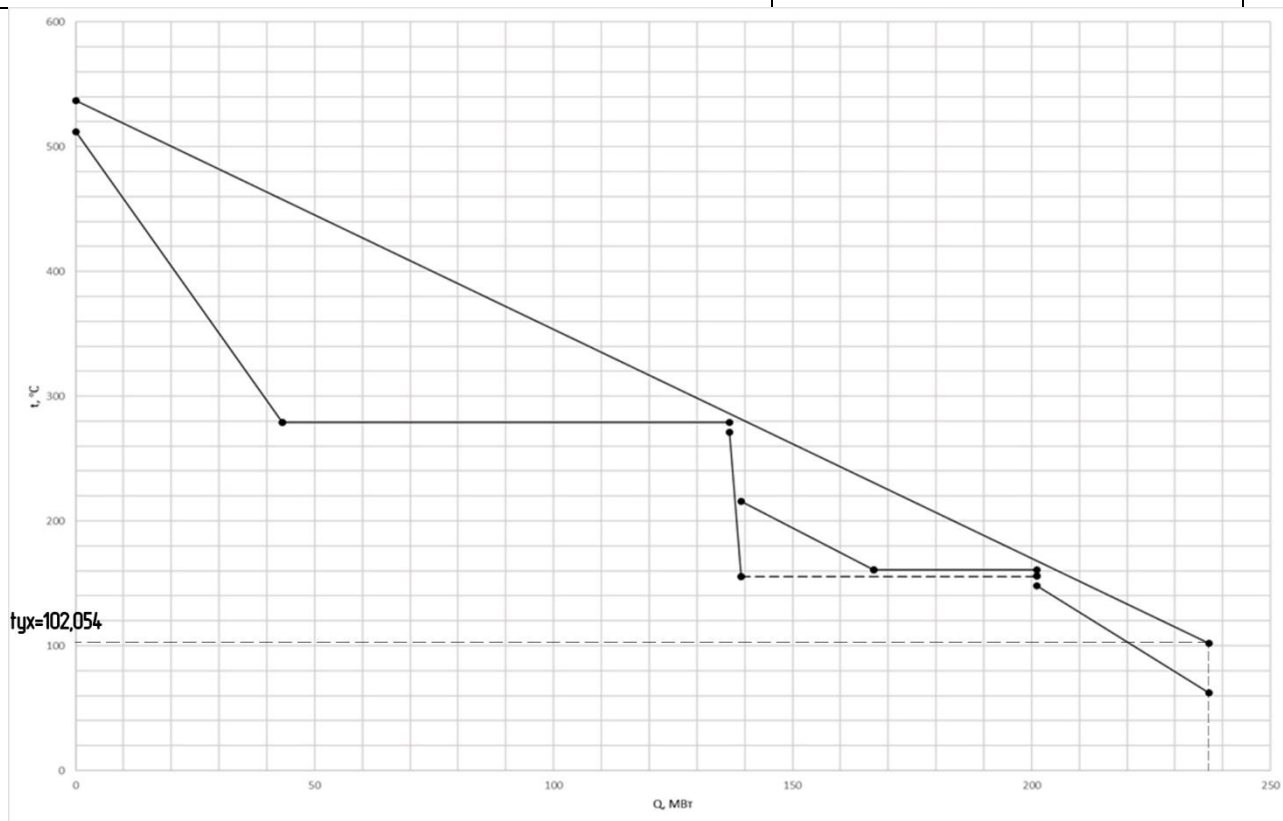


Рисунок 3 – Диаграмма тепловосприятия нагрева котла-утилизатора

В ходе расчетов были определены теплофизические характеристики выхлопных газов газовой турбины(энтальпии), также были определены температуры и тепловые мощности поверхностей нагрева котла-утилизатора. С помощью полученных результатов была построена Qt-диаграмма тепловосприятости нагрева котла-утилизатора с целью подбора котла-утилизатора и определения параметров пара, а также сравнения полученных результатов с данными одноконтурной парогазовой установки.

Из полученной диаграммы видно, что температура уходящих газов составляет 102,054°C, что гораздо ниже, чем температура уходящих газов в одноконтурной парогазовой установке (188°C). В соответствии с этим, можно сделать вывод, что схема парогазовой установки с двумя контурами (высокого и низкого давления) эффективнее и экономичнее схемы с одним контуром, за счет полноценной утилизации теплоты уходящих газов. Что является ее несомненным преимуществом перед более простой схемой.

Литература

1. Борисевич А.А Парогазовые установки издательство Казань. / А. А. Борисевич. – Казань : МекТеп, 2005. – 313, с.
2. Васин, А. Д. Парогазовые установки / А. Д. Васин. – Алма-Аты : МекТеп. - 646, с.
3. Абасев Ю.В. Парогазовые установки электростанций: Казань, 2002. -175 с.
4. Воловичев И.П. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ// Сборники трудов XII Международной научно-технической конференции «Энергетика, информатика, инновации – 2022» - Смоленск : НИУ СФ «МЭИ». – 2022. – С. 114–117 / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <https://sbmpei.ru/files/uplfiles/f63bfb51fe0bd82022-tom1.pdf>.

*Г.В. Гавриленков, С.А. Николаенков, студ., рук. В.В. Рожков, к.т.н., доцент
(Филиал ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ" в г. Смоленске)*

СПОСОБЫ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНЫМ ВЫПРЯМИТЕЛЕМ В РЕЖИМЕ РЕКУПЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ В СЕТЬ

В промышленных применениях наибольшее распространение в последнее время получил частотно-регулируемый электропривод на основе асинхронного двигателя, либо синхронного двигателя с постоянными магнитами на роторе.

В качестве силовой схемы в частотно-регулируемом электроприводе чаще всего используется двухзвенный вариант с первым звеном выпрямителя и вторым – автономного инвертора [1].

Объект управления – двигатель – в процессе выполнения технологических циклов может находиться как в двигательном, так и генераторных (тормозных) режимах.

В типовой силовой схеме частотного преобразователя в генераторном режиме работы машины открыты обратные диоды выпрямителя. Ток двигателя, являющегося в этом режиме источником, а не нагрузкой течет в сторону звена постоянного тока на выходе выпрямителя. Здесь установлен тормозной резистор и специальный ключ – чоппер, обеспечивающие управляемое торможение.

Однако, в энергетическом отношении такая организация торможения весьма невыгодна, так как энергия торможения рассеивается при этом на сопротивлении в виде тепла.

Целесообразнее, особенно для механизмов с активной нагрузкой на валу двигателя, иметь возможность эту энергию возвращать в питающую сеть – рекуперировать. Для этого неуправляемый выпрямитель в схеме заменяется так называемым «активным», собранном на транзисторах.

В режимах управления активным выпрямителем и условиями его взаимодействия с питающей сетью ещё достаточно много неисследованного.

Энергоэффективность указанного типа электропривода может быть дополнительно увеличена посредством использования системы внутренней рекуперации энергии.

Наибольшая эффективность систем с рекуператором может быть получена для электроприводов машин с активным моментом нагрузки на валу, где режим «спуска» занимает значительную долю, либо механизмов с частыми реверсами, ускорениями замедлениями. В основном к таким характерным механизмам относятся подъемно-транспортные – лифты, краны, эскалаторы, лебедки [2].

Если неуправляемый выпрямитель в силовой схеме заменить на управляемый, то он в режиме ведомого сетью инвертора позволит обеспечить передачу энергии в обоих направлениях, но синусоидальность потребляемых токов и коэффициент гармонических искажений по-прежнему далеки от удовлетворительных. Использование инвертора на полностью управляемых ключах двунаправленной проводимости может обеспечить приближенный к единичному коэффициент сдвига фаз $\cos\varphi$ и минимум высоких гармоник тока и решить рассматриваемую задачу.

Целью данной работы является рассмотрение системы регулирования активным выпрямителем и предварительная проверка ее работоспособности на математической модели.

Активный выпрямитель напряжения (АВН) может работать в режиме выпрямителя, если передача энергии идет из питающей сети в двигатель и сетевым инвертором пре рекуперации энергии в питающую сеть.

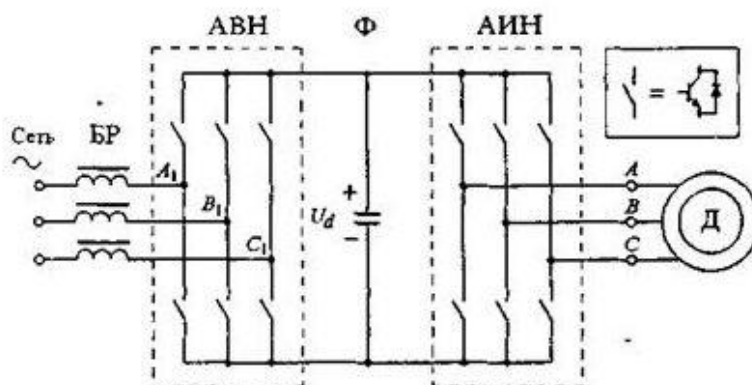


Рисунок 1 – Схема преобразователя частоты с активным выпрямителем

Особенностью такой схемы выпрямителя является сложность алгоритмов управления им. Выпущено немало работ, предлагающих различные варианты

построения систем управления для таких преобразователей. Наиболее распространенной системой управления является система векторного управления с ориентацией по обобщенному вектору напряжения сети и с контуром подчиненного регулирования тока сети. Принципы функционирования и построения такого рода систем достаточно подробно описаны в [3], [4]. Часто используемыми подходами являются гистерезисный метод управления и метод d-q преобразования. Гистерезисное управление приводит к переменной частоте коммутаций, что усложняет конструирование фильтра. Метод d-q преобразования основан на цифровом представлении, что ведет к усложнению системы. Из-за недостатков, связанных с использованием переменной частоты или сложности выполнения, трехфазные выпрямители с коррекцией коэффициента мощности все еще коммерчески недоступны.

Система управления должна решать следующие задачи: регулирование с максимальным быстродействием и стабилизация выходного напряжения преобразователя, обеспечение близкой к синусоидальной формы токов сети и коэффициента мощности, близкого к единице.

Известна система управления трехфазным преобразователем, в которой рассогласование по напряжению подается на вход регулятора напряжения (пропорционального или пропорционально-интегрального типа) [5].

В среде структурного моделирования для проверки работоспособности предлагаемых алгоритмов управления разработана компьютерная модель, верхний уровень которой продемонстрирован на рис.1. В качестве объекта управления электропривода для примера принят крановый асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором типа 4МТКФ.

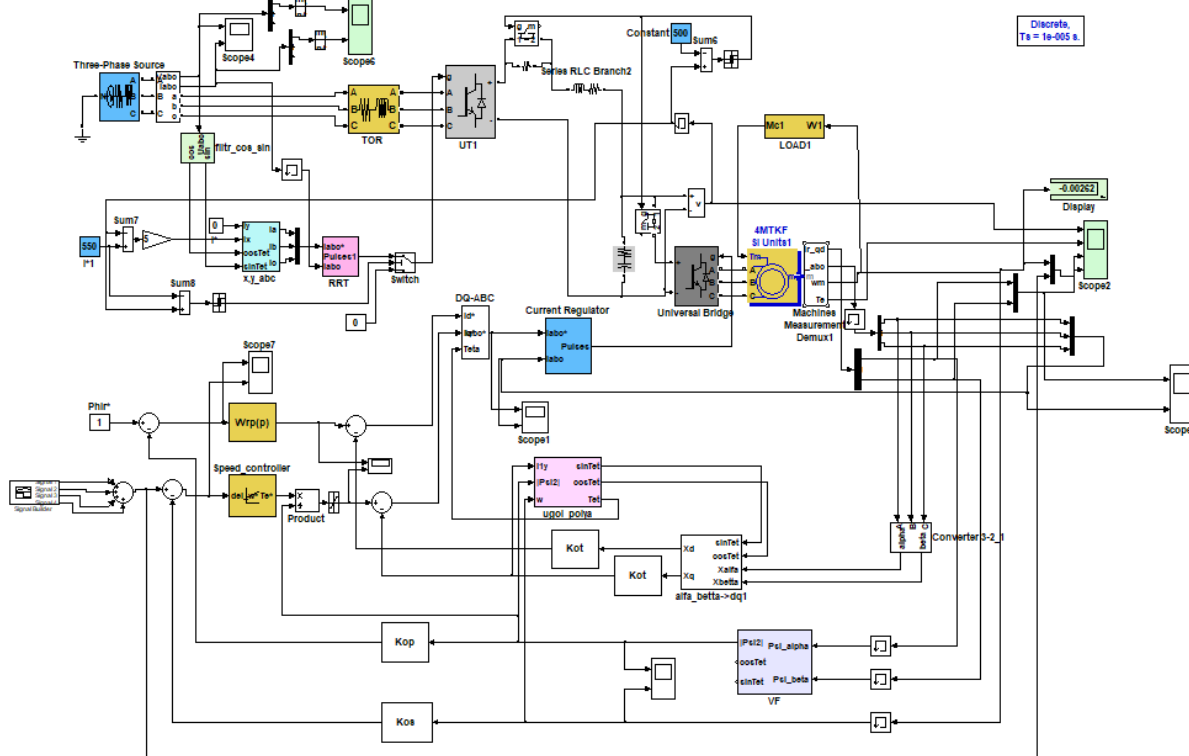


Рисунок 2 – Полная модель системы электропривода с рекуперацией энергии в сеть

Полная модель системы с рекуперацией состоит из основных элементов, таких как источник питания, токоограничивающий реактор, активный выпрямитель (АВ) (который при разгоне двигателя работает как неуправляемый выпрямитель (НВ), а при торможении как АВ), автономный инвертор напряжения (АИН), асинхронный электродвигатель и приложенная к нему номинальная нагрузка (рисунок 2).

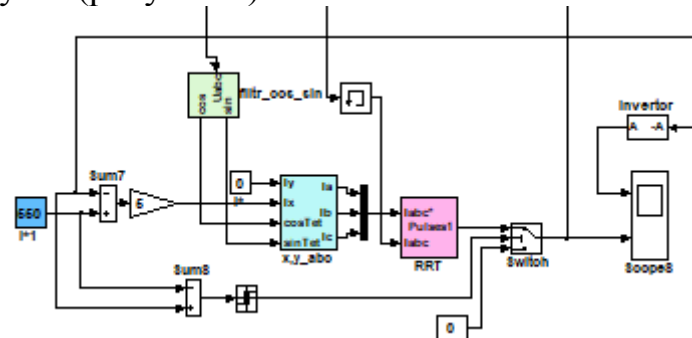


Рисунок 3 – Система управления активным выпрямителем в режиме рекуператора

На рисунке 4 представлена система управления АВ, основным значением которого является напряжение 550 В, при превышении которого активный выпрямитель начинает работать в режиме рекуператора.

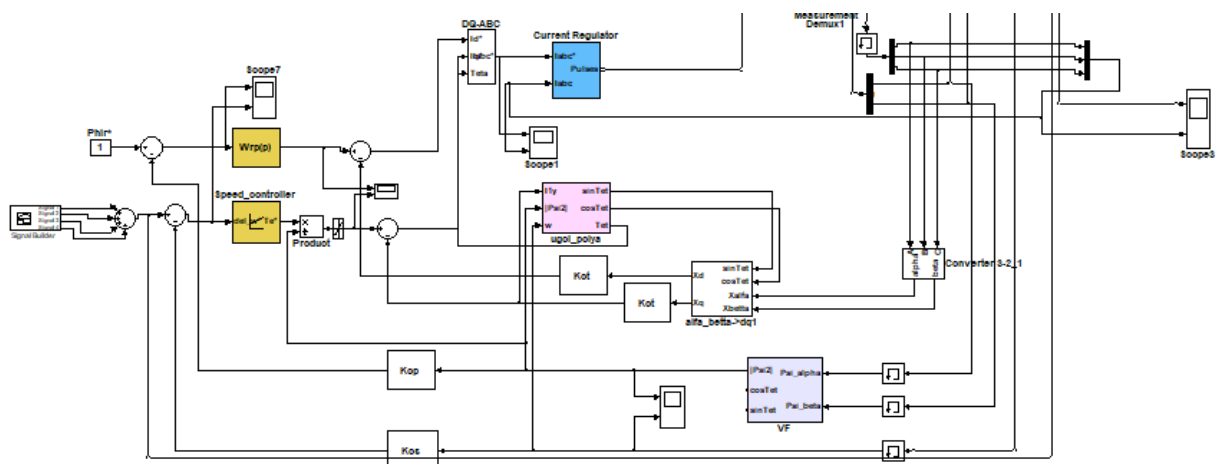


Рисунок 4 – Система управления АИН с регулятором скорости и потокосцепления

Для управления АИН используется регулятор скорости и регулятор потока с обратными связями по току и скорости. Скорость задается циклом управления (рисунок 4)

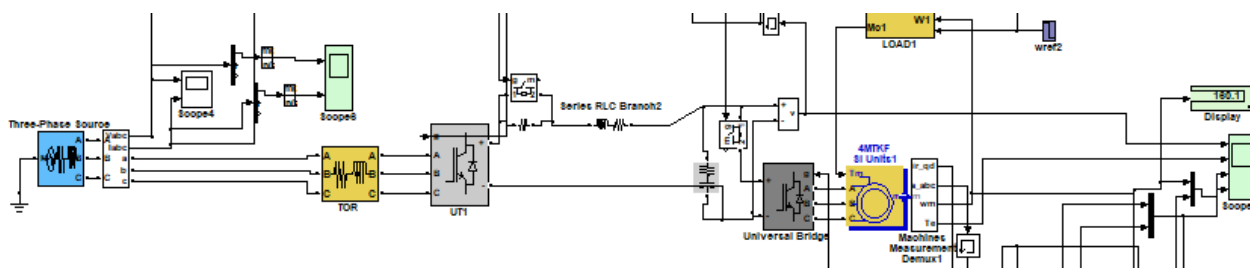


Рисунок 5 – Питающая сеть, активный выпрямитель, автономный инвертор напряжения

Цикл задания скорости состоит из нескольких ступеней разгонов и торможений, т.к. двигатель имеет 1 пару полюсов, то максимальное значение скорости определяется 314 рад/с.

Первая ступень – разгон двигателя с 0 до 157 рад/с (0 – 0.25 с), вторая ступень – выход на номинальную скорость двигателя на (0.3-0.45 с). Третья ступень – торможение до 157 рад/с (0.5-0.55 с), четвертая ступень - торможение до 78 рад/с (0.8-0.85 с), пятая ступень – полная остановка двигателя (1.2-1.25 с).

По диаграммам рисунка 6 можно увидеть участок рекуперации энергии в сеть питающую сеть (после 1.2 с).

В моменты времени 0.5 с, 0.8 с, 1.2 с (торможение) по графику тока (нижний), можно наблюдать его работу в противофазе с напряжением, что говорит о возвращении энергии в сеть.

На рис.7 показаны потокосцепления ротора и фазные токи статора машины.

В итоге, в статье предложена система регулирования активным выпрямителем с релейно-векторным контуром тока. Работа системы предварительно проверена на математической модели. Результаты моделирования подтверждают работоспособность системы и показывают, что данная система требует улучшения характеристик путем поиска оптимальных параметров силовой части.

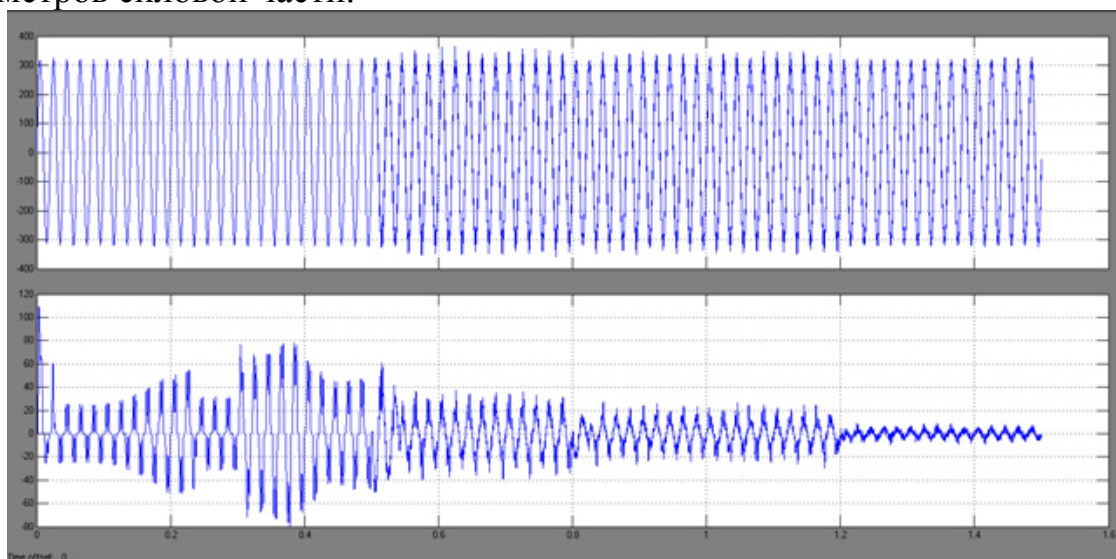


Рисунок 6 – Напряжение и ток на источнике

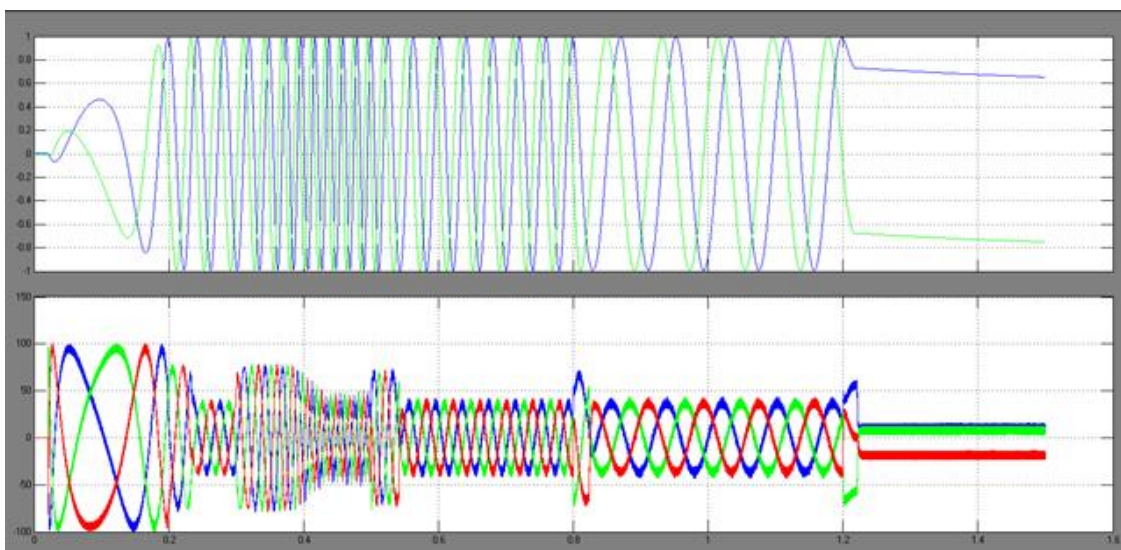


Рисунок 7 – Потокосцепления ротора, фазные токи

Данное направление можно считать следующим шагом в исследовании предлагаемой системы управления активным выпрямителем.

Литература

1. Данилов П.Е. Основы теории электропривода. Часть первая. Конспект лекций по курсу «Теория электропривода». – 2-ое изд., испр. и доп. – Смоленск, 2013. – 200 с.
2. Столярова Д.Д. Применение активного фильтра для энергосбережения в частотно-регулируемом электроприводе. Научное издание. Сб. трудов XVI Межд. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. Сборник трудов в 3-х томах. Смоленск, 2019. Т 1. – 2019. – С.196–200
3. Герман-Галкин С.В. «Исследование активного выпрямителя в пакете SIM POWER SYSTEM»; Известия ВУЗов - Приборостроение, т. 47, №11 - 2004. — Новоуральск: НГТИ, 2001. — 250 с.
4. Чаплыгин Е.Е., Стекленин А.Е. «Двухквadrантные преобразователи с активной коррекцией Коэффициента мощности» - Практическая силовая электроника, №10. 2003
5. Кондратьев Д.Е. «Трехфазные выпрямители с активной коррекцией коэффициента мощности и двунаправленной передачей энергии», диссертация, 2008, стр. 29.

*М.А. Германов студ., Е.А. Кондудин студ., рук. И.А. Кабанова, доцент, к.т.н.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА КИСЛОРОДА

Одним из направлений промышленного разделения жидких смесей является ректификация смеси с получением отдельных компонентов. Процессы ректификации обладают достаточно высокими показателями по энергопотреблению, что связано со сложностью, много стадийностью технологического процесса разделения смеси.

Целью данного исследования является рассмотрение вопросов, связанных с получением кислорода, а также способов энергосбережения при производстве кислорода.

Воздух состоит из смеси газов, основную часть которых занимают азот и кислород. Но кроме них, в составе воздуха присутствуют другие газы, но они находятся в меньшем количестве.

Элементы воздуха - кислород и азот широко используются в промышленной деятельности и так же способствуют техническому прогрессу в этой области. Они используются в следующих направлениях: металлургия, химическая и пищевая промышленность, энергетика, медицина, машиностроение и пр. Применение продуктов разделения позволяет интенсифицировать технологические процессы в этих отраслях, что в свою очередь приводит к увеличению выработки продукции, а также улучшению ее качества и снижению себестоимости. Масштабы применения кислорода и азота значительно возросли и исчисляются сотнями тысяч кубических метров в час.

На рисунке 1 представлено использование кислорода в мировом промышленном производстве в 2022 году (в % от общего произведённого объема кислорода):

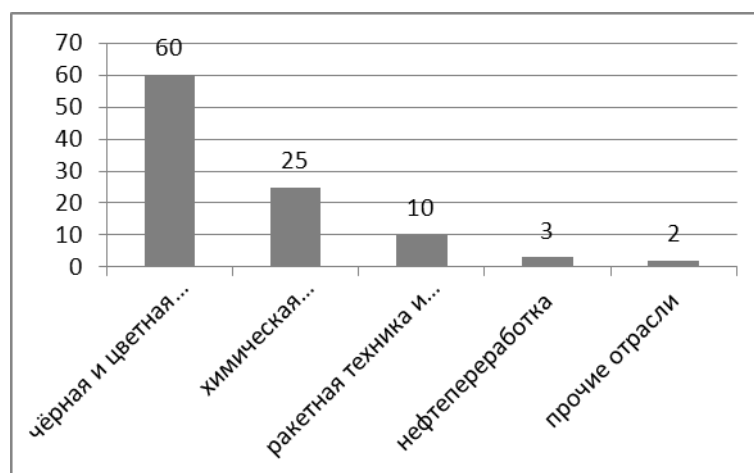


Рис.1. Использование кислорода в отраслях мировой промышленности.

Для промышленного производства кислорода можно применить один из трех методов, а именно: мембранный, адсорбционный и криогенный.

Для первых двух методов в качестве конечного продукта принимается только кислород. Процесс же криогенного разделения предполагает получение не только кислорода, но и азота, и других инертных газов (аргон, ксенон и др.), что также весьма актуально для производства. Кроме того только данный метод позволяет получить самую высокую чистоту газа до 99,5% O₂.

В результате предварительной подготовки атмосферный воздух через воздушный фильтр поступает в компрессор, и уже сжатый воздух подается в блок предварительного охлаждения. Затем проходя еще один блок очистки из воздуха удаляется влага, углекислый газ и ацетилен. Затем происходит дальнейшее охлаждение очищенного воздуха в теплообменных аппаратах и его ожижение за счет детандера, т.е. газ в детандере расширяется и охлаждается до температуры сжижения, совершая при этом работу, которую можно рассматривать как положительный эффект с точки зрения энергосбережения и снижения себестоимости продуктов разделения воздуха. Полученный охлажденный сжиженный воздух поступает на воздухоразделительную колонну, в которой происходит разделение смеси за счет различных температур кипения компонентов. [1]

Ректификацию воздуха обычно проводят в ректификационных колоннах двукратного действия (рис. 2).

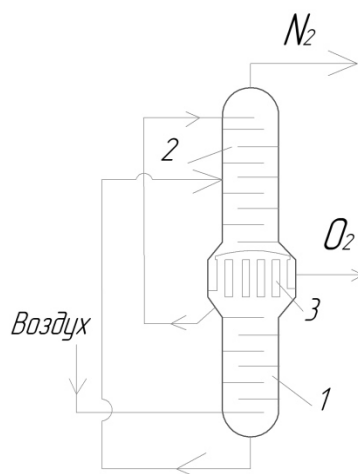


Рис.2. Аппарат двукратной ректификации; 1,2-ректификационные колонны; 3-конденсатор-испаритель.

Он состоит из двух колонн, располагающихся одна над другой. Между колоннами находится конденсатор-испаритель. Трубное пространство испарителя сообщается с нижней колонной, и в нем конденсируются пары азота, которые образуют флегму для двух колонн. Межтрубное пространство конденсатора сообщается с верхней колонной, являясь ее кубом и испарителем одновременно.

Давление в верхней колонне составляет 0,14 МПа. Оно обусловлено гидравлическими сопротивлениями, преодолеваемыми продуктами разделения, которые в последствии отводятся из ВРУ. Давление в нижней колонне (0,55 МПа) определено температурой конденсации паров азота с использованием жидкого кислорода, который кипит в кубе верхней колонны. [3] Разности давлений в трубном и межтрубном пространстве конденсатора соответствует перепад температур 2,5°C. Давление, нужное для протекания процесса, определяется необходимой холодопроизводительностью и потерями.

Разделение воздуха является весьма энергоёмким процессом. Расход энергии на получение 1 м³ 99,5%-ного O₂ достигает 0,38-0,42 кВт*ч.

Теоретический расход энергии намного меньше действительного, по причине того, что при сжижении воздуха перед разделением, путём перегонки компонентов при их разных температурах кипения и возмещения потерь в установках, необходимо сжимать воздух в компрессоре до высоких давлений и, как уже отмечалось, проходить несколько стадий подготовки воздуха, которые также требуют значительных затрат энергии. Дополнительные энергетические затраты связаны также и с технологическими особенностями при эксплуатации установок.

В связи с этим достаточно актуальными являются вопросы по снижению энергопотребления за счет рационального применения оборудования и утилизации вторичных энергоресурсов, получаемых на различных стадиях

технологического процесса воздухоразделения. В качестве вторичных энергоресурсов, получаемых непосредственно при работе ректификационной колонны следует отметить теплоту паров летучих компонентов, которые последовательно охлаждаются в конденсаторах флегмы и готового продукта, кипящих при малых температурах, теплоту кубового остатка. На рис.3 представлена в целом схема ректификационной установки с вариантами возможной утилизации вторичных энергоресурсов. [2]

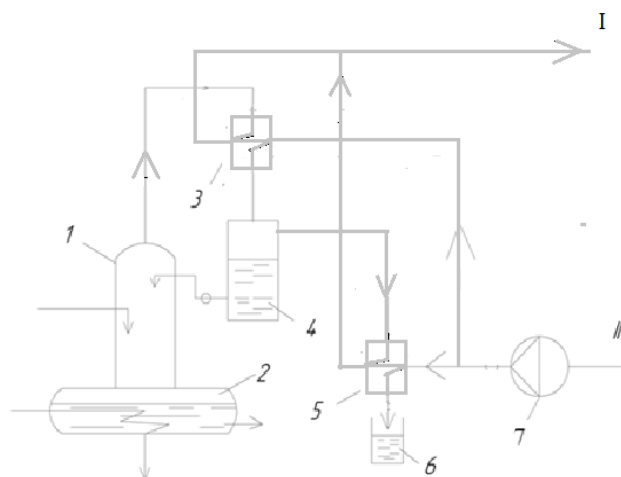


Рис.3. Схема ректификационной установки с использованием охлаждающей воды для ГВС:

1-ректификационная колонна; 2-куб; 3-конденсатор флегмы; 4-сепаратор; 5-конденсатор готового продукта; 6-сборник готового продукта; 7-насос циркуляционный; I-на ГВС и моечные машины; II-из системы ГВС

Кроме того можно предложить использовать для подогрева куба колонны пара с достаточно невысокой температурой, который можно получить за счет предварительного сжатия компрессором или паровым эжектором паров, которые уходя из верхней части колонны или рассмотреть схемы с использованием тепловых насосов на базе вторичных энергоресурсов.

Большинство из этих методов относится к внешнему энергоиспользованию, но с точки зрения энергетического эффекта работы установки явно обеспечит повышение показателей эффективности. Необходимо иметь в виду, что при этом возникает необходимость добавления в схему некоторые дополнительные элементы. К ним могут относиться теплообменники, насосы и др., что приводит к удорожанию схемы, возможному уменьшению её надёжности и дополнительным эксплуатационным расходам. Для оценки целесообразности того или иного варианта с целью повышения энергоэффективности процесса ректификации необходимо выполнить технико-экономическое сравнение вариантов компоновки систем воздухоразделения. [2]

Литература:

1. Технологические энергоносители и энергосистемы предприятий: учебник / Н.В. Калинин, Н.А. Логинова, Е.В. Жигулина и др. – М.: Издательство МЭИ, 2021. – 344с.
2. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / О.Л. Данилов, А.Б. Горяев, И.В. Яковлев и др.; под ред. А.В. Клименко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 424 с.: ил.

3. Свит Т. Ф. «Основы разделения воздуха методом глубокого охлаждения и ректификации: учебное пособие» / Т. Ф. Свит; Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова. – Изд. 2-е, переработано и дополнено – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2009. – 128 с.

*А.Ю. Гришин, М.А. Петров, студ., рук. А.И. Киселева, ст.пр.,
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СИСТЕМЫ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ГОРОДА

Источники теплоснабжения комплекс установок служащих для подготовки теплоносителя для дальнейшего его использования потребителем тепловой энергии. Объектом рассмотрения служат тепловые электрические станции (КЭС, АЭС, ТЭЦ).

Когенерация, когда электроэнергия и тепло вырабатываются в едином термодинамическом цикле на источнике (ТЭЦ), является одним из основополагающих направлений развития энергетики и грамотного использования топлива при производстве энергии. Такой цикл потребляет на 25-30% меньше топлива, чем при отдельной электроэнергетической выработке на (КЭС) и тепла в котельной.

Поэтому задача усовершенствования и увеличения эффективности систем отопления и теплоснабжения (их оборудования, надежности и режима использования и параметров) важна на всех этапах развития энергетики приобрела различные количественные и качественные стадии в новом технологическом и экономическом этапе. Возможности установления модернизированных тепловых электростанций (ТЭС) и совершенствования основных действующих мощностей по-прежнему не ограничены.

Ключевое развитие в ходе решения данных проблем, строительство базовых ТЭЦ, использование на ископаемом топливе КЭС в качестве источника теплоснабжения, экономически эффективных транспортных систем и развитие маломасштабной когенерации в современных условиях являются теоретические и практические наблюдения.

Технико-экономические аспекты теплофикации на данном этапе: достижения и проблемы функционирования теплофикации экономических условий нынешнего времени, а также условия улучшения ее системной эффективности за счет модернизации и повышения экономичности и качества всех элементов теплоснабжающей системы – источника.

В данный момент времени технико-экономические показатели источников тепла (АЭС, ТЭС) сопоставимы. В связи с этим уровень технологического воздействия источников является ключевым фактором, определяющим возможность их применения.

Исследуя технико-экономические показатели, представленные в таблице 1[2], рассмотрим каждый источник подробнее.

ТЭС мощностью 1 ГВт потребляет 3-4 млн тонн угля в год и требует 5-6 железнодорожных составов в день для его транспортировки. АЭС мощностью 1

ГВт требует около 20 т низкообогащенного урана в год. Каждый кг природного урана может произвести 50000кВт/ч электроэнергии.

Из многочисленных наблюдений, нельзя не отметить тот факт, что ТЭС, работающая на угле, выбрасывает в атмосферу радиоактивных элементов больше, чем АЭС точно такой же мощности. Этот выброс связан с разного рода радиоактивных веществ, содержащихся в угле в виде включений (торий, полоний, радий и др.). При производстве 1 ГВт. ч электроэнергии на ТЭС дает дозу облучения 4 человек, а на АЭС — 2, 5 человек.

Таблица 1 – Техничко-экономические показатели ТЭС и АЭС

Параметры	АЭС	ТЭС
Стоимость топлива, млрд руб.	0,24-0,51	2,2
Цена объекта, млрд руб.	51-73	26-41
Производственные затраты коп./кВт*ч	18,2	3-5
Время постройки, годы	4-6	3-5
Потребление топлива для источников мощностью 1 ГВт (эл), т/год.	200т урана	$3 \cdot 10^6$
Труд производства, чел/ГВт*год	875	1019
Топливные,	10	40
эксплуатационные,	20	20
капитальные затраты. %	70	40
Отчуждение земли, га	30-60	120-160
Атм кислород и его потребление, м/год.	-	$5,5 \cdot 10^9$
Вода (безвозвратные потери), млн м ³	Средне+низко(активные) < 800(160) Отработанное ядерное топливо (высокоактивные) 25-30	700000 (420000)
Активность топлива свжезагруженного	11,82	3,5-57
Активность отходов, поступающих в биосферу, Ки	$1,81 \cdot 10^4$	64,67
Мощность тепловых сбросов в конденсатор, % от общей тепловой мощности	67	52
Мощность тепловых сбросов в атмосферу через трубу, % от общей тепловой мощности	0	15
Количество несчастных случаев	0,11	0,059 (360)
Потеря трудоспособности, чел*лет	2,2	1,4

Далее было проведено сравнение основных типов электростанций по следующим признакам: доля выработки электроэнергии, маневренность и КПД.

Доля выработки электроэнергии- часть энергии поступающая от источника до потребителя.

Маневренность - такой режим работы, где в установленный интервал времени переменная мощность.

КПД- это коэф. показывающий эффективность системы.

Результаты расчета продемонстрированы в таблице 2 [5].

Таблица 2 – Техничко-экономические показатели электростанций

Тип ЭС	Ед. мощность блока, МВт	Доля выработки электроэнергии, %	Маневренность, час	КПД, %	Особенности
КЭС	150-1200	45	3-6	35	<ul style="list-style-type: none"> • Удален от потребителя; • Загрязнение атмосферы.
ТЭЦ	До 250	23	3-6	65	<ul style="list-style-type: none"> • Вблизи потребителя • Привозное топливо • Наличие ГРУ • Загрязнение атмосферы
АЭС	ВВЭР:440-1000 РБМК-1000 БН-600	14	6-10	35	<ul style="list-style-type: none"> • Реактор • Захоронение отходов • Безопасность
ГЭС	До 640	18	0,05	85	<ul style="list-style-type: none"> • Привязаны к рекам • Удалены от потребителей • Отчуждение территорий

Результаты показывают, что среди невозобновляемых источников энергии риски от атомных электростанций при нормальной эксплуатации минимальны как для персонала, занятых на различных этапах, так и для населения в целом. В случае с углем более высокую опасность для персонала несет воздействие на атмосферу: добычи, перевозки и продуктов сгорания. Крайние две причины также относятся к нефти и газу и влияют на население в целом. Согласно общему методу расчета риска для атомных электростанций, шанс большой катастрофы на атомной электростанции в сто раз ниже для той же единицы выработки электроэнергии иных источников.

Литература

1. Арсеньев Г.А. и др. «Тепловое оборудование и тепловые сети». Издательство М: Энергоатомиздат, 1988.
2. Кругликов П.А. Техничко-экономические основы проектирования ТЭС и АЭС. Письменные лекции СПб, СЗТУ, 2003.
3. Соколов Е.Я. "Теплофикация и тепловые сети". Издательство М.: Энергия, 2008.
4. Яковлев Б.В. «Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения». Издательство М: «Новости теплоснабжения», 2008.
5. «Технологический процесс в энергетике. Классификация электрических сетей» <https://myslide.ru/presentation/skachat-technologicheskij-process-v-energetike-klassifikaciya-el-ektricheskix-setej>

ЗАВИСИМОСТЬ ТЕПЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗДАНИЯ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Современное жилое здание потребляет большое количество энергии. Большую часть потребляемой энергии составляет электрическая энергия, потребляемая различными приемниками, и тепловая энергия, расходуемая на отопление, вентиляцию, а также горячее водоснабжение жилых зданий. Наличие больших объёмов тепловой энергии используемых на объектах и циркулирующих по соответствующим тепловым сетям неизбежно приводит к возникновению значительных потерь, что особенно привлекает внимание в контексте утвердившейся в нашей стране тенденции к энергосбережению и повышению эффективности работы энергетики России в целом.

В системе теплоснабжения наибольшее значение имеют, без всяких сомнений, потери в тепловых сетях, которые могут достигать четверти от отпуска, а при использовании пара и больших значений. Хотя относительные потери тепла на объекте теплоснабжения не так велики, но при переходе на абсолютные значения, а также с учетом огромного объектов и различных видов объектов, они становятся значительной величиной. Кроме того, в снижении потерь тепла у потребителя заинтересованы непосредственно жильцы, если речь идет о жилых зданиях, так как приводит к снижению абонентской платы и повышению уровня комфорта в помещении и здании в целом, что особенно актуально, когда речь идет об многоквартирных жилых домах – коттеджах.

Главное назначение системы отопления заключается в поддержании в помещении нормативной температуры воздуха в обитаемой зоне помещения. Для обеспечения этого сумма тепловых притоков должна быть равна сумме потерь тепла при расчетном режиме работы системы отопления. Для жилых зданий подавляющее большинство потерь составляют потери через наружные ограждения помещения: стены, окна, полы, потолки и перекрытия, а также потери тепловой энергии на нагрев инфильтрационного воздуха. Кроме того, необходимо учитывать притоки тепла от внутренних источников в помещении: теплопоступления от людей, находящихся в помещении; от различного электрооборудования и прочих. Учет внутренних источников зачастую достаточно сложен в связи с их непостоянством, но пренебрежения ими при проектировании системы отопления способно привести к повышению температуры выше комфортной для человека.

Расчет тепловых потерь всего здания является достаточно сложной задачей так как требует расчета тепловых потерь отдельных помещений, а также учёта особенностей конкретного объекта. Кроме того, возможны ситуации, когда проектирование системы отопления происходит при отсутствии окончательной планировки и конструкции наружных ограждений. В данном случае применяется величина, характеризующая теплопотери здания,

отнесенные к единице объёма или площади здания – удельная тепловая характеристика здания $q_{зд}$, Вт/(м³·°С).

Преимущество использования данной системы расчета удельной характеристики зданий заключается в том, что она учитывает конструктивные особенности здания. Использует коэффициент, учитывающий соотношение остекления к площади стены. В формуле, предлагаемой СП «Тепловая защита» используются коэффициенты теплоотдача окон, стен, потолков и полов. Таким образом можно сделать вывод, что удельная тепловая характеристика является универсальным показателем, характеризующим тепловую эффективность здания.

Для большинства проектов многоквартирных зданий старой постройки она известна и может быть использована для расчета мощности системы отопления по укрупненным показателям. Такие расчеты менее точны, но значительно проще, кроме того такие расчеты дают значения мощности системы отопления большие чем те, что были бы получены при расчете по подробной методике, что подтверждает их пригодность к использованию при, например, выборе установленной мощности источников централизованного теплоснабжения, которые всегда строятся с заделом на будущее.

Влияние факторов на тепловую характеристику здания:

1) термическое сопротивление ограждающих конструкций – минимальные значения термических сопротивлений наружных конструкций устанавливаются нормативными документами и не может быть ниже определенного значения в зависимости от ГСОП [1];

2) геометрические показатели здания – удельная теплопотеря здания зависит от формы и размеров здания в плане, характеризуемых периметром, площадью, а также высотой здания. При неизменном объёме здания увеличение его высоты и, соответственно, снижение площади приводит к увеличению теплопотерь через вертикальные конструкции и к снижению теплопотерь через горизонтальные, что на практике обычно приводит к увеличению потерь тепла с увеличением этажности здания;

3) поглощение солнечной радиации - это является следствием поступления дополнительного количества теплоты в отапливаемое здание за счёт солнечной радиации. Особенно заметно влияние теплоты от солнца в начале и конце отопительного периода — октябрь и апрель, например, для Красноярска поступления теплоты за счёт солнечной радиации в конце отопительного периода может достигать более 80% от потерь теплоты через наружные ограждения [4];

4) внутренние теплопоступления здания – принимаются по СП «Тепловая защита зданий» для жилых зданий в размере от 10 до 17 Вт/м² в зависимости от общей площади на человека;

5) влияние ориентации здания относительно сторон света на энергопотребление – ориентация главного фасада на юг способствует снижению влияния солнечной радиации в летнее время, кроме того размещение здания не должно блокировать поступление солнечного света к фасадам других зданий;

б) на удельную отопительную характеристику здания влияет и его вентиляционная система. Это включает в себя такие элементы, как окна, вентиляционные отверстия, вентиляторы и системы кондиционирования воздуха. Наличие достаточной вентиляции может предотвратить невыносимую жару или влажность в помещении.

Таким образом, можно сделать вывод, что удельная тепловая характеристика здания является важной характеристикой, которую нужно учитывать для обеспечения комфорта внутренней среды и эффективности работы системы отопления здания. Понимая динамику его изоляционных материалов, системы вентиляции, ориентации и формы, а также отделки здания, можно оптимизировать характеристики здания, чтобы лучше управлять его внутренней температурой и снижать затраты на энергию. Основными направлениями при проектировании новых типов зданий с повышенной теплозащитой является оптимизация теплозащитных и теплоинерционных свойств здания.

Литература

1. СП 50.13330.2012. Тепловая защита зданий. Актуализ. ред. СНиП 23-02-2003. / Дата введ.: 01.07.2013.
2. СП 60.13330.2020. Отопление, вентиляция и кондиционирование. Актуализ. ред. СНиП 41-01-2003 / Дата введ.: 01.07.2021.
3. Е. Я. Соколов. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. – 8-е изд., стереот./Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 472с
4. Гашо, Е.Г. Анализ зависимости тепловой энергии, затраченной на отопление и охлаждение зданий, от различных факторов /Е.Г. Гашо, А.М. Фокин //Журнал Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2022. - №3. – С. 64-67

*К.А. Зинченко, асп., рук. В.А. Чернышев, д.т.н., проф.
(Филиал «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПРОМЕЖУТКОВ БУМАЖНО-МАСЛЯНЫХ КОНДЕНСАТОРОВ

В настоящее время актуальным решением проблемы обеспечения целостности энергетического оборудования и его стабильной безаварийной работы является своевременная диагностика изоляционной системы силового оборудования. Известно множество прямых и косвенных методов оценки состояния изоляционной системы. Наиболее перспективными являются методы определения влажности бумажной пропитанной изоляции, основанные на исследовании процессов поляризации/деполяризации в диэлектрических средах, так как содержание влаги в изоляции имеет непосредственную корреляцию с состоянием изоляции.

Наибольший интерес вызывает анализ изоляционной системы путем неразрушающего контроля, а именно методом измерения токов диэлектрической абсорбции, который был разработан в Смоленском филиале МЭИ. Данные, полученные этим методом, коррелируют с данными, полученными методами возвратного напряжения, хроматографическим анализом растворенных газов, методом частотного анализа и иными, используемыми для решения аналогичных задач.

Достоинством метода измерения токов диэлектрической абсорбции является относительная дешевизна оборудования, используемого в процессе исследования, простота измерения и достаточно короткое время проведения измерений, что позволяет выводить исследуемое силовое оборудование из эксплуатации на более короткий срок относительно других методов измерений.

Однако данные, полученные при измерении, не всегда носят явный характер и требуют более глубокого анализа человеком, обладающим достаточными знаниями процессов, протекающих в изоляционной системе, для однозначной интерпретации результатов исследования.

В данной работе были проведены исследования изоляционной системы группы металобумажных конденсаторов марки МБГЧ-1 1986 года выпуска, которые находились в эксплуатации более 30 лет. Исследования проводились с помощью мегомметра С.А 6547, который позволяет измерять следующие параметры: R, U, DAR, PI, C, I, DD. Измерения проводились при трех испытательных напряжениях: 250В, 500В и 750В.

На рисунке 1 представлена зависимость сопротивления от времени приложения напряжения 250В для конденсатора № 1.

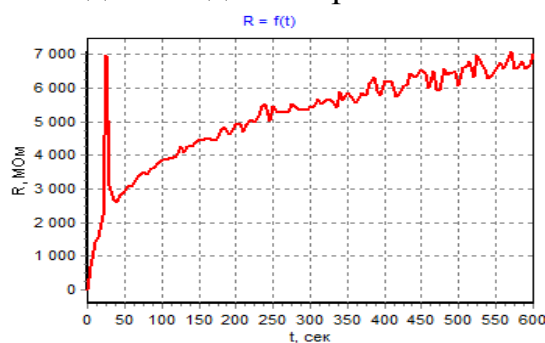


Рисунок 1 – Зависимости сопротивления от времени приложения напряжения

Следующим этапом рассматриваемого метода является построение зависимости тока утечки от времени. Абстрагируясь от тока смещения, вызванного быстрыми видами поляризации, рассматривая ток утечки в диапазоне от 100 до 600 секунд и проведя аппроксимацию, была получена характеристика, приведённая на рисунке 2.

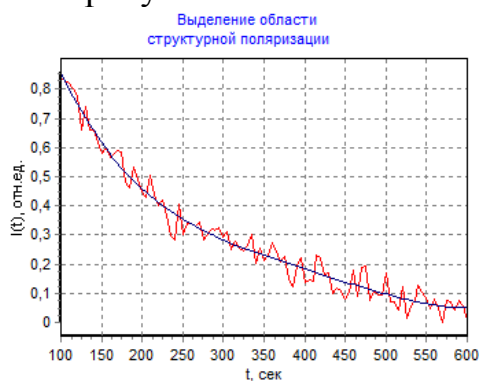


Рисунок 2 – Аппроксимация данных тока утечки при напряжении 250В

Третьим ключевым этапом является выведение поляризационного спектра поглощения $f(t) = t * i(t)$, выполненное на основании рисунка 2, и выделение максимумов функции (рисунок 3).

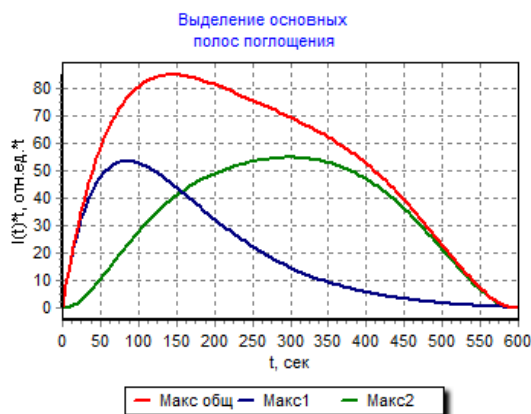


Рисунок 3 – Поляризационный спектр поглощения с выделенными максимумами спектра тока поляризации при напряжении 250В

Наличие двух максимумов при выведение поляризационного спектра объясняется наличием гомозаряда и гетерозаряда, предположительно отвечающие за состояние изоляционного масла и бумаги соответственно.

Проводя аналогичные описанным выше этапам измерений для того же исследуемого конденсатора, но для испытательных напряжений 500В (рисунок 4) и 750В (рисунок 5) были получены следующие поляризационные спектры поглощения и выделены их максимумы.

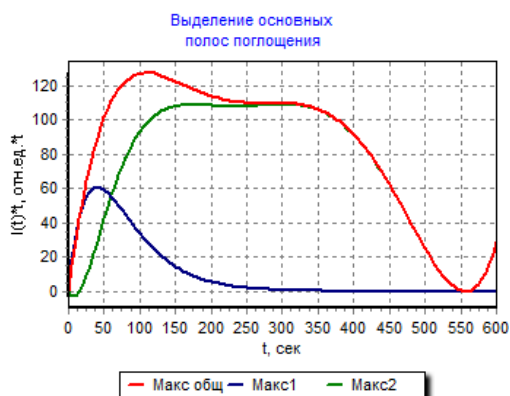


Рисунок 4 – Поляризационный спектр поглощения с выделенными максимумами спектра тока поляризации при напряжении 500В

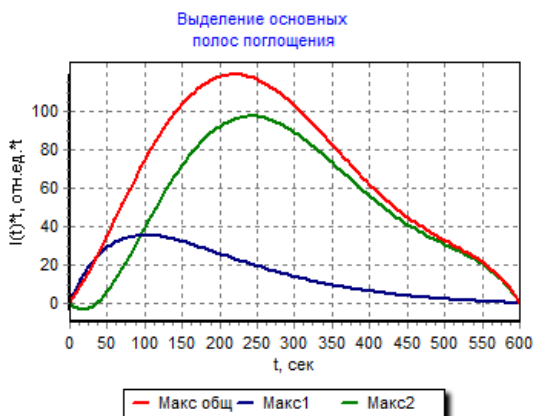


Рисунок 5 – Поляризационный спектр поглощения с выделенными максимумами спектра тока поляризации при напряжении 750В

На основании зависимостей, полученных на рисунках 3-5 можно сделать вывод о смещении основного максимума по оси времени, а также уменьшении амплитуды первого максимума. Полученные данные свидетельствуют об

ухудшение качества изоляционного масла и возможной его полимеризации. Таким образом, состояние исследуемого конденсатора можно оценить как хорошее с явно выраженными процессами старения, которые наибольшим образом сказались на изоляционном масле.

Также были проведены испытания аналогичных конденсаторов, среди которых конденсатор № 2 заслуживает отдельного внимания. На рисунке 6 приведен график поляризационного спектра поглощения с выделенными максимумами спектра тока поляризации при напряжении 250В.

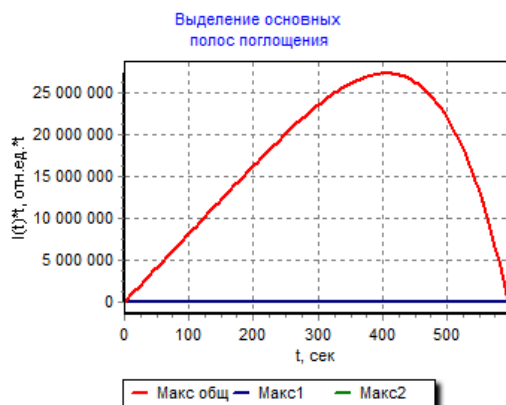


Рисунок 6 – Поляризационный спектр поглощения с выделенными максимумами спектра тока поляризации при напряжении 250В

Как видно из рисунка 6, зависимость имеет не типичную форму и трудна в интерпретации полученных данных. Наличие большого амплитудного значения максимума свидетельствует о способности изоляции выдерживать большое количество заряженных частиц без пробоя изоляции. Однако наличие столь большого амплитудного максимума, как представлено на рисунке 6, свидетельствует о наличии воздушной поры в толще изоляционного материала.

Также были построены аналогичные зависимости для испытательных напряжений 500В и 750В, которые приведены на рисунках 7 и 8 соответственно.

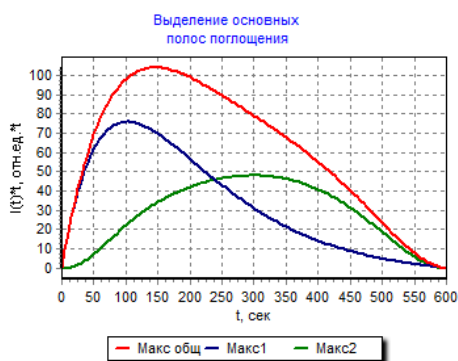


Рисунок 7 – Поляризационный спектр поглощения с выделенными максимумами спектра тока поляризации при напряжении 500В

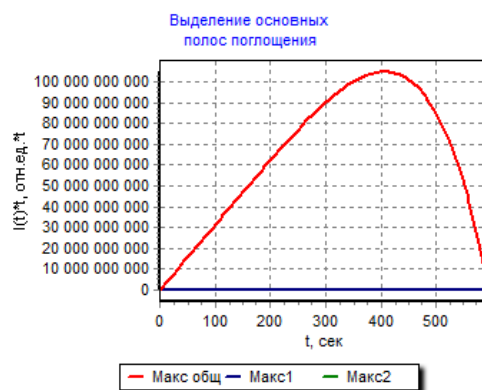


Рисунок 8 – Поляризационный спектр поглощения с выделенными максимумами спектра тока поляризации при напряжении 500В

Поляризационный спектр, представленный на рисунке 7, имеет типовую форму, что свидетельствует о том, что повышение испытательного напряжения до 500В вызывает шунтирование воздушной поры, и диэлектрический материал вновь имеет однородную структуру.

Поляризационный спектр, представленный на рисунке 8, имеет форму, аналогичную форме, полученной на 250В. Подобное поведение описывается ионизационной кривой диэлектрика, представленной на рисунке 9.

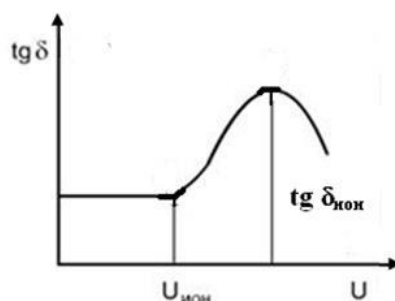


Рисунок 9 – Ионизационные потери пористых диэлектриков

При испытательном напряжении 250В на границе поры происходит накопление заряженных частиц, тем самым происходит повышение напряжения на поре. При увеличении испытательного напряжения происходит пробой воздушной поры. После пробоя воздушной поры падение напряжения на поре уменьшатся и ударная ионизация прекращается. Через некоторое время с дальнейшим увеличением испытательного напряжения воздушная пора вновь «включится» и не будет пробиваться пока количество заряженных частиц не будет достаточным для возобновления процесса ударной ионизации.

На основании полученных данных можно сделать вывод, что метод обладает высокой чувствительностью и позволяет оценить устойчивость системы к действующим нагрузкам. Однако становится очевидным, что возможно возникновение ситуаций, при которых для интерпретации полученных данных необходима достаточная научная база человека, использующего данный метод.

РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ И АЛГОРИТМА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

Данная статья направлена на изучения частотно – регулируемого электропривода для центробежных насосов, необходимых для подачи технической или питьевой воды и перемещения ее по магистралям, в соответствии с заданным значением напора. Работа насоса основана на регулировании частоты вращения двигателей в автоматическом режиме. При снижении объема потребляемой воды частота вращения двигателя снижается за счет снижения величины напряжения и изменения периода переключения ключей инвертора. Характеристика центробежного насоса имеет более высокий диапазон регулирования, что важно для насосов с регулируемой скоростью [1].

В разрабатываемую структурную схему будут входить следующие элементы [2]:

- двигатель – включает в себя электродвигатель и преобразовательное устройство;
- рабочий орган – редуктор, который является передаточным устройством;
- управляющее устройство, в качестве которого выступает электронный блок управления.

Рассмотрим дополнительно элементы, которые взаимодействуют с электроприводом:

- источник энергии – трехфазная сеть переменного тока;
- объект воздействия – исполнительный орган, в качестве которого выступает центробежный насос;
- внешнее управление – панель приборов оператора.

Рассмотрим подробнее каждый из вышеперечисленных элементов.

Электродвигатель. В качестве электродвигателя выступает трехфазный асинхронный электродвигатель, который является электромеханическим преобразователем энергии.

В данной системе применяются два преобразователя, имеющих совместное управление. В качестве объекта воздействия выступает передаточное устройство.

Преобразовательное устройство – устройство, предназначенное для изменения электрических параметров с одним набором входных величин в электрические параметры с другим набором выходных величин. В данной работе роль преобразовательного устройства выполняет преобразователь частоты.

Передаточное устройство – преобразователь механической энергии, осуществляющий передачу механической энергии от объекта воздействия к нагрузочному механизму. Им является редуктор, установленный для каждого двигателя по отдельности.

В качестве управляющего устройства выступает устройство, формирующее внешние сигналы. Таким устройством является блок формирования сигналов управления. Объектом управления является преобразовательное устройство и электродвигатель.

В качестве источника питания для электропривода выступает трехфазная сеть переменного тока.

Внешнее управление представляет систему управления более высокого уровня, по отношению к электроприводу, которая поставляет нужную информацию для корректного функционирования электропривода.

Исполнительный орган электропривода – насос, с помощью которого осуществляется регулировка напора и подачи воды в соответствии с технологическим требованием [3].

Структурная схема электропривода насосной станции показана на рис. 1.

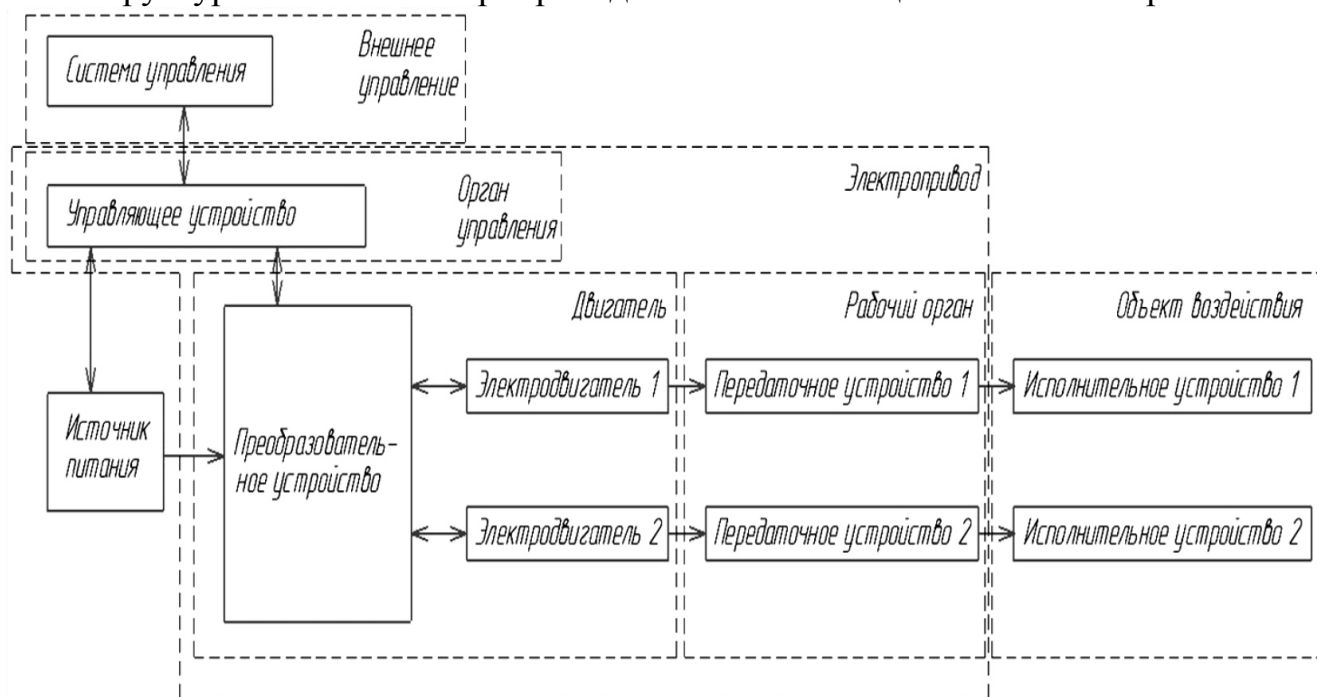


Рис. 1 Структурная схема электропривода насосной станции

Алгоритм функционирования асинхронного электропривода насосной станции приведен на рис. 2.

Разберем алгоритм подробнее:

1. подача напряжения сети;
2. анализ информации, поступающей с датчиков;
3. проверка состояния оборудования;
4. формирование на дисплее оператора сведений об электрооборудовании;
5. настройка режима работы электродвигателей в соответствии с технологическим процессом;
6. пуск системы управления;
7. анализ воздействий, поступающих на преобразователь;
8. процесс формирования сигналов, которые поступают на электродвигатели с преобразователя частоты;

9. преобразование энергии для осуществления работы насосов;
10. осуществление работы (вращения) насосных устройств;
11. анализ сигналов, поступающих с датчиков обратных связей;
12. контроль значений величин электродвигательных устройств;
13. формирование на дисплее оператора сведений о работе системы.

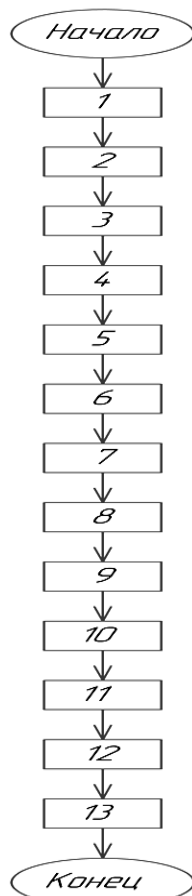


Рис. 2 Алгоритм функционирования асинхронного электропривода

Таким образом, разработанная структурная схема представляет собой замкнутую систему электропривода, предназначенную для осуществления пуска двигателей насосов, работающих по определенному технологическому алгоритму с поддержанием постоянства заданных параметров. Полученная схема позволяет разработать математическую модель асинхронного электропривода с частотным регулированием и управлением по скалярному закону.

Литература:

1. Анучин, А. С. Системы управления электроприводов: учебник для вузов / А. С. Анучин-. Москва: Академия, 2015. – 371 с.
2. Москаленко, В.В. Системы автоматизированного упр. электропривода: учебник / В.В. Москаленко. - М.: Инфра-М, 2018. - 576 с.
3. Фролов, Ю.М. Регулируемый асинхронный электропривод: учебное пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - СПб.: Лань, 2018. - 464 с.

СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА

Система теплоснабжения города применяется для удовлетворения потребностей населения в отоплении, горячей воде и вентиляции. В качестве источников термической энергии применяются тепловые электростанции и котельные. В качестве теплоносителя применяется вода с соблюдением правил чистоты, например как примеси со временем выпадают в осадок и разрушают тепловые сети. Из-за этого тепловые сети имеют трудную инженерную конструктивно-химическую очистку воды. Употребление тепла больше неравномерно, чем употребление горячей воды, потому что летом участок не отапливается. Длительность отопительного сезона рассчитывается в зависимости от погодных критериев города. В систему теплоснабжения входят источник тепла, тепловые системы отопления можно разделить на способы подключения системы.

Зависимая система – средства теплопередачи от источника тепла (ТЭЦ, котельная) идут напрямую к потребителю. В этой системе отсутствуют центральные или отдельные пункты отопления. Проще говоря, вода из тепловой сети подается непосредственно к батареям. Зависимая схема теплоснабжения показана на рисунке 1.



Рисунок 1- Зависимая схема теплоснабжения

Независимые системы: В данной системе есть ЦТП и ИТП. Хладагент, циркулирующий по термическим тепловым сетками, нагревает воду в теплообменнике (1-й очертание красная и зеленоватая полосы). Нагретая вода в теплообменнике теснее циркулирует на платформе отопления покупателя (контур 2 - оранжевая и голубая полосы). Независимая схема показана на рисунке 2.



Рисунок 2- Независимая схема теплоснабжения

Насосы для предотвращения обратного потока используются для компенсации потерь воды из-за утечек или сбоев в системе и для поддержания давления в обратных трубопроводах.

Муниципальные системы теплоснабжения классифицируются по следующим признакам

- Степень концентрации
- Способ производства тепла (комбинированное и раздельное производство тепла).

- Способ подачи горячей воды и отопления (открытая, горячая вода подается непосредственно из сети централизованного теплоснабжения на вход сети централизованного теплоснабжения).

- Способ подачи тепла потребителям (одноступенчатые и многоступенчатые системы теплоснабжения).

Еще системы теплоснабжения обозначаются по виду теплоносителя (пар, газ, вода, воздух).

Теплоноситель обязан отвечать показателям (санитарно-гигиеническим и технико-экономическим)

Свойства теплоносителя:

- Газ получают при сгорании горючего, он владеет высочайшей температурой, но перевозка газа доводит систему отопления к термическим потерям.

- Пар выходит при конденсации в нагревательных устройствах. Масса пара при термических нагрузках уменьшается в сравнении с остальными теплоносителями.

- Вода- это теплоноситель который владеет высочайшей теплоемкостью и плотностью по сравнению с другими теплоносителями, собственно что выделяет вероятность транслировать большее количество теплоты на гигантские расстояния, имея при данном невысокие термические потери при небольших диа-

метров трубопроводов и маленьких температурах нагрева плоскости нагревательных приборов.

- Воздух пользуют в системах невесомого отопления, который поддерживает долговременную температуру в помещениях.

Система (ЦТП) или распределительный пункт (РП), расположенный между источником тепла и потребителем в этих системах, позволяет изменять параметры теплоносителя в соответствии с местными требованиями потребителя.

Они оснащены насосными установками ЦТП и РТП и водонагревателями, которые регулируют предохранительные клапаны с использованием регуляторов и датчиков, которые нужны для обеспечения потребителей необходимых параметров. Перекачка или нагрев воды магистральных трубопроводов (первая ступень) используется для частичной или полной гидравлической изоляции распределительной сети (вторая ступень). Из центральных тепловых пунктов (ЦТП) или районных тепловых пунктов (РТП) теплоноситель с нормативными параметрами подается в местный тепловой пункт каждого здания для местных потребителей по разным видам трубопроводов второй очереди.

В то же время подстанции централизованного теплоснабжения обеспечивают только смешение подъемов обратной воды от ЦТП, местное регулирование расхода воды для горячего водоснабжения и учет потребления тепла. Сеть теплоснабжения подразделяется на магистральную сеть, расположенную в основном направлении населенного пункта, распределительную сеть внутри кварталов и районов и ответвления к отдельным домам и потребителям. План тепловой сети, как правило, является радиационным планом. Отдельные линии электропередачи соединяются между собой или между ветвями устанавливаются взаимосвязи, чтобы избежать перебоев в подаче тепла потребителям.

В крупных городах с большим количеством крупных источников тепла строятся более сложные тепловые сети в кольцевой системе. Для надежной работы этих систем важна их иерархическая конструкция, при которой вся система разбита на ряд значений, любой из которых содержит собственную личную задачу, уменьшающую смысл от верхнего значения к нижнему.

Верхняя степень произведена из источника тепла, грядущая степень - сеть передачи тепла с подстанциями централизованного теплоснабжения и нижняя степень - распределительная сеть с включениями покупателей. Горячие источники обеспечивают подачу горячей воды с постоянной температурой и давлением в отопительную сеть, циркуляцию воды внутри системы и поддержание правильного гидродинамического и статического давления в системе. Источник тепла включает в себя специальные установки для очистки воды, которые химически обрабатывают и снижают содержание воды. Основной поток хладагента подается к узлам горячей заправки через основную сеть отопления: хладагент распределяется по всему городу в РТП, а в городской сети поддерживаются неза-

висимые гидравлический и калорический режимы. Иерархическая конструкция системы теплоснабжения гарантирует управляемость во время эксплуатации.

Оценка надежности системы теплоснабжения.

Надежность системы теплоснабжения гарантируется надежной работой всех составляющих системы теплоснабжения, охватывая наружную систему подачи горючего и информаторы тепла и воды, присоединенные к системе теплоснабжения. В целом, актуальными показателями для оценки надежности теплоснабжения считаются эмпирические характеристики, как частота отказов котла и связанное с данным недоступность аварийного теплоснабжения $K_{ав}$ /авария ($K_{ав}$: недоступность аварийного теплоснабжения / год (Гкал), мероприятие: расчетная термическая мощность системы теплоснабжения котла / год (Гкал). Перемена данных характеристик говорит о увеличении или же понижении надежности рассматриваемой системы теплоснабжения. Впрочем эти характеристики не имеют все шансы быть применены в качестве универсальных системных характеристик, потому что они не включают вещество сопоставления систем теплоснабжения. Для оценки надежности системы теплоснабжения нужно применить наружные характеристики надежности системы, эти как данные о системе теплоснабжения и поставках электричества, воды и горючего для термической энергии.

В результате исследования теплоснабжения города было установлено, что данная система является важным элементом для обеспечения комфортных условий жизни населения. Однако, факторы, такие как устаревшее оборудование и недостаточное государственное финансирование приводят к снижению эффективности системы и увеличению затрат на производство тепла. Для повышения эффективности теплоснабжения города и уменьшения негативных влияний на окружающую среду, необходимо внедрять инновационные технологии и методы работы. Это может включать в себя использование альтернативных источников энергии, таких как солнечная и ветровая энергия, а также оптимизацию существующей инфраструктуры и внедрение управления системой на основе машинного обучения. В целом, решение проблем, связанных с теплоснабжением города, является важным шагом в направлении устойчивого развития современных городов и охраны окружающей среды

Список литературы

- 1) Интернет-ресурс: Что такое теплоснабжение и откуда оно берется <https://mco-7.ru/blog/> (Дата обращения 19.03.2023)
- 2) Интернет-ресурс: Система теплоснабжения <https://studfile.net/preview//> (Дата обращения 19.03.2023)

СОВРЕМЕННОЕ ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. ГРАФО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСЧЕТА

Современное теплообменное оборудование является дорогим техническим оборудованием. В масштабах промышленности часто используются агрегаты большой мощности и размеров, что приводит к их высокой стоимости. Именно поэтому подбор теплообменника следует выполнять после его технического, гидравлического, компоновочного и поверочного расчета. Это очень объёмная работа. Технический расчет можно проводить разными методами, но наиболее простой время не затратный является графо-аналитический, который основан на том, что при установившемся тепловом режиме удельное количество, передаваемое в единицу времени через все слои стенки, есть величина постоянная и равная количеству тепла, передаваемого от одного теплоносителя к другому.

Для подробного рассмотрения выше указанного метода следует рассмотреть пример. Необходимо рассчитать сетевой подогреватель на источнике теплоты-промышленной паро-водогрейной котельной. Для этого необходимо использовать графо-аналитический метод,

Исходные данные подогревателя известны и представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Исходные данные

Тип установки		горизонтальная
Теплопроизводительность, Q, кВт		4000
Греющий теплоноситель-насыщенный водяной пар	$t_1' = t_1''$, °C	133,5
	P_H , МПа	0,3
Обогреваемый теплоноситель-вода	t_2' , °C	45,0
	t_2'' , °C	100,0
Коэффициент теплопроводности трубок, $\lambda_{тр}$, Вт/(м°C)		52,0
Размеры трубок, $d_H \cdot \delta$, мм		20·2
Термическое сопротивление загрязнения, $R_{загр}$, м ² °C/Вт		0,0003
Скорость воды в трубах, w, м/с		1,2
Коэффициент тепловых потерь, $\eta_{ТП}$		0,98

Методика данного метода проста, в сравнении с другими методами, и заключается в определении зависимости $\Delta t = f(q)$ для отдельных последовательно расположенных участков перехода тепла от конденсирующегося водяного пара к нагреваемой воде, проходящей внутри трубок.

Для начала определяют среднелогарифмический температурный напор теплоносителей:

$$\Delta t_{\text{л}} = \frac{t_{\delta} - t_{\text{м}}}{\ln \frac{t_{\delta}}{t_{\text{м}}}};$$

$$t_{\text{м}} = t_s - t_2'' = 133,54 - 100 = 33,54 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{\delta} = t_s - t_2' = 133,54 - 45 = 88,54 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta \bar{t} = \frac{88,54 - 33,54}{\ln \left(\frac{88,54}{33,54} \right)} = 56,66 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Затем начинается определение температурного напора для каждого слоя стенки.

а) теплоотдача от пара к стенке трубки :

$$\alpha_{\text{гор}} = 0,845 \cdot \sqrt[4]{\frac{\lambda_{\text{тр}}^3 \cdot r \cdot (\rho'')^3}{\mu_s \cdot d_{\text{вн}} \cdot \Delta t \cdot n}},$$

где $\lambda_{\text{тр}}$ – коэффициент теплопроводности стенки трубки, Вт/(м^{°C});

μ_s – коэффициент динамической вязкости при t_s , Па * с;

n – количество трубок в одном ходе, шт;

ρ'' – плотность насыщенного пара при t_s , кг/м³;

ν_s – коэффициент кинематической вязкости, м²/с;

$g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$ – ускорение свободного падения;

Δt – разность температур, °C;

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубок, м.

Теплофизические величины воды и пара необходимые для расчёта коэффициентов теплоотдачи определяются по средним температурам теплоносителей и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Значение теплофизических величин для горизонтального теплообменника

Величины	Значения
μ , Па · с	$13,4 \cdot 10^{-6}$
r , Дж/кг	$2164,1 \cdot 1000$
ρ'' , кг/м ³	1,662
ν , м ² /с	$0,407 \cdot 10^{-6}$

Тогда коэффициент теплоотдачи определяется:

$$\alpha_{\text{гор}} = 0,845 \cdot \left(\frac{52^3 \cdot 1,662^3 \cdot 2164,1 \cdot 10^3}{13,4 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot 76 \cdot 0,016} \right)^{\frac{1}{4}} = 12158,6 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{ } ^\circ\text{C}}.$$

Удельное количество тепла от пара к стенке определяется задавшись некоторым перепадом температур между теплоносителями определяем плотность тепловых потоков:

$$q_1 = \alpha_{\text{гор}} \cdot \Delta t = 12158,6 \cdot 2 = 24317,2 \text{ Вт/м}^2;$$

б) Удельное количество тепла от стенки к накипи по формуле:

$$q_2 = \frac{\lambda_{\text{тр}}}{\delta_{\text{ст}}} \cdot \Delta t = \frac{52}{0,002} \cdot 2 = 52000 \text{ Вт/м}^2;$$

в) Удельное количество тепла переданное через накипь по формуле:

$$q_3 = \frac{1}{R_{\text{загр}}} \cdot \Delta t = \frac{1}{0,0003} \cdot 2 = 6666,67 \text{ Вт/м}^2;$$

г) Удельное количество тепла от накипи в воде по формуле:

$$q_4 = A \cdot \frac{\omega^{0,8}}{d_{\text{вн}}^{0,2}} \cdot \Delta t = 3100 \cdot \frac{1,2^{0,8}}{0,016^{0,2}} \cdot 2 = 16402,6 \text{ Вт/м}^2;$$

Затем задавшись еще некоторыми перепадами температур также определяем плотности тепловых потоков. Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 4: Коэффициенты теплоотдачи и удельные тепловые потоки при различных Δt ;

$\Delta t, ^\circ\text{C}$	$\alpha_{\text{гор}}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$	$q_1, \text{Вт/м}^2$	$q_2, \text{Вт/м}^2$	$q_3, \text{Вт/м}^2$	$q_4, \text{Вт/м}^2$
2	12158,6	24317,2	52000	6666,67	16402,6
5	9669,4	48347	130000	16666,67	41006,5
10	8130,9	81309	260000	33333,33	82013
15	7347,2	110208	390000	50000	123019,5
20	6837,3	136746	520000	66666,67	164026

Строим графики $q(\Delta t)$ рисунок 1. По суммарному графику находим $Q_{\text{общ}}$ при $\Delta t = 56,66^\circ\text{C}$. Получаем $q_{\text{общ}} = 96146 \text{ Вт/м}^2$.

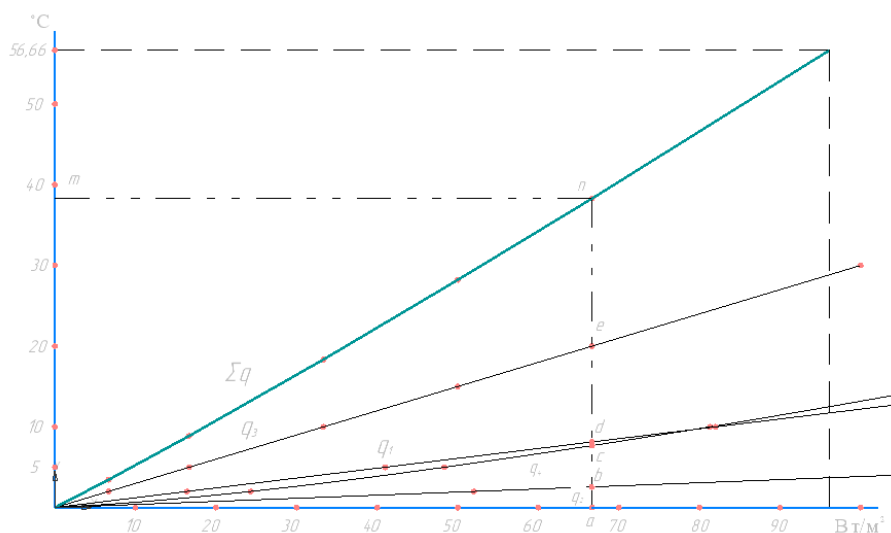


Рисунок 1. Графо-аналитический метод расчета

Коэффициент теплопередачи по формуле:

$$k = \frac{q_{\text{общ}}}{\Delta \bar{t}} = \frac{96146}{56,6} = 1696,894 \text{ Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

Площадь поверхности теплообмена по формуле:

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta \bar{t}} = \frac{4000000}{1696,894 \cdot 56,66} = 41,6 \text{ м}^2.$$

Графо-аналитический метод является достаточно простым в сравнении с другими. Большую сложность этого метода составляет определение критериального уравнения коэффициента теплоотдачи. После расчета выше указанным методом следует провести компоновочный(если компоновка теплообменного аппарата не выбрана), гидравлический и поверочный расчеты.

Литература

1. Лебедев П.Д. Теплообменные сушильные и холодильные установки. Учебник для студентов технических вузов. Изд.2-е, перераб. М., «Энергия», 1972.
2. Б.В. Яковлев. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения // Новости теплоснабжения, 2008 С. 357.

*Е.А. Кондудин студ., М.А. Германов студ., рук. И.А. Кабанова, доцент, к.т.н.,
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ СИСТЕМЫ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

Системы воздухообеспечения промышленных предприятий (СВП) являются одними из основных энергетических систем, характеризующихся большой энергоемкостью процесса получения и передачи данного энергоресурса.

СВП находят широкое применение в различных отраслях промышленности, среди которых металлургическая и машиностроительная отрасли имеют весьма значительные объемы потребления сжатого воздуха с различными параметрами.

СВП включает в себя компрессорные станции, линии транспортировки сжатого воздуха, воздухоотборники и различные распределительные устройства [1, с.29].

Следует отметить, что сжатый воздух может непосредственно использоваться в технологическом процессе, например, в металлургической отрасли для выплавки стали и чугуна, в воздуходелительных установках, а также может быть использован для создания силового момента, например, для привода различных машин и механизмов в различных отраслях промышленности.

По статистическим данным на производство сжатого воздуха затрачивается около 5% общего расхода электроэнергии на металлургических заводах и до 25-30% на машиностроительных предприятиях. При использовании электрического привода компрессоров удельный расход энергии на производство 1000 м^3 сжатого воздуха составляет от 80 до 140 кВт ч (в зависимости от давления сжатого воздуха, типа компрессорных машин, условий охлаждения и других факторов) [1, с. 33].

На этапах проектирования и эксплуатации СВП нужно решать много важных задач и вопросов, позволяющих в значительной мере сокращать как энергозатраты, так и капитальные вложения в систему. Среди таких вопросов можно отметить обоснованный выбор основного и вспомогательного оборудования, рациональную схему трассировки сети воздухообеспечения, согласование режимов работы оборудования в соответствии с реальными графиками и параметрами потребления, обеспечение утилизации вторичных энергоресурсов.

Целью данного исследования является рассмотрение наиболее рациональных схем СВПП, а именно схем с учетом централизации и децентрализации производства сжатого воздуха на промышленных предприятиях.

Как централизованная, так и децентрализованная схемы воздухообеспечения имеют свои достоинства и недостатки. Но в связи со значительным преобразованием структуры многих предприятий и разукрупнением ряда производств, в последние десятилетия возникает необходимость кардинального пересмотра традиционной централизованной схемы воздухообеспечения в пользу частично или полностью децентрализованной схемы.

При выборе оптимальной схемы воздухообеспечения необходимо обеспечить минимальные значения эксплуатационных и капитальных затрат, точнее нужно найти вариант с наименьшим значением расчетных затрат:

$$Z = I + E_n * K, \quad (1)$$

где I – эксплуатационные расходы, K – капитальные затраты, E_n – коэффициент эффективности капитальных вложений.

В виду сложности аналитического решения данной задачи на практике рассматривается несколько вариантов схем воздухообеспечения с учетом как централизованных схем, так и частичной или даже полной децентрализации воздухообеспечения.

На рис.1 представлены несколько схем систем воздухообеспечения предприятия. При предпроектном рассмотрении схем необходимо учитывать специфику предприятия и параметры потребителей для того, чтобы к рассмотрению были взяты только реально возможные схемы с технологической точки зрения.

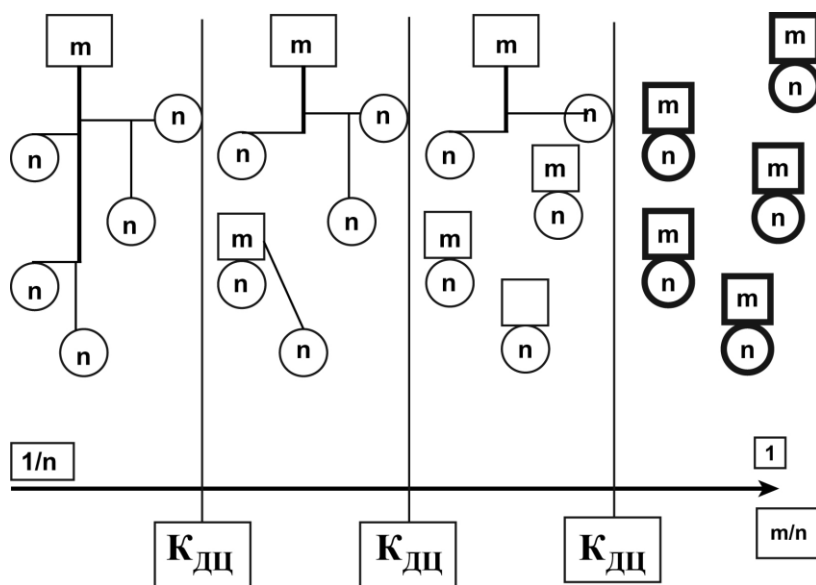


Рисунок 1 - Варианты структуры СВС при разных степенях децентрализации $K_{дц}$

Основная доля капитальных затрат складывается из стоимости компрессорного оборудования и магистральных воздухопроводов. Централизован-

ные системы СВПП позволяют обеспечить экономию затрат на оборудование, но при этом значительные вложения будут в трубопроводы, причем и здесь также задача не однозначна, т.к. возможны различные варианты таких станций СВПП. А именно, можно предусмотреть несколько линий воздухопроводов и, соответственно, установку компрессоров на различное давление непосредственно на компрессорной станции или рассмотреть установки дожимных компрессоров у конкретных потребителей, производя при этом на компрессорной станции сжатый воздух только одного давления, необходимого для большинства потребителей.

Рассматривая схемы децентрализации можно отметить, что с ростом децентрализации увеличивается стоимость основного оборудования с параметрами соответствующими требованиям потребителей, но при этом также уменьшаются капитальные вложения в сети воздухоснабжения за счет значительного уменьшения их протяженности и изменения диаметров при уменьшении количества передаваемого воздуха.

На рис.2 представлены возможные результаты изменения капитальных затрат в зависимости от степени децентрализации $K_{дц}$:

$$K_{дц} = m / n , \quad (2)$$

где n - количество потребителей, m - количество источников.

Полная децентрализация соответствует $K_{дц}=1$, при централизованной схеме $K_{дц}$ является величиной обратной количеству потребителей.

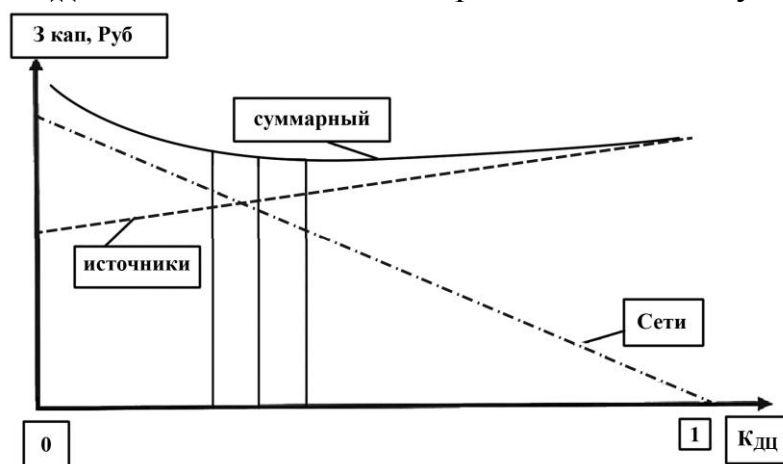


Рисунок 2 - Изменения величины капитальных затрат в СВПП от степени децентрализации.

Эксплуатационная составляющая расчетных затрат связана в первую очередь с затратами энергии на привод компрессорных агрегатов. И здесь важную роль имеет график потребления воздуха и режимы работы компрессоров, т.к. при работе с пониженной нагрузкой значительно изменяется коэффициент полезного действия и возрастают затраты на привод. Поэтому вопрос согласования графиков работы потребителей и компрессорных станций или отдельных компрессоров оказывает значительное влияние на эффективность работы системы. Имеют значение также затраты на охлаждение

компрессоров, что необходимо для повышения КПД и снижения затрат энергии на сжатие воздуха.

Значительные потери мощности при транспортировке обусловлены гидравлическими сопротивлениями магистральных линий. При децентрализации эти потери снижаются как за счет уменьшения длины линий, так и за счет нормирования этих потерь в соответствии с прокачиваемыми объемами воздуха. Следует отметить также, что при этом уменьшается и величина утечек воздуха при транспортировке.

На рис.3 представлены возможные результаты распределения эксплуатационных затрат в зависимости от степени децентрализации.

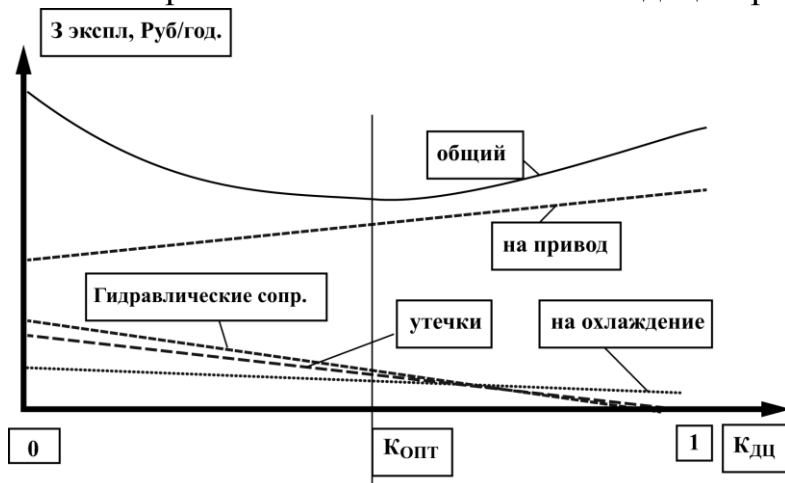


Рисунок 3 - Изменение величины эксплуатационных затрат в СВПП от степени децентрализации.

В результате выполненных исследований в связи с большим количеством параметров и их взаимным влиянием в структуре затрат оптимальное решение может быть найдено только с применением функции расчетных затрат в качестве критерия оптимизации. Данная задача решается для каждого отдельно взятого предприятия с учетом специфики производства, расположения и параметров потребителей сжатого воздуха.

Литература

1. Технологические энергоносители и энергосистемы предприятий: учебник / Н.В. Калинин, Н.А. Логинова, Е.В. Жигулина и др. – М.: Издательство МЭИ, 2021. – 344 с.
2. Системы воздухообеспечения промышленных предприятий: Учебное пособие / Галковский В.А., Михайлов В.А., Фокин А.М. – Смоленск: СФМЭИ, 2010.-125с.

*Е.Д. Крюков, студ.; рук. В.А. Галковский, доцент, к.т.н.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ПЕРЕХОДА К ИНДИВИДУАЛЬНЫМ ТЕПЛОВЫМ ПУНКТАМ

Индивидуальные тепловые пункты (ИТП) – это комплексное решение для теплоснабжения жилых и коммерческих зданий, которое сегодня все чаще используется во многих странах. Одним из главных преимуществ ИТП является высокая эффективность и экономическая выгода, которую они предоставляют.

По сравнению с другими системами теплоснабжения, такими как газовые или электрические котлы, ИТП имеют ряд преимуществ, которые делают их более эффективными и экономически выгодными для конечных потребителей.

Массовое внедрение ЦТП привело к появлению комбинированных тепловых сетей в большинстве кварталов с использованием двухтрубной магистрали от источника до ЦТП и четырёхтрубной от ЦТП до каждого здания. Такие системы усложняют эксплуатацию, ремонт и обслуживание, а их высокая стоимость и потери тепла при передаче теплоносителя являются серьезными недостатками.

Ещё более 40 лет назад [1] были проведены расчёты, показывающие, что использование ИТП в системе теплоснабжения является более эффективным в сравнении с централизованной системой как с точки зрения капиталовложений, так и эксплуатационных затрат. Тем не менее, на тот момент не было необходимого оборудования, такого как компактные теплообменники, малощумные циркуляционные насосы, приборы авторегулирования и учета тепла, что препятствовало реализации данного решения на деле.

Одним из наиболее эффективных методов повышения энергоэффективности и экономии ресурсов в системах централизованного теплоснабжения является переход на индивидуальные тепловые пункты. ИТП позволяют существенно снизить теплопотери в трубопроводах и обеспечить более точную регулировку температуры в каждом помещении, что позволяет избежать перетопа или недотопа помещения. Однако, переход к ИТП требует значительных инвестиций и тщательной оценки перспективности проекта, включая анализ экономических, технических и социальных аспектов.

Во время замены старого оборудования ЦТП на ИТП и перекладки сетей горячего водоснабжения, стоит соблюдать следующие принципы:

- Основой ИТП является паяный пластинчатый теплообменник с объединением двух ступеней в один моноблок. Его коэффициент теплопередачи в 3 – 4 раза больше, чем у кожухотрубных, а площадь теплообмена в 3 – 4 раза меньше, что делает его лучшим выбором за счёт компактности и простоты обслуживания [2].
- Также тепловой пункт будет включать в себя приборы автоматического регулирования и контроля подачи тепла в эти системы, приборы учёта и малощумные насосы.
- В ЦТП удаляется всё оборудование кроме подкачивающих и противопожарных насосов.

Также проблема финансирования перехода к индивидуальным тепловым пунктам может быть решена использованием планшетных тепловых пунктов. Планшетные тепловые пункты – это инновационное решение для теплоснабжения жилых и коммерческих помещений, которое обеспечивает высокую эффективность, экономичность и удобство использования.

Переход к планшетным тепловым пунктам предоставляет возможность размещать оборудование тепловых пунктов в нетипичных местах, таких как стены в подвалах или даже под потолком, освобождая помещения и даже здания для

других нужд. Это может стать дополнительным источником финансирования, если правильно решить вопросы финансово-организационного характера. Например, высвободившиеся помещения могут быть переданы коммерческим структурам для создания заведений досуга, бытового обслуживания населения и других целей, согласованных с органами власти. Однако передача помещений возможна только при условии устройства объекта планшетным тепловым пунктом.

Для получения объективной оценки специалистами была выполнена научная работа по построению системы теплоснабжения на базе ЦТП и ИТП. На рис. 1 приведена экономическая разница от реализации разных тепловых пунктов в системе теплоснабжения.

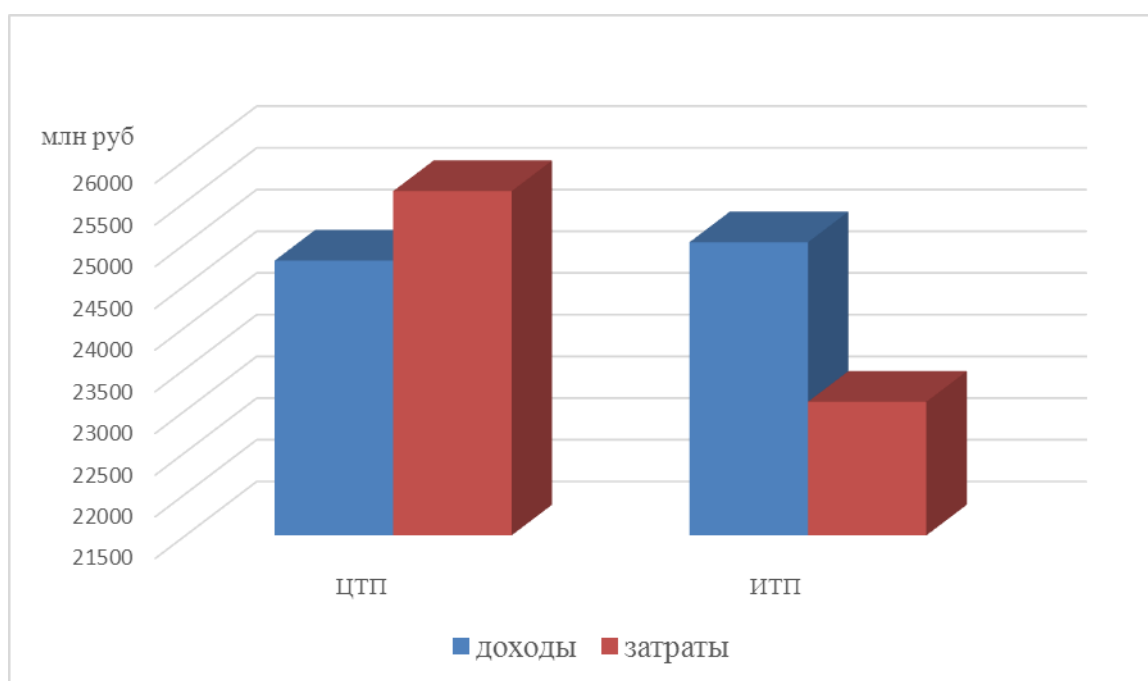


Рисунок 1 – Стоимость монтажа и владения системой централизованного теплоснабжения с перспективой на 20 лет

Практически по всем экономическим и энергетическим показателям индивидуальные тепловые пункты превосходят центральные, вследствие чего экономический эффект (превышение доходов над расходами) при переходе на ИТП составляет 3,6 млрд. руб., а потери тепловой энергии снижаются на 36%. Имея в среднем по стране потери более 12%, использование индивидуальных тепловых пунктов уменьшило бы выработку тепловой энергии на 5%. Инвестиции на строительство системы снизятся на 10%, и затраты на эксплуатацию тепловых сетей на 49% [3].

Внедрение индивидуальных тепловых пунктов может быть результативным решением для повышения энергоэффективности и экономии ресурсов в зданиях с централизованными системами теплоснабжения. Это позволит уменьшить потери тепла при транспортировке теплоносителя, обеспечит более гибкую настройку температурного режима в каждом помещении, а также повышает комфорт жильцов.

Однако, при переходе к ИТП необходимо учитывать множество факторов, таких как подготовка инфраструктуры и возможные проблемы, связанные с эксплуатацией и обслуживанием системы.

Таким образом, на основе тщательной оценки всех возможных факторов и достижения оптимального баланса между экономической эффективностью, удобством эксплуатации и обслуживания, а также удовлетворением потребностей жильцов в комфортных условиях проживания, будет достигнута наиболее верная стратегия по переходу к индивидуальному теплоснабжению.

Литература

1. Ливчак В. И., Письман С. И. Оптимальная степень централизации тепловых пунктов в закрытых системах централизованного теплоснабжения // Водоснабжение и сантехника. – 1975. – № 8.
2. Краснов В.И. Повышение эффективности теплоснабжения зданий и сооружений путём замены в ЦТП кожухотрубных теплообменников на пластинчатые // Энергобезопасность в документах и фактах. 2006. № 2.
3. Кузник И.В. и др. Отказ от центральных тепловых пунктов и изменение температурных режимов в системах централизованного теплоснабжения, необходимы шаг на пути повышения энергоэффективности URL: <https://kuznik.ru/24-otkaz-ot-tsentralnykh-teplovyykh-punktov-i-izmenenie-temperaturnykh-rezhimov-v-sistemakh-tsentralizovannogo-teplosnabzheniya-neobkhodimyj-shag-na-puti-povysheniya-energoeffektivnosti.html>
4. Пырков В.В. Современные тепловые пункты. Автоматика и регулирование. К.: П ДП «Такі справи». 2007. 252 с.
5. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: МЭИ, 2009. 472 с

*С.А. Кузнецов, маг.; рук. И.А. Кабанова, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТЕ ПРОТИВОДЫМНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ

В современном мире наиболее распространенной причиной гибели населения при несчастных случаях относят смерть в пожаре. Огонь на сегодняшний день продолжает нести разрушительную силу даже в том случае, когда человек остается жив, при этом наносится большой ущерб как производственным, так жилым зданиям, иногда без шансов на восстановление. Научные исследователи к настоящему времени приводят эффективный способ для минимизирования или полного избегания отравления продуктами горения, которые являются ядовитыми для человека – монтаж системы противодымной вентиляции.

Актуальность работы заключается в том, в мире инновационных технологий общество по-прежнему нуждается в исследовании и разработке способов повышения безопасности при работе с современными системами, снижающими опасность, возникающую от процессов возгорания. Следует отметить, что в большинстве случаев смерть во время пожара достигается из-за воздействия угарного газа. Системы противодымной вентиляции позволяют ограничить плотность, концентрацию опасных веществ и температуру

продуктов горения, дыма для обеспечения эвакуации граждан из горящих помещений.

Для практического очищения пути эвакуации (коридоров, залов) и предотвращения попадания дыма в шахты лифтов, лестничных клеток рекомендована к установке и эксплуатации система дымоудаления, которая может быть использована как в промышленных и жилых зонах. В работах вентиляционных систем (различных типов: принудительных или естественных) для повышения уровня безопасности следует использовать огнезадерживающие клапаны. Их главная цель – это ограничение распространения негативных факторов пожара по воздухоотводу. Как правило, они оборудованы электромеханическим или электромагнитным приводом, могут комплектоваться термоэлектрическим размыкающим устройством.

В соответствии с ГОСТ 12.1.033-81 ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения. Противодымная защита – это «комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей дыма, повышенной температуры и токсичных продуктов горения» [1].

В рамках данной терминологии были разработаны требования для безопасной эвакуации людей во время пожара, снижения температуры дыма и создания незадымляемой зоны во время вывода из здания, в соответствии с требованиями СП 7.13130 [2] и другими. На сегодняшний день обязательным критерием подтверждения проекта здания является необходимость разработки системы противодымной вентиляции (далее ПДВ).

Системы ПДВ обеспечивают выполнение ряда основных задач:

1. Создать безопасную обстановку для эвакуации людей во время пожара;
2. Обеспечить видимость для работы пожарных подразделений;
3. Сохранить в целостности объектов культурного наследия от воздействия дымогазовоздушной смеси.

Представим ниже классификацию системы противодымной вентиляции:

1. Вытяжные и приточные (исходя из принципа действия) или система дымоудаления.
2. Подпоры воздуха в помещения и объекты, которые необходимо защищать (далее – ПД).
3. Компенсационной подачи воздуха.

Несмотря на широкую вариативность работы систем, они по-прежнему требуют тщательной доработки и пересмотра. К примеру, при использовании ПД в защищаемых помещениях возникает избыточное давление, значительно превышающее нормативные требования, из чего следует непредусмотренная и недопустимая работа проекта, а также сбой воздушного баланса, приводимое к образованию недопустимого перепада давлений на дверях, предназначенных для эвакуации людей. Следует также отметить, что предметом для обсуждения специалистами является диапазон требуемого избыточного давления, а он в свою очередь, значительно превышает величину, необходимую для

препятствования попаданию дымогазовоздушной смеси в защищаемое помещение или объем.

Поэтому при рассмотрении способов повышения безопасности при работе ПВД следует особое внимание выделить давлению.

В соответствии с принятыми требованиями СП 7.13130.2013 [2] для повышения надежности и защиты при работе следует учитывать количественное значение требуемого избыточного давления в защищаемых помещениях и объемах, поскольку эти значения являются предельными для перепада давлений на эвакуационных дверях следующих защищаемых помещений и объемов: 20–150 Па для ЛК типа Н2, Н3; 20–150 Па для тамбур-шлюзов; 20–150 Па для ПБЗ; 20–70 Па для лифтовых шахт (ЛШ).

Также в предложенном документе ГОСТ Р 56638 [3] остро стоит вопрос прописанных условий к перепаду давления для ограничения попадания различных газовых смесей в «чистый» объем в зависимости от назначения помещений и приведена формула для расчета объемно-часовой характеристики проходящего воздуха через неплотности дверей помещений при заданном перепаде. Эти требования к «чистым» помещениям имеют следующую величину: 15 Па для материальных шлюзов; 30 Па для технологических коридоров; 45 Па для участков приготовления и комнат переодевания; 60 Па для участков наполнения и т. д.

Помимо подхода к тщательному анализу давления специалистам следует улучшать работу системы противодымной вентиляции. Рассмотрим современные действенные варианты, способствующие безопасности:

- модернизация дымового пожарного извещателя, который начинает свою работу в ходе возникновения очага тления/пламени, появления летучих продуктов горения.
- регулярная проверка сигналов пожарной тревоги на прибор АПС, АРМ пожарного поста, а также управления на отключение общеобменной сигнализации, закрытие огнезадерживающих клапанов, смонтированных в местах пересечения противопожарных преград.
- использование автоматического открытия клапана дымоудаления, установленного в зоне возгорания с механизированным приводом для удаления дыма, проветривания.
- учет мгновенного включения вентиляторов дымоудаления и притока воздуха.
- использование системы дымоудаления для активного исчезновения летучих пылегазовых продуктов горения, имеющих высокую температуру, из помещения, где находится первоначальный очаг пожара, в том числе за счет автоматического открытия.

Стоит отметить, что широкий спектр основополагающих идей для разработок способов повышения безопасности можно выделить из изложенного в нескольких статьях Федерального закона № 123. При работе с системой ПВД следует изначально разработать такое архитектурно-планировочное,

конструктивное решение, которое позволит всей вентиляции принудительно работать даже в чрезвычайной ситуации как дистанционно, так и автоматически.

Исходя из Ст. 85 следует, что «запрещается применение приточных вентиляционных установок без устройства систем дымоудаления, а также проектирование, монтаж общих систем вентиляции для обслуживания помещений с разными классами пожарной опасности». Не стоит упускать предложенное условие. А также следует учитывать, что при включении систем противодымной защиты обязательно производится автоматическое отключение общеобменных, технологических вентиляционных, кондиционирующих воздух установок.

Даже выбор материала может повлиять на безопасность во время работы. К примеру, Ст. 138 сообщает об обязательных условиях функционирования, конструктивных особенностях некоторых ключевых элементов систем. Установки, связанные с вентиляцией, должны изготавливаться из негорючих материалов, обеспечивая нормативный предел стойкости к огню, с учетом проведения огнезащиты конструкций оборудования. «То же относится к узлам пересечения таких воздуховодов с противопожарными преградами, ограждающими конструкциями зданий, поэтому для заделки/заполнения проемов, отверстий в этих местах необходимы различные виды огнезащитной штукатурки, базальтового материала. Все разъемные соединения воздуховодов в огнестойком исполнении должны иметь уплотнения только из негорючих материалов» [4].

Таким образом, проведенный анализ сведений об организации способов повышения безопасности при работе противодымной вентиляции крайне необходим даже среди постоянного роста инновационных технологий. Существует ряд требований, которые еще нуждаются в своем совершенствовании, к примеру, определение минимально допустимого значения избыточного перепада давления и его максимального предела, зависимости при обеспечении вентилятором подпора воздуха, а также обеспечение алгоритма действий в случае чрезвычайной ситуации, профилактики и проверки работоспособности устройств.

Разработанные положения, законы, ГОСТы позволяют специалистам опираться в решении вопросов безопасности.

Список литературы

1. ГОСТ 12.1.033-81 ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.
2. СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности» с изм. № 1 и № 2.
3. ГОСТ Р 56638-2015 «Чистые помещения. вентиляция и кондиционирование воздуха. Общие требования».
4. Федеральный закон РФ 123-ФЗ от 22.07.2008 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

ПРИМЕНЕНИЕ КОНДЕНСАЦИОННЫХ КОТЛОВ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ

На данный момент стоимость энергоносителей имеет тенденцию постоянного роста, что подталкивает учёных к исследованию энергосбережения, экономии топлива, энерготехнологий. Данные исследования привели к созданию конденсационных котлов. Такие котлы имеют ряд преимуществ относительно обыкновенных конвекционных котлов. Принцип работы конденсационных котлов основан на охлаждении продуктов сгорания с температурой 110-150 °С ниже точки росы, то есть, ниже 56 °С.

Целью данного исследования является рассмотрение вопросов конструктивного исполнения, принципа работы и сравнения эффективности работы и применения конденсационных котлов для организации систем теплоснабжения зданий.

Конденсационные котлы являются модернизированной версией газовых конвекционных котлов. Газовый конвекционный котёл работает следующим образом. В камеру сгорания котла поступает воздух из помещения, в котором расположен котёл, и газ. Воздушно-топливная смесь насыщается кислородом путём естественной циркуляции (конвекции). При горении данной смеси выделяется тепло, которое передаётся через теплообменный аппарат теплоносителю – воде, которая циркулирует по системе отопления. После теплообменника продукты сгорания поступают в дымовую трубу и выбрасываются в окружающую среду.

Принципиальным отличием этих двух котлов является наличие у конденсационного вторичного теплообменного аппарата, который предназначен для дополнительного охлаждения дымовых газов до температуры ниже точки росы, что позволяет получать теплоту от дымовых газов, а также их скрытую теплоту конденсации и использовать её для нагрева воды, поступающей из обратной линии отопления. Таким образом, после первичного теплообменного аппарата в конденсационном котле дымовые газы не сразу поступают в дымовую трубу, перед этим они проходят через вторичный теплообменник. После вторичного теплообменного аппарата теплоноситель поступает в первичный теплообменник, где происходит основной нагрев уже до заданной температуры. В результате охлаждения дымовых газов ниже точки росы происходит конденсация водяных паров, образующийся конденсат стекает в специальный резервуар. Помимо этого, есть ещё одно отличие – в конденсационном котле насыщение воздушно-топливной смеси происходит с помощью нагнетания воздуха на горелку вентилятором из окружающей среды.

На рис.1 приведена принципиальная схема конденсационного котла.

Конденсационные котлы нашли своё применение в низкотемпературных системах, так как в них они могут полностью раскрывать свой потенциал. Это связано с тем, что в таких системах теплоноситель имеет температуру, которая

позволяет использовать скрытую теплоту конденсации дымовых газов. Как правило, таковыми являются системы «тёплый пол». В иных случаях будет необходимо применять радиаторы отопления, которые рассчитаны на температуру теплоносителя не выше 50 °С. Это необходимо для эффективного функционирования конденсационных котлов, что следует из принципа их работы.

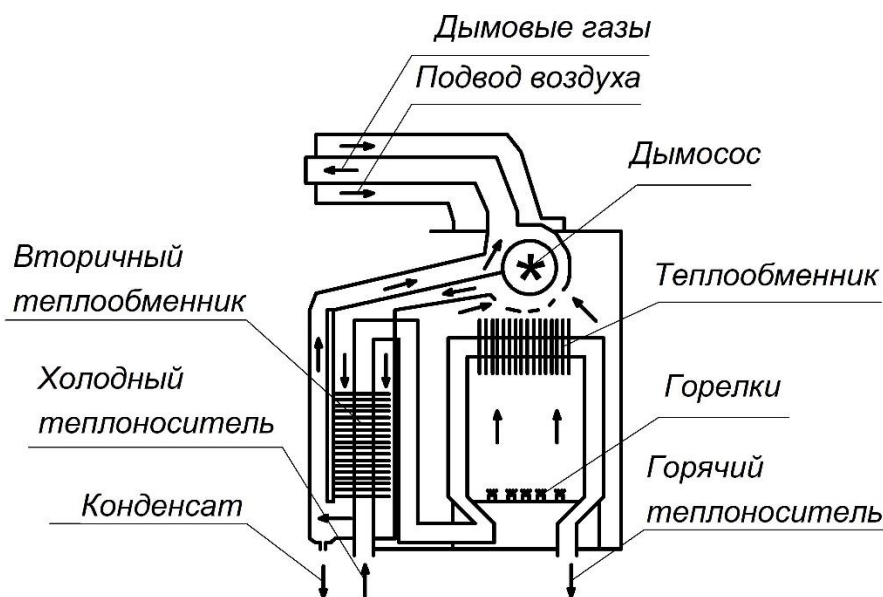


Рисунок 1 – Принципиальная схема конденсационного газового котла.

К преимуществам использования конденсационных котлов можно отнести:

1. Повышение коэффициента использования топлива.

Повышение коэффициента топливо-использования возможно за счёт использования конденсационных теплоутилизаторов для охлаждения уходящих дымовых газов ниже точки росы и использования скрытой теплоты конденсации содержащихся в продуктах сгорания водяных паров. Данная теплота может быть использована для нагрева теплоносителя, поступающего из обратной линии.

2. Снижение вредных выбросов.

В процессе глубокого охлаждения происходит уменьшение содержания в уходящих газах окислов азота, углерода, сажистых частиц и др., так как часть их переходит в сконденсировавшиеся водяные пары. Степень очистки уходящих дымовых газов повышается по мере понижения их температуры, потому что увеличивается количество сконденсировавшихся водяных паров и одновременно уменьшается объём газов. При этом происходит повышение теплопроизводительность теплоутилизационной установки, что обуславливает повышение коэффициента использования топлива котла.

3. Снижение мощности, потребляемой дымососом.

Снижение потребляемой мощности возможно за счёт конденсации водяных паров из уходящих газов.

4. Снижение потребляемого топлива.

Данное снижение возможно благодаря повышению коэффициента использования топлива, так как для нагрева теплоносителя необходимы меньшие затраты теплоты из-за дополнительного нагрева теплоносителя перед первичным теплообменным аппаратом.

К недостаткам их использования можно отнести следующее:

1. Высокая стоимость.

Высокая стоимость обусловлена тем, что в конденсационных котлах имеется дополнительное оборудование относительно конвекционного. А именно, теплообменник, сборник конденсата, вентилятор для нагнетания воздуха.

Основная часть повышения стоимости – применение дополнительного теплообменного аппарата. Так как образующийся из продуктов сгорания конденсат содержит в себе кислоты, данный теплообменник должен быть изготовлен из материалов, стойких к данным кислотам, таким образом, необходимо применять дорогостоящие материалы, соответственно, такой теплообменник является весьма дорогостоящим.

2. Нецелесообразность применения в системах с высокой температурой теплоносителя.

Из-за принципа работы конденсационного котла, он более эффективен в низкотемпературных системах, к примеру, системах «тёплый пол».

3. Затруднительная утилизация конденсата.

В результате работы конденсационного котла образуется достаточно большое количество конденсата, который необходимо утилизировать. Затруднительность утилизации конденсата заключается в том, что он содержит в себе кислоты. Это не составляет проблем в том случае, если котёл имеет небольшую мощность, а само здание подключено к централизованной канализации, в таком случае конденсат можно сбрасывать в централизованную систему канализации, по той причине, что такое количество кислот смогут разбавить бытовые стоки. В ином случае придётся применять нейтрализатор кислот.

4. Зависимость котла от качества воздуха.

Так как для насыщения воздушно-топливной смеси кислородом в конденсационном котле используется воздух из окружающей среды, то необходимо, чтобы данный воздух был достаточно качественным. Таким образом, наличие значительного количества пыли в подаваемом воздухе будет приводить к износу вентилятора. Помимо этого, значение имеет температура воздуха, так как в зимние морозы канал может замерзнуть, что приведёт к уменьшению подаваемого кислорода, нужного для горения, следовательно, к уменьшению коэффициента полезного действия котла. Во избежание этого проектированием системы должны заниматься хорошие специалисты.

При сравнении данных котлов с экономической точки зрения, можно отметить следующее. Конденсационные котлы позволяют экономить топливо за счёт повышения коэффициента топливо-использования. Повышение коэффициента использования топлива, как сказано выше, связано это с тем, что в

конденсационных котлах дополнительно используется теплота дымовых газов. Помимо этого, конденсационные котлы позволяют экономить электроэнергию, расходуемую на привод дымососа, это возможно из-за того, что снижается объём дымовых газов, так как происходит конденсация части водяных паров.

При сравнении использования котлов мощностью 28 кВт для отопления помещений одинакового объёма были получены следующие показатели расхода топлива. Для конденсационного котла показатель составил 2,85 м³/ч, а для традиционного 3,25 м³/ч. Таким образом, экономия топлива составляет около 12,3 %.

Для более полной оценки при выборе основного оборудования системы отопления, а именно, газовых котлов, целесообразно рассмотреть величину расчетных затрат, учитывающих капитальные и эксплуатационные расходы, а также оценить сроки окупаемости вложений.

Литература

1. Кудинов А.А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках. - Ульяновск: УлГТУ, 2000.-139 с.
2. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения. М.:«Издательство Машиностроение-1», 2006. 240 с.
3. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. /А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев, А.В. Клименко и др.; под ред. А.В. Клименко. -4-е изд., перераб. и доп. - М.: Издательство МЭИ, 2021. - 504 с.

*С.А. Лазуков, А.Е. Куликов, студ.; рук. И.А. Кабанова, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА СУХОГО ЛЬДА

Сухой лед – является твердым охлаждающим веществом, который похож на лед из воды и находит применение для хранения, транспортировки. Его особенность заключается в том, что это вещество сразу переходит из сухого состояния в газообразное, минуя жидкую фазу.

В связи с большими объемами потребления и значительными энергозатратами, связанными с получением сухого льда актуальными являются вопросы рассмотрения как технологических аспектов производства, так и вопросы энергосбережения и рационального использования вторичных энергоресурсов производственных процессов.

Технологически существует несколько способов получения сухого льда.

Технологические схемы в большинстве случаев работают по циклу высокого давления за счет удаления промежуточных паров (рис.1). Углекислый газ и пар, поглощенные льдогенератором, поступают в компрессоры. При давлении выделяется тепло, которое высвобождается, и влага удаляется в холодильниках и маслоотделителях, в которые смешиваются газы, находящиеся под давлением с помощью компрессора и всасываемого пара. В результате выделяется влага. Это вызвано сочетанием потоков холодного и горячего газа.

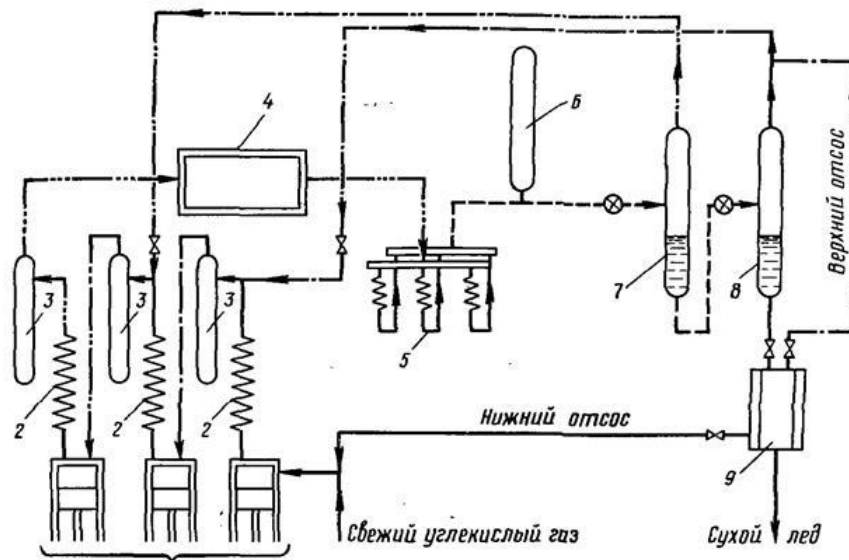


Рисунок 1 - Схема производства сухого льда основанный на применении цикла высокого давления с промежуточным отводом пара:

1 - углекислотные компрессоры; 2 - холодильники; 3 - маслоотделители; 4 - блок очистки и осушки; 5 - конденсаторы; 6 - стальной баллон; 7 - первый промежуточный сосуд; 8 - второй промежуточный сосуд; 9 - льдогенераторы.

Затем сжатый газ поступает в машину для сушки, очистки, а затем в конденсатор. Жидкий углекислый газ всасывается в баллоны. В этом случае пар поглощается третьей ступенью компрессора, а жидкость в первом сосуде снижает давление примерно до 850 КПА и переходит во второй сосуд. Пары будут выбраны второй ступенью компрессора. В этом случае жидкий диоксид углерода из сосуда автоматически направляется в источник льда, заполненный жидким диоксидом углерода, где клапан прямого потока открыт, а диафрагма закрыта. Во время наполнения открывается одну из нижних всасывающих диафрагм, что помогает достичь давления всасывания.

Когда необходимое давление достигается, образуется сухой лед. Процесс замыкается.

Тепло из жидкой двуокиси углерода может отводиться как извне – из двуокиси углерода под давлением через стенки сосуда, причем температура меньше температуры тройной точки, чтобы не переходить в жидкую фазу, так и внутренне - за счет испарения жидкой двуокиси углерода и удаления пара с поверхности.

В качестве промышленного сырья для производства сухого льда используется природный ресурс, расположенный на Курильских и Кавказских островах, сухой и транспортный, что значительно увеличивает стоимость льда и искусственные ресурсы.

Другой вариант получения твердой углекислоты - это технологический процесс, связанный с выбросом газообразного CO_2 .

Наряду с ограничением запасов природного топлива в настоящий момент не менее важная проблема - загрязнение окружающей среды продуктами сгорания, оказывающие негативное тепловое воздействие на экосистему. На рис.2 показана тенденция роста выбросов CO_2 .

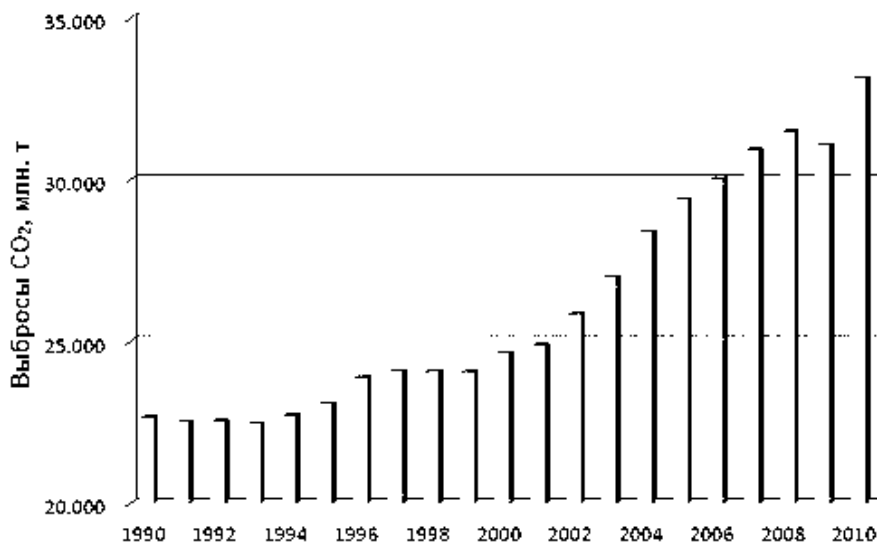


Рисунок 2 - График выбросов углекислого газа.

Это породило создание установок, которые позволяют получать CO_2 вымораживанием из дымовых газов на охлаждаемой поверхности, используя при этом в качестве исходных газов дымовые газы от сжигания газового топлива, содержащие $\sim 8\%$ CO_2 по объему. На рис.3 представлена одна из таких технологических схем.

Дымовые газы перед поступлением в вымораживатели 7 осушаются в адсорбере 4, охлаждаются в холодильнике 1,5 и регенеративном теплообменнике 6. Вымораживание CO_2 осуществляется на верхней поверхности труб вертикального кожухотрубного теплообменника 7. В трубы подается охлажденный до минус $140-125^\circ\text{C}$ воздух. Вымораживатели включаются в работу попеременно. После заполнения одного вымораживателя твердым CO_2 в работу включается другой, а отключенный аппарат отогревается горячим воздухом.

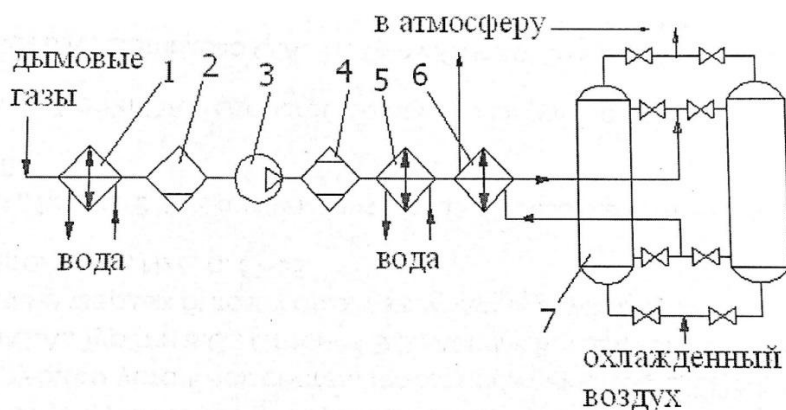


Рисунок 3 - Принципиальная схема опытной установки для вымораживания CO_2 из дымовых газов на охлажденной поверхности:

1,5 - промежуточный холодильник, 3 - компрессор; 4 - адсорбер; 6 - регенеративный теплообменник, 7 - вымораживатели.

В представленной схеме имеется также возможность дополнительной утилизации теплоты охлаждающей воды для различного дальнейшего технологического использования. Перспективным направлением совершенствования схем получения твердой углекислоты при использовании дымовых газов является применение более глубокого охлаждения с применением ступенчатого охлаждения и турбодетандерных агрегатов. Схемы усложняются, но при этом также появляется возможность и более полной утилизации вторичных энергоресурсов.

Таким образом, рассмотрев различные технологические схемы производства твердой углекислоты, можно сделать вывод о приоритетном применении схем получения сухого льда из дымовых газов, что позволяет более полно использовать тепловой потенциал потока, а также улучшает экологическую обстановку.

Литература

1. Тезиков А.Д. Производство и применение сухого льда. – М.: Госторгиздат, 1980. – 128 с.
2. Пименова Т.Ф. Производство и применение сухого льда, жидкого и газообразного диоксида углерода. – М.: Легкая и пищевая промышленность, 1982. – 208 с.
3. Холодильные машины/Под ред. И.А. Сакуна. –Л.: Машиностроение, 1985. – 506 с.

*Д.А. Макаренков студ.; рук. Г.Ю. Новиков доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

СИСТЕМА ГОРЯЧЕГО И ХОЛОДНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТА ЖКХ

Системы водоотведения и системы водоснабжения дома спроектированы и построены в соответствии с государственными нормативами, регулируемые конкретными государственными постановлениями. Эти правила были изобретены для устранения коммуникационных систем.

Стандарты и правила по монтажу систем водоснабжения и канализации жилых и общественных объектов

Системы канализации и водоснабжения МКД строятся в соответствии с документами с нормативными правилами, указанными в определенных документах. Основные правила водоснабжения жилых зданий включают в себя следующее:

1. Все коммуникационные проекты, целью которых является водоснабжение жилых помещений, должны быть согласованы со всеми правилами при строительстве центральной канализационной системы.

2. Системы водоснабжения должны быть окружены и защищены зоной безопасности водоснабжения

3. Все системы водоснабжения и канализации должны выполняться в соответствии с современными технологиями, позволяющими полностью автоматизировать процессы и механизировать тяжелый человеческий труд.

Для снабжения потребителей горячей водой используется система горячего водоснабжения, включающая в себя водонагреватели и устройства регулирования температуры. Схема подачи воды показана на рисунке 1.

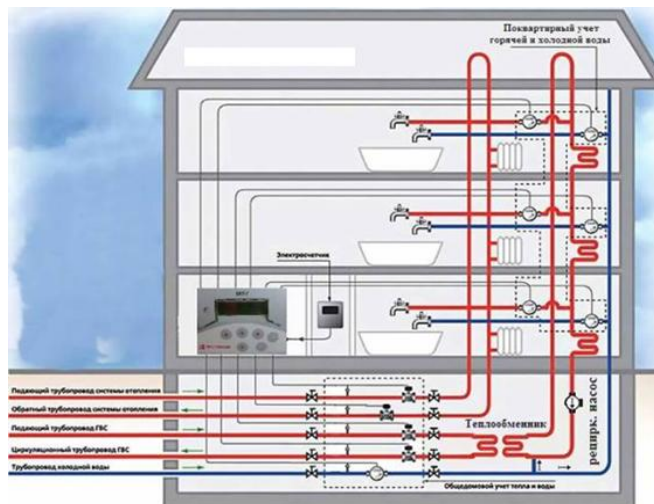


Рис. 1- Схема подачи ХВС и ГВС в объект ЖКХ.

Внутреннее водоснабжение здания, в зависимости от их назначения, может быть:

- хозяйственно-питьевым,
- промышленным,
- противопожарным,
- ирригационным.

Если требования каждой из них совпадают, эти системы могут быть объединены. Чаще всего системы орошения и пожаротушения комбинируются.

Трубопроводы хозяйственно-питьевого водоснабжения должны обеспечивать высокое качество питьевой воды; в то же время требования ГОСТ к качеству воды должны соблюдаться до последнего водопроводного крана. Для некоторых бытовых задач (стирка белья, смывание нечистот из канализации и т.д.) разрешается использовать воду, не пригодную для питья.

Для обеспечения водоснабжения нужно установить насосы. При выборе устройства обязательно учитывайте суточное потребление и лимит скважины. Чтобы уменьшить риск проблем в подаче воды, рекомендуется установить накопительный резервуар. Он будет поддерживать нормальное давление в системе и поддерживать запас воды.

Аккумулятор облегчает подачу горячей и холодной воды. Ведь вода в нем всегда теплее, чем та, что выходит из колодца. Таким образом, вы избегаете ненужных затрат на газ или электричество. Насосная система показана на рисунке 2.

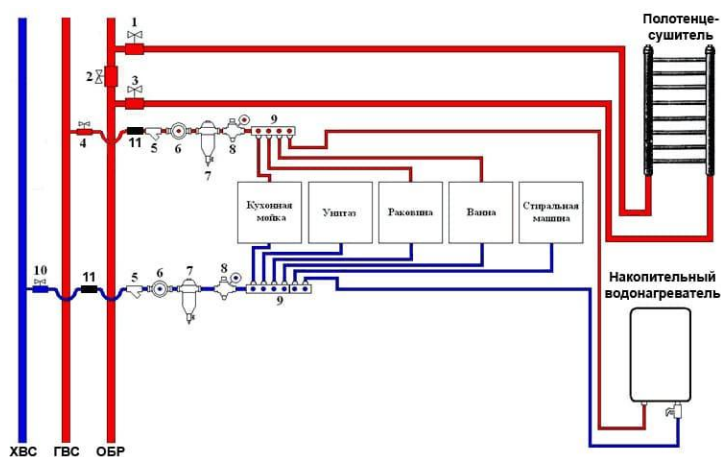


Рис. 2- Система насосного оборудования

Системы водоснабжения представляют собой сложные сети, основным элементом которых являются внешние трубопроводы. Внешние трубопроводы подают потребителям воду из скважин, резервуаров и накопителей. Водопроводные сети могут быть проложены над и под землей. Сеть надземных трубопроводов показана на рисунке 3.



Рис. 3 - Надземная система прокладки трубопровода.

Надземный вариант установки является самым экономичным и имеет возможность быстрой установки. В этом случае водопровод монтируется на приподнятых опорах и дополнительно закрывается изоляцией. Если в проекте водопровода имеются магистральные переходы, то в этом случае трубы прокладывают в траншеях и туннелях.

Наружная система прокладки трубопровода, включает в себя систему очистки воды. В этом случае фильтрация осуществляется не только в заборе, но и в крайнем водопроводе. Подземная система прокладки трубопровода показана на рисунке 4.

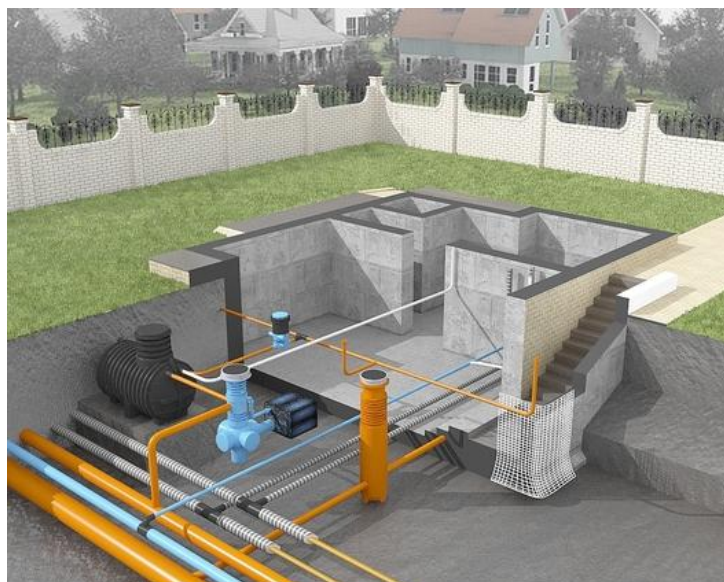


Рис. 4 - Подземная система прокладки трубопровода.

Метод подземной прокладки является наиболее популярными предполагает закапывание трубопровода на глубину, превышающую диаметр трубопровода. Благодаря полной автоматизации всех работ, связанных с прокладкой водопровода под землей, трубопровод прокладывается в стабильных погодных условиях, не загромождая обрабатываемую землю после завершения работ, и не подвержен влиянию солнечной радиации или осадков.

Станции водоснабжения также имеют внутренние системы, в которых трубы проходят через здание к точке подачи воды. Поскольку наружные трубопроводы могут иметь разное давление, внутренняя подача воды обеспечивается двумя способами

1. Ступенчатые насосы не используются. В этом случае водоснабжение осуществляется на основе давления внешней сети, которая состоит из водоприемника, водомера, труб, рычагов и подводящих трубопроводов. Этот тип водоснабжения идеально подходит как для частных домов, так и для городских квартир. Он прост и не требует никаких дополнительных элементов, кроме трубопровода.

2. Насосы периодического или непрерывного действия. Этот метод выбирают, когда давление, необходимое для подачи воды, отсутствует во внешней сети или когда воду необходимо транспортировать к дорогим удаленным точкам водопотребления. Как правило, насосное водоснабжение устанавливается в больших зданиях, гостиницах, промышленных помещениях высотой более 50м.

Воздух внутри квартиры может быть застойным. Вентиляция без зазоров может вызвать аллергические реакции у жильцов. Естественная вентиляция достигается за счет разницы давления между наружными и внутренним воздухом. Существует два типа вентиляции: нерегулируемая (домовладельцы открывают окна для проветривания) и регулируемая (домашние системы

вентиляции). В идеале домовладельцы должны сами проветривать свои комнаты. Требуется это, обеспечивает постоянный обмен воздуха для поддержания микроклимата в здании. Система вентиляции дома показана на рисунке 5

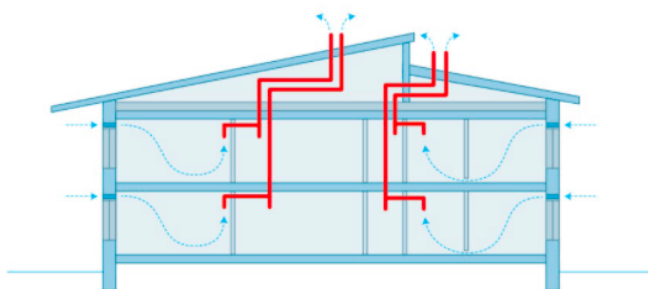


Рис. 5 - Система вентиляции в доме.

Описанные системы обеспечения водоснабжения удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к объектам ЖКХ для этих целей. Выбор конкретного варианта зависит от климатических условий, рельефа местности и специфических особенностей конкретных зданий и сооружений.

Список литературы

1. Интернет-ресурс: Водопровод: технические характеристики и виды коммуникации <https://stroypodskazka.ru/> (Дата обращения 14.03.2023)
2. Интернет-ресурс: Система холодного и горячего водоснабжения <https://www.promklimat.ru/htm> (Дата обращения 14.03.2023)
3. Интернет-ресурс: Правила водоснабжения и водоотведения жилого дома <https://uslugi-gkh.ru/> (Дата обращения 14.03.2023)

*П.С. Масловский, студ.; рук. С.П. Астахов, к.т.н., доц.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОБЗОР СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ

Солнечные панели представляют собой кремниевые пластины, которые преобразуют солнечный свет в электричество. В последнее время люди стали уделять все большее внимание альтернативным источникам энергии: все дело в том, что запасы сырья, используемые в других отраслях по производству энергии, иссякают с каждым днем, что приводит к постоянному росту цен. В связи с этим появилась востребованность альтернативных источников энергии, таких как биотопливо, гелиоэнергетика, ветроэнергетика и геотермальная энергетика.

Самым доступным видом энергии является солнечная энергия. Земля каждый день получает огромное количество солнечного света. Электроэнергии, полученной при преобразовании солнечного света, хватит всему человечеству на любые нужды.

В данный момент существует два вида технологий, которые имеют наибольшие шансы на развитие в будущем. Первая основана на том, что извлекает ток в результате фотоэлектрического эффекта. А вторая преобразовывает тепловую энергию солнца, в которой происходит нагрев

теплоносителя от концентрированного луча.

Виды солнечных панелей показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Виды солнечных панелей

Монокристаллические солнечные панели — монопанели, как часто называют их компании, занимающиеся солнечной энергетикой, — названы так потому, что они изготовлены из цельного чистого кремния. Монокристаллические панели являются наиболее распространенными на крышах жилых домов, потому что они лучше всего подходят для небольших помещений и служат дольше, чем поликристаллические и тонкопленочные панели. Существует два различных вида монокристаллических панелей: пассивированный излучатель и задний контакт (PERC) и двухфазные. Панели PERC имеют проводящий слой, добавленный к задней стороне элементов для увеличения поглощения энергии. Панели PERC чаще всего используются в солнечных системах на крыше. Аналогично, двухфазные панели могут поглощать свет с обеих сторон, но с большей скоростью, чем панели PERC. По этой причине двухфазные панели обычно предназначены для наземных систем, которые оставляют открытыми обе стороны панелей.

Следующий вид солнечных панелей – это поликристаллические. Из-за своей эффективности поликристаллические солнечные панели набирают популярность, хотя они по-прежнему используют кремниеподобные монокристаллические солнечные панели. Однако поликристаллические элементы изготавливаются по более новому процессу. Использование фрагментов кремния, а не одного кристалла кремния, делает эти панели более экономичными. При этом способе изготовления фрагменты кремниевого кристалла плавятся вместе в чане с расплавленным кремнием. Вместо того, чтобы медленно извлекать кристалл, профессионалы оставляют его остывать и дробиться. После охлаждения в форме кремний нарезается на поликристаллические солнечные пластины, которые затем формируются для создания панели. Когда солнечный свет отражается от

поликристаллических кристаллов, ячейки имеют синий цвет. В отличие от чистого кремния, который на солнце кажется черным, фрагментированный кремний придает более светлый, более голубоватый оттенок. Поликристаллические панели имеют квадратную форму и лишены зазоров между ними. Рамки обычно бывают серебристого цвета.

Помимо монокристаллических и поликристаллических панелей, можно выбрать тонкопленочные панели, которые являются наименее дорогим вариантом. Но они также менее эффективны. В связи с чем, они не распространены в домах, несмотря на то, что являются новейшей разработкой в солнечной промышленности.

Средняя энергоэффективность этого типа солнечных панелей составляет 19%, и они служат не более 10-20 лет. Тонкопленочные панели поставляются с тонким слоем полупроводникового материала, изготовленного из кремния, селенида индия-галлия меди и теллурида кадмия. Все эти материалы наносятся на поверхность в виде тонкой пленки. Большинство компаний продают тонкопленочные панели размером 96, 60 и 72 ячейки.

Этот тип солнечных панелей можно отличить по их гибкому, черному и плоскому дизайну, который придает им гладкий внешний вид по сравнению с кристаллическими панелями. Однако необходимо будет установить несколько блоков тонкопленочных солнечных панелей, чтобы производить такое же количество энергии, как и другие варианты. Большинство компаний продают такие панели по низким ценам.

Одним из преимуществ солнечных панелей является их возобновляемость, в отличие от других источников питания, которые для выработки энергии используют невозобновляющиеся ресурсы – газ, нефть, уголь.

Также не менее важным фактором является постоянство солнечных панелей. Человечество ежедневно использует электричество в своих нуждах, но благодаря солнечной энергии, которая постоянна и неисчерпаема, ее невозможно полностью израсходовать.

Солнечная энергетика – одна из самых экологичных отраслей, по производству электричества, в то время, как другие источники тока для производства энергии используют ресурсы, которые выбрасываются в атмосферу и разрушают озоновый слой.

Кроме того, к достоинствам солнечных панелей можно отнести их широкое распространение и доступность. Так как солнечный свет достигает всех уголков Земли, панели можно использовать как в экваториальных областях, так и в северных. К примеру, Германия является лидером по использованию энергии солнца.

Люди, переходящие на использование солнечной энергии в частных домах, обретают огромную экономию, а также имеют низкие эксплуатационные расходы, которые проявляются в виде того, что панели нужно только чистить несколько раз в год.

Одним из главных недостатков солнечных панелей является дороговизна установки в дом солнечных накопительных элементов, которая обойдется в

немалую сумму на начальном этапе.

К сожалению, солнечная энергия не может служить основным источником питания, по той причине, что выработка энергии невозможна в ночное время, а также в пасмурные и дождливые дни. Аккумуляторные батареи сглаживают недостаток, когда солнечные панели не работают, но их отличает колоссально огромная цена на эти батареи, которую не каждый домовладелец может себе позволить. Конечно, ситуацию упрощает тот факт, что пик использования энергии приходится на дневное время суток.

Помимо вышеперечисленных, существует ряд других технологий по изготовлению солнечных панелей, которые в настоящее время изучаются и совершенствуются. От органических и чувствительных к красителям солнечных элементов до полностью прозрачных конструкций или конструкций, использующих нанотехнологии для обеспечения максимального поглощения энергии. Недостатка в новых идеях по более эффективному использованию энергии солнца нет.

Поскольку использование солнечных панелей уже помогает людям снизить зависимость от невозобновляемых видов топлива, думаю, что появление новых технологий использования солнечной энергии не заставит себя ждать.

Литература:

1 Все о солнечных батареях и энергии солнца [Электронный ресурс] / Solnpanels // Solnpanels. – 2015. – URL: <http://www.solnpanels.com/vidy-solnechnyh-batarej/> (дата обращения: 19.09.2016).

2 Сравнение моно, поли и аморфных солнечных панелей [Электронный ресурс] / Альтернативная энергетика // Альтернативная энергетика. – 2013. – URL: http://b-eco.ru/articles/mono_poly_amorphous/ (Дата обращения: 19.09.2016).

3 Ефимов В. П. Фотопреобразователи энергии солнечного излучения нового поколения // Национальный научный центр «Харьковский физико-технический институт». – 2010. – Т.8. № 2. – С.100-114.

4 Ахмедов, Д. Ш., Ерёмин Д. И., Ягфарова Н. И., Кемешева Д. Г. Основные параметры солнечной панели с концентраторами // Вестник ЮГУ. – 2015. – № S2 (37). – С.145-147.

5 Коваль В. П., Ивасечко Р. Р., Козак Е. Н. Энергетическая эффективность систем позиционирования плоских солнечных панелей // Журнал: Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2015. – №3 (134). – С. 2-10.

6 Требков Д. С., Панченко В. А., Иродионов А. Е., Кирсанов А. И. Разработка кровельной солнечной панели // Вестник ВИЭСХ. – 2015.– № 4(21). – С. 106-110.

*А.И. Мудрякова, студ.; рук. И.А. Кабанова, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ СИСТЕМА ОТОПЛЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ

В настоящее время все помещения с целью создания в них нормальных рабочих условий оснащаются системами отопления и вентиляции, которые требуют огромных затрат на топливо и электрическую энергию. Одной из актуальных задач при строительстве зданий является проектирование систем отопления и вентиляции в жилых, общественных и производственных зданиях, которое по большей части, осуществляется по правилам сложившимся годами. В этом случае не учитываются современные требования по повышению энергетической и экологической эффективности систем отопления и вентиляции.

Поскольку современный мир не стоит на месте, проектирование энергосберегающих систем отопления и вентиляции, на данном этапе, осуществляется с использованием новых методов, решений и требований. Так же осуществляются поиски экологичных способов выработки и доставки тепла потребителям. Разработки, существующие в настоящее время, помогают обеспечить лучшие условия для работы и жизни. В рамках исследования был проведен расчет энергосберегающей системы отопления и вентиляции с использованием установки «Климат – 035» и выполнена оценка эффективности использования предполагаемой схемы в домах индивидуальной застройки города Смоленска.

Первостепенными задачами, которые решает система вентиляции, является обеспечение необходимым объемом воздуха помещения, извлечение из него избытков теплоты, влаги, снижение концентрации вредных веществ и так далее [1].

Самым простым и дешевым способом снижения внешней потребности в тепле на нагрев воздуха в системах приточной вентиляции является рециркуляция, но на практике она не осуществима, поскольку часть удаляемого воздуха смешивается с приточным. Рециркуляция неприемлема, если в вытяжном воздухе присутствуют взрывоопасные и пожароопасные примеси, отравляющие вещества и т.п.

Поэтому поддержания наилучшего качества воздуха в помещении, которое обуславливается высоким содержанием кислорода, допустимой степенью влажности и минимальным содержанием различного рода примесей, а также отсутствием нежелательных для здоровья человека и животных веществ, позволяет создать приточно – вытяжное оборудование.

Использование приточно-вытяжной системы вентиляции с рекуперацией в индивидуальных домах чрезвычайно выгодно, поскольку, уменьшаются расходы, необходимые на отопление дома, предположительно до 90%. Такая экономия осуществляется за счет встроенной системы теплообмена, при использовании которой потребность в подогреве входящего потока воздуха отпадает.

На рисунке 1 представлена одна из возможных принципиальных схем энергосберегающих систем отопления и вентиляции, в которой приготовление параметров воздуха в соответствии с нормативными значениями осуществляется в агрегате «Климат – 035» из серии установок «Климат».

Основной особенностью установок данной серии является объединение в едином достаточно компактном корпусе элементов приточно-вытяжных камер систем вентиляции, элементов систем автоматики и кондиционера. Представленная установка обеспечивает подачу наружного воздуха с учетом всех стадий подготовки, а именно, очистки, подогрева или охлаждения, а также увлажнения воздуха в различные периоды года. Причем система автоматики позволяет устанавливать и поддерживать задаваемые потребителем параметры [3].

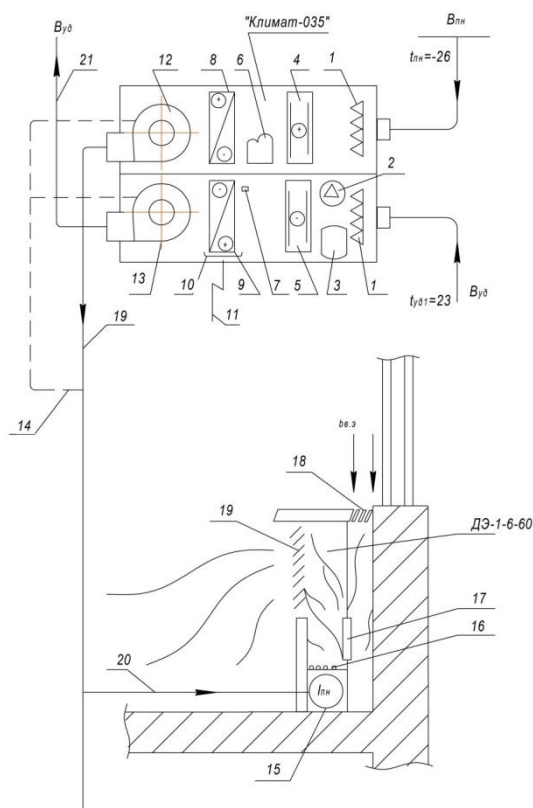


Рисунок 3. Принципиальная схема энергосберегающей системы отопления и вентиляции в доме индивидуальной застройки «Климат – 035»

1 – воздушный фильтр; 2 – насос циркуляции антифриза; 3 – расширительный бак; 4 – теплоотдающий теплообменник; 5 – теплоизвлекающий теплообменник; 6 – компрессор; 7 – четырехходовой автоматический клапан; 8 – теплообменника в приточном воздухе; 9 – теплообменник в вытяжном воздухе; 10 – поддон для сбора конденсата; 11 – трубопровод отвода конденсата; 12 – приточный вентилятор; 13 – вытяжной вентилятор; 14 – датчик контроля температуры приточного наружного воздуха; 15 – камера первичного воздуха; 16 – сопла; 17 – теплообменник; 18 – щель забора эжектируемого воздуха с поверхности остекления; 19 – приточный воздуховод; 20 – отвод приточного наружного воздуха; 21 – воздуховод выброса в атмосферу.

В установке «Климат – 035» предусмотрен двухстадийный подогрев приточного воздуха. Первоначально воздух подогревается в утилизационном теплообменнике, в котором рабочим агентом является антифриз, с достаточно глубоким охлаждением удаляемого воздуха. Затем приточный воздух подогревается с применением теплового насоса, в котором источником низкопотенциального тепла для испарителя является также удаляемый воздух, с параметрами, полученными после прохождения утилизационного теплообменника.

Автоматический клапан установки позволяет в холодный период обеспечить нагрев воздуха с $t_{н2} = -5,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $t_{пн.х} = +7\text{ }^{\circ}\text{C}$ при непосредственном контроле данного уровня. В случае несоответствия параметров автоматически обеспечивается снижение оборотов приводных электродвигателей и снижение производительности вентиляторов.

Оценим эффективность работы данной системы для нагрева $V_{\text{пн}} = 420 \text{ м}^3/\text{с}$ воздуха с параметрами, характерными для г. Смоленска, средняя температура воздуха ($t_n < 0^\circ\text{C}$) $t_{\text{н2}} = -5,1^\circ\text{C}$, расчетная температура наружного воздуха для проектирования системы отопления $t_n = -23^\circ\text{C}$ [2]. Будем считать, что на первой ступени извлечения тепла наружный воздух подогревается до $t_{\text{пн.х}} = +7^\circ\text{C}$. В свою очередь удаляемый воздух охлаждается до $t_{\text{уд2}} = 4^\circ\text{C}$ и $h_{\text{уд2}} = 15,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Тогда количество тепла для нагрева данного количества воздуха определяется по формуле (1) и составляет $1,75 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

$$Q_{\text{т. пн}} = V_{\text{пн}} \cdot \rho_{\text{пн}} \cdot c_p \cdot \frac{(t_{\text{пн.х}} - t_{\text{н2}})}{3600}, \quad (1)$$

где $\rho_{\text{пн}}$ – массовая плотность воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$c_p = 1 \text{ кДж}/\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}$ – теплоемкость воздуха.

Энергетическая эффективность преобразования электроэнергии $N_{\text{комп}}$, затрачиваемой на привод компрессора теплового насоса, в тепло конденсации $Q_{\text{т. кон}}$, идущей на нагрев $V_{\text{пн}}$, вычисляется по формуле:

$$\eta_{\text{тн}} = \frac{Q_{\text{т. кон}}}{N_{\text{комп}}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2)$$

Для агрегата «Климат – 035» показатель энергетической эффективности в режиме нагрева наружного воздуха оценивается $\eta_{\text{тн}} = 3,29 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$. Тогда $N_{\text{комп}}$ в режиме работы воздушного теплового насоса, при известных $Q_{\text{т. кон}}$ и $\eta_{\text{тн}}$ составляет $0,53 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{кВт} \cdot \text{ч}$.

В испарителе теплового насоса должна быть подведена теплота из вытяжного воздуха, которая вычисляется по формуле (3) и составляет $1,23 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

$$Q_{\text{ис}} = Q_{\text{т. кон}} - N_{\text{комп}} \quad (3)$$

При охлаждении в испарителе воздушного теплового насоса конечная энтальпия вытяжного воздуха вычисляется по формуле (4) и составляет $6,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

$$h_{\text{уд3}} = h_{\text{уд2}} - \frac{Q_{\text{ис}} \cdot 3600}{V_{\text{уд}} \cdot \rho_{\text{пн}}}, \quad (4)$$

С помощью h-d – диаграммы при $\phi_{\text{уд3}} = 100\%$ и $h_{\text{уд3}} = 6,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ определяем температуру вытяжного воздуха $t_{\text{уд3}} = -1,5^\circ\text{C}$.

Таким образом, извлечение теплоты удаляемого воздуха в испарителе теплового насоса сопровождается обильным выпадением конденсата, который при отрицательной температуре может замерзнуть. В агрегате «Климат» имеется автоматическая оттайка испарителя.

В расчетном режиме холодного периода года работа агрегата «Климат – 035» обеспечивает получение следующего количества теплоты на нагрев приточного наружного воздуха $V_{\text{пн}}$, благодаря полезной утилизации теплоты вытяжного воздуха $V_{\text{уд}}$:

$$Q_{т.пн} = B_{пн} \cdot \rho_{пн} \cdot c_p \cdot \frac{(t_{пн. х} - t_n)}{3600} = 4,55 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Для получения этого количества теплоты в агрегате «Климат – 035» затрачено электроэнергии:

1. на привод электродвигателя теплового насоса 0,53 кВт·ч;
2. на привод электродвигателей вентиляторов приточной и вытяжной систем 0,42 кВт·ч (усредненное значение в паспортными техническими характеристиками установки «Климат – 035»);
3. На привод электродвигателя насоса циркуляции антифриза в первой ступени утилизации – 0,07 кВт·ч (усредненное значение, определенное из основных технических характеристик установки «Климат – 035»).

Общая расчетная затрата электрической энергии:

$$\sum N = 1,02 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Энергетический показатель выработки тепла от применения агрегата «Климат – 035»

$$\eta_{т.у+тн} = \frac{4,55}{1,02} = 4,46 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{кВт} \cdot \text{ч},$$

Таким образом, полученный показатель выработки тепла тепловым насосом используемой установки является достаточно высоким и соответствует нормированным параметрам работы установки по паспортным данным [3]. Важно также отметить, что данный агрегат может также эффективно работать в теплый период года в режиме охлаждения приточного воздуха, так как тепловой насос может работать в реверсивном режиме. В связи с чем, затраты на оборудование для обеспечения микроклимата в помещении в течение всего года значительно снижаются, поскольку нет необходимости в установке кондиционеров.

Список литературы

1. Гаряев А.Б. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник / А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев, А.В. Клименко и др.; под ред. А.В. Клименко. – 4-е изд., перераб и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2021. – 504с.
2. СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 2021-06-25.
3. Техническая документация. Установки климат. Global Vent [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://splitoff.ru/tehn-doc.html>

*С.А. Николаенков, Г.В. Гавриленков, студ.; рук. В.В. Рожков, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ВАРИАНТЫ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНЫМ ФИЛЬТРОМ ГАРМОНИК

Активные фильтры гармоник (АФГ) чаще всего применяется в электроэнергетике как устройство статической компенсации (технология СТАТКОМ) реактивной мощности [1], [2] или фильтрации гармонических искажений токов в сетях различного напряжения [3].

В электроприводах устройства с подобными топологиями используются чаще как преобразователи для рекуперации мощности в питающую сеть. В частотных преобразователях таких электроприводов неуправляемый

выпрямитель заменяется активным транзисторным со специальным управлением, позволяющим направить поток энергии в питающую сеть.

В общем случае для управления АФГ можно выделить два крупных способа, использующие либо временные преобразования, либо частотные.

Целью данной статьи является демонстрация способов управления АФГ.

В основе первого способа лежит так называемая р-q теория мгновенной мощности, d-q метод по основной частоте, или метод следящей синхронизации. Теория мгновенной мощности основана на преобразовании мгновенных значений электрических переменных в фазах питающей сети к трем ортогональным осям $\alpha\beta 0$. Такой переход обеспечивает преобразование токов питающей сети из координат abc в $\alpha\beta 0$ и, в последующем, определение мгновенной мощности уже в координатах $\alpha\beta 0$.

$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix},$$

где f_α, f_β, f_0 – функции в координатах $\alpha\beta 0$; f_a, f_b, f_c – функции в координатах abc .

Мгновенная мощность содержит постоянную (\bar{p}) и переменную (q) составляющие. Постоянная составляющая отражает часть энергии, которую необходимо передать от источника питания к нагрузке за единицу времени. Переменная составляющая, в свою очередь, – ту часть энергии, которой обменивается источник питания с нагрузкой за единицу времени.

Ток компенсации, получаемый с помощью АФГ, определяется переменной составляющей мгновенной активной мощности и мгновенной реактивной мощностью.

$$\begin{bmatrix} i_a^* \\ i_b^* \\ i_c^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} e_\alpha & e_\beta \\ e_\beta & -e_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{p} - p \\ q \end{bmatrix},$$

где i_a^*, i_b^*, i_c^* – токи, формируемые активным фильтром, e_α, e_β – проекции вектора ЭДС на оси α, β , \bar{p} – постоянная составляющая мгновенной мощности, p – мгновенная активная мощность, q – мгновенная реактивная мощность.

Метод d-q представляет собой преобразование трехфазной системы токов и напряжений в систему координат dq с помощью преобразований Кларк и Парка.

Первым этапом этого метода является преобразование из системы координат abc в $\alpha\beta$ по указанному выше алгоритму. На втором этапе происходит преобразование из системы координат $\alpha\beta$ в dq .

$$I_{dq} = I_{\alpha\beta} \cdot e^{j\theta} = i_{\alpha} \cdot \cos\theta + i_{\beta} \cdot \sin\theta + j(i_{\beta} \cdot \cos\theta - i_{\alpha} \cdot \sin\theta) = i_d + j i_q,$$

где $\theta = \omega t$ – угол между осями d и α .

Для вектора напряжения преобразования аналогичны. Вектор напряжения в системе dq :

$$U_{dq} = u_d + j u_q$$

Совмещая ось d с вектором напряжения сети, получим:

$$u_d = U$$

$$u_q = 0$$

$$U_{dq} = u_d$$

Таким образом, полная мощность в комплексной форме будет равна:

$$\bar{S} = U_{dq} \cdot I_{dq} = u_d \cdot (i_d - j \cdot i_q) = u_d \cdot i_d - j \cdot u_d \cdot i_q = p + j \cdot q$$

Для обратного преобразования координат применяется обратное преобразование Кларк и Парка.

$$i_{\alpha} = i_d \cdot \cos\theta - i_q \cdot \sin\theta, \quad i_{\beta} = i_d \cdot \sin\theta + i_q \cdot \cos\theta,$$

где i_d, i_q – ток фильтра в dq координатах.

Способ временных преобразований предполагает использование метода следящей синхронизации, когда трехфазные токи источника уравновешены компенсатором. Реальная мощность $p(t)$ может быть рассчитана по мгновенным напряжениям и токам нагрузки:

$$p(t) = [U_{sa}(t)U_{sb}(t)U_{sc}(t)] \begin{bmatrix} i_{la}(t) \\ i_{lb}(t) \\ i_{lc}(t) \end{bmatrix},$$

где $U_{sa}(t), U_{sb}(t), U_{sc}(t)$ – мгновенные значения питающих напряжений, $i_{la}(t), i_{lb}(t), i_{lc}(t)$ – мгновенные значения токов нагрузки.

Значение P_{dc} определяется при ее приравнении к реальной мгновенной мощности $p(t)$ фильтра. Затем реальная мощность разделяется по трем фазам нагрузки:

$$P_a = \frac{P_{dc} \cdot U_{sma}}{U_{sma} + U_{smb} + U_{smac}}.$$

Таким образом, для напряжений трех фаз питания синусоидальной формы эта мощность определяется как:

$$P_a = P_b = P_c = \frac{P_{dc}}{3},$$

где $P_a = U_{sa} \cdot I_{sa} = \frac{U_{sma} \cdot I_{sma}}{2}$, а амплитуда тока тогда:

$$I_{sma} = \frac{2 \cdot P_a}{U_{sma}}$$

В свою очередь, напряжение удобнее всего выразить в относительных единицах для получения сигнала, синхронного с напряжением питания, в соответствии с масштабным соотношением $\frac{u_{sa}(t)}{U_{sma}}$.

Таким образом, ток опорного источника:

$$i_{sa}(t) = \frac{2 \cdot u_{sa}(t) \cdot P_a}{U_{sma}^2},$$

где U_{sma} – амплитуда напряжения питания фазы А. Для других фаз выражения для вычисления тока опорного источника аналогичны.

Помимо рассмотренного в настоящей статье подробно способа управления активным фильтром гармонических искажений на основе теории мгновенной мощности, другим перспективным способом является вариант, основанный на использовании гармонического анализа тока на основе дискретного преобразования Фурье.

С помощью такого преобразования осуществляется выделение первой гармоники сетевого тока и других гармонических составляющих. Первая гармоника тока затем в системе управления принимается за некий эталон, с которым осуществляется сопоставление реального несинусоидального тока схемы. Разностный сигнал первой гармоники и реального тока отражает сигнал помехи, т.е. информацию о тех гармонических составляющих, которые следует устранить из спектра.

И уже, в свою очередь, по этому сигналу помехи, сопоставленному, например, с некоторым опорным сигналом высокой частоты (5-10 кГц) формируются импульсы управления транзисторными ключами АФГ.

Литература

1. G. Deep Srivastava and R. D. Kulkarni, "Design, simulation and analysis of Shunt Active Power Filter using instantaneous reactive power topology," 2017 International Conference on Nascent Technologies in Engineering (ICNTE), Navi Mumbai, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICNTE.2017.7947937.
2. Moleykutty G. Performance Comparison of Three-Phase Shunt Active Power Filter Algorithms / G. Moleykutty, Kartik Prasad Basu // American Journal of Applied Sciences 5 (11).–2008. P. 1424–1428.
3. Бурлака В.В., Гулаков С.В., Бублик С.К., Дьяченко М.Д. Параллельный активный фильтр с повышенным коэффициентом подавления высших гармоник тока// Вестник ПГТУ.– 2009.

*Е.Г. Новикова студ.; К.П. Азарченко студ.; рук. В.А. Галковский, доцент, к.т.н.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ВОДОПОДГОТОВКИ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И БЫТОВОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Вода является ценнейшим ресурсом в жизни человека. Помимо необходимости для биологического существования людей она широко используется в народном хозяйстве в качестве энергоресурса и составляющего элемента в технологических цепочках большинства производственных процессов. В зависимости от конкретного применения водного ресурса к нему предъявляется широкий набор требований по качеству (в частности, с точки зрения предотвращения образования накипи и ржавчины, обеспечения требований техноло-

гических циклов и т.д.). Помимо этого, следует учитывать, что осложнение экологической обстановки на планете, обусловленное хозяйственной деятельностью человека, приводит к ухудшению качества воды, получаемой из природных источников. Таким образом, водоочистка и водоподготовка — одна из важнейших задач для обеспечения нужд производства и ЖКХ.

Для подбора системы очистки воды необходимо учитывать следующие факторы: место, где находится точка водозабора; тип скважины; необходимая производительность станции водоподготовки; анализ исходной воды.

Исследование жидкости на пригодность производится по нескольким параметрам: железо, жесткость, мутность, цветность, вкус, запах, pH, наличие бактерий и вирусов. Результаты исследования сравниваются с нормами, приведенными в ГОСТах. После изучения полученных показателей подбирается оборудование, способное очистить воду от нежелательных элементов, основные его типы приведены на рисунке 1.

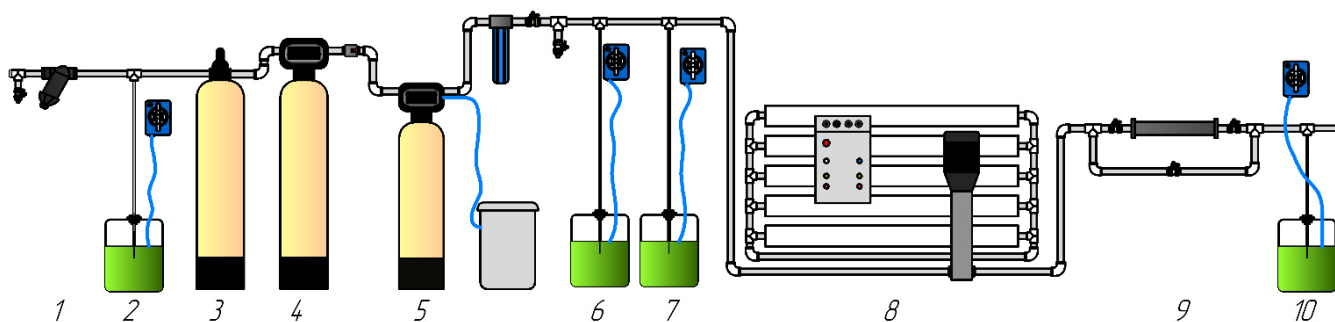


Рис.1 – Оборудование для водоподготовки.

1 – механическая очистка; 2 – дозирование гипохлорита натрия; 3 – аэрационная колонна; 4 – фильтр обезжелезивания; 5 – фильтр умягчения с солевым баком; 6 – дозирование антискаланта; 7 – дозирование метабисульфита; 8 – обратный осмос; 9 – УФ-обеззараживание; 10 – дозирование гипохлорита натрия.

Железо присутствует в воде практически всегда. Оно может находиться в двух формах: растворенное железо (II валентная форма) и нерастворенное (III валентная форма).

В случае артезианской скважины, железо находится в растворенном состоянии, т.к. нет сообщения воды с кислородом и процессы окисления не происходят. Если рассматривать абиссинскую скважину (скважина на песке), то в этом случае вода обогащается кислородом непосредственно через почву, при этом происходит окисление и железо выпадает в осадок.

Когда железо находится в нерастворенном состоянии, применяется механическая очистка. Этот метод очистки направлен на извлечение из воды частиц различного характера, путем процеживания через специальные фильтры грубой очистки.

В случае, когда железо растворено в воде, для выпадения его в осадок, необходимо окислить железо. Этот метод называется - аэрация. Аэрация подразделяется на напорную и безнапорную. Примером безнапорной аэрации

служит башня Рожновского. Это открытая ёмкость, в которой происходит сообщение воды с кислородом. Это более длительный процесс, по сравнению с напорной аэрацией. Блок напорной аэрации состоит из компрессоров, аэрационных труб, колонн. Воздух под давлением заканчивается в колонну, где происходит окисление.

Так же, для окисления воды применяется метод дозации. Дозирование гипохлорита натрия осуществляется для окисления железа и марганца. Метод представлен в качестве дублирующей ступени окисления железа, в случае слабого окислительного процесса при напорной аэрации, поломки напорной аэрации, а также для проведения периодической санации трубопровода. Для точного пропорционального дозирования гипохлорита натрия в системе используется дозирующий насос. Так же в состав этого блока входят ёмкости для реагентов.

Для осуществления процесса фильтрации используется автоматическая установка обезжелезивания и деманганации. Станция обезжелезивания воды состоит из нескольких фильтров, загруженных зернистым фильтрующим материалом. В качестве фильтрующего материала применяются различные засыпки: Сорбент АС, Сорбент МС на гравийной подложке и др. Корпуса и дренажные системы изготовлены из высокопрочных полимерных материалов. Материал корпуса изготовлен из пищевого пластика. Коррозия этих элементов исключена полностью. Главным преимуществом данного оборудования является то, что промывка фильтров происходит чистой водой без использования накопительной емкости очищенной воды и насоса на промывку. Данная технология сокращает на 40% количество промывочных вод.

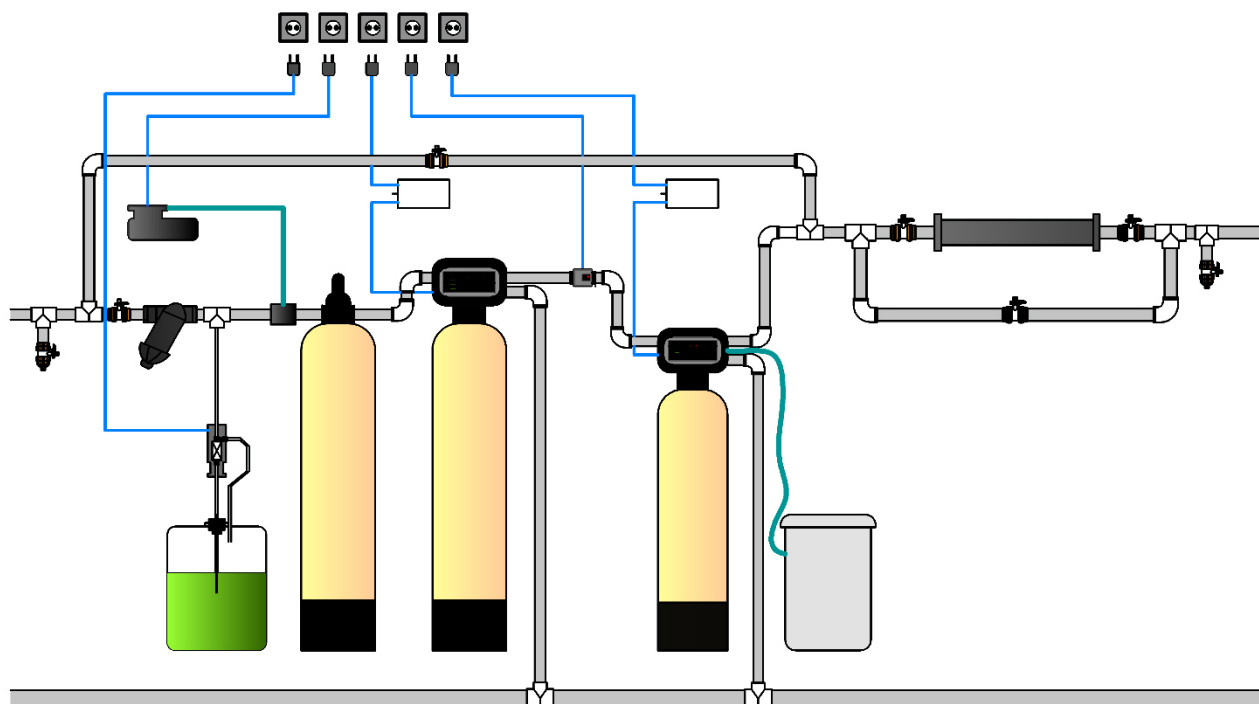
Для умягчения воды, в основном, используют метод ионного обмена на фильтрах умягчителях. Очистка воды от жесткости основана на способности ионообменных смол замещать ионы магния и кальция на ионы натрия или водорода. В системе умягчения используются фильтры, к которым присоединяется солевой бак с солевым раствором для проведения регенерации смолы. После истощения обменной емкости катион теряет способность умягчать воду и его необходимо восстанавливать. Восстановление производится с помощью соли с концентрацией раствора 6-15%.

Помимо жесткости, железа, мутности и цветности, в воде могут присутствовать вирусы и радиоактивные элемент, такие как стронций, цезий и т.д. В этом случае используются системы обратного осмоса. Умягчение /деминерализация воды в технологии обратного осмоса достигается за счет продавливания воды под давлением через полупроницаемые полимерные мембраны. При этом, помимо солей жесткости (Ca^{2+} и Mg^{2+}) в той или иной степени удаляются практически все растворенные в воде ионы (снижается общее солесодержание воды), что позволяет достичь дополнительных положительных результатов при дальнейшем нагревании воды: снижение отложений кремнекислоты, уменьшение вспенивания за счет снижения щелочности и т.д. Для качественной работы и продления службы установки осмоса необходимо произвести дозирование антискаланта и метабисульфита.

Антискалант (ингибитор, осадкообразователь) - реагент, предназначенный для предотвращения образования отложений, которые образуются нерастворимыми в воде солями жесткости, соединениями железа, сульфатов щелочноземельных и некоторых других металлов, а также силикатов и гумусовых отложений на поверхности мембран. Характеристики образующегося осадка (отложений) зависят от химического состава воды, уровня рН и концентрации ионов. Реагенты –антискаланты дозируют в трубопровод подпиточной воды обратного осмоса.

Исходная вода должна быть дехлорирована для предотвращения окисления мембран, для этого используется дозирование метабисульфита.

При бактериологическом загрязнении вода представляет большую опасность для человека. Главный показатель наличия бактерий – ПМО (перманганатная окисляемость воды). Для очистки воды от бактерий используют установки ультрафиолетового обеззараживания. Основная функциональная задача систем ультрафиолетового облучения – обеззараживание предварительно очищенной воды от находящихся в ней бактерий и вирусов – простой и современный способ, не использующий химические реагенты. Камера обеззараживания представляет собой проточную емкость цилиндрической формы, выполненную из нержавеющей стали. Внутри камеры обеззараживания в потоке воды располагаются ультрафиолетовые лампы, помещенные в защитный кварцевый чехол. Ультрафиолетовая лампа и кварцевый чехол закрыты защитными колпачками. Также для обеззараживания



воды может применяться дозирование гипохлорита натрия.

Рис. 2 – Оборудование водоочистки, рекомендуемое для Смоленской области.

Проанализировав состав водных ресурсов из естественных источников в Смоленской области, можно сделать вывод о том, что вода обладает повышенной жесткостью, мутностью и для нее характерно избыточное содержание железа. Для обеспечения ее качества необходимого при использовании в качестве энергетического ресурса можно предложить установку, состоящую из блока аэрации, дозации, колонн обезжелезивания и умягчения и ультрафиолетового обеззараживателя. Схема данного оборудования приведена на рисунке 2.

Исходя из конкретных целей осуществления водоподготовки для технологических и бытовых нужд, выполняется подбор оборудования, реализующего вышеописанные физические принципы химической и биологической очистки воды.

Литература:

1. Водоподготовка: Справочник. /Под ред. д.т.н., действительного члена Академии промышленной экологии С.Е. Беликова. М.: Аква-Терм, 2007. – 240 с.
2. Фрог Б.Н., Первов А.Г. Водоподготовка. Учеб. для вузов: – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2014. – 512 с.

*А.В. Патютин, маг., рук. С.П. Курилин, профессор, д.т.н.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Цель данной работы состоит в том, чтобы выявить рациональный метод диагностики технического состояния асинхронных электродвигателей и выявить средства для его программной реализации.

В целом методы диагностики можно разделить на:

- ремонтные методы;
- эксплуатационные методы.

В настоящий момент наиболее экономически эффективными являются эксплуатационные методы. Это связано с тем, что ремонтные методы требуют вывода исследуемого устройства из эксплуатации для диагностики по плану. Всё это неприменимо в системах, от которых требуется непрерывная безотказная работа.

Эксплуатационные методы предполагают исследование двигателя без вывода его из эксплуатации, что даёт им большое преимущество в экономическом плане. Так как имеется возможность анализировать техническое состояние двигателя в реальном времени, то возможно составить достоверный прогноз по дальнейшей его эксплуатации.

Сейчас используются следующие эксплуатационные методы.

1. Анализ состава масла на содержание металла. Как следует из названия в качестве идентификатора неисправности используется подшипниковое масло, которое исследуется на наличие металлических включений в своём составе. Данный метод позволяет выявить неисправность на очень поздней стадии, и ограничен областью подшипников.

2. Вибрационная диагностика В настоящий момент вибрационная диагностика является самым распространённым методом эксплуатационной диагностики. Это обусловлено тем, что это неразрушающий метод контроля, который позволяет выявить неисправность на ранних этапах её возникновения. Но используемое в диагностике оборудование имеет высокую стоимость и высокое требование к квалификации персонала из-за большого числа источников вибрации в двигателях и наличия сторонних вибраций. Кроме того, многие виды производственного оборудования, такие как электрические приводы, редукторы, клетки с рабочими валками и другие имеют так же паразитные шумы, что не позволяет применить стандартные методы вибрационной диагностики для эффективного анализа.

3. Токовые методы. Токовые методы основываются на использовании современного программного оборудования и устройств, которые обеспечивают пользователя данными о состоянии состояния электродвигателя полученными на основе обработки токовых диаграмм и анализа спектров с применением передовых математических методов. Основными недостатками данного метода являются: необходимость учета влияния на электрические параметры двигателя, параметров питающей сети, характера нагрузки, воздействия внешних электромагнитных полей, переходных процессов в двигателе, сложность обработки данных.

4. Тепловой контроль. В данном методе, тепловизор используется как устройство безразборного контроля технического состояния электродвигателей при мониторинге всех узлов в составе электрической машины и при проведении испытаний после ремонта. Данный метод довольно прост в использовании и не требует высокой квалификации от обслуживающего персонала. По полученным данным термограммам выявляют места с повышенным нагревом, после чего проводят анализ полученных данных для выявления причины этих нагревов. К недостаткам данного способа диагностирования относится высокая инерционность тепловых процессов, для выявления неисправностей нужна лаборатория. Кроме того, на результаты, полученные данным методом, могут влиять сторонние факторы, такие как тепло, выделяемое от других устройств, неисправность системы вентиляции в помещении и так далее.

5. Метод переходных функций. Данный метод использует переходные функции (функции Грина) и предназначен для определения технического состояния электродвигателя и прогнозирования его остаточного ресурса.

В данном методе испытатель обеспечивает питание асинхронного электродвигателя (АЭД) от источника импульсных напряжений. Воздействие производится по различным направлениям векторного пространства электродвигателя с целью определения его характеристик и степени однородности. Исходя из реакций объекта на подаваемые на него сигналы, специальное программное обеспечение производит вычисление и анализ технических показателей для неповрежденного и поврежденного состояний АЭД.

эксплуатационного ресурса и значения вероятности безотказной работы ЭМС для нормирующих значений, указанных в блоке «Значения норм». Прогнозные значения, а также предположительная информация о текущем состоянии ротора выводятся в соответствующие поля таблицы блока «Данные прогноза».

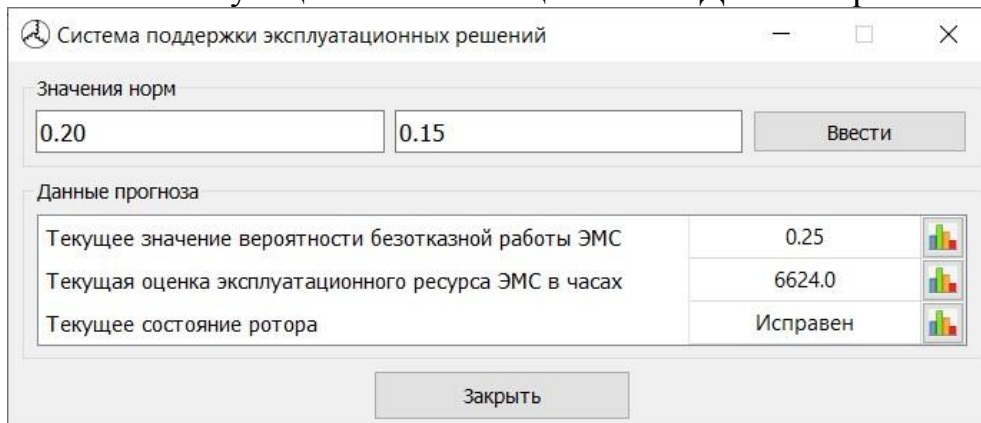


Рисунок 3. Окно СПЭР

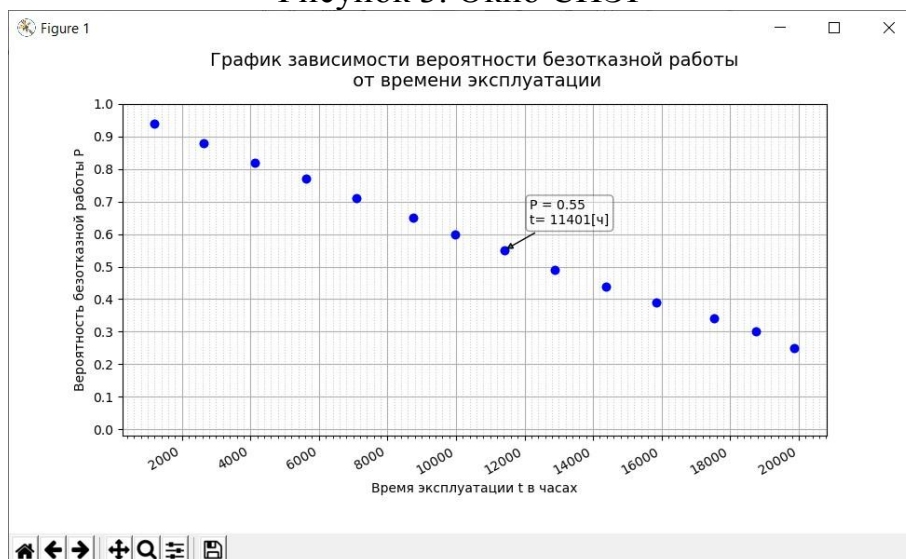


Рисунок 4. График зависимости изменения вероятности безотказной работы ЭМС от времени эксплуатации

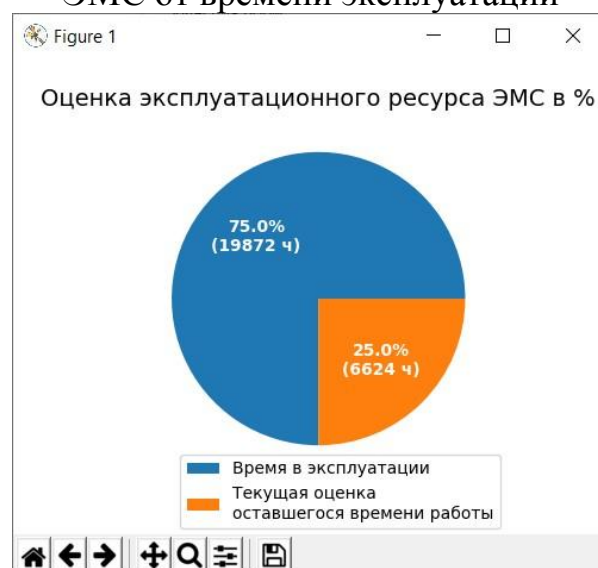


Рисунок 5. Гистограмма оценки эксплуатационного ресурса ЭМС

Таким образом метод переходных функций является наиболее применимым для эффективной эксплуатационной диагностики в местах где необходима непрерывная работа двигателя. Однако основной недостаток данного метода заключается в методе диагностики, требующем неподвижности ротора при исследовании, что требует использование других методов диагностики в ходе установлении неисправностей.

Литература

1. Курилин С. П., Соколов А. М., Прохимнов Н. Н. Компьютерная программа для моделирования показателей технического состояния электромеханических систем // Прикладная информатика. 2022. Т. 17. № 2. С. 105–119. DOI: 10.37791/2687-0649-2022-17-2-105-119
2. Проектирование электрических машин : учебник для вузов / И. П. Копылов. — 4-е изд., перераб. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2019. — 828 с.
3. Барков А.В., Баркова Н.А. Интеллектуальные системы мониторинга и диагностики машин по вибрации // Труды Петербургского энергетического института повышения квалификации Минтопэнерго Российской Федерации и Института вибрации США. Вып. 9. Санкт-Петербург, 1999.

*М.А. Петров, А.Ю. Гришин, Д.А. Хобакова, студ., рук. А.И. Киселева, ст.пр.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТА ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

В настоящий период, увеличение эффективности транспорта тепловой энергии считается одним из главных векторов развития России. Транспортирование тепла выполняется за счет теплопроводов. Система теплоснабжения – это комплекс трех взаимосвязанных составляющих: источник тепловой энергии, потребитель и тепловые сети. Результативность систем централизованного теплоснабжения прямо зависит от качества тепловых сетей, обусловленного многочисленными факторами, среди которых, потери тепла через изоляцию трубопроводов и накопленный на данный момент моральный и физический износ, что говорит о потребности принятия мер по увеличению энергетической эффективности, модернизации и технологическому развитию тепловых сетей. Снижение тепловых потерь через изоляционный слой трубопроводов в существующих системах теплоснабжения представляет собой актуальную задачу.

В данной работе рассмотрены следующие методы снижения тепловых потерь:

- снижение температурного графика отпуски тепла от источника;
- замена тепловой изоляции на новую;
- изменение типа прокладки тепловой сети;

Нормативные потери теплоты через изолированную поверхность трубопроводов определяются по следующей формуле:

$$Q = b \cdot l \cdot q$$

где b - коэффициент учитывающий тепловые потери через опоры, соединения и арматуру;

l – длина участка, м;

q – тепловые потери с одного метра трубы за один час, Вт/м. Определяются по справочной литературе

Исходя из этой формулы, можно сделать расчет тепловых потерь через изолированную поверхность, для разных температурных графиков:

- 150/70 °С;
- 130/70 °С;
- 95/70 °С;

Расчет показывает, что наиболее выгодным, является температурный график 95/70°С, при нем потери тепла в трубопроводе являются наиболее низкими. Однако, перед тем, как начать его использовать, нужно быть уверенным, что у потребителя, температура теплоносителя будет не менее 90°С.

Не менее важный фактор сохранности тепловой энергии, правильный подбор изоляции.

Существует ряд факторов, которые стоит учитывать:

- Температуру утепляемой поверхности;
- Температурные перепады внешней среды;
- Наличие механических воздействий (например вибраций и т.д.)
- Допустимые нагрузки на трубы;
- Нагрузки от грунта и транспортных средств, которые находятся выше тепловой сети;
- Коэффициент теплопроводности, которым обладает данный изоляционный материал;
- Устойчивость утеплителя к деформациям;

Так же, стоит основывать свой выбор изоляционного слоя, на способе прокладки труб. Так, при бесканальной прокладке, можно использовать армопенобетон (АПБ) и гидроизоляцию в виде битума. Одним из главных плюсов армопенобетона является высокая прочность, что соответствует с правилами СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» и дает возможность применять трубы с армопенобетонной изоляцией при бесканальной прокладке тепловых сетей почти на любой разумной глубине и во всех видах грунта.

В качестве преимущества АПБ-изоляции в сравнении с другими видами изоляции следует отметить высокую предельную температуру применения (до 300 °С), допускает использовать ее в тепловых сетях, работающих по температурным графикам 95/70°С, 150/70°С и 180/70°С . Армопенабетон характеризуется большой рабочей надежностью и при соблюдении технологии строительно-монтажных работ, а так же корректной эксплуатации может служить 25 и более лет.

Или использование пенополиуретана, хоть у него и меньше коэффициент теплопроводности в сравнении с армопенобетоном, но он обладает рядом преимуществ: отсутствие швов, хорошая адгезия с разными материалами, небольшой вес и т.д.

Тем не менее, несмотря на преимущества и недостатки разных материалов, у них всех есть общая черта, рано или поздно их нужно заменять. Каждый материал, имеет степень износа, зависящий от времени и условий эксплуатации.

теплопотери

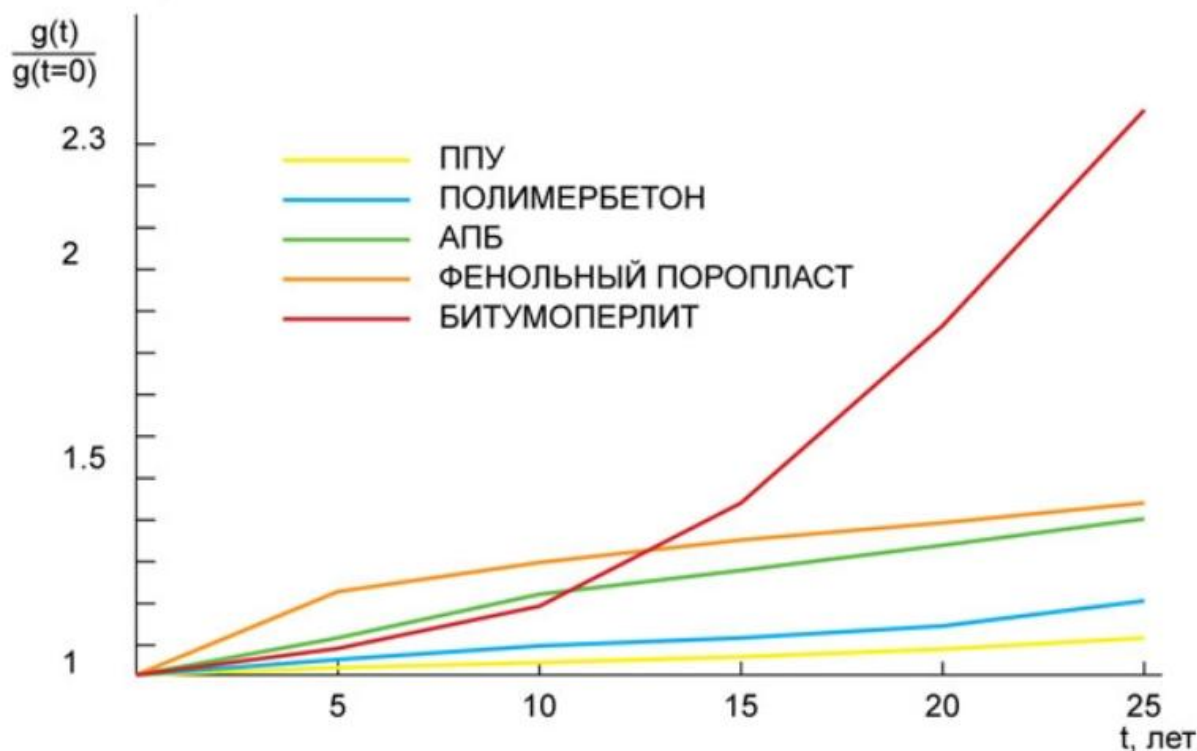


Рисунок 1.1 – Графики зависимости тепловых потерь бесканальными теплопроводами с разной изоляцией от срока эксплуатации

Так же, можно снизить тепловые потери путем изменения типа прокладки трубопровода.

Существует несколько типов прокладки, но рассмотрим конкретные:

- подземная непроходная
- подземная проходная
- надземная

По своей энергосберегающей характеристике, более эффективна подземная проходная прокладка, однако она имеет требования к изолирующей системе теплопровода и они выполняются за счет защиты:

- покровным слоем из гидрофобного рулонного материала;
- теплоизоляционной оболочкой на трубопроводе от капельной влаги, образующийся на перекрытии и стенках канала;
- установкой на опорах прокладок из материалов, обладающих диэлектрическими свойствами;

Непроходной прокладке, в свою очередь, для надежной и долгой работы трубопровода нужна защита канала от его затопления грунтовыми или поверхностными водами, поскольку, проникая в канал, вода способствует коррозии труб и других металлических конструкций. Отсюда, срок службы

теплопроводов, часто в три раза меньше, поэтому нижнее основание канала должно быть выше нижнего уровня грунтовых вод.

Так же, есть зависимость, показывающая, что уменьшение глубины прокладки теплотрассы приводит к увеличению тепловых потерь.

Надземные трубопроводы обычно устанавливаются на отдельно стоящих опорах и хоть они не так хорошо сохраняют тепловую энергию, их установка, заметно выгоднее в экономическом плане.

Таким образом, исходя из вышеописанных факторов, влияющих на сохранение тепловой энергии в тепловых сетях, можно сделать вывод, что грамотный подбор температурного графика, своевременная замена неисправной изоляции и ее выбор, исходя из нужных параметров и правильный выбор типа прокладки, исходя из окружающей местности и экономических возможностей, повлечет за собой сохранение тепла и гарантия того, что потребитель ее получит.

Литература

1. Соколов Е.Я., Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов – 7-е изд.
2. СП 41-103-2000, Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.
3. Нащокин В.В., Техническая термодинамика., 2009 год.

*С.Н. Прокофьева, студ.; рук. В.А. Галковский, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАСЧЕТА ПОВЕРХНОСТНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Одним из важнейших стратегических направлений технологического развития страны является усовершенствование технологий энергоэффективности и энергосбережения в области теплоснабжения и теплопотребления.

Применение современного энергоэффективного оборудования позволяет повысить энергетическую эффективность, качество и надежность функционирования инженерных системы теплоснабжения.

Установка высокоэффективного теплообменного оборудования позволяет существенно снизить энергозатраты путем увеличения степени рекуперации тепловой энергии и капитальные затраты путем снижения металлоемкости оборудования, повысить эксплуатационные характеристики инженерных систем, при этом снизив затраты на их эксплуатацию.

Целью работы является сравнительный анализ вариантов расчета рекуперативных пластинчатых и кожухотрубчатых теплообменных аппаратов. Определение наиболее эффективных типов рекуперативных теплообменных аппаратов для подогрева сетевой воды на источнике теплоснабжения.

Проводить сравнительный анализ теплообменного оборудования рекомендовано на основании результатов теплового расчета с учетом гидравлических характеристик. Тепловой расчет выполняется с целью определение необходимой площади поверхности теплообмена, удовлетворяющей заданным технологическим условиям теплообменного аппарата.

В работе рассматриваются два метода определения площади поверхности теплообмена: графоаналитический и расчетный.

Графоаналитический метод пригоден для оценочного расчета поверхности теплообмена, является выигрышным, если расчет коэффициентов теплоотдачи производить по приближенным формулам, что гарантирует экономию по времени, поэтому данный метод проще в реализации.

При определении коэффициента теплопередачи графоаналитическим методом, необходимо при помощи графиков тепловых потоков определить установившийся режим, в котором удельное количество теплоты, передаваемой в единицу времени через все слои стенки, есть величина постоянная и равная количеству теплоты, передаваемой от одного теплоносителя к другому:

$$q_1 = q_2 = q_3 = q_4 = q$$

$$\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 + \Delta t_4$$

Для этого строится график путем складывания зависимостей плотности тепловых потоков от температурного напора от греющего теплоносителя к стенке $q_1(\Delta t_1)$, через стенку $q_2(\Delta t_2)$, через накипь $q_3(\Delta t_3)$ и от стенки к нагреваемому теплоносителю $q_4(\Delta t_4)$ по оси Δt , по которой при предварительно найденном значении температурного напора определяется расчетное значение удельной тепловой нагрузки в аппарате и коэффициент теплопередачи.

Задавшись рядом значений удельной плотности q_i , вычисляем соответствующие им величины тепловых потоков Δt_i . В таблице 1 отражены полученные результаты для пароводяного пластинчатого теплообменного аппарата.

Таблица 1

Значения температур для построения графиков тепловых потоков

$q, \text{кВт/м}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta t_1, \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta t_2, \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta t_3, \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta t_4, \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta t, \text{ } ^\circ\text{C}$
0	0	0	0	0	0
5,0	0,810	0,417	0,165	0,528	1,919
10,0	2,040	0,833	0,330	1,056	4,260
15,0	3,503	1,250	0,495	1,584	6,832
20,0	5,141	1,667	0,660	2,112	9,580
25,0	6,923	2,083	0,825	2,640	12,471
30,0	8,828	2,500	0,990	3,168	15,486
35,0	10,842	2,917	1,155	3,696	18,609
40,0	12,955	3,333	1,320	4,224	21,832
45,0	15,158	3,750	1,485	4,752	25,145
50,0	17,444	4,167	1,650	5,280	28,540
55,0	19,808	4,583	1,815	5,808	32,014

По полученным результатам из таблицы 1 построены графики тепловых потоков, представленные на рисунке 1.

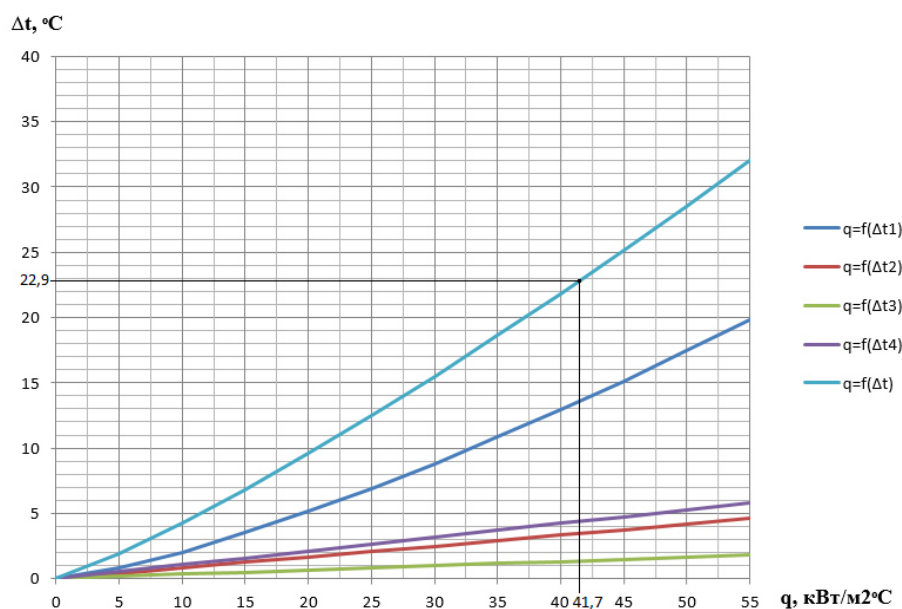


Рисунок 1. – Графики тепловых потоков пароводяного пластинчатого теплообменника

По предварительно найденному температурному напору определяется удельная плотность теплового потока, как показано на рисунке 1.

Расчетный метод применяется для достижения высокой точности результатов. Данный метод можно использовать для создания специальных систем и программ для автоматических тепловых и гидравлических расчетов оборудования с применением техник подбора готовой продукции.

Одним из основных мест использования рекуперативных пластинчатых и кожухотрубчатых теплообменных аппаратов является производственная паровая котельная, способная покрывать тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и нагрузку на горячее водоснабжение. В данной котельных применяется двухступенчатая схема подогрева сетевой воды (далее – ПСВ).

Такая схема подогрева сетевой воды предусматривает использование двух теплообменных аппаратов: пароводяного во второй ступени ПСВ и водо-водяного в первой ступени ПСВ.

Исходными данными для расчетов пароводяного и водо-водяного теплообменных аппаратов являются: суммарная тепловая нагрузка, греющий и нагреваемый теплоносители, температура и давление пара на входе во вторую ступень ПСВ, температура конденсата на выходе из второй ступени ПСВ, температура и давление конденсата на входе в первую ступень ПСВ, температура конденсата на выходе из первой ступени ПСВ, температура нагреваемой сетевой воды на выходе из второй ступени ПСВ и на входе в первую ступень ПСВ [1].

Стенки рассматриваемых теплообменных аппаратов гладкие, изготовлены из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т, толщиной 1,5 мм. Расположение труб в трубном пучке кожухотрубчатых теплообменных аппаратов: шахматное и коридорное [1].

Тепловой расчет пароводяного теплообменника, в отличие от

водо-водяного теплообменника, требует рассмотрения отдельных зон при охлаждении греющего теплоносителя: первая зона предполагает охлаждение перегретого пара до температуры насыщения, а вторая зона – конденсацию насыщенного пара.

По результатам расчета кожухотрубчатого водо-водяного теплообменного аппарата при «расчетном» методе аппарат имеет: значения коэффициента теплопередачи, равное $1547,6 \text{ Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$, и площади поверхности теплообмена, равное $126,3 \text{ м}^2$ при коридорном расположении труб в трубной решетке; значения коэффициента теплопередачи, равное $1527,0 \text{ Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$, и площади поверхности теплообмена, равное $128,0 \text{ м}^2$ при шахматном расположении труб. При графоаналитическом методе аппарат имеет: значения коэффициента теплопередачи, равное $1451,3 \text{ Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$, и площади поверхности теплообмена, равное $135,7 \text{ м}^2$ при коридорном расположении труб в трубной решетке; значения коэффициента теплопередачи, равное $1265,9 \text{ Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$, и площади поверхности теплообмена, равное $154,4 \text{ м}^2$ при шахматном расположении труб.

По результатам расчета кожухотрубчатого пароводяного теплообменного аппарата при «расчетном» методе аппарат имеет значения коэффициентов теплопередачи, равные $698,0 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ в первой зоне и $1734,8 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ во второй зоне, суммарной площади поверхности теплообмена (сумма площадей в первой и второй зонах), равное $575,4 \text{ м}^2$ при коридорном расположении труб в трубной решетке; значения коэффициентов теплопередачи, равные $715,5 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ в первой зоне и $1734,8 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ во второй зоне, суммарной площади поверхности теплообмена, равное $573,4 \text{ м}^2$ при шахматном расположении труб. При графоаналитическом методе аппарат имеет значения коэффициентов теплопередачи, равные $493,9 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ в первой зоне и $1511,5 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ во второй зоне, суммарной площади поверхности теплообмена, равное $671,5 \text{ м}^2$ при коридорном расположении труб в трубной решетке; значения коэффициентов теплопередачи, равные $439,3 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ в первой зоне и $1511,5 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ во второй зоне, суммарной площади поверхности теплообмена, равное $678,8 \text{ м}^2$ при шахматном расположении труб.

По результатам расчета пластинчатого водо-водяного теплообменного аппарата при «расчетном» методе аппарат имеет значения коэффициента теплопередачи, равное $1276,5 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ и площади поверхности теплообмена, равное $148,4 \text{ м}^2$. При графоаналитическом методе аппарат имеет значения коэффициента теплопередачи, равное $1447,1 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ и площади поверхности теплообмена, равное $135,2 \text{ м}^2$.

По результатам расчета пластинчатого пароводяного теплообменного аппарата при «расчетном» методе аппарат имеет значения коэффициентов теплопередачи, равные $1706,8 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ в первой зоне и $1809,6 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ во второй зоне, суммарной площади поверхности теплообмена, равное $528,6 \text{ м}^2$. При графоаналитическом методе аппарат имеет значения коэффициентов теплопередачи, равные $1821,2 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ в первой зоне и $2015,4 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{С)}$ во второй зоне, суммарной площади поверхности теплообмена, равное $475,3 \text{ м}^2$.

Таким образом, пластинчатые теплообменники имеют меньшую площадь

поверхности теплообмена, следовательно, и меньшие габариты по сравнению с кожухотрубчатыми. Расположение труб в трубном пучке кожухотрубчатых теплообменных аппаратов практически не влияет на площадь поверхности теплообмена.

Максимальная погрешность результатов в ходе сравнения двух методов достаточно велика, достигает 15%. Следовательно, графоаналитический метод подходит только для оценочного расчета поверхности теплообмена малогабаритного оборудования.

Целью гидравлического расчета теплообменных аппаратов является определение гидравлических сопротивлений проходных каналов теплообменника и затрат мощности на перекачивание теплоносителей и технологических сред.

Под гидродинамическим сопротивлением понимается разность давлений на входе и выходе теплоносителя из теплообменного аппарата [2]. Гидравлическое сопротивление теплообменника складывается из потери давления на преодоление трения и потери давления, расходуемого на преодоление местных сопротивлений.

По результатам гидравлического расчета кожухотрубчатого водо-водяного теплообменного аппарата общее сопротивление нагреваемого теплоносителя составляет 13398,2 Па, а общее сопротивление греющего теплоносителя – 3684,7 Па. По результатам гидравлического расчета кожухотрубчатого пароводяного теплообменного аппарата общее сопротивление нагреваемого теплоносителя составляет 12880,3 Па, а общее сопротивление греющего теплоносителя – 16,7 Па.

По результатам гидравлического расчета пластинчатого водо-водяного теплообменного аппарата общее сопротивление нагреваемого теплоносителя составляет 26353,6 Па, а общее сопротивление греющего теплоносителя – 2838,4 Па. По результатам гидравлического расчета пластинчатого пароводяного теплообменного аппарата общее сопротивление нагреваемого теплоносителя составляет 18927,5 Па, а общее сопротивление греющего теплоносителя – 13,9 Па.

Таким образом, гидравлическое сопротивление пароводяных теплообменников по греющему теплоносителю имеет малую величину вследствие небольших скоростей и малой плотности. Расположение труб в трубном пучке кожухотрубчатого теплообменника (шахматное или коридорное) практически не влияет как на площадь поверхности теплообмена, так и на значения гидравлических потерь по греющему и нагреваемому теплоносителям.

По результатам гидравлического расчета пластинчатых и кожухотрубчатых теплообменных аппаратов можно заметить, что пластинчатые теплообменники обладают большим гидравлическим сопротивлением, поэтому для их эффективного использования требуется применение чистых теплоносителей.

Литература:

1. Галковский В.А., Халютина С.Н. Исследование режимов работы теплообменных аппаратов на источнике теплоснабжения // Энергетика, информатика, инновации – 2021 (электроэнергетика,

электротехника и теплоэнергетика, математическое моделирование и информационные технологии в производстве, микроэлектроника и оплотехника) Сб. трудов XI-ой Межд. науч.-техн. конф. В 2 т. Т 1. – 2021. – с. 125-129;

2. Булыгин Ю.А. Теплообменные аппараты в нефтегазовой промышленности: курсовое проектирование: учеб. пособие / Ю.А. Булыгин, С.С. Баранов. Воронеж: ФГБОУ ВПО «Воронежский государственный технический университет», 2015. – 100 с.

*Р.В. Романьков, студ.; рук. Д.И. Баловнев, к.т.н., доцент
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

МЕТОД РАСЧЁТА ПАРАМЕТРОВ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ В ПРОГРАММЕ FEMM

Программа Finite Element Method Magnetics (FEMM или femm) позволяет выполнять расчеты плоскомеридианных, т.е. осесимметричных, плоскопараллельных стационарных/квазистационарных магнитных, а также стационарных электростатических полей. Благодаря этой программе можно определить их цепные и полевые параметры и строить различные виды картин. Одним плюсом рассматриваемого пакета можно назвать простоту его изучения.

Проводя различные исследования магнитной системы, требуется производить разного рода расчеты. В данном случае производится исследование магнитной системы асинхронного двигателя.

Задача – сравнить результаты, полученные путем моделирования, а также рассчитанные аналитически в случае определения проводимости взаимоиנדукции между зубцами статора и ротора.

Рассчитаем плотности токов в пазах статора и ротора.

По результатам расчёта:

- плотность тока в пазу статора: $J_{1п} = 6.565 \text{ А/мм}^2$.
- плотность тока в пазу ротора: $J_{2п} = 2.281 \text{ А/мм}^2$.

Составим матрицы распределения плотностей токов в пазах статора и ротора.

Амплитудные значения плотности тока статора в пазу в зависимости от фазы:

$$J_{1пА} = \sqrt{2} \cdot J_{1п} = \sqrt{2} \cdot 6.565 = 9.284 \text{ А/мм};$$

$$J_{1пВ} = \sqrt{2} \cdot J_{1п} \cdot \cos(2\pi/3 + \alpha) = \sqrt{2} \cdot 6.565 \cdot \cos(2\pi/3) = -4.642 \text{ А/мм};$$

$$J_{1пС} = \sqrt{2} \cdot J_{1п} \cdot \cos(2\pi/3 + \alpha) = \sqrt{2} \cdot 6.565 \cdot \cos(2\pi/3) = -4.642 \text{ А/мм}$$

Рассчитаем и построим картину поля для одного положения ротора при номинальном токе статора.

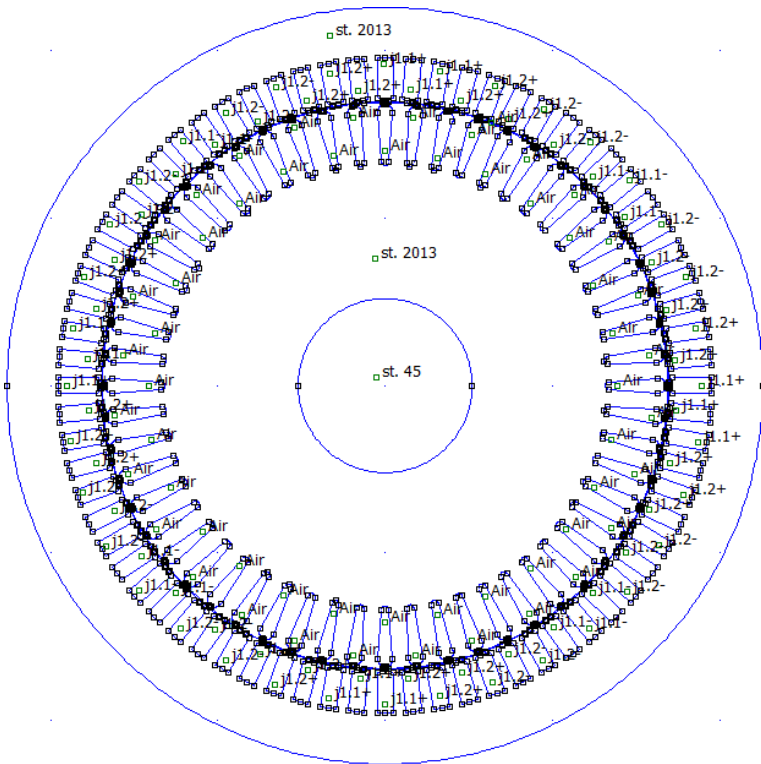


Рисунок 1. Модель АД в FEMM

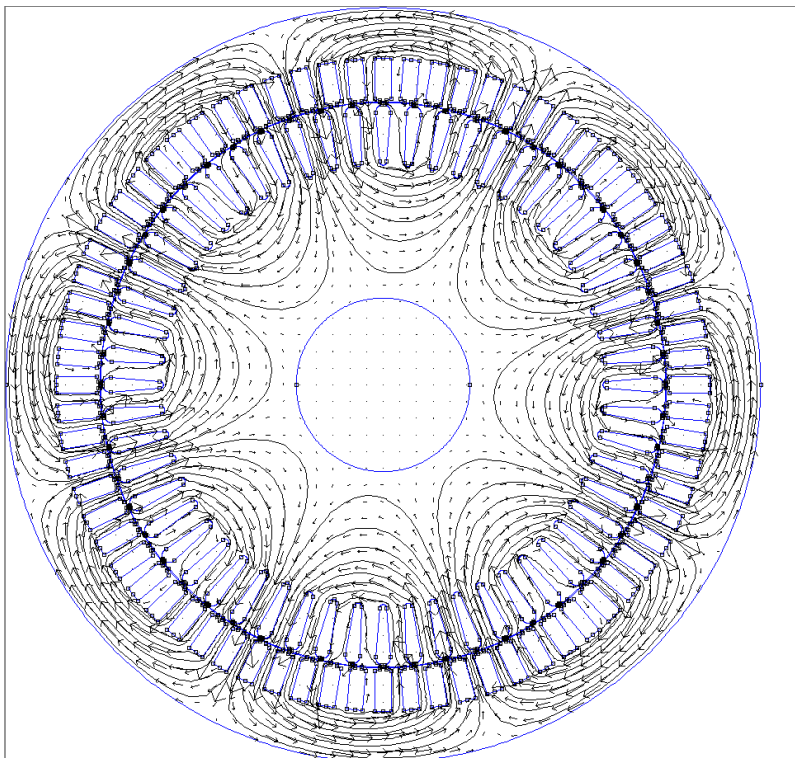


Рисунок 2. Картина векторного поля магнитной индукции

Построим графики нормальной и тангенциальной составляющих магнитной индукции в воздушном зазоре.

Графики посередине воздушного зазора по всей расточке статора:

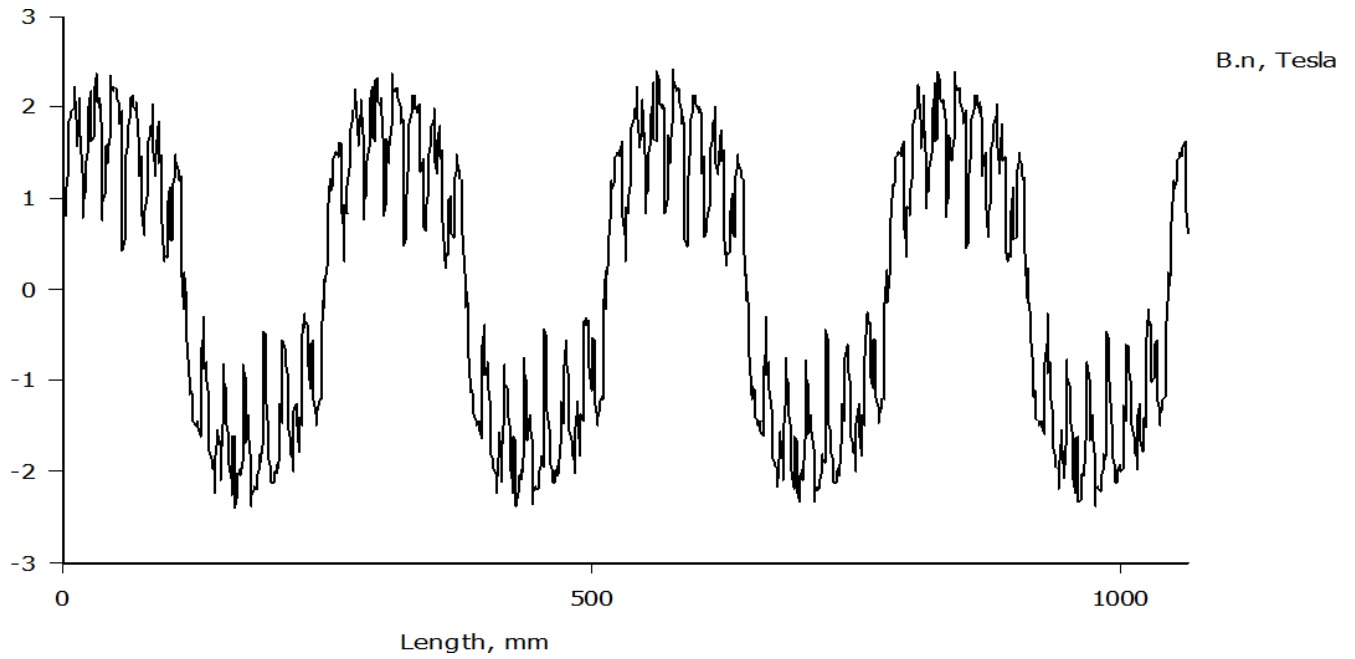


Рисунок 3. График распределения нормальной составляющей магнитной индукции

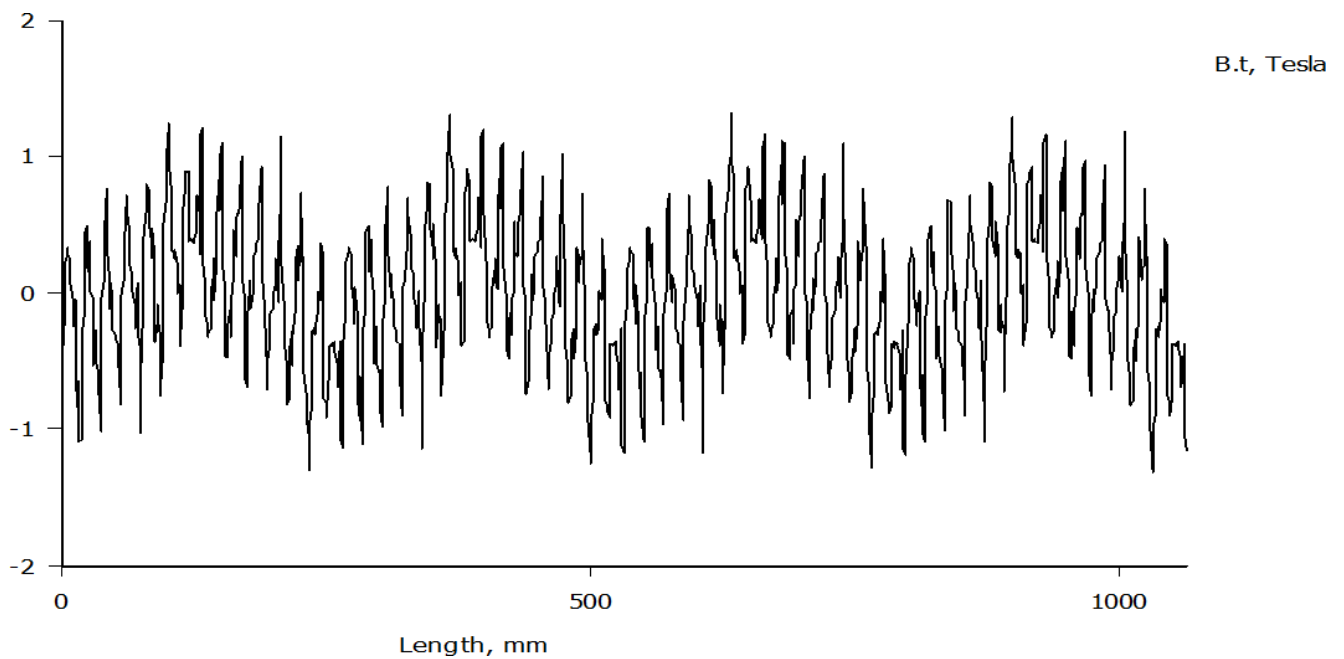


Рисунок 4. График распределения тангенциальной составляющей магнитной индукции

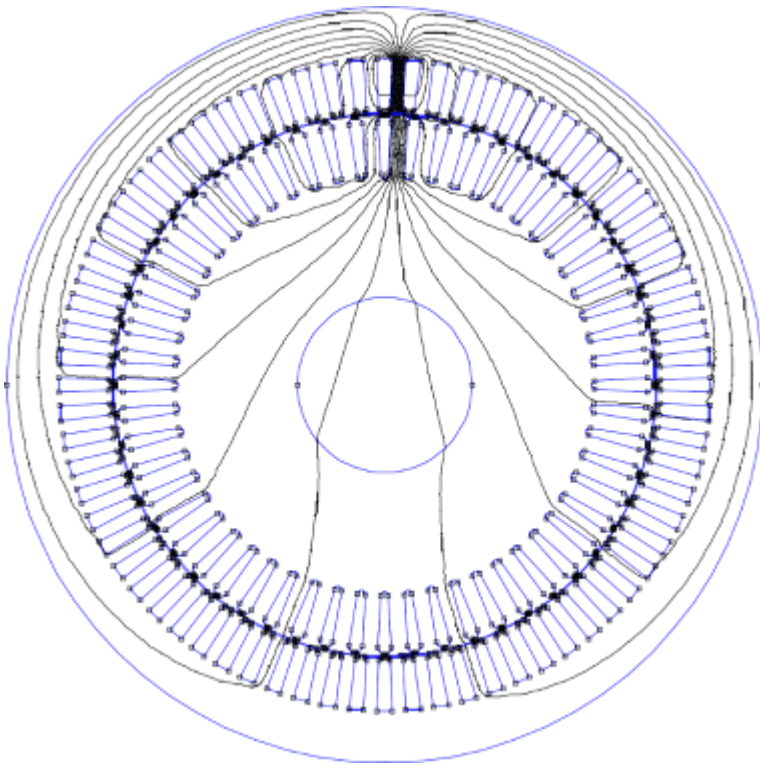


Рисунок 15. Картина магнитного поля при противоположных точках

Построим график проводимости взаимоиндукции $\Lambda=f(\alpha)$.

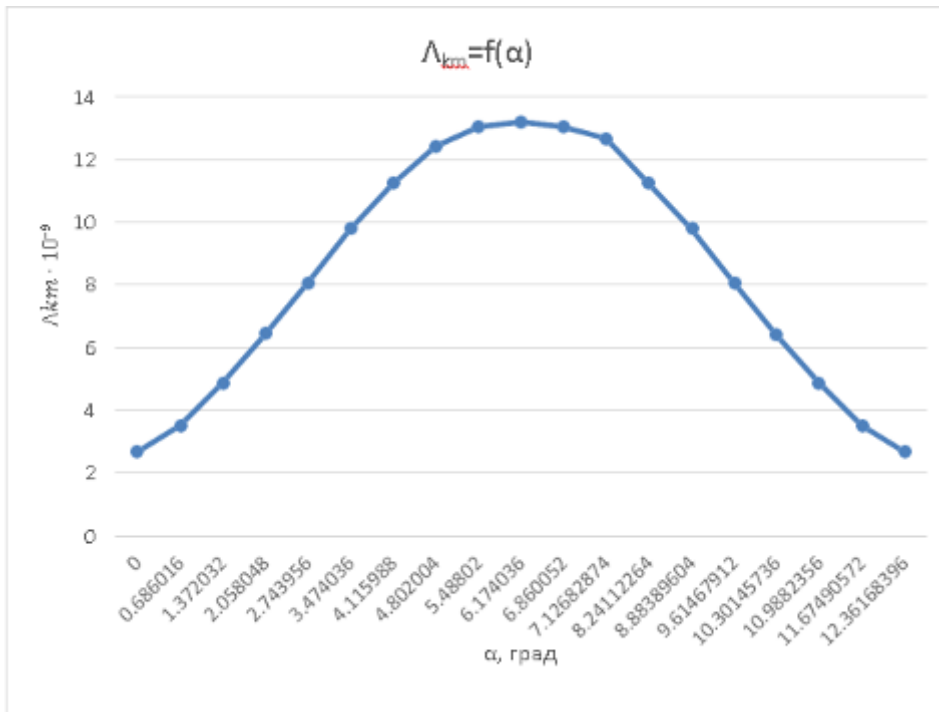


Рисунок 20. График зависимости проводимости взаимоиндукции $\Lambda_{km}=f(\alpha)$.

Аналитический расчет проводимостей взаимоиндукции:

$$\Lambda_{km} = 14,811 * 10^{-9}$$

Значения полученные путем моделирования :

$$\Delta k_m = 13,2181 * 10^{-9}$$

Таким образом, аналитический расчет отличается от полевого на 12,05%. В ходе исследования магнитного поля асинхронного двигателя были получены результаты расчета в программе FEMM, и в сравнении с математически рассчитанными параметрами машины, делаем вывод, что разница в полученных результатах сопоставима с погрешностью исследований. Программу FEMM можно использовать как один из вариантов решения поставленной задачи.

Литература

- Официальный сайт Femm: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.femm.info/wiki/HomePage>. (Датаобращения: 13.03.2023).
- Проектирование электрических машин: Учеб. для вузов / Копылов И.П. и др. - М.: 2002

*Р.В. Романьков, студ.; рук. Д.И. Баловнев, к.т.н., доцент
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

РЕАЛИЗАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПУСКА И ПОСЛЕДУЮЩЕГО РЕВЕРСА АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ В СРЕДЕ MAPLE

В данной работе объектом исследования является серийный трёхфазный электродвигатель 4А315М4У3 мощностью 200 кВт на частоту вращения 1500 об/мин. Электродвигатель имеет номинальные значения напряжения 220 В, тока 350 А, КПД 0.94, коэффициента мощности 0.92 и скольжения 0.014. Исследуются процессы пуска и реверса электродвигателя.

Задачи – исследовать переходные процессы заданного асинхронного двигателя, по полученным графикам оценить в физических единицах максимальные и установившиеся значения тока статора, момента и частоты вращения АД.

Таблица 1. Исходные данные для АД

№	Технические параметры	Значение
1	Номинальная мощность $P_{2н}$	200 кВт
2	Номинальное напряжение $U_{1н}$	220 В
3	Частота сети f_1	50 Гц
4	Частота вращения	1500 об/мин

Электродвигатель имеет следующие параметры схемы замещения:
сопротивление обмотки статора $z_s = r_s + jx_{\sigma s} = 0.014 + j0.086$ о.е.,
сопротивление обмотки ротора $z_r = r_r k_r + jx_{\sigma r} k_x = 0.014 k_r + j0.12 k_x$ о.е.,
сопротивление намагничивающего контура $z_m = jx_m = j4.1$ о.е.

где $k_r = 3$, $k_x = 0.75$ – коэффициенты, учитывающие изменение параметров обмотки ротора электродвигателя под действием вытеснения тока. Момент инерции вращающихся масс составляет $J = 120$ о.е.

Моделирование производится в относительных единицах.

Математическая модель. Математическая модель асинхронного электродвигателя была получена в виде системы записей (1.1) – (1.5).

$$\begin{aligned} \frac{d\psi_s}{dt} &= 1 - \frac{r_s}{\sigma x_s} \psi_s + (1 - \sigma) \frac{r_s}{\sigma x_m} \psi_r - j\psi_s, \\ \frac{d\psi_r}{dt} &= -\frac{r_r}{\sigma x_r} \psi_r + (1 - \sigma) \frac{r_r}{\sigma x_m} \psi_s - j(1 - \omega)\psi_r, \\ \frac{d\omega}{dt} &= \frac{1}{J} \left(\frac{1}{x_m} \frac{1 - \sigma}{\sigma} \operatorname{Re}(j \cdot \operatorname{con}(\psi_s) \cdot \psi_r) - \left(\frac{\eta_H \cdot \cos \varphi_H}{1 - s_H} \right) M_c \right), \\ i_s &= \frac{\psi_s}{\sigma x_s} - (1 - \sigma) \frac{\psi_r}{\sigma x_m}, \\ i_r &= \frac{\psi_r}{\sigma x_r} - (1 - \sigma) \frac{\psi_s}{\sigma x_m}, \\ M &= \left(\frac{1 - s_H}{\eta_H \cdot \cos \varphi_H} \right) \frac{1}{x_m} \frac{1 - \sigma}{\sigma} \operatorname{Re}(j \cdot \operatorname{con}(\psi_s) \cdot \psi_r). \end{aligned}$$

Здесь $x_s = x_m + x_{\sigma s}$, $x_r = x_m + x_{\sigma r}$, $\sigma = 1 - \frac{x_m^2}{x_s \cdot x_r}$, запись "con" обозначает операцию комплексного сопряжения.

При моделировании пуска электродвигателя из обесточенного и неподвижного состояния модель необходимо дополнить соответствующими начальными условиями $\psi_s(0) = 0$, $\psi_r(0) = 0$, $\omega(0) = 0$. Решением системы являются векторные функции потокосцеплений обмоток $\psi_s(t)$, $\psi_r(t)$ и токов обмоток $i_s(t)$, $i_r(t)$, полученные при нулевых начальных условиях

Процесс пуска и реверса электродвигателя с моментом нагрузки 1.0 о.е.
Реверс включаем в момент времени $t=150$ о.е.

Реализация математической модели пуска АД в среде Maple 2017:

```
> restart:with(plots):
```

```
> kr:=3:kx:=0.75:#Коэффициенты изменения параметров обмотки ротора при вытеснении тока
```

```
>
```

```
ode1:=diff(PsiS(t),t)=1-(Rs/sigma/Xs)*PsiS(t)+(1-sigma)*(Rs/sigma/Xm)*PsiR(t)-I*PsiS(t);#Вводим уравнение(1.1)
```

$$ode1 := \frac{d}{dt} \text{PsiS}(t) = 1 - \frac{R_s \text{PsiS}(t)}{\sigma X_s} + \frac{(1 - \sigma) R_s \text{PsiR}(t)}{\sigma X_m} - \text{PsiS}(t) I$$

```
>
```

```
ode2:=diff(PsiR(t),t)=-((Rr/sigma/Xr)*PsiR(t)+(1-sigma)*(Rr/sigma/Xm)*PsiS(t)-I*(1-Omega(t))*PsiR(t));#Вводим уравнение(1.2)
```

$$ode2 := \frac{d}{dt} \Psi R(t) = -\frac{R_r \Psi R(t)}{\sigma X_r} + \frac{(1 - \sigma) R_r \Psi S(t)}{\sigma X_m} - (1 - \Omega(t)) \Psi R(t) I$$

>

ode3:=diff(Omega(t),t)=((1-sigma)/sigma/Xm*Re(I*conjugate(PsiS(t))*PsiR(t))-(eta*cosPhi/(1-Sn))*Mc)/J;#Вводим уравнение(1.3)

$$ode3 := \frac{d}{dt} \Omega(t) = \frac{-\frac{(1 - \sigma) \Im(\overline{\Psi S(t)}) \Psi R(t)}{\sigma X_m} - \frac{\eta \cos \Phi M_c}{1 - S_n}}{J}$$

Первое уравнение представляет собой баланс напряжения статора, второе уравнение — баланс напряжения ротора, третье уравнение — баланс моментов.

Построим график тока статора.

> Is := abs(psiS(t)/sigma/Xs - (1-sigma)/sigma/Xm*psiR(t));
#Формируем выражение для тока статора

Is := |-5.744920069 psiS(t) + 5.621520832 psiR(t)|

> plot(Is(t), t = 0..400, color = black, axesfont = [TIMES, ROMAN, 10]);
#Строим график тока статора

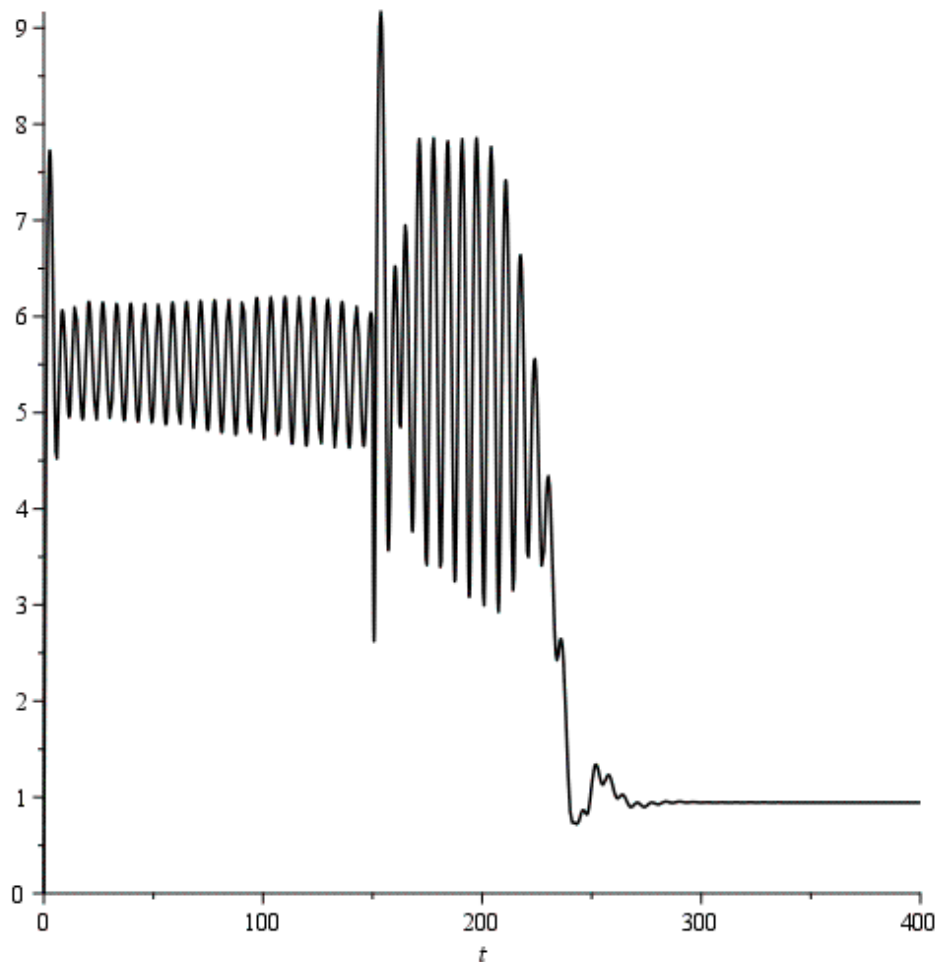


Рис. 1 — Ток статора.

Построим график момента.

- > $M := ((1 - S_n) / \eta / \cos \Phi) * ((1 - \sigma) / \sigma / X_m * (\operatorname{Im}(\psi_S(t)) * \operatorname{Re}(\psi_R(t)) - \operatorname{Im}(\psi_R(t)) * \operatorname{Re}(\psi_S(t))))$; #Формируем выражение для момента (3.20)
- $M := 6.415866171 \Im(\psi_S(t)) \Re(\psi_R(t)) - 6.415866171 \Im(\psi_R(t)) \Re(\psi_S(t))$
- > $\text{plot}([M(t)], t = 0..400, \text{color} = \text{black}, \text{linestyle} = [1, 4], \text{axesfont} = [TIMES, ROMAN, 10])$; #Строим графики момента (сплошная линия)

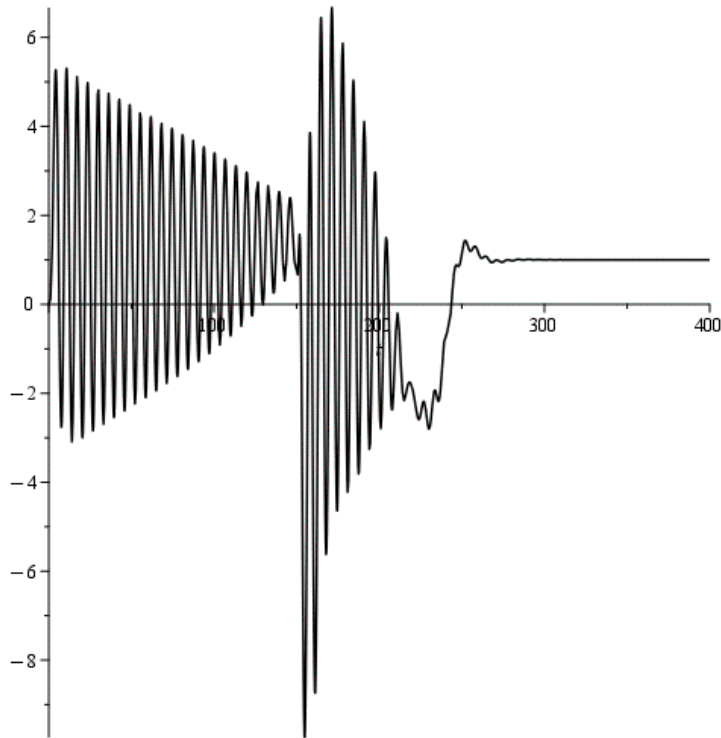


Рис. 2 — Момент.

Построим график частоты вращения ротора.

- > $\text{plot}([\omega(t)], t = 0..400, \text{color} = \text{black}, \text{linestyle} = [1, 4], \text{axesfont} = [TIMES, ROMAN, 10])$; #Строим график частоты вращения ротора

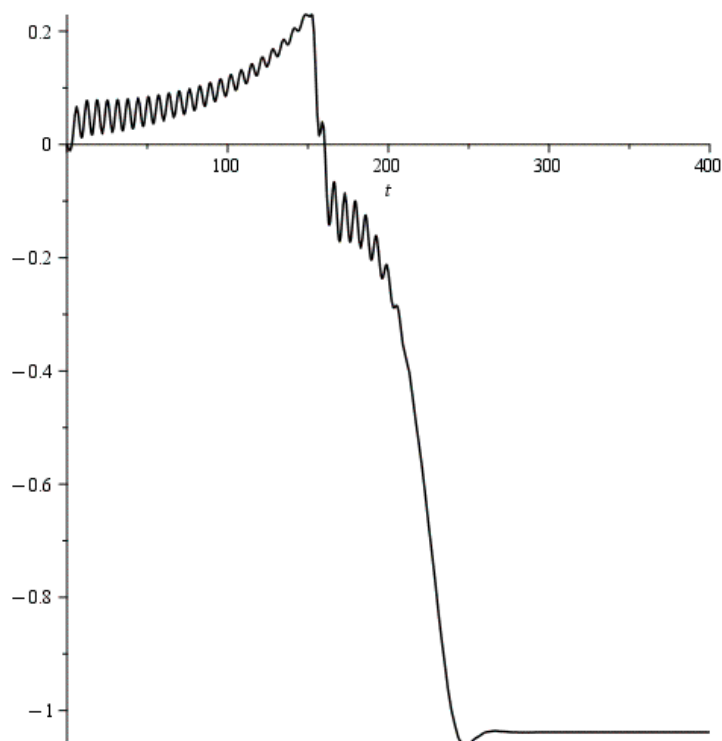


Рис. 3 — Частота вращения ротора.

Таблица 2. Результаты исследования

Параметры	$M_c=1$ $t_{\text{вкл.реверса}}=150\text{о.е.}$
Максимальное значение тока статора, $I_{s,\text{max}}$ (о.е.)	9.2
Максимальное значение электромагнитного момента, M_{max} (о.е.)	9.8
Максимальное значение частоты вращения ротора, ω_{max} (о.е.)	1.1

Проанализировав данную таблицу и графики справедливо сделать следующие выводы:

В начале разгона двигателя с нагрузкой ($M_c=1\text{о.е.}$) время переходного процесса увеличивается, пуск с нагрузкой длится почти в 2.2 раза дольше, чем без неё, в момент включения реверса ($t=150$) ток статора будет максимальным (ударным), произойдет скачок до значения 9.2 о.е. с большими пульсациями постепенно ток уравнивается со средним значением 0.8 о.е.

На графике момента видно, что значение при пуске поднимается до 5.2 о.е. и начинает колебательно спадать до 1.5 о.е., в момент включения реверса ($t=150$) происходит скачок момента, максимальное значение которого -9 о.е., постепенно значение падает до 1 о.е.

Значение частоты вращения ротора возрастает при пуске до 0.22 о.е. и не успевает установиться, при включении реверса значение начинает падать до -1.2 о.е. и устанавливается на -1 о.е.

По графикам видно, что в момент времени $t=300$ с двигатель окончательно входит в установившийся режим.

Список литературы

1. Копылов И.П., Горяинов Ф.А., Клоков Б.К. и др. Проектирование электрических машин / – М.: Издательство «Юрайт», 2011.– 767 с
2. Денисов В.Н., Курилин С.П. Математические модели и методы в инженерии (электротехника и машиностроение): учебное пособие/ В.Н. Денисов, С.П. Курилин; под ред. В.Н. Денисова. – Смоленск: РИО филиала ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ" в г. Смоленске, 2018. – 212 с.

*Н.Р. Савельева, маг.; рук. Т.С. Любова, к.ф.-м.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Энергосбережение является актуальной проблемой в современной энергетике. Разработка новых и модернизация уже имеющихся технологий представляет особый интерес в вопросе нерационального использования энергетических ресурсов.

Цикл Ренкина – это термодинамический цикл, по которому работает большинство действующих электрических и тепловых станций. Коэффициент полезного действия (КПД) таких установок небольшой, в диапазоне от 28 % до 32 % [1]. Генерируемый в котле пар подается в паровую турбину, где на соосно закрепленном с ней генераторе вырабатывается электрическая энергия. Далее отработавший пар направляется в конденсатор, в котором осуществляется фазовый переход из пара в жидкость в результате отвода теплоты. Затем конденсат при помощи насоса подается обратно в котел, где за счет теплоты сгорания топлива снова превращается в пар.

В целях энергосбережения и повышения КПД был разработан комбинированный цикл Ренкина-Брайтона. Он состоит из термодинамического газового цикла и термодинамического водяного цикла. По данному циклу работают парогазовые установки (ПГУ), КПД которых составляет порядка 58 – 64 % [2].

Существует несколько видов ПГУ, но самой энергоэффективной установкой является ПГУ с котлом-утилизатором (рис. 1). В камеру сгорания газотурбиной установки (ГТУ) подается топливо и сжатый в компрессоре воздух. Продукты сгорания, полученные в результате сжигания топлива, вращают лопасти турбины, вырабатывая электрическую энергию в генераторе. Затем отработавшие газы поступают в котел-утилизатор, после чего удаляются в окружающую среду. Котел-утилизатор может иметь от 1 до 3 контуров. На рисунке 1 представлен одноконтурный котел-утилизатор, имеющий 3 теплообменные поверхности: экономайзер, испаритель, пароперегреватель. Питательным насосом вода подается в экономайзер 3, где нагревается до температуры насыщения. Затем она поступает в испаритель 2, в котором происходит фазовый переход из жидкости в насыщенный пар. Далее пар попадает в барабан-сепаратор 4 и осуществляется отделение пара от капелек

воды. Вода подается обратно в испаритель 2, а сухой пар направляется в пароперегреватель 1. На выходе из котла-утилизатора получаем перегретый пар. Рабочее тело поступает в паровую турбину, где происходит превращение тепловой энергии пара в механическую энергию вращения лопаток турбины, которая в свою очередь вращает ротор генератора и индуцируется ток. Затем отработавший пар конденсируется в конденсаторе, далее вода питательным насосом подается обратно в котел-утилизатор [2].

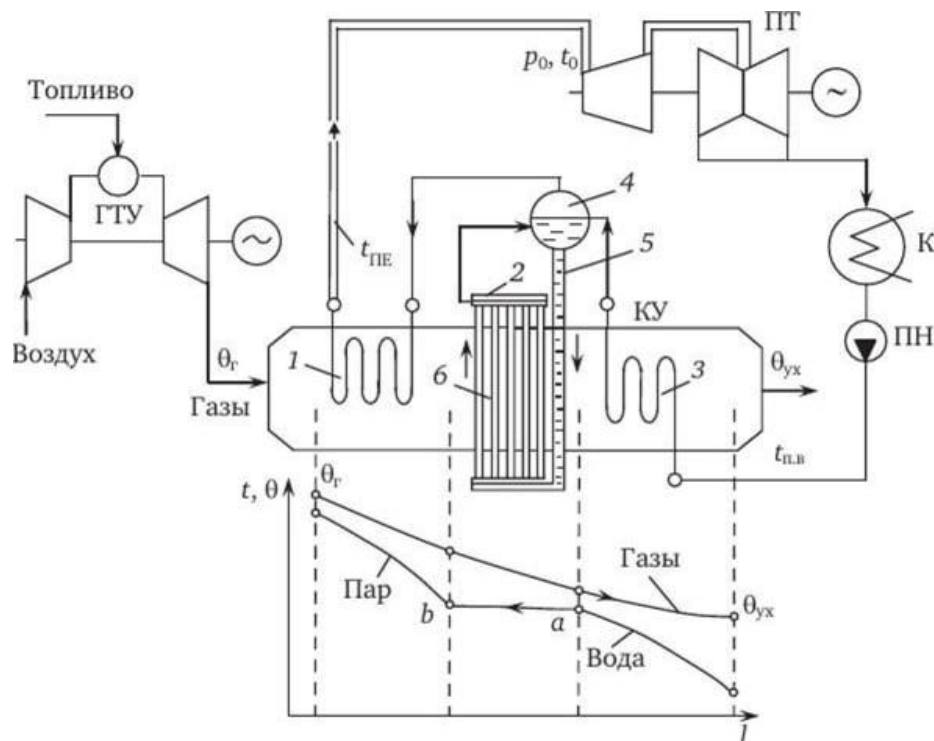


Рисунок 1 – Принципиальная схема одноконтурной ПГУ утилизационного типа:
 1 – пароперегреватель; 2 – испаритель; 3 – экономайзер; 4 – барабан; 5 – опускные трубы;
 6 – испарительные трубы

Для покрытия теплотребления машиностроительного предприятия был произведен расчет ПГУ с одноконтурным котлом-утилизатором. В соответствии с теплотреблением предприятия, равным 7,5 МВт, были приняты: газовая турбина SGT – 600 и теплофикационная паровая турбина с промышленным отбором ПТ12/25 – 35/10М. Характеристики установок приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Параметры газовой турбины SGT – 600

Наименование параметра	Значение
Мощность на клеммах генератора, МВт	24,5
Электрический КПД, %	33,6
Температура выпускных газов, °С	543
Расход выпускных газов, кг/с	81,3

Таблица 2 – Параметры паровой турбины ПТ12/25 – 35/10М

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность (на выходе редуктора), МВт	12,5
Частота вращения турбины/генератора, об/мин:	3000
Абсолютное давление свежего пара, Мпа	3,4
Температура, °С	435
Номинальный расход пара, т/ч	106,7

По полученным результатам расчетов можно сделать вывод, что наилучшая утилизация теплоты выпускных газов достигается при генерировании перегретого пара следующих параметров: $t_{\text{пп}} = 515\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_{\text{пп}} = 3,0\text{ МПа}$; $G_{\text{п}} = 10,9\text{ кг/с}$. Повышенная температура уходящих газов за котлом-утилизатором ($\theta_{\text{ух}} = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$) свидетельствует, что предложенная установка не позволяет полностью утилизировать теплоту уходящих газов, поэтому для более эффективной и рациональной теплоутилизации была рассмотрена ПГУ с двухконтурным котлом-утилизатором (рис. 2).

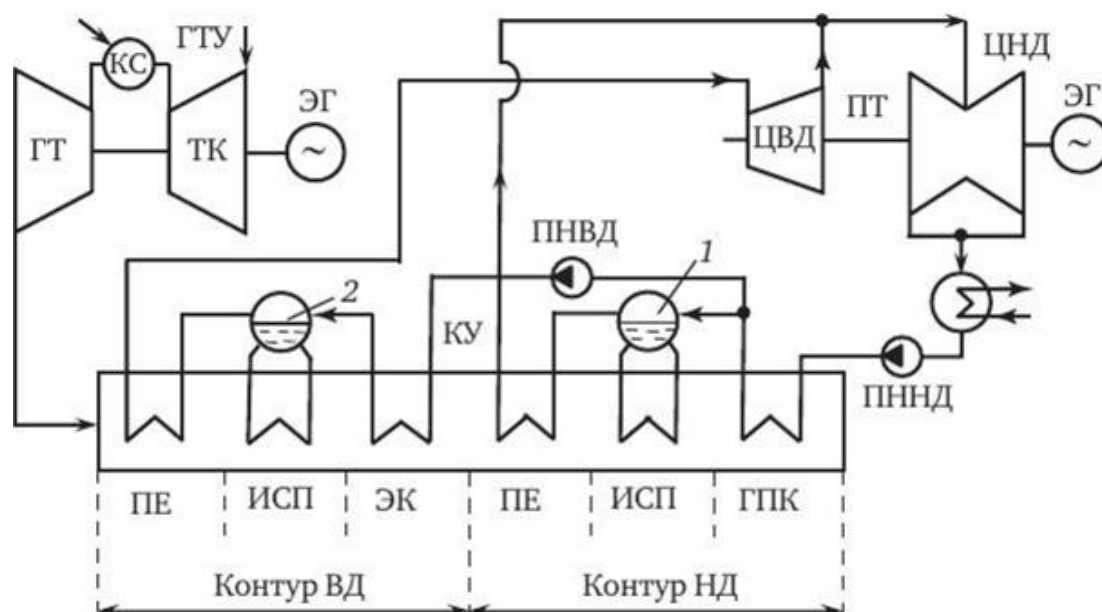


Рисунок 2 – Принципиальная схема двухконтурной ПГУ утилизационного типа:

Двухконтурный котел-утилизатор имеет 6 теплообменных поверхностей: пароперегреватель высокого давления (ПЕ ВД), испаритель высокого давления (ИСП ВД), экономайзер высокого давления (ЭК ВД), пароперегреватель низкого давления (ПЕ НД), испаритель низкого давления (ИСП НД) и газовый подогреватель конденсата (ГПК). Питательный насос низкого давления (ПННД) подает часть конденсат (25...30 %) в газовый подогреватель конденсата, в котором происходит нагрев вода почти до температуры насыщения. Затем вода поступает в испаритель низкого давления и испаряется. Далее пар перегревается в пароперегреватель низкого давления и направляется в цилиндр низкого

давления (ЦНД) паровой турбины. Остальная часть конденсата (70...75 %) подается питательным насосом высокого давления (ПНВД) в контур высокого давления котла-утилизатора. Вода поступает в экономайзер высокого давления, затем в испаритель высокого давления, далее пар идет в пароперегреватель высокого давления. Пар, полученный на выходе из двухконтурного котла-утилизатора, направляется в цилиндр высокого давления (ЦВД) паровой турбины, после которого смешивается с паром из контура низкого давления и суммарный расход пара подается в цилиндр низкого давления турбины [3].

По результатам расчета ПГУ с двухконтурным котлом-утилизатором получено, что тепловая мощность, отданная газами ГТУ в паротурбинный цикл, составляет 39113,593 кВт; КПД котла-утилизатора 83 %; КПД ПГУ 44%. Пониженная температура уходящих газов за котлом-утилизатор ($\theta_{yx} = 103 \text{ }^\circ\text{C}$) может привести к коррозии оборудования, поэтому для повышения температуры уходящих газов до $120 \text{ }^\circ\text{C}$ было принято решение установить в котле-утилизаторе дожигающее устройство с необходимым расходом топлива $0,045 \text{ м}^3/\text{с}$. Дожигающее устройство располагается в газоходе котла-утилизатора и используется для дополнительного сжигания топлива в выхлопе газовой турбины, таким образом повышая температуру отработавших газов.

В результате исследования можно сделать вывод, что оптимальным вариантом энергообеспечения данного машиностроительного предприятия является ПГУ с двухконтурным котлом-утилизатором с дожигающим устройством, о чем свидетельствует высокий КПД установки.

Список литературы:

1. Кириллин В.А., Сычев В.В.Шейндлин А.Е, Техническая термодинамика.-М.:Энергоатомиздат,1983. – 407 с.
2. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование: учеб. пособие / А.А. Кудинов. – М.: ИНФРА-М, 2018. – 325 с. – (Высшее образование: Бакалавриат).
3. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов / А.Д. Трухний. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 648 с.: ил.

*Е.А. Семенкова, студ; рук. И.А. Кабанова, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ В ЖИЛЫХ ДОМАХ МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРИТОЧНО-ВЫТЯЖНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ

Выбор системы вентиляции в частном доме рекомендуется принимать на начальных этапах проектирования и строительства. Именно в этом случае есть возможность выбрать наиболее подходящую систему: естественную или принудительную, центральную или локальную, которая будет работать совместно с «умным домом» или управляться дистанционно. В наше время также не менее важен показатель энергоэффективности при выборе инженерного оборудования.

Одной из самых эффективных и современных систем вентилирования воздуха является приточно-вытяжная, обеспечивающая значительную

экономии энергии и топлива [1]. Данные системы работают на основе процесса рекуперации. Данный процесс представляет собой обмен энергией между холодным и нагретым (теплым) потокам воздуха. Принцип рекуперации актуален как зимой, так и летом.

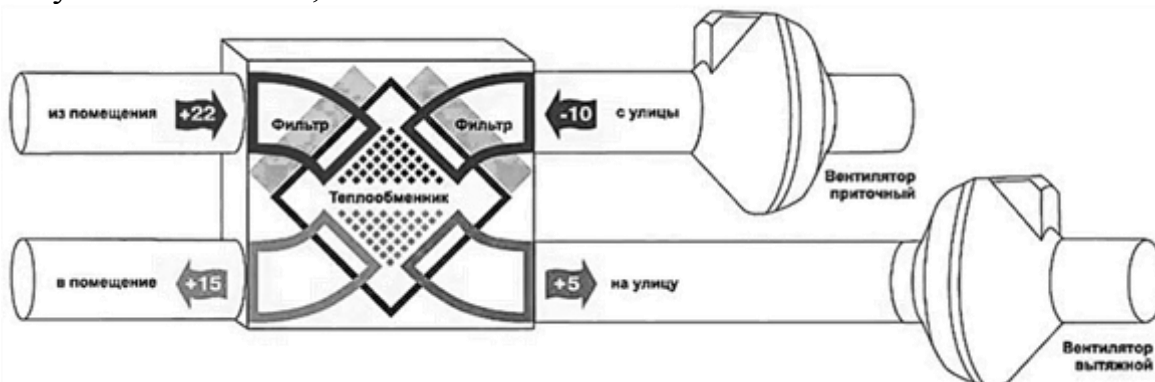


Рисунок 4 – Схема работы вентиляции с рекуперацией

Энергосбережение может быть достигнуто только при замене естественной вентиляции в жилых сооружениях и при создании организованной приточно-вытяжной вентиляции, которая использует теплоту уходящего из помещения воздуха для нагрева, поступающего до температуры, предписанной саннормой.

Рассчитаем требуемое количество тепла в двух случаях: при естественной вентиляции и при применении утилизационных установок в городе Смоленске.

Расчет и оценку энергетической эффективности будем вести при расчетном режиме для зимнего периода, который для климата Смоленска определяется температурой наружного воздуха $t_{нх} = -26\text{ }^{\circ}\text{C}$ [3]. Возможность теплообмена между вытяжным и приточным воздухом в первую очередь определяется начальными параметрами уходящего воздуха. В жилых домах вытяжка осуществляется из кухни, ванной и душевой комнат, санузла. Это обусловлено тем, что именно в данных комнатах появляется наибольшая влажность, оказывающая негативный характер.

Удаляемый воздух (т. B_1) имеет параметры: $t_{\text{выт}1} = 23\text{ }^{\circ}\text{C}$, $d_{\text{выт}1} = 7,0\text{ } \frac{\text{г}}{\text{кг}}$, $h_{\text{выт}1} = 41,2\text{ } \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$, $\varphi_{\text{выт}1} = 39\%$. Во избежание кристаллизации конденсата, который выпадает на поверхностях трубок теплоизвлекающего теплообменного аппарата в виду охлаждения и осушения покидающего помещение воздуха, температуру $t_{\text{выт}2}$ следует принимать не менее $4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Чтобы сохранить воздушный баланс расход вытяжного $G_{\text{выт}}$ и наружного приточного $G_{\text{прит}}$ принимаются одинаковыми.

По предложенной методике [2] рекомендуется рассчитывать требуемую теплотехническую эффективность воздухоохлаждающих теплообменников в режимах охлаждения и осушения воздуха по условному «сухому режиму охлаждения», параметры которого находятся построением на h, d -диаграмме.

Принимаем (т. B_2) $\varphi_{\text{выт}2} = 88\%$, так как $\varphi_{\text{выт}1} = 39\%$; $t_{\text{выт}2} = 4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Находим энтальпию: $h_{\text{выт}2} = 15,6\text{ } \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$. На h, d -диаграмме соединяем т. B_1 и т.

B_2 , продолжаем прямую линию до пересечения с кривой $\varphi = 100\%$ и в пересечении получим t_g , отвечающую средней условной температуре на поверхности воздухоохладителя, получаем $t_g = 1,5^\circ\text{C}$. При постоянном влагосодержании $d = 4,2 \text{ г/кг}$, находим точки пересечения с энтальпиями $h_{\text{выт1}}$ и $h_{\text{выт2}}$ с температурами $t_{\text{в.сух1}} = 30,6^\circ\text{C}$, $t_{\text{в.сух2}} = 5^\circ\text{C}$ (см. Рис. 2).

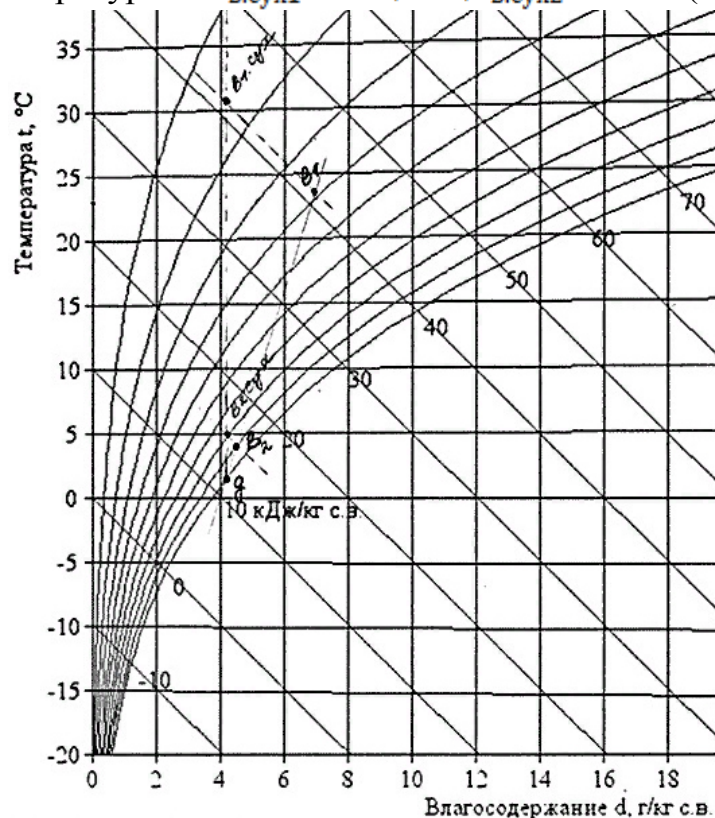


Рисунок 5 – Построение на h,d -диаграмме

В режимах «сухого» охлаждения воздуха (при постоянном влагосодержании) теплотехническая эффективность теплообменника оценивается по показателю:

$$\theta_g = \frac{t_{\text{в.сух1}} - t_{\text{в.сух2}}}{t_{\text{в.сух1}} - t_{\text{wx1}}}, \quad (1)$$

где t_{wx1} – начальная температура охлаждающего источника, $^\circ\text{C}$.

В режимах нагрева воздуха с t_1 до t_2 при постоянном влагосодержании при начальной температуре нагревающего источника $t_{\text{wг1}}$:

$$\theta_{t.\text{наг}} = \frac{t_{\text{в.сух1}} - t_{\text{в.сух2}}}{t_{\text{wг1}} - t_{\text{в.сух1}}}. \quad (2)$$

Показатель теплотехнической эффективности зависит от двух критериев:

1. Показатель числа единиц переноса явного тепла:

$$N_t = \frac{k \cdot F \cdot 3,6}{G \cdot \rho \cdot c_p}, \quad (3)$$

где k – коэффициент теплопередачи в используемом теплообменнике, $\text{Вт}/(\text{м}^2\text{°C})$;

F – оребренная наружная поверхность, по отношению к которой приведены расчетные формулы для коэффициента теплопередачи, м^2 ;

G – расход воздуха через теплообменник, $\text{м}^3/\text{ч}$;

c_p – теплоемкость воздуха может быть принята равной $1 \text{ кДж/кг}^\circ\text{С}$.

2. Показатель числа теплоемкости потоков:

$$W = \frac{G \cdot \rho \cdot c_p}{M \cdot c}, \quad (4)$$

где M – массовый расход среды в теплообменнике, кг/ч ;

c – теплоемкость среды, которая движется внутри теплообменника $\text{кДж/кг}^\circ\text{С}$.

Температура нагрева приточного наружного воздуха утилизируемым теплом находится из уравнения теплового баланса:

$$t_{\text{н2}} = t_{\text{н1}} + \frac{G_{\text{выт}} \cdot \rho_{\text{выт}} \cdot (h_{\text{выт1}} - h_{\text{выт2}})}{G_{\text{пн}} \cdot \rho_{\text{пн}} \cdot c_p}, \quad (5)$$

Количество теплоты для повышения температуры воздуха с использованием рекуперативного теплообмена:

$$q_{\text{т.пн}} = G_{\text{выт}} \cdot \rho_{\text{выт}} \cdot c_p \cdot \frac{(t_{\text{вх}} - t_{\text{нх}})}{3,6}, \quad \text{Вт} \cdot \text{ч} \quad (6)$$

Без применения установки утилизации для нагрева поступающего воздуха с учетом саннорм потребуется тепло:

$$q_{\text{т.н}} = G_{\text{пн}} \cdot \rho_{\text{пн}} \cdot c_p \cdot \frac{(t_{\text{вх}} - t_{\text{нх}})}{3,6}, \quad \text{Вт} \cdot \text{ч} \quad (7)$$

В качестве охлаждающей среды используется антифриз, имеющий температуру замерзания не выше $t_{\text{нх}}$. Для Смоленска $t_{\text{нх}} = -26^\circ\text{С}$, соответственно выбираем антифриз, у которого $t_{\text{аф.зам.}} = -30^\circ\text{С}$ с теплоемкостью $c_{\text{аф}} = 3,6 \text{ кДж/кг}^\circ\text{С}$.

Начальную температуру антифриза $t_{\text{аф.1}}$, подаваемого в трубки теплоизвлекающего теплообменника, необходимо принимать не ниже -4°С .

Примем $t_{\text{аф.1}} = -2,5^\circ\text{С}$ и по формуле (1) вычислим показатель технической эффективности теплоизвлекающего теплообменника в вытяжном агрегате.

Применяем производительность вытяжного агрегата $G_{\text{выт}} = G_{\text{пн}} = 540 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, $\rho_{\text{выт}} = 1,22 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ и $\rho_{\text{пн}} = 1,36 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$. По формуле (5) вычислим температуру нагрева приточного наружного воздуха.

Вычисляем требуемое количество тепла для нагрева от $t_{\text{н2}} = -3,04^\circ\text{С}$ до $t_{\text{пн}} = t_{\text{вх}} = 20^\circ\text{С}$ по формуле (6) и требуемое количество тепла без применения установки утилизации:

Таблица 4 – Результаты вычислительных данных

Вычисляемые величины	Значение
Теплотехническая эффективность теплообменника θ_d	0,77
Температура нагрева приточного наружного воздуха утилизируемым теплом $t_{н2}, ^\circ\text{C}$	-3,04
Количество тепла, необходимое для нагрева воздуха при применении рекуперации $q_{т.пн}, \text{Вт} \cdot \text{ч}$	4216,32
Необходимое количество тепла без применения установки утилизации $q_{т.н}, \text{Вт} \cdot \text{ч}$	9384,0

По результатам расчета процент энергосбережения при применении установки по утилизации тепла составляет:

$$\frac{9384,0 - 4216,32}{9384,0} \cdot 100\% = 55,07 \%$$

Таким образом, применение рекуперации в системах вентилирования помещений позволяет сократить расходы тепла в частном доме на 55,07%. Приведенный метод расчета механической системы вентиляции предоставляет возможность рассчитать эффективность данной установки для любого города, зная температуры наружного воздуха.

Литература

1. Битюков В. А. Энергосбережение в системах вентиляции: монография / В. А. Битюков. – Курск: КурскГТУ, 2005. – 131 с.
2. Кокорин О. Я. Энергосбережение в системах отопления, вентиляции, кондиционирования: Научное издание. – М.: Издательство АСВ, 2013. – 256 с.
3. Свод правил. СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология». Дата введения 25.06.2021. [Электронный ресурс] // Режим доступа URL: <https://docs.cntd.ru/document/573659358> (дата обращения 18.03.23).

*А.В. Сенина, студ.; рук. И.А. Кабанова, к.т.н., доц.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ГЕЛИОЭНЕРГЕТИКИ В СИСТЕМАХ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Традиционная энергетика представляет собой сложную и многоступенчатую отрасль тепло- и электроэнергетики, обеспечивающую миллионы мировых потребителей энергией. В традиционной энергетике неминуемы потери при транспортировке и передаче топлива. При эксплуатации месторождений и трубопроводов повышен риск аварий, которые впоследствии угрожают безопасности людей. Ископаемые источники энергии являются наиболее важным источником загрязнения окружающей среды. Однако 84,7% от общего потребления энергии в мире приходится на энергию, получаемую при сжигании угля, нефти или природного газа. Кроме этого традиционная энергетика за многие десятилетия развития практически достигла предела технологического совершенства. [1]

В последние годы вырос интерес к нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии, так как практически все источники альтернативной энергии выгодно отличаются финансовой доступностью и экологической чистотой. Возможность истощения наиболее часто используемых традиционных источников энергии, привела человечество к поиску новых источников энергии. При выборе источников энергии обращают внимание на то, чтобы это был безопасный, чистый, экономичный и, что наиболее важно, возобновляемый источник, который не наносит вреда окружающей среде.

Мировая мощность возобновляемых источников энергии ближайшие несколько лет будут расти намного быстрее, чем ожидалось в 2021 году. Тенденция производства альтернативной энергии в мире представлена на рисунке 1.

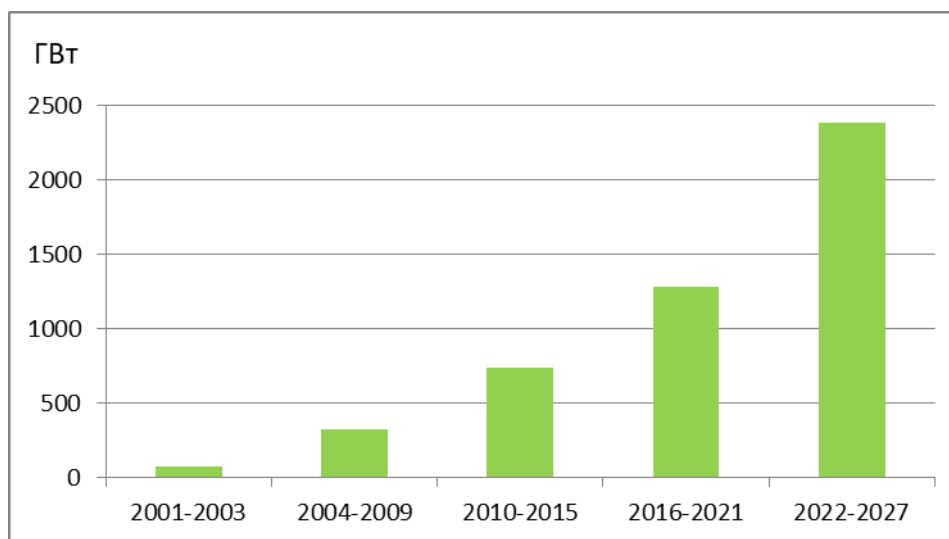


Рисунок 1 – Тенденции производства альтернативной энергии, 2001-2027 гг.

Основываясь на прогнозы, в 2022-2027 годах объем возобновляемой энергии увеличится почти до 2400 ГВт, что соответствует всей установленной мощности Китая на сегодняшний день. Такой показатель на 85% больше, чем за минувшие 5 лет, и почти на 30% выше, чем прогнозировалось в отчете прошлого года. Доля возобновляемых источников энергии в прогнозируемом периоде составляет более 90% прироста мировой мощности по производству электроэнергии. Повышение мощностей в основном обусловлено Китаем, Европейским союзом, Соединенными Штатами и Индией, которые внедряют существующую политику, регулирующие и рыночные реформы, а также внедряют новые технологии производства энергии. [3]

Солнечная энергия является одним из наиболее привлекательных возобновляемых источников энергии в городской застройке, особенно с учетом последних технических достижений и снижения цен на солнечные технологии (на 50%). По данным Национальной лаборатории возобновляемых источников энергии, за один час на землю поступает больше энергии от солнца, чем используется всеми в мире за один год. Сегодня используются солнечные лучи многими способами – для обогрева домов и предприятий, для подогрева воды и питания устройств. Фотоэлектрические панели, а также тепловые солнечные

коллекторы, могут быть хорошо интегрированы в городах и городских застройках, где они могут составлять неотъемлемую часть ограждающих конструкций зданий (крыши и фасады) или как отдельные элементы городского ландшафта. Применение гелиосистем в быту позволяет сократить часть расходов на коммунальные платежи. Летом, когда ионизирующее излучение солнца находится на высшем уровне, устройство работает на полную мощность. В холодное время года производительность солнечных коллекторов уменьшается, но установка продолжает работать и приносить пользу.

Солнечное излучение можно преобразовать в энергию с помощью активных и пассивных солнечных систем. Пассивные системы используют солнечное тепло при естественной циркуляции нагретого воздуха, для этого проектируют здания с максимальным учетом местных климатических условий, выбираются специальные строительные материалы. К активным солнечным системам относят солнечные коллекторы различных типов (плоские, вакуумные). В настоящее время также разрабатываются фотоэлектрические системы – это системы, преобразующие солнечное излучение непосредственно в электричество.

Энергоэффективность солнечных коллекторов зависит от: района расположения объекта, метеорологических условий, количества солнечных дней, наличия осадков, угла наклона принимающей поверхности, устройства и формы гелиоколлектора.

На рисунке 2 представлена карта России, на которой распределен поток солнечной радиации на поверхность земли. Юг России подвержен наибольшему облучению солнечным светом. Регионы, на которые в большей степени воздействует солнечная радиация: республики Чеченская, Дагестан, Ингушетия, Ставропольский и Краснодарский края, Ростовская область. Республики Алтай и Тыва, а также Дальний Восток, получают 5-5,5 кВт·ч/м² солнечной радиации. Наименьшее количество солнца получают – Республика Карелия, Мурманская область, северная часть Красноярского края и Якутии, Чукотский автономный округ.



Рисунок 2 – Облучение поверхностей солнечным светом регионов России

Доля солнечных электростанций по данным Минэнерго России на январь 2022 года в Единой энергосистеме РФ составляет 1,96 ГВт, или 0,8% от суммарной мощности электростанций 246,6 ГВт. Лидирующими регионами, с наибольшим процентом получения солнечной энергии, стали – Астраханская и Оренбургская область, а также республики Калмыкия, Башкирия, Бурятия. [2]

Использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии важное направление в мировой энергетике. Ресурсы солнечной энергии неограниченны и могут существенно экономить традиционное топливо. Чтобы более эффективно использовать гелиоэнергию, разработано большое количество устройств и установок. Большому применению этих установок мешает высокая цена и отсутствие серийного производства. Также солнечные электростанции в России могут пользоваться спросом лишь в отдельных частных случаях, так как наиболее удобные территории для их применения находятся в зоне централизованного энергоснабжения.

Литература

1. Мотулевич В.П. Солнечное тепло- и хладоснабжение и ветроэнергетические установки: метод. пособие / В.П. Мотулевич, НВ Калинин, АГ Спиридонов и др. – Москва: Издательство МЭИ, 2006 – 68 с.
2. Акулова А. Как установить солнечные батареи? С чего начать расчеты? Какие разрешения нужны? // ТАСС URL: <https://tass.ru/ekonomika/13606785>
3. Возобновляемые источники энергии 2022 // МЭА URL: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>

*С.Р. Трофименко, студ.; рук. В.В. Рожков, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ ВАРИАНТА СЕРВОПРИВОДА ОПОРНО-ПОВОРОТНОГО УСТРОЙСТВА НА ОСНОВЕ АСИНХРОННОГО ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА

Автоматизация различных технологических процессов общепромышленных и специальных механизмов в промышленности осуществляется главным образом средствами регулируемого электропривода [1]. В настоящее время автоматизированный электропривод специальных механизмов, предназначенных для регулирования положения (например, опорно-поворотных устройств), включает в себя дорогостоящие импортные сервоприводы (позиционные электроприводы) на основе синхронных машин. Возможно ли найти равноценную в техническом отношении замену такому сервоприводу?

Анализу подобной возможности и посвящается настоящая статья, целью которой является исследование одного из вариантов средствами имитационного компьютерного моделирования.

В качестве одного из вариантов замены сервопривода на основе синхронных машин можно предложить использование асинхронного двигателя (АД) в связке с абсолютным энкодером и преобразователем частоты. Опробовался пример применения преобразователя частоты с платой управления на микроконтроллере STM32F407VG. Данные о необходимой скорости и направлении вращения можно передавать с микроконтроллера на

преобразователь частоты (ПЧ) по интерфейсу UART, из-за чего быстродействие контроллера уменьшится. Опытным путем получено, что прием и передача данных с микроконтроллера на ПЧ будет происходить каждые 0,02 с, поэтому сигнал будет подаваться на ПЧ дискретно.

Рассмотрим силовую часть асинхронного привода устройства подробнее. Силовая схема ПЧ delta vfd007e143a показана на рис.1.

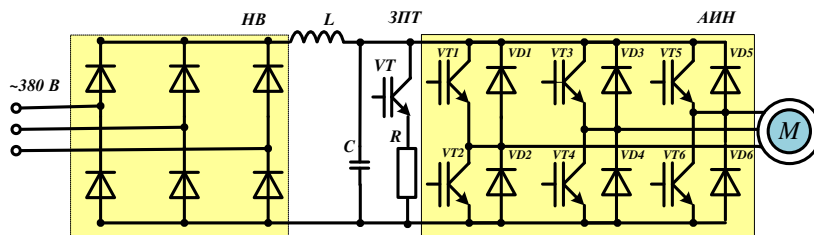


Рисунок 1 – Силовая схема преобразователя частоты

Силовая схема построена на основе типовой топологии «неуправляемый выпрямитель (HV) – звено постоянного тока (ЗПТ) – автономный инвертор напряжения (AИИ)». На входе AИИ установлен дроссель L небольшой индуктивности и фильтрующий конденсатор C большой емкости. С целью улучшения энергетических свойств привода взамен HV можно было бы применить активный выпрямитель [2]. В настоящей статье рассматривается силовая схема только типовой топологии.

Имитационная модель системы позиционного частотно-регулируемого электропривода, показанная на рис.2, содержит S-образный задатчик положения, канал регулирования положения, а также систему ПЧ-АД. Система управления ПЧ-АД выполнена по классическому двухканальному векторному принципу с каналами регулирования электромагнитного момента и стабилизации потокосцепления ротора.

Основные элементы силовой схемы и системы управления обозначены на модели. В качестве силовой сети смоделирован трехфазный источник напряжения номинальным напряжением 380 В и частотой 50 Гц. Объект управления – двухполюсный асинхронный трехфазный двигатель с короткозамкнутым ротором номинальной мощностью 550 Вт и червячный редуктор с передаточным отношением $i=10$.

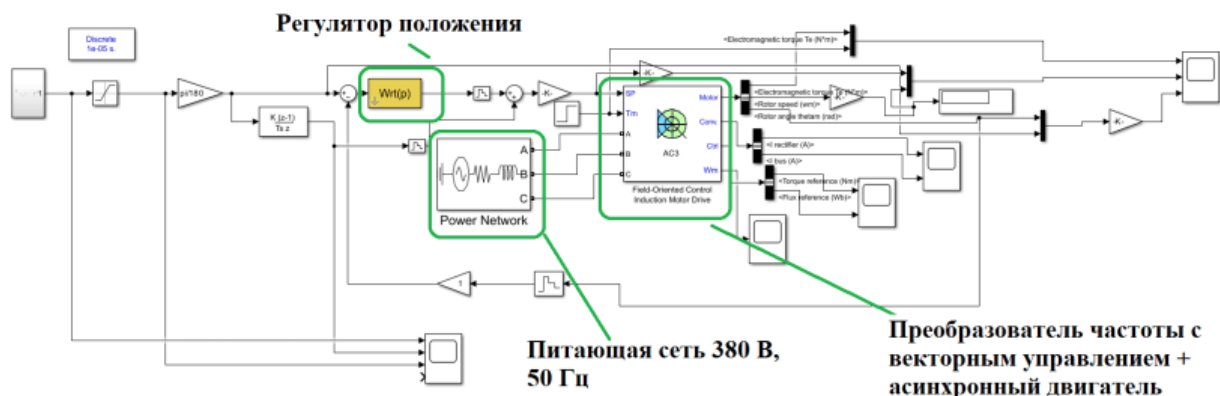


Рисунок 2 – Схема имитационной модели системы позиционного частотно-регулируемого электропривода

В библиотеке MATLAB Simulink имеется готовое решение для моделирования системы ПЧ-АД, которое представлено в виде блока Field-Oriented Control Induction Motor Drive. Он содержит диодный выпрямитель, фильтр, тормозной резистор, инвертор, асинхронный двигатель, контроллер векторного управления с прямой ориентацией по потокоцеплению ротора F.O.C. и контроллер скорости.

Контроллер скорости собран на ПИ-регуляторе. Блок F.O.C. содержит одиннадцать основных параметров. Параметр ψ_r используется для оценки потокоцепления ротора двигателя. Параметр θ_e используется, чтобы найти угол потокоцепления ротора. ABC-DQ блок выполняет преобразование фазовых переменных ABC в систему координат DQ, вращающуюся синхронно с потокоцеплением ротора. Блок DQ-ABC выполняет обратное преобразование. Вычислительный блок IQS* использует рассчитанное потокоцепление ротора и задание электромагнитного момента, чтобы вычислить моментобразующую составляющую тока статора, необходимую для формирования требуемого электромагнитного момента. Блок IDS* формирует задание потокообразующей составляющей тока статора, необходимое для формирования стабилизированного значения потокоцепления.

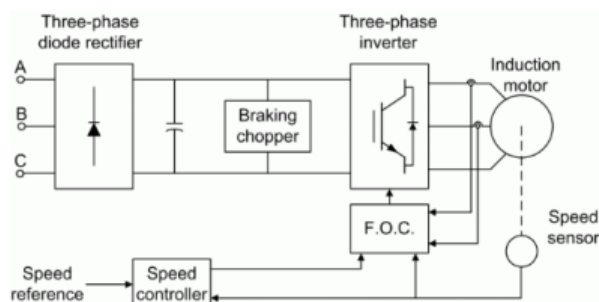


Рисунок 3 – Схема библиотечного блока Field-Oriented Control Induction Motor Drive

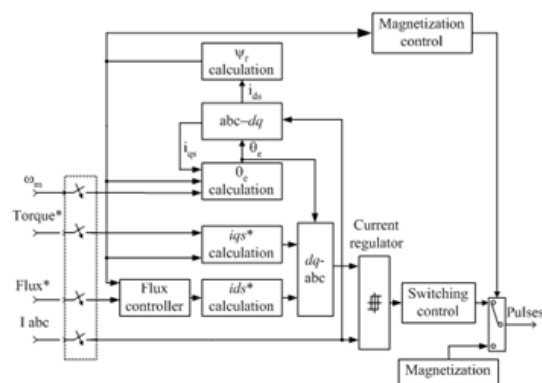


Рисунок 4 – Схема контроллера F.O.C. блока Field-Oriented Control Induction Motor Drive

Ток статора регулируется внутренним трехфазным релейным регулятором тока (гистерезисным регулятором).

Для корректной работы системы необходимо рассчитать и внести в блок Field-Oriented Control Induction Motor Drive основные параметры асинхронного двигателя: активное сопротивление статора R_1 и активное сопротивление

ротора, приведенное к статору, R_2' , индуктивность рассеяния статора L_1 и приведенная к статору индуктивность рассеяния ротора L_2' , индуктивность контура намагничивания L_μ .

Эти параметры оценены по одной из инженерных методик [3] и внесены в таблицу 1. На практике эти параметры можно также запросить у производителя.

Таблица 1 – Параметры асинхронного двигателя типа 2ec071m4d-fc-a0-945

Параметр	Сопротивление статора R_1 , Ом	Индуктивность рассеяния статора L_1 , Гн	Сопротивление ротора R_2 , Ом	Индуктивность рассеяния ротора L_2 , Гн	Индуктивность намагничивания L_μ , Гн
Значение	12,172	0,062	9.143	0,044	0,667

Необходимое ускорение и замедление асинхронного двигателя выставляется во вкладке Controller, а значение коэффициентов пропорционального и пропорционально-интегрального регулятора может быть рассчитано автоматически блоком Field-Oriented Control Induction Motor Drive. В дальнейшем их придётся корректировать для улучшения быстродействия системы и уменьшения переходного процесса (рис. 5).

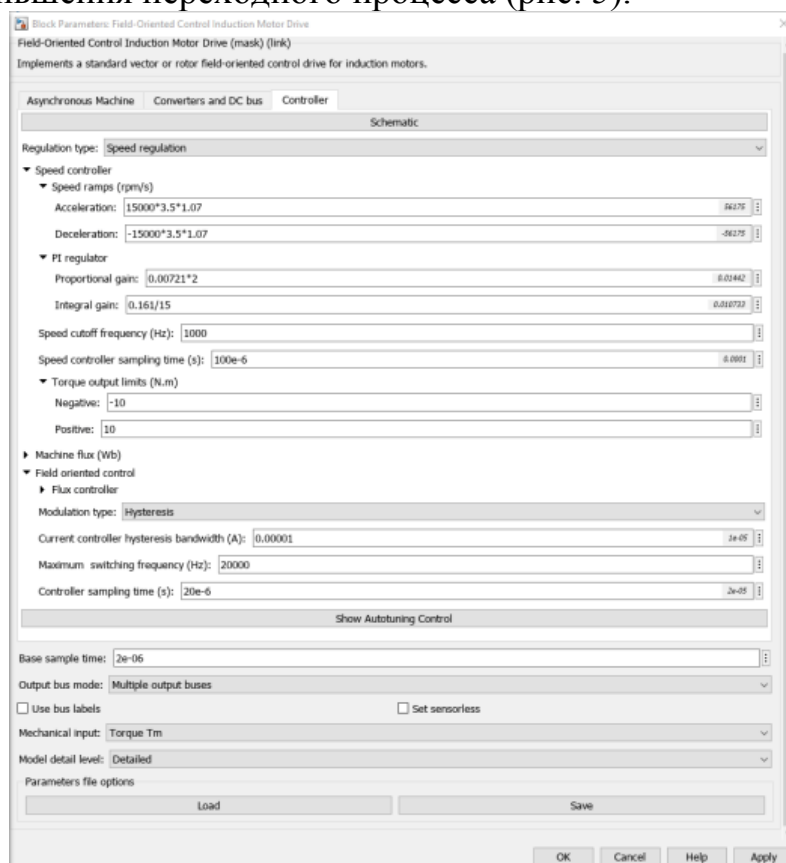


Рисунок 5 – Параметры настройки регулятора скорости, пропорционального и пропорционально-интегрального звена блока Field-Oriented Control Induction Motor Drive

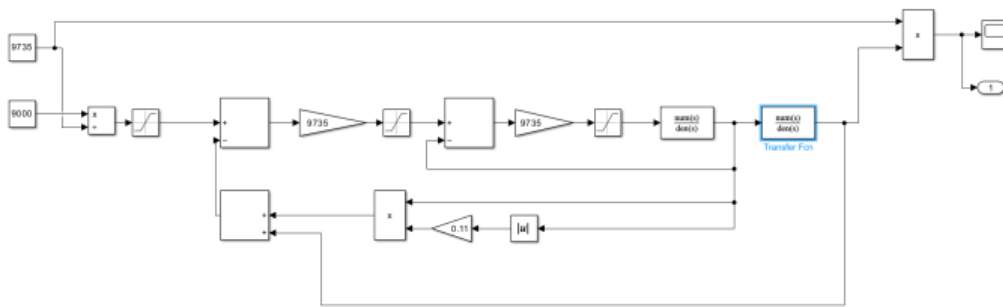


Рисунок 6 – Подмодель S-образного задатчика положения

Необходимый сигнал перемещения поступает на блок Field-Oriented Control Induction Motor Drive с подмодели S-образного задатчика положения, в данном случае на рисунке 5 задаётся перемещение всего опорно-поворотного устройства на N-е количество градусов.

На рисунке 7 приведен один из компьютерных экспериментов на разработанной модели. Он заключается в отработке угла поворота на требуемые по технологии 5,5 градусов.

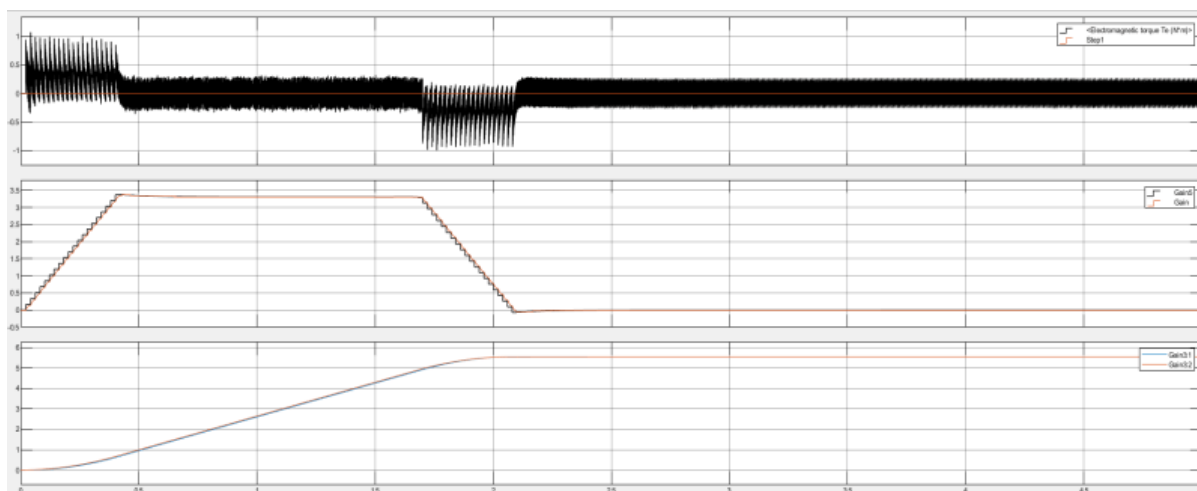


Рисунок 7 – Осциллограммы отработки угла поворота в 5,5 градусов (электромагнитный момент двигателя и момент нагрузки [Н·м] – верхний экран; скорость поворотного устройства и заданная скорость с пульта управления [об/мин] – средний экран, реальное и заданное перемещение поворотного устройства [градус/с] – нижний экран)

Как видно из осциллограмм проведенного эксперимента по рисунку 6, система ПЧ-АД на основе векторного управления, дополненная внешним контуром положения с S-образным задатчиком, обеспечивает отработку заданного углового положения (5,5 градусов) за 2 секунды с высокой точностью и быстродействием.

Точность в установившемся режиме составляет 0,02 градуса, а реальная скорость отстаёт от сигнала задания всего на 1 градус/с. Виден характерный для использованного интерфейса и преобразователя частоты дискретный характер

задания скорости. Здесь на этапе разгона и торможения сформирована 21 дискрета задания скорости.

Литература

1. Анучин, А.С. Системы управления электроприводов. / Учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 373 с.: ил.
2. V. V. Rozhkov and V. V. Fedotov, "Improving the Properties and Characteristics of Avariable-Frequency Drive with an Active Rectifier," 2020 International Russian Automation Conference (RusAutoCon), Sochi, Russia, 2020, pp. 903-907, doi: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208030
3. Рожков В.В. Применение частотно-регулируемого электропривода. Методические рекомендации по изучению курса «Частотно-регулируемый электропривод» [Текст]: методические рекомендации / В.В. Рожков. – Смоленск: РИО филиала МЭИ в г. Смоленске, 2012. – 64 с.

*В.В. Федотов, студент, рук. В.В. Рожков, к.т.н., доцент
(Филиал ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ" в г. Смоленске)*

РЕШЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ ЗАМКНУТОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПРИВОДА СРЕДСТВАМИ КОМПЬЮТЕРНОЙ МАТЕМАТИКИ

Анализ статических и динамических свойств электропривода, как правило, предполагает предварительное представление системы дифференциальных уравнений в операторной форме. Далее уравнения преобразуются в последовательность передаточных функций, описывающих как объект управления – двигатель, так и средство управления – преобразователь совместно с системой автоматического регулирования (САР).

Структура САР электропривода может быть различна, но наиболее часто в современной инженерной практике применяются системы подчиненного регулирования координат. Они имеют подавляющее применение для систем стабилизации скорости. В то же время, использование подчиненного регулирования для систем, требующих регулирования углового положения (для механизмов роботов, станков, антенн) в современной литературе описано в весьма упрощенном виде. Распространение этих принципов САР для быстродействующих следящих систем вообще вызывает большие сомнения, так как подчиненное регулирование по своей природе является способом компенсации постоянных времени объекта с последовательной коррекцией. А, как известно, рост числа последовательных контуров регулирования увеличивает порядок системы, и, следовательно, снижает быстродействие.

И всё же для систем с двигателями постоянного тока (ДПТ) при необходимости регулирования положения применяют подчиненное регулирование, что требует определенного обоснования.

При необходимости анализа системы в аналитической форме ее структурную схему можно «свернуть» до единой передаточной функции по каналу воздействия. Для электропривода на базе ДПТ таких канала два – управления и возмущения (нагрузка на валу машины). Свернутая передаточная функция в своем знаменателе имеет характеристическое уравнение, которое и дает исчерпывающую информацию о свойствах системы. Это справедливо,

когда числитель передаточной функции не содержит оператор дифференцирования, т.е. в передаточной функции отсутствуют нули.

Информацию о свойствах системы аналитически «извлекают» путем нахождения корней характеристического уравнения и по ним судят о свойствах системы. Однако, проблема заключается в том, что аналитическое решение целесообразно и возможно только для небольшого порядка системы, например, второго. При более высоком порядке системы аналитическое решение или затруднительно, или вообще невозможно (если порядок системы превышает четвертый). Различные методы решения дифференциальных уравнений малого порядка с использованием компьютерных программ рассматриваются в [1].

Современные средства компьютерного моделирования позволяют, не прибегая к нахождению корней уравнения, найти его решение. Этому и посвящена настоящая статья.

В качестве примера разработана модель в среде SimInTech трехконтурной системы регулирования положения ротора ДПТ с учетом трех основных отрицательных обратных связей (по току якоря, скорости и углу), а также внутренней отрицательной обратной связи по ЭДС якоря (см. рисунок 1).

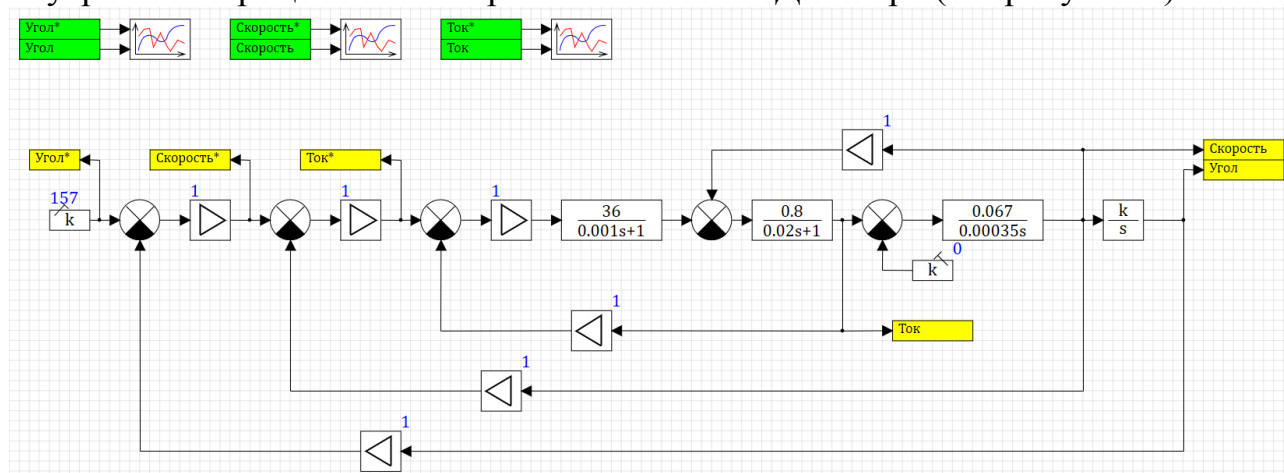


Рисунок 1 – Модель трехконтурной системы подчиненного регулирования в среде SimInTech

В качестве объекта управления принят ДПТ ПЯ250ФУХЛ4 с печатным якорем для степени подвижности робота полезной мощностью 250 Вт, номинальной скоростью 3000 об/мин и номинальным напряжением якоря 36 В.

Знаменатель передаточной функции по каналу управления приведенной системы по степеням p имеет вид:

$$\begin{aligned}
 & T_{\Sigma} \cdot T_{\text{я}} \cdot J_{\Sigma} \cdot k_{\text{п}} \cdot p^4 + (T_{\Sigma} + T_{\text{я}}) \cdot J_{\Sigma} \cdot k_{\text{п}} \cdot p^3 + \\
 & + \left(J_{\Sigma} \cdot k_{\text{п}} + W_{\text{рег}}^I \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{я}}} \right) \cdot k_{\text{от}} \cdot k_{\text{п}} \cdot J_{\Sigma} + \left(\frac{k_{\text{ДВ}}}{R_{\text{я}}} \right) \cdot k_{\text{оэ}} \cdot T_{\Sigma} \right) \cdot p^2 + \\
 & + \left(W_{\text{рег}}^{\omega} \cdot W_{\text{рег}}^I \cdot \left(\frac{k_{\text{ДВ}}}{R_{\text{я}}} \right) \cdot k_{\text{ос}} \cdot k_{\text{п}} + \left(\frac{k_{\text{ДВ}}}{R_{\text{я}}} \right) \cdot k_{\text{оэ}} \right) \cdot p + \\
 & + W_{\text{рег}}^{\theta} \cdot W_{\text{рег}}^{\omega} \cdot W_{\text{рег}}^I \cdot \left(\frac{k_{\text{ДВ}}}{R_{\text{я}}} \right) \cdot k_{\text{оп}} \cdot k_{\text{п}},
 \end{aligned}$$

где $W_{\text{п}} = \frac{k_{\text{п}}}{T_{\text{п}} \cdot p + 1}$ – передаточная функция преобразователя;

$W_{OY}^I = \frac{1/R_{\Sigma}}{T_{\Sigma} \cdot p + 1}$ – передаточная функция объекта управления по току;

$W_{OY}^{\omega} = \frac{k_{дв}}{J_{\Sigma} \cdot p}$ – передаточная функция объекта управления по скорости;

$W_{OY}^{\theta} = \frac{1}{p}$ – передаточная функция объекта управления по положению;

k_{Π} – коэффициент преобразователя;

$k_{дв} = k\Phi$ – коэффициент двигателя, равный произведению конструктивного коэффициента (k) на магнитный поток (Φ);

$k_{оп}$ – коэффициент обратной связи по положению;

$k_{ос}$ – коэффициент обратной связи по скорости;

$k_{от}$ – коэффициент обратной связи по току;

$k_{оэ}$ – коэффициент внутренней отрицательной обратной связи по ЭДС;

$W_{рег}^{\theta}$ – регулятор положения;

$W_{рег}^{\omega}$ – регулятор скорости;

$W_{рег}^I$ – регулятор тока.

При этом характеристическое уравнение для передаточной функции по каналу управления имеет четвертый порядок.

В общем виде оно имеет вид:

$$a_4 \cdot p^4 + a_3 \cdot p^3 + a_2 \cdot p^2 + a_1 \cdot p^1 + a_0 = 0.$$

Коэффициенты характеристического уравнения перед p равны:

$$a_4 = T_{\Pi} \cdot T_{\Sigma} \cdot J_{\Sigma} \cdot k_{\Pi};$$

$$a_3 = (T_{\Pi} + T_{\Sigma}) \cdot J_{\Sigma} \cdot k_{\Pi};$$

$$a_2 = (J_{\Sigma} \cdot k_{\Pi} + W_{рег}^I \cdot (1/R_{\Sigma}) \cdot k_{от} \cdot k_{\Pi} \cdot J_{\Sigma} + (k_{дв}/R_{\Sigma}) \cdot k_{оэ} \cdot T_{\Pi});$$

$$a_1 = (W_{рег}^{\omega} \cdot W_{рег}^I \cdot (k_{дв}/R_{\Sigma}) \cdot k_{ос} \cdot k_{\Pi} + (k_{дв}/R_{\Sigma}) \cdot k_{оэ});$$

$$a_0 = W_{рег}^{\theta} \cdot W_{рег}^{\omega} \cdot W_{рег}^I \cdot \left(\frac{k_{дв}}{R_{\Sigma}}\right) \cdot k_{оп} \cdot k_{\Pi}.$$

Решим ранее полученное характеристическое уравнение, используя возможности SimInTech. Для этого исходное характеристическое уравнение разделим на a_4 :

$$p^4 + \frac{a_3}{a_4} \cdot p^3 + \frac{a_2}{a_4} \cdot p^2 + \frac{a_1}{a_4} \cdot p^1 + \frac{a_0}{a_4} = 0.$$

Далее преобразуем это уравнение относительно p^4 :

$$p^4 = -\frac{a_3}{a_4} \cdot p^3 - \frac{a_2}{a_4} \cdot p^2 - \frac{a_1}{a_4} \cdot p^1 - \frac{a_0}{a_4}.$$

Модель для решения приведенного уравнения показана на рисунке 2.

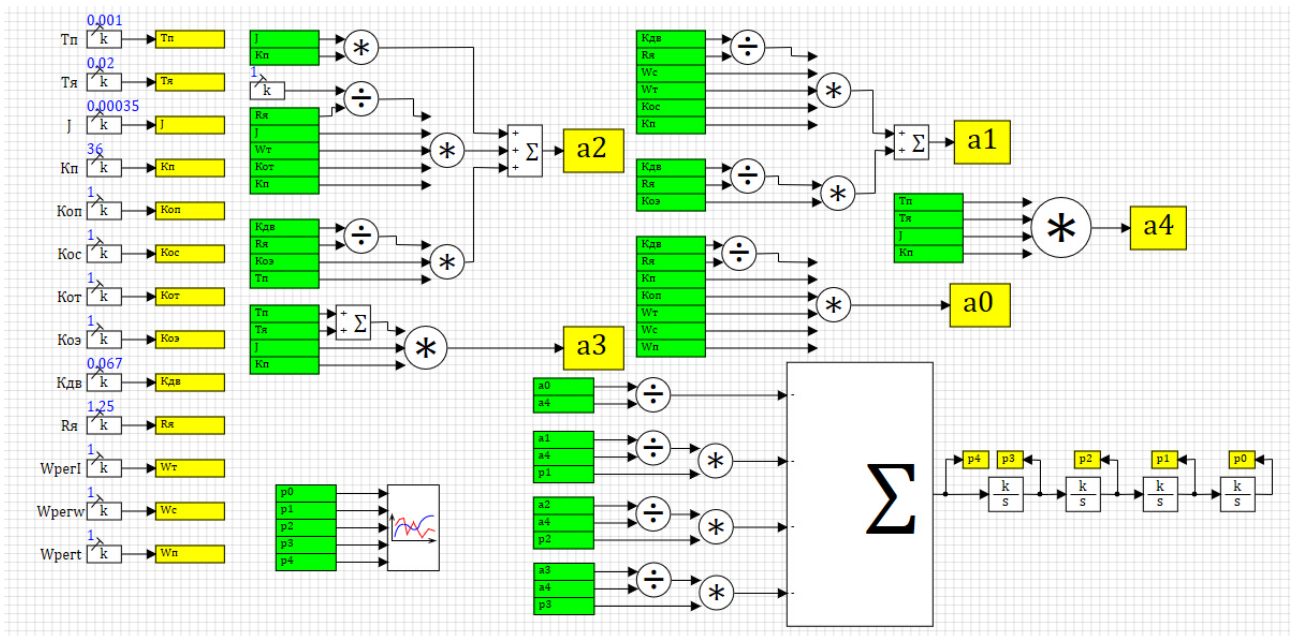


Рисунок 2 – Модель для решения характеристического уравнения четвертого порядка

Графическое решение относительно функции и ее производной с 1-й по 4-ю показано на рисунке 3. Функция получилась линейно возрастающей в отрицательном направлении. Линейный закон ее изменения формируется в полной мере с момента примерно 0.16 с, когда производные принимают установившееся значение.

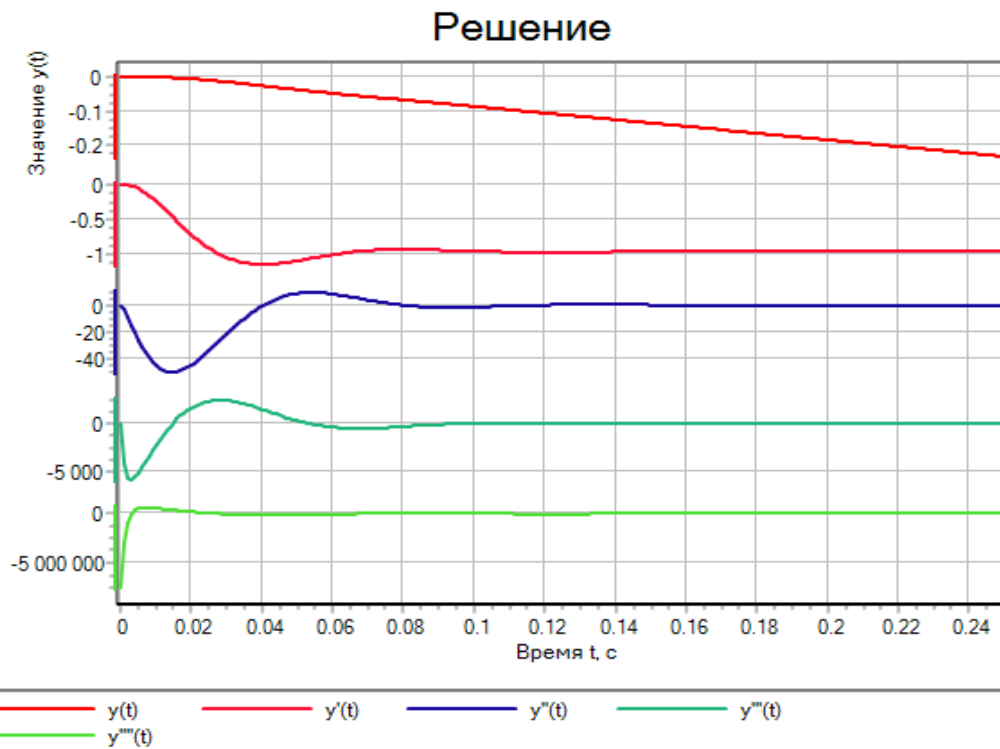


Рисунок 3 – Графическое решение в SimInTech

Оценку правильности решения однородного дифференциального уравнения (ОДУ) проведем путем его решения в MathCad. Результат решения представлен на рисунке 4.

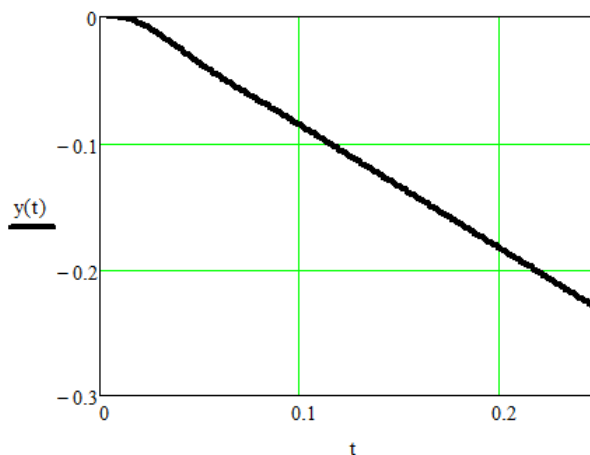


Рисунок 4 – Решение ОДУ в MathCad

Решения ОДУ в обоих случаях совпадают. По сравнению с MathCad средства SimInTech позволяют более гибко использовать результаты решения ОДУ.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-61-00096, <https://rscf.ru/project/22-61-00096/>.

Литература

1. R. HERMAN. SOLVING DIFFERENTIAL EQUATIONS USING SIMULINK http://people.uncw.edu/hermanr/mat361/Simulink/ODE_Simulink.pdf Решение дифференциальных уравнений с использованием Симулинк [Электронный ресурс] (Дата обращения: 17.03.2023).

*В.В. Федотов, студент, рук. В.В. Рожков, к.т.н., доцент
(Филиал ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ" в г. Смоленске)*

ФОРМИРОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА С РЕГУЛИРОВАНИЕМ УГЛА ПОЛОЖЕНИЯ РОТОРА ДВИГАТЕЛЯ БЕЗ УЧЕТА ОГРАНИЧЕНИЙ РЕГУЛЯТОРОВ

Задача регулирования положения ротора электрической машины (и соответственно, рабочего органа производственного механизма) в пространстве является одной из самых сложных. Для ее решения с высокой точностью требуется, как минимум, электропривод, включающий силовой преобразователь и систему управления с датчиками. В ряде случаев возможно построение электропривода и без соответствующих механических датчиков.

Синтез системы управления осуществляется, как правило, под конкретную технологическую задачу. И, в большинстве случаев, использование классической системы подчиненного регулирования достаточно для электроприводов общепромышленных механизмов. Система подчиненного управления подразумевает несколько контуров регулирования, причем функционирование внутреннего контура подчинено внешнему. Каждый контур имеет свой регулятор, а настройка системы начинается с внутреннего контура.

Регуляторы принято настраивать на технический или симметричный оптимум. Эти оптимумы для работы электропривода подразумевают некоторые компромиссы с определенным набором качественных параметров и свойств. Но, как правило, классического теоретического расчета недостаточно для выполнения поставленной задачи, особенно для высокоточных механизмов. В связи с этим приходится отступать от рассчитанных значений, что приводит к изменению качественных характеристик системы [1].

Описанный тип системы управления получил широкое распространение для двигателей постоянного тока (ДПТ) при необходимости регулирования угла поворота ротора электрической машины. Структурная схема трехконтурной системы подчиненного регулирования ДПТ представлена на рисунке 1. В ее состав входит внутренний контур тока, внешний по отношению к нему контур скорости, а также внешний по отношению к контуру скорости контур положения.

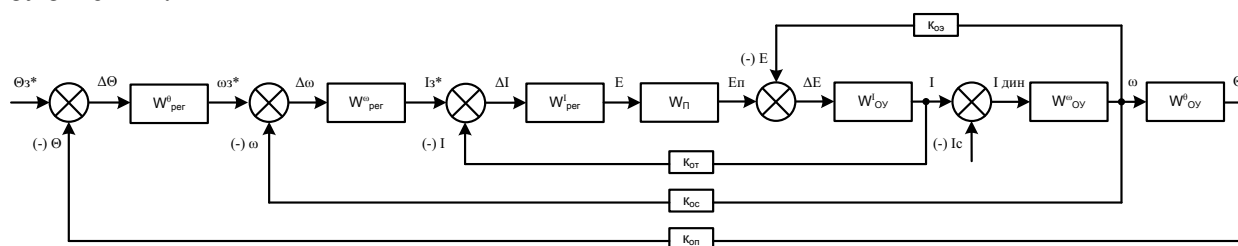


Рисунок 1 – Структурная схема ДПТ с трехконтурной системой подчиненного регулирования

Отметим, что существуют технологические задачи, которые возможно выполнить лишь при отступлении от классических настроек регуляторов, и требуется использование настроек регуляторов, являющихся экстремальными для данного типа регуляторов. В таких задачах необходимо «выжать» из электрической машины максимум возможностей, порой в ущерб самой электрической машине. Например, в задачах, связанных со слежением, поведение объекта непредсказуемо и стандартной настройки регуляторов для обеспечения требуемого качества отработки траектории недостаточно.

В связи со сказанным, целью данной статьи является составление математической модели трехконтурной системы подчиненного регулирования без учета ограничений регуляторов. Наличие данной модели позволит раскрыть весь потенциал трехконтурной системы подчиненного регулирования.

Как правило, при расчете системы подчиненного управления коэффициенты обратных связей принимаются равными единице и задача синтеза системы управления сводится к поиску характера (структуры, типа) и коэффициентов регулятора каждого контура.

Структурная схема рисунка 1 не позволяет осуществить настройку для получения максимально возможных показателей качества регулирования. В связи с этим, предлагается упростить структурную схему к виду рисунка 2. Такая структурная схема позволяет проанализировать объект как по каналу возмущения, так по и каналу управления.

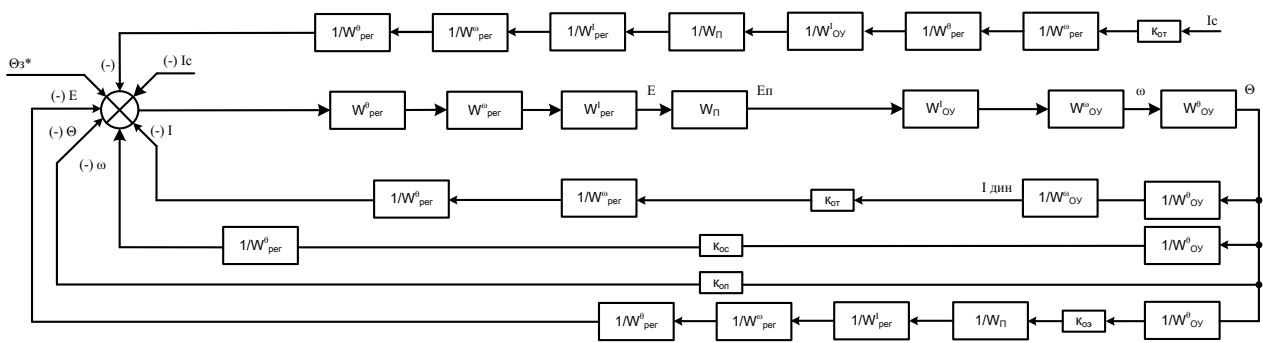


Рисунок 2 – Упрощенная структурная схема

После подстановки параметров объекта передаточная функция настраиваемой системы по каналу управления имеет вид:

$$W_{\theta_{3*}}^{\theta}(p) = \frac{W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^I \cdot (k_{\text{дв}}/R_{\text{я}}) \cdot k_{\text{п}}}{a_4 \cdot p^4 + a_3 \cdot p^3 + a_2 \cdot p^2 + a_1 \cdot p^1 + a_0'}$$

где коэффициенты при операторах p равны:

$$a_4 = T_{\text{п}} \cdot T_{\text{я}} \cdot J_{\Sigma} \cdot k_{\text{п}};$$

$$a_3 = (T_{\text{п}} + T_{\text{я}}) \cdot J_{\Sigma} \cdot k_{\text{п}};$$

$$a_2 = (J_{\Sigma} \cdot k_{\text{п}} + W_{\text{пер}}^I \cdot (1/R_{\text{я}}) \cdot k_{\text{от}} \cdot k_{\text{п}} \cdot J_{\Sigma} + (k_{\text{дв}}/R_{\text{я}}) \cdot k_{\text{оз}} \cdot T_{\text{п}});$$

$$a_1 = (W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^I \cdot (k_{\text{дв}}/R_{\text{я}}) \cdot k_{\text{оз}} \cdot k_{\text{п}} + (k_{\text{дв}}/R_{\text{я}}) \cdot k_{\text{оз}});$$

$$a_0 = W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^I \cdot (k_{\text{дв}}/R_{\text{я}}) \cdot k_{\text{оп}} \cdot k_{\text{п}}.$$

В установившемся режиме при управляющем воздействии, когда $p = 0$, получим следующее уравнение:

$$W_{\theta_{3*}}^{\theta}(p) = \frac{\theta(0)}{\theta_{3*}(0)} = \frac{\theta}{\theta_{3*}} = \frac{W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^I \cdot (k_{\text{дв}}/R_{\text{я}}) \cdot k_{\text{п}}}{W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^I \cdot (k_{\text{дв}}/R_{\text{я}}) \cdot k_{\text{оп}} \cdot k_{\text{п}}} = \frac{1}{k_{\text{оп}}}$$

Из выражения выше следует, что реальный угол в установившемся режиме зависит только от коэффициента обратной связи по положению.

Передаточная функция настраиваемой системы по каналу возмущения получается из следующих соображений (при сигнале задания, равном нулю):

$$W_{I_c}^{\theta}(p) = \frac{\theta(p)}{I_c(p)} = - \frac{K_{\text{от}}}{W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot W_{\text{пер}}^I \cdot W_{\text{пер}}^I \cdot W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^{\theta}} \cdot W_{\theta_{3*}}^{\theta}(p).$$

Подставив передаточную функцию замкнутого контура по управляющему воздействию, получаем:

$$W_{I_c}^{\theta}(p) = \frac{\theta(p)}{I_c(p)} = - \frac{K_{\text{от}} \cdot \left(\frac{k_{\text{дв}}}{R_{\text{я}}}\right) \cdot k_{\text{п}} \cdot (T_{\text{я}} \cdot T_{\text{п}} \cdot p^2 + (T_{\text{я}} + T_{\text{п}}) \cdot p + 1)}{a_4 \cdot p^4 + a_3 \cdot p^3 + a_2 \cdot p^2 + a_1 \cdot p^1 + a_0'}$$

$$\text{где } a_4 = \frac{W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot T_{\text{п}} \cdot T_{\text{я}} \cdot J_{\Sigma} \cdot k_{\text{п}}^2 \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{я}}}\right)}{T_{\text{я}} \cdot T_{\text{п}} \cdot p^2 + (T_{\text{я}} + T_{\text{п}}) \cdot p + 1};$$

$$a_3 = \frac{W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot (T_{\text{п}} + T_{\text{я}}) \cdot J_{\Sigma} \cdot k_{\text{п}}^2 \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{я}}}\right)}{T_{\text{я}} \cdot T_{\text{п}} \cdot p^2 + (T_{\text{я}} + T_{\text{п}}) \cdot p + 1};$$

$$a_2 = \frac{W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot \left(k_{\text{п}} \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{я}}}\right) \cdot J_{\Sigma} \cdot k_{\text{п}} + W_{\text{пер}}^I \cdot k_{\text{п}}^2 \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{я}}}\right)^2 \cdot k_{\text{от}} \cdot J_{\Sigma} + k_{\text{п}} \cdot \left(\frac{k_{\text{дв}}}{R_{\text{я}}}\right) \cdot k_{\text{оз}} \cdot T_{\text{п}}\right)}{T_{\text{я}} \cdot T_{\text{п}} \cdot p^2 + (T_{\text{я}} + T_{\text{п}}) \cdot p + 1};$$

$$a_1 = \frac{W_{\text{пер}}^{\omega^2} \cdot W_{\text{пер}}^I \cdot W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot k_{\text{п}}^2 \cdot \left(\frac{k_{\text{ДВ}}}{R_{\text{я}}^2}\right) \cdot k_{\text{ос}} + W_{\text{пер}}^{\omega} \cdot W_{\text{пер}}^{\theta} \cdot k_{\text{п}} \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{я}}}\right) \cdot (k_{\text{ДВ}}/R_{\text{я}}) \cdot k_{\text{оз}}}{T_{\text{я}} \cdot T_{\text{п}} \cdot p^2 + (T_{\text{я}} + T_{\text{п}}) \cdot p + 1};$$

$$a_0 = \frac{W_{\text{пер}}^{\omega^2} \cdot W_{\text{пер}}^{\theta^2} \cdot W_{\text{пер}}^I \cdot k_{\text{п}}^2 \cdot \left(\frac{k_{\text{ДВ}}}{R_{\text{я}}^2}\right) \cdot k_{\text{оп}}}{T_{\text{я}} \cdot T_{\text{п}} \cdot p^2 + (T_{\text{я}} + T_{\text{п}}) \cdot p + 1}.$$

Выведенные передаточные функции в полной мере описывают работу объекта. Проведем проверку полученной математической модели в виде передаточной функции и оценим в среде SimInTech результаты работы трехконтурной системы подчиненного регулирования. Структурная схема полученной математической модели имеет вид рисунка 3.

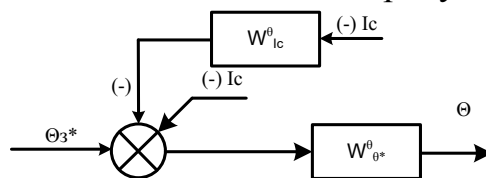


Рисунок 3 – Математическая модель системы управления в виде двух выведенных передаточных функций

Моделирование проводится при одинаковых условиях, а именно: коэффициенты обратных связей принимаются равными 1, типы регуляторов – пропорциональные (П), значения коэффициентов всех регуляторов равны 1, ограничения отсутствуют. Трехконтурная система подчиненного регулирования в среде имитационного моделирования представлена на рисунке 4, а математическая модель по рисунку 3 представлена на рисунке 5.

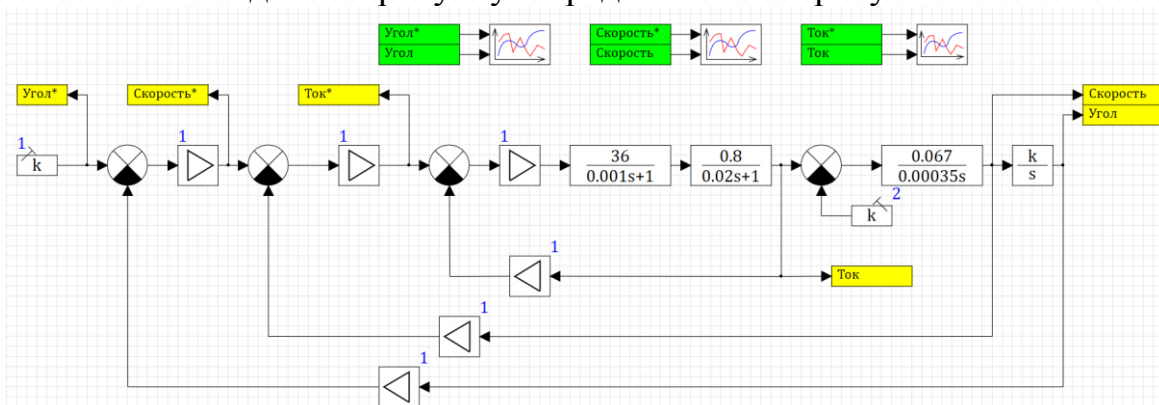


Рисунок 4 – Модель трехконтурной системы подчиненного регулирования в среде SimInTech

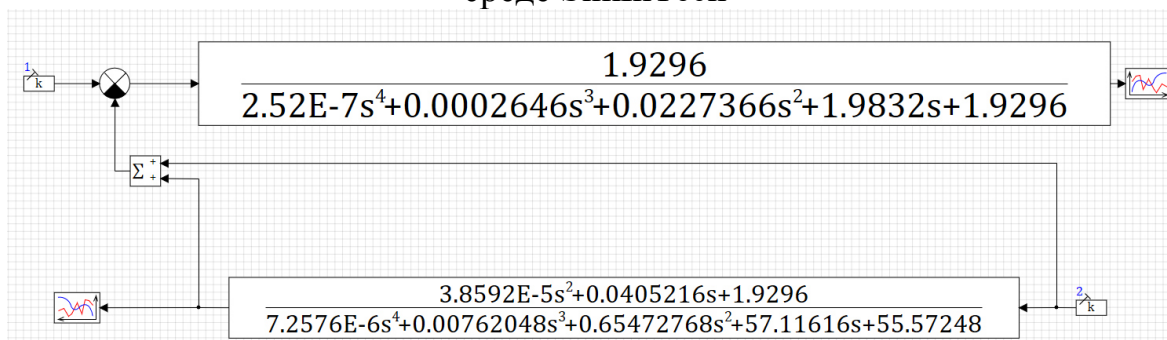


Рисунок 5 – Математическая модель по рисунку 3 в среде SimInTech

На рисунке 6 представлены осциллограммы сравнения отработки угла при отсутствии возмущающего воздействия, на рисунке 7 – с внешней нагрузкой, равной 2 А, а на рисунке 8 – с той же нагрузкой и синусоидальным сигналом задания положения.

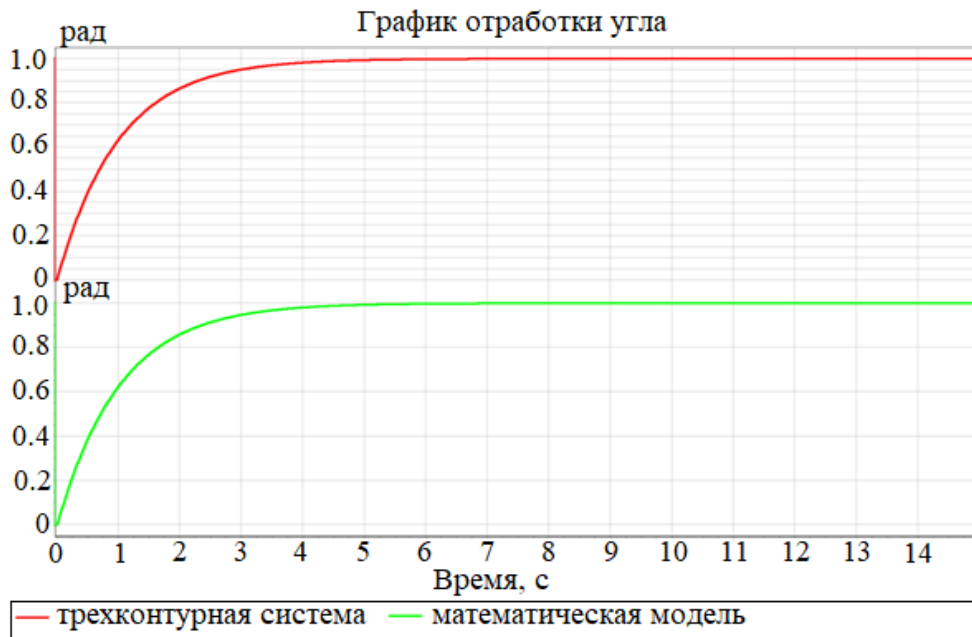


Рисунок 6 – Осциллограммы отработки угла в системе без возмущающего воздействия



Рисунок 7 – Осциллограммы отработки угла в системе с нагрузкой 2 А

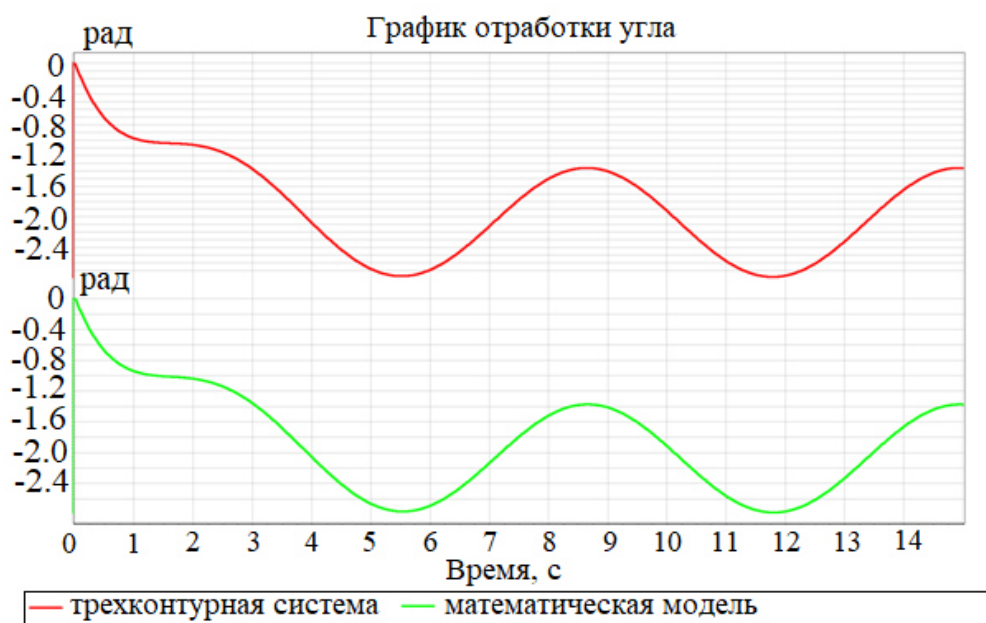


Рисунок 8 – Осциллограммы отработки угла в системе с нагрузкой 2 А и синусоидальным сигналом задания

Таким образом, аналитически выведены передаточные функции объекта управления по каналам возмущения и управления. Произведена проверка и сопоставление средствами компьютерного моделирования. Дальнейшим этапом развития работы является учет ограничений регуляторов. Такой учёт даст возможность раскрыть весь потенциал трехконтурной системы управления.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-61-00096, <https://rscf.ru/project/22-61-00096/>.

Литература

1. А.В. Хорхордин, О.С. Волуева, В.В. Турупалов. Методы анализа и синтеза цифровых систем автоматического управления: учебник / Под общ. ред. к.т.н., проф. В.В. Турупалова В.В.– Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 204 с. : ил., табл. ISBN 978-5-9729-0878-3

*П.А. Фирсов, маг.; С.И. Савельев, маг.;
Зинченко К.А. асп.; рук. В.А. Чернышев д.т.н., проф.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в, г. Смоленске)*

КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ МЕТОДОМ ИЗМЕРЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ТОКОВ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ АБСОРБЦИИ

1. Введение.

Конец 20-го и начало 21-го веков характеризуется пониманием того, что диагностика состояния сложного энергетического оборудования является практически единственным средством повышения эффективности существующих активов. «Эффективность активов — драйвер внедрения диагностики (мониторинга) состояния» - провозглашает SandyDunn в своем обзоре (ABB Review Q3, 2015.). Диагностика и мониторинг состояния силового энергетического оборудования становится в это время не только предметом деятельности, которая обеспечивает деловую активность производственного

процесса, но и непосредственно включена в технологический процесс технического обслуживания энергетического оборудования. Однако, высокотехнологические системы технического обслуживания дорогостоящего энергетического оборудования нуждаются в диагностических методах оценки его состояния аналогичного уровня [1].

Это связано с тем, что существующие подходы к формализации нечеткой эксплуатационной информации позволяют сформировать лишь общую схему принятия решения по обслуживанию энергетического оборудования. Проблема формирования эффективного параметра контроля и методов его надежного определения все еще остается актуальной.

2. Параметр контроля состояния изоляционной системы.

В настоящее время внимание специалистов все чаще и чаще привлекают методы диэлектрической спектроскопии во временной PDC и частотной FDS областях. В основе этих методов лежит анализ характера и интенсивности отклика диэлектрической среды на действие сторонних факторов. К ним в основном относят и усиленно разрабатывают [2]:

- метод измерения тангенса угла диэлектрических потерь;
- метод измерения величины возвратного напряжения RVM;
- метод спектров токов диэлектрической абсорбции;
- изотермический ток диэлектрической релаксации IRC;
- измерение величины тока утечки $I_{ут}$.

Следует отметить, что перечисленные методы, не такие уже новые, и находятся в поле зрения специалистов более 70-ти лет. Так в середине 50-х годов прошедшего столетия Endru Nemth [1] предложил использовать метод измерения величины возвратного напряжения для оценки состояния силовых трансформаторов. Выходным параметром в этом случае является спектр максимальных значений возвратного напряжения величины (RV), получаемый с помощью многократных измерений RV при изменении времени поляризации изоляционного промежутка. Информация о состоянии контролируемого промежутка формируется максимальной величиной возвратного напряжения RV_{max} , его положением на временной оси T_{max} и величиной угла наклона касательной к начальному участку зависимости $RV(t)$. Основные преимущества метода связываются с его высокой чувствительностью к контролируемым параметрам: влажности, времени жизни и пр. [4, 8] при отсутствии разрушающего воздействия на работающую диэлектрическую среду, и возможности работать в режиме in-site. Несмотря на перечисленные преимущества, существует мнение, что корректная стандартизация измерения величины возвратного напряжения не может быть завершена в ближайшее время из-за отсутствия нормализованных условий эксперимента, т.к. величина возвратного напряжения обусловлена процессами поляризации, интенсивность которых существенно зависит от температуры. Поэтому, когда выполняется эксперимент влияние температуры необходимо учитывать, особенно, если цель работы сводится к сопоставлению результатов, полученных в различных условиях. Учитывая к тому же высокие временные затраты на получение спектра

максимальных значений R_V , ожидать внедрение метода в практику технического обслуживания в ближайшее время маловероятно. Однако работы в этом направлении продолжаются как у нас в стране, так и за рубежом (Saha, Fofana, Кононенко) [1,2,7]. Специалистами филиала «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске для оценки состояния изоляционной системы энергетического оборудования используется метод построения спектра токов диэлектрической абсорбции, в основе которого лежит использование возможностей метода измерения изотермического тока деполяризации, (Рис. 1, [8]).

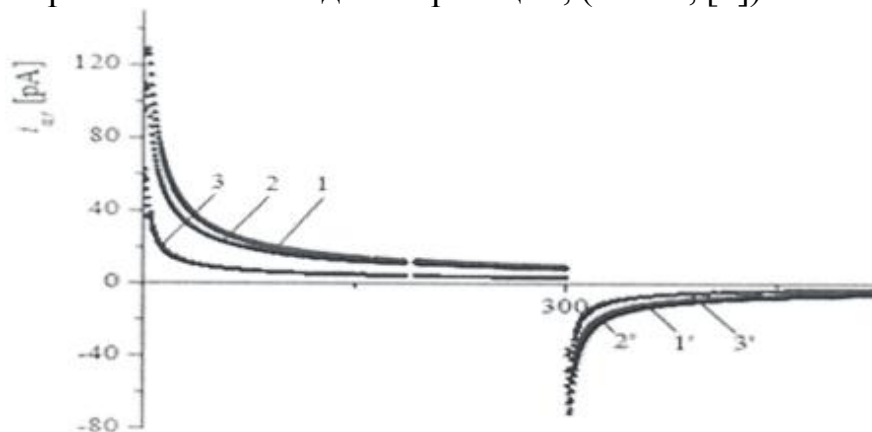


Рис.1. Временные вариации токов поляризации/деполяризации от длительности термической обработки исследуемых образцов [8].

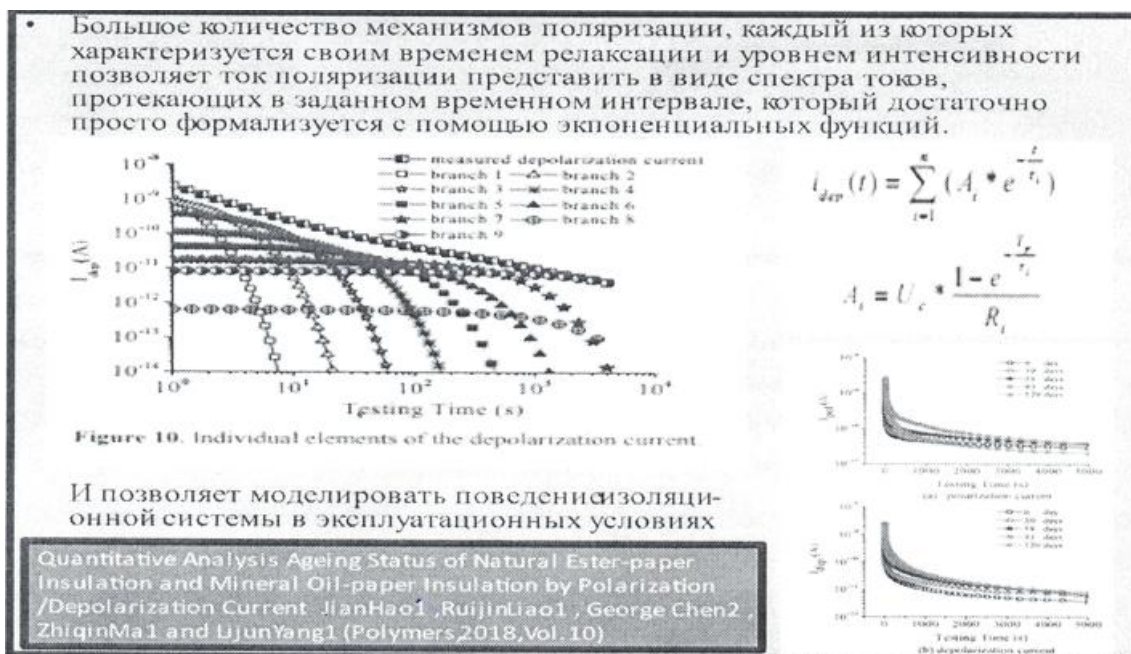


Рис.

2. Спектр токов поляризации, формирующий отклик диэлектрической среды на действие приложенного электрического поля [5].

Полагая, что полный отклик диэлектрической среды на действие приложенного электрического поля $J_{abc}(t) = \frac{\epsilon\epsilon_0 dE(t)}{dt}$ (1) формируется большим количеством возможных видов поляризации, каждый из которых характеризуется своим временем релаксации τ_i ; полезно ток поляризации

представить в виде спектра токов, протекающих в своих временных интервалах (рис. 2) [5].

Очень важным в рассматриваемом случае является то, что информация, которая накапливается в результате поляризации контролируемого участка изоляционной системы в виде некоторого количества смещенных со своих мест слабосвязанных зарядов, практически адекватна (равносильна) информации, получаемой в результате деполяризации того же самого промежутка при измерении величины возвратного напряжения $RV(t)$. Эта адекватность в работе J. Lin, H. Zhengatal. [7] представляется в виде соотношения

$$\frac{t \cdot I(t)}{C_x(1-n)} = const \cdot U_r(t) \quad (2)$$

Здесь $U_r(t) = RV(t)$; C_x - величина емкости контролируемого изоляционного промежутка; n — постоянная величина, определяющая скорость спадания тока абсорбции со временем. Полагая, что $C_x \cdot U_r(t) = Q(t)$, уравнение 2 приобретает вид:

$$t \cdot I(t) = const \sum_{i=1}^N Q_i(t) \quad (3)$$

где N - число видов поляризации, развивающихся в объеме контролируемого промежутка в рассматриваемый момент времени (рис.2).

Представленное выше соотношение (2) позволяет использовать величину $t \cdot I(t)$ как параметр контроля состояния изоляционной системы силового энергетического оборудования, не нарушая методологию и основные закономерности метода измерения величины возвратного напряжения $RV(t)$. Время испытания изоляционной системы в этом случае уменьшается примерно в 20 раз.

3. Формирование спектра токов диэлектрической абсорбции

Основной процедурой оценки состояния изоляционной системы энергетического оборудования является построение спектра максимальных значений возвратного напряжения в зависимости от времени действия приложенного напряжения [6,7]

Считается, что именно максимальное значение возвратного напряжения $RV_{max}(t)$ в полной мере характеризует степень совершенства диэлектрической структуры. В нашем случае спектр максимальных значений возвратного напряжения $RV_{max}(t)$ заменяется спектром токов диэлектрической абсорбции, так как оба спектра обусловлены установлением видов поляризации, близкими по своим временным параметрам (времени релаксации). Алгоритм формирования спектра токов диэлектрической абсорбции, представленный в табл. 1, иллюстрирует построение спектра для изоляционного промежутка ВН-НН,СН,Бак силового трансформатора марки ТДТН 32000/110/35/10. Год выпуска 1974. Испытания проводились в июне 2006 года. Температура верхних слоев масла 38°C. Величина испытательного напряжения 1000 В. Экспериментально полученная зависимость тока, протекающего в изоляционном промежутке, от времени приложения напряжения представлена на рис. А таблицы 1. Измерения тока проводились через каждые 5 сек в интервале времени 0 - 600 сек. Для повышения точности результатов контроля

проводилось их сглаживание. С этой целью полученная зависимость $I(t)$ аппроксимировалась полиномом 5-ой степени, коэффициент детерминации которого был не ниже 0,995, т.е. $r^2 > 0,995$, где r - коэффициент корреляции. Далее, полученная таким образом сглаженная зависимость с помощью системы временных окон представляется в виде 6-ти отдельных зависимостей $t \cdot I(t) = f(t)$, временные интервалы которых определяются шириной окон. Номер временного окна регламентирует не только его интервал времени, но и положение в системе основных координат (рис. 2). На рис. В таблицы 1 иллюстрируемые зависимости смещены по оси ординат, чтобы выделить временные интервалы их. Для каждой такой зависимости были записаны их регрессионные аналоги с высоким уровнем детерминированности $r^2 > 0,98$. С помощью семейства регрессионных соотношений удалось рассчитать спектр абсорбционных токов во временной области 0 - 600 сек. (рис. С, табл. 1.), который с помощью $f(t)$ -преобразования был представлен в виде системы максимумов, характеризующих особенности спектра токов диэлектрической абсорбции (рис. D, табл. 1).

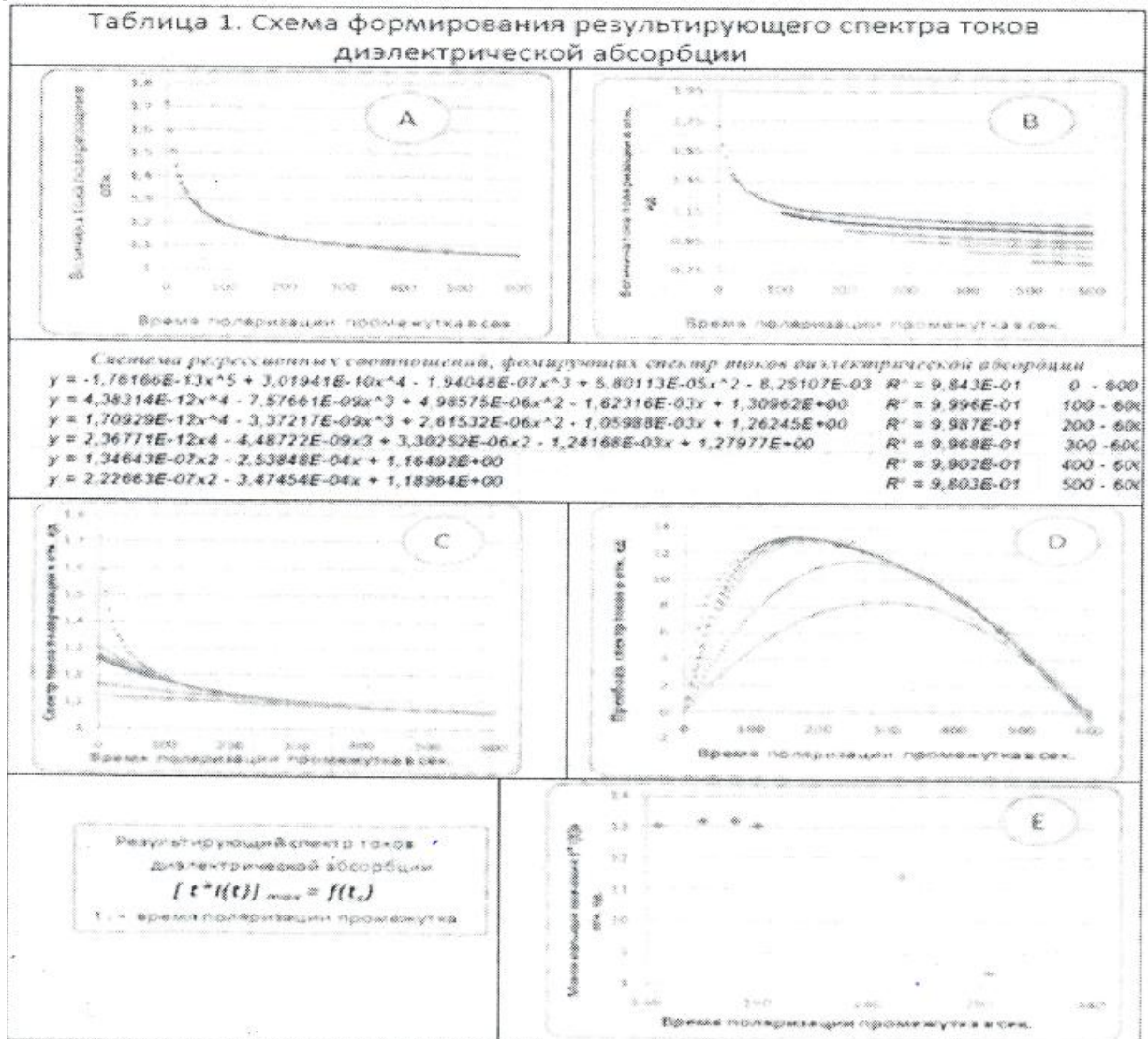


Таблица 1. Схема формирования результирующего спектра токов диэлектрической абсорбции

На практике обычно спектр диэлектрической абсорбции представляется в виде зависимости максимальных значений $[t \cdot I(t)]_{\max}$ от длительности времени поляризации (рис. Е, табл. 1), с помощью которой определяется основное (центральное) значение $[t \cdot I(t)]_{\max}$. Получившего название «Обобщенный индекс поляризации» (tpi-Total Polarization Index).

Представленная выше процедура позволяет определить $[t \cdot I(t)]_{\max}$ (аналог величины $RV_{\max}(t)$), не прибегая к многократному измерению $I(t)$ при различных интервалах времени поляризации, что дает возможность сократить время проведения экспериментального исследования состояния изоляционной системы трансформатора в 20-30 раз. Спектр токов диэлектрической абсорбции, приведенный на рис. D табл. 1. получен при величине испытательного напряжения 1000 В.

4. Заключение.

Высокая чувствительность величины возвратного напряжения RV и токов поляризации/деполяризации к изменению состояния изоляционной системы оборудования, к степени ее увлажнения и устойчивости к действию эксплуатационных нагрузок постоянно привлекает внимание специалистов, пытающихся поставить под надежный инструментальный контроль состояние существующих в энергетике активов.

Отказавшись от традиционных методов измерения величины возвратного напряжения RV и тока поляризации/деполяризации и перейдя к методу построения спектра токов диэлектрической абсорбции в заданном временном интервале, удалось поставить под инструментальный контроль такие параметры диэлектрической среды, работающим в изоляционном промежутке, как:

- величина ресурса оставшегося времени эксплуатации;
- степень полимеризации целлюлозы, формирующей основу изоляционных бумаг;
- степень увлажнения твердой изоляции;
- величину ранга изоляционного промежутка и т.д., что существенным образом увеличило диагностические возможности существовавших ранее методов.

Так как каждому виду спектра (в зависимости от состояния изоляционного промежутка) соответствует вполне определенная совокупность механизмов структурной поляризации, то возможные виды спектров токов диэлектрической абсорбции образуют семантическую шкалу, позволяющую упорядочить существующие этапы жизненного цикла энергетического оборудования, что в значительной мере облегчает интерпретацию получаемых результатов контроля состояния.

Список литературы.

1. И. Н. Антоненко, ООО «НПП «Спец. Тек» Риск-ориентированный подход к правлению производственными активами энергетики. Энергоэксперт № 1 -2020 г., стр 26-33.
2. A. Bouaicha and I. Fofana. Dielectric Spectroscopy Techniques as Quality Control Tool: Feasibility Study. IEEE Electrical Insulation Magazine, January, V. № 1.
3. High voltage testing MV cables, Test Method: Dielectric Response Analysis. Код доступа: <http://www.neetrac.gatech.edu>

4. Jian Hao, Ruijin Liao, George Chen at al. Quantative Analysis Ageing Status of Natural Ester – paper Insulation and mineral Oil-paper Insulation by Polarization/ Depolarization/ Polymer, 2018, v, 10.
5. G. Hoff and H Kranz. On-Site Dielectric Diagnostic of Power Cables Using the Isothermal Relaxation Current Measurements. IEEE. Power Engineering Society, Winter Meeting, Vol.3, 2000, pp. 1593-1598.
6. Kumar Saha. Review of Time-Domain Polarization Measurement for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers Transact. on Power Delivery. V. 18. Ned, October 2003
7. Ferroudjia Blatam-Megherbi, M'hand Mekious and Mohammed Megherbi. A Recovery Voltage as non-Destructive Tool for Moisture Appr in of Oil Impregnated Pressboard: An Approach for Power Transformers Testing. Intern. Journal. on Electrical Engineering and Informatics. V5. Num 4, December 2013.
8. LV. Badicu, P.V. Motinger, LM. Dumitran at al. Use of Dielectric Spectroscopy to Estimate the Condition of Cellulose-Based Insulation. Journal of Electrical and Electronic Engineering. May 2009.

*Б.В. Фролов, студ.; рук. С.П. Астахов, к.т.н., доц.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОРГАНИЧЕСКИЕ СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ

К концу XXI века возникла острая проблема истощения природных ресурсов. В дальнейшем такие ископаемые как нефть, газ и уголь будут исчерпаны, вследствие чего вопрос получения энергии прочими методами становится как никогда актуален.

Из всех ресурсов одним из наиболее емких является энергия излучаемая Солнцем, поступающая на Землю в колоссальном объеме, мощность излучения которого за сутки в десятки раз превышает потребность всего мира за один год. Для того чтобы поглотить данную энергию используют солнечные батареи. Которые состоят из фотоэлементов, которые могут быть соединены как параллельно так последовательно. Фотоэлементы часто оценивают по трем главным характеристикам – эффективности, длительности работы и цене. Качество данных показателей определяет нынешнее место товара на рынке.

На сегодняшний день максимально выражено превосходство кремниевой фотовольтаики – это солнечная батарея, которая имеет фотоэлементы из кристаллического или аморфного кремния.

Солнечная фотовольтаика показана на рисунке 1.

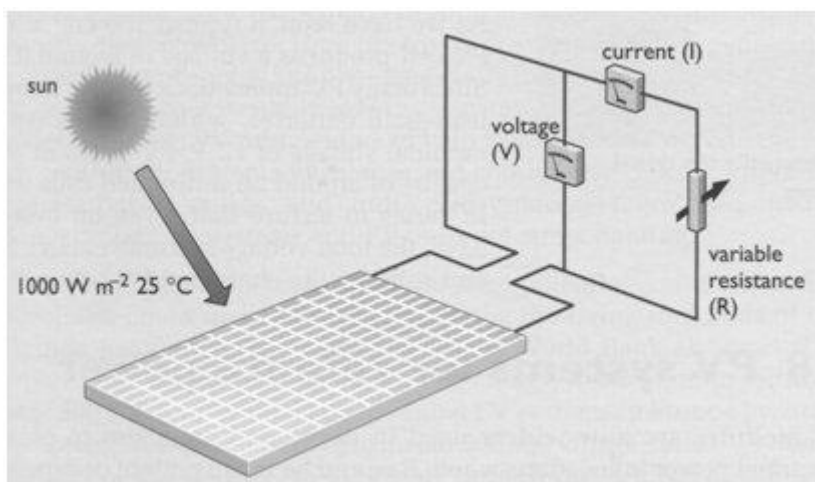


Рисунок 1 – Солнечная фотовольтаика

Поэтому солнечная энергия в нынешнее время преобразуется зачастую неорганическими солнечными батареями, обычно кремниевыми. Они имеют эффективность около 10-15%, срок эксплуатации колеблется от 20 до 30 лет. Впрочем, большая стоимость кремниевых батарей зависит от весьма большой себестоимости, производства и обслуживания. В результате чего большинство люди не могут себе их позволить. Кроме того, стоимость подобной электроэнергии, на данный момент весьма нерентабельна. Это возникает, прежде всего, из-за огромной стоимости обработки кремния и его получения. Из-за этого нужны принципиально новые солнечные батареи, которые станут более дешевыми и позволят использовать ресурсы солнца гораздо больше чем сегодня.

В связи с этим органические элементы солнечного света вызывают интерес, проводящие полимеры для получения энергии исходящей от Солнца. Цена на полимеры небольшая, а сами плёнки-фотоэлементы можно печатать на принтерах и покрывать большие объемы в течении года. Таким образом, органическая фотовольтаика нуждается в меньших расходах и довольно легко масштабируется. Органические полупроводники достаточно перспективные элементы, используемые для производства солнечных батарей.

Органическая солнечная батарея показана на рисунке 2

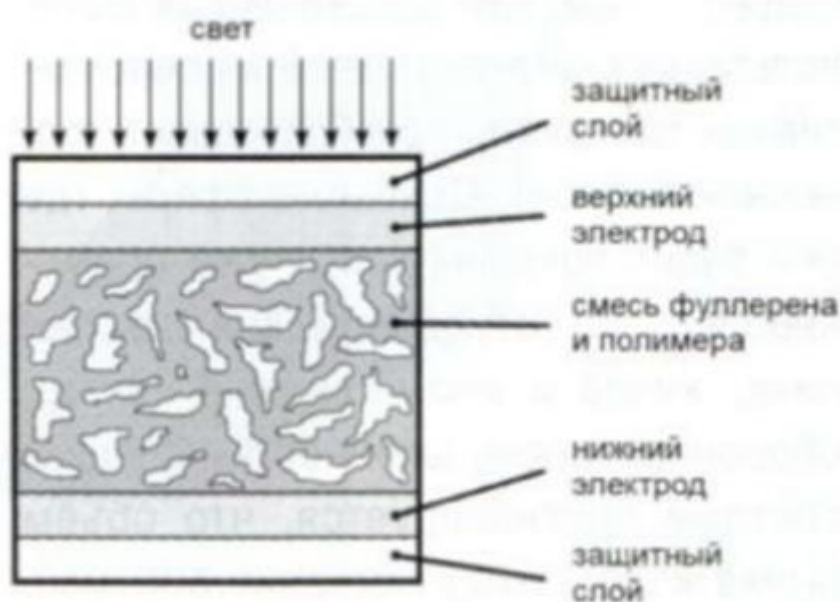


Рисунок 2 – Органическая солнечная батарея

Их недостатком всегда был достаточно малый коэффициент превращения световой в электрическую энергию. При поглощении фотонов полупроводник образует экситоны – водородоподобные квазичастицы. Экситон – это состояние электрона проводимости, а также отверстия, расположенных в одном из узлов кристаллической решетки. Экситоны производят напряжение при ударе об узел решетки. Когда экситоны передвигаются на расстояние лишь в 20 нм,

находящиеся неподалеку от узлов, создают напряжение, что и может объяснить крайне малую эффективность нынешних органических солнечных элементов. Можно слегка скомпенсировать негативные факторы уменьшив толщину активного слоя до 50 нм, однако это снизит эффективность поглощения света, а значит, не позволит весомерно поднять общую эффективность.

Возможное решение, которое позволит поднять поглощенность света в ультратонких активных слоях – применение металлических наночастиц. Из-за огромного электромагнитного поля в близости таких частиц увеличивается шанс на диссоциацию экситонов на электрон и дырку проводимости. Помимо этого, может увеличиваться количество поглощенных фотонов за счет рассеяния. Так как большинство свойство наночастицы в большей степени зависят от размера, есть возможность поднять максимум поглощения данной ячейки в разные области электромагнитного спектра.

Итак, плюсами использования органической солнечной батареи являются: экологичность, энергоэффективность, стоимость, уменьшение вредных воздействий на людей, находящихся в непосредственной близости с солнечными батареями, и одно из немало важных – сохранение природных ресурсов. В текущее время исследователи работают над повышением возможностей солнечных панелей, а именно: времени использования, прочности и их эффективности.

Сейчас возможно построить органические солнечные элементы с очень хорошей прозрачностью. Сделать это можно путем добавления фотонного кристалла в панель, что в свою очередь, способно увеличить количество ультрафиолетового и инфракрасного излучения.

Итак, использование солнечных батарей органического происхождения дает право на замещение не возобновляемых энергоносителей, которые обеспечивают питание различной инфраструктуры здания, а также позволяет снизить негативное влияние на среду. Из-за этих факторов данная технология актуальна в строительстве.

Литература

1. Рубан С.С. Нетрадиционные источники энергии. Изд. Энергия. М, 2003г.
2. Коваль В. П., Ивасечко Р. Р., Козак Е. Н. Энергетическая эффективность систем позиционирования плоских солнечных панелей // Журнал: Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2015. – №3 (134). – С. 2-10.
3. Ефимов В. П. Фотопреобразователи энергии солнечного излучения нового поколения // Национальный научный центр «Харьковский физико-технический институт». – 2010. – Т.8. № 2. – С.100-114.
4. Органические солнечные батареи [Электронный ресурс]. – <http://sci-lib.com/article1665.html>
5. В.И. Виссарионов, Г. В. Дерюгина Солнечная энергетика // МЭИ. – 2008. – 317 с.

*В.С. Фролов, студ.; рук. В.А. Чернов, к.т.н., доцент
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕФЕКТА В РОТОРЕ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ЕГО РАБОТЕ В НОМИНАЛЬНОМ РЕЖИМЕ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ВОЗМОЖНЫХ СПОСОБОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

Все методы диагностики можно разделить на два типа: тестовые и функциональные. Тестовая диагностика характеризуется тем, что она проводится на электродвигателе, отключенном от сети. Недостатками этого метода являются низкая эффективность, в первую очередь из-за того, что, эта тестовая диагностика по определению определяет функциональное состояние. И он не может обнаружить неисправности, присущие рабочему режиму. Автоматизация процесса также невысока. Напротив, функциональная диагностика выполняется на работающем электродвигателе, что позволяет определить его ресурс и проводить техническое обслуживание электродвигателя в соответствии с состоянием вместо планового технического обслуживания.

Дефекты в роторе асинхронного двигателя могут быть определены различными методами, включая:

Визуальный осмотр: Визуальный осмотр может выявить признаки повреждения, такие как трещины, сломанные стержни или следы трения. Однако не все дефекты видны, и может потребоваться дополнительное тестирование.

Анализ вибрации. Анализ вибрации может выявить дефекты, такие как дисбаланс, не соосность или проблемы с подшипниками. Увеличение уровня вибрации может указывать на наличие дефектов.

Анализ сигнатуры тока: Анализ сигнатуры тока измеряет ток, потребляемый двигателем, и может обнаружить дефекты в стержне ротора и торцевом кольце. Текущая сигнатура будет показывать аномальные колебания частоты и амплитуды.

Анализ схемы двигателя. Анализ схемы двигателя включает измерение электрических параметров двигателя, включая сопротивление, импеданс и емкость. Этот метод позволяет обнаружить сломанные стержни ротора, воздушные зазоры и другие дефекты.

Испытания на частичный разряд. Тесты на частичный разряд обнаруживают электрические разряды, возникающие из-за дефектов ротора, таких как пробой изоляции или воздействие высокого напряжения. Этот метод позволяет обнаружить дефекты до того, как они приведут к катастрофическому отказу.

Термография: Термография включает в себя измерение температуры двигателя во время работы. Горячие точки на роторе могут указывать на дефекты, такие как сломанные стержни или истирание.

Важно отметить, что каждый из этих методов имеет свои ограничения, и для точной диагностики дефектов ротора может потребоваться комбинация нескольких методов.

Наиболее эффективным методом обнаружения поломки стержней ротора является анализ текущей сигнатуры. Появление характерных частотных составляющих в токовом сигнале нормально работающего двигателя указывает на наличие повреждения обмотки ротора. Поломка стержней, обнаруженная с помощью анализа сигнатур, в некоторых случаях может быть подтверждена анализом вибрации опоры подшипника.

Суть способа заключается в том, что ток, протекающий в обмотке статора, зависит не только от подаваемой мощности и электрического сопротивления обмотки, но также включает дополнительную составляющую, индуцируемую магнитным полем от вращающегося ротора. Таким образом, в данном случае обмотка статора выступает в качестве элемента, чувствительного к дефектам ротора, и задача состоит в том, чтобы отделить ток статора, необходимый для вращения ротора, от дополнительного тока, индуцируемого самим ротором в случае его неисправности. Это разделение выполняется в частотной области с использованием высокочастотного спектрального анализатора, поскольку характерные частоты f неисправностей ротора образуют боковые полосы основной частоты источника питания.

Преимущества этого метода заключаются в том, что сигнатурный анализ может быть использован как для тестовых методов диагностики, так и для методов функциональной диагностики. Использование сигнатурного анализа позволяет сократить время диагностики, а также выявить дефект на начальной стадии. Таким образом, он играет ключевую роль в предотвращении повреждений и диагностике отказа двигателя. Кроме того, нет необходимости останавливать производственный процесс для диагностики, диагностика может происходить в режиме реального времени.

Анализ сигнатур тока двигателя также помогает в обнаружении следующих повреждений:

- Дисбаланс/не соосность ротора
- Неисправные подшипники
- Повреждение стержня ротора
- Динамический эксцентриситет
- Статический эксцентриситет

Анализ сигнатур проводится программным методом с использованием специализированного программного обеспечения. Чтобы использовать метод анализа сигнатур, первоначально необходимо использовать известный исправный электродвигатель постоянного тока, чтобы составить базу данных эталонных входных последовательностей и их соответствующих сигнатур. В качестве эталона берутся не только сигнатуры мгновенных последовательностей, но и изменения сигнатур через определенные промежутки времени, а также производные сигнатур с течением времени. Отсюда и недостатки данного способа, которые заключаются в использовании больших объемов информации, что не всегда соответствует требованиям технологического процесса для относительно быстрого устранения неполадок и

их последующего устранения. Также для этого метода необходимо иметь базу данных сигнатур исправного движка и сигнатур с дефектами.

Исходя из данных недостатков метода сигнатур тока была произведена попытка поиска других более простых способов диагностирования. Для решения поставленной задачи использовался численный метод - метод конечных элементов. Для описания электромагнитных процессов применялись уравнения Максвелла. Была построена геометрическая двумерная модель асинхронного двигателя.

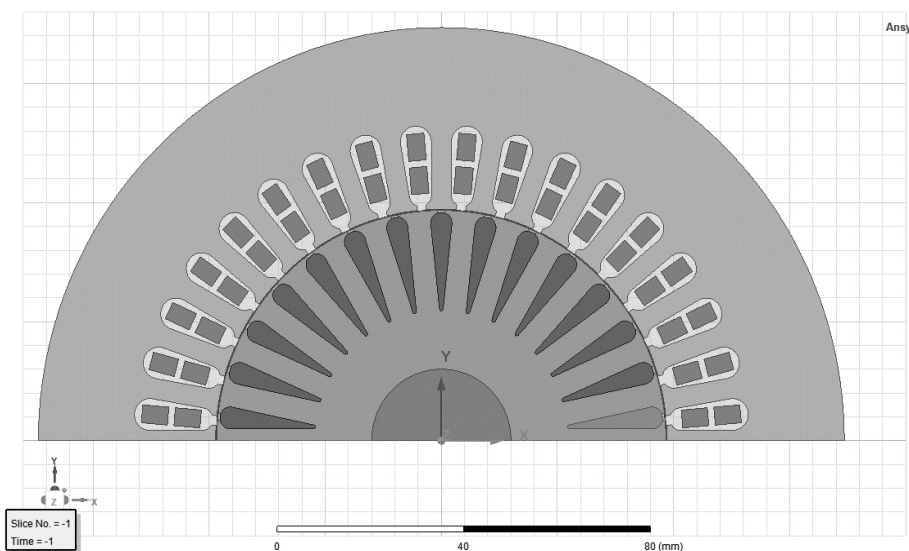


Рис. 1. Модель 2-D АД.

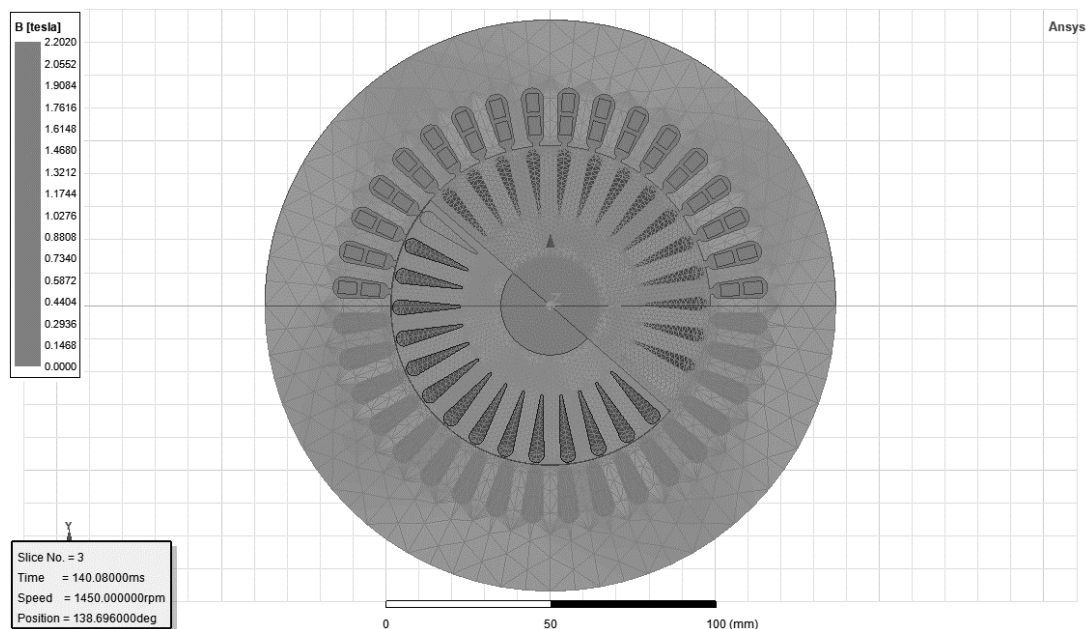


Рис. 2. Построенная сетка конечных элементов.

Для анализа электрических параметров было проведено два решения: для двигателя без дефектов и двигателя с заданным дефектом в виде двух оборванных стержней ротора. В обоих случаях был задан постоянный момент нагрузки.

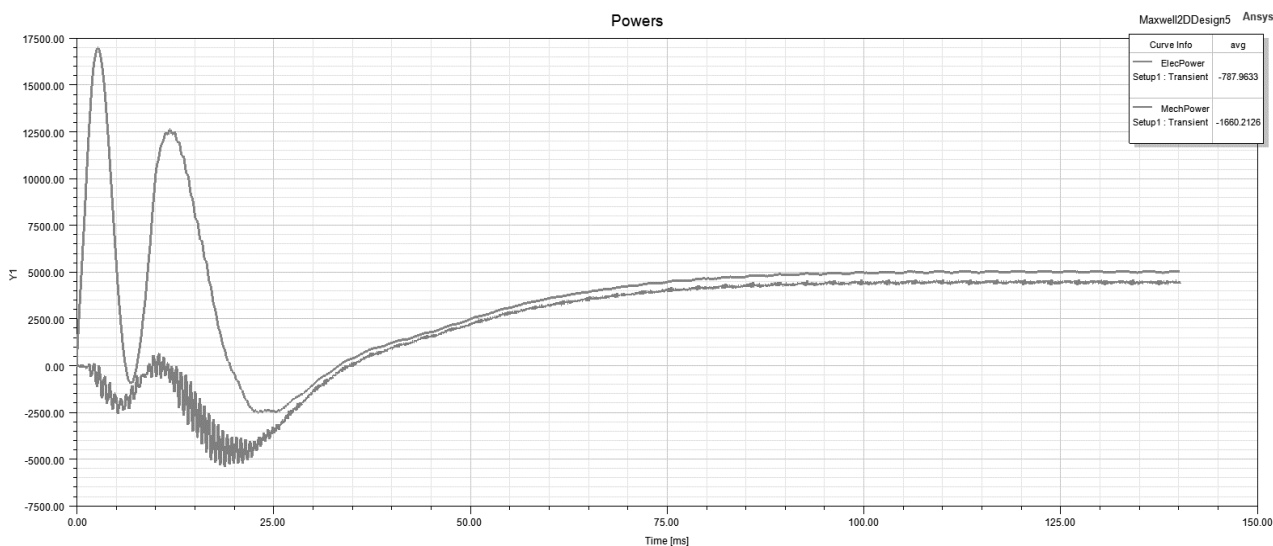


Рис. 3. АД без дефектов. Красный график – потребляемая электрическая мощность. Зелёный – механическая мощность.

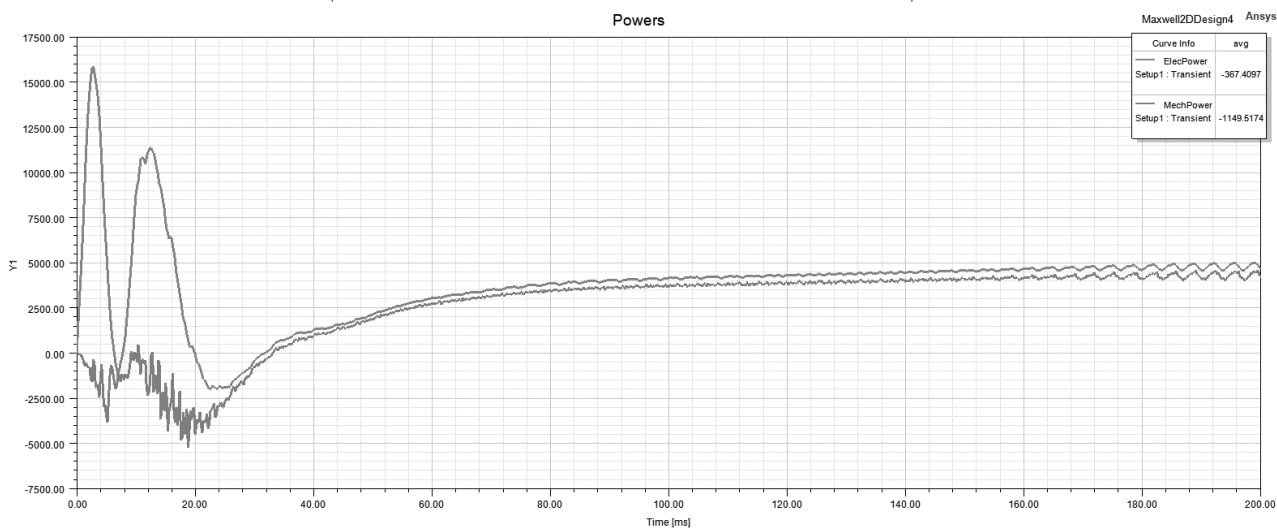


Рис. 4. АД с обрывами двух стержней. Красный график – потребляемая электрическая мощность. Зелёный – механическая мощность.

Проанализировав, полученные временные диаграммы потребляемой электрической мощности электродвигателя можно заметить увеличение амплитуды колебаний потребляемой электрической мощности, что может служить диагностическим признаком. Преимуществами данного вида диагностики является то, что нет необходимости хранить и преобразовать большой объём данных, а также выполнять преобразование в частотный спектр. Достаточно снимать диаграммы ваттметром при постоянной частоте вращения и сравнивать амплитуду колебаний сигнала. Отсюда вытекают и недостатки, которые могут мешать точной диагностике: необходимость контроля частоты вращения (частота какое-то время должна сохраняться постоянной) и возможные помехи, которые могут вносить качество питающей сети и другие механические дефекты, создающие пульсации на данной частоте. Частота

пульсаций составила 294 Гц. При частоте вращения ротора двигателя 1450 об/мин.

Литература:

1. Завьялов, А.С. Использование сигнатурного анализа в диагностике электродвигателя постоянного тока / А.С. Завьялов, Е.А. Завьялов, А.С. Сарваров, М.Ю. Петушков // Электротехнической системы и комплексы. – 2014. – № 1 (22). – С. 59-62.
2. Купцов, В.В. Разработка методики токовой диагностики асинхронных двигателей по осциллограммам нестационарных режимов работы / В.В. Купцов, А.С. Горзунов, А.С. Сарваров // Вестник ЮУрГУ. – 2009. – № 34. – С. 60-67.

*А.Н. Хорошко, студ.; рук. В.Л. Максимкин, к.т.н., доцент
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЭКСЦЕНТРИСИТЕТА РОТОРА НА СРОК СЛУЖБЫ ПОДШИПНИКОВ

В процессе работы электрической машины ЭМ на её вал постоянно воздействуют различные силы такие, как: сила тяжести ротора, поперечная сила муфты, сила одностороннего магнитного притяжения и другие. В результате действия этих сил вал прогибается, и допустимая величина такого прогиба строго оговорена в ГОСТ. Так, например, при применении соединительной упругой муфты прогиб, выраженный в процентах относительно воздушного зазора, должен быть:

- не более 10% – для асинхронных машин;
- не более 8% – для синхронных машин;
- не более 6% – для машин постоянного тока.

Из всех действующих на ротор сил только сила тяжести является постоянной, остальные же зависят от приложенной нагрузки. Чтобы предотвратить выход машины из строя необходимо контролировать и не допускать превышения допустимых нагрузок в процессе эксплуатации.

Другим важным фактором, влияющим на прогиб вала, является эксцентриситет ротора. Со временем в процессе эксплуатации он может увеличиваться как за счёт смещения опор, так из-за сил внешнего воздействия на вал или шкив.

В процессе эксплуатации электродвигателя с эксцентриситетом ротора снижается надёжность работы, долговечность и другие технико-экономические показатели машины. При больших значениях эксцентриситета возможно «заклинивание» ротора в статоре, результатом чего будет сильный перегрев сердечников, плавление «беличьей клетки», достаточно быстрое разрушение изоляции обмотки статора, что приведёт к короткому замыканию в ней.

Таким образом, при превышении допустимых значений эксцентриситета ЭМ выйдет из строя, и потребуются капитальный ремонт, по стоимости сопоставимый со стоимостью самой машины.

Существуют различные виды эксцентриситетов ротора:

- статический – ось вращения ротора совпадает только с собственной осью симметрии;

- динамический – ось вращения ротора совпадает только с осью симметрии статора;
- смешанный – ось вращения ротора не совпадает ни с осью симметрии статора, ни с собственной.

В данной статье будет рассматриваться статический эксцентриситет.

Эксцентриситет можно разделить также на технологический и эксплуатационный. Технологический эксцентриситет является постоянным, и появляется вследствие неточности изготовления элементов конструкции. Обычно он принимается равным 0.1 от величины воздушного зазора. Эксплуатационный эксцентриситет возникает по причине износа подшипников и «разбития» места их посадки.

Итак, диапазон изменения эксцентриситета ротора снизу ограничен значением технологической составляющей, а сверху значением, при котором происходит задевание ротором статора. Однако для обеспечения надёжной работы ЭМ максимально допустимый эксцентриситет не должен вызывать прогиб вала выше допустимого значения.

Изучение негативного влияния эксцентриситета ротора на долговечность подшипников проводилось на основе математической модели АД с короткозамкнутым ротором в режиме S1 с упругой муфтой, представленной в [1]. Расчёт проводился в среде MathCAD.

Результаты исследований приведены ниже в виде графика зависимости суммарного прогиба вала Σf от эксцентриситета ротора e_x , выраженных в процентах от величины воздушного зазора двигателя, рис.1, и графиков зависимостей относительного срока службы шариковых $L_{ш}$ и роликовых L_p подшипников, выраженных в процентах от расчётного срока, от e_x , рис.2.

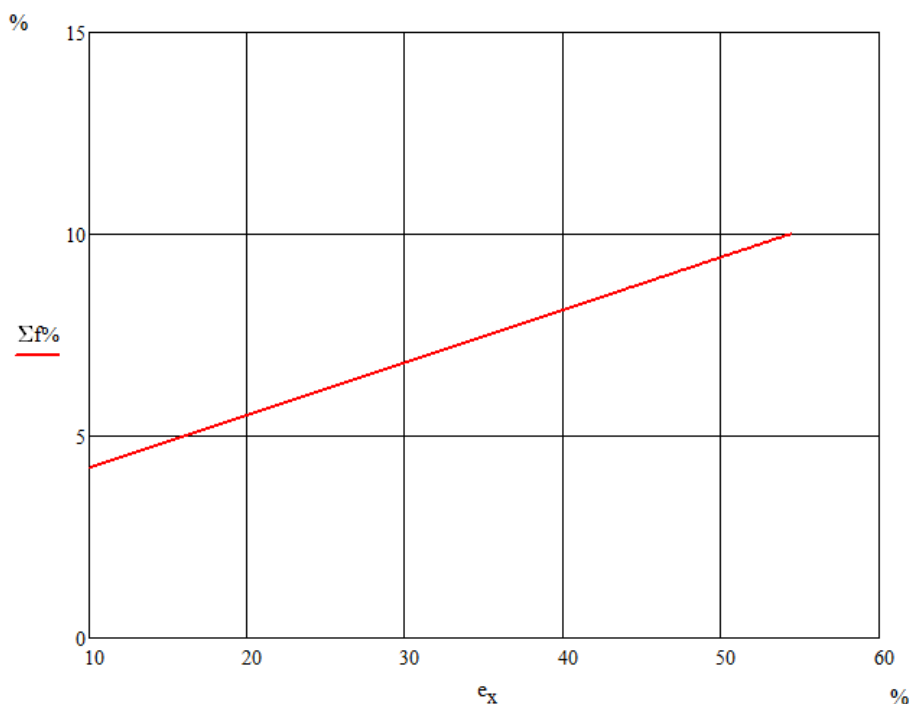


Рисунок 1. Зависимость суммарного прогиба вала Σf от e_x , выраженных в процентах от величины воздушного зазора двигателя

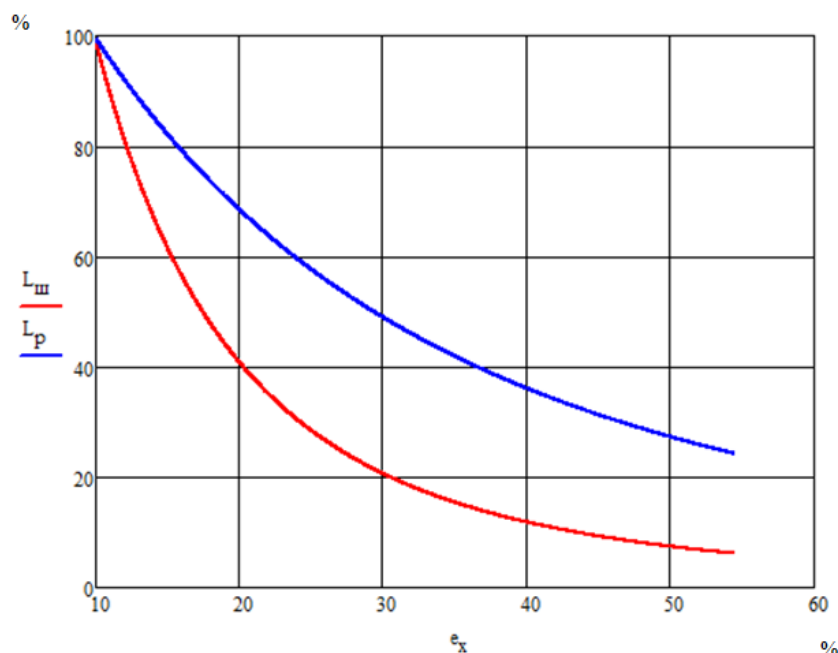


Рисунок 2. Зависимости относительного срока службы подшипников, выраженного в процентах от расчётного срока, от e_x

Как видно из полученных зависимостей, для достижения предельного прогиба вала относительный эксцентриситет должен превысить 50%, однако с ростом эксцентриситета срок службы подшипников резко сокращается, т.е. риск преждевременного выхода подшипника из строя возрастает, и это без учёта уже отработанного времени. Однако предварительно обеспеченный запас по грузоподъёмности подшипников при проектировании способен компенсировать негативное влияние эксцентриситета ротора при условии, что суммарный прогиб вала не превышает допустимый.

Определять эксцентриситет ротора в процессе эксплуатации можно различными методами, например, методом вибродиагностики [2] или методом спектрального анализа токов статора [3].

При развитии дефекта, связанного с увеличением эксцентриситета ротора (текущее значение эксцентриситета возрастает по сравнению с расчетным значением), необходимо оценить экономическую целесообразность дальнейшей эксплуатации ЭМ с учетом появившегося дефекта.

Однако при достижении критического значения относительного эксцентриситета (в рассматриваемом случае 50% относительно величины воздушного зазора) ЭМ однозначно следует вывести в ремонт.

Список использованных источников

1. Копылов И.П. Проектирование электрических машин: учеб. для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2019. – 828 с.
2. Прудников А.Ю., Боннет В.В., Логинов А.Ю. Метод определения эксцентриситета ротора асинхронного двигателя // Вестник КРАСГАУ. – 2015. – №5. – с. 68-72.
3. Вейнреб К. Диагностика неисправности ротора асинхронного двигателя методом спектрального анализа токов статора // Электричество. – 2012. – №7. – с. 51-57.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПГУ С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Структура оборудования энергетических систем РФ характеризуется тем, что большая часть электрической и тепловой энергии вырабатывается на конденсационных электростанциях (КЭС) и теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) с помощью паротурбинных блоков (ПТУ), работающих на минеральном топливе. Однако ПТУ обладают удельными экономическими показателями, которые близки к собственному техническому пределу даже при учёте их возможной модернизации. Поэтому паротурбинные установки следует заменять на парогазовые, имеющие гораздо высокие энергетические, экономические и экологические показатели, что является актуальным направлением развития российской теплоэнергетики [1].

Опыт введения ПГУ в российской энергетике берёт своё начало с 2000 года и продолжается на сегодняшний день. Развитие парогазовых установок в нашей стране период с 2009 по 2022 год продемонстрировано на рис. 1 [3].



Рисунок 1 – Рост доли установленной мощности ПГУ и ГТУ в ЕЭС России

Анализируя информацию об вводах в использование ПГУ можно отметить, что на протяжении 2009 – 2020 гг. наблюдалось ежегодное увеличение доли установленной мощности ПГУ и ГТУ, среднее повышение варьировалось в диапазоне 0,6÷2,5 %. Самый высокий показатель роста доли установленной мощности приходится на 2014 – 2015 гг., этот прирост составил 5,9 %. В 2021 г. не было внедрения парогазовых энергоагрегатов на электростанциях, тем не менее уменьшение доли установленной мощности парогазовых и газотурбинных установок в Единой Энергетической Системе России осуществляется за счёт вывода некоторых газотурбинных установок из эксплуатации. В 2022 г. увеличение доли установленной мощности возобновилось.

Стремительный рост производственных сил неразрывно связан с повышением затрат на топливо, непостоянностью и трудностью в процессе добыче горючих ископаемых, которые влекут за собой повышение расходов на транспортировку и материальных затрат.

Мировые запасы природного газа истощаются, он становится более дорогостоящим и дефицитным видом топлива. Помимо природного газа существуют низкосортные местные виды топлив – бурые угли, торф, которые являются дешевыми и после надлежащей переработки могут применяться в энергетических установках.

Но всё осложняется тем, что в аппаратурно-техническом плане твердое топливо вызывает большие затруднения, чем жидкое или газообразное, а именно чтобы его добыть и транспортировать, высушить, измельчить, подать в газогенератор, удалить золу, очистить технологический газ, необходимо применять механическое и технологическое оборудование, что влечет за собой энергетические затраты. Однако в связи с постепенным истощением мировых запасов природного газа использование газификации и получение в результате него синтез-газа с последующим его сжиганием является перспективным путем совершенствования парогазовых технологий.

Газификацией называется процесс преобразования твёрдого топлива в горючие газы их нагреве до высокой температуры в диапазоне 1000÷2000 °С с добавлением окислителя (например, воздуха). В процессе него возможно использовать все виды твердого топлива, начиная с бурых углей и заканчивая антрацитами [2].

На рис. 2 приведена простейшая тепловая схема ПГУ с внутрицикловой газификацией угля, причем ГТ работает не на природном, а на синтетическом газе, который получают с помощью данного процесса.

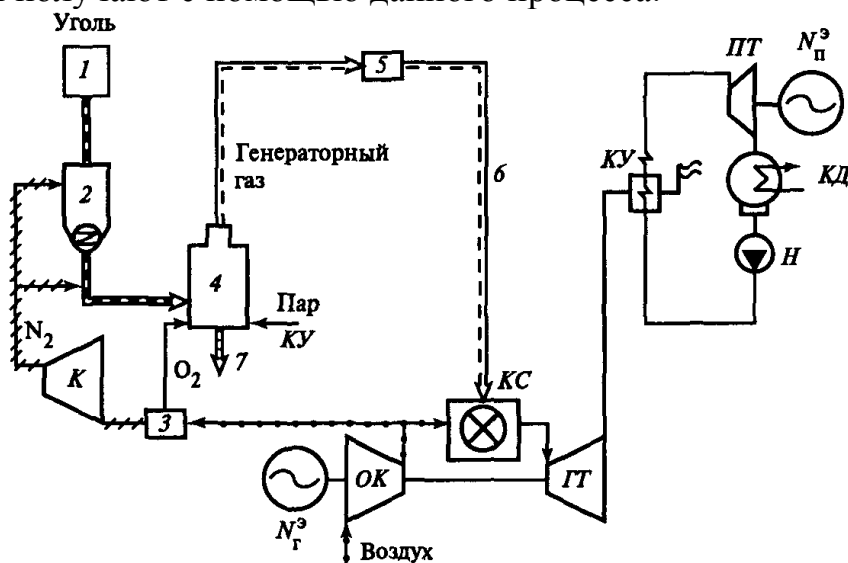


Рисунок 2 – Тепловая схема ПГУ с внутрицикловой газификацией угля: 1 – подача топлива; 2 – бункер угля с питателем угля; 3 – установка разделения воздуха; 4 – газогенератор на кислородно-паровом дутье; 5 – система очистки генераторного газа; 6 – синтетический (генераторный) газ; 7 – шлак

В конце 2008 г. был опубликован Научно-технологический Форсайт энергетики на период до 2025 года, в котором приводится список перспективных технологий для энергетики и энергомашиностроения. В подсекторе парогазовых установок перспективными тенденциями являются сооружение ПГУ с газификацией твердого топлива.

Особое внимание к внутрицикловой газификации угля уделяется по двум причинам:

1) данная ПГУ наиболее экологична, т.к. уменьшаются выбросы оксидов серы, азота и твердых частиц в результате предварительной очистки газа;

2) применение бинарного цикла способствует повышению коэффициента полезного действия и сокращению удельного расхода топлива.

КПД для электростанции с газификацией угля находится в диапазоне 42÷46%, а для для станции с традиционным сжиганием топлива (угля) это значение составляет 33÷35%.

На рис. 3 представлена диаграмма с характерными величинами удельных выбросов.

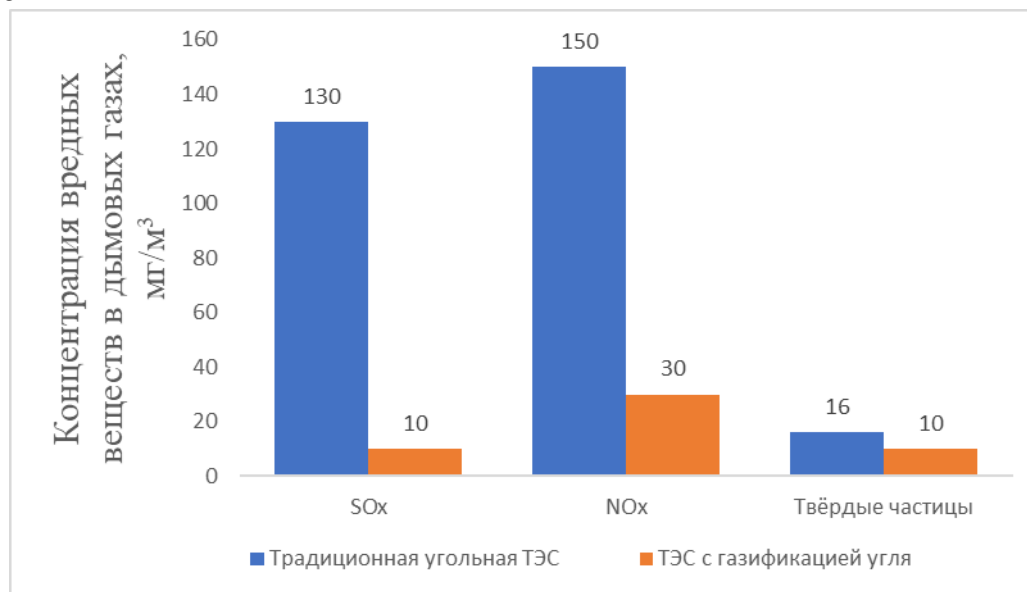


Рисунок 3 – Величины удельных выбросов

Рассмотрение вопросов по оценке эффективности работы ПГУ, влиянию различных параметров на энергетические и экономические показатели установки являются одними из актуальных задач на современном уровне развития теплоэнергетики.

Для оценки энергетической эффективности применения газового и газифицированного топлива разработаны математические модели работы парогазовых установок. Применен метод программной реализации и автоматизации расчетов всех необходимых параметров. Все представленные ниже характеристики получены для месторождения газа «Бухара-Урал», месторождении угля «Бабаевское». Схема работает с ГТУ V 64.3 фирмы «Siemens» и одноконтурным котлом-утилизатором. В таблице 1 представлены

расчетные значения для вариантов работы установки на природном газе и газифицированном угольном топливе.

Таблица 1 – Показатели энергетической эффективности ПГУ

	ПГУ на природном газе	ПГУ с газификацией углей
Тепло, отданное газами ГТУ и полученное паром, МВт	88,98	87,03
электрическая мощность ПГУ, МВт	155,78	130,24
абсолютный электрический КПД ПГУ, %	33,98	28,54

Из приведенных расчетных характеристик видно, что максимальный абсолютный электрический коэффициент полезного действия ПГУ достигается в случае работы установки на природном газе. При рассмотрении ПГУ, работающей на газифицированном угольном топливе, наблюдается значительное снижение полезной электрической мощности установки и снижение значения абсолютного электрического коэффициента полезного действия ПГУ на 11%. Такое снижение термодинамических характеристик связано с тем, что в случае работы ПГУ на газифицированном угольном топливе, часть генерируемой электрической мощности расходуется на нужды процесса газификации, а также из паровой турбины отводится определенное количество пара для осуществления парокислородного дутья.

В условиях истощения запасов природного газа и повышения рыночных цен на него для оценки эффективности работы установок, которые работают на различном топливе, также необходимо определение экономической эффективности различных установок.

Для реализации задачи по исследованию срока окупаемости был произведен расчёт экономической эффективности для установки ПГУ, работающей на природном газе, и ПГУ с газификацией угля. В качестве исходных данных для расчета материальных затрат на строительство установки взяты данные, полученные путем обработки статистической информации об имеющихся и предлагаемых на сегодняшний день установках. Все представленные характеристики рассчитаны исходя из актуальных данных по ценам на энергоносители и строительство.

В таблице 2 приведены показатели экономической эффективности рассматриваемых установок, посчитанные для ПГУ мощностью 50 МВт.

Анализируя данные характеристики можно сделать следующие выводы:

1. ПГУ, которая работает на природном газе, характеризуется минимальными капитальными вложениями при строительстве, а также обладает максимальной выручкой от продажи электрической энергии в следствии свое наибольшей полезной электрической мощности.

2. ПГУ с газификацией бурых углей являются более дорогими в строительстве по сравнению с парогазовой установкой на природном газе, но при этом обладают значительно меньшими годовыми эксплуатационными

затратами, что вызвано более низкой ценой на используемое топливо. В результате годовой прирост чистой прибыли второго варианта установки превышает аналогичный показатель первого варианта в 1,8 раза, что ведет к снижению срока окупаемости для этого варианта установки. ПГУ с газификацией бурых углей обладает самым низким сроком окупаемости из рассматриваемых установок.

Таблица 2 – Показатели экономической эффективности ПГУ

	ПГУ на природном газе	ПГУ с газификацией бурых углей
Капитальные затраты, млн. руб.	480	516,53
Эксплуатационные затраты, млн. руб./год	409,97	178,44
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб./год	621,96	516,02
Годовой прирост балансовой прибыли, млн. руб./год	192,79	316,91
Годовой прирост чистой прибыли, млн. руб./год	134,95	221,84
Срок окупаемости единовременных затрат, лет	3,11	2,13

В результате анализа и проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. Путем сравнения расчетных характеристик установлено, что ПГУ, работающая на природном газе, имеет максимальный абсолютный электрический КПД и работает с максимальной эффективностью при сравнении с остальными установками. Более полную информацию дает оценка экономической эффективности той или иной установки.

2. ПГУ с газификацией бурых углей являются более дорогими в строительстве по сравнению с установкой, работающей на природном газе.

3. Срок окупаемости ПГУ газификацией угля меньше чем ПГУ на природном газе, что обусловлено более низкими эксплуатационными затратами в связи с гораздо более низкими ценами на угольное топливо по сравнению с природным газом.

Литература

1. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / Под ред. С.В. Цанева. - М.: МЭИ, 2008. - 584 с.
2. Альтшулер В.С. Новые процессы газификации твердого топлива. М.: Недра, 1976.
3. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2022 году [электронный ресурс] – режим доступа: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2023/ups_rep2022.pdf.

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Огромную роль в жизни человека играет естественная потребность в пище. Первостепенной целью пищевой промышленности является снабжение потребителей в достаточном объеме продуктами различных видов для обеспечения сбалансированного рациона питания. В свою очередь предприятия нужно в полной мере обеспечить энергией для их функционирования.

Пищевая промышленность является совокупностью индустриальных отраслей, которая на основе переработки сырья производит пищевые продукты. Также неотъемлемой частью пищевой промышленности является сельское хозяйство, вместе с которым занимает ведущую роль в экономике России по объему производимой продукции (2-е место).

Одними из главных отраслей исходя из удельного веса произведенной продукции пищевой промышленности являются:

- мясная промышленность;
- молочная промышленность;
- хлебопекарная промышленность;
- рыбная промышленность;
- масложировая промышленность;
- мукомольная промышленность.

Значительную часть пищевой индустрии составляет - молочная. Это направление дает широкие возможности для развития малого и среднего предпринимательства и удовлетворяет существенную долю пищевого рынка в стране.

Спецификой пищевой индустрии является - массовость. Ее основой служит сельскохозяйственное сырье, которому присуще портиться, вследствие чего возникает необходимость скорейшей его переработки. Поэтому пищевая промышленность имеет ряд технологических особенностей:

1. Необходимость обработки большого объема сырья животного и растительного происхождения, несущественное количество химических видов сырья;
2. В целом применяют физические, химические и биологические методы обработки сырья;
3. Технологический процесс бывает прерывистый, непрерывный;
4. Особая сложность процессов и высокая капиталоемкость;
5. Ввиду широкого применения тепловых процессов и термических методов для обработки сырья необходима относительно большая энергоемкость процессов;
6. Обеспечение достаточной экологичности технических процессов и безвредной продукции.

Можно выделить следующие задачи организации энергоснабжения предприятий пищевой промышленности:

- предприятия должны быть постоянно снабжены всеми необходимыми типами энергии для производства регламентированного качества и количества (например, определенное давление пара, напряжение электроэнергии, температура воды);

- экономное расходование энергии;
- снижение себестоимости энергии;
- улучшение технической базы энергетического хозяйства;
- работа с энергетическим оборудованием согласно метрологии (компрессорной, котельной, трансформаторной подстанции);
- охрана окружающей среды.

Производственные и потребительские особенности энергии осложняют решение этих задач. При получении энергии она сразу потребляется, нецелесообразно ее хранить для дальнейшего использования; уровень часового, дневного, месячного потребления резко меняется. Энергооборудование обязано обеспечивать максимально возможное потребление энергии, иметь запасы или принимать в расчет возмещение возможного дефицита мощности и энергии извне.

По большей части предприятиям выгоднее всего производить пар, искусственный холод, сжатый воздух и горячую воду с помощью собственных энергетических установок (децентрализованная система управления энергопотреблением), получать же электроэнергию, холодную воду и газ из районных или городских сетей (централизованное снабжение).

При разработке стандартов энергопотребления по каждому виду энергии используется разный подход для определения ее составляющих величин.

В случае потребления электричества на технологические нужды допускается выполнять расчеты эмпирическим путем на основе измерений потребления энергии и количества изготовленной продукции за определенный период времени, или же определять электропотребление расчетным путем, учитывая при этом мощности определенного электродвигателя, коэффициент ее использования, принимая во внимание почасовую производительность конвейеров и оборудования. К расходу электроэнергии также присоединяют траты на свет, по-другому полная суммарная мощность всех светильников, за конкретный участок времени за расчетный период; траты на мощность вентиляционных систем за время их работы за анализируемый период.

Потребление пара для технологических целей определяется в соответствии с потреблением энергии на единицу продукции (с учетом количества и теплоемкости продуктов, конечной и начальной температуры нагрева, теплосодержание пара, температуры конденсата, тепловой эффективности аппарата) или на основе результатов измерений расхода пара и обработанного сырья за анализируемый период. При расчете потребности в топливе в первую очередь рассчитывается потребность в условном топливе для производства 1

тонны стандартного пара, а затем, исходя из теплотворной способности, определяется количество природного топлива. При нормировании расхода тепла на отопление зданий учитываются средняя температура наружного воздуха и внутри здания, объемные и тепловые характеристики здания, продолжительность отопительного сезона, разница в теплосодержании пара и конденсата.

Потребление холода назначается отдельно для тепловой обработки (охлаждение, замораживание) и хранения продуктов. Норма потребления, в частности, заморозки продукта в холодильных камерах, содержит потребление холода на технологическую обработку, теплопередачу через стены, потолки и вентиляцию, потери при эксплуатации (свет, нахождение людей, работа электродвигателей, система вентиляции в камерах, открытие дверей) и потери при транспортировке по трубопроводам. При расчете потребления холода на хранение продукта считается, что холод в основном потребляется на компенсацию тепловых потоков, проникающих через внешние ограждения (полы, стены и потолки) в камеры хранения, и тепловых потоков от солнечной радиации, в зависимости от температуры наружного воздуха.

Для эффективного контроля и постоянной работы производства требуется знать потребности в энергии на короткие периоды (день, смена, час). Почасовая потребность в энергии сравнивается с почасовой производительностью паровых котлов, холодильных установок, трансформаторов и насосов, с количеством энергии, получаемой извне.

Когда потребность в энергии для работы электростанций превышена, график энергоснабжения корректируется. Для этого они модифицируют график производства энергоемкой продукции; принимают в расчет возможность форсированной работы электростанций; проверяют стандарты технических характеристик энергетического оборудования.

Подводя итоги можно сказать, что, располагая полной информацией в сфере энергоснабжения пищевой промышленности можно грамотно распоряжаться производственными ресурсами при организации снабжения энергии предприятия, исходя из его специфических особенностей, обусловленных технологическим циклом.

Список литературы

1. Брехов В.А. Молочная продукция: Учебник / В.А. Брехов. М.: Эксмо, 2013. 288 с.
2. Валигурский С.Д. Промышленность России: Учебник / С.Д. Валигурский. М.: Феникс, 2014. 566 с.
3. Козлов А.А. Пищевая промышленность: Учебник / А.А. Козлов. М.: Эксмо, 2012. 521 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДА С ЛИНЕЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

Под электромеханической системой (ЭМС) понимают совокупность электромагнитных, электрических и механических устройств и элементов, в которых все процессы связаны и не могут протекать независимо друг от друга. Она состоит из электромеханических преобразователей энергии, электропривода, устройства управления. [1]

Электропривод в свою очередь включает в себя: электродвигатель, преобразовательное устройство (усилитель мощности, инвертор), редуктор, измерительное устройство, управляющее устройство, рабочий механизм с нагрузкой и источник питания. [2]

Практически все электродвигатели являются электрическими двигателями вращательного движения. Но, наряду с этим, большая часть механизмов в электрических машинах по своей сути осуществляет возвратно-поступательное (манипуляторы и др.) или поступательное движение (транспортёры и др.)

Как правило, используются двигатели постоянного тока (ДПТ), двухфазные асинхронные двигатели (ДАД), трехфазные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором (АД), шаговые двигатели (ШД), синхронные двигатели с постоянными магнитами (СДПМ).

Двигатели постоянного тока (ДПТ) применяют десятки лет, но при всех их достоинствах (например, разнообразная номенклатура мощностей) наблюдается тенденция их совершенствования и перехода к двигателям переменного тока.

В настоящее время получают развитие электроприводы, использующие линейные асинхронные двигатели. Изучение таких АД началось в начале 20 века (появление первых патентов).

Немаловажно то, что с помощью линейной развертки цилиндрического статора в плоскость любой линейный двигатель возможно сформировать из двигателей вращательного движения.

Другими словами, электрический двигатель, в котором статор и ротор перемещаются прямолинейно относительно друг друга, называется линейным электродвигателем. В его состав входят металлический сердечник-магнит и статорная обмотка. Подав ток в обмотку сердечника, получают его смещение в различные стороны, причём ток подаётся с определённой полярностью, а её изменение приводит к обратному ходу сердечника.

Широкое использование получили линейные асинхронные двигатели (ЛАД) (рис. 1).

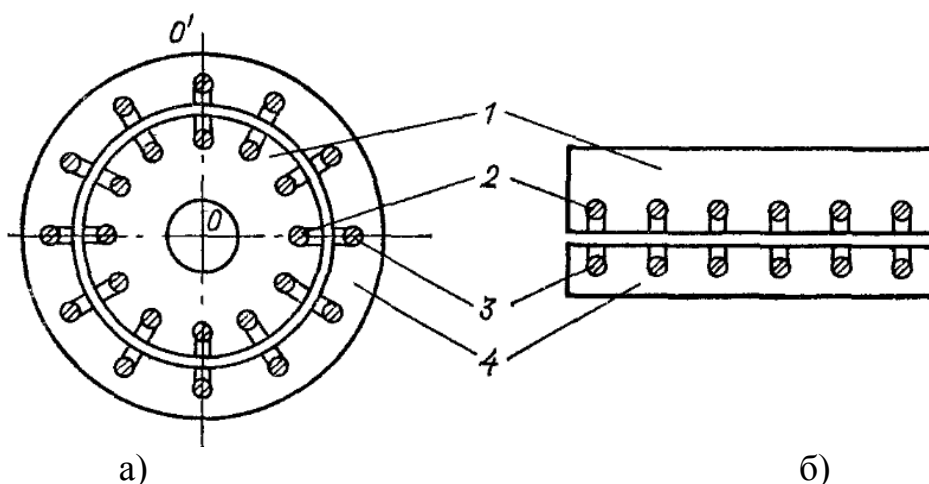


Рис. 1. Конструктивная схема асинхронного двигателя:
 а) обычного; б) линейного; 1 – ротор; 2 – обмотка ротора;
 3 – обмотка статора; 4 – статор

ЛАД можно представить, как разрезанный электромотор, распрямленный в одну линию (рис. 2). [3]

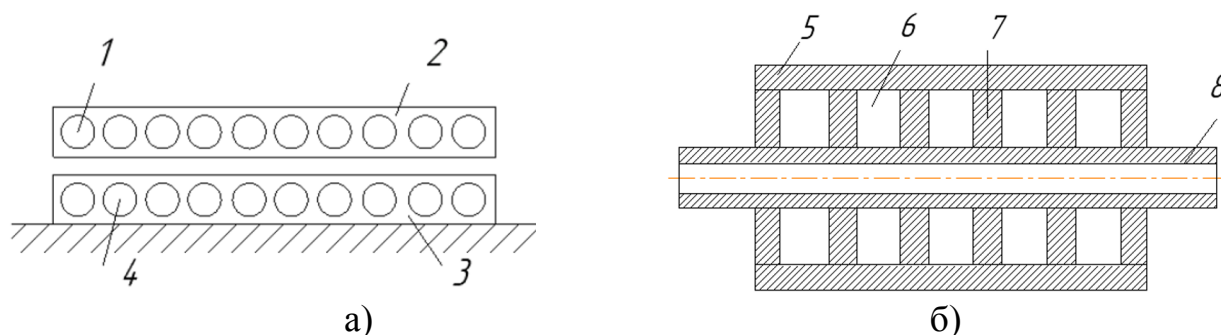


Рис. 2. ЛАД плоской (а), трубчатой (б) конструкции:
 1 – обмотка ротора; 2 – ротор; 3 – статор; 4 – обмотка статора;
 5 – трубчатый статор; 6 – катушка статора; 7 – металлические шайбы;

В состав обычных асинхронных двигателей входит статор с замкнутым магнитопроводом с трехфазной обмоткой. При этом создается вращающееся магнитное поле, движущееся с постоянной скоростью по его окружности.

Рассмотрим ЛАД, имеющий неподвижный индуктор и движущийся вторичный элемент, между которыми существует воздушный зазор. Магнитопровод находится в индукторе ЛАД и изготавливается из листовой электротехнической стали с пазами на нижней части. Вторичный элемент ЛАД также включает в состав магнитопровод из электротехнической стали, на который наносят тонкий слой немагнитного материала с высокой электропроводностью.

При этом для упрощения расчетов рабочих и пусковых характеристик асинхронного двигателя часто используют схемы замещения (рис. 3). [4]

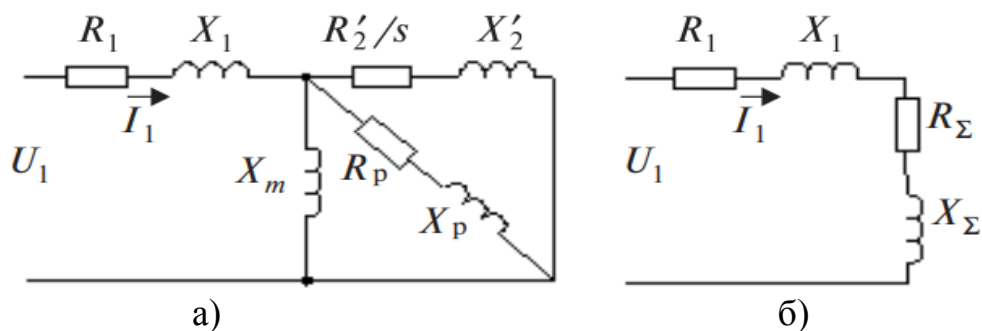


Рис 3. Схема замещения ЛАД:

а – параллельная схема замещения; б – последовательная схема замещения

Из-за наличия конструктивных особенностей линейных электродвигателей потребность в механической передаче снижается либо полностью исключается, что приводит к более экономичным и надежным производственным процессам.

Линейные двигатели могут быть асинхронными, синхронными и постоянного тока, повторяя по принципу действия соответствующие двигатели вращательного движения. Также существуют линейные двигатели для переменного и постоянного напряжения. Их называют актуаторами. С их помощью появилась возможность точно и надёжно передвигать большие грузы. Актуаторы являются хорошей заменой гидравлическим или пневматическим приводам. В их основе лежит электродвигатель с винтовой или шариковинтовой передачей, преобразующей вращение в движение штока.

Кроме того, линейные электродвигатели обладают рядом преимуществ:

- практически мгновенное реагирование на изменение режима работы;
- высокая скорость перемещения подвижного узла;
- высокий уровень надежности;
- высокие динамические характеристики;
- высокая точность позиционирования;
- низкие затраты на монтаж оборудования;
- повышенный уровень надежности компонентов привода вследствие отсутствия механического износа.

Применение линейных двигателей, движущаяся часть которых совершает поступательное линейное движение, позволяет упростить или полностью исключить механическую передачу и за счет этого повысить экономичность и надежность рабочей машины или механизма в целом. Линейные электродвигатели используются в установках, работающих при поступательном движении, и которые соответствуют требованиям, предъявляемым к точности и динамическим характеристикам.

Литература

1. Тюков, В.А. Электромеханические системы: учеб. пособие / В.А. Тюков. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 12 с.
2. Гильманова И.Ф. Электропривод // Новое слово в науке и практике: гипотезы и апробация результатов исследований. 2015. №16.
3. Абдуллаев М., Маткасимов М.М., Каримжонов Д.Д. Применение линейных двигателей в электроприводах // Universum: технические науки: электрон. научн. журн. 2020. 11(80).
4. Шулаков, Н. В. Схема замещения линейного асинхронного двигателя / Н. В. Шулаков, Е. М. Огарков, А. М. Бурмакин // Электротехника. – 2010. – № 6. – С. 9а-13.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К РЕАЛИЗАЦИИ МАТРИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЧАСТОТЫ

Прогресс любой технологической отрасли напрямую связан с развитием ее энергообеспечения. Наиболее актуальной представляется проблема электропитания автономных объектов, не имеющих возможности подключения к энергетическим системам страны. Современные морские и воздушные суда, снабженные различными «умными» системами управления, не только нуждаются в бесперебойном питании, но и предъявляют определенные требования к его качеству. Вышеизложенное определяет актуальные задачи в развитии систем электроснабжения автономных объектов:

- повышение надежности электрооборудования;
- уменьшение габаритов и повышение энергетических показателей электрических машин и приборов;
- разработка автоматически управляемых и регулируемых электроприводов переменного тока;
- повышение точности и стабильности регулирования напряжения и частоты.

Источники питания, применяемые в электроснабжении автономных объектов, базируются на механоэлектрических системах генерирования, привод которых обеспечивается, как правило, с переменной скоростью. [3] Отличительной чертой таких систем генерирования является изменение выходного напряжения в больших пределах по частоте и амплитуде. Для построения систем переменного тока стабильной частоты и амплитуды применяют преобразователи частоты (ПЧ).

На основе принципа работы и устройства силовой части ПЧ разделяют на две группы. К 1-ой относятся преобразователи частоты с явно выраженным промежуточным звеном постоянного тока, получившие название автономных инверторов напряжения и тока (АИН и АИТ) (Рис. 1).

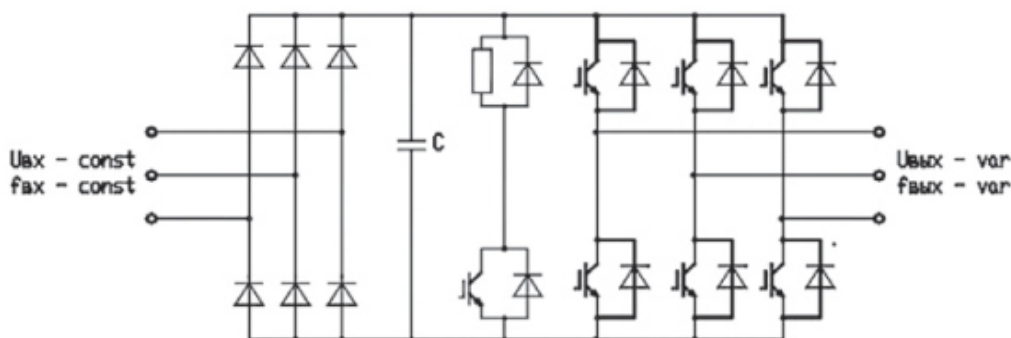


Рис. 1. Схема силовой части ПЧ с АИН

Схема АИН содержит входной неуправляемый мостовой выпрямитель, звено постоянного тока с батареей конденсаторов и автономный инвертор напряжения.

Ко 2-ой группе относятся непосредственные преобразователи частоты (НПЧ). НПЧ не содержат в своей силовой части звена постоянного тока и массогабаритного дорогостоящего электролитического конденсатора большой ёмкости и позволяют выполнять преобразование энергии за один такт.

Применение в непосредственных преобразователях частоты *IGBT*-транзисторов привело к появлению нового класса преобразователей, получившего название матричных преобразователей частоты (МПЧ). Характерной отличительной чертой классической силовой части МПЧ, построенной на девяти ключах, является проводимость в двух направлениях и трехфазно-трехфазное соединение таким образом, что любая из фаз на входе может быть скоммутирована с любой из фаз на выходе. [1] Структурная схема подключения нагрузки к сети через МПЧ представлена на рисунке 2.

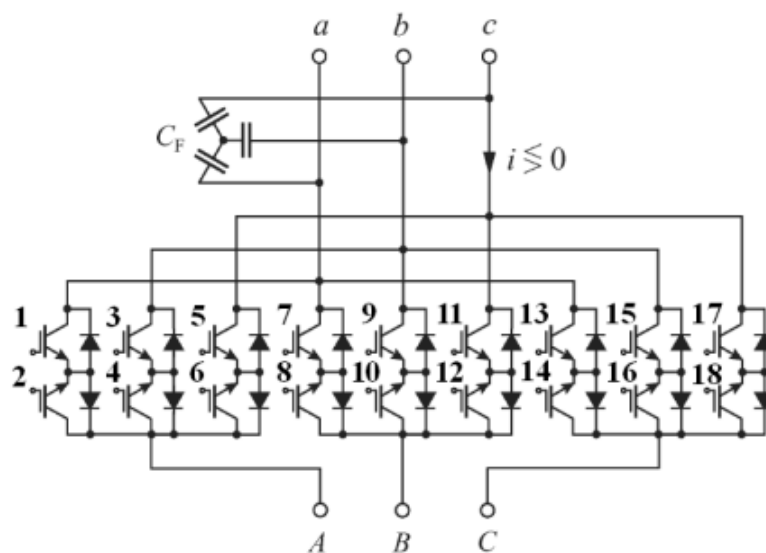


Рис. 2. Схема трехфазно-трехфазного МПЧ

Преимуществами МПЧ является возможность энергообмена между нагрузкой и источником питания в двух направлениях, хорошие энергетические показатели и легкая регулировка коэффициента мощности входного сигнала. Также с помощью МПЧ возможно реализовывать режим *BYPASS*, при котором после плавного запуска двигатель подключается напрямую к сети питания.

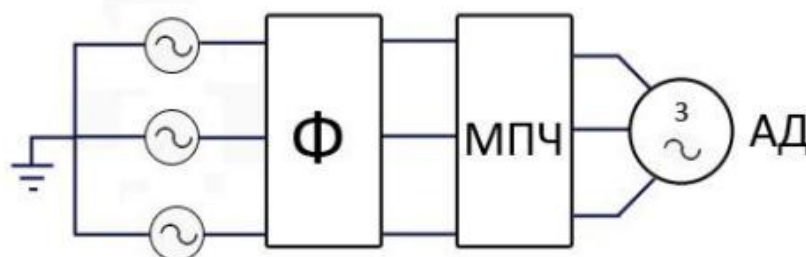


Рис. 3. Структурная схема асинхронного привода на базе МПЧ

На рис. 3 рассмотрена схема подключения асинхронного двигателя к МПЧ. Между матричным преобразователем частоты и источником питания находится входной фильтр, который исключает генерацию в сеть гармоник тока и выпол-

няет функцию защиты от перепадов напряжения. Следует отметить, что немаловажное условие для получения качественной электроэнергии составляет коэффициент несинусоидальности формы кривой напряжения, значение которого не должно превышать 10%. Высокие значения коэффициента несинусоидальности формы тока и напряжения приводят к повышению количества потерь, добавочным повышениям температуры перегрева составляющих электрических машин, а также к уменьшению значения КПД электромеханических систем.

Учитывая большое количество преимуществ МПЧ, стоит отметить, что они мало используются в промышленности. Это связано со сложностью аппаратной реализации и системой управления коммутацией ключей, а также отсутствием интегральных АС-ключей, отличием которых является способность двунаправленно проводить ток и воспрепятствовать напряжению разных полярностей в закрытом состоянии.

Силовая часть МПЧ включает в себя девять таких двунаправленных силовых ключей, которые в современном мире реализуются с помощью схем, изображенных на рис. 4. [2]

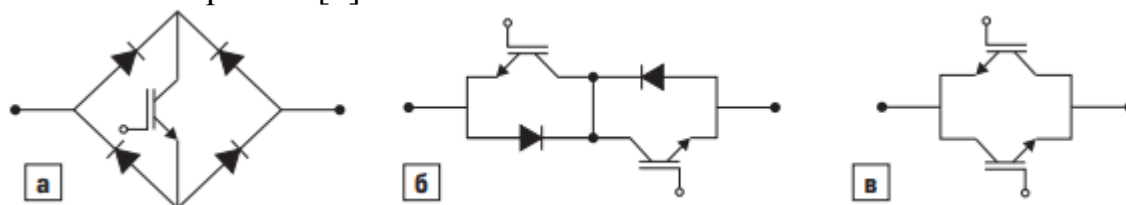


Рис. 4. Схемы построения двунаправленного силового ключа: а) диодный мост с *IGBT*-транзистором в диагонали; б) два встречно-параллельных *IGBT* с последовательными диодами; в) два встречно-параллельных *RB-IGBT* (*IGBT* с симметричной блокирующей характеристикой)

Как показано в схемах построения силовых ключей (рис. 4), в МПЧ используются *RB-IGBT* - изменённые транзисторы, способные коммутировать ток. Также их называют *IGBT* с симметричной характеристикой обратного напряжения.

При использовании обычного *IGBT* (для создания АС-ключа) обязательно устанавливают быстрый высоковольтный диод, а двунаправленность коммутатора обеспечивает антипараллельное соединение двух таких схем. (рис. 4) При такой реализации образуется большое количество дискретных составляющих, а также образуются большие потери проводимости.

В свою очередь, *RB-IGBT*- транзисторы обладают симметричной характеристикой обратного напряжения, что позволяет, как уточнялось ранее, выдерживать напряжение разных полярностей в закрытом состоянии. Для создания коммутатора переменного тока на его основе достаточно создать схему с антипараллельным подключением двух таких транзисторов.

При практическом применении *IGBT*-модуля в его состав включают антипараллельный быстрый диод, который выполняет функцию энергообмена в двух направлениях, а также функцию защиты от токов короткого замыкания и обратного напряжения. Такая реализация является технологически сложной, но с

развитием науки такая возможность появилась: компанией *Mitsubishi* на базе *LPT*-структуры были изготовлены первые прототипы транзисторов с интегрированным диодом. Они получили название *IGBT* с обратной проводимостью (или *RC-IGBT*).

В технологии *RC-IGBT* присутствуют свои сильные и слабые стороны.

Достоинства:

- высокая надежность за счет небольшого числа проводников;
- компактность модулей;
- высокая эффективность;
- простая конструкция;

Недостатки:

- увеличение потерь из-за выполнения одним кристаллом сразу двух функций;
- высокочрезмерно выполнение процесса обратного восстановления диода.

Также затруднение введения МПЧ в широкое применение определяется проблемами управления. Невозможность протекания статических токов в интервалах между периодами проводимостей – одна из проблем. В АИН и АИТ сложности такого рода решаются с помощью звена постоянного тока и обратных *IGBT*-диодов.

По этой причине зарубежные исследователи [4] предлагают непрямоугольную топологию – двухзвенную, состоящую из трехфазного управляемого выпрямителя и классического инвертора напряжения без электролитического конденсатора. В этом случае удастся существенным образом облегчить управление силовыми ключами, используя идеологию широтно-импульсного управления и понятие обобщенного вектора управления как для звена инвертора, так и звена выпрямителя.

Однако, в структурную схему на базе МПЧ между источником питания и самим преобразователем необходимо включить промежуточное звено – входной фильтр. (рис. 3) Он выполняет функцию сглаживания перепадов входного напряжения после каждого ШИМ-цикла, а также блокирует появление негармонических токов в сети. В противном случае будет нарушена работа всей системы. [2]

Основные схемы реактивных фильтров, используемых в матричных преобразователях, показаны на рис. 5.

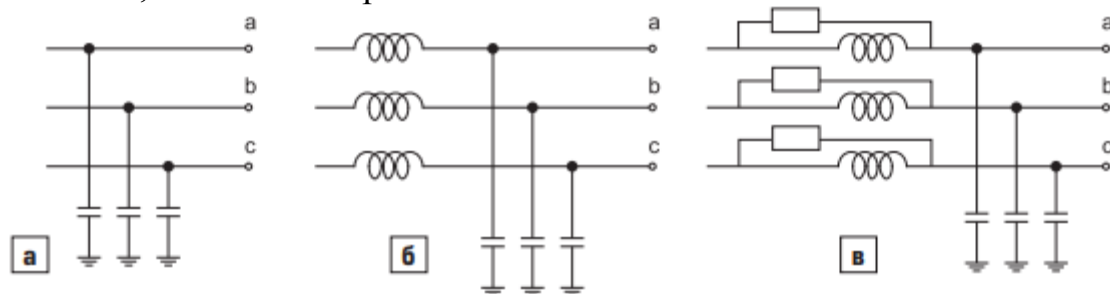


Рис. 5. Основные схемы входных фильтров МПЧ: а) конденсаторы по схеме «треугольник»; б) *LC*-фильтр второго порядка; в) *LC*-фильтр с параллельными демпфирующими резисторами

В большинстве случаев перед фильтрами стоят такие задачи:

- смещение фазового угла между соответствующими синусоидами входного напряжения фильтра и тока;
- подавление коммутационных шумов;
- поддержка работоспособности всей системы;
- высокая стабильность параметров;
- минимальные потери.

Первая задача объясняется присутствием в структуре реактивных элементов, в следствие чего уменьшают значение емкости, чтобы получить высокий коэффициент входной мощности.

Вторая задача основана на нормах, которые задаются уровнем ЭМП (электромагнитных помех), а именно на том, что реактивный фильтр должен подавлять гармонические искажения до заданных значений.

Причем имеющиеся ограничения существенно проявляются на самой схеме и конструкции фильтра. В первую очередь, изменение выходного импеданса, который зависит от емкости, может привести к неправильному выбору параметров, что в дальнейшем не исключает возможность нестабильной работы МПЧ. Для осуществления второй задачи, о которой говорилось ранее, в структуре фильтра необходимо использовать большую индуктивность, что влечет за собой увеличение качественных параметров устройства.

Таким образом, использование матричных преобразователей может иметь много достоинств не только в электроснабжении автономных объектов, но и в электроприводе. Важнейшим достоинством МПЧ выступает возможность формирования синусоидального входного тока и выходного напряжения. Тем не менее, несмотря на многообразие существующих подходов к построению матричных преобразователей все еще существуют проблемы в промышленном их производстве. В первую очередь предъявляются высокие требования к управлению силовыми ключами и большой вычислительной способности микропроцессорной системы.

Литература

1. Дарьенков, А. Б. Имитационная модель электропривода на базе матричного преобразователя частоты / А. Б. Дарьенков, И. В. Воротынцев, И. А. Варыгин // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – 2014. – № 5(107). – С. 59-64. – EDN TOEYIP.
2. Карташев, Е. Базовые принципы проектирования матричных конверторов / Е. Карташев, А. Колпаков // Силовая электроника. – 2009. – № 23. – С. 59-65. – EDN MVRVXP.
3. Сапсалева, А. В. Система электроснабжения автономных транспортных объектов / А. В. Сапсалева, С. А. Харитонов, Е. И. Алгазин // Омский научный вестник. – 2013. – № 2(120). – С. 249-253. – EDN RNEIMZ.
4. Johann W. Kolar, Frank Schafmeister, Simon D. Round and Hans Ertl. Novel Three-Phase AC-AC Sparse Matrix Converters // IEEE Transactions on power electronics, vol. 22, No. 5, September 2007. – pp.1649-1661

ВЛИЯНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОГО КОМАНДНО- АДМИНИСТРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕ- СКИМ КОМПЛЕКСОМ КИТАЯ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ПЕРЕХОДА К НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКЕ

1. ВВЕДЕНИЕ

С начала 21-го века Китай последовательно проводит политику в области развития низкоуглеродной энергетики, так правительство приняло Закон Китая о минеральных ресурсах, Закон Китая о возобновляемых источниках энергии и План действий по чистому и эффективному использованию угля, обеспечивая стабильную институциональную основу для продвижения командно-административной энергетической политики. Национальная комиссия по развитию и реформам Китая и Национальное управление энергетики Китая начали работу по плану реализации по преобразованию и модернизации угольных энергоблоков Китая. Но в настоящее время на Китай по-прежнему приходится 40% выбросов углекислого газа [1].

В Китайской Народной Республике политическая власть и авторитет сосредоточены в Коммунистической партии Китая (КПК), которая делегируется правительству и Всекитайскому собранию народных представителей. Структурно государственная власть распределена по трем основным уровням правительства: центральный, провинциальный или муниципальный. В связи с такой древовидной структурой и выработкой пятилетних планов со строгим контролем со стороны центрального правительства чиновники муниципального уровня демонстрируют плохую координацию и подменяют реальные достижения формальным отражением планируемых показателей.

Несмотря на проводимые экономические реформы по приватизации предприятий и либерализации рынков, государство по-прежнему владеет большей частью электроэнергетических объектов, устанавливает и контролирует некоторые цены на энергоносители, а также формулирует ключевые инициативы энергетической политики в пятилетних экономических планах.

Для развития низкоуглеродной экономики центральное правительство Китая регулярно ставит все более амбициозные цели по энергосбережению и сокращению выбросов углерода, а местные власти стремятся поддерживать традиционное для китайской инфраструктуры доминирование угля в структуре первичной энергии для поддержания низких тарифов на энергию для энергоемких отраслей промышленности и населения, тем самым влияя на интенсивность перехода к низкоуглеродной экономике.

Целью исследования является исследование того, как государственное командно-административное управление электроэнергетическим комплексом Китая влияет на формирование и масштабирование энергетических и углеродных рынков в контексте принятия концепции устойчивого развития.

2. ПОЛОЖИТЕЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ

За последние 15 лет Китай добился больших успехов в сдерживании роста выбросов CO². Благодаря политике субсидирования и гарантированного потребления электроэнергии из возобновляемых источников, а также принятия Закона Китайской Народной Республики об энергосбережении и реализации Стратегического плана действий по развитию энергетики на 2014–2020 годы, совокупная установленная мощность объектов ветряной и фотоэлектрической энергетики достигла первого места в мире и позволила сокращать выбросы углерода на единицу ВВП с каждым годом. В частности, выбросы углерода в Китае на единицу ВВП в 2020 году были зафиксированы на уровне 0,653 кг/доллар США, что составляет лишь около четверти уровня 2005 года [3].

В целях демонстрации приверженности правительства Китая политике нулевых выбросов было принято решение закрытия малых генерирующих угольных установок, а также широкомасштабная технологическая модернизация крупных угольных энергоблоков большой мощности. Одновременно с этим проводилась реструктуризация электроэнергетической отрасли в сторону возобновляемой энергетики. Старые ветряные электростанции со сроком эксплуатации более 15–20 лет были либо демонтированы, либо перестроены с увеличением мощности и коэффициента использования.

До 2018 года в качестве государственной поддержки инвестиционных проектов строительства ветрогенерирующих парков энергетические предприятия получили гарантированные долгосрочные договора купли-продажи всей произведенной электроэнергии по специальному тарифу, который был выше, чем для электростанций, потребляющих другие первичные ресурсы [2].

Центральные и местные органы власти регулярно вмешиваются в работу рынков с целью воздействия на промышленность и города с высоким уровнем выбросов углерода, принуждая к внедрению низкоуглеродных технологий с их одновременным государственным финансированием, а также стимулирование участия в рынке торговли выбросами углерода. Для поддержки местных экономических интересов местные органы власти принимают активное и регулярное участие в различных энергетических рынках. Среди конечных потребителей энергии энергоемкие отрасли тяжелой промышленности, такие как сталелитейная, цветная металлургия, химическая и цементная промышленность, традиционно пользовались льготным режимом в виде низких тарифов. Энергоемкость снизилась, установленная мощность ветровой и солнечной энергии резко возросла, а доля ископаемого топлива начала постепенно снижаться – такой успех был достигнут за счет использования инструментов административной политики, заключающейся в установлении целей и соответствующих обязательств, а также широкой финансовой поддержки во многих формах для продвижения инвестиций и технологического прогресса в энергетической промышленности страны.

3. ОТРИЦАТЕЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ

Но несмотря на значительное первоначальное сокращение выбросов углерода, правительство Китая в ближайшие несколько лет по-прежнему будет

поддерживать структуру энергетики с преобладанием угля, так как для «зеленой» трансформации энергетической отрасли необходимо инвестировать еще больший капитал, включая расходы на разворачивание социальной политики поддержки населения и экономического развития промышленных предприятий.

Начиная с 1 января 2021, вся выработанная электроэнергия на объектах возобновляемой энергетики продается по базовым тарифам угольных электростанций, которые устанавливаются провинциальными правительствами, или по рыночным ценам, в случае допуска энергетических компаний на спотовые рынки [2].

Низкоуглеродное развитие Китая – крупнейшей развивающейся страны в процессе широкомасштабной индустриализации и урбанизации, – невозможно без сокращения выбросов промышленных предприятий с высоким энергопотреблением. Принудительные национальные законы в области контроля потребления энергии энергопотребляющими предприятиями через механизм переноса цен на электроэнергию привели не к запланированной модернизации производства, а к закрытию части химической промышленности, транспорта и автомобилестроения из-за регулярного ограничения электроснабжения и административных распоряжений по приостановлению деятельности. Что повлекло за собой множество социальных проблем по трудоустройству и субсидированию граждан стран [4].

Местные органы власти также имеют значительное влияние на электроэнергетический комплекс в пределах своих полномочий. Недавние примеры по несогласованным тарифам на передачу и распределение электроэнергии, препятствия межрегиональной торговле электроэнергией, искусственное сокращение часов выработки электроэнергии со стороны возобновляемых источников энергии в связи с поддержкой загрузки тепловых электростанций за тот же период, а также всплеск строительства угольных электростанций в период с 2013 по 2016 год – все это подтверждает возможности местных властей влиять на политику центрального правительства по продвижению возобновляемых источников энергии.

Преференциальный режим энергетических госпредприятий приводит к высоким барьерам для входа на рынок новых игроков в большей части электроэнергетического комплекса. Кроме того, и центральное правительство продолжает прямо вмешиваться в энергетику для решения других проблем промышленной или социальной политики таких как, занятость населения, безопасность энергоснабжения, доступ к энергии и установление цен на энергию.

ВЫВОДЫ

В настоящее время средства реализации низкоуглеродной политики полагаются только на административное управление, и по-прежнему отсутствуют соответствующие меры в области рыночных механизмов регулирования энергопотребления. Интенсивность рыночных реформ энергетического сектора Китая напрямую зависит от возможности центрального и местного правительства отстраниться в достаточной степени от работы на этих рынках. Необходимо увеличение стимулов модернизации заводов в целях эффективного использования

энергии, а также принятия на себя обязательств по приобретению экологически чистой электроэнергии, позиционирования экономики Китая как экономики с нулевым выбросом углерода.

Необходимо сосредоточиться на продвижении технологий энергосбережения и замкнутого цикла, ориентации потребительского спроса на использование новых источников энергии и охрану окружающей среды всех сферах жизни. Дальнейшее наращивание доли чистых технологий в энергетическом балансе будет возможно только при значительных капиталовложениях, окупаемость которых напрямую связана с экологически чистыми способами производства в тяжелой промышленности и транспорте, а также зеленой революции жизни и энергосберегающего потребления со стороны граждан.

Государственными органам власти необходимо объединиться с частными предприятиями и населением в борьбе с изменением климата, сформировать инвестиционные фонды для привлечения капитала в экологически чистое и низкоуглеродное развитие. Для повышения конкурентоспособности экспортной продукции Китая рекомендуется усовершенствовать национальный рыночный механизм торговли выбросами углерода в соответствии с международными стандартами, использовать информационные технологии для построения новой энергетической инфраструктуры.

ЛИТЕРАТУРА

1. Карта выбросов углекислого газа по всему миру. Режим доступа: <https://www.visualcapitalist.com/cp/mapped-carbon-dioxide-emissions-around-the-world/> (дата обращения: 16.02.2022)
2. Абрамова А.Ю. Государственные меры поддержки возобновляемой энергетики в Китае // *Окружающая среда и энергетика*. 2020. №4. С. 6-14. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/gosudarstvennye-mery-podderzhki-vozobnovlyаемой-energetiki-v-kitae> (дата обращения: 06.08.2022)
3. Jiawei Pan, Xiaofang Chen, Xiaona Luo, Xiaoshan Zeng, Zhihui Liu, Weixiao Lai, Yue Xu, Chuangxin Lu Analysis of the impact of China's energy industry on social development from the perspective of low-carbon policy // *Energy Reports*. Volume 8. Supplement 7. 2022. P. 14-27. DOI: 10.1016/j.egyр.2022.05.052.
4. Li Yali, Gao Kangli The impact of green urbanization on carbon emissions: The case of new urbanization in China // *Frontiers in Environmental Science*. Vol. 10. 2022. DOI: 10.3389/fenvs.2022.1070652
5. J. Yuan, P.Li, Y. Wang, Q. Liu, X. Shen, K. Zhang, L. Dong Coal power overcapacity and investment bubble in China during 2015-2020 // *Energ. Pol.*, 97 (2016), pp. 136-144

*Ван Лянчжэ аспирант, рук. Лозенко В.К., д.т.н., проф.
(ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»)*

ВЛИЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА НА ДОСТУПНОСТЬ ЭНЕРГИИ ДЛЯ БЕДНЫХ ДОМОХОЗЯЙСТВ В КОНТЕКСТЕ УСТОЙ- ЧИВОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ КИТАЯ

1. ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии в Китае быстро растет на протяжении десятилетий, и чтобы обеспечить энергетическую эффективность экономического роста и энергетическую безопасность страны, правительство Китая интенсивно проводит реформирование и реструктуризацию электроэнергетического комплекса. Приверженность высшего руководства страны углеродной нейтральности требует серьезной перестройки ресурсного обеспечения электроэнергетического

комплекса. Энергетический переход с традиционного и достаточного хорошо изученного, как следствие, хорошо прогнозируемого, сектора традиционной энергетики, работающего на ископаемом топливе, на возобновляемые источники энергии сопряжен с высокой неопределенностью в определении справедливого механизма ценообразования на электроэнергию, вырабатываемую из различных первичных энергоносителей.

Несбалансированное развитие энергетики приводит к несправедливому распределению ресурсов. Основной чертой бедного населения является отсутствие доступа к электричеству и к современным энергетическим услугам, а также отсутствие возможности потребления чистой электроэнергии. Все это не способствует устойчивому развитию страны и электроэнергетики, в частности.

Энергетическая бедность связана, в первую очередь, с нехваткой доходов у бедных домохозяйств для приобретения даже минимального количества электроэнергии, необходимой для обеспечения базовых человеческих потребностей в приготовлении пищи и отопления своего жилища. Потреблении энергии биомассы сопровождается вредным влиянием не только на окружающую среду, но и здоровье населения.

Целью настоящей статьи является исследования влияния энергетического перехода в контексте устойчивого развития электроэнергетического комплекса Китая на физической и ценовой доступности электроэнергии для сельских домохозяйств, чтобы в последствии стало возможным заменить весь объем потребляемой энергии биомассы на электропотребление при увеличении доли возобновляемых источников энергии в балансе первичных энергоресурсов страны.

2. ОТРАЖЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОБЕДНОСТИ ПРИ РЕФОРМИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА КИТАЯ

Принятие на себя обязательств в рамках Парижского соглашения по климату (2015 г.) [3] и Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года (2015 г.) [4] требует от китайского правительства осуществить не просто энергетический переход к экологически чистой электроэнергии и трансформации рынков электроэнергии на базе высокотехнологичной информационной платформы, а достигнуть при этом и других целей устойчивого развития, например таких как «Хорошее здоровье и благополучие» (ЦУР №3), «Доступная и чистая энергия» (ЦУР №7) и «Влияние на климат» (ЦУР №13).

При реализации как тринадцатого, так и четырнадцатого пятилетних планов, руководство Китая сталкивается с достаточно сильным неравенством не только в доходах населения, но и энергетической доступности в разных провинциях. В некоторых сельских районах центральных и западных регионов Китая по-прежнему проживает большое количество людей, которые в основном используют традиционную энергию биомассы и уголь для приготовления пищи и не имеют возможности получать высококачественную чистую энергию. Широко известно, что загрязнение воздуха от сжигания твердого топлива оказывает негативное влияние на здоровье людей, а отсутствие электроэнергии не позволяет подключить домохозяйства в процесс цифровизации экономики.

Первым элементом реформы электроэнергетического комплекса Китая стало дробление государственных монополий в электроэнергетике в целях обеспечение участия большего числа участников рынка для последующей организации конкуренции на рынке электроэнергии и повышения энергетической и экономической эффективности системы энергоснабжения конечных потребителей. Но в условиях централизованного планирования сложно достичь рыночного механизма [1].

Рыночным и институциональным реформам энергетического перехода сопутствует цифровизация экономики с внедрением информационных технологий нового технологического уклада. Правительство всячески содействует развитию Интернета во всех отраслях экономики и на всей территории страны, что образует основу для технического прогресса провинций [2].

К сожалению, в последнее время китайская энергетическая политика в основном сосредоточена на промышленном секторе, а не на жилом секторе. Так, например, в тринадцатом пятилетнем плане развития энергетики Китая отражена цель улучшить энергетическую инфраструктуру жилых домов в части отопления за счет скоординированной замены энергии биотоплива на электроэнергию посредством модернизации электросетей, но ничего не говорится о цифровизации процессов энергоснабжения и поддержания достаточного уровня обогрева жилых помещений, т.е. о модернизации информационной инфраструктуры.

Также стоит отметить, что энергетическая политика Китая в части реструктуризации электроэнергетических рынков характеризуется ориентацией на предложение со стороны энергетической компании и фактически не поощряет развитие просьюмерских моделей поведения потребителей, всячески ограничивая участие микрогенерации и широкой общественности. Большинство китайских нормативных актов в области энергетики носят командно-контрольный характер, а не диктуются рынком. С одной стороны, это предупреждает резкое повышение цен на электроэнергию для населения, а с другой ограничивает рыночные возможности по управлению спросом. Также и разделение монополии в электроэнергетическом комплексе на несколько слабо конкурирующих генерирующих компаний и две электросетевых компаний (остающихся в собственности государства) никак не коснулось жилого сектора, домохозяйства не свободны в выборе поставщиков электроэнергии и не могут реализовать свое стремление к потреблению чистой электроэнергии. А энергетическая политика по сокращению разрыва между электропотреблением городским и сельским домохозяйств на практике вылилась в предоставлении бытовой техники сельскому населению, при этом выгодоприобретателями стали именно производители бытовой техники, получившие государственные субсидии, а само население, не имевшее до установки оборудования средств на оплату электроэнергии фактически ничего не получило от новых технологических возможностей.

3. МЕРЫ ПО СТРУКТУРНОМУ ИЗМЕНЕНИЮ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ БЕДНЫМИ ДОМОХОЗЯЙСТВАМИ

В 2014 году в Китае были предложены «Целевые стратегии борьбы с бедностью» [5], включающие в себя и национальную стратегию развития чистой и низкоуглеродной энергетики Китая, которая практически важна для достижения глобальных Целей устойчивого развития. В первую очередь, это амбициозная программа, предложенная правительством Китая, чтобы вывести бедные районы из бедности, посредством электрификации сельских районов фотоэлектрическими системами генерации. Фотоэлектрическая промышленность Китая быстро развивалась за последние два десятилетия, что привело к ее статусу основного производителя фотоэлектрических систем в мире, за счет постоянного совершенствования фотоэлектрических технологий в ответ на изменение климата и снижения затрат на их строительство.

Энергетический переход требует структурных изменений в конечном потреблении энергии сельскими домохозяйствами. В контексте устойчивого развития сельскому населению необходимо повысить доступность чистой энергии. Первоначальное строительство энергетической инфраструктуры возобновляемой энергетики возможно только по схемам субсидирования, так как домохозяйства с низким доходом могут выбрать бесплатное или дешевое твердое топливо, а не чистую энергию. Жители не могут позволить себе передовые технологии распределенной энергии и Интернет-технологии.

При переходе к новому технологическому укладу энергетические услуги имеют решающее значение для обеспечения современного образа жизни сотен миллионов сельских жителей Китая. Малообеспеченная семья не может позволить себе полноценное использование Интернета, увеличивая дисбаланс в социально-экономическом развитии между городскими и сельскими районами. Цифровой разрыв связан с социальным неравенством и признан серьезной проблемой в современном обществе.

В дальнейшем, чтобы перевести сельские регионы на самообеспечение, государственным органам власти рекомендуется продумать социальную политику по расширению занятости населения. Для этого необходимо перейти на более устойчивую модель в плане индустриализации сельского хозяйства, где в центре внимания будет механизация сельского хозяйства и увеличение доходов фермеров. Стимулируя занятость бедных домохозяйств, решается сразу несколько проблем, повышение доходов сельских жителей позволят им самостоятельно покрывать повышенные затраты на экологически чистую энергию (по сравнению с применяемой энергией биомассы) и со временем отказаться от государственных региональных программ финансовой поддержки энергетических потребностей.

ВЫВОДЫ

Для достижения целей в области устойчивого развития энергетики Китая энергетический переход должен предусматривать не только расширение рынка электроэнергии для предприятий электроэнергетического комплекса, но также и поощрять потребителей к изменению своего потребительского поведения,

предоставляя надлежащие финансовые и психологические стимулы к потреблению и даже производству возобновляемой энергии частными домохозяйствами. Достаточное энергоснабжение жилых помещений сельского населения должно сопровождаться и обеспечением устойчивого энергопотребления со стороны бедных домохозяйств.

Усиление общественной поддержки возобновляемой энергии возможно только в случае предоставления сельскому населению возможности извлечь выгоду из энергетического перехода. И если отдельным сельским домохозяйствам действительно невозможно покрыть расходы на электропотребление по действующим тарифам и тем более перейти на повышенные тарифы за поставку электроэнергии от возобновляемых источников энергии, то возможно стоит в государственной энергетической политике предусмотреть субсидирование общественных организаций, объединяющих несколько домохозяйств, заинтересованных в создании устойчивой энергетической системы в своей регионе, для повышения энергетической эффективности жилых помещений, сокращения потребления энергии, установки собственного оборудования для обеспечения себя чистой электроэнергией и выхода на энергетический рынок при наличии излишков электроэнергии. В конечном итоге, такие меры будут способствовать национальному энергетическому переходу в контексте устойчивого развития экономики Китая.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белоусова М.В. Структура и функции Комитета по контролю и управлению государственным имуществом Китая // Вестник Московского университета. Серия 21. Управление (государство и общество). 2019. №1. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/struktura-i-funktsii-komiteta-po-kontrolyu-i-upravleniyu-gosudarstvennym-imuschestvom-kitaya> (дата обращения: 17.06.2022).
2. Кашин В.Б., Пятачкова А.С., Смирнова В.А., Поташев Н.А. Аналитическая записка К7/06/2021 Развитие энергетики КНР в период 14-ой пятилетки // ЦКЕМИ НИУ ВШЭ. Режим доступа: https://cceis.hse.ru/data/2021/07/08/1433658257/Китайская_энергетика_14_пятилетка.pdf (дата обращения 13.03.2022)
3. Peru: Paris Accord on Climate Change Ratified. Retrieved from the Library of Congress. Режим доступа: <https://www.loc.gov/item/global-legal-monitor/2016-09-02/peru-paris-accord-on-climate-change-ratified>. (дата обращения: 17.07.2020)
4. Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development // United Nations. Режим доступа: <https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld/publication> (дата обращения: 17.07.2022)
5. Сун Шэннань Стратегия Китая по борьбе с бедностью и ее глобальное значение // Вестник ЗабГУ. 2021. №7. С. 87-93. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/strategiya-kitaya-po-borbe-s-bednostyu-i-ee-globalnoe-znachenie> (дата обращения: 28.03.2022).

СОДЕРЖАНИЕ
СЕКЦИЯ 1
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

1. *Богданов А.Д., Новикова А.А., Долецкая Л.И. НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ СУБАБОНЕНТОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ* 3
2. *Голдесов Д.Н., Вайтеленок Л.В. АНАЛИЗ РАБОТЫ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ ТОКА ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ В ДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМАХ* 6
3. *Головырин Д.А., Воинов О.А., Солопов Р.В. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА В ПРОГРАММЕ SIMINTESN* 11
4. *Дегонский С.В., Воинов О.А., Солопов Р.В. ОПЫТ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SIMINTESN* 13
5. *Зайцева А.А., Вайтеленок Л.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАНТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЕЙ* 17
6. *Захаров В.О., Арисов Л.Г., Солопов Р.В. МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ 110 КВ* 22
7. *Зингалева А.А., Богданов А.Д., Долецкая Л.И. СВЕТОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ ВЫСТАВОЧНЫХ ЗАЛОВ* 27
8. *Зуев С.О., Бобков А.А., Долецкая Л.И. ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-10 КВ* 30
9. *Иванов Д.А., Шунаев С.А. ФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ВВОДА* 35
10. *Кадолин М.В., Бельцов О.Е., Назаров А.А. К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НОРМАЛЬНОЙ И ОСНОВНЫХ РЕМОНТНЫХ СХЕМАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ* 38
11. *Кулагин А.С., Кавченков В.П. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ* 43
12. *Лобасов Д.В., Вайтеленок Л.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ* 47
13. *Макаров П.П., Вайтеленок Л.В. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПОДСТАНЦИИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ* 50
14. *Мартынов А.О., Гордиевский Д.Д. МЕРОПРИЯТИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6 – 10 кВ* 55
15. *Мудров М.А., Кавченков В.П. АНАЛИЗ ПРАКТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ*

	<i>РАСЧЕТА ТОКОВ КЗ</i>	58
16.	<i>Питерский Н.С., Шунаев С.А. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ДИСКРЕТНОГО ПРОГРАМИРОВАНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ МОЩНОСТИ И МЕСТА УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ</i>	62
17.	<i>Протасова Е.А., Вайтеленок Л.В. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ ШИХТОВКИ ЛИСТОВ МАГНИТОПРОВОДА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ COMSOL MULTIPHYSICS 3.5A</i>	67
18.	<i>Разживайкина М.С., Хуторов Д.И., Певцова Л.С. СОЗДАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ КАК ОДИН ИЗ ОСНОВНЫХ ЭТАПОВ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ</i>	70
19.	<i>Рыжкин Д.А., Вайтеленок Л.В. УЧЕБНАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ДЕМОНСТРАЦИИ СЕЛЕКТИВНОСТИ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ</i>	75
20.	<i>Самульченков А.С., Солопов Р.В. РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЯ</i>	78
21.	<i>Соколов И.Н., Корний В.Г., Солопов Р.В. МЕТОДЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ДАННЫМ ВИБРОДИАГНОСТИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ</i>	82
22.	<i>Степанов А.Ю., Арисов С.Г., Солопов Р.В. АЛГОРИТМ НАИБОЛЕЕ ВЫГОДНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ВКЛЮЧЕННЫМИ ЭНЕРГОБЛОКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ</i>	86
23.	<i>Тарасов Д.Ю., Солопов Р.В. СИНТЕЗ ОПТИМАЛЬНОГО ЗАКОНА УПРАВЛЕНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ В ПУСКОВЫХ РЕЖИМАХ</i>	91
24.	<i>Тарасов Д.Ю., Солопов Р.П. СИСТЕМА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПЕРАТИВНЫХ МЕТОДОВ</i>	95
25.	<i>Трифоненков А.А., Вайтеленок Л.В. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ЦИФРОВОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ</i>	100
26.	<i>Шанкеев В.И., Зингалева А.А., Долецкая Л.И. ДОПУСТИМЫЙ ВКЛАД ПОТРЕБИТЕЛЯ В ИСКАЖЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</i>	103
27.	<i>Шубин Н.Ю., Гавриленков И.С., Певцова Л.С. СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ – ОДНА ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЦИФРОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ</i>	107

СЕКЦИЯ 2

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

1.	<i>Азарченко К.П., Новикова Е.Г., Кабанова И.А. РАСЧЁТ ЭКСЕРГИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ</i>	112
----	--	-----

2.	<i>Бажанов А.В., Галковский В.А. АНАЛИЗ РАБОТЫ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ</i>	115
3.	<i>Бусалов В.О., Новиков Г.Ю. ТЕНДЕНЦИИ МЕТОДОЛОГИИ ГАЗОВОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ДЫМОВЫХ ВЫБРОСОВ ТЕПЛОВЫХ СТАНЦИЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ</i>	118
4.	<i>Воловичев И.П., Любова Т.С. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ</i>	122
5.	<i>Гавриленков Г.В., Николаенков С.А., Рожков В.В. СПОСОБЫ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНЫМ ВЫПРЯМИТЕЛЕМ В РЕЖИМЕ РЕКУПЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ В СЕТЬ</i>	125
6.	<i>Германов М.А., Кондудин Е.А., Кабанова И.А. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА КИСЛОРОДА</i>	130
7.	<i>Гришин А.Ю., Петров М.А., Киселева А.И. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СИСТЕМЫ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ГОРОДА</i>	134
8.	<i>Журавлев А.О., Колесов Н.А., Киселева А.И. ЗАВИСИМОСТЬ ТЕПЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗДАНИЯ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ</i>	137
9.	<i>Зинченко К.А., Чернышев В.А. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПРОМЕЖУТКОВ БУМАЖНО-МАСЛЯННЫХ КОНДЕНСАТОРОВ</i>	139
10.	<i>Казаров И.А., Кудряшов А.С., Ларькина Т.С. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ И АЛГОРИТМА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА НАСОСНОЙ СТАНЦИИ</i>	144
11.	<i>Климин М.А., Фокин А.М. СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА</i>	147
12.	<i>Колесов Н.А., Журавлев А.О., Киселева А.И. СОВРЕМЕННОЕ ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. ГРАФО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСЧЕТА</i>	151
13.	<i>Кондудин Е.А., Германов М.А., Кабанова И.А. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ СИСТЕМЫ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ</i>	154
14.	<i>Крюков Е.Д., Галковский В.А. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ПЕРЕХОДА К ИНДИВИДУАЛЬНЫМ ТЕПЛОВЫМ ПУНКТАМ</i>	157
15.	<i>Кузнецов С.А., Кабанова И.А. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТЕ ПРОТИВОДЫМНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ</i>	160
16.	<i>Куликов А.Е., Лазуков С.А., Кабанова И.А. ПРИМЕНЕНИЕ КОНДЕНСАЦИОННЫХ КОТЛОВ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ</i>	164
17.	<i>Лазуков С.А., Куликов А.Е., Кабанова И.А. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА СУХОГО ЛЬДА</i>	167
18.	<i>Макаренков Д.А., Новиков Г.Ю. СИСТЕМА ГОРЯЧЕГО И ХОЛОДНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТА ЖКХ</i>	170
19.	<i>Масловский П.С., Астахов С.П. ОБЗОР СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ</i>	174
20.	<i>Мудрякова А.И., Кабанова И.А. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ СИСТЕ-</i>	

	<i>МА ОТОПЛЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ</i>	177
21.	<i>Николаенков С.А., Гавриленков Г.В., Рожков В.В. ВАРИАНТЫ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНЫМ ФИЛЬТРОМ ГАРМОНИК</i>	181
22.	<i>Новикова Е.Г., Азарченко К.П., Галковский В.А. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ВОДОПОДГОТОВКИ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И БЫТОВОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ</i>	184
23.	<i>Патютин А.В., Курилин С.П. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ</i>	188
24.	<i>Петров М.А., Гришин А.Ю., Хобакова Д.А., Киселева А.И. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ</i>	192
25.	<i>Прокофьева С.Н., Галковский В.А. АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАСЧЕТА ПОВЕРХНОСТНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ</i>	195
26.	<i>Романьков Р.В., Баловнев Д.И. МЕТОД РАСЧЁТА ПАРАМЕТРОВ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ В ПРОГРАММЕ FEMM</i>	200
27.	<i>Романьков Р.В., Баловнев Д.И. РЕАЛИЗАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПУСКА И ПОСЛЕДУЮЩЕГО РЕВЕРСА АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ В СРЕДЕ MARLE</i>	204
28.	<i>Савельева Н.Р., Любова Т.С. ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ</i>	209
29.	<i>Семенкова Е.А., Кабанова И.А. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ В ЖИЛЫХ ДОМАХ МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРИТОЧНО-ВЫТЯЖНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ</i>	212
30.	<i>Сенина А.В., Кабанова И.А. ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ГЕЛИОЭНЕРГЕТИКИ В СИСТЕМАХ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ</i>	216
31.	<i>Трофименко С.Р., Рожков В.В. АНАЛИЗ ВАРИАНТА СЕРВОПРИВОДА ОПОРНО-ПОВОРОТНОГО УСТРОЙСТВА НА ОСНОВЕ АСИНХРОННОГО ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА</i>	219
32.	<i>Федотов В.В., Рожков В.В. РЕШЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ ЗАМКНУТОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПРИВОДА СРЕДСТВАМИ КОМПЬЮТЕРНОЙ МАТЕМАТИКИ</i>	224
33.	<i>Федотов В.В., Рожков В.В. ФОРМИРОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА С РЕГУЛИРОВАНИЕМ УГЛА ПОЛОЖЕНИЯ РОТОРА ДВИГАТЕЛЯ БЕЗ УЧЕТА ОГРАНИЧЕНИЙ РЕГУЛЯТОРОВ</i>	228
34.	<i>Фирсов П.А., Савельев С.И., Зинченко К.А., Чернышев В.А. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ МЕТОДОМ ИЗМЕРЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ТОКОВ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ АБСОРБЦИИ</i>	233
35.	<i>Фролов Б.В., Астахов С.П. ОРГАНИЧЕСКИЕ СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ</i>	239
36.	<i>Фролов В.С., Чернов В.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕФЕКТА В РОТОРЕ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ЕГО РАБОТЕ В НОМИНАЛЬНОМ РЕЖИМЕ</i>	

	<i>ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ВОЗМОЖНЫХ СПОСОБОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ</i>	242
37.	<i>Хорошко А.Н., Максимкин В.Л. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЭКСЦЕНТРИСИТЕТА РОТОРА НА СРОК СЛУЖБЫ ПОДШИПНИКОВ</i>	246
38.	<i>Шамплетов Р.Н., Кабанова И.А. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПГУ С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА</i>	249
39.	<i>Шаров И.Г., Новиков Г.Ю. ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ</i>	254
40.	<i>Шулакова Д.А., Ларькина Т.С. ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДА С ЛИНЕЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ</i>	257
41.	<i>Шулакова Д.А., Кисляков М.А. СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К РЕАЛИЗАЦИИ МАТРИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЧАСТОТЫ</i>	260
42.	<i>Ван Лянчжэ, Лозенко В.К. ВЛИЯНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОГО КОМАНДНО-АДМИНИСТРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ КИТАЯ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ПЕРЕХОДА К НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКЕ</i>	265
43.	<i>Ван Лянчжэ, Лозенко В.К. ВЛИЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА НА ДОСТУПНОСТЬ ЭНЕРГИИ ДЛЯ БЕДНЫХ ДОМОХОЗЯЙСТВ В КОНТЕКСТЕ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ КИТАЯ</i>	268

Научное издание

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ЭНЕРГЕТИКА И ЭКОНОМИКА
(электроэнергетика, электротехника и теплоэнергетика)
Сб. трудов XX Межд. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов
Сборник трудов в 3-х томах
Том 1

Подписано в печать 27.04.2023 г.
Формат 60x84¹/₁₆ . Тираж 100 экз. Печ. л. 16,88.

Издательство «Универсум»
Отпечатано в издательском секторе филиала МЭИ в г. Смоленске
214013 г. Смоленск, Энергетический проезд, 1

ISBN 978-5-91412-499-8

