

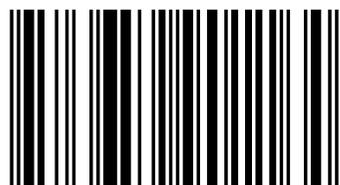


В монографии изложены методы исследования технических потерь в распределительных сетях с помощью автоматизированных систем мониторинга и энергоэффективности промышленных предприятий, принципы построения информационно – аналитической системы для исследования возможности экономии электроэнергии в энергохозяйстве предприятия. Разработанная информационно – аналитическая система может быть реализована как инструмент внутреннего и внешнего энергоаудита, энергетической экспертизы, а также как элемент автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета энергии.

Муроджон Каххаров
Мактуба Рахматова

Информационно – аналитические системы в качестве элемента АИИСКУЭ

Каххаров М.М. в 2003 году получил степень бакалавра. В 2005 году получил степень магистра по направлению электроснабжения в Бухарском институте пищевой и легкой промышленности. На данный момент занимается научно – исследовательской деятельностью по направлению энергосбережение. Является автором двух монографий и более двадцать научных статей.



978-3-659-90116-4

**Муроджон Каххаров
Мактуба Рахматова**

**Информационно – аналитические системы в качестве
элемента АИИСКУЭ**

**Муроджон Каххаров
Мактуба Рахматова**

**Информационно – аналитические
системы в качестве элемента
АИИСКУЭ**

LAP LAMBERT Academic Publishing

Impressum / Выходные данные

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek: Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Alle in diesem Buch genannten Marken und Produktnamen unterliegen warenzeichen-, marken- oder patentrechtlichem Schutz bzw. sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen der jeweiligen Inhaber. Die Wiedergabe von Marken, Produktnamen, Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen u.s.w. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutzgesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Библиографическая информация, изданная Немецкой Национальной Библиотекой. Немецкая Национальная Библиотека включает данную публикацию в Немецкий Книжный Каталог; с подробными библиографическими данными можно ознакомиться в Интернете по адресу <http://dnb.d-nb.de>.

Любые названия марок и брендов, упомянутые в этой книге, принадлежат торговой марке, бренду или запатентованы и являются брендами соответствующих правообладателей. Использование названий брендов, названий товаров, торговых марок, описаний товаров, общих имён, и т.д. даже без точного упоминания в этой работе не является основанием того, что данные названия можно считать незарегистрированными под каким-либо брендом и не защищены законом о брендах и их можно использовать всем без ограничений.

Coverbild / Изображение на обложке предоставлено: www.ingimage.com

Verlag / Издатель:

LAP LAMBERT Academic Publishing

ist ein Imprint der / является торговой маркой

OmniScriptum GmbH & Co. KG

Bahnhofstraße 28, 66111 Saarbrücken, Deutschland / Германия

Email / электронная почта: info@omniscryptum.com

Herstellung: siehe letzte Seite /

Напечатано: см. последнюю страницу

ISBN: 978-3-659-90116-4

Copyright / АВТОРСКОЕ ПРАВО © 2016 OmniScriptum GmbH & Co. KG

Alle Rechte vorbehalten. / Все права защищены. Saarbrücken 2016

КАХХАРОВ М. М., РАХМАТОВА М. У.

**ИНФОРМАЦИОННО – АНАЛИТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ В
КАЧЕСТВЕ ЭЛЕМЕНТА АИИСКУЭ**

Рецензенты:

к. ф.-м. н. Хафизов И.И., доцент кафедры
«Электротехника» Бухарского инженерно
технологического института

к.т.н. Рахматов Д.А., главный энергетик
Бухарского ОАО «Нефтегазстройремонт»

В монографии изложены методы исследования технических потерь в распределительных сетях с помощью автоматизированных систем мониторинга и энергоэффективности промышленных предприятий, принципы построения информационно – аналитической системы для исследования возможности экономии электроэнергии в энергохозяйстве предприятия. Разработанная информационно – аналитическая система может быть реализована как инструмент внутреннего и внешнего энергоаудита, энергетической экспертизы, а также как элемент автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета энергии.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
ГЛАВА 1. ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6, 10 кВ	
1.1 Экономические и технические предпосылки создания информационно – аналитических систем технологическим потерям распределительных сетей и по энергоэффективности.....	
1.2 Обоснование структуры и принцип формирования системы мониторинга технических потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ.....	
1.3 Методы исследования возможности экономии электроэнергии в промышленности.....	
1.4. Информационная составляющая автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета электроэнергии	
1.5. Методы оценки технико–экономической эффективности энергосберегающих мероприятий	
ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБОБЩЕННОЙ СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО СЕТИ	
2.1. Обоснование структуры математической модели распределительной сети для расчета технических потерь.....	
2.2. Математическое описание энергетического баланса распределительной сети.....	
2.3. Алгоритмы расчета технических потерь энергии отдельного фидера распределительной сети.....	
ГЛАВА 3. ИНФОРМАЦИОННО – АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ	

3.1. Существующие аналогичные системы мониторинга потерь энергии в распределительных сетях.....	
3.2. Исходные данные для ввода системы мониторинга технических потерь распределительной сети.....	
3.3. Перспективы развитие информационно-аналитической системы по энергоэффективности в распределительных сетях.....	184
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	189
ЛИТЕРАТУРА.....	

ВВЕДЕНИЕ

Развитие электроэнергетики идет по пути усовершенствования технических средств, моделей и алгоритмов управления режимами электроэнергетической системы (ЭСС) и ее объектов, а также мониторинга их состояния. Информационная обеспеченность является важным и необходимым условием повышения эффективности функционирования электроэнергетики, нижними звеньями которой являются распределительные сети 10, 6 кВ. Модернизация электроэнергетической системы способствует выполнению задач энергосбережения, созданию оптимальных схем передачи и распределения электрической энергии, разгрузке линий электропередач и улучшению режимов работы оборудования станций [1,2].

Эффективное управление объектами электроэнергетики на базе современных информационных технологий требует изучения и обработки информации об условиях их функционирования. Создание информационно – аналитической системы по вопросам эффективности использования электроэнергии позволяет получить научно – обоснованное решение для повышения эффективности управления [3,4].

Одним из необходимых условий модернизации электроэнергетической системой является эффективное управление электроэнергетической системы на базе современных информационных технологий. Создается современная информационная инфраструктура учета электроэнергии в энергосистеме. Предприятия электрических сетей это объясняют увеличением сверхнормативных потерь, обусловленных износом силового электрооборудования и добавлением новых ветвей в сеть. Каждый год эти сверхнормативные потери накладываются на сумму неоплаченной электроэнергии. Это привело к финансовым спорам между энергоснабжающими организациями и вышестоящими организациями, определяющими лимит потерь электроэнергии. Наиболее эффективным

разрешением этих споров является разработка методики автоматизированного расчета технических потерь с использованием современных сверхнормативных потерь сетей и организация эффективных энергосберегающих мероприятий. Создание такой системы позволяет установить оптимальные параметры сети, позволяющие осуществлять передачу электроэнергии с максимальной эффективностью, а также оптимизировать режимы электропотребления распределительной сети [2,5].

Комплексное решение вышеперечисленных задач энергосбережения обеспечивается созданием системы мониторинга технологических потерь, исключая «человеческого фактора» при определении данных о потерях в электрических сетях. Автоматизация исследований по экономии электроэнергии на базе современных информационных технологий позволяет за короткое время существенно повысить качество результатов с уменьшением затрат на исследования [3,4,24,25,26] потерь электроэнергии в электрических сетях.

ГЛАВА 1. ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6, 10 кВ

1.1 Экономические и технические предпосылки создания информационно – аналитических систем технологическим потерям распределительных сетей и по энергоэффективности.

В инфраструктуре современного информационного – индустриального общества информационные системы занимает одно из ключевых мест. Это вызвано возрастающей ролью информации в наукоёмком промышленном производстве. Информация в современных условиях выступает как ресурс, позволяющий минимизировать расходы других ресурсов (сырьевых, материальных, финансовых и т.д.). Энергетические ресурсы вместе с другими (материально-техническими, финансовыми, интеллектуальными, информационными и т.п.) образует взаимосвязанный комплекс ресурсообеспечения производства [1,2,18].

В настоящее время компьютер на столе руководителя становится основным инструментом в управлении производством. Моделирование процесса выполнения мероприятий в области энергосбережения позволяет произвести анализ и определить экономический эффект принятых решений. Исследование вопросов энергосбережения требует создания информационных систем [3,4,24,25], обеспечивающих детальное изучения режимов электропотребления. Для решения вышеназванных задач необходимо широкое внедрение системы мониторинга по показателям эффективности электропотребления в РС [3,24,26].

Совершенствование методов управления, разработка новых средств для управления с использованием микропроцессорной техники, открывает новые возможности в управление РС. Актуальной задачей является централизованное измерение интегральных значений различных параметров, необходимых для оперативного автоматического учета энергоресурсов,

составления балансов потребления энергии, подсчета удельных расходов энергии на единицу продукции [2, 17,18].

Оптимизация работы объектов энергосистем с целью обеспечения наиболее выгодных режимов эксплуатации энергетического оборудования, минимизация потерь всех видов энергии и получения максимального экономического эффекта, совершенствование режимов электропотребления путем компенсации реактивной мощности и выравнивания графиков электрической нагрузки, обеспечения оптимальных уровней напряжения возможно только с использованием аналитических данных, полученных от информационных систем.

Органам управления энергетикой все в большей степени нужна полная и достоверная информация. При этом в едином информационном блоке должны быть представлены, с одной стороны, натуральные показатели энергобалансов различных уровней, с другой – их финансово – экономические показатели. Применение данной информации для решения задач управления невозможно без реализации сложного программно – технического комплекса поддержки принятых управленческих решений с развитыми возможностями аналитической и статистической обработки информации, построения прогнозных моделей развития топливно – энергетических балансов различных уровней.

В автоматизированной системе управления электрических сетей (СУЭС), наряду с задачами оперативного управления и контроля, автоматизированного учета энергоресурсов, важное значение приобретают задачи оптимизационного характера в области электропотребления и работы энергетического оборудования, а также задачи, связанные с оперативным и долгосрочным планированием, накоплением и анализом статистических данных, необходимых для определения реальных удельных норм и обоснованных перспективных планов. В состав СУЭС включаются также

системы диагностики неисправностей электрооборудования предприятия [11, 17, 24].

Анализ современного состояния распределительных сетей энергосистем и дальнейшее развитие систем управления электрических сетей подтверждают актуальность широкого внедрения информационно-аналитических систем для повышения эффективности функционирования сетей.

Обоснованная разработка и полномасштабное осуществление политики энергосбережения имеет для страны важнейшее социально – экономическое значение. К числу основных социально – экономических факторов, определяющих необходимость перевода экономики страны на энергосберегающие рельсы и соответствующего формирования политики энергосбережения, относятся [13, 35, 51, 78, 79, 80, 82]:

- общее оздоровление экономической ситуации и ускорение темпов экономического роста и уровня жизни населения, улучшение экологической обстановки;
- повышения уровня надежности и бесперебойности снабжения топливно – энергетическими ресурсами потребителей различных категорий;
- укрепление инвестиционной основы развития топливно – энергетических комплексов;
- снижение финансового бремени по оплате использования энергоресурсов и соответственно обеспечение их экономической доступности для бюджетов различных уровней и всех категорий энергопотребителей;
- повышение экономической конкурентоспособности промышленной продукции, производимой в стране на внутреннем и международных рынках за счет снижения удельного веса энергетической составляющей;

Реализация государственной политики управления энергосбережением должна привести к созданию экономической заинтересованности хозяйствующих субъектов в эффективном использовании имеющегося потенциала энергосбережения, прежде всего за счет инвестирования энергосберегающих проектов.

Важнейший потенциал экономии электроэнергии сосредоточен в промышленности, как основном потребителе энергии [5,28,58,62,76]. Энергетическое хозяйство является важнейшей составной частью промышленного предприятия, надежная и эффективная работа которого обеспечивает качественные показатели работы и конкурентоспособность выпускаемой продукции. Современные промышленные предприятия характеризуются большой энергоёмкостью и разнообразием видов потребляемой энергии. Повышение эффективности производства требует уменьшения производственных затрат, комплексного исследования всех их составляющих и выявления источников неоправданно больших затрат. Основным направлением в решении этой задачи является энергосбережение в производстве, совершенствование управления энергопотреблением предприятия.

Необходимость создания инструмента для исследования энергоэффективности объектов энергосистем вытекает из комплекса задач энергосбережения в промышленности [6,13,76,78,79,130]. Главными вопросами исследуемой системы являются способы экономии электроэнергии на предприятиях. Направления развития энергосбережения в промышленности подробно описаны в работах [5,6,12,28,49,50,63,76]. Основополагающими принципами достижения энергосбережения в промышленности являются следующие [63,76]:

1. Экономить нужно в первую очередь то, что обходится дороже.
2. Экономить нужно то, что можно сэкономить при минимальных затратах.

3. Снижать потери нужно там, где они аномально велики (находить энергетические дыры).

4. С позиции экономики желательно избегать посредников, т.к. посредники заинтересованы в переносе всех своих затрат и потерь на потребителя.

5. Нужно точно знать объем потребленных энергоресурсов (иметь коммерческий и технический учет энергоресурсов).

6. Реализация мероприятий по энергосбережению не должна ухудшать санитарно – гигиенические условия в предприятии.

7. Тщательный анализ, точно выбор целей и концентрация средств на самых эффективных мероприятиях.

Исходя из этих принципов в энергосбережении выделяют следующие группы мероприятий: научно – технические, организационно – экономические, нормативно – технические, информационные, правовые [6,13,15,76].

Успешное выполнение программ энергосбережения, получение высокой отдачи от инвестиций в энергосберегающие мероприятия – все это во многом зависит от уровня планирования и организации работы [6,7,63,76]. Опыт энергосбережения в развитых странах показывает, что наиболее эффективными являются энергосберегающие малозатратные мероприятия [6,42,53,70], основанные на рационализации использования энергии. Анализ опыта других стран показывает, что от 50 до 70% реализуемого потенциала энергосбережения приходится на организационные мероприятия [6]. Привлекательность режимно – эксплуатационных и организационно – экономических мероприятий состоит в том, что многие из них могут быть осуществлены практически без капитальных затрат или с очень небольшими затратами и немедленным получением эффекта. Поэтому прежде, чем планировать внедрение капиталоемких энергосберегающих мероприятий, следует использовать резервы снижения расходов энергии путем

совершенствования организации производства: улучшения технического состояния оборудования, энергетических режимов работы, устранения потерь энергии, вызываемых низкими коэффициентами загрузки оборудования и др. Для успешной реализации и повышения эффективности этих мероприятий необходимо широкое внедрение информационно – аналитических систем по энергоэффективности [11, 25, 15].

В настоящее время на объектах энергосистем получило применение централизованное управление энергоснабжением, оснащенное информационно – измерительными системами, современными средствами обработки и представления информации, которое способствует повышению надежности и бесперебойности электроснабжения, сокращению времени простоев [36,44,59,135,142], обеспечивает постоянный контроль за работой энергетического хозяйства, оперативное управление электроснабжением, автоматизированный учет расхода электроэнергии, планирование электропотребления, существенную экономию энергетических и трудовых ресурсов.

Широкое развитие автоматизированных систем управления промышленными предприятиями предъявляет к системе управления электроснабжением особые требования по сбору информации и передачи ее в информационный центр для последующей обработки и оперативного получения отчетных данных, улучшения оперативного и перспективного планирования, рационального распределения электроэнергии [21,40,128].

Совершенствование методов управления, разработка новых средств управления с использованием микропроцессорной техники, открывает новые возможности системы электроснабжения и предъявляет к ней повышенные требования. Актуальной задачей является централизованное измерение интегральных значений различных параметров, необходимых для оперативного автоматического учета энергоресурсов, составления балансов

потребления энергии, подсчета удельных расходов энергии на единицу продукции [18,47,131].

Оптимизация работы СЭС объектов энергосистем с целью обеспечения наиболее выгодных режимов эксплуатации энергетического оборудования, минимизация потерь всех видов энергии и получения максимального экономического эффекта, совершенствование режимов электропотребления путем компенсации реактивной мощности и выравнивания графиков электрической нагрузки, обеспечения оптимальных уровней напряжения возможно только с использованием аналитических данных, полученных от информационных систем.

Органам управления энергетикой все в большей степени нужна полная и достоверная информация. При этом в едином информационном блоке должны быть представлены, с одной стороны, натуральные показатели энергобалансов различных уровней, с другой – их финансово – экономические показатели. Применение данной информации для решения задач управления невозможно без реализации сложного программно – технического комплекса поддержки принятых управленческих решений с развитыми возможностями аналитической и статистической обработки информации, построения прогнозных моделей развития топливно – энергетических балансов различных уровней.

В автоматизированной системе управления энергообеспечением (АСУЭ), наряду с задачами оперативного управления и контроля, автоматизированного учета энергоресурсов, важное значение приобретают задачи оптимизационного характера в области электропотребления и работы энергетического оборудования, а также задачи, связанные с оперативным и долгосрочным планированием, накоплением и анализом статистических данных, необходимых для определения реальных удельных норм и обоснованных перспективных планов. В состав АСУЭ включаются также

системы диагностики неисправностей электрооборудования предприятия [6,61,128].

Одной из основных задач реализации энергосбережения является создание соответствующей законодательной, нормативно–правовой и методической базы, стимулирующей энергосберегающие меры. Энергосбережение осуществляется на основании проведения экспертизы на стадии проектирования и пуска предприятия или энергетического обследования во время его эксплуатации путем сопоставления фактической величины удельной энергоёмкости затрат при производстве продукции с нормативным значением удельной энергоёмкости.

Использование резервов экономии энергоресурсов на действующих предприятиях невозможно без глубокого анализа производственных процессов во взаимосвязи технологии и энергетики [11,52, 63,76]. Эту задачу, как правило, решают путем проведения энергетического обследования – аудита, т.е. периодического детального обследования оборудования, технологических процессов, в ходе которого выявляются величины потребления энергии в отдельных процессах и на отдельных установках, нерациональные расходы и прямые потери энергии. В результате проведения энергоаудита составляется перечень мероприятий по экономии энергоресурсов с указанием приоритетов [75].

Препятствием в решении задач, связанных с энергосбережением, является недостаточное знание главными энергетиками предприятий методов энергоаудита и энергоменеджмента [6,45,70], а также немногочисленность доступных методических пособий по энергоэффективности в промышленности. В настоящее время компьютер на столе руководителя становится основным инструментом в управлении производством. Моделирование процесса выполнения мероприятий в области энергосбережения позволяет, произвести анализ и определить экономический эффект принятых решений. Исследование вопросов

энергосбережения требует создания информационных систем [11,17,25,54], обеспечивающих детальное изучение отдельных видов потребителей и их режимов электропотребления. Для решения вышеназванных задач необходимо широкое внедрение информационно – аналитических систем (ИАС) по тематике энергоэффективности [11,18,25].

ИАС имеет два компонента:

информационный – это информационный массив статистических данных, документов, графического материала, а также алгоритмов расчетов, моделирования и прогнозирования;

программный – комплекс программных средств, обеспечивающих работу с информационной компонентой, аналитическую обработку статистической информации. При этом с точки зрения пользователя, информационный компонент имеет определяющую роль. Система управления базами данных обеспечивает возможность многопользовательского доступа к информации, служебные сервисы администратора банка данных, развитые функции поиска, сортировки и представления информации.

Характер, содержание и объем передаваемой информации определяются задачами, решаемыми системой управления, принятым на контролируемых объектах энергоснабжения уровнем автоматизации, функциональными возможностями используемых в системе управления технических средств и зависят также от вида и структуры системы управления, особенностей каждого контролируемого объекта, условий эксплуатации данного энергетического хозяйства.

С понятием «информация» связано понятие «информационная система» [15,25,128], которую определяют как совокупность устройств и каналов связи с протекающими в ней процессами генерирования, сбора, передачи, обработки, хранения и отображения информации. Основной характерной особенностью любой информационной системы являются

информационные процессы, которые при заданной структуре полностью определяют ее функционирование.

Естественно, с усложнением системы управления и увеличением объема передаваемой информации возникает проблема автоматизации обработки и оптимального использования больших потоков информации.

Для количественного описания процессов управления используется математический аппарат и методы моделирования [20,31,38,52,61]. Исследуя экономико–математическую модель процесса, можно выявить наиболее эффективные варианты работы объекта управления, оптимальные его параметры, требуемые связи и еще до принятия решения, до выбора управляющих воздействий определить их влияние на управляемый объект и прогнозировать развитие объекта управления во времени.

Экономико–математическая модель представляет собой набор математических или логических формул [137], выражающих основные характеристики деятельности управляемой системы. Следовательно, экономико – математическая модель – это функциональная база АСУ, поскольку она имитирует функционирование объекта управления.

Безусловно, никакая математическая модель не может в полной мере отразить всю сложность и динамику процесса, многообразие функций управления. Поэтому на практике с целью максимального приближения модели к моделируемому объекту формализованное описание объекта управления выражается в виде комплекса экономико–математических моделей, связанных между собой экономической информацией.

Анализ современного состояния системы энергоснабжения объектов энергосистем и дальнейшее развитие систем управления промышленным энергоснабжением подтверждают актуальность широкого внедрения информационно–аналитических систем для повышения энергоэффективности предприятий.

1.2. Обоснование структуры и принцип формирования системы мониторинга технических потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ

Основной задачей исследований по данному проекту является разработка более эффективной и интегрированной системы управления распределительных сетей с информационным обеспечением. Создание и широкое внедрение информационно - аналитических систем (ИАС) [3] в электрических сетях по повышению эффективности их работы требуют:

- определения основных принципов построения и требований к информационной и программной компонентам ИАС, классификации информации, циркулирующей в ИАС, анализа и выбора программных средств для формирования программной компоненты ИАС;
- разработки методических основ проектирования систем подобного класса, наборов типовых архитектур ИАС и технологий взаимодействия программно- технических компонентов системы;
- разработки моделей и алгоритмов для системы поддержки принятия решений;
- разработки технологий создания, поддержки, обслуживания и распространения ИАС.

Для решения поставленных задач в распределительных сетях необходимо создание автоматизированной системы мониторинга технологических потерь (СМТП). Прозрачность режимов работы сетей достигается визуальным представлением режимов работы в реальном масштабе времени и в удобном для восприятия человеком виде. СМТП обеспечивает:

- получение достоверной информации о технологических потерях в РС и подстанциях;
- повышение эксплуатационной надежности оборудования;

- дистанционное управление коммутационной аппаратурой подстанций;
- определение и сигнализацию о несанкционированном проникновении посторонних лиц на территорию подстанции РС;
- своевременное выявление аварийных ситуаций и представление оператору рекомендаций по их локализации и устранению.

СМТП представляет собой программно – аппаратный комплекс, обеспечивающий управление процессом распределения электроэнергии в РС [26]. СМТП имеет трехуровневую структуру (рис. 1.1). Нижний уровень представлен микропроцессорными устройствами сбора данных и устройствами учета электроэнергии. На среднем уровне используются системы приёма и передачи данных на основе персональных компьютеров (ПК) и программируемых канальных адаптеров (КА). Эти системы обеспечивают сбор данных от устройств передачи различных типов, осуществляют межуровневый обмен данными с аналоговыми системами на основе ПК и КА, выполняют вывод информации на диспетчерский пульт. На верхнем уровне применяется информационно – управляющий комплекс, оптимизированный для выполнения функций управления СЭС.

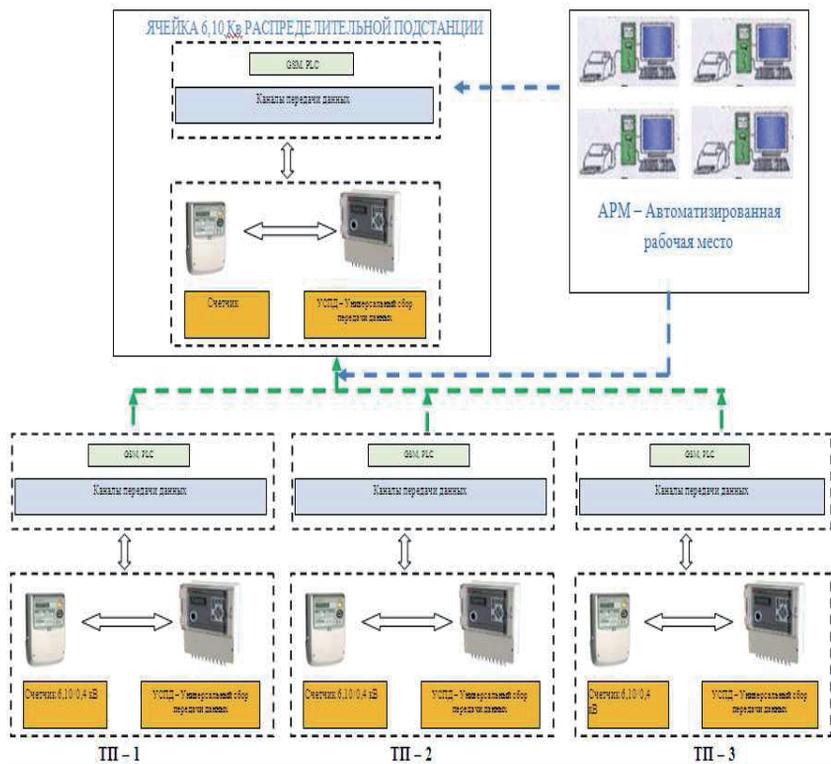


Рис. 1.1. Информационная инфраструктура системы мониторинга технических потерь распределительной сети 6, 10 кВ.

При повышении надежности информационного обслуживания диспетчеров ЭВМ, кроме подключения к локальной сети, используют радиальную связь с ЭВМ. Для контроля и управления электропотреблением, накопления информации о нагрузках разных групп потребителей трехуровневая иерархическая система будет иметь, кроме ЭВМ, микропроцессорные контроллеры, установленные на подстанциях (второй уровень), и снабженные приемопередатчиками электросчетчиков,

установленных у потребителей (третий уровень) (рис. 1.2.). С помощью системы осуществляется управление нагрузкой: отключение и включение потребителей. В реальном времени реализуются такие функции, как прогнозирование нагрузки в узлах, расчет режима по напряжению и реактивной мощности, перераспределение нагрузки между линиями, планирование режимов и т.д.

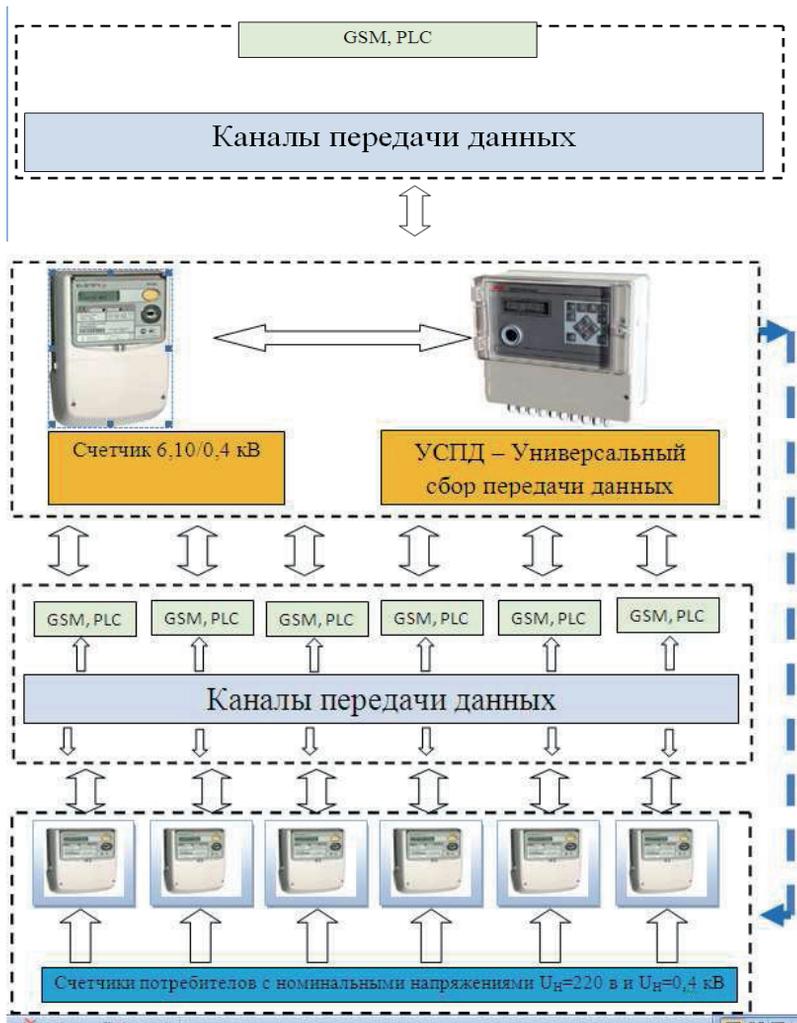


Рис. 1.2. Каналы передачи данных системы мониторинга.

Благодаря развитию АСУ на новой технической базе появляется реальная возможность комплексного подхода к планированию режимов РС путем тесной увязки планирования энергетических и электрических режимов с целью обеспечения их допустимости, надежности и экономичности.

На следующем этапе исследований разрабатывается система мониторинга управления электропотреблением на уровне предприятий электрических сетей или отделов энергоинспекций.

В концепции построения ИАС можно выделить две сущности, требования к которым противоречивы:

- сбор данных,
- комплексная аналитическая обработка данных.

Система мониторинга технических потерь энергии (СМТПЭ) для определения объективных потерь энергии в сетях предполагает создание банка первичной (исходной) информации и разработку алгоритмов формирования выходной информации, необходимой для осуществления контроля и анализа технологических потери, а также эффективности энергоиспользования. Методики включают общие положения по решению исследуемого вопроса и выполнению различного рода работ по сбору, отбору, обработке и представлению информации при решении конкретных задач.

Комплексный подход к решению вопросов управления электропотреблением и применение математических методов и средств вычислительной техники позволили реализовать ряд аппаратных и программных принципов, направленных на создание систем контроля, учета и управления электропотреблением (охватывающих полный состав необходимых функций) и, в конечном счете, на экономичное и эффективное энергоиспользование.

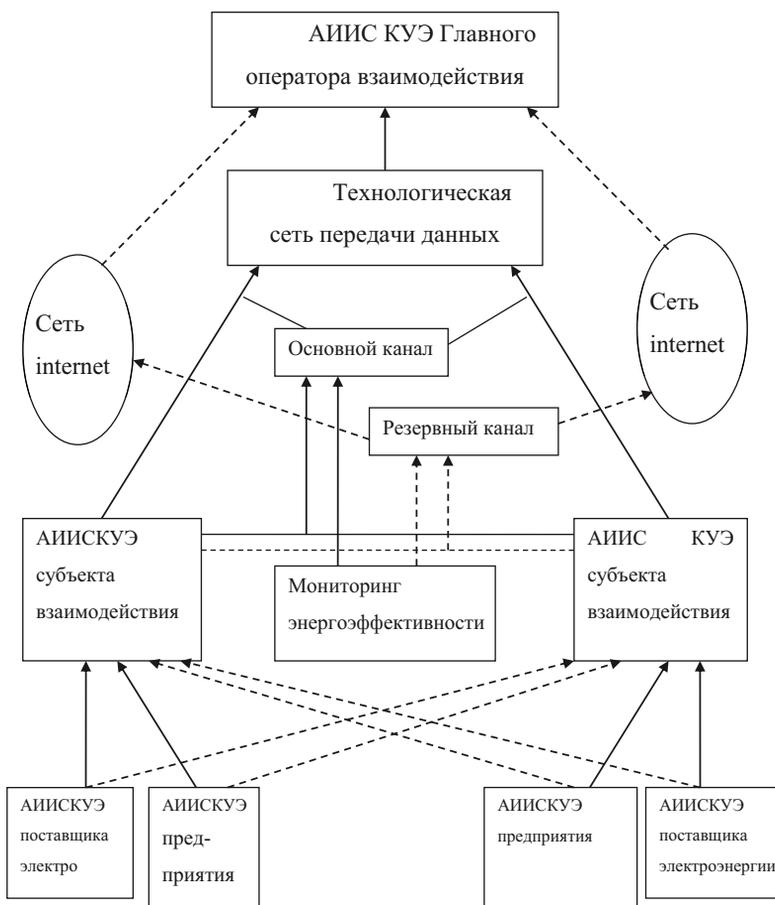


Рис. 1.3. Структура информационной сети АИИС КУЭ совместно с ИАС по энергоэффективности в промышленности

Такие условия обеспечивают поэтапный переход к следующей ступени – многофункциональной системе – автоматизированной информационно – измерительной системе коммерческого учета (АИИС КУЭ) [1,2], дающей достоверность и полноту исходной информации для расчетов фактических и технических потерь, в связи с этим обеспечивающей качественные

измерения, учета и контроля сбыта и потребления электроэнергии в условиях рынка [11,17].

Разрабатываемая система является элементом (нижним звеном) в структуре АИИС КУЭ (рис. 1.3.) и является частью АИИС КУЭ субъекта взаимодействия (предприятия электрических сетей). Информация о показателях эффективности электропотребления потребителей используется как исходные данные по определению технических потерь в РС.

Решение вопроса рациональной организации учета расхода энергоресурсов на предприятиях электрических сетей возможно лишь на основе системного подхода, в увязке с другими элементами рациональной организации энергоиспользования (составлением и анализом энергобалансов предприятия, подстанций и отходящих фидеров ПС, разработкой и проведением организационно–технических мероприятий по улучшению энергоиспользования).

С ростом технических возможностей управляющих средств РС, усиливается необходимость в аналитической информации по управляемому объекту для принятия обоснованных решения. В нормальных режимах функционирования РС нужны дополнительные данные о специфике работы изношенного оборудования, число единиц которого в РС постоянно увеличивается. При аварийных, послеаварийных и переходных процессах обнаруживается неопределенность в информации, необходимой для принятия адекватного, в текущей ситуации, управляющего решения. Проблема характеризуется увеличением объема поступающих данных и недостаточностью информации для принятия решения. К другим проблемам относится возрастание объема неупорядоченных данных и сокращение времени на переработку информации, увеличивающаяся избыточность информации и неумение воспользоваться нужными данными.

Отсутствие теоретических разработок в сфере коммерческого учета электроэнергии делает актуальным рассмотрение всего спектра

взаимосвязанных организационных и технических проблем выполнения измерений, обработки и передачи их результатов, определения составляющих балансов. Такой анализ позволит наметить пути совершенствования технологического обеспечения использования электроэнергии. Для более эффективного функционирования производства необходима организация точного и надежного учета электроэнергии с наличием оперативных данных о производстве, передаче и потреблении электроэнергии в РС.

Главным шагом в решении проблемы энергосбережения на объектах энергосистем является внедрение разветвленной по всей иерархии электрических сетей автоматизированной системы учета, контроля и управления потреблением электроэнергии в идеале – вплоть до потребителя электроэнергии [2, 25].

Одна из главных особенностей интегрированной системы управления состоит в необходимости стыковки двух совершенно разноплановых технических систем – управления энергетикой и информационной. У каждой из них свои принципы, приборы, аппараты, нормативная база. Их объединение в единое целое является очень интересной технической, метрологической и организационной задачей. Основное назначение системы автоматизированный сбор, обработка и передача в единый центр данных о потоках электрической энергии на всех уровнях (от источника до потребителя).

В соответствии с поставленной целью в проекте предусмотрено решение нижеследующих комплексных научно-технических задач:

-Создание информационной инфраструктуры для обеспечения объективными данными для автоматизированного расчета технических потерь распределительной сети;

- Разработка модели распределительной сети в виде многомерного информационного массива, как элемент информационно-измерительной системы по определению потерь распределительной сети;

- Разработка методики и алгоритмов автоматизированного расчета технических потерь распределительной сети с использованием данных разработанной информационной инфраструктуры и математической модели распределительной сети;

- Создание системы мониторинга текущих значений технических потерь и аналитических данных по эффективности работы распределительной сети;

- Разработка методики определения оптимальных параметров схемы распределительной сети и режимов электропотребления на основе полученных аналитических данных системы мониторинга технических потерь распределительной сети;

- Совершенствование методов оптимизации режимов электропотребления для повышения эффективности работы распределительной сети.

Анализируя результаты работ по созданию информационных систем по энергосбережению, наиболее оптимальным принципом построения разрабатываемой системы принимаем: создание информационно – аналитической системы на базе математической модели РС, позволяющей проводить комплексное поэлементный исследование показателей эффективности РС. При создании системы мониторинга технических потерь РС будут использованы материалы работ [6,7,8,9,12].

Так как технические и особенно коммерческие потери электроэнергии сосредоточены в основном в распределительных сетях, наибольшее внимание должно быть уделено уточнению расчетов балансов и технических потерь именно в этих сетях [12]. Модели РС, при построении которых используется математический аппарат матричной алгебры [17,24,26],

обеспечивает возможность составления внутренне согласованных и полностью сбалансированных планов электропотребления. При этом, как показывает опыт, чем сложнее моделируемая система, тем значительней экономический эффект от внедрения моделей РС в практику планирования и управления.

Анализ методов оценки эффективности энергосберегающих мероприятий показывает, что точность и ценность результатов зависит от степени детализации модели исследуемого объекта. Поэтому при моделировании РС используем математическое описание объекта, позволяющее проводить поэлементный расчет потерь и построение энергобалансов по всем ступеням РС предприятия.

1.3. Методы исследования возможности экономии электроэнергии в промышленности

Основное назначение ИАС является исследование возможностей экономии электроэнергии на объектах энергосистем. Для разработки метода исследования энергоэффективности объектов энергосистем с использованием ИАС анализируем методы выявления резервов экономии электроэнергии в промышленности. Методы исследования промышленных объектов с целью выявления резервов экономии электроэнергии описаны в работах [11,16,18,25,76,129].

Для выявления резервов экономии электроэнергии проводится энергетическое обследование (энергоаудит) промышленных предприятий. Следующими основными целями энергоаудита являются:

- Выявить источники нерациональных энергозатрат и неоправданных потерь энергии.
- Разработать на основе технико – экономического анализа рекомендации по их ликвидации, программу по экономии энергоресурсов и рациональному энергоиспользованию, определить очередность реализации предлагаемых мероприятий с учетом объемов затрат и сроков окупаемости.

Энергетическое обследование предприятия включает в себя три основных блока задач:

- аналитический, определяющий методологию работ, разработку рекомендаций и объединяющий специалистов по тепло – энергетическому режиму объектов, по инженерным системам и топливно – энергетическому комплексу;
- аудиторский, отвечающий за сбор и анализ информации и проведение измерений энергетических параметров;
- финансовый инжиниринг, формирующий экономическую основу решения задач.

К вопросам аналитической части энергоаудита привлекаются специалисты – технологи.

Все предлагаемые мероприятия разбиваются на три группы по степени требуемых капитальных вложений: беззатратные, средnezатратные и капиталоемкие.

Для создания эффективной системы управления энергосбережением на объектах энергосистем проводится внешний и внутренний энергетический аудит предприятия [6,70,75]. Цель внешнего энергоаудита – государственный контроль за эффективностью использования энергоресурсов и проведением энергосберегающей политики. Внутренний энергоаудит служит инструментом выявления на предприятии резервов экономии энергоресурсов и может быть организован службой главного энергетика предприятия, а также выполнен по договору со специализированной организацией.

Перспективным направлением развития энергоаудита является проведение комплексных энергетических обследований, определяющих оптимальный энергетический баланс и схему электроснабжения исследуемого объекта, выполняющего оптимизацию затрат на энергетические ресурсы [58,72,129]. Типовая программа проведения энергетических обследований предусматривает изучение частных энергобалансов и удельного энергопотребления по видам энергоресурсов, а также прямых потерь энергии и базы данных о расходе энергоносителей. При этом заполняется детализированная информационная база данных по энергопотребляющему оборудованию. Основная ценность этой части работы состоит в разработке энергетических балансов, позволяющих детализировать энергетические потоки по цехам и подразделениям предприятия, а также дать количественную оценку энергетическим потерям и указать участки и причины их возникновения. Объективность и эффективность результатов работы исследователя во многом зависит от степени детализации и точности

расчетов, величина погрешности или невязки баланса должна быть меньше, чем суммарная экономия, ожидаемая после внедрения предложенных аудиторами мероприятий.

Наиболее эффективным методом исследования возможности экономии энергии в промышленности является анализ энергетических балансов предприятия. Исследование аналитических энергетических балансов дает возможность установить фактическое состояние энергоиспользования в СЭС предприятия и на предприятии в целом. При проведении анализа исследуемые элементы классифицируются на группы процессов и установок, однородных по виду используемых энергоносителей и сходных по методике анализа энергоиспользования.

Составление и анализ энергетических балансов промышленных объектов является одним из важных элементов в комплексе работ, связанных с решением задач по экономии топлива и энергии в промышленности. Составление и анализ энергобалансов направлен на решение следующих основных задач:

- оценка фактического состояния и эффективности энергоиспользования на предприятии, выявление причин возникновения и определение объема потерь энергоресурсов и энергоносителей;
- выявление и оценка резервов экономии топлива и энергии и разработка плана мероприятий, направленных на снижение их потерь;
- улучшение режимов работы технологического и энергетического оборудования;
- определение рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках;
- установление требований к организации и совершенствованию системы учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей;

– оптимизация структуры энергетического баланса предприятия путем выбора оптимальных направлений, способов и размеров использования подведенных и вторичных энергоресурсов;

– совершенствование внутрипроизводственного хозяйственного расчета и системы стимулирования за экономию топлива и энергии.

Энергетический баланс является важной характеристикой состояния энергетического хозяйства предприятия и отражает полное количественное соответствие между суммарной подведенной энергией (приходной частью), с одной стороны, и суммарной полезной энергией и потерями (расходной частью) – с другой.

По качественному признаку, характеризующему уровень энергоиспользования, энергетические балансы можно разделить на рациональные, нормализованные и оптимальные [15].

Рациональный энергетический баланс отражает уровень энергоиспользования с учетом мероприятий по снижению расхода топлива и энергии без реконструкции основного оборудования. Рационализация предполагает сокращение расхода энергоресурсов и энергоносителей в результате проведения отдельных мероприятий по реализации выявленных резервов экономии.

Нормализованный энергетический баланс отражает уровень энергоиспользования, соответствующий научно – обоснованным нормам расхода топлива и энергии. Необходимо отметить также, что способ выявления нерационального потребления энергии путем сравнения с нормативами или с энергопотреблением на аналогичных предприятиях и в аналогичных условиях их работы не в полной мере приемлем [144]. Структура норм удельных расходов электроэнергии на различных предприятиях может существенно отличаться, так как зависит от конкретных условий производства каждого предприятия, в частности, от технологии переработки сырья, степени механизации и автоматизации производства,

типа и характеристики применяемого оборудования. Сравнение с нормативами вызывает значительную ошибку по двум причинам: во-первых, норма как показывает практика, всегда отстает от реального уровня развития техники и технологий, а во-вторых, норма подразумевает под собой статистический показатель, как правило, осредненный для отрасли в целом, т.е. не учитывает реального положения конкретного предприятия в его конкретных технико-экономических, региональных и климатических условиях. Сравнение с другими предприятиями, работающими в аналогичных условиях или сравнение режимов энергопотребления предприятия в разные периоды времени не отвечает на вопрос – возможно или целесообразно улучшить энергоиспользование на предприятии с наиболее эффективным энергопотреблением и, если возможно, то до какого предела.

Оптимальный энергетический баланс отражает такой вариант энергоснабжения и энергоиспользования, при котором выпуск заданного количества продукции осуществляется с максимальной эффективностью по заданному критерию при соблюдении ограничений, связанных с доставкой энергетических ресурсов, надежностью энергоснабжения, охраной окружающей среды и др.

Аналитический электроэнергетический баланс предприятия разрабатывается в соответствие со структурой предприятия с выделением следующих направлений потребления электроэнергии:

- Технологические затраты каждого вида продукции (на привод силового оборудования, при прямом использовании электроэнергии в технологических целях – электронагрев, аппараты токов высокой частоты и т.п.);
- Общепроизводственные затраты: наружное освещение, освещение и вентиляция административных помещений, а также

вспомогательных цехов (ремонтно – механических, энергетических, строительных, транспортных и т.п.), столовых, заводских прачечных;

- Общие цеховые затраты каждого цеха (целесообразность определяется в каждом конкретном случае).

Разработка аналитического баланса расхода электроэнергии на технологические процессы включает этапы:

- разработка материального баланса по перерабатываемому материалу;

- определение расчетных затрат рабочего времени каждым из агрегатов технологической линии исходя из их паспортной производительностей;

- определение величины расхода (потребления) электроэнергии электросиловым оборудованием при номинальной нагрузке единицы оборудования с учетом расчетных затрат рабочего времени.

Для разработки аналитического баланса расхода электроэнергии на технологические процессы составляется структурная схема электроснабжения предприятия с указанием трансформаторных подстанций, точки установки счетчиков внутрипроизводственного учета.

В связи с указанными признаками расчленения производства на отдельные элементы, нормы по составу расходов подразделяются на технологические и общепроизводственные, общецеховые и общезаводские [15,63].

Анализ энергетических балансов состоит в качественной и количественной оценке состояния энергетического хозяйства и энергоиспользования и проводится в направлениях:

- исследование структуры поступления и потребления энергоресурсов и энергоносителей на предприятии;

- определение показателей эффективности энергоиспользования;

–расчет обобщенных показателей состояния и развития энергетического хозяйства предприятия;

– получение исходной информации для постановки и решения задач оптимизации структуры энергетического баланса предприятия.

Анализ структуры потребления подведенных и вырабатываемых на предприятии энергоносителей, а также их стоимости позволяет оценить удельный вес каждого из них на стадии конечного использования и сделать вывод о необходимости акцентировать внимание на анализе использования того или иного энергоносителя.

Анализ структуры энергопотребления по производственно – территориальному признаку позволяет оценить удельный вес каждого объекта на предприятии как по суммарному энергопотреблению, так и по потреблению отдельных видов энергоносителей.

Анализ структуры энергопотребления по целевому назначению дает возможность определить удельный вес различных направлений энергопотребления (технологические нужды, силовые нужды, отопление и др.) как в цехах и по предприятию в целом, удельный вес различных потребителей в каждом направлении энергопотребления, а также распределение отдельных видов энергоносителей по направлениям потребления.

Качество результатов обработанных данных аналитической части системы находится в прямой зависимости от достоверности исходных данных, получаемых от различных приборов и системы учета. Наличие системы технического учета электроэнергии на предприятии позволяет качественно проводить энергетическое обследование предприятия.

Одним из важнейших инструментов энергосбережения на объектах энергосистем является текущее планирование электропотребления. Существующие методы планирования потребления энергии не могут считаться достаточно научно обоснованными, поскольку, как правило,

планирование оказывается слишком ориентировочным, в большой степени субъективным и часто слабо связано с производственной программой предприятия и с теми изменениями, которые эта программа претерпевает в процессе реализации.

Необходимость всемерного повышения научной обоснованности планирования потребления энергии на объектах энергосистем, определяется не только важностью требования обеспечения производственной программы всеми видами энергии, но и требованиями строгого соблюдения хозяйственных пропорций и связей и ограниченностью производства большинства энергоресурсов.

Модели энергетических балансов, при построении которых используется математический аппарат матричной алгебры [8,129], обеспечивает возможность составления внутренне согласованных и полностью сбалансированных планов электропотребления, значительно облегчают исследование межотраслевых пропорций и связей.

Модели позволяют энергетическим цехам точно и оперативно реагировать на всевозможные изменения плановой программы в основных цехах предприятия и таким образом могут сыграть положительную роль в совершенствовании существующих систем оперативного управления.

Выбор обоснованного перечня приоритетных мероприятий по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии невозможен без детального расчета структуры потерь, расчета фактических и допустимых небалансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом. Так как технические и особенно коммерческие потери электроэнергии сосредоточены в основном в распределительных сетях, наибольшее внимание должно быть уделено уточнению расчетов балансов и технических потерь именно в этих сетях [21,24,49].

Экономическая эффективность от внедрения модели энергетических балансов в практику внутризаводского планирования выражается в:

– возможном увеличении прибыли в результате повышения точности плановых расчетов;

– возможном увеличении показателя рентабельности производства в результате уменьшения объема запасов складированных энергоресурсов, что также обусловлено повышением точности планирования на основе моделей;

– экономии на заработной плате высвобождающейся части работников отдела главного энергетика в результате использования ЭВМ;

– росте производительности труда работников за счет повышения оперативности и точности управления энергетикой предприятия.

При этом, как показывает опыт, чем сложнее моделируемая система, тем значительней экономический эффект от внедрения моделей энергетических балансов в практику планирования и управления.

Анализ существующих методов исследования экономии электроэнергии в промышленности показывает, что наиболее эффективным методом исследования возможности экономии электроэнергии является анализ энергетических балансов предприятия. Поэтому при построении аналитической части системы этот метод принимаем в качестве основного метода исследования энергоэффективности предприятий.

Анализ методов оценки эффективности энергосберегающих мероприятий показывает, что точность и ценность результатов зависит от степени детализации модели исследуемого объекта. Поэтому при моделировании СЭС предприятия используем математическое описание объекта, позволяющее проводить поэлементный расчет потерь и построение энергобалансов по всем ступеням СЭС предприятия.

1.4. Информационная составляющая автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

При определении эффективности использования электроэнергии на промышленных объектах особое значение имеют организация и средства учета электроэнергии [135,149,156]. Рациональное использование топливно–энергетических ресурсов затрудняется на объектах, где отсутствуют необходимые средства учета энергии и контроля мощности. Из за примитивных методов и средств измерения расхода электроэнергии целесообразность проводимых мероприятий теряется, и попытки экономии энергии оказываются малоэффективными.

Для эффективного управления энергохозяйством предприятия службе главного энергетика предприятия, в основном, необходимы следующие данные:

- учет мощности, потребляемой каждым цехом (отдельным участком, энергоёмким оборудованием) в течение суток, в получасовых интервалах в виде графиков или таблиц;
- учет потребления электроэнергии каждым цехом (отдельным участком, энергоёмким оборудованием) в течение суток, недели, месяца, года;
- контроль мгновенного потребления мощности по всем цехам, подразделениям, потребителям.

К этим параметрам добавляются требования от технических руководителей и энергетиков цехов по учету расхода энергоресурсов и контроль их параметров в целом по цеху и по конкретным технологическим объектам.

С целью получения этих данных на промышленных предприятиях предусматривается расчетный и технический учет электроэнергии.

Расчетный (коммерческий) учет электроэнергии предназначен для осуществления финансовых расчетов между энергоснабжающей организацией и потребителями электроэнергии, а также контроля за соблюдением предприятием установленных ему лимитов, норм и режимов электропотребления. Технический (контрольный) учет предназначен для контроля расхода электроэнергии внутри предприятия (отдельными его цехами, участками, агрегатами и пр.).

Если порядок установки приборов коммерческого учета регламентируется рядом действующих нормативных документов, то организация внутрипроизводственного учета расхода энергоресурсов на промышленных предприятиях не регламентируется, хотя именно у внутрипроизводственных потребителей установлена подавляющая доля общего количества приборов учета энергии и сосредоточены основные резервы повышения эффективности ее использования и экономии.

Обеспечение энергосбережения и энергоэффективности производства невозможно без автоматизированного учета, контроля и сбыта в условиях конкурентного рынка. Управление электропотреблением на основе договорной и своевременной информации обеспечивает выравнивание суточного графика нагрузки, имеющего на большинстве промышленных предприятий утренний и вечерний пики. В настоящее время, учитывая важность совершенствования системы учета энергоресурсов, при решении задач энергосбережения предусмотрены мероприятия по её модернизации на объектах энергосистемы, включающие их оснащение приборами учета более высокой точности, разработку и внедрение автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ) [156,157].

Проблема повышения энергоэффективности объектов энергосистем предприятий является многоплановой, включающей комплексы задач, каждая из которых имеет большое значение при решении вопросов

сбережения и рационального использования топливно–энергетических ресурсов. Прежде всего – это задачи учета и анализа расходов электроэнергии, установления электрических характеристик оборудования и его оптимальных режимов работы, нормирования и планирования электропотребления, распределения лимитов на электроэнергию с учетом эффективности ее использования, а также прогнозные оценки энергозатрат на различных уровнях управления производством [26,58,66,137]. Причем, если задачи учета и анализа относятся к информационным, то остальные относятся к задачам управления.

Комплексный подход к решению вопросов управления электропотреблением и применение математических методов и средств вычислительной техники позволили реализовать ряд аппаратных и программных принципов, направленных на создание систем контроля, учета и управления электропотреблением (охватывающих полный состав необходимых функций) и, в конечном счете, на экономичное и эффективное энергоиспользование. Такие условия обеспечивают поэтапный переход к следующей ступени – многофункциональной системе –автоматизированной информационно – измерительной системе коммерческого учета (АИИС КУЭ), дающей достоверность и полноту исходной информации для расчетов фактических и технических потерь, в связи с этим обеспечивающей качественные измерения, учета и контроля сбыта и потребления электроэнергии в условиях рынка [135,142,149].

Целью создания автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) является обеспечение дистанционного учета электрического режима любой энергосистемы, оперативный расчет балансов, предоставление информации для коммерческих расчетов, определение технологических расходов и потерь, оперативное управление режимами энергопотребления.

Использование системы АИИС КУЭ позволяет решать следующие задачи: измерение, сбор, обработка, накопление, отображение и документирование информации о полученной, переданной, распределенной и отпущенной энергии, формирование отчетов.

Важной задачей системы является контроль и диагностика технического состояния элементов системы АИИС КУЭ. Контролю и фиксации подлежат сбои связи, сбои работы с базой данных и т.п.; о каждом из событий система АИИС КУЭ уведомляет администратора системы, сохраняет событие для последующего анализа.

Благодаря точному учету возможно более эффективно организовать все рабочие процессы на предприятии, уменьшить расходы на электроэнергию за счет выбора наиболее дешевого и выгодного поставщика на оптовом рынке электроэнергии, за счет снижения потерь от хищений и несанкционированных подключений, а также за счет прогнозирования и планирования потребления электроэнергии.

АИИС КУЭ – иерархическая система, функционально объединяющая совокупность измерительно – информационных комплексов точек измерений, информационно – вычислительных комплексов электроустановок, информационно – вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющая функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передающая полученную информацию в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме [6,142].

Элементами АИИС КУЭ являются:

–информационно – вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) –совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенных для решения

задач диагностики состояния средств и объектов измерений, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации. ИВКЭ применяется при распределенной структуре элементов АИИС КУЭ;

– информационно – вычислительный комплекс (ИВК) – совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенных для решения задач диагностики состояния средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и информационно – измерительного комплекса (ИИК) субъекта оптового рынка электроэнергетики, их агрегирования, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации;

–измерительно–информационный комплекс точки учета (ИИК ТУ) – функционально объединенная совокупность программно – технических средств учета электроэнергии по данной точке, здесь формируется и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых физических величинах. Измерительно–информационный комплекс точки учета выполняет законченную функцию измерений и имеет нормированные метрологические характеристики.

Экономическая эффективность АИИС КУЭ определяется обобщением всех показателей эффективности автоматизированного учета. Автоматизированный приборный учет энергоресурсов сводит к минимуму организационно- технические потери в структуре энергопотребления предприятия благодаря снижению или ликвидации их основных следующих составляющих:

- элементами прогнозирования и анализа состава нагрузок с возможностью изменения режимов работы оборудования по времени и величине энергопотребления в заданных зонах суток (пиковых зонах) для оптимизации платежей в рамках одного многозонного тарифа;

- с ведением хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия устраняется технологические потери связанной с нарушением технологического цикла и неэффективным использованием оборудования;

- с расчетом реальных удельных норм на выпуск единицы продукции устраняется использование персоналом производственного оборудования в личных целях;

- с введением внутреннего хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия и при материальном стимулировании работников по показателям. Устраняется незаинтересованность, безразличие персонала на рабочих местах к энергопотерям.

Обследование состояния учета расхода энергоресурсов на предприятиях наиболее энергоемких отраслей промышленности показало, что одним из существенных недостатков, тормозящих повышение уровня энергоиспользования, является недостаточной научно обоснованной методики построение рациональной системы внутрипроизводственного учета расхода энергоресурсов.

Система коммерческого учета является закрытой системой: доступ к её программе разрешен по специальному паролю только работникам Энергосбыта. Все электросчетчики и УСПД опломбированы и могут быть заменены лишь с разрешения Энергосбыта. Система обязательно имеет сертификат средств измерений и при сдаче в эксплуатацию подлежит проверке областными органами стандартизации.

Система технического учета является полностью открытой для энергетического персонала предприятия. Программное обеспечение, поставляемое с системой, позволяет инженерам службы главного энергетика свободно видоизменять систему под требования производства, создавать по выбору группы учета, вводить лимиты потребления по подразделениям

предприятия, устанавливать при необходимости новые приборы учета, заменять их.

Система технического учета позволяет управлять потреблением мощности предприятия в период максимума: диспетчер на экране своего монитора видит данные потребляемой мощности всех подразделений и потребителей, и в случае превышения ими установленных лимитов, либо даёт подразделению директивное указание о немедленном снижении потребляемой мощности, либо в соответствии с имеющейся у него технологической картой, дистанционно принудительно выключает подразделение. Причем выполнение всех указаний диспетчера моментально контролируется по графику на мониторе.

Система информирует визуальным и звуковым сигналом о подходе потребляемой предприятием мощности к предельно установленному значению, а также о превышении лимитов мощности по отдельным потребителям и подразделениям. Система технического учета позволяет контролировать использование электроэнергии всеми потребителями предприятия, в том числе наиболее энергоёмким оборудованием, состояние линейной электроаппаратуры, управлять дистанционно вакуумными и масляными выключателями.

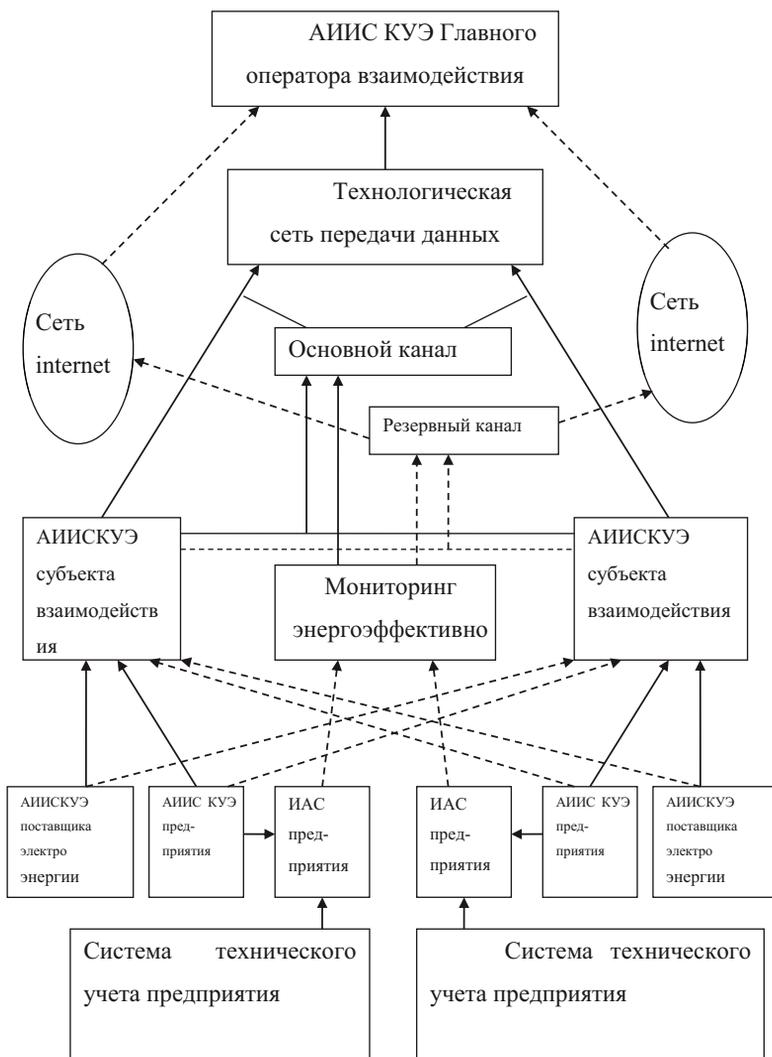


Рис. 1.4. Структура информационной сети АИИС КУЭ совместно с ИАС по энергоэффективности в промышленности

Решение вопроса рациональной организации учета расхода энергоресурсов на промышленных предприятиях возможно лишь на основе системного подхода, в увязке с другими элементами рациональной организации энергоиспользования (составлением и анализом энергобалансов предприятия, отдельных цехов и наиболее энергоемких агрегатов; разработкой и внедрением научно обоснованных норм энергопотребления; разработкой и проведением организационно–технических мероприятий по улучшению энергоиспользования).

С ростом технических возможностей управляющих средств СЭС, усиливается необходимость в аналитической информации по управляемому объекту для принятия обоснованных решения. В нормальных режимах функционирования СЭС нужны дополнительные данные о специфике работы изношенного оборудования, число единиц которого в СЭС постоянно увеличивается. При аварийных, послеаварийных и переходных процессах обнаруживается неопределенность в информации, для принятия адекватного текущей ситуации управляющего решения. Проблема характеризуется увеличением объема поступающих данных и недостаточностью информации для принятия решения. К другим проблемам относится возрастание объема неупорядоченных данных и сокращение времени на переработку информации, увеличивающаяся избыточность информации и неумение воспользоваться нужными данными.

Отсутствие теоретических разработок в сфере коммерческого учета электроэнергии делает актуальным рассмотрение всего спектра взаимосвязанных организационных и технических проблем выполнения измерений, обработки и передачи их результатов, определения составляющих балансов. Такой анализ позволит наметить пути совершенствования технологического обеспечения использования электроэнергии. Для более эффективного функционирования производства необходима организация точного и надежного учета электроэнергии с

наличием оперативных данных о производстве, передаче и потреблении электроэнергии. Для решения задач учета и управления энергопотреблением (в целом энергоресурсами) на промышленных предприятиях необходимо дополнительно к АСКУЭ внедрение систем технического учета [158] электропотребления (как первый этап системы учета всех энергоресурсов).

Главным шагом в решении проблемы энергосбережения на объектах энергосистем является внедрение разветвленной по всей иерархии предприятия автоматизированной системы учета, контроля и управления потреблением энергоресурсов в идеале – вплоть до рабочего места или токоприёмника [12].

Совместное функционирование системы коммерческого и технического учета обеспечивается использованием информационно–аналитической системы по энергоэффективности предприятия в качестве связывающего звена в АИИС КУЭ предприятия. Для реализации более эффективной системы учета предлагается модель АИИС КУЭ предприятия, представленная на рис. 1.4 [6].

Основу ИАС составляет компьютерная модель системы электроснабжения объекта энергосистем, предоставляющая возможность построения энергобалансов по всем уровням СЭС промышленного объекта. Выходные данные систем коммерческого и технического учета поступают в ИАС предприятия в качестве исходных данных.

Коэффициенты математической модели СЭС предприятия характеризуют параметры схемы электроснабжения предприятия [8]. На основе аналитической обработки текущих данных систем коммерческого и технического учета, а также расчетных данных математической модели СЭС предприятия определяются показатели электроэффективности предприятия.

Одна из главных особенностей интегрированной системы управления состоит в необходимости стыковки двух совершенно разноплановых

технических систем – управления энергетикой и информационной. У каждой из них свои принципы, приборы, аппараты, нормативная база. Их объединение в единое целое является очень интересной технической, метрологической и организационной задачей. Основное назначение системы – автоматизированный сбор, обработка и передача в единый центр данных о потоках электрической энергии на всех уровнях (от источника до потребителя).

1.5. Методы оценки технико–экономической эффективности энергосберегающих мероприятий

Энергетическая эффективность производства характеризуется показателями энергосбережения, которые входят показатели энергоэффективности энергопотребляющей продукции, технологических процессов, энергетических ресурсов, использования материалов и строительных конструкций, а также показателями использования вторичных энергоресурсов. Показатели энергоэффективности устанавливаются в стандартах на оборудование, материалы, конструкции, транспортные средства, энергетические ресурсы [12,51,57,80].

Показатели энергоэффективности энергопотребляющей продукции применяются в виде:

- абсолютных значений, характеризующих расход энергоносителя (энергии) или потери энергии в регламентированных условиях (режимах) работы (использования) продукции и удельных нормативов;
- отношения расхода энергоносителя или потерь энергии к выработанной энергии, произведенной продукции (работе) в регламентированных условиях (режимах) работы.

Показатели использования вторичных энергоресурсов характеризуется их полезно используемой долей.

Основные показатели, определяющие эффективности использования электроэнергии в промышленности следующие [57]:

–электроёмкость по лидинговому параметру (отношение величины годового электропотребления к объёму выпуска основного вида продукции по предприятию в целом), кВт·ч на единицу продукции;

–электроёмкость по реализации (отношение величины годового электропотребления к общей стоимости выпускаемой основного вида продукции по предприятию в целом), кВт·ч/сум;

– индивидуальный, групповой, технологический, общепроизводственный удельный расход электроэнергии по лидинговому параметру (расход электроэнергии на производство единицы объёма продукции), кВт·ч на единицу продукции;

– доля электрозатрат в себестоимости, %.

Технико–экономическая эффективность на объектах энергосистем достигается главным образом за счет автоматизации производства, повышения производительности и надежности работы энергетического и технологического оборудования, бесперебойности и ритмичности производственного процесса, сокращения времени простоя оборудования и обслуживающего персонала, повышения оперативности управления.

Выбор наиболее целесообразного варианта решения технической задачи осуществляется на основе расчета сравнительной экономической эффективности капитальных вложений, которая определяется в результате комплексного анализа стоимостных и натуральных показателей. К последним относят производительность труда, расход данных видов сырья, металла, материалов, топлива и т.п., уровень безотходности, простоту эксплуатации, санитарно – гигиенические условия труда и др.

При выборе оптимального варианта могут быть использованы вариантный, экстремальный методы расчетов или их сочетание, а также разностный метод и метод обобщенной разности одновременных затрат. Вариантный метод заключается в определении приведенных затрат по каждому варианту и сопоставлении полученных значений. Экстремальный метод состоит в нахождении минимума функции, отражающей в аналитической форме изменение приведенных затрат под влиянием искомого параметра.

Следует иметь в виду, что экономический оптимум (минимум приведенных затрат), как правило, не совпадает с энергетическим оптимумом (максимальным значением КПД).

Методы оценки технико – экономической эффективности энергосберегающих мероприятий опирается на сложившиеся в мировой практике основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов [76]. Главными являются следующие пять принципов:

1. Принцип сопоставления полезных результатов проекта, выраженных в стоимостной форме (доходов, прибыли), с другими альтернативными возможностями вложения инвестиций.

2. Принцип моделирования потоков продукции, ресурсов и денежных средств. Все потоки должны быть привязаны к конкретным временным периодам.

3. Принцип соизмеримости результатов путем дисконтирования будущих поступлений разновременных денежных средств. Реализация этого принципа обеспечивает соизмерение результатов и затрат, осуществляемых в различные моменты времени. Используемая при этом ставка дисконтирования выбирается исходя из конкретных альтернатив помещения капитала.

4. Принцип определения интегральных результатов и затрат предполагает учет всех положительных и отрицательных потоков денежных средств за расчетный период. Это означает, что при расчетах экономической эффективности определяется интегральный экономический эффект за весь период функционирования объекта (расчетный период). Аналогичным образом в основе расчета экономической эффективности должны лежать полные затраты за расчетный период.

5. Принцип учета неопределенности и рисков, связанных с осуществлением проекта.

В зависимости от базы сравнения различают оценку абсолютной эффективности проекта (ЭСМ), оценку эффективности замены техники, оценку эффективности при сравнении проектов, оценку эффективности дополнительных затрат. Проект оценивается или методом сопоставления

капиталовложений с получаемым доходом, или методом сопоставления затрат по проекту с затратами базы сравнения.

Абсолютный эффект показывает результаты проекта при отсутствии замены техники аналогичного назначения, а также при нецелесообразности дальнейшего использования заменяемой техники.

Эффект замены аналогичной по назначению техники показывает результаты проекта при условии, что заменяемый (базовый) вариант конкурентоспособен. Он будет реализован при отказе от проекта. Оценка проекта выполняется в чистом виде. Сравнительный эффект позволяет определить лучший вариант из проектов аналогичного назначения. Проекты сравниваются в чистом виде.

Эффект дополнительных затрат показывает целесообразность увеличения затрат для достижения большего полезного результата.

При оценке эффективности ЭСМ соизмерение разновременных показателей осуществляется с помощью специального приема, называемого дисконтированием [56,76]. Понимается приведение всех будущих доходов и расходов к первоначальному моменту времени (началу реализации проекта). Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется процентная ставка (норма дисконта) E . Она определяется исходя из приемлемой и реально достижимой для инвестора нормы дохода на капитал. Норма дисконта играет роль базового уровня, в сравнении с которым оценивается эффективность ЭСМ.

К основным показателям эффективности инвестиционных проектов относятся [56, 76]:

Чистый дисконтированный доход (интегральный эффект, чистая нынешняя стоимость, чистая текущая стоимость и т. д.), ЧДД;

Индекс доходности инвестиций (коэффициент эффективности проекта), ИД;

Внутренняя норма дохода, ВНД;

Срок окупаемости капиталовложений:

- динамический, T_0 ;
- статический, $T_0^{ст}$.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) равен разности между текущей ценностью потока будущих доходов или выгод и текущей ценностью будущих затрат на осуществление, эксплуатацию и техническое обслуживание проекта на всем протяжении срока его жизни.

ЧДД можно рассматривать как текущую ценность потока доходов или выгод от сделанных капиталовложений. В финансовом анализе рентабельности ЧДД представляет собой текущую ценность потока чистых поступлений, получаемых лицом или фирмой, в интересах которых предпринимается проект.

Для калькуляции ЧДД по проекту необходимо определить соответствующую ставку дисконта, использовать ее для дисконтирования потоков выгод и затрат, а затем суммировать полученные приведенные ценности. В анализе финансовой рентабельности ставка дисконта обычно является стоимостью капитала для фирмы. В случае экономического анализа ставка дисконта должна представлять собой альтернативную стоимость капитала, т.е. прибыль, которая могла бы быть получена при инвестировании в альтернативные проекты. Если сумма дисконтированных ценностей имеет положительное значение, проект окажет положительное влияние на результаты деятельности фирмы или экономики в целом и может быть рекомендован для финансирования.

$$\text{ЧДД}(NPV) = \sum_1^n \frac{\Pi_t - Z_t}{(1 + E_n)^t}, \quad (1.1)$$

где: Π_t – суммарные выгоды или затраты проекта в год; Z_t – затраты на реализацию проекта в год t ; E_n – ставка дисконта, n – экономический срок жизни проекта.

Реальная ставка дисконта определяется по следующей формуле:

$$E_p = \frac{1+E_u}{1+E_u} - 1, \quad (1.2)$$

где: E_n - номинальная ставка в относительных единицах; E_u - ожидаемый среднегодовой темп инфляции.

Внутренняя норма дохода (или – внутренняя норма рентабельности) по проекту равна ставке дисконта, при которой выгоды равны затратам. Иными словами, внутренняя ставка дохода – это ставка дисконта, при которой чистый дисконтированный доход по проекту равен нулю. Рассчитывается методом последовательных приближений.

Индекс доходности (ИД) представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине капиталовложений

$$ИД(NPVQ) = \frac{1}{I_0} \cdot \sum_1^n (\Pi_i - 3_i) \cdot \frac{1}{(1+E_u)^i}. \quad (1.3)$$

Индекс доходности тесно связан с ЧДД, он строится из тех же элементов и его значение связано со значением ЧДД: если ЧДД положителен, то ИД > 0 и наоборот. Если ИД > 0, проект эффективен, если ИД < 0 – неэффективен.

Период окупаемости капиталовложений указывает на число лет, требуемых для возмещения капиталовложений в проект за счет чистых выгод от проекта. Этот показатель иногда удобен для быстрого расчета и может указать на вариант проекта, заслуживающий дальнейшего рассмотрения.

Различают статический и динамический срок окупаемости. Статический срок окупаемости показывает, за какой срок инвестор возвращает первоначальные капиталовложения и определяется по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{K}{D_\tau}. \quad (1.4)$$

Динамический срок окупаемости T_0 соответствует времени, за которое инвестор вернет израсходованные средства и получит нормативный доход на уровне принятой ставки. Он рассчитывается исходя из уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_0} \frac{D_t}{(1+E)^t} - K = 0, \quad (1.5)$$

решаемого относительно T_0 .

Основным критерием экономической эффективности разработки и внедрения автоматизированных систем управления (АСУ) является рост прибыли промышленного предприятия на основе роста производительности коллективного труда и в основном за счет снижения затрат на производство продукции. В качестве количественного выражения экономической эффективности АСУ принимается годовая экономия от внедрения АСУ (\mathcal{E} год.), расчётный коэффициент затрат (E_p), срок окупаемости капитальных затрат (T).

Величина годовой экономии рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{A_2 - A_1}{A_1} \right) \cdot \Pi_1 + \left(\frac{C_1 - C_2}{100} \right) \cdot A_2, \quad (1.6)$$

где A_1, A_2 – годовой объём реализуемой продукции до и после внедрения АСУ, млн.сум;

C_1, C_2 – затраты на тыс.сум реализуемой продукции после внедрения АСУ;

Π_1 – прибыль от реализации продукции до внедрения АСУ, тыс. сум;

$\left(\frac{C_1 - C_2}{100} \right) \cdot A_2$ – годовой прирост прибыли за счет снижения издержек производства, млн. сум.

Годовой экономический эффект определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{год} - E_n \cdot K_{АСУ}, \quad (1.7)$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений в данной отрасли;

$K_{АСУ}$ –капитальные вложения, связанные с созданием и внедрением АСУ.

Эффективность затрат определяется показателями:

$$T = \frac{K_{АСУ}}{\mathcal{E}_{год}}; \quad E_p = \frac{\mathcal{E}_{год}}{K_{АСУ}}, \quad (1.8)$$

Внедрение системы считается достаточно эффективным, если расчётный коэффициент (E_p) затрат равен или больше нормативного ($E_{норм}$),

$$\text{т.е. } E_p \geq E_{норм}; \quad T \leq \frac{I}{E_{норм}},$$

Сумма капитальных затрат определяется следующим образом:

$$K_{АСУ} = K_n + K_e, \quad (1.9)$$

где K_n – предпроизводственные затраты на проектирование АСУ;

K_e – капиталовложения в технические средства системы.

K_n – включают в себя затраты на составление технического задания, проектирование и внедрение системы.

K_e – включает в себя затраты на приобретение, монтаж технических средств АСУ, определится по формуле:

$$K_e = K_T + K_{см}, \quad (1.10)$$

где K_T – стоимость технических средств;

$K_{см}$ – затраты на транспортировку и монтаж технических средств.

Эксплуатационные расходы АСУ ($Z_{экс}$) определяются по формуле:

$$Z_{экс} = Z_{зн} + Z_{ам} + Z_M + Z_э + Z_{пр}, \quad (1.11)$$

где $Z_{зн}$ – расходы за год по зарплате и отчислениям на соцстрах персонала, занятого обслуживанием технических средств системы, тыс. сум.;

$Z_{ам}$ – сумма годовых амортизационных отчислений технических средств системы, тыс. сум.;

Z_M – расход материалов и запчастей на текущий ремонт и содержание технических средств, руб.;

$Z_э$ – стоимость потребляемой электроэнергии, руб.;

$Z_{пр}$ – прочие расходы.

Эффективность энергоиспользования в энергетической установке характеризуется КПД, который определяется для различных видов используемой энергии как:

$$\eta_j = \mathcal{E}_{нолj} / \mathcal{E}_{подj}, \quad (1.12)$$

где $\mathcal{E}_{нолj}$ – количество энергии, полезно использованной в j -й установке; $\mathcal{E}_{ноdj}$ – количество энергии, подведенной к j -й установке (включает энергию, выделяющуюся внутри установки в результате проведения технологических процессов).

В том случае, когда технологический агрегат является энерготехнологической установкой, вырабатывающей полезную неэнергетическую $A_{ноd}$ и энергетическую $\mathcal{E}_{втор}$ продукцию, $\mathcal{E}_{ноdj} = k \cdot A_{ноdj} + \mathcal{E}_{вторj}$ и КПД агрегата определяется из выражения

$$\eta_j = (k \cdot A_{ноdj} + \mathcal{E}_{вторj}) / \mathcal{E}_{ноdj}, \quad (1.13)$$

где k – переводной коэффициент.

Эффективность использования энергоносителя на участке (без учета потерь энергоносителя в системе распределения и преобразования) характеризуется коэффициентом полезного использования энергоносителя на этом участке, который для каждого вида энергоносителя (электроэнергии, теплоты топлива) рассчитывается по формуле:

$$\eta_{j\dot{y}} = \sum_{j=1}^N y_{ij}^{\dot{y}\ddot{z}} / \sum_{j=1}^N y_{ij}^{\dot{y}\ddot{a}}, \quad (1.14)$$

где $\mathcal{E}_{ij}^{ноz}$, $\mathcal{E}_{ij}^{ноd}$ – соответственно количество i – го вида энергоносителя, полезно использованного в k -й установке и подведенного к ней; n – число установок на участке, использующих i – й вид энергоносителя.

Коэффициент полезного использования энергетических ресурсов на участке (в отделении, цехе, на предприятии) определяется по формуле:

$$\eta_{\dot{m}} = \left(\sum_{j=1}^M \sum_{j=1}^N \mathcal{E}_{ij}^{ноz} \cdot K_i \right) / \left(\sum_{j=1}^M \sum_{j=1}^N \mathcal{E}_{ij}^{ноd} \cdot K_{неpi} \right), \quad (1.15)$$

где i, m – виды и число энергоносителей; j, n – виды и число установок конечного использования (без учета установок преобразования топлива и энергии); $K_i, K_{неpi}$ – коэффициенты пересчета i -го энергоносителя и условное топливо; $K_{неpi} = K_i$ или $K_{неpi} = K_i / \eta_{ni}^{\Sigma}$; отсюда η_{ni}^{Σ} суммарный коэффициент полезного действия цепочки энергоснабжения при

производстве i -го энергоносителя, определяемый с учетом КПД ступеней энергетического потока (добычи топлива, транспорта и переработки топлива, преобразования топлива в другой вид энергии, транспорта энергии):

$$\eta_{ni}^{\Sigma} = \eta_{доб.т} \cdot \eta_{пр.пер.т} \cdot \eta_{пр.т} \cdot \eta_{пр.э} \quad (1.16)$$

В первом случае будем иметь коэффициент полезного использования (КПИ) приведенных энергетических ресурсов, во втором – КПИ природных энергетических ресурсов.

Важнейшей предпосылкой эффективного использования энергетических ресурсов на объектах энергосистем является правильная организация их учета и контроля. Контроль над рациональным использованием энергоресурсов требует организации оперативного и стратегического мониторинга энергоэффективности. К числу мер оперативного и стратегического мониторинга можно отнести систематизацию учета количества и качества используемых энергоносителей. Эта система строится в виде иерархической структуры – от учета энергопотребления на каждом рабочем месте до сбора интегральных показателей энергоэффективности предприятия и энергоёмкости ВВП.

Экономический эффект от внедрения систем учета формируется за счет: уменьшения оплаты за заявленную максимальную электрическую мощность; сокращения расхода электроэнергии; сокращения расхода топлива - и энергоресурсов; льготного тарифа на электроэнергию при оптимизации потребления реактивной энергии; снижения себестоимости продукции при повышении ее качества; снижения потерь на брак; уменьшения численности обслуживающего персонала энергохозяйства.

Экономический эффект Π_n при применении приборного способа учета расхода энергетических ресурсов отдельным внутрипроизводственным потребителем энергии (цехам, участкам, агрегатам) определяется по выражению

$$\Pi_n = \Delta Z_3 - \Delta Z_n, \quad (1.17)$$

где ΔZ_3 – снижение приведенных затрат, которое достигается в результате экономии энергии от установки прибора учета и проведения комплекса работ по улучшению энергоиспользования, сум/год; ΔZ_{II} – дополнительные приведенные затраты, связанные с работами по улучшению энергоиспользования, сум/год.

Установка приборов учета для внутрипроизводственного потребителя энергии экономически целесообразна при условии $\Pi_p > 0$.

Снижение приведенных затрат ΔZ_3 определяется по выражению

$$\Delta Z_3 = C \Delta \cdot W, \quad (1.18)$$

где C – стоимость единицы энергии, сум/ед. энергии; ΔW – ожидаемая экономия энергии, ед. энергии/год. В свою очередь

$$\Delta W = \Delta e \cdot W, \quad (1.19)$$

где W – годовой расход энергии рассматриваемым потребителем, ед. энергии/год; Δe – относительное значение ожидаемого снижения расхода энергии в долях ее общего расхода данным внутрипроизводственным потребителем:

$$\Delta e = \Delta e_1 + \Delta e_2 + \Delta e_3 + \Delta e_4, \quad (1.20)$$

где $\Delta e_1, \Delta e_2, \Delta e_3, \Delta e_4$ – относительная экономия энергии за счет нормализации, соответственно, технического состояния энергопотребляющего оборудования, режимов работы энергетического оборудования, режимов работы технологического оборудования и за счет проведения организационно–технических мероприятий по улучшению энергоиспользования в условиях внедрения комплексной системы учета.

Экономический эффект при применении расчетного способа учета для отдельного внутрипроизводственного объекта ориентировочно может быть оценен по выражению

$$\Pi_p = a \cdot \Delta Z_3 - b \cdot \Delta Z_{II}, \quad (1.21)$$

где a – доля снижения приведенных затрат ΔZ_3 , обеспечиваемая при использовании расчетного способа учета по сравнению с приборами; b – доля дополнительных приведенных затрат $\Delta Z_п$, связанная с использованием расчетного учета по сравнению с приборами.

В укрупненных расчетах по определению величины Π_p значения коэффициентов a и b рекомендуется принимать в пределах $a=0,05 \div 0,1$ и $b=0,03 \div 0,08$ (верхний из указанных пределов – при использовании нормализованных инженерных расчетов, нижний – в случае применения ориентировочных методов оценки).

Суммарный экономический эффект при применении приборного и расчетного способов учета для предприятия в целом определяется по выражению:

$$\Pi_C = \sum \Pi_n + \sum \Pi_p, \quad (1.22)$$

где $\sum \Pi_n$ – суммарный экономический эффект при применении приборного способа внутрипроизводственного учета по предприятию, сум/год; $\sum \Pi_p$ – суммарный экономический эффект при применении расчетного способа внутрипроизводственного учета по предприятию, сум/год.

Уровень эффективности учета по предприятию в целом оценивается коэффициентом эффективности учета

$$K_3 = \Pi_C / \Pi_0, \quad (1.23)$$

где Π_0 – суммарный экономический эффект при внедрении рациональной системы учета на данном предприятии, сум/год; определяется для рассматриваемых условий по выражению, аналогичному определению Π_C . В условиях полного внедрения системы учета $K_3 = 1,0$.

В условиях проектируемых предприятий минимальная величина ожидаемой экономии Δe^{\min} в долях единицы, ниже которой внедрение автоматизированной системы учета электроэнергии экономически нецелесообразно, определяется выражением

$$\Delta e^{\min} = \frac{E_n \cdot \Delta K^a + I_y^a + I_n + I_{отм}}{(1 - \Pi) \cdot C \cdot W}, \quad (1.24)$$

где E_n – нормативный коэффициент окупаемости капитальных вложений; ΔK^a – дополнительные единовременные затраты на создание автоматизированной системы учета электроэнергии, разработку норм электропотребления и внедрения организационно–технических мероприятий по экономии электроэнергии; I_y^a , I_n , $I_{отм}$ – дополнительные эксплуатационные расходы, связанные соответственно, с обслуживанием автоматизированной системы учета электроэнергии; Π – доля общей экономии, расходуемая на премирование работников, обеспечивающих экономию электроэнергии; C – стоимость единицы электроэнергии; W – расчетный годовой расход электроэнергии.

ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБОБЩЕННОЙ СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО СЕТИ

2.1. Обоснование структуры математической модели распределительной сети для расчета технических потерь.

Основной отличительной особенностью разрабатываемой системы от существующих систем мониторинга является усиленная аналитическая часть системы на основе компьютерной программы «Энергобаланс», разработанной исполнителями данного инновационного проекта. Основной задачей проекта является обеспечение получения исходных данных программы в режимы «он-лайн» от системы АСКУЭ, установленных у потребителей в конце отходящего фидера подстанции РС.

В 2009 году на II-ой Республиканской ярмарке инновационных идей, технологий и проектов подписан протокол намерений с ГАК «Узбекэнерго», выполнена хоздоговорная работа на тему: «Автоматизированная информационная система по выявлению резервов экономии электроэнергии в распределительных сетях и промышленных предприятиях». По результатам исследований разработана программа «Энергобаланс» и получено авторское удостоверение от агентства по интеллектуальной собственности Республики Узбекистан (Свидетельство № DGU 01247, 19.02.2010, прил.1).

На базе программы «Энергобаланс» (рис. 2.2., 2.3.) исследованы технологические потери на распределительных сетях АО «Бухарские электрические сети». В прил.4. показана итоговая таблица результатов расчета потерь энергии в распределительных сетях подстанции «Тукимачи» фидер «Хайдаробод», расположенной в Гиждуванском районе, Бухарской области. В прил.5. представлена расчетная схема этого фидера. Продолжение итоговой таблицы и расчетной схемы фидера «Хайдаробод» приведены в приложении П-5.

Узлы сети	Тип прибора	Син. трансформ. (ВЛ)	Син. трансформ. (СН)	Трансформатор	Эффект вытеснения максим. потерь (кВт)	Креативный эффект (кВт)	Однородность (кВт)	Трансформаторный эффект максим. потерь (кВт)	Иллюзия вытеснения максим. потерь (кВт)	Иллюзия вытеснения максим. потерь (кВт)	Эффект коэффициента	Эффект вытеснения максим. потерь (кВт)	Трансформаторный эффект максим. потерь (кВт)	Живая мощность (кВт)
Узлы сети	AC-35	0.4	Син.	Трансформатор	3240	0.95	3054							59.63
19	AC-35	0.6	1	Магн. ядро	3240	0.95	2999				0	86.34	0	86.34
14	AC-35	0.7	1	ТМ - 160/10	3240	0.95	152	4400	8760	0.95	0.06	3.12	3.12	3.18
21	AC-35	0.15	1	Магн. ядро	3240	0.95	2847				0	19.45	0	19.45
34	AC-35	0.85	1	Магн. ядро	3240	0.95	2633				0	75.42	0	75.42
37	AC-35	0.15	1	Магн. ядро	3240	0.95	2543				0	15.52	0	15.52
39	AC-35	0.15	1	Магн. ядро	3240	0.95	372				0	0.33	0	0.33
345	AC-35	0.05	1	ТМ - 250/10	3240	0.95	220	4400	8760	0.98	0.01	3.91	3.91	3.92
653	AC-35	0.05	1	ТМ - 160/10	3240	0.95	152	4400	8760	0.95	0	3.12	3.12	3.12
45	AC-35	0.4	1	Магн. ядро	3240	0.95	2171				0	30.17	0	30.17
45-1	AC-35	0.05	1	Магн. ядро	3240	0.95	209				0	0.03	0	0.03
383	AC-35	0.1	1	ТМ - 63/10	3240	0.95	55	4400	8760	0.97	0	1.34	1.34	1.34
45-9	AC-35	0.45	1	Магн. ядро	3240	0.95	154				0	0.17	0	0.17
34	AC-35	0.05	1	ТМ-100/10	3240	0.95	98	4400	8760	0.98	0	2.38	2.38	2.38
392	AC-35	0.35	1	ТМ - 160/10	3240	0.95	56	4400	8760	0.95	0	1.05	1.05	1.05
70	AC-35	1.25	1	Магн. ядро	3240	0.95	1962				0	76.99	0	76.99
56	AC-35	0.05	1	ТМ-100/10	3240	0.95	98	4400	8760	0.98	0	2.38	2.38	2.38
74	AC-35	0.2	1	Магн. ядро	3240	0.95	1884				0	11.12	0	11.12
585	AC-35	0.35	1	ТМ - 160/10	3240	0.95	198	4400	8760	0.97	0.03	3.22	3.22	3.25
75	AC-35	0.05	1	Магн. ядро	3240	0.95	1709				0	2.34	0	2.34
285	AC-35	0.05	1	ТМ - 63/10	3240	0.95	55	4400	8760	0.97	0	1.34	1.34	1.34
78	AC-35	0.15	1	Магн. ядро	3240	0.95	1654				0	6.57	0	6.57
59	AC-35	0.25	1	Магн. ядро	3240	0.95	252				0	0.25	0	0.25
155	AC-35	0.05	1	ТМ - 63/10	3240	0.95	57	4400	8760	0.9	0	1.41	1.41	1.41
17	AC-35	0.6	1	ТМ - 100/10	3240	0.95	195				0	0.37	0	0.37
176	AC-35	0.4	1	ТМ-100/10	3240	0.95	97	4400	8760	0.97	0.02	2.34	2.34	2.36
758	AC-35	0.95	1	ТМ-100/10	3240	0.95	98	4400	8760	0.98	0	2.38	2.38	2.38

Рис.2.1. Итоговая таблица программы «Энергобаланс»

Экономический эффект от результатов научно – исследовательской работы достигается определением коммерческих потерь, за счет выявления участков сети, имеющей неучтенное потребление электроэнергии, а также заменой элементов сети, имеющей сверхнормативные потери.

Основным недостатком данной программы было ввод исходных данных ручным способом (через клавиатуры) в компьютер. Основная задача выполняемого проекта обеспечение исходных данных с помощью приборов автоматизированного учета электроэнергии, т.е. исключение «человеческого фактора» при вводе исходных данных в систему мониторинга технических потерь РС.

В связи с разработкой на объектах энергосистем информационных и управляющих систем, эти модули могут иметь большое значение. В этом

случае модель энергетического баланса необходима для алгоритмизации плановых расчетов, как наиболее экономичная форма систематизации, хранения и переработки информации в части энергетических технико-экономических показателей оперативного управления энергетикой предприятия. Модели позволяют энергетическим цехам точно и оперативно реагировать на всевозможные изменения плановой программы в основных цехах предприятия и таким образом могут сыграть положительную роль в совершенствовании существующих систем оперативного управления.

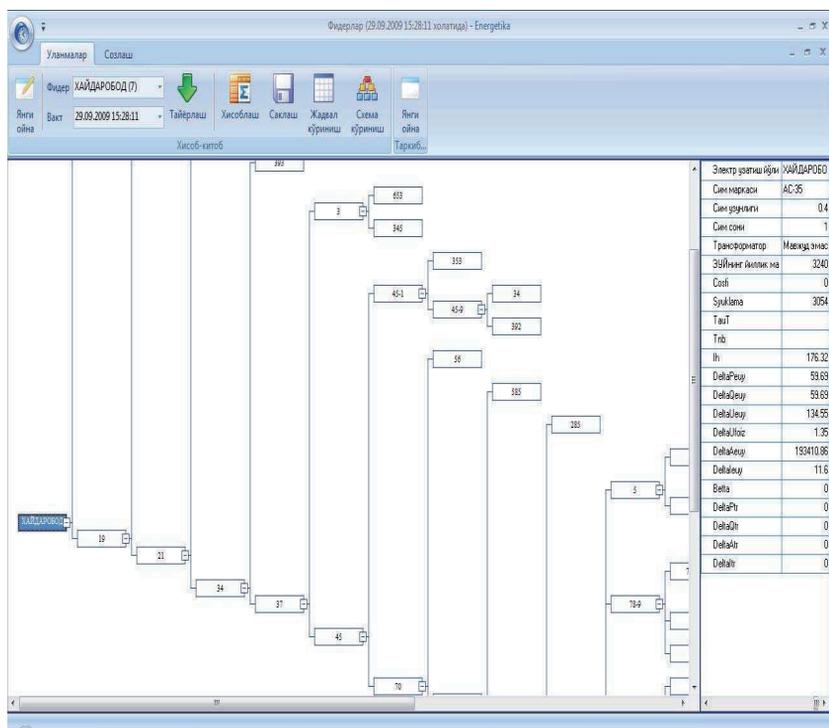


Рис. 2.2. Расчетная схема программы «Энергобаланс»

Для определения структуры математической модели и с учетом вышеперечисленных задач сформулируем основные требования этой математической модели СЭС:

1. Универсальность модели, обеспечивающая исследование всевозможных вариантов схемы распределительной сети.
2. Единый расчетный цикл, обеспечивающий построение энергетических балансов по всем уровням (в ответвлениях) РС.
3. Программирование последовательности расчетов и создание базы данных по РС.
4. Автоматический поиск, просмотр, редактирование, добавление, отбор и сортировка данных по запросу исследователя.
5. Возможность автоматического чтения и обмен данных с внешними программами.

Для обеспечения требований исследований РС предлагается следующая структура обобщенной модели РС. Математическая модель РС представляет собой информационный массив (таблицу) с различными видами переменных (текстовые, числовые, файловые и т.п.) и с изменяющейся размерностью. Размеры массива зависят от ступеней (узловых точек) РС. В математической модели РС имеют место совокупность уравнений, используемых при расчете нагрузок, при расчете потерь, технико-экономических показателей РС и т.п. С помощью модели осуществляют расчет существующей РС и составляют энергобалансы по отходящему фидеру подстанций во всех уровнях РС.

На рис. 2.2. показана структурная схема формирования расчетных данных (технологического расхода и потерь мощности) энергетического баланса РС. Расчет осуществляется по иерархической схеме (по ступеням РС), т.е. снизу вверх. Расчет нагрузок и потерь в элементах РС осуществляется много циклическими алгоритмами расчета. Каждый цикл

определяет уровень РС. Расчетные параметры элементов РС верхнего уровня определяются суммированием этих же параметров нижнего уровня.

Матричные модели энергетических балансов позволяют существенно повысить точность плановых расчетов; внутренне увязать баланс; упростить балансовую работу; облегчить проведение плановых, многовариантных, корректировочных расчетов; обеспечивают применение вычислительных средств, при составлении планов энергоснабжения [50].

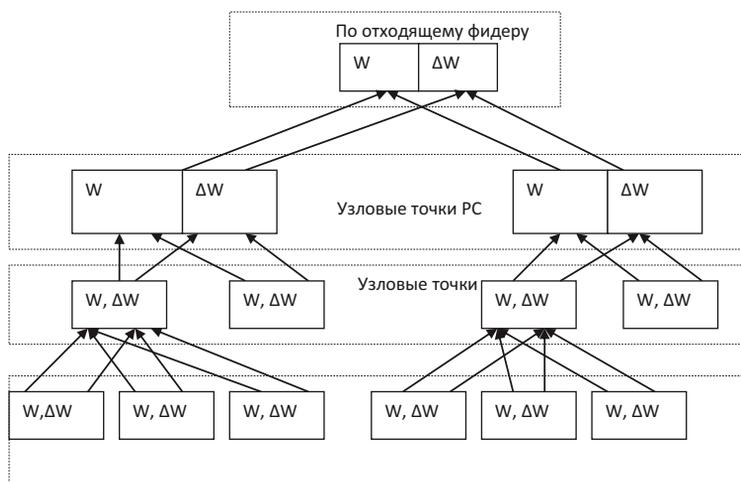


Рис. 2.3. Структурная схема формирования расчетных данных энергобаланса отходящего фидера подстанции 35/10 кВ.

Такое построение модели РС позволяет сохранить все исходные и расчетные показатели для создания базы данных по РС, а также построить энергетические балансы РС единым расчетным процессом.

2.2. Математическое описание энергетического баланса распределительной сети

Основой аналитической части СМТП является математическая модель РС, позволяющая комплексно исследовать технические потери в сети. На основе статистического анализа данных модели РС выявляются участки с регулярными объемами потребления и аномальными потреблением. При этом заполняется детализированная информационная база данных по элементам схемы РС 10 кВ. Основное содержание этой части работы состоит в разработке энергетических балансов, позволяющих детализировать энергетические потоки по ответвлениям и дать количественную оценку энергетическим потерям, а также указать участки и причины их возникновения. Решение этих задач предполагает математическую модель РС, позволяющую сохранение всех исходных и расчетных данных, а также с аналитической обработкой этих данных математическими методами.

На основе сформулированных требований разработана матричная модель математического описания РС, в основу которого положены иерархическая модель структуры РС с расширенной информационной базой исходных данных. Сущность иерархической модели структуры состоит в выделении нижних (разветвлённых) и высших (магистральной) уровней РС. Нижние и высшие уровни иерархии формируются из ступеней. Порядковые номера ступеней соответствуют порядковым номерам последовательно соединенных элементов РС, через которые электроэнергия подается к потребителям. Уравнения, описывающие расчетные параметры элементов РС, расположенных на различных ступенях, имеют идентичную форму. Обобщение этих уравнений и программирование с базой данных позволяет создать математическую модель РС, основанную на машинных методах расчета. Матричные модели энергетических балансов позволяют существенно повысить точность расчетов и увязать с потоком энергии в начале линии.

На рис. 2.4. показана обобщенная схема распределительной сети 6, 10 кВ, включающая в себя несколько (ступеней) узловых точек. Электрические сети между подстанциями 10 кВ и первыми узловыми точками (УТ1) составляют первый уровень РС. Следующие уровни РС включают в себя участки между узловыми точками, до неразветвленной части магистральной линии. Неразветвленная магистральная линия составляет последний уровень РС.

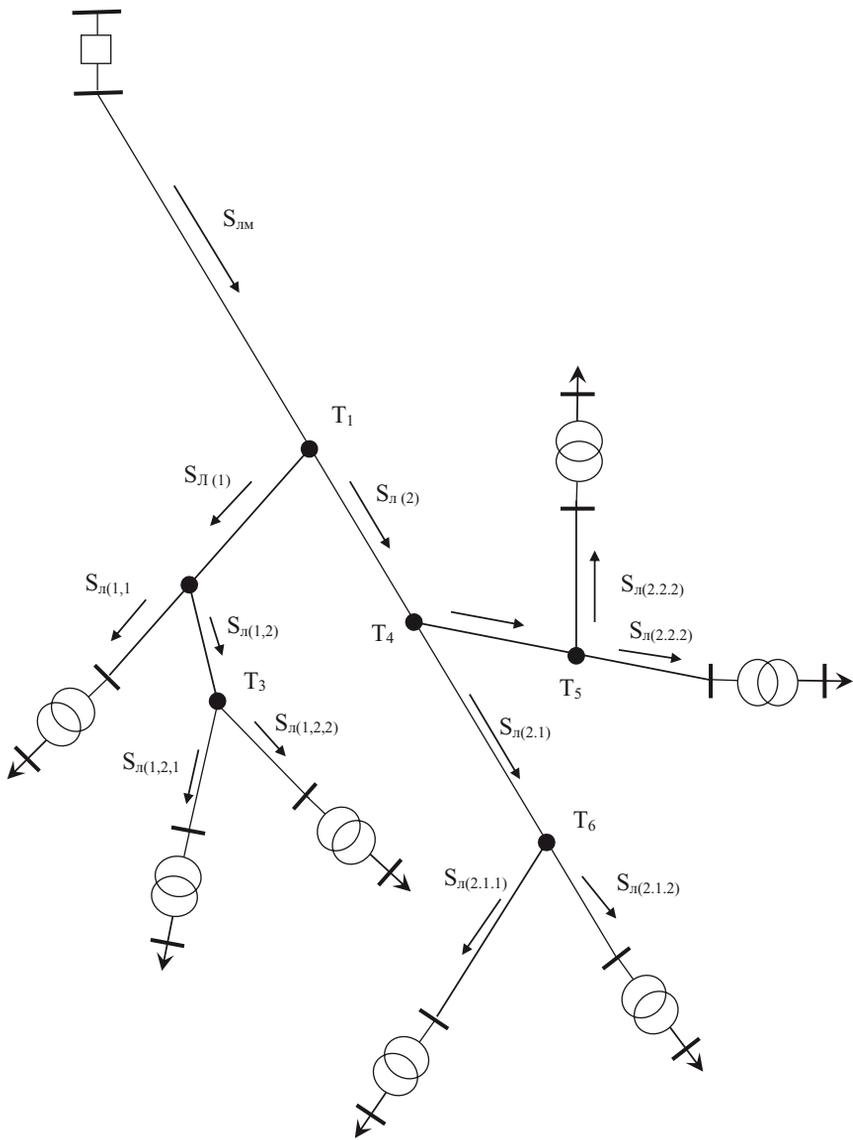


Рис.2.4. Обобщенная схема распределительной сети 6,10 кВ.

Для составления матричных уравнений эту схему представим видоизмененной, показанной на рис. 2.5.

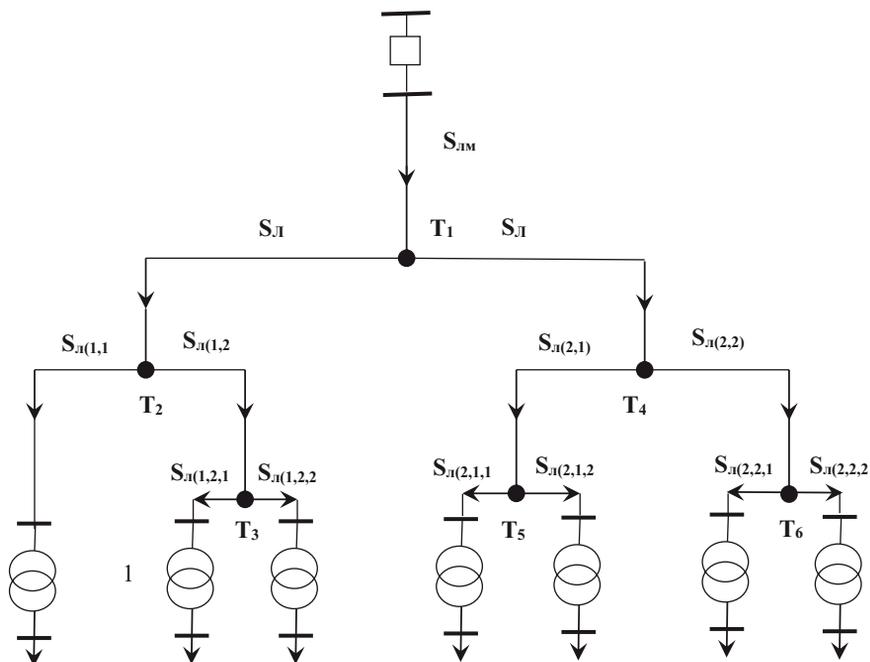


Рис. 2.5. Обобщенная схема РС для составления матричных уравнений.

На основе обобщенной схемы РС (рис. 2.2.) составляем матричные уравнения для расчета потерь энергии в РС. Расчет энергобалансов РС начинается с определения технологического расхода мощности потребителя подстанции 10 кВ, по показаниям счетчиков, кВт:

-фактическая полная мощность нагрузки трансформаторов в конце РС, кВА:

$$S_{\phi}(i, j, k) = \sqrt{P_{\phi}^2(i, j, k) + Q_{\phi}^2(i, j, k)}, \quad (2.1)$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах в конце РС:

$$\Delta P_{mp}(k, j, i) = \Delta P_{\kappa}(k) \cdot \left(\frac{S_{m,p}(k)}{n(k) \cdot S_{m,n}(k)} \right)^2 + \Delta P_0(k); \quad (2.2)$$

$$\Delta Q_{mp}(k, j, i) = \frac{U_k(k) \cdot U_1^2}{100 \cdot S_{um}(k)} + \frac{i_0(k) \cdot S_{um}(k)}{100}, \quad (2.3)$$

где ΔP_{κ} , U_k – потери и напряжения короткого замыкания; ΔP_0 , i_0 – потери и ток холостого хода трансформатора; n – число трансформаторов ТП.

Активная и реактивная мощность в линии ответвлениях конце РС

$$P_{\pi}(i, j, k) = P_{\phi}(i, j, k) + \Delta P_{mp}(i, j, k); \quad (2.4)$$

$$Q_{\pi}(i, j, k) = Q_{\phi}(i, j, k) + \Delta Q_{mp}(i, j, k); \quad (2.5)$$

$$S_{\pi}(i, j, k) = \sqrt{P_{\pi}^2(i, j, k) + Q_{\pi}^2(i, j, k)}. \quad (2.6)$$

Расчетный ток на ответвлениях в конце РС – (k, j, i) , питающий потребителей:

$$I_{\pi}(i, j, k) = \frac{S_{\kappa\pi}(i, j, k)}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_3}, \quad (2.7)$$

где U_3 – номинальное напряжение нижней ступени СЭС, кВ.

Потери активной и реактивной мощности в ЛЭП – (k, j, i) :

$$\Delta P_{\pi}(i, j, k) = 3 \cdot I_{\pi}^2(i, j, k) \cdot R_0(i, j, k) \cdot l_{\pi}(i, j, k); \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_{\pi}(i, j, k) = 3 \cdot I_{\pi}^2(i, j, k) \cdot X_0(i, j, k) \cdot l_{\pi}(i, j, k) \quad (2.9)$$

где l – длина кабельных линий, км.

Активная, реактивная и полная мощность в начале ЛЭП в нижней ступени РС:

$$P_{\kappa,\pi}(i, j, k) = P_{\pi}(i, j, k) + \Delta P_{\pi}(i, j, k); \quad (2.10)$$

$$Q_{\kappa,\pi}(i, j, k) = Q_{\pi}(i, j, k) + \Delta Q_{\pi}(i, j, k); \quad (2.11)$$

$$S_{\kappa,\pi}(i, j, k) = \sqrt{P_{\kappa,\pi}^2(i, j, k) + Q_{\kappa,\pi}^2(i, j, k)}. \quad (2.12)$$

Следующая ступень РС включает в себя линии, питающие ответвленные от узловых точек (УТ1) РС. Расчетная мощность ЛЭП – (k, j) , питающая УТ1 – (k, j) , определяется суммированием мощностей КЛ, присоединенных к данному узловому точку:

$$P_{кл}(j, k) = \sum_{i=1}^{i_{\max}} P_{кл}(i, j, k); \quad (2.13)$$

$$Q_{кл}(j, k) = \sum_{i=1}^{i_{\max}} Q_{кл}(i, j, k); \quad (2.14)$$

$$S_{p,кл}(j, k) = \sqrt{P_{p,кл}^2(j, k) + Q_{p,кл}^2(j, k)}, \quad (2.15)$$

где i_{\max} – число ответвлений, включенных на УТ1 – (k, j) .

Расчетный ток ЛЭП, ответвленный от УТ2, т.е. участок сети между точками УТ1 и УТ2 – (k, j)

$$I_n(j, k) = \frac{S_n(j, k)}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_2}. \quad (2.16)$$

Потери активной и реактивной мощности в ЛЭП – (k, j) (2.17)

$$\Delta Q_n(j, k) = 3 \cdot I_n^2(j, k) \cdot X_0(j, k) \cdot l_n(j, k). \quad (2.18)$$

Расчетная мощность в начале КЛ – (k, j) :

$$P_n(j, k) = P_n(j, k) + \Delta P_n(j, k); \quad (2.19)$$

$$Q_n(j, k) = Q_n(j, k) + \Delta Q_n(j, k); \quad (2.20)$$

$$S_n(j, k) = \sqrt{P_n^2(j, k) + Q_n^2(j, k)}. \quad (2.21)$$

На этом этапе заканчивается расчет энергетических балансов РС. Общий технологический расход электроэнергии по отдельному фидеру РС определяется по формуле:

$$P_{\text{мех}} = \sum_{k=1}^{k_{\max}} \sum_{j=1}^{j_{\max}} \sum_{i=1}^{i_{\max}} P_{\phi}(k, j, i). \quad (2.22)$$

Общие потери линий РС, определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_n(k) = \sum_{k=1}^{k_{\max}} \sum_{j=1}^{j_{\max}} \Delta P_n(k, j) + \sum_{k=1}^{k_{\max}} \sum_{j=1}^{j_{\max}} \sum_{i=1}^{i_{\max}} \Delta P_n(k, j, i) + \sum_{k=1}^{k_{\max}} \sum_{j=1}^{j_{\max}} \sum_{i=1}^{i_{\max}} \Delta P_{mp}(k, j, i); \quad (2.23)$$

Результаты нижних ступеней РС будут исходными данными для следующей ступени РС. Мощность линии, питающая узловую точку УТЗ, определяется суммированием мощности ЛЭП – (j, k) , присоединенных к этой точке:

$$P_n(k) = \sum_{j=1}^{j_{\max}} (P_n(j, k) + \Delta P_n(j, k)); \quad (2.24)$$

$$Q_n(k) = \sum_{j=1}^{j_{\max}} (Q_n(j, k) + \Delta Q_n(j, k)); \quad (2.25)$$

$$S_n(k) = \sqrt{P_n(k)^2 + Q_n(k)^2}; \quad (2.26)$$

Расчетный ток КЛ в третьей ступени СЭС, питающий ответвленные от точки УТЗ.

$$I_n(j, k) = \frac{S_n(j, k)}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_2}. \quad (2.27)$$

Потери мощности ЛЭП в третьей ступени РС, питающие ответвления от точки УТЗ:

$$\Delta P_n(k) = 3 \cdot I_n^2(k) \cdot R_0(k) \cdot l_n(k). \quad (2.28)$$

Следующей ступенью РС будет магистральная линия отходящего фидера (неразветвленная часть РС), включающая ЛЭП между подстанций энергосистемы и точкой разветвления магистральной линии. Активная и реактивная мощность магистральной линии:

$$P_{M.n} = \sum_{k=1}^{k_{\max}} (P_n(k) + \Delta P_n(k)); \quad (2.29)$$

$$Q_{M.n} = \sum_{k=1}^{k_{\max}} (Q_n(k) + \Delta Q_n(k)); \quad (2.30)$$

$$S_{M.n}(k) = \sqrt{P_{M.n}^2 + Q_{M.n}^2}, \quad (2.31)$$

Расчетный ток ЛЭП:

$$I_{\text{лэп}} = \frac{S_{\text{лэп}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_c}. \quad (2.32)$$

Потери мощности ЛЭП, питающие предприятия:

$$\Delta P_{\text{м.л}} = 3 \cdot I_{\text{лэп}}^2 \cdot R_0 \cdot l_{\text{лэп}}. \quad (2.33)$$

2.3. Алгоритмы расчета технических потерь энергии отдельного фидера распределительной сети.

В начале для сопоставления результатов исследований расчет потерь осуществляется ручным способом. Для расчета технических потерь составляется паспорт алгоритм исходных данных по узловым точкам РС. Расчет потерь производится по методике, описанной в параграфе 2.2. с конца линии. В начале, в зависимости от числа узловых точек отходящего фидера, составляется структурная схема для визуального программирования. (рис.2.6.). На основе этой схемы составляется на алгоритмическом языке «Delphi» расчетная схема для расчета технологических потерь РС (рис. 2.7.).

В начале, на основе показаний счетчиков, установленных на потребителях в конце линии, определяется нагрузка трансформаторов и как исходные данные для расчета вводится через каналы мобильной связи по алгоритму, показанному на рис. 2.3. Другие постоянные исходные данные: длина, удельное сопротивление ответвленных линий вводится через клавиатуру компьютера. По алгоритму расчета, показанного на рис. 2.3., 2.4. и 2.5. производится расчет потерь на ответвлениях и узловых точках РС.

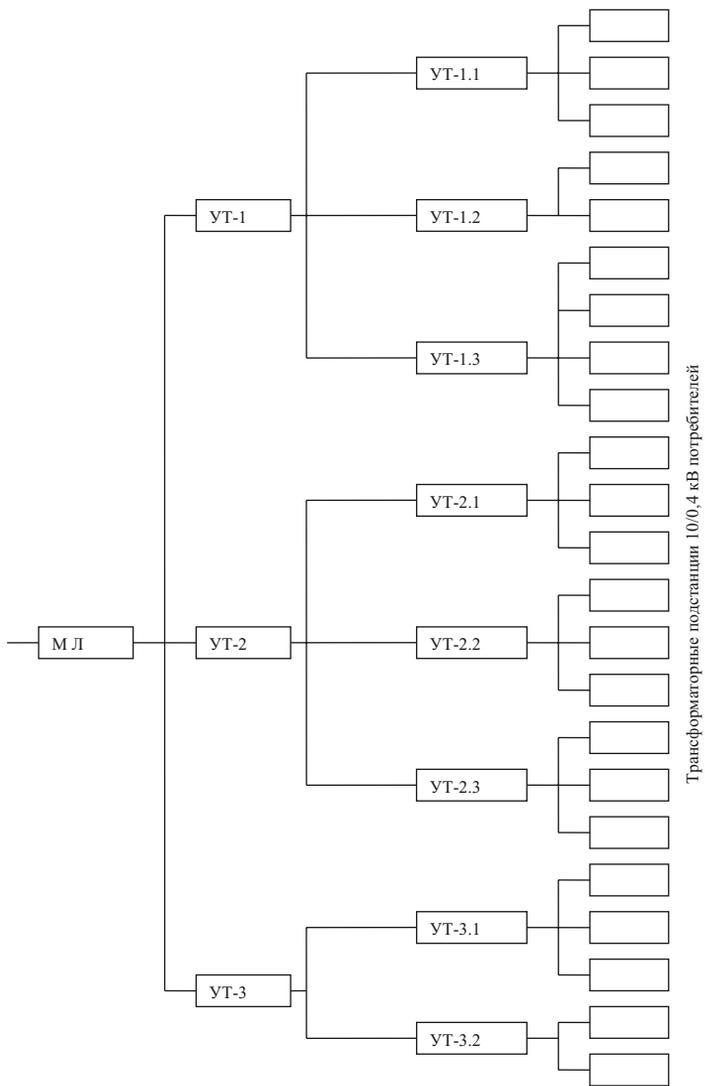


Рис.2.6. Структурная схема для составления программы расчета технических потерь в РС.

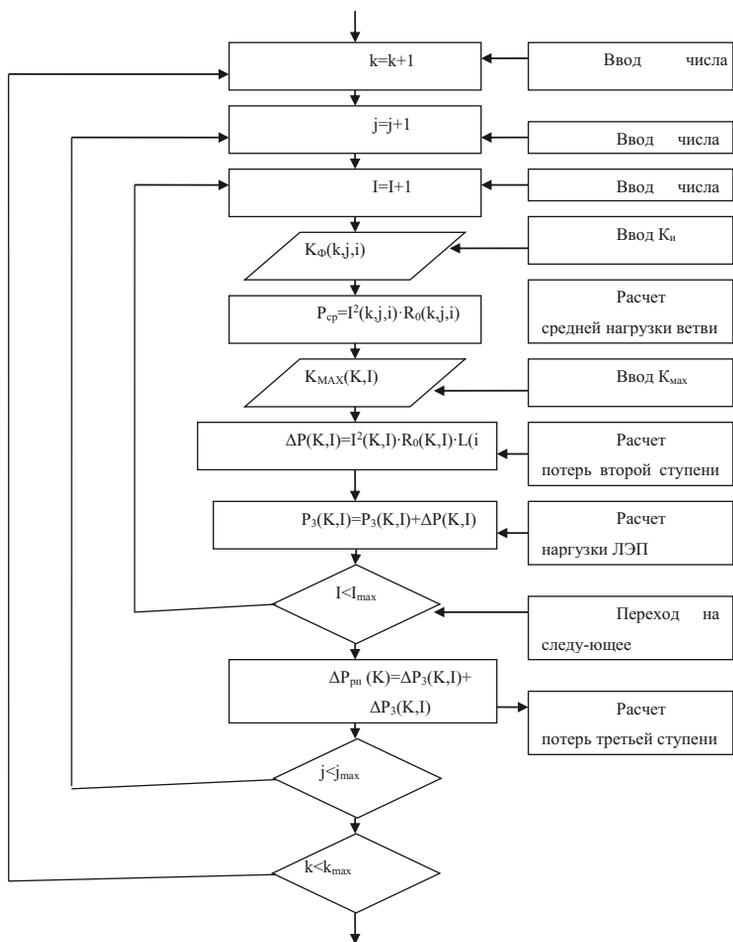


Рис. 2.7. Алгоритм формирования расчетных данных отходящего фидера подстанции 35/10 кВ.

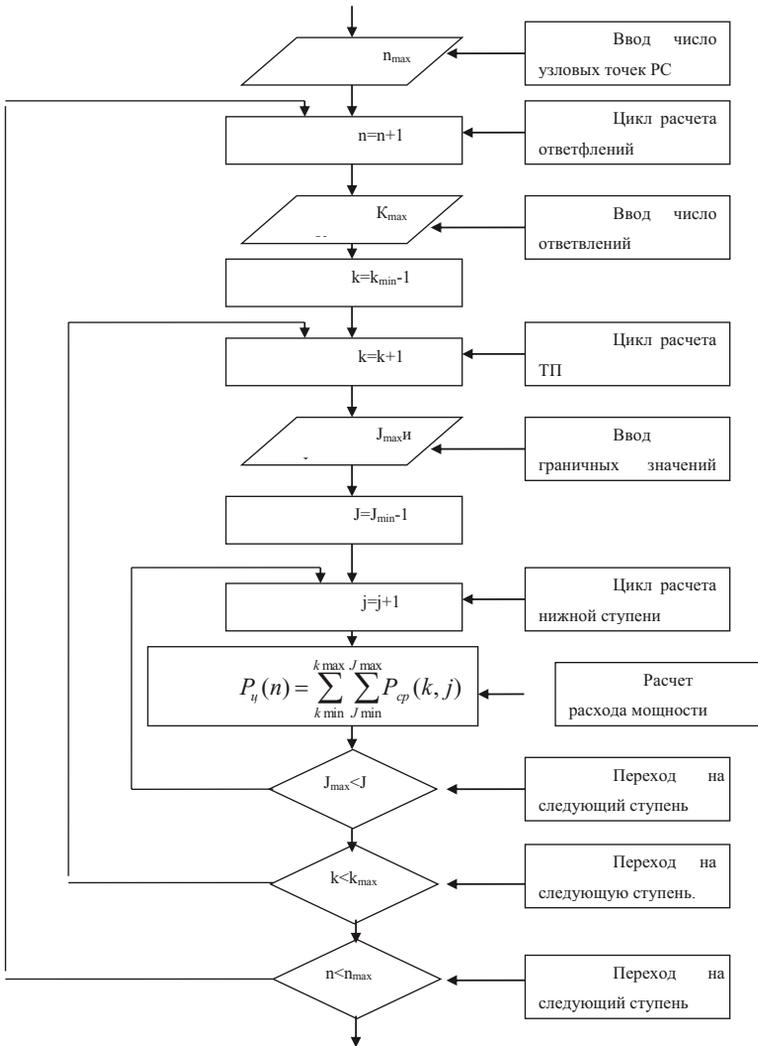


Рис. 2.8. Алгоритм формирования расчетных данных по ответвлениям

На основе семы 2.5. составляется расчетная схема для определения параметров схемы РС. Нагрузка потребителей определяется на основе показаний

счетчиков подключенных к АСКУЭ. Показания счетчиков приведены на рис. 1.4.-1.7. Показания счетчиков получены с использованием программы «AdminTools 3.4 b»

Для проверки адекватности и корректировочных расчетов расчеты производятся также на электронной таблице Excel. Адекватность результатов, полученных программой «Энергобаланс» проверяется также с результатами расчетов, выполненных на электронной таблице Excel.

Предложенный алгоритм расчета позволяет построить энергобаланс РС с любой конфигурацией схемы отходящего фидера подстанции РС. Создается новая таблица энергобаланса по узловым точкам отходящего фидера, позволяющая структурировать потери электроэнергии в соответствии с схемой РС. Такое построение структуры модели позволяет создать единую таблицу базы данных по отходящему фидеру, а также проводить автоматизированный расчет энергетических балансов по узловым точкам РС, трансформаторным подстанциям, по потребителям РС.

**ГЛАВА 3. ИНФОРМАЦИОННО – АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА
ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ
3.1. СУЩЕСТВУЮЩИЕ АНАЛОГИЧНЫЕ СИСТЕМЫ
МОНИТОРИНГА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
СЕТЯХ**

Использование информационно-аналитического комплекса "PEGAS" для анализа потерь в электрических сетях и системах электроснабжения

В ИАК «PEGAS» реализована открытая многоуровневая система, сочетающая функции технологического и производственно-технического управления предприятием электрических сетей и обеспечивающая максимально доступную информационную среду для эксплуатационных служб по оперативному учету состояния оборудования системы электроснабжения 0,4-110 кВ и расчетам режимов ее работы, потерь электроэнергии и др. Концепция открытой системы предполагает возможность практически неограниченного ее расширения разнообразными информационными базами, технологическими блоками и модулями, необходимыми для управления энергетическими предприятиями, выработки и принятия обоснованных организационных, технических и экономических решений и мероприятий.

ИАК "PEGAS" предусматривает интеграцию с корпоративными планово-экономическими, геоинформационными и оперативно-диспетчерскими системами и системами учета электроэнергии и контроля ее качества. При частичном или полном отсутствии названных систем ИАК реализует минимально необходимый набор их функций.

Назначение комплекса

1. Обеспечение информирования персонала о составе и характеристиках установленного оборудования системы электроснабжения, его текущем состоянии, потреблении и потерях электроэнергии, других обобщенных технических характеристиках основной деятельности. Информация должна вызываться непосредственно со схемы. Доступ к схемам - с любого рабочего места корпоративной сети.

2. Обеспечение инженерного персонала производственных служб средствами достоверного и наглядного отображения и контроля состояния конкретного оборудования подстанций (ПС) и распределительных сетей (РС), вторичных цепей и приборов, средств учета, телемеханики, связи. Обеспечение справочной информацией, средствами учета дефектов, отклонений, заявок, дежурств, прав и т.п.

3. Решение расчетно-аналитических задач управления режимами системы электроснабжения инженерным персоналом производственных служб и прежде всего задач анализа и минимизации технических и коммерческих потерь электроэнергии, как одного из действенных инструментов повышения эффективности и улучшения экономических результатов систем передачи, распределения и потребления электроэнергии.

4. Обеспечение работы оперативно-диспетчерского персонала информацией о текущем состоянии оборудования системы электроснабжения.

Комплекс разработан на основе трех ключевых концепций:

Виртуальное отображение реальных систем. Операции и действия с графически отображаемой схемой системы выполняются как можно более адекватно операциям и действиям в реальной электрической системе. Например, отключенное положение выключателя, вывод элемента из рабочего состояния,

изменение оперативного статуса электрического аппарата отражается на схеме с помощью изменения его цвета. В качестве базового редактора используется редактор фирмы «МОДУС».

Общая интеграция данных. "PEGAS " дает возможность использовать одну базу данных для электрических, механических, логических и физических характеристик системных элементов. Эти данные могут использоваться как для различного рода расчетов (нормальный режим, определение и анализ потерь расчетными и инструментальными средствами, токи короткого замыкания, механический расчет и т.д.), так и для задания характеристик аналогичных элементов при их добавлении в схему. Эта интеграция данных обеспечивает идентичность характеристик однотипных элементов для всей схемы и уменьшает объем входной информации.

Упрощение входных данных. "PEGAS" позволяет подготовить базу данных детальной информации для каждой электрической установки, входящей в схему. При последующем вводе данных для вновь помещаемого на схему элемента требуется только проведение корректировки выбранной информации или просто ее выбор из базы данных.

В соответствии с изложенными концепциями "PEGAS" состоит из четырех подсистем:

- собственно графического редактора "МОДУС", позволяющего работать непосредственно в визуальном режиме со схемами электрических сетей и систем электроснабжения, выполненных в однолинейном представлении;
- базы данных, где хранится вся необходимая нормативно-справочная информация по элементам, отображаемым с помощью графического редактора;

- установки и коррекции параметров и их значений или характеристик элементов, помещенных на поле отображения;
- расчетно-аналитических модулей, позволяющих выполнять электротехнические и другие расчеты для отображенной схемы электрической системы.

При создании системы решены следующие вопросы.

1. Составление схемы системы электроснабжения предприятия и схем ТП.

2. Разработка структуры интегрированной базы данных по основным элементам системы электроснабжения, выбор формата хранения данных с возможностью использования имеющихся БД типа Oracle-8 или Access, разработка структуры пакетов хранения информации различного назначения (для электрических расчетов, для эксплуатации и маттехснабжения, для финансовых документов и т.д.), выбор и оптимизация объема хранимой информации и места ее хранения (сеть, сервер, локальная машина), разработка модуля однозначного соответствия данных, представляемых на схемах, отрисованных графическим редактором и в таблицах БД с возможностью использования средств различных прикладных программ. Разработка средств доступа и выборки параметров элементов и параметров режима, упрощенное обращение к данным, находящимся в БД, использование стандартных средств системы управления базой данных (СУБД). Разработка возможностей наращивания объемов хранимой информации, а также возможности увеличения количества элементов, схем фидеров и районов.

3. Перечень таблиц нормативно-справочной информации включающих подстанции, трансформаторы силовые и измерительные, линии, коммутационные аппараты, реакторы, разрядники и т.д.

4. Ведение базы оборудования и измерительных приборов на подстанциях, в т.ч. база оборудования, паспорта трансформаторов, база измерительных приборов на подстанциях и т.д.;

5. Разработка системы привязки внешних источников получения периодической и спорадической информации к схемам, отрисованным графическим редактором и к таблицам базы данных.

6. Расчетные задачи по сети 6-110 кВ:

- установившийся режим (нормальный и аварийный);
- потери мощности и электроэнергии в системе электроснабжения и отдельных ее элементах;
- оценка уровня коммерческих потерь;
- расчет параметров графиков нагрузок;
- токи короткого замыкания (трехфазное и двухфазное);
- релейная защита силовых трансформаторов (МТО, МТЗ);
- релейная защита линий (МТО, МТЗ и дистанционная защита);
- релейная защита линий 6-10 кВ от однофазных замыканий на землю;
- релейная защита синхронных и асинхронных двигателей (МТО, МТЗ);
- расчет настроек ДГК и другие.

Общие требования, предъявляемые к сетевой инфраструктуре:

- Единое информационное пространство. Ключевое требование, означающее, что любой объект/свойство должен присутствовать только в

единственном экземпляре. Физически данное требование реализуется с помощью единого сервера базы данных, либо организации системы тиражирования информации между серверами баз данных подразделений.

- Непротиворечивость информации. Следует из задач единого информационного пространства и означает, что в базе данных не должно быть любых частей информации, которая противоречит друг другу.

- Отсутствие дублирования информации

- Оперативность информации.

- Информационная полнота. Состав и структура информации должна обеспечивать выполнение всех существующих на данный момент в Энергосбыте, электросетевых предприятиях и ЦДС задач. Или должна обеспечивать принципиальную возможность решения всех этих задач.

Информационное обеспечение (ИО) подсистемы АСУ ПТД содержит накапливаемую в базах данных на серверах и рабочих станциях компьютерной сети информацию, предназначенную для использования в различных прикладных программах и для длительного хранения.

Распределенная база состоит из следующих компонентов:

- базы данных электросетевого оборудования (БДЭО) из двух основных частей – раздела силового электротехнического оборудования и раздела оборудования вторичных цепей, которые организуются в соответствии со списком подстанций предприятия.

- электронного хранилища электрических схем (исполнительных и оперативных) сетей и подстанций в специальном формате, обеспечивающем использование таких схем для всех возможных применений (для оперативных целей, расчётов режимов, подготовки персонала);

- баз данных, находящихся в управлении других подсистем АСУ, задач и даже других предприятий, но доступных подсистеме АСУ ПТД по локальной или корпоративной компьютерной сети для чтения.

Состав таблиц и информационных полей в базе данных БДЭО определяется потребностями программных средств подсистемы АСУ ПТД.

На основе разработанной структуры базы данных реализуется специализированное сетевое программное обеспечение по параметрам электрооборудования напряжением 6-10/0,4 кВ, характеристикам потребителей и их нагрузкам, оперативной и справочной информации, необходимой при эксплуатации системы электроснабжения. Полученная информационная система отражает иерархию и взаимосвязи оборудования и линий распределительной электрической сети.

База данных обеспечивает ведение картотек паспортов подстанций, линий, кабельных сооружений, силовых трансформаторов, потребителей и вводно-распределительных устройств с системой поиска по заданным параметрам.

Справочная база организована как библиотеки типового оборудования (нормативно-справочная информация - НСИ) и информация по элементам схем. Справочная база состоит из таблиц-классификаторов - это вспомогательные списки для выбора значений поля БД. На основе справочных, каталожных и паспортных данных оборудования электрических сетей разработаны библиотеки типового оборудования: силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей, приводов к коммутационным аппаратам (КА), трансформаторов тока и напряжения, рубильников, разрядников, автоматических выключателей, кабелей, проводов воздушных линий (ВЛ) и другого оборудования.

Опробованный на многих предприятиях графический формат представления схем фирмы «Модус» (Москва) позволяет интегрировать (включать) подготовленные в нём схемы в различные расчётные задачи. Такие

схемы могут быть сделаны доступными из любой точки корпоративной сети и даже из дома через Интернет при безусловном обеспечении требований безопасности средствами защиты корпоративной сети от несанкционированного доступа.

В предлагаемой системе задействованы следующие инструментальные средства сторонних производителей: ОС Windows NT-2000-XP, СУБД Oracle 8.1 или Access, графические компоненты фирмы Модус.

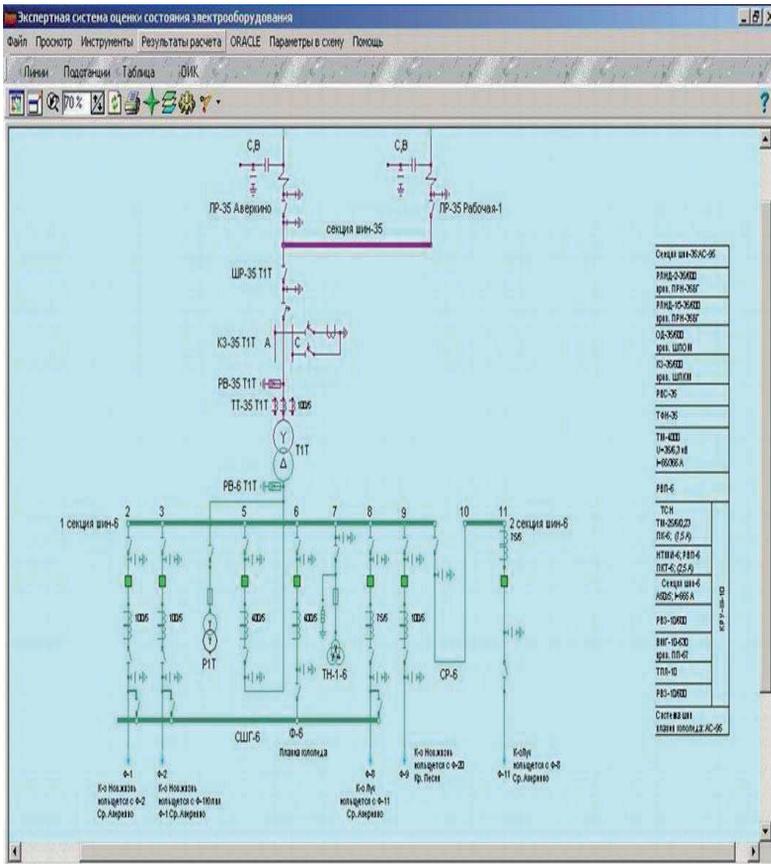


Рис 3.1. Пример однолинейной электрической схемы подстанции

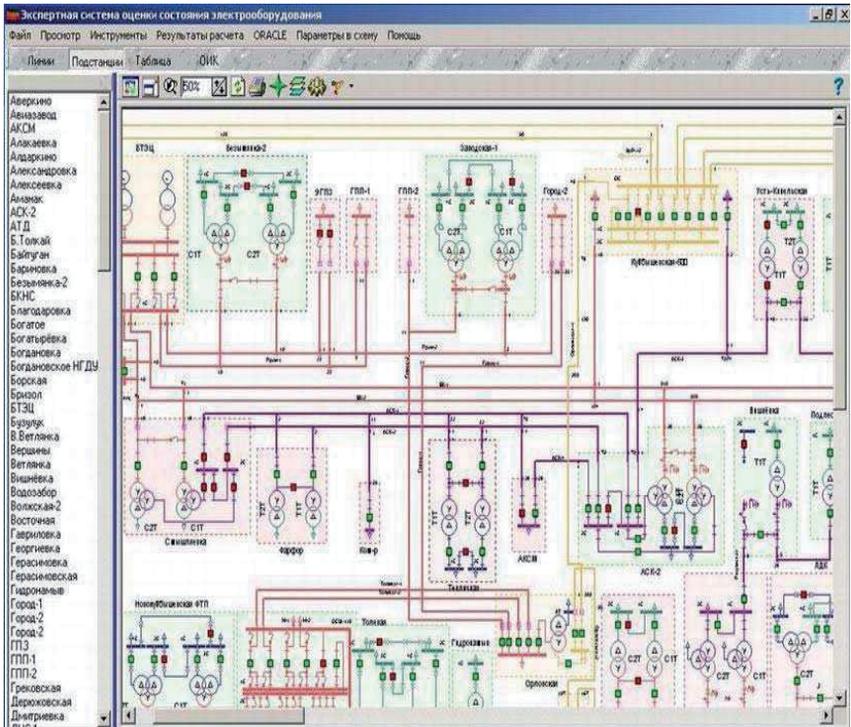


Рис 3.2. Пример расчетных схем

Расчет нормального режима сети электроснабжения и потерь мощности и энергии

При выборе методики расчета потерь энергии в системе электроснабжения основное внимание уделяется сохранению эквивалентности математической модели фактическому режиму на головном участке фидера, на который приходится основная доля потерь. Характерными показателями, определяющими потери энергии на головном участке, являются поток энергии за учетный период или максимальный ток.

В связи с этим возможно использование трех алгоритмов расчета потерь

- расчет по учетному потоку энергии (по показаниям счетчиков);
- расчет по максимальному току фидера;
- расчет по реальным нагрузкам потребителей.

Более достоверный из них поток энергии (по показаниям счетчиков), может быть принят в качестве определяющего параметра при оценке потерь энергии в сети. Сопоставлением фактических и расчетных значений этого показателя производится корректировка расчетных потерь энергии в сети. Алгоритмом предусматривается суммирование расчетных потерь энергии по трансформаторам ТП и кабелям, соединяющим ТП, РТП с ГРУ источника в функции расчетного отпуска энергии в рассматриваемую сеть. С помощью такой зависимости упрощается корректировка расчетных потерь энергии по фактическому отпуску энергии в сеть.

Расчет технических потерь в сети 6 кВ

Для определения потерь энергии в сетях 6 кВ электроснабжения используется следующая информация:

1. Принципиальная схема сети с указанием ее конфигурации, марок и длин проводов (кабелей), номинальных мощностей трансформаторов ТП (паспортных данных трансформаторов при наличии АБД), мест нормальных разделов фидеров, времени работы трансформаторов ТП в учетном периоде.
2. Характер потребителей, подключенных к ТП.
3. Максимальный ток ТП, измеренный в собственный максимум, или суммарная энергия, отпущенная с шин 0,4 кВ каждой ТП за рассматриваемый промежуток времени.
4. Номинальное напряжение сети.

5. Максимальный ток или годовой поток энергии на головных участках линий.

6. По характеру потребителей и справочным материалам выявляются усредненные значения T_{\max} по каждой ТП.

Расчет технических потерь в сети 0,4 кВ

Для расчетов потерь мощности и энергии в сетях 0,4 кВ используются значения токовых нагрузок или пропуск энергии головных участков отходящих фидеров ТП. Исходя из имеющейся информации по сети 0,4 кВ и режима ее работы, могут быть использованы следующие методы расчета потерь:

1. Метод расчета по поопорной схеме сети. Расчет выполняется поэлементно для топологически связанной схемы. При этом используется почти тот же набор информации, что и в сети 6 кВ.

2. Оценочные методы расчета потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ на основе следующих обобщенных данных об их схемах:

- суммарной длине и количестве линий;
- максимальной потере напряжения в линии или ее среднем значении в группе линий;

В обоих методах задается энергия, отпущенная в линию или группу линий, сечение головного участка, а также значения (для группы линий - средние): коэффициента разветвленности, доли распределенных нагрузок, коэффициента заполнения графика, коэффициента реактивной мощности.

Анализ полученных данных позволяет сделать вывод о структуре и величине потерь мощности и энергии во всей сети электроснабжения. Результаты хорошо согласуются с данными, полученными с помощью известных сертифицированных программных комплексов РАП, «ПРОГРЭС» и др.

Расчет токов короткого замыкания в системе электроснабжения

При этом решаются вопросы выбора расчетных точек КЗ, расчетного вида КЗ, расчетной длительности воздействия токов КЗ.

При коротком замыкании в системе с большим количеством мощных двигателей существенное влияние на характер процесса и значение тока оказывают группы электродвигателей, включенных вблизи места повреждения. Составляющую тока от двигателей необходимо учитывать при проверке аппаратов и проводников РУ, а также при расчете уставок РЗ для оборудования 6-10 кВ. Для этих целей достаточно знать начальное значение периодической составляющей тока КЗ, ударный ток и значение периодической и аperiodической составляющих тока КЗ в момент размыкания контактов выключателя.

В расчетах токов КЗ на стороне низшего (среднего) напряжения трансформатора для определения параметров релейной защиты и автоматики оценивается влияние регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов на значение токов КЗ.

Напряжения U_k приведены к номинальной мощности трансформатора и напряжению соответствующего ответвления. Для любого ответвления определение U_k производится линейной интерполяцией между значениями при среднем и соответствующем крайнем ответвлениях.

ИАК «Pegas» зарегистрирован в Российском агентстве по патентам и товарным знакам. В настоящее время заканчивается работа по сертификации комплекса в Системе сертификации Гостехкомиссии России.

Программный комплекс РАП-Стандарт состоит из 6 программ:

1. РАП-ОС-ст — предназначена для расчета технических потерь в замкнутых сетях 35 кВ и выше и потерь на корону и обеспечивающей автоматическое проведение вариантных расчетов потерь для последующего расчета

коэффициентов нормативной характеристики;

2. РНХ-ст — предназначена для расчета коэффициентов нормативных характеристик технических потерь в замкнутых сетях 35 кВ и выше на основе результатов вариантных расчетов, проведенных по программе РАП-ОС-СТ;
3. РАП-110-ст — предназначена для расчета технических потерь и их нормативных характеристик в радиальных сетях 35-110 кВ;
4. РАП-10-ст — предназначена для расчета технических потерь и их нормативных характеристик в распределительных сетях 6-10 и 0,4 кВ;
5. РОСП-ст — предназначена для расчета технических потерь в следующем оборудовании сетей и подстанций:
 - компенсирующих устройствах (КУ): синхронных компенсаторах и генераторах, работающих в режиме СК, батареях конденсаторов (БСК), статических тиристорных компенсаторах (СТК), шунтирующих реакторах (ШР)
 - соединительных проводах и шинах распределительных устройств подстанций (СППС)
 - трансформаторах собственных нужд (ТСН)
 - токоограничивающих реакторах (ТОР)
 - трансформаторах дугогасящих реакторов
 - измерительных трансформаторах тока и напряжения (ТТ, ТН)
 - счетчиках непосредственного включения (СЧ)
 - ограничителях перенапряжений (ОПН)

- вентильных разрядниках (РВ)
 - устройствах присоединения ВЧ-связи (УПВЧ)
 - потерь от токов утечки по изоляторам воздушных линий
 - потерь в изоляции кабельных линий
 - потерь на корону (в линиях, не включенных в схему основной сети, или отдельно от остальных расчетов)
 - нормативного расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций в соответствии с *«Инструкцией по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ»*;
6. РАПУ-ст — предназначена для расчета потерь, обусловленных погрешностями приборов учета электроэнергии (включая измерительные трансформаторы и цепи соединения), а также фактических, допустимых и нормативных небалансов электроэнергии на объектах (подстанция, РЭС, ПЭС, АО-энерго).

Программы поставляются в двух вариантах:

1. Количество установок программ в подразделениях ПОКУПАТЕЛЯ не ограничивается и стоимость договора от этого не зависит. В передаваемые копии программ ПОСТАВЩИКОМ вводятся наименования ПОКУПАТЕЛЯ и его подразделений, которые не могут быть изменены на месте. При необходимости изменения названий подразделений (например, при реорганизации предприятия) ПОСТАВЩИК направляет новую копию программы – набранная информация и результаты расчетов, хранящиеся в архивах программ, при этом не страдают.
2. Для организаций, выполняющих работы по договорам для других организаций или проводящих экспертизу расчетов, передается комплект из

двух рабочих мест с защитным компьютерным ключом. Включение в комплект двух рабочих мест позволяет использовать программы одновременно на основном рабочем месте и при выезде в командировку (второй ключ является бонусом – на стоимость программ не влияет). В связи с широким распространением комплекса РАП-Стандарт в АО-энерго работа экспертных организаций существенно облегчается – введение базы данных проверяемой организации в свой комплекс занимает столько же времени, сколько установка картриджа в принтер.

Исходя из результатов экспертного мониторинга, выделяются фрагменты электрической сети, у которых не обеспечивается надежность, качество и экономичность электроснабжения потребителей. Обычно фрагменты электрических сетей облэнерго включают: центр питания ЦП–154 (110) кВ, трансформаторные подстанции ТП–35 кВ, распределительные подстанции РТ–10/0,4 кВ, линии электропередачи ЛЭП–110 (154) кВ, ЛЭП–35 кВ, фидеры 10 (6) кВ, линии 0,38 кВ, нагрузку (промышленную, бытовую), КУ, ИРМ (рисунок 1.).

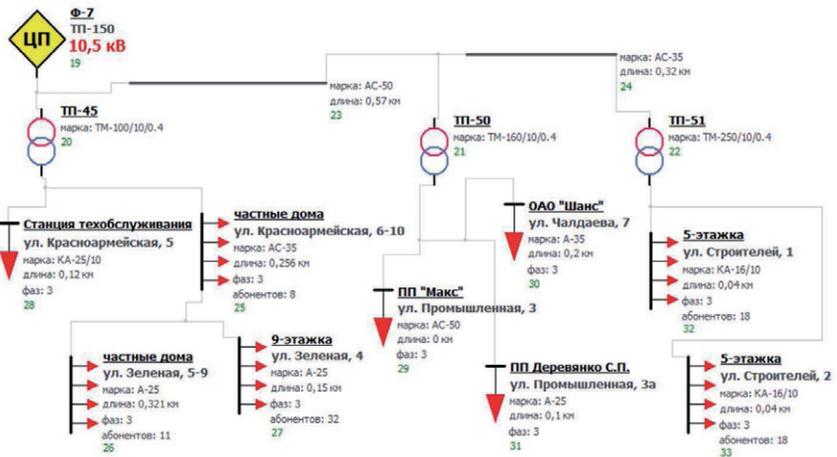


Рис 3.3. Фрагмент схемы электрической сети облэнерго

В схеме электрической сети используется поэлементный, пофидерный подход без эквивалентирования при следующих условиях.

1. Сети 0,38 кВ представлены:

- городскими кабельными линиями (неразветвленные линии с участками
- различного сечения и равномерно распределенной нагрузкой);
- сельскими воздушными линиями (разветвленные линии с равномерно
- распределенной вдоль участков нагрузкой);
- промышленными линиями с сосредоточенной в конце нагрузкой.
- транзитными линиями.

2. Линии могут быть 3-х, 2-х и 1-о фазными.

3. Нагрузка линий задается средними фазными токами. Токовая нагрузка потребителей определяется с помощью показаний счетчиков; АСКУЭ; АСКУЭ БП; программного комплекса биллинг; социальной нормы потребления электроэнергии.

4. Замкнутые контуры распределительных сетей размыкаются.

5. Расчетный режим сбалансирован.

6. Расчет режимов проводится для реальных условий эксплуатации, т. е. с учетом случайной несимметрии токовой нагрузки фаз линий; неполнофазных режимов; нескомпенсированных перетоков реактивной мощности; несанкционированного отбора электроэнергии; нелинейности ТРЭ; износа оборудования (линий, трансформаторов, счетчиков); незапланированных переключений схемы; недоучета потребления электроэнергии из-за погрешностей ИК.

Метод многоцелевой структурной оптимизации включает

- Выбор критериев оптимизации.
- Приведение критериев в сопоставимый вид.
- Обоснование критерия оптимальности.
- Перечень мероприятий по снижению ТРЭ.

Выбор критериев оптимизации

В качестве критерия надежности принимаем энергетический баланс фрагмента электрической сети: поступления в сеть активной мощности $P_{ис}$ должны покрывать полезный отпуск $P_{по}$ и потери мощности ΔP в сетях в каждый момент времени t на всех классах напряжения U

$$\sum_U \sum_t P_{ис} = \sum_U \sum_t (P_{по} + \Delta P), \quad U \subset 154 - 0,38 \text{ кВ}, \quad t = t_1, t_2, \dots, t_n \quad (1)$$

Критерием качества электроснабжения принимаем вероятность попадания напряжения на зажимах наиболее удаленного потребителя в нормированный интервал

$$\mathcal{P}(0,95U_{ном} \leq U \leq 1,05U_{ном}) \geq 0,95, \quad U = U_a \cdot U_b \cdot U_c, \quad (2)$$

В качестве критерия экономичности принимаем нормативное значение технологического расхода электроэнергии (ТРЭ) на ее передачу в расчетный период. В отличие от [6] в данной работе норматив ТРЭ – это граничный показатель экономичности передачи и поставки электроэнергии, при котором выполняются условия надежного (1) и качественного (2) электроснабжения потребителей.

В итоге вектор критериев структурной оптимизации режимов электрической сети имеет вид

$$K = \left\{ \sum_U \sum_t (P_{no} + \Delta P), \mathcal{P}(U), \Delta \mathcal{E}_{норм} \right\}$$

Приведение критериев в сопоставимый вид

Частные критерии $\left\{ \mathcal{P}(U), \sum_U \sum_t (P_{no} + \Delta P), \Delta \mathcal{E}_{норм} \right\}$ непрерывны, так как

их уровни образуют континуумы в определенных границах, связаны между собой функционально, имеют различное направление оптимизации ($\mathcal{P}(U)$,

следует увеличить, $\left\{ \sum_U \sum_t (P_{no} + \Delta P), \Delta \mathcal{E}_{норм} \right\}$ уменьшить), различный физический смысл, равнозначны (без приоритетов). Основной информацией для расчета частных критериев служат результаты расчета установившегося режима распределительной электрической сети облэнерго и технико-экономического анализа.

Чтобы объединить все частные критерии различного физического смысла с различными шкалами измерения одной числовой характеристикой в относительных единицах и тем самым выполнять операции над ними, судить о предпочтениях различных критериев в заданных диапазонах их изменения, отказаться от использования весовых коэффициентов, свести задачу максимизации одной группы критериев и минимизации другой группы к задаче максимизации полезностей по всем критериям необходимо построить так называемые функции полезности критериев [7].

Функция полезности — оценка относительного предпочтения критерия k в достижении локальной цели. Критерий k_1 предпочтительнее критерия k_2 тогда и только тогда, когда полезность критерия k_1 больше, чем полезность критерия k_2

$$k_1 \succ k_2 \leftrightarrow v(k_1) > v(k_2).$$

Построение функции полезности по критериям предполагает определение границ изменения критериев $k_i^{min} \leq k_i \leq k_i^{max}$, $i = 1, 2, \dots, M$; расчет штрафных функций, характеризующих ущерб, возникающий при нарушении допустимых границ, отклонения критерия от оптимальных (номинальных) значений внутри допустимых границ, приближении критерия к допустимым границам; получение аналитического выражения функции полезности по критерию.

Обоснование критерия оптимальности

Точки оптимума, полученные при решении задачи по каждому критерию $k \in K$ отдельно, не совпадают. Если один из критериев достиг своего оптимума, то улучшения по другим частным критериям векторного критерия невозможно. Из этого следует, что решение задачи векторной оптимизации может быть только компромиссным, удовлетворяющим в определенном смысле все частные критерии векторного критерия. Необходима дополнительная информация, уточняющая, в каком смысле следует понимать оптимум по многоцелевому критерию.

В математической модели многокритериального выбора варианта решения минимизируются критерии $\sum_U (\mathcal{E}_{no} + \Delta\mathcal{E})$, $\Delta\mathcal{E}_{norm}$ и максимизируется критерий $\Phi(U)$. Полученный векторный критерий полезностей $v(k) = v(k_U), \dots, v(\Delta\mathcal{E}_{norm})$ позволяет выбор предпочтительного варианта решения свести к максимизации полезностей по всем критериям $\left\{ \Phi(U), \sum_U (\mathcal{E}_{no} + \Delta\mathcal{E}), \Delta\mathcal{E}_{norm} \right\}$.

Для принятия решения необходима дополнительная информация, уточняющая, в каком смысле понимать оптимум по многоцелевому критерию. В данном случае в качестве такой дополнительной информации может служить требование удаления критериев от критической границы допустимости.

В условиях случайности оптимальным является вариант, который обладает максимальной полезностью среди всех минимальных полезностей по критериям

$$optK(M) = \max_M \min_{k_i} v(K) = \max_M \min_{k_i} \left\{ \mathcal{P}(U), \sum_U \sum_t (P_{no} + \Delta P), \Delta \mathcal{E}_{norm} \right\}.$$

Минимаксный критерий оптимальности направлен на отыскание компромиссного решения путем максимизации минимальной компоненты вектора критериев и обеспечивает гарантированный результат: все критерии, измеренные в относительных единицах, не хуже, чем $\min v(k_i)$. Тем самым обеспечивается выбор варианта решения, у которого наихудший компонент векторного критерия максимально удален от границы допустимости (оси абсцисс).

Выбор окончательного варианта МСП производится с учетом экономического критерия (рентабельности, приведенных затрат и др.).

6. Перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Для сетей 0,38-10 кВ

- переход на систему «глубокий ввод» 10/0,38 кВ, т. е. использование линий 0,38 кВ только для ввода к потребителю уменьшает длину линий 0,38 кВ и существенно снижает ТРЭ в сетях;
- замена изношенных (перегруженных) проводов; отключение старых или подключение новых линий к распределительным трансформаторам (РТ) ;
- изменение числа участков разветвленных линий;
- перевод линий на более высокое напряжение;
- замена недогруженных (перегруженных) или подключение новых РТ;

- установка регулирующих и компенсирующих устройств: БСК; трансформаторов с РПН; шунтирующих реакторов; СК с целью компенсации избыточных потоков реактивной мощности;
- установка симметрирующих тиристорных устройств при систематической и случайной несимметрии токовой нагрузки фаз, замена нулевого провода на провод большего сечения;
- АСКУЭ, АСКУЭ БП, биллинг, социальная норма потребления электроэнергии при несанкционированном отборе электроэнергии;
- замена нулевого провода на провод большего сечения при неполнофазных режимах работы линий электропередачи;
- учет погрешностей элементов измерительного комплекса (ТТ, ТН, счетчики) в зависимости от нагрузки.

Для сетей 35-154 кВ

- развитие сетей 154- 35кВ с целью приближения центров питания к потребителям и снижения длины фидеров 10 кВ;
- проверка эффективности внедрения одотрансформаторных подстанций 154-35 кВ с автоматическим резервированием по сети 10 кВ с целью снижения потерь холостого хода и повышения надежности электро-
- снабжения;
- перевод линий на более высокое напряжение;
- замена (отключение) недогруженных (перегруженных) трансформаторов;
- снижение расхода электроэнергии на СН подстанций.

7. Программа расчета режимов фрагментов сети облэнерго

Многофункциональный программный комплекс Энерголокатор предназначен для автоматизации электротехнических расчетов в распределительных сетях ОЭС в реальных условиях эксплуатации с помощью вероятностно – схемотехнического метода расчета.

Структура Энерголокатора

- графический редактор схем электросетей;
- справочники электротехнического оборудования;
- база данных абонентов электросетей;
- база данных измерительных приборов;
- учет показателей измерительных приборов с привязкой по времени;
- модуль стохастической вариации;
- расчетный модуль;
- предоставление результатов расчета в графо-аналитической форме либо в форме отчетов;

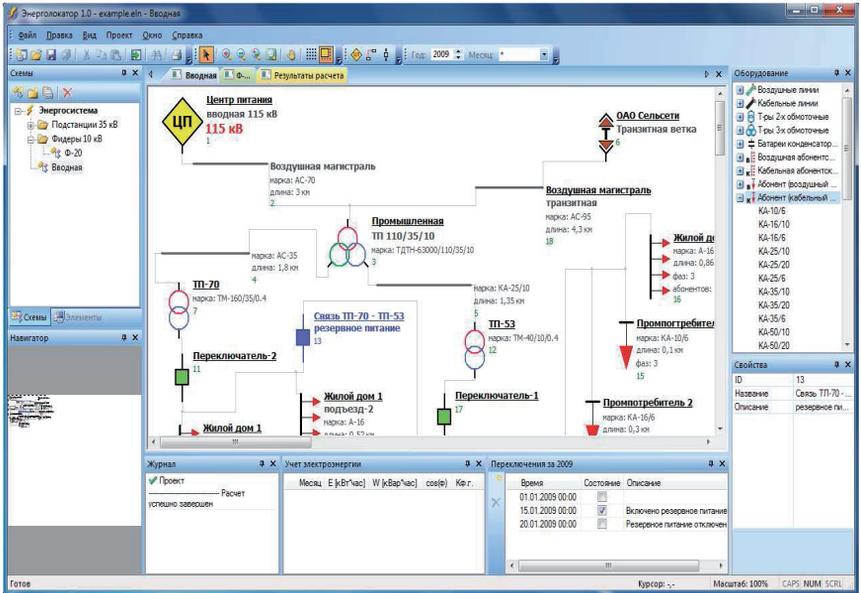


Рис 3.4. Структура программного комплекса Энерголокатор

Графический редактор схем электросетей *Энерголокатор* включает:

- схемы электросетей с возможностью их группирования;
- справочники энергетического оборудования (воздушные и кабельные линии, двух и трехобмоточные трансформаторы, БСК и др.) с возможной коррекцией данных;
- журнал учета активной и реактивной электроэнергии потребителей;
- журнал переключений в электросетях;
- журнал сообщений, оповещающий об ошибках при анализе и расчете схем;
- навигатор – миниатюрное отображение текущей схемы.

Перед выполнением процедуры расчета Энерголокатор автоматически проверяет правильность введения схем электросетей на соответствие напряжений питания и номинальных напряжений элементов электросети, направлений токов, переключений. В случае возникновения ошибки анализатор укажет в каком месте и в какое время она произошла.

Основные функции Энерголокатора

- расчет установившихся режимов работы сетей с учетом реальных условий эксплуатации;
- поиск энергозатратных фрагментов сети;
- расчет сверхнормативных потерь электроэнергии;

Результаты расчетов

В результатах расчетов для каждого элемента электросети отображается информация о количестве поступившей активной и реактивной электроэнергии, потерях активной и реактивной электроэнергии в абсолютных и относительных единицах. Для каждого из узлов отображаются отклонения напряжения в узлах.

Данные статистической обработки части выходных данных (например, напряжений узлов) значительно надежнее и достовернее детерминированных результатов. Визуализация данных в графоаналитическом виде позволяет быстро и удобно оценивать обстановку, состояние и условия эксплуатации каждого элемента либо узла электросети.

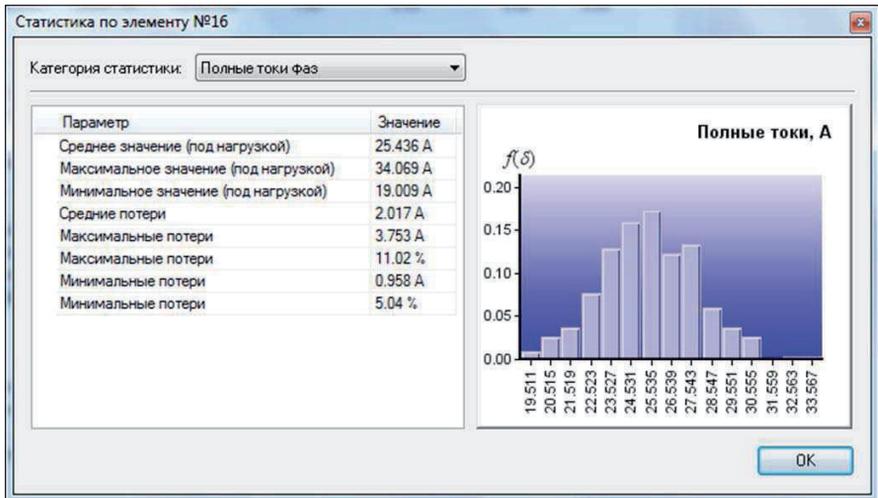


Рис 3.5. Гистограмма фазного тока и параметры ТРЭ

С помощью графического редактора схем электросетей Энерголокатор позволяет формировать расчетную модель электросети и вносить все необходимые для расчетов данные [8]. Сочетание методов имитационного моделирования и поэлементного подхода способно наиболее подробно и объективно представить реальную картину потокораспределения в элементах расчетной модели электросети. За счет этого удалось значительно повысить информативность результатов расчета, которая особо важна в условиях неопределенности части исходной информации. Результаты расчетов позволяют принимать обоснованные решения. Скачать программу Энерголокатор можно по адресу: <http://www.energyexpert.com.ua>

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОМПЛЕКСА ПРОГРАММ РТП 3 ПО РАСЧЕТУ И
НОРМИРОВАНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, АНАЛИЗУ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ В
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,38–110 кВ

В последние годы все больше внимания уделяется расчетам и нормированию потерь электроэнергии в электрических сетях. Это объясняется сложившейся ситуацией с высокими значениями фактических потерь, основной причиной роста которых является увеличение коммерческой составляющей, в большей степени приходящейся на электрические сети номинального напряжения 6(10) и 0,38 кВ. Следует отметить, что ситуация с ростом отчетных потерь достаточно устойчива и наблюдается практически повсеместно. Причины роста потерь электроэнергии и комплекс задач, решаемых на основе результатов расчетов технических потерь электроэнергии, уже неоднократно публиковались авторами доклада в научных статьях и озвучивались на семинарах и конференциях [1-2].

В связи с выше сказанным, основным направлением развития программного комплекса РТП 3 в течение последних двух лет являлось повышение точности расчетов норматива потерь электроэнергии в электрических сетях, а также совершенствование интерфейсных возможностей комплекса. Особое внимание было уделено низковольтной сети 0,38 кВ.

На сегодняшний день в новой версии комплекса программ в дополнение к уже существующим возможностям [3-5] реализованы:

- ✘ ввод схем электрической сети 0,38 кВ;
- ✘ привязка потребителей к узлам сети 0,38 кВ с заданием различных вариантов нагрузок;
- ✘ выполнение расчетов режимных параметров электрической сети 0,38 кВ (токов, уровней напряжения в узлах, потерь мощности и т.п.) с учетом исполнения участков и несимметричной загрузки фаз сети;
- ✘ выполнение расчетов потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ (с учетом исполнения участков и несимметричной загрузки) за год в целом или по месяцам с дальнейшим суммированием результатов расчетов за квартал,

полугодие и год. Предусмотрена возможность использования для расчета в качестве исходных данных заданного или рассчитанного расхода электроэнергии на распределительных трансформаторах 6(10)/0,4 кВ;

✘ определение небалансов и количества неучтенной электроэнергии по линии 0,38 кВ с учетом фактического потребления присоединенных абонентов к узлам сети и допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии;

✘ выполнение расчетов нагрузочных потерь мощности и электроэнергии в распределительных трансформаторах 6(10)/0,4 кВ с учетом несимметричной загрузки фаз;

✘ учет среднего за месяц коэффициента загрузки трансформаторов при расчете потерь электроэнергии за месяц;

✘ определение величины технических потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий 6(10)-110 кВ с учетом срока службы кабеля;

✘ определение величины технических потерь электроэнергии в измерительных комплексах 0,38-110 кВ по ступеням напряжения с представлением результатов расчетов по составу измерительного оборудования (измерительные трансформаторы тока и напряжения, индукционные и электронные счетчики электрической энергии);

✘ возможность учета фактического расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций в суммарном нормативе потерь электроэнергии;

✘ формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по ступеням напряжения с разбивкой на структурные составляющие;

✘ сохранение дополнительной информации в сводных таблицах с результатами расчета потерь электроэнергии по месяцам: коэффициента загрузки трансформаторов и объема оборудования, участвующего в расчетах (количество и протяженность линий, количество и установленная мощность трансформаторов);

✘ возможность просмотра результатов расчета не только в элементах сетей, находящихся на балансе предприятия, но и в абонентских линиях и трансформаторах, а также их суммарного значения;

✘ вывод на схему электрической сети результатов расчета токов короткого замыкания, потоков электроэнергии;

✘ ввод нагрузок в узлах, на трансформаторах и у потребителей с использованием единого информационного окна;

✘ сортировка в справочнике марок проводов по типам: кабель, изолированный, голый;

✘ возможность исключения для отображения типов трансформаторов и марок проводов, не используемых при кодировании схем и редактировании свойств элементов, без удаления их из справочников;

✘ хранение ретроспективы результатов расчетов за любой расчетный период.

Все задачи, решаемые комплексом РТП 3 в предыдущей версии, сохранены в новой, а именно:

↻ расчеты установившегося режима с определением технических потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 6(10), 35 и 110 кВ, токов короткого замыкания и оценки режимных последствий оперативных переключений в распределительных сетях;

↻ расчеты потерь электроэнергии в электрической сети 0,38 кВ без ввода схем электрической сети (по потере напряжения до наиболее электрически удаленной от распределительного трансформатора точки сети);

↻ расчеты допустимых и фактических небалансов, количества неучтенной электроэнергии в распределительной сети 6(10) кВ с привязкой абонентов и их точек учета к трансформаторным пунктам 6(10)/0,4 кВ.

В данном докладе более подробно будут освещены новые возможности комплекса программ, связанные с расчетом режимных параметров и потерь электроэнергии в электрической сети 0,38 кВ.

На рисунке 1 представлена схема электрической сети 0,38 кВ. Центром питания линии 0,38 кВ является трансформаторная подстанция 6(10)/0,4 кВ, которая предварительно введена в схему электрической сети 6(10) кВ. Элементами схемы являются линии, узлы и потребители, присоединенные к узлам. На рисунках 2-3 приведены свойства линии и потребителя соответственно.

Свойства участка линии 0,38 кВ имеют свои особенности. Обязательными дополнительными полями (в отличии от свойств линий 6(10)-110 кВ) для заполнения являются: исполнение (однофазное, двухфазное или трехфазное), марки проводов нулевого и фазного провода. При выборе марки фазного провода автоматически предлагается та же марка для нулевого, которую при необходимости можно поменять. Так как линии 0,38 кВ менее протяженные по сравнению с фидерами 6(10) кВ, то длины участков низковольтной сети вводятся в метрах, а не в километрах.

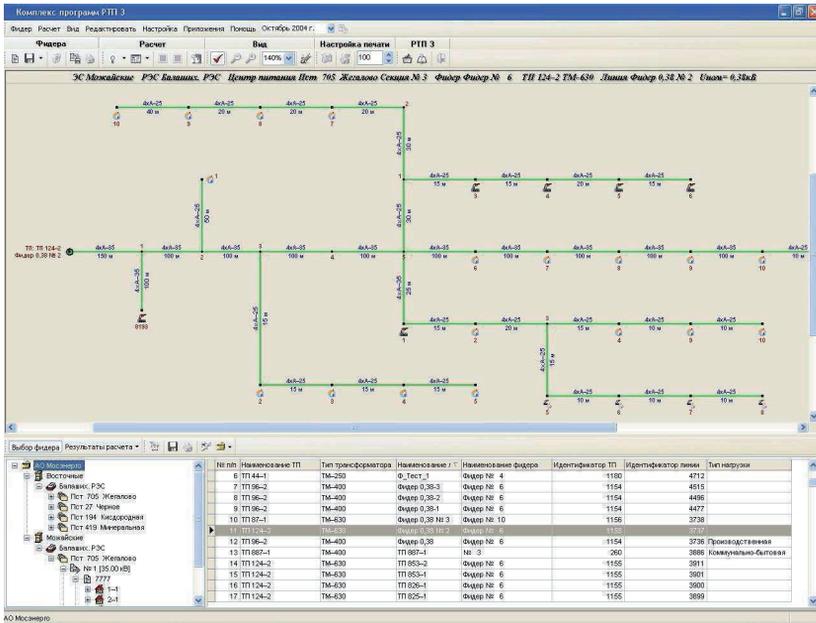


Рис 3.6 – Экранная форма с электрической схемой 0,38 кВ

Свойства: Участок

Общие Дополнительно

Узел начала: 1 Подпись на схеме

Узел конца: 2 Результаты расчета

Информация по линии:

Тип линии: Голый Исполнение: ABC

Марка фазного провода: А-35

Марка нулевого провода: А-35

Длина участка, м: 100

Количество параллельных линий: 1

Балансовая принадлежность: На балансе

Состояние: Включена

Дополнительно

Релейной защиты, А:

Измართვეльные трансформаторов, А:

ОК Отмена Помощь

Свойства: Участок

Общие Дополнительно

Узел начала: 1 Подпись на схеме

Узел конца: 2 Результаты расчета

Информация по линии:

Тип линии: Голый Исполнение: ABC

Дата ввода в эксплуатацию: 18 октября 2004 г

Свойства линии участка

Фазный провод

Активное (R), Ом: 0,092

Реактивное (X), Ом: 0,034

Нулевой провод

Активное (R), Ом: 0,092

Реактивное (X), Ом: 0,034

ОК Отмена Помощь

Рисунок 3.7 – Свойства участка линии 0,38 кВ

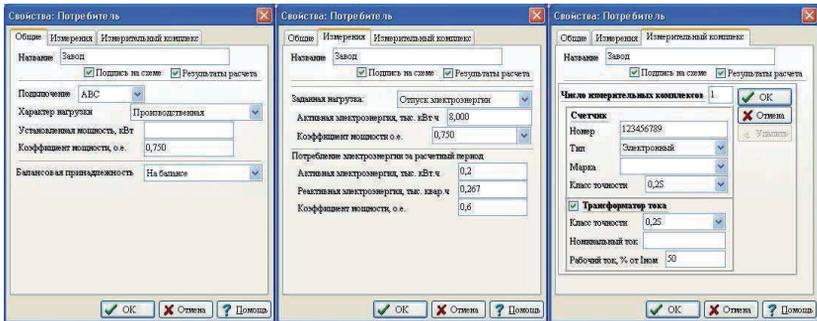


Рис 3.8 – Свойства потребителя

У потребителей, присоединенных к узлам электрической сети, в свойствах указывается характер нагрузки: производственный, коммунально-бытовой или смешанный. В соответствии с характером нагрузки из редактируемых справочников выбирается коэффициент мощности, значение которого при необходимости можно изменить, и присваивается соответствующий рисунок отображения данного потребителя на схеме (рисунок 1). В качестве задания нагрузки у абонентов предусмотрены следующие варианты: потребленная электроэнергия, ток, измеренная мощность, заявленный максимум. Для расчета допустимых небалансов электроэнергии обязательным является ввод информации по классам точности измерительных приборов (рисунок 3). Определение токовой и угловой погрешностей трансформатора тока выполняется с учетом рабочего тока измерительного трансформатора в процентах от номинального значения (указывается либо непосредственно пользователем в свойствах, либо определяется расчетным путем комплексом программ). Обязательной информацией о присоединении абонента к схеме является выбор типа подключения – однофазное или трехфазное.

Так же как и для сети 6(10)-110 кВ, для электрической сети 0,38 кВ реализованы два метода расчета годовых потерь электроэнергии (в дополнение к уже существующему расчету потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ по потере напряжения). Первый метод - по максимальному току головного участка и

времени использования максимальной нагрузки, второй - по средним нагрузкам и отпуску электроэнергии в сеть.

Для всех методов обязательным является ввод измеренных фазных значений напряжения на секции 0,4 кВ распределительного трансформатора и фазных токов головного участка, с использованием которых учитывается несимметричная нагрузка фаз.

Предусмотрены три варианта задания исходных данных (рисунок 4):

1) Использование заданных на распределительных трансформаторах 6(10)/0,4 кВ отпусков электроэнергии в сеть 0,38 кВ, определенных по счетчикам, установленным на вводе трансформатора, и измеренных фазных токов.

2) Использование определенных по результатам расчета потерь электроэнергии в электрической сети 6(10) кВ режимных параметров (фазных уровней напряжения и токов на стороне 0,4 кВ) и отпуска электроэнергии в сеть 0,38 кВ по распределительному трансформатору 6(10)/0,4 кВ.

3) Ввод по каждой линии 0,38 кВ отпуска электроэнергии в сеть и измеренных фазных токов и уровней напряжения.

Любой из трех вариантов устанавливается в качестве текущих исходных данных, по которым и рассчитываются потери электроэнергии и режимные параметры. При необходимости текущие нагрузки редактируются. В качестве текущих нагрузок могут быть установлены и произвольные значения.

Расчет потерь электроэнергии

Расчетный период: Октябрь 2004 г.

Текущие: Линия ТП (заданные) ТП (расчетные)

Отпуск активной электроэнергии, тыс. кВт·ч:

Расчетный период, ч:

Фазное напряжение в центре питания, В

Фаза А: Фаза В: Фаза С:

Измеренный ток головного участка, А

Фаза А: Фаза В: Фаза С:

Максимальный ток головного участка, А

Фаза А: Фаза В: Фаза С:

Минимальный ток головного участка, А

Фаза А: Фаза В: Фаза С:

Коэффициент мощности головного участка, о.е.

Фаза А: Фаза В: Фаза С:

Рис 3.9 – Исходные данные для расчета потерь электроэнергии по методу средних нагрузок

Информация по узлам									
Номер узла	U, В	Пром. доп. ток	Р _н , кВт	Q _н , квар	Р _р , кВт	Q _р , квар	И _н , А	Небаланс факт., кВт	ΔU, %
								от Упл	
7	231,7	однофазное	0,056	0,052	0,288	0,063	0,255	0,262	2,39
8	231,7	однофазное	0,002	0,001	0,065	0,019	0,294	0,063	-3,59
9	231,6	однофазное	0,003	0,001	0,106	0,032	0,478	0,103	-3,58
10	231,5	однофазное	0,005	0,002	0,177	0,055	0,796	0,173	-5,54
Всего			0,266	0,166	9,431	4,291		9,175	

Информация по участкам															
Номер участка	Код участка	Марка провода	Длина участка	Исполнение участка	Активное сопротивление Ом	Реактивное сопротивление Ом	Р, кВт	Q, квар	Ток, А	Потери мощности					
										Классиф. о.е.					
ТП	1	A-35	A-35	0,100	ABC	0,180	0,118	0,050	0,054	9,621	4,660	15,014	0,993	0,034	0,088
Л	1	A-35	A-35	0,100	ABC	0,092	0,092	0,054	0,054	3,560	2,359	6,054	0,010	0,004	0,036
Л	1	A-25	A-25	0,030	ABC	0,038	0,038	0,010	0,010	1,333	0,396	2,000	0,000	0,000	0,015
Л	3	A-35	A-35	0,100	ABC	0,092	0,092	0,054	0,054	5,854	2,226	8,885	0,022	0,008	0,052

Потери мощности: Потери электроэнергии

Рис 3.10 – Детальные результаты расчета режимных параметров

Результатами расчета режимных параметров являются (рис 4.10):

для узлов – уровни напряжения в узлах, отклонение напряжения от номинального значения и потери напряжения в процентах от напряжения центра питания, рассчитанная нагрузка (мощность, ток, электроэнергия), относительный небаланс (разница между заданной и рассчитанной нагрузкой) для каждого узла с потребителем;

для участков – потоки мощности и электроэнергии, токи, потери мощности и электроэнергии, коэффициент загрузки.

Так же как и в предыдущей версии, предусмотрено сохранение результатов в сводных таблицах для формирования суммарного значения потерь электроэнергии. Сводные результаты расчета суммируются по трансформаторам 6(10)/0,4 кВ, фидерам 6(10) кВ, центрам питания, районам, предприятиям электрических сетей и АО-энерго в целом. На рисунке 6 представлена одна из сводных таблиц с результатами расчета потерь электроэнергии, определенных по методу средних нагрузок. В таблице хранится следующая информация: номинальное напряжение линии, фазные напряжения в центре питания, активный и реактивный отпуск электроэнергии, расчетный период, коэффициенты мощности нагрузки по фазам, фазные измеренные токи головного участка, количество и протяженность участков (на балансе и не на балансе предприятия), количество абонентов (на балансе и не на балансе предприятия), максимальные относительные потери напряжения, коэффициент формы графика, коэффициент дополнительных потерь от несимметричной нагрузки фаз, коэффициент разветвления, коэффициент связи относительных потерь мощности с относительными потерями напряжения, потери электроэнергии в абсолютных, относительных и удельных единицах, рассчитанный и фактический полезный отпуск, относительный небаланс (разница между фактическим и рассчитанным полезным отпуском). Такой же подход реализован в формировании сводных таблиц для представления результатов расчета годовых потерь электроэнергии и мощности с использованием максимальных токов головного участка.

Сводные результаты расчета потерь по электрическим сетям																
Расчетный период: Ноябрь 2009 г.																
Потери электроэнергии Потери мощности																
№ п/п	Наименование структурного подразделения	Номинальное напряжение кВ	Напряжения в ширине питаемых Фаз			Отпуск электроэнергии в сеть тыс. кВт·ч	Расчетный период часов	Коэффициент мощности			Измеренный ток, А					
			Фаз А	Фаз В	Фаз С			Фаз А	Фаз В	Фаз С	Фаз А	Фаз В	Фаз С			
1	Фидер 0,38 № 2	0,380	230,0	240,0	235,0	23,000	15,498	720	0,900	0,900	0,900	15,000	1,000	8,000		
ПП	ТП 124-2 ТМ-430					23,000	15,498									
2	Фидер 0,38	0,380	230,0	240,0	235,0	25,000	12,108	720	0,900	0,900	0,900	44,000	42,000	41,000		
3	Фидер 0,38-1	0,380	230,0	240,0	235,0	15,000	5,106	720	0,900	0,940	0,930	5,000	10,000	15,000		
ТП	ТП 96-2 ТМ-400					40,000	17,214									
Ф	Фидер № 6					72,000	32,712									
ПП	Пет 705 Жигалово					72,000	32,712									
РЭС	Балашов, РЭС					72,000	32,712									
№ п/п	Наименование структурного подразделения	Количество участков в линии на балансе		Суммарная длина участков линии на балансе		Количество абонентов на балансе		Максимальная потеря напряжения %	АС	АВ	АС	АВ	АВ			
		штук	штук	км	км	штук	штук									
1	Фидер 0,38 № 2	38	0	1,735	0,000	30	0	13,60	1,067	2,276						
ПП	ТП 124-2 ТМ-430	38	0	1,735	0,000	30	0	13,60								
2	Фидер 0,38	6	2	6,400	0,100	7	0	6,24	1,067	1,002						
3	Фидер 0,38-1	8	0	6,550	0,000	7	0	4,06	1,067	1,417						
ТП	ТП 96-2 ТМ-400	14	2	1,000	0,100	14	0	6,24								
Ф	Фидер № 6	2	2	2,735	0,100	44	0									
ПП	Пет 705 Жигалово	2	2	2,735	0,100	44	0									
РЭС	Балашов, РЭС	62	2	2,735	0,100	44	0									
№ п/п	Наименование структурного подразделения	Коэффициент расчетной	Коэффициент фаз	Натуральные потери в линии				Потенциальный фактический				Небаланс фактический %				
				о.е.	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч					
1	Фидер 0,38 № 2	0,620	0,861	10,624	3,870	33,20	6,141	21,346	11,628	0,000	0,000	21,346	66,71			
ПП	ТП 124-2 ТМ-430			10,624	3,870	33,20	6,141	21,346	11,628	0,000	0,000	21,346	66,71			
2	Фидер 0,38	0,934	1,134	2,291	0,113	9,46	5,091	22,704	11,944	17,050	10,601	1,654	22,62			
3	Фидер 0,38-1	0,742	0,737	0,815	0,249	5,43	1,482	14,185	4,856	0,000	0,000	14,185	94,57			
ТП	ТП 96-2 ТМ-400			3,106	0,362	7,77	3,106	36,859	16,330	17,050	10,601	19,839	49,60			
Ф	Фидер № 6			13,760	4,232	19,11	5,031	58,235	28,478	17,050	10,601	41,185	57,20			
ПП	Пет 705 Жигалово			13,760	4,232	19,11	5,031	58,235	28,478	17,050	10,601	41,185	57,20			
РЭС	Балашов, РЭС			13,760	4,232	19,11	5,031	58,235	28,478	17,050	10,601	41,185	57,20			

Рис 3.11 – Сводные результаты расчета потерь электроэнергии за месяц

Расчеты небалансов и определение количества неучтенной электроэнергии по линии 0,38 кВ выполняются по методике, разработанной и реализованной для расчета небаланса электроэнергии по фидеру 6(10) кВ в предыдущей версии комплекса РТП 3. Исходными данными для расчета является информация, необходимая для определения технических потерь электроэнергии в элементах схемы: отпуск активной электроэнергии (непосредственно по линии 0,38 кВ либо заданный или рассчитанный по трансформаторной подстанции 6(10)/0,4 кВ), фазные токи и напряжения головного участка. Дополнительно должны быть известны: фактическое потребление электроэнергии абонентов, присоединенных к данной линии 0,38 кВ, классы точности измерительных приборов. Пример результатов расчета небаланса электроэнергии по линии представлен на рисунке 7. Окно состоит из трех листов: результаты расчета потерь мощности, электроэнергии и небалансов.

Все результаты расчета небалансов можно сохранять в сводной таблице для формирования итогового значения коммерческой составляющей потерь электроэнергии в сети 0,38 кВ.

Результаты расчета Октябрь 2004 г.					
Потери мощности		Потери электроэнергии		Балансы электроэнергии	
A	B	C	D	E	F
Электрические сети			Молдавские		
Район электрических сетей			Баланс. РЭС		
Центр питания			Пст 705 Жеталово Секция № 3		
Наименование фидера			Фидер № 6		
Трансформаторная подстанция			ТП 124-2		
Установленная мощность ТП, кВт·А			ТМ-630		
Наименование линии			Фидер 0,38 № 2		
Номинальное напряжение линии, кВ			0,380		
Параметры фидера			Фаза А	Фаза В	Фаза С
Напряжение в центре питания, В			230	240	235
Измеренный ток су., А			44,0	42,0	41,0
Максимальный ток су., А					
Минимальный ток су., А					
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.			0,90	0,90	0,90
№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Количество абонентов	штук	30	0	30
2	Количество узлов в линии	штук			39
3	Количество участков в линии	штук	38	0	38
4	Суммарная длина участков линии	м	1735	0	1735
Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч				25,000	
Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч				12,108	
Расчетный период, часов				744	
Коэффициент фазы графика, о.е.				1,067	
Коэффициент связи отн. потеря мощности и отн. потеря напряжения, о.е.				1,134	
Коэффициент разветвления, о.е.				0,934	
Коэффициент дополнительных потерь, о.е.				1,002	
Максимальные относительные потери напряжения, %				6,29	
Фактический полезный отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч				17,050	
Фактические потери электроэнергии, тыс. кВт·ч				7,950	
Фактические потери электроэнергии, % от отпуска в сеть				31,80	
Технические потери электроэнергии, тыс. кВт·ч				2,513	
Технические потери электроэнергии, % от отпуска в сеть				9,25	
Технические потери электроэнергии, % от факт. потерь				29,10	
Расчетный полезный отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч				22,687	
Фактический небаланс электроэнергии, тыс. кВт·ч				5,637	
Фактический небаланс электроэнергии, % от отпуска в сеть				22,55	
Допустимый небаланс электроэнергии, тыс. кВт·ч				0,517	
Допустимый небаланс электроэнергии, % от отпуска в сеть				2,07	
Допустимый небаланс электроэнергии, % от факт. потерь				6,50	
Количество неучтенной электроэнергии, тыс. кВт·ч				5,120	
Количество неучтенной электроэнергии, % от отпуска в сеть				20,48	
Количество неучтенной электроэнергии, % от факт. потерь				64,40	

Рис 3.12 – Результаты расчета небаланса электроэнергии

В начале данного доклада в перечне новых возможностей было отмечено включение в расчеты дополнительных составляющих технических потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий и в приборах учета (измерительных трансформаторах тока, напряжения и счетчиках). На рисунке 8 приведены результаты потерь в изоляции кабелей по фидеру 6 кВ (Таблица – *Результаты расчета по линиям, столбец Потери электроэнергии, Виз.кл а*).

Выбор фидера Результаты расчета												
A	B	C	D		E	F	G	H		I	J	K
Номер узла	Тип трансформатора	Балансовая принадлежность	Потребление электроэнергии		реактивное тыс. кВт·ч	нагрузочные		Потери электроэнергии				
			активное тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	холостой ход		суммарные		
5073-2	ТМ-160	На балансе	48,448	24,471	0,430	1,103	0,408	3,131	0,838	4,237		
Э.Д.	ТМ-630	Не на балансе	155,282	78,431	0,820	3,638	1,370	10,274	2,190	13,932		
5071-1	ТМ-630	Не на балансе	111,803	56,471	0,418	1,864	1,369	10,271	1,787	12,135		
Всего			439,449	247,216	2,438	9,547	6,073	52,294	8,533	61,841		

Результаты расчета по линиям											
Начало линии	Конец линии	Балансовая принадлежность	Марка провода	Wа тыс. кВт·ч	Wр тыс. кВт·ч	Потери электроэнергии					
						Wа тыс. кВт·ч	Wкв.а тыс. кВт·ч	Wкв.р тыс. кВт·ч	Wр тыс. кВт·ч		
ЦП	РП 90	На балансе	АСЕ-240	500,000	294,088	0,494	0,088	0,581	0,272		
РП 90	4983-1	На балансе	АСЕ-120	64,169	49,319	0,026	0,084	0,110	0,007		
РП 90	3183-2	На балансе	АСЕ-150	отключена							
РП 90	5076-1	На балансе	АСЕ-240	435,250	250,609	0,744	0,175	0,919	0,410		

Рис 3.13 – Детальные результаты расчета потерь электроэнергии

На рисунке 4.12 отображен пример введенных исходных данных и результатов расчета потерь электроэнергии в приборах учета. Расчеты потерь электроэнергии выполняются за месяц с последующим суммированием значений за квартал, полугодие, год. Результаты расчета сохраняются в сводной таблице, печатаются и при необходимости передаются в итоговую таблицу для формирования норматива потерь.

Расчет потерь электроэнергии в приборах учета											
Замеры за		Октябрь		Год		2004		Т работы, ч		744	
Тип прибора учета	Количество приборов учета, шт.						Всего	Потери, тыс. кВт·ч			
	110 кВ	35 кВ	20 кВ	10 кВ	6 кВ	0,38 кВ					
Электронные счетчики 1 ф.	0	0	0	0	0	20000	20000	37,200			
Электронные счетчики 3 ф.	35	15	0	90	40	100	280	1,750			
Индукционные счетчики 1 ф.	0	0	0	0	0	40000	40000	62,496			
Индукционные счетчики 3 ф.	0	0	0	10	10	20	40	0,312			
ТТ 1 фазные	15	10	0	40	20	0	85	0,728			
ТТ 3 фазные	30	15	0	100	50	120	315	4,928			
ТН 1 фазные	15	10	0	40	20		85	8,714			
ТН 3 фазные	30	15	0	100	50		195	55,293			
Всего,								171,422			
Потери э.эн., тыс. кВт·ч	36,193	6,322	0,000	19,891	8,031	100,986					

Рис 3.14 – Расчет потерь электроэнергии в измерительных комплексах

Для просмотра итогового значения норматива потерь электроэнергии по ступеням напряжения и структурным составляющим разработана сводная таблица, пример заполнения которой для небольшого участка сети приведен на рисунке 10. Потери электроэнергии на корону в воздушных линиях 110 кВ приравниваются нулю до утверждения отраслевой методики, в которой данная составляющая включена в состав *норматива* потерь.

Норматив потерь электроэнергии

Отчетный период: Квартал Год: 2004 Тезисы

Сводные результаты расчета норматива потерь электроэнергии за 2004 г.

Численные значения по структуре издержек

№	ВН		СН I		СН II		ВН		Всего					
	% от т.к. кВт-ч отпуска	% от потерь	% от т.к. кВт-ч отпуска	% от потерь	% от т.к. кВт-ч отпуска	% от потерь	% от т.к. кВт-ч отпуска	% от потерь	% от т.к. кВт-ч отпуска	% от потерь				
Базисных РЭС														
Отпуск электроэнергии в сеть	3 698,807		2 080,000		1 500,000		360,000		3 698,807					
Условно-вспомогательные потери электроэнергетики	200,288	5,415	98,744	6,597	98,005	119,700	7,980	91,787	0,368	0,102	0,603	457,572	12,371	85,633
Холодной ход-тр-ров	126,274	3,414	62,253	4,549	73,517	97,886	6,526	75,060	0,000	0,000	0,000	327,091	8,843	61,214
Корона в ВН	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Изоляция КЛ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,927	0,195	2,244	0,000	0,000	0,000	2,927	0,079	0,548
ТТ	2,170	0,059	1,070	0,789	0,038	0,564	0,668	0,038	0,666	0,123	0,034	3,950	0,107	0,759
ТН	21,699	0,587	10,698	7,101	0,341	5,072	17,180	1,145	13,174	0,000	0,000	45,980	1,243	8,605
Счетчики	0,145	0,004	0,072	0,145	0,007	0,104	0,539	0,056	0,644	0,245	0,068	1,374	0,037	0,257
Расход электроэнергии на собственные нужды	30,000	1,352	24,651	1,262	18,749	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	76,250	2,061	14,270
Прямые потери электроэнергетики	2,247	0,069	1,256	0,134	1,995	10,710	0,714	8,213	60,717	16,866	99,397	76,767	2,075	14,367
Трансформаторы	1,309	0,041	0,744	1,735	0,084	1,233	4,063	0,271	3,117	0,000	0,000	7,329	0,198	1,372
Линии	1,038	0,028	0,512	1,038	0,050	0,741	6,643	4,443	5,095	60,717	16,866	99,397	1,877	12,995
Суммарные потери электроэнергетики	202,835	5,484	100,000	6,731	100,000	130,410	8,694	100,000	61,085	16,968	100,000	534,339	14,446	100,000

Рис 3.15 – Сводные результаты расчета потерь электроэнергии

В заключении следует отметить, что на сегодняшний день комплекс программ РТПЗ позволяет выполнять расчеты потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 0,38-110 кВ при различной информационной обеспеченности исходными данными этих расчетов. Кроме определения норматива потерь электроэнергии комплекс решает важнейшие задачи анализа режимных параметров электрических сетей 0,38-110 кВ и оказывает непосредственную помощь в определении очагов и, следовательно, локализации коммерческой составляющей потерь электроэнергии.

3.2. Исходные данные для ввода системы мониторинга технических потерь распределительной сети

Исходные данные для определения технических потерь в распределительной сети по каналам связи принимаются от счетчиков, установленных на подстанциях потребителей в конце линии. Основными исходными данным для автоматизированного расчета потерь является активная и реактивная мощность (энергия) потребителя. На рис. 4.15 – 4.18. представлены показания счетчиков, полученные от приборов автоматизированного учета фидера «Сувчи» подстанции «Шарк».

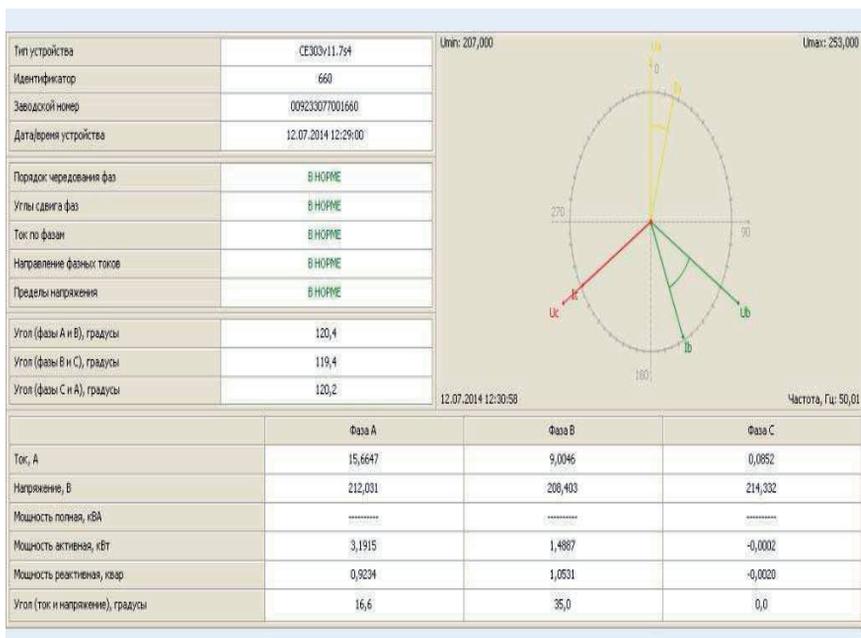


Рис. 3.16 Нагрузка трансформатора подстанции потребителя «Шарипова Азиза»

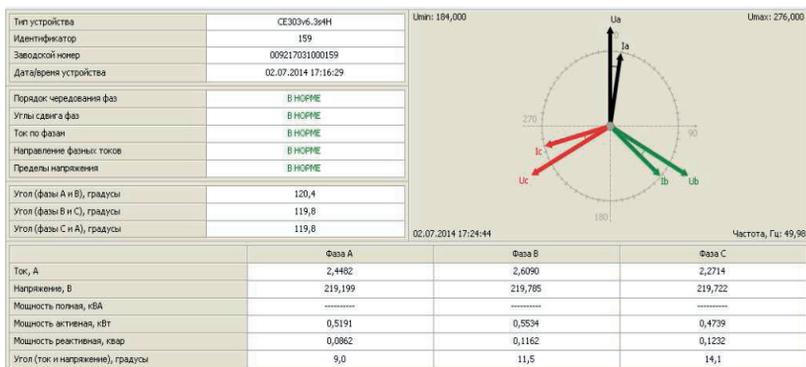


Рис. 4.17. Нагрузка трансформатора подстанции потребителя «Рушан текс»

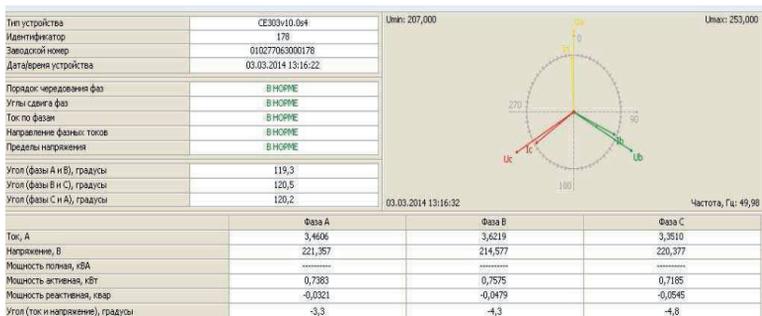


Рис. 4.18. Нагрузка трансформатора подстанции потребителя «Билайн»

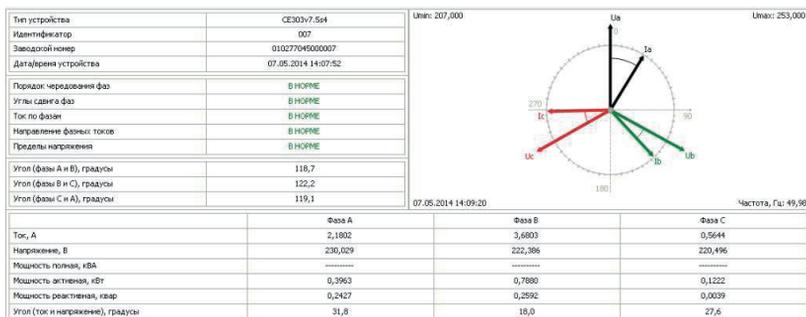


Рис. 4.19. Нагрузка трансформатора подстанции потребителя «Нонвойхона»

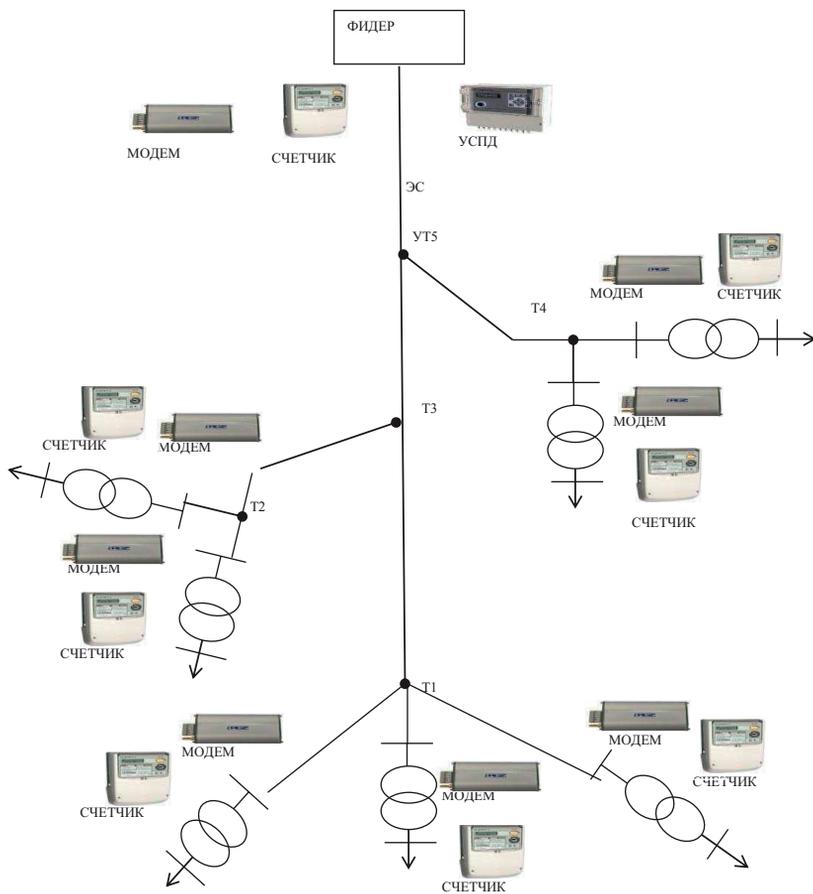


Рис. 4.20. Приборы получения и передачи исходных данных для определения технических потерь РС,

Остальные исходные данные: длина, активное и индуктивное удельное сопротивление, напряжение будут постоянными, и определяются из технической документации распределительной сети. Для расчета технических потерь составляется расчетная схема РС для визуального программирования.

3.3. Перспективы развитие информационно- аналитические системы по энергоэффективности в распределительных сетях

Главным направлением дальнейших научных исследований является разработка более эффективной и интегрированной системы управления системой электроснабжения объектов энергосистем с информационным обеспечением.

Для решения поставленных задач в электроснабжении объектов энергосистем необходима автоматизированная система управления электроснабжением (АСУЭ). Прозрачность управления достигается визуальным представлением режимов работы в реальном масштабе времени и в удобном для восприятия человеком виде. АСУЭ обеспечивает:

- получение достоверной информации о технологических параметрах СЭС предприятия;
- повышение эксплуатационной надежности оборудования;
- дистанционное управление коммутационной аппаратурой цеховых подстанций;
- сигнализацию о несанкционированном проникновении посторонних лиц на территорию цеховой подстанции;
- своевременное выявление аварийных ситуаций и представление оператору рекомендаций по их локализации и устранению.

АСУЭ представляет собой программно – аппаратный комплекс, обеспечивающий управление процессом электроснабжения промышленного предприятия [36,128]. АСУЭ имеет трехуровневую структуру. Нижний уровень представлен микропроцессорными устройствами сбора данных и устройствами учета электроэнергии. На среднем уровне используются системы приёма и передачи данных на основе персональных компьютеров (ПК) и программируемых канальных адаптеров (КА). Эти системы обеспечивают сбор данных от устройств передачи различных типов, осуществляют межуровневый обмен данными с аналогическими системами на основе ПК и КА, выполняют вывод информации на диспетчерский пульт.

На верхнем уровне применяется информационно – управляющий комплекс, оптимизированный для выполнения функцией управления СЭС. Использование SCADA – технологий позволяет достичь высокого уровня автоматизации в решении задач разработки систем управления, сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации.

Применение ЭВМ в АСУЭ дало толчок развитию и распространению систем управления реального времени (SCADA) в СЭС предприятий. Серверы SCADA обеспечивают:

- 1) прием и передачу телеинформации в любых протоколах;
- 2) прием и передачу данных суточной диспетчерской ведомости;
- 3) обработку поступающей информации, формирование базы данных реального времени (БДРВ), архивирование;
- 4) управление диспетчерским щитом (цифровыми приборами, символами, мнемосхемами, информационными табло);
- 5) циклическое копирование БДРВ на файл – серверы локальной сети;
- 6) ЭВМ выполняют все функции SCADA, за исключением организации диалога, который осуществляется на ЭВМ локальной сети.

При повышении надежности информационного обслуживания диспетчеров ЭВМ, кроме подключения к локальной сети, используют радиальную связь с ЭВМ. Для контроля и управления электропотреблением, накопления информации о нагрузках разных групп потребителей трехуровневая иерархическая система имеет, кроме ЭВМ, микропроцессорные контроллеры, установленные на подстанциях (второй уровень), и снабженные приемопередатчиками электросчетчиков, установленных у потребителей (третий уровень). С помощью АСКУЭ осуществляется управление нагрузкой: отключение и включение потребителей. В реальном времени реализуются такие функции, как прогнозирование нагрузки в узлах, расчет режима по напряжению и

реактивной мощности, перераспределение нагрузки между электростанциями, планирование режимов и т.д.

Благодаря развитию АСУ на новой технической базе появляется реальная возможность комплексного подхода к планированию режимов СЭС путем тесной увязки планирования энергетических и электрических режимов с целью обеспечения их допустимости, надежности и экономичности.

На следующем этапе исследований разрабатывается система мониторинга управления электропотреблением на уровне предприятий электрических сетей или отделов энергоинспекций.

Для решения названных задач необходимо построение информационно-аналитических систем по территориальному и отраслевому принципу. Конечной целью внедрения таких систем является поддержка принятия управленческих решений.

Достижение цели предполагает решение следующих задач:

- методическая поддержка реализации программ энергоэффективности и энергосбережения (сбор, аналитическая обработка и организация свободного доступа к нормативным документам и методическим материалам);

- мониторинг выполнения программ энергоэффективности и энергосберегающих мероприятий (сбор первичной статистической информации, аналитическая обработка, поддержка принятия решений, контроль их выполнения).

В концепции построения ИАС можно выделить две сущности, требования к которым противоречивы:

- сбор данных,

- комплексная аналитическая обработка данных.

Внедрение ИАС невозможно без применения новых информационных технологий, привлечения к разработке системы специалистов различных областей: энергетиков, специалистов по

статистической обработке информации и прогнозированию, специалистов по проектированию распределенных информационных систем. При этом ИАС должна обеспечивать построение и функционирование единого пространства по тематике энергоэффективности в промышленности.

Система управления базами данных обеспечивает возможность многопользовательского доступа к информации, служебные сервисы администратора банка данных, развитые функции поиска, сортировки и представления информации.

С учетом вышесказанного, основными задачами дальнейших исследований являются:

- развитие методов долгосрочного и краткосрочного прогнозирования энергетических нагрузок СЭС за счет более детального анализа и учета различных показателей, характеризующих условия развития экономики предприятий различных отраслей и их взаимосвязей с применением математического аппарата многомерного статистического анализа;
- разработка методики, алгоритмов и программных средств для перехода от электрического режима, базирующегося на расчетной схеме СЭС, к энергетическому режиму, базирующему на расчетной энергетической схеме СЭС;
- совершенствование методов учета режима электропотребления при оптимизации энергетических режимов;
- усовершенствование программ краткосрочного прогнозирования энергопотребления с применением динамических моделей энергобалансов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование информационно-аналитических систем в составе системы автоматизированного коммерческого и технического учета позволяет создать систему непрерывного мониторинга энергоэффективности на распределительных сетях оснащенных АСКУЭ практически без дополнительных затрат, так как не требуется дополнительного приборного оснащения. Функциональные возможности системы расширяются в основном за счет более глубокого анализа данных системы с использованием компьютерных программ.

Современный этап развития экономики характеризуется снижением общегосударственных объемов производства, сокращением числа убыточных предприятий, постоянным ростом цен на энергоносители и децентрализацией управления выработкой и потреблением энергоресурсов. Перевод промышленных предприятий на работу в условиях полного хозяйственного расчета, самофинансирования и самоокупаемости требует особого внимания к вопросам экономии энергетических затрат [63,76]. Устойчивая тенденция роста стоимости природных ресурсов (сырья, топлива, гидроресурсов) повышает долю энергетических затрат в себестоимости продукции, а мероприятия, направленные на экономию электроэнергии, обеспечивают значительный экономический эффект. Информационно – аналитические системы по энергоэффективности позволяют создавать эффективный инструмент мониторинга по энергосбережению. Внедрение результатов настоящей работы может стать основой построения таких систем.

Использование разработанной системы в качестве элемента АИИС КУЭ позволяет обеспечивать «прозрачность» электропотребления на всех этапах распределения электроэнергии в РС, а также более глубокий и детальный анализ энергоэффективности РС. К основным выходным данным ИАС относятся:

- показатели использования электроэнергии по ответвлениям и по отходящему фидеру

- показатели качества электроэнергии по фидерам подстанции
- коммерческие потери электроэнергии по ступеням РС;
- элементы СЭС, имеющие сверхнормативные потери энергии;
- коэффициент эффективности функционирования РС.

Основные преимущества разработанной системы являются:

-поэлементный расчет потерь мощности, являющийся наиболее точным методом расчета потерь мощности электрических сетей;

-возможность подробного анализа суммарных потерь мощности на каждой узловой точке распределительной сети;

-автоматическое обновление всех расчетных данных фидера при любых изменениях исходных данных элементов схемы;

-универсальность программы, т.е. возможность применения программы при любых конфигурациях схемы распределительной сети;

-автоматическое получение аналитических данных по электроэффективности распределительной сети;

-информативность результатов расчета. Автоматически анализируются тысячи исходных и расчетных данных фидера.

На основе проведенных работ по созданию автоматизированной системы мониторинга технических потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ получены следующие результаты:

1. Разработана математическая модель распределительной сети 6, 10 кВ в виде информационного массива, позволяющая создать эффективную информационную систему как элемент автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета энергии (АИИС КУЭ).

2. Определены структура и принципы формирования расчетных данных, позволяющих более детально исследовать возможности экономии электроэнергии в распределительных сетях 10, 6 кВ..

3. Применение разработанной системы мониторинга позволяет объективно определять технологические потери РС на основе данных, полученных от автоматизированных систем учета;

Система способствует созданию динамических моделей энергетических балансов РС, позволяющих оперативно и рационально планировать режимы электропотребления.

ЛИТЕРАТУРА.

1. Каримов И.А. Мировой финансово – экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана. –Ташкент, Узбекистан, 2009. –48 с.
2. Абидов А.А. Программа энерго– и ресурсосбережения – интенсивный путь развития экономики народного хозяйства. // Проблемы энерго– и ресурсосбережения. –Ташкент, 2003. –№1–2. –С. 54–60.
3. Абакумов Ю.М., Мартынов А.А., Саламатов О.В., Орехов П.Ф. Опыт проектирования и внедрения АСКУЭ промышленного предприятия на базе КТС «Энергия». // Промышленная энергетика. –Москва, 2002. –№6. – С. 29–33.
4. Адамович А.Р. и др. Планирование технических потерь электроэнергии в системе электроснабжения металлургического предприятия // Электрика. –Москва, 2005. –№2. –С.12–17.
5. Аллаев К.Р. Электроэнергетика Узбекистана и мира. –Ташкент, Фан ва технология, 2009. –463 с.
6. Аллаев К.Р. Энергетика мира и Узбекистана. –Ташкент, Молия, 2007. – 388 с.
7. Аллаев К.Р., Садуллаев Н.Н. Определение параметров рациональной схемы электроснабжения промышленных предприятий. // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. –Москва, 2010. –№1. –С. 26–31.
8. Аллаев К.Р., Садуллаев Н.Н. Математическая модель обобщенной системы электроснабжения промышленного предприятия. // Вестник Таш ГТУ. –Ташкент, 2009. №1. –С. 100–104.
9. Аллаев К.Р., Хашимов Ф.А. Энергосбережение в промышленности. – Ташкент, Фан, 2010. -345 с.
10. Алексеева Т.И., Литвак В.В. Стимулирование энергосбережения // Промышленная энергетика. –Москва, 2001. –№12. –С. 2–4.
11. Аметистов Е.В., Данилов О.Л. и др. Информационно – аналитические системы по проблематике энергоэффективности: опыт разработки и

- внедрения // Энергоэффективность и энергосбережение. –Москва, 2003. – №4. –С. 9–16.
12. Апполонов Ю.С., Директор Л.Б. и др. Разработка автоматизированного рабочего места энергоаудитора – энергоменеджера и электронной формы энергетического паспорта предприятия // Энергосбережение. –Москва, 2003. –№3. –С. 64–66.
13. Афонин А.М., Царегородцев Ю.Н., Петрова С.А., Петрова А.М. Энергосберегающие технологии в промышленности. –Москва, Форум, 2010, – 270 с.
14. Ашрафханов Б. Повышение энергоэффективности – основной энергетический ресурс современности // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. –Ташкент, 2003. –№1–2. –С. 60–66.
15. Аракелов В. Е., Кремер А. И. Методические основы экономии энергоресурсов. –Москва, Энергоатомиздат, 1990. –286 с.
16. Балыхин Г.А., Шленов Ю.В., Сергеев С.К., Фролов Ю.Н., Аметистов Е.В., Клименко А.В., Вакулько А.Г., Бобряков А.В. Реализация и опыт эксплуатации информационно – аналитической системы «Учет и контроль потребления топливно – энергетических ресурсов» Минобразования России // Энергосбережение. –Москва, 2008. –№3. –С. 27–32.
17. Броерская Н.А., Штейнбух Г.Н. О проблемах сохранения информационного пространства по балансам и потерям электроэнергии в сетях после реформирования. // Энергетик, –Москва, 2008. –№4. –С. 11-14.
18. Бушуев В.В. Научные основы и мониторинг энергоэффективности // Энергетическая политика, –Москва, 2003. –№4. –С. 3–8.
19. Вакулько А.Г., Злобин А.А., Романов Г.А. Проблемы ценообразования при проведении энергетических обследований // Энергосбережение. –Москва, 2003. –№3. –С. 67–70.
20. Волобринский С.Д. Электрические нагрузки и балансы промышленных предприятий. –Ленинград, Энергия, 1988. –127 с.

21. Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Лысюк С.С. Опыт и направления совершенствования расчетов балансов и локализации коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ // Электрические станции. –Москва, 2006. –№9. –С. 51–61.
22. Гительсон С. М. Экономические решения при проектировании электроснабжения промышленных предприятий. –Москва, Энергия, 1991.–205 с.
23. Грачева Е.И., Сайдбатов Р.С. Определение расхода электроэнергии на основе математической модели // Промышленная энергетика. –Москва, 1999.–№ 4. –С. 24–25.
24. Грачева Е.И., Наумов О.В. Оценка величины потерь электроэнергии в электрических сетях до 1000 В // Проблемы энергетики. –Москва, 2003. – № 1–2. –С. 108–117.
25. Громов Ю.Ю., Мищенко С.В., Погонин В.А., Набатов К.А.. Информационные системы для управления объектами малой энергетики. –Москва, «Научтехлитиздат», 2010, -283 с.
26. Гунин В.М. и др. Опыт нормирования и прогнозирования энергопотребления предприятия на основе математической обработки статической отчетности // Промышленная энергетика. –Москва, 2003. –№ 2. –С. 2–5.
27. Гулямов Б.Х., Ташпулатов Б.Т., Салиев А.Г. Правовые проблемы перехода на энергоэффективный путь развития и создание необходимой нормативной базы в области электроэнергетики // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. –Ташкент, 2005. –№–4. С. 64–68.
28. Данилов Н.И., Шелоков Я.М. Энциклопедия энергосбережения. – Екатеринбург, Сократ. 2002, 305 с.
29. Дорошев Ю. С. Развитие теории и комплексные методы повышения эффективности функционирования электрооборудования горных предприятий: Автореферат дис. на соис. уч. степ. д.т.н. – Владивосток, 2009. –32 с.

30. Дзевенский А.Я., Хашимов Ф.А. Режимы и показатели электропотребления предприятий текстильной промышленности. – Ташкент, Фан, 1986. –95 с.
31. Дзевенский А.Я., Ибрагимов К.Х., Хашимов Ф.А. Многовариантные решения задач анализа, прогнозирования и нормирования электропотребления на промышленных предприятиях, выпускающих разнородную продукцию // Промышленная энергетика. –Москва, 2000. – №3. –С. 43–46.
32. Дзевенский А.Я., Ибрагимов К.Х., Хашимов Ф.А. Методы анализа и расчета энергоёмкости продукции предприятий, использующих комплексно электроэнергию и энергию вторичных энергоносителей // Промышленная энергетика. –Москва, 2001. –№4. –С. 43–46.
33. Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Роль тарифной политики в реализации программы энергосбережения России // Энергетик. –Москва, 2001. –№2. – С.4–6.
34. Ескин В.В., Булаев Ю. В., Антипов К.А. Оперативные расчеты промышленных распределительных сетей // Промышленная энергетика. – Москва, 2001. –№ 4 –С. 22–23.
35. Energy Efficiency Policy Recommendation. OECD, 2009.
36. Жалилов Р.Б. Предпосылки создания автоматизированных систем управления промышленным энергоснабжением // Главный энергетик. — Москва, 2006. –№6. –С. 41–43.
37. Железко Ю.С. Статические характеристики погрешностей измерительных комплексов и их использование при расчете недоучета электроэнергии // Электрические станции. –Москва, 2006. –№2. –С.32–40.
38. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Степанов В.П. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей. –Москва, Энергоатомиздат, 1990. –127 с.

39. Жилин Б.В. Расчет электрических нагрузок и параметров электропотребления на ранних стадиях проектирования. Часть 1 // Электрика. –Москва, 2001. –№ 10. С. 19–27.
40. Жуков С.А. Этапы создания автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) // Промышленная энергетика. –Москва, 2005. –№2. –С. 10–12.
41. Зайниев Н.З., Успенская С.Н., Юлдашева О.Э. Вопросы управления энергосбережением // Проблемы энерго– и ресурсосбережения. –Ташкент, 2004. –№1–2. –С. 10–16.
42. Захидов Р.А. Основные направления энергосбережения в отраслях экономики Узбекистана // Проблемы энерго– и ресурсосбережения. –Ташкент, 2005. –№4. –С. 10–19.
43. Захидов Р.А. Управление энергообеспечением в развитых странах // Проблемы энерго – и ресурсосбережения. –Ташкент, 2005. –№1. –С.114–121.
44. Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике». –Ташкент, 2009.– 16 с.
45. Закиров В.Г. Энергосбережение. Учебное пособие. –Перм, Книга, 2000. – 307 с.
46. Зиборов Б.Н. Отраслевые программы энергосбережения и роль энергетических обследований в их формировании // Энергетическая политика. –Москва, 2003. –№4. –С. 21–24.
47. Злобин А.А. и др. Основы разработки отраслевых комплексных программ рационального энергоиспользования и энергосбережения // Энергоэффективность и энергосбережение. –Москва, 2003. –№ 4. –С. 17–19.
48. Иванчура В.И., Суханов В.В., Усихин В.Н., Определение потерь электроэнергии в расчетах с энергообеспечивающей организацией // Электрика –Москва, 2001. –№ 7. –С.8–11.

49. Инструкция. Определение эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии. –Ташкент, ГАК «Узбекэнерго», 2006.– 48 с.
50. Инструкция, расчет и анализ технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистемы Республики Узбекистан. –Ташкент, ГАК «Узбекэнерго», 2001. –24 с.
51. International Standarts to Develop and Promote Energy Efficiency and renewable Energy Sources, OECD/IEA, 2008
52. Камышан И.В. Совершенствование нормирования и планирования электропотребления многономенклатурного предприятия // Электрика. – Москва, 2004. –№7. –С. 36–38.
53. Комков В.А., Тимахова Н.С.. Энергосбережения в жилищно – коммунальном хозяйстве. –Москва, Инфра–М, 2010, – 318 с.
54. Козловская В.Б. Разработка методов информационного обеспечения малозатратного электроснабжения. Автореф. дисс. к.т.н. –Минск. Гос. политехническая академия. 1998, –18 с.
55. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. –Москва, Академия, 2004. – 318 с.
56. Конюхова Е.А. Влияние параметров режимов и элементов системы электроснабжения предприятий на дисконтированные затраты при проектировании // Промышленная энергетика. —Москва, 2005. –№2. С. 21–26.
57. Красиков Е.В. и др. Терминологическое обеспечение энергопотребления, энергосбережения, энергоэффективности // Электрика. –Москва, 2005. – №7. –С. 35–48.
58. Крупович В.И., Ермилов А.А., Иванов В.С. Проектирование промышленных электрических сетей. –Москва, Энергия, 1979. –328 с.
59. Козьмина З.Ю. и др. Оценка экономической эффективности модернизации энергетического оборудования // Электрические станции. –Москва, 2003. –№12. –С. 22–26.

60. Кудрин Б.И., Минеев А.Р. Электрооборудование промышленности. – Москва, Академия, 2008. –423 с.
61. Ларин О.М. Методы, модели и алгоритмы для системы поддержки принятия решений оптимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения промышленного предприятия. Автореф. дисс. к.т.н. – Курск. Курский гос. тех. университет, 2004.–18 с.
62. Литвак В.В. Об оценке потенциала энергосбережения // Промышленная энергетика. –Москва, 2003. –№2. –С. 2–6.
63. Лисиенко В.Г., Шелоков Я.М., Ладичиев М.Г. Хрестоматия энергосбережения. Под ред. Академика В.Г. Лисиенко Том 1,2. –Москва, Теплотехник, 2003. -687 с.,- 760 с.
64. Львовский Е.Н. Статические методы построения эмпирических формул. – Москва, Высшая школа, 1988. –238 с.
65. Марков В.А. Оптимизация установившихся режимов в системах цехового электроснабжения по критерию минимизации потерь мощности // Электрика. –Москва, 2005. –№5. – С. 12–15.
66. Маркушев Н.С. Автоматизированное управление режимами электросетей 6–20 кВ. –Москва, Энергия, 1980. –207 с.
67. Михайлов С.А. Государственная политика энергосбережения: достигнутые результаты и насущные задачи // Энергетик. –Москва, 2003. –№3. –С. 7–8.
68. Могиленко А.В. Потери электроэнергии в электрических сетях различных государств // Электрика. –Москва, 2005. –№3. –С. 33–34.
69. Морозов А.В. Определение потерь электрической энергии с помощью корреляционно–регрессионных моделей // Электрика. –Москва, 2005. – №3. –С. 31–35.
70. Наумов А.Л. Энергоаудит – инструмент энергосбережения // Энергосбережения. –Москва, 2000. –№4. –С. 34–37.
71. Островский Б.М., Громадский Ю.С. Проектирование и монтаж систем учета электроэнергии. –Киев, Будевэльнык, 1989. -159 с.

72. Охотин А.С., Григорьев А.К., Каленков А.Б., Рагозин О.М., Тюрин М.П. Экономия топливно-энергетических ресурсов на предприятиях текстильной промышленности. – Москва, Легпромбытиздат, 1990. – 128 с.
73. Поликарпов Е.А. Об оптимизации систем промышленного электроснабжения // Промышленная энергетика. – Москва, 2001. – №8. – С. 27–29.
74. Полянский А.В. Система технического учета и управления энергопотреблением предприятия // Энергосбережение. – Москва, 2003. – №4. – С. 64–67.
75. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан «Об утверждении Правил проведения энергетических обследований и экспертиз потребителей топливно – энергетических ресурсов». // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. – Ташкент, 2006. – №2. – С. 47–60.
76. Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов. Под ред. О.И. Данилова, П.А. Костюченко. – Москва, 2006, Техпромстрой, – 667 с.
77. Программное обеспечение для ОГЭ // Главный энергетик. – Москва, 2006. – №6. – С. 78–80. Программы по повышению энергоэффективности в Великобритании ICF International. 2010 г. Протокол по вопросам энергетической эффективности и соответствующим экологическим аспектам. (ПЭЭСЭА). - Брюссель: Секретариат энергетической хартии, 1998.
78. Протокол по вопросам энергетической эффективности и соответствующим экологическим аспектам. – Част 1. Тенденции энергетической политики и политики в области энергетической эффективности, инструменты и действующие лица/ Отчеты по странам: Норвегия, Дания, Великобритания, 2003.

- 79.Путь к энергоэффективному будущему / Материалы к докладу «Окружающая среда для Европы» на конференции министров окружающей среды, 21-23 мая 2003г., - Киев,2003
- 80.Practical Baseline Recommendations for Greenhouse Gas Mitigation Projects in Electric Power Sector. Boston. IEA.2002.
- 81.Реклейтис Г., Рейвиндрон А., Регстел К. Оптимизация в технике. Том 1, 2. –Москва, Мир, 1986. –337 с.
82. Reference Document on best available techniques for energy efficiency. European Commission.2011
- 83.Садуллаев Н.Н., Кадыров К.С. Автоматизированный электропривод виброустановки, построенный на принципе компенсации возмущения // Известия вузов. Технические науки. –Ташкент, 2000. –№1–2.–С.182–186.
- 84.Садуллаев Н.Н., Турдиев М.Т. О необходимости создания справочно–нормативной базы энергетики Республики Узбекистан // Известия вузов. Технические науки. –Ташкент, 2001. –№1. –С. 15–17.
- 85.Садуллаев Н.Н. Автоматизированная система выявления резервов экономии электроэнергии в промышленности // Научно–технический журнал Фер ПИ. –Фергана, 2002. –№3. –С. 99–102.
- 86.Садуллаев Н.Н. Система автоматизированного проектирования электроснабжения промышленных предприятий // Известия вузов. Технические науки. –Ташкент, 2003. –№1. –С. 22–25.
87. Садуллаев Н.Н., Н. Х. Базаров. Автоматизированная система информационно–методического обеспечения для исследования энергопотребления промышленных предприятий // Известия вузов. Технические науки. –Ташкент, 2003. –№1. –С. 26–29.
- 88.Садуллаев Н.Н., Жўраев М.Э. Саноат корхоналарининг электр таъминоти тизимини техник кўрсаткичлар асосида лойихалаш. // Известия вузов. Технические науки. –Ташкент, 2003. –№2–3. –С. 6–9.

89. Садуллаев Н.Н., Турдиев М.Т. Основные аспекты электросбережения в системе электроснабжения промышленных предприятий // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. –Ташкент, 2003. –№1–2. –С. 89–96.
90. Садуллаев Н.Н. Электротехник мажмуаларни автоматлаштирилган лойihalаш тизимлари // Проблемы высшего образования. –Ташкент, 2003. –№3. –С. 78–82.
91. Садуллаев Н.Н., Хафизов И.И. Автоматический выбор элементов системы электроснабжения промышленных предприятий // Вестник Таш ГТУ. –Ташкент, 2004. –№1. –С.118–122.
92. Садуллаев Н.Н., Турдиев М.Т. Тақсимловчи электр тармоқлар ва саноат корхоналарда электр энергиясини тежаш камхаражат тадбирлари. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. –Ташкент, 2004. –№1–2. –С. 17–21.
93. Садуллаев Н.Н., Нуоров Х.И. Саноат корхоналарида электр энергиясини тежаш бўйича тадқиқотлар ўтказиш учун маълумотлар базасини яратиш // Вестник Таш ГТУ. –Ташкент, 2005. –№3, –С. 66–69.
94. Садуллаев Н.Н., Нуоров Х.И. Создание базы данных для проведения энергетического обследования промышленного предприятия// Проблемы информатики и энергетики. –Ташкент, 2005. –№6. –С. 58–63.
95. Садуллаев Н.Н., Турдиев М.Т. Саноат корхоналари ва тақсимловчи тармоқларда энергияни тежаш тадбирларини ўтказишдаги баъзи муаммолар // Вестник Таш ГТУ. –Ташкент, 2006. –№1. –С. 60–64.
96. Садуллаев Н.Н., Нуоров Х.И. Саноат корхоналари энергетик паспортининг электрон шакли. // Научный вестник Бух ГУ. –Бухара, 2007. –№2. –С. 100–103 с.
97. Садуллаев Н.Н., Нуоров Х.И. Программа для ЭВМ «Главный энергетик» // Государственное патентное ведомство РУз. Свидетельство № DGU 01247. 28.11.2007 г.

98. Садуллаев Н.Н., Нуров Х.И. Программа для ЭВМ «Энергетический паспорт» // Государственное патентное ведомство РУз. Свидетельство № DGU 01440. 03.04.2007 г.
99. Садуллаев Н.Н., Нуров Х.И. Автоматизированная система информационно-методического обеспечения для энергетического обследования // Главный энергетик. –Москва, 2007. №1.– 70–73 с
100. Садуллаев Н.Н. Создание информационной системы по энергосбережению на промышленных предприятиях // Проблемы информатики и энергетики. –Ташкент, 2007. –№3. –С. 55–59.
101. Садуллаев Н.Н. Определение эффективности компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения // Проблемы информатики и энергетики. –Ташкент, 2007. –№5–6. –С. 38–43.
102. Садуллаев Н.Н. Создание электронного энергетического паспорта теплоэнергетических ресурсов // Научно-технический журнал ФерПИ. – Фергана, 2007. –№1. С. 99–102.
103. Садуллаев Н.Н., Турдыев М.Т. Осуществление непрерывного контроля потребления и потерь электроэнергии в сельских распределительных сетях // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. –Ташкент, 2007. –№1. – С. 28–32.
104. Садуллаев Н.Н. Оптимизация параметров схемы электроснабжения промышленных предприятий // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. –Ташкент, 2008. –№3–4. –С. 25–30.
105. Садуллаев Н.Н. Экономические расчеты компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. –Ташкент, 2008. –№3–4. –С. 175–179.
106. Садуллаев Н.Н., Шойматов Б.Х., Холмурадов М.Б. Электронный анализ экономии электроэнергии в промышленности // Горный вестник Узбекистана. –Ташкент, 2008. –№4. С. 69–71.

107. Садуллаев Н.Н., Каххаров М.М., Сафаров Ё.Т. Программа для ЭВМ «Энергетический баланс» // Государственное патентное ведомство РУз. Свидетельство № DGU 01247. 19.02.2010.
108. Садуллаев Н.Н. Обобщенный показатель эффективности системы электроснабжения промышленного предприятия. // Проблемы информатики и энергетики. –Ташкент, 2009. –№2. –С. 40–44.
109. Садуллаев Н.Н. Оптимизация параметров в системе внутривзаводского электроснабжения. // Проблемы информатики и энергетики. –Ташкент, 2009. –№3. –С. 46–50.
110. Садуллаев Н.Н. Оптимизация параметров схемы электроснабжения предприятия по минимуму единовременных затрат // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. –Москва, 2009. –№9 –С. 31–35.
111. Садуллаев Н.Н. Оценка эффективности системы электроснабжения по техническим показателям // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. –Москва, 2009. –№9. –С. 27–30.
112. Садуллаев Н.Н. Обобщенный показатель эффективности электрической части производства // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, –Ташкент, 2009. –№1–2. –С. 104–108.
113. Садуллаев Н.Н. Экономический показатель эффективности электрической части производства // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. –Москва, 2009. –№11. –С. 41–44.
114. Садуллаев Н.Н., Шайматов Б.Х., Мавлонов Ж.А., Холмурадов М.Б. Оптимизация параметров в системе внутривзаводского электроснабжения // Горный вестник Узбекистана. –Ташкент, 2010. –№4. –С. 74–76.
115. 사들라엡 나솔로 네마토비치. 한국과 더욱 활발하고 발전있는 국제교류 희망//경제. -서울, 2010. -№12. -로 98-99. (Садуллаев Н.Н. Перспективный международный обмен научных исследований с Республикой Корея. Экономика. –Сеул, 2010. –№12. –С. 98-99.)

116. Садуллаев Н.Н. Информационная – аналитическая система мониторинга энергоэффективности промышленных предприятий. Россия –Узбекистан // Сборник научных трудов. – Москва, МГУ. 2010. –С.76-78.
117. Sadullaev N.N. Generalized effectiveness ratio of system of electrosupply of the industrial enterprise. // New Outcome, Los angeles, 2011, №1, p.23-27
118. Sadullaev N.N. Determination of the parameters of power supply rational scheme for industrial enterprises. // New Outcome, Los angeles, 2011, №1, p.33-40
119. Садуллаев Н.Н. Определение оптимальных параметров схемы электроснабжения предприятия с учетом их регулирования. // Промышленная энергетика, –Москва, 2011, №7, –С.33-37
120. Саидходжаев А.Г., Чмуров А.П. Влияние качества напряжения на энергосберегающие технологии // Проблемы энерго– и ресурсосбережения, –Ташкент, 2003, №1–2, –С. 97–108.
121. Саидходжаев А.Г. Основные системы учета расхода электрической и тепловой энергии // Вестник Таш ГТУ. –Ташкент, 2005. –№4. –С. 58–61.
122. Сазыкин В.Г. Моделирование информационных структур систем электрики: данные и знания // Электрика. –Москва, 2001. –№9. –С. 39–43.
123. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Д. Технология энергосбережения. – Москва, Форум, 2010, 350 с.
124. Сытдииков Р.А., Радионова О.В. О нормативной правовой базе развития энергосбережения // Проблемы энерго– и ресурсосбережения. –Ташкент, 2005. –№2–3. С. 54–60.
125. Соколов В.К., Аметов И.Д., Прейгель А.А. Рыночные аспекты проблемы регулирования частоты в объединенной энергетической системы Центральной Азии //Электричество, –Москва, 2001. №7.–С. 2–6.
126. Соколов В.К., Прейгель А.А., Васильев В.Г. Задачи оперативной оптимизации энергопроизводства в условиях рыночных отношений // Электричество, –Москва, 2007, №1, –С. 2–9.

127. Соловьев М.М. Нормативно–правовое, организационно – методическое обеспечение политики энергосбережения в России и современное состояние проблемы // Электрика. –Москва, 2003. –№11. –С. 65–67.
128. Соскин Э.А., Киреева Э.А. Автоматизация управления промышленным энергоснабжением. –Москва, Энергоатомиздат, 1990, -382 с.
129. Сборник задач и деловые игры по экономике и управлению энергетическим производством. Под ред. Долгова П.П. –Москва, Высшая школа, 1991. 191 с.
130. Справочник по проектированию электроснабжения. Под.ред. Ю.Г.Барыбина и др. –Москва, Энергоатомиздат, 1990. –427 с.
131. Стрюк А.И., Коваленко А.Ю. Единая автоматизированная информационно – измерительная система контроля и учета электроэнергии // Электрика. –Москва, 2005. –№5. С. 7–8.
132. Сюскин А.И. Нормативное регулирование взаимоотношений между поставщиками и потребителями по реактивной мощности //Электрика. – Москва, 2003. –№7. -С. 13–17.
133. Тешабаев Б.М. Энергосбережение – основа энергоэффективности // Проблемы энерго– и ресурсосбережения. –Ташкент, 2007. –№2.– С.10–16.
134. Тешабаев Б.М. Повышение энергоэффективности электроэнергетики Узбекистана. Дисс.учен.степ. к.т.н. –Ташкент, 2009.–174 с.
135. Тешабаев Б.М., Лейтис И.С., Чебан Ю.И. Автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) –как объективная необходимость энергетики Республики Узбекистан // Проблемы энерго– и ресурсосбережения. –Ташкент, 2009.–№4. –С. 13–24.
136. Троицкий А.А. Энергоэффективность как фактор влияния на экономику, бизнес, организацию энергоснабжения. Электрические станции. –Москва, 2005, –№1, С. 11–16.
137. Троицкий-Марков Т.У., Сенновский Д.В., Зуев В.И., Журова А.В. Методическое пособие для производственных малых и средних

- предприятий по вопросам повышения ресурсо- и энергоэффективности (практика энергоменеджмента). М.2010, 145 с.
138. Учет и контроль расхода энергоносителей и тепловой энергии. Под ред. Кахановича В.С. –Москва, Энергия, 1980, с. 232.
139. Федосеев Н.Д. Разработка системы показателей для оценки эффективности энергоиспользования на промышленном предприятии. Афтореферат дис. к.т.н. –Москва, универ. путей сообщения, 2004. -22 с.
140. Федотов А.И., Абдуллазянов Э.Ю. Проблемы расчета годовых потерь электроэнергии по продолжительности максимальных потерь // Проблемы энергетики. –Москва, 2002. № 1–2. –С.63–67.
141. Фокин В.М. Основы энергосбережения и энергоаудита. –Москва, 2006, «Машиностроение –1», –256 с.
142. Фролов В.А., Коломеец О.М. О надежности автоматизированных информационно – измерительных систем контроля и учета электроэнергии // Электрика. –Москва, 2005. –№5. –С. 9–11.
143. Энергоэкономические обследования территорий // Электрика. –Москва, 2004. –№4. –С. 31–34.
144. Хашимов Ф.А. Разработка методов снижения энергозатрат на предприятиях текстильной промышленности Узбекистана. Дисс.учен.степ. д.т.н., –Ташкент, 2008.–354 с.
145. Хорошилов Н.В. Модель и алгоритмы для информационной системы управления режимами электропотребления промышленных предприятий. Автореф. дисс. к.т.н. –Курск. 2007, Курский Гос.тех.университет. –18 с.
146. Хорьков С.А. и др. Ценологический подход к нормированию и прогнозированию электропотребления // Электрика, –Москва, 2004. –№7. –С. 32–38.
147. Хохлов В.А. Энергосберегающие режимы работы насосов и насосных станций с длинными трубопроводами. Автореферат дисс. на соис. уч.ст. д.т.н. –Ташкент, 2009. 36 с.

148. Электротехнический справочник: В 3 т. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. профессоров МЭИ). –Москва, Энергоатомиздат, 1988.–880 с.
149. Юнусов Т.Ю. Эффективность внедрения АСКУЭ. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, –Ташкент, 2008. –№3–4. –С. 100–103.
150. Шаисматов С.Э., Дуболазов О.Н. О создание автоматизированной информационно–измерительной системы коммерческого учета электроэнергии в Узбекистане. // Проблемы энерго– и ресурсосбережения, –Ташкент, 2009. –№3–4. –С. 48–52.
151. Шеховцев В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. – Москва, Форум-инфра–М, 2005, -213 с.
152. Щукин Б.Д., Лыков Ю.Ф. Применение ЭВМ для проектирования систем электроснабжения. –Москва, Энергоиздат, 1992. –173 с.
153. <http://sertif-ico.ru/>. ISO 50001. Международная система энергетического менеджмента. 2011.
154. <http://portal-energo.ru/articles/details/id302>
155. www.iea.org/efficiency. Управление энергоэффективностью. Справочное руководство. Второе издание. © OECD/IEA, 2011
156. www.tpproject.ru/solution/askue
157. www.blagodar.ru/ru/erem/work/aiis
158. www.abok.ru
159. www.energy-journals.ru.
160. www.energetika.by
161. www.energetica.ru
162. www.energetiku.info
163. www.newoutcome.com
164. www.rusenerg.ru
165. www.elektroinfo.ru
166. www.ziyonet.uz

Люблю книги
ljubljuknigi.ru



yes
I want morebooks!

Покупайте Ваши книги быстро и без посредников он-лайн - в одном из самых быстрорастущих книжных он-лайн магазинов!
Мы используем экологически безопасную технологию "Печать-на-Заказ".

Покупайте Ваши книги на
www.ljubljuknigi.ru

Buy your books fast and straightforward online - at one of the world's fastest growing online book stores! Environmentally sound due to Print-on-Demand technologies.

Buy your books online at
www.ljubljuknigi.ru

OmniScriptum Marketing DEU GmbH
Heinrich-Böcking-Str. 6-8
D - 66121 Saarbrücken
Telefax: +49 681 93 81 567-9

info@omniscrptum.com
www.omniscrptum.com

OMNIScriptum



