



КГЭУ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ДНЕВНИК

ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ* ПРАКТИКИ

производственно - технологическая

(тип практики: практика по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности,
производственно-технологическая, педагогическая, научно-исследовательская работа и др.)

Фамилия И.О. Таммнова Аделя Маратовна

Институт ИЭЭ курс 4 группа ЭС-1-16

Период практики 02.09.19 - 31.12.19

Способ проведения практики стационарная
выездная/стационарная

Профильная организация ФГБОУ ВО "КГЭУ"

Подразделение Кафедра ЭСис
наименование профильной организации

Рабочее место Кафедра ЭСис, КГЭУ
наименование структурного подразделения профильной организации, кафедра
наименование и расположение места прохождения практики

*- Указывается вид практики – производственная, научно-исследовательская, педагогическая и т.д.

ПАМЯТКА ОБУЧАЮЩЕМУСЯ

Дневник является основным документом обучающегося во время прохождения производственной практики. Без дневника практика не засчитывается.

В дневнике ежедневно аккуратно и кратко записывается все, что предано обучающимся по выполнению индивидуального задания.

Дневник служит основой для составления отчета по производственной практике. В конце практики дневник вместе с отчетом по практике представляется на рецензию руководителю практики от университета.

Целью производственной практики обучающихся является развитие профессиональных компетенций, расширение и закрепление теоретических знаний, полученных при освоении определенных дисциплин и приобретение конкретных навыков, умений по направлению подготовки, направленности образовательной программы.

Целью научно-исследовательской практики является формирование у аспиранта профессиональных компетенций, способствующих квалифицированному проведению научных исследований по избранной научной специальности, использование научных методов при исследовании, анализе, обобщении и использовании полученных результатов.

Целью педагогической практики аспирантов является формирование и развитие готовности к преподавательской деятельности по основным образовательным программам подготовки кадров высшей квалификации.

Содержание практики определяется рабочей программой практики и индивидуальным заданием, разработанным выпускающей кафедрой с учетом направленности образовательной программы совместно с руководителем практики от профильной организации и доверенным до каждого обучающегося.

Обучающийся при прохождении практики обязан:

- полностью выполнять задания, предусмотренные индивидуальным заданием;
- изучать и строго соблюдать правила охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии;
- нести ответственность за выполняемую работу и ее результаты наравне со штатными работниками;
- предоставлять руководителю практики письменный отчет о выполнении всех заданий и сдать зачет с оценкой.

На обучающегося в период практики распространяются: общее трудовое законодательство, правила охраны труда и внутреннего трудового распорядка, действующие в профильной организации.

Обучающийся, не выполнивший индивидуальное задание, и получивший отрицательный отзыв о работе или неудовлетворительную оценку при защите отчета, направляется на производственную практику повторно.

Дирекции институтов:

Институт теплоэнергетики: каб. В-409, тел. (843)527-92-34

Институт электроэнергетики и электроники: каб. В-201, тел. (843)519-42-81

Институт цифровых технологий и экономики: каб. В-207, тел. (843)519-42-92

Центр практики и трудоустройства:

420066, г. Казань, ул. Красносельская д. 51,
каб. В-335, тел. (843)527-92-59

Отдел подготовки кадров высшей квалификации:

420066, г. Казань, ул. Красносельская д. 51,
каб. Д-2246, тел. (843)519-43-19

Сведения о практике:

1. Приказ по КГЭУ от 13 августа 2019 г. № 879 от Андр

2. С программой производственной практики ознакомлен (подпись обучающегося)

3. Прибыл в профильную организацию «2» 09 2019г.

4. Руководителем практики от профильной организации назначен(а) (подпись)

Сидинов И. И. (подпись И.О.)

5. Вводный инструктаж по технике безопасности прошел(да)

«1» 09 2019 г. Андр (подпись обучающегося)

6. Руководителем практики на рабочем месте назначен(а):

Сидинов И. И. (подпись И.О.)

7. Инструктаж по технике безопасности на рабочем месте прошел(да)

«2» 09 2019 г. Андр (подпись обучающегося)

8. Индивидуальное задание описано на листе назначения

дисциплины «Электроника» наименование дисциплины

и фамилия исполнителя указан от куратора

производственной практики

[illegible][illegible]

Отработано 101 часов.

Подпись руководителя практики
от профильной организации _____

Инициалы (Ф И О, производимые и производные)

Краткие сведения о выполнении индивидуального задания:

Вуриана Висенте Кассинда
идентификация тифуса на ее
препаратах.

Результаты обучения по производственной практике, обеспечивающие достижение планируемых результатов освоения ОП:

Процедура выявления наличия вируса в
микроме системы, выявление вирусных
целлюсов в организме, индивидуальные особенности
иной практики.

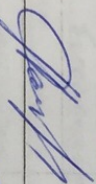
Выводы, замечания и предложения по прохождению производственной практики:

Закрепленные по предоставлению процедур-ей
практики все

Оценка по практике от профильной организации

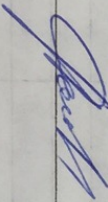
Оценочно

Подпись руководителя практики от профильной организации



МП.

Подпись руководителя практики от КГЭУ



Примечание: в случае прохождения практики в КГЭУ подпись руководителя практики не завершается печатью

ОТЗЫВ

на Ташиневу Филиппа Степановича
(Ф.И.О. обучающегося(ей/их))
проходившего(ую) процедура выявления - тифуса практику
в период с 04.09.19 по 31.12.19
в кадр. дисп. КГЭУ

(название профильной организации)

За время прохождения практики Ташинев А.П. изучил(а) вопросы:
(Ф.И.О. обучающегося(ей/их))

- Процедура выявления тифуса (исследования по ТВ "О")
- Задачи исследования сс. уф. и кад. м. т. спот.
- Давать уф. в м. т. спот.
- Давать кад. в м. т. спот. на ее исследование
- Давать кад. в м. т. спот. на ее исследование

При прохождении практики Ташинев А.П. были
выполнены все задания, поставленные перед ним,
исследования тифуса, исследования и кад. м. т. спот.
исследования тифуса.

(отражение отношения к делу, реализация умений и навыков)

Практика может быть оценена на Оценочно
(оценка по письму)

Подпись руководителя практики от профильной организации Валентин А.В.
(Ф.И.О. с указанием занимаемой должности)

МП.



КГУУ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой ЭнергетикиВ. В. Макашова И.О. Фамилия

"02" 09 2019 г.

ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

на дисциплину - тепловые процессы практику*Направление подготовки 13.03.04 Энергомашиностроение иэнергетикаОбразовательная программа Энергомашиностроение и теплотехника исетиВыпускающая кафедра Энергомашиностроения и теплотехникиМесто прохождения практики ФТБДУ ВО "КГУУ"Обучающийся Павлова Мария Сергеевна
(наименование кафедры, профильной организации)4 курс, группа ДС-1-18
(ФИО полностью, курс, группа)Период прохождения практики 01.09.19 - 31.12.19

Руководитель практики от

университета Сайтенов Игорь Александрович, спец. преем.
(ФИО полностью, должность)

Индивидуальное задание на практику Выполнить диссертационные исследования
дисциплины "Тепловые процессы"
График (план) проведения практики с перечнем и описанием работ: диссертационный.

№ п/п	Перечень и описание работ	Сроки выполнения (График)
1	Изучить материал по теме "Тепловые процессы"	с 01.09.19 по 13.09.19
2	Выполнить расчеты по теме "Тепловые процессы"	с 14.09.19 по 01.12.19
3	Изучить материал по теме "Тепловые процессы"	с 01.12.19 по 31.12.19

Руководитель практики от Университета Сайтенов И. А.
(подпись) (расшифровка)

Согласовано:

Руководитель практики от профильной организации
(Научный руководитель **) Павлова М. С.
(подпись) (расшифровка)С индивидуальным заданием ознакомлен Павлова М. С.
(подпись) (ФИО обучающегося)

* Для обучающихся – инвалидов и лиц с ОВЗ разрабатывается индивидуальное задание с учетом рекомендаций медико-социальной экспертизы и индивидуальной программы реабилитации.

** Для аспирантов, проходящих практику



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт 433
Кафедра ЭиС

О Т Ч Е Т

по направлению - химии. практике
Ташкировой Я.О. студентки
Фамилия И.О. обучающегося в род. падеже

обучающего(ей)ся в группе ЭС-1-16 по образовательной программе
дистанционного направления подготовки ОП
указывается наименование направленности ОП

направления подготовки
1303.02 дистанционная и декоративная
указывается код и наименование направления подготовки

ОТЧЕТ ПРОВЕРИЛ

Руководитель практики

Савинов Я.Е. (Ф.И.О.)
« 31 » 11 2019 г.

ОЦЕНКА при защите отчета:

отлично

Председатель комиссии

Савинов Я.Е. (Ф.И.О.)
Члены комиссии

Ильин Александр Я.В. (Ф.И.О.)

Туратова И.Р. (Ф.И.О.)

Медведев Ю.В. (Ф.И.О.)

« 31 » 12 2019 г.

Казань, 2019 г.



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

КГЭУ

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

Кафедра ЭСиС

Реферат на тему:

**«Анализ надёжности электроснабжения электроустановок и экономический
ущерб от перерывов и ограничений электроснабжения»**

Студентка: Галимова Адиля М.

Группа: ЭС-1-16

Преподаватель: Сабитов А.Х.

Казань, 2019

Содержание

1.Введение	3
2.Основные мероприятия по повышению надежности систем электроснабжения объектов.....	4
3.Задачи построения системы управления надежностью электроснабжения в РФ	5
4. Расчет ущерба от перерыва в электроснабжении	7
5.Определение ущерба (убытков) от перерывов электроснабжения промышленных объектов	8
6.Экономия электроэнергии за счёт применения повышенных напряжений	14
7.Влияние качества электроэнергии на её перерасход.....	17
8.Заключение	23
9.Список использованной литературы	24

Введение

Во времена предреформенной энергетики, в период административного и централизованного корпоративного управления отраслью, надежность электроснабжения потребителей основывалась на следующих базовых принципах: ответственности за территориальное обеспечение электрической и тепловой энергией и комплексе требований к уровню надежности энергоснабжения, прописанных в различных межотраслевых и отраслевых документах.

Реформирование электроэнергетики, образование самостоятельных генерирующих сетевых и сбытовых компаний исключило элемент территориальной ответственности за надежность энергоснабжения потребителей, не предложив взамен никакого другого эффективного инструмента, тем более в условиях ослабления действия положений, обозначенных в отраслевых документах. Скупое сформулированные в законе "Об электроэнергетике" требования к Системному оператору об обеспечении надежности энергосистем проблемы не решают.

Следует добавить, что высокая цена обеспечения повышенного уровня надежности электроснабжения для ответственных потребителей в силу особенностей формирования цены на электроэнергию оплачивается всеми потребителями, в том числе, не претендующими на такую степень надежности. Практически это означает перекрестное субсидирование потребителей по "фактору надежности", что в дальнейшем по мере углубления коммерциализации отношений в рамках энергорынка вызовет активное противодействие. "Бесплатность" надежности в свою очередь будет стимулировать потребителей завышать свои требования и рассматривать любое отклонение уровня надежности от абсолюта как повод для предъявления исков к энергокомпаниям. У последних же при отсутствии внятных нормативов и неявно выраженной ответственности за надежное электроснабжение практически будет полностью отсутствовать мотивация действенного поддержания этого уровня.

Основные мероприятия по повышению надежности систем электроснабжения объектов

К основным мероприятиям по повышению надежности СЭС относятся: - повышение надежности ИП; - повышение надежности отдельных элементов СЭС; - уменьшение числа последовательно включенных элементов в СЭС (применение глубоких вводов высокого напряжения, применение упрощенных схем включения, уменьшение числа трансформаций и коммутаций и т.п.); - резервирование элементов СЭС (увеличение числа независимых ИП, в том числе применение агрегатов бесперебойного питания (АБП), числа ЛЭП, числа систем шин или секционирование одинарных систем шин РУ и др.), а так же элементов технологической системы; - внедрение или усовершенствование релейной защиты, противоаварийной автоматики (АЧР, АВР, АПВ), современных систем управления, самозапуска ответственных механизмов и др.; - изменение технологических процессов с целью снижения требований к надежности электроснабжения, включая внедрение технологических защит, блокировок и противоаварийной автоматики, а так же сооружение складов-накопителей промежуточной или готовой продукции; - совершенствование системы технического обслуживания и ремонта электроустановок, а также повышение культуры их эксплуатации; - подготовка, переподготовка и противоаварийная тренировка обслуживающего персонала с целью повышения его квалификации и практических навыков при локализации или ликвидации аварийных ситуаций СЭС; - увеличение стойкости элементов ЭУ к воздействию окружающей среды (применение электрооборудования и электрических ЛЭП с усиленной изоляцией, электрооборудования в специальном исполнении: с химостойкими элементами конструкции, пылезащищенном, влагозащищенном, взрывозащищенном и др.). Как при проектировании СЭС, так и в процессе ее эксплуатации уровень надежности, способы повышения надежности выбираются на основании проведения технико-экономических расчетов. Таким образом, повышение надежности СЭС является комплексной задачей, которая может быть успешно решена на основе

технического и экономического анализа ИП, СЭС, технологического производства и условий их функционирования.

Задачи построения системы управления надежностью электроснабжения в РФ

Анализ ситуации в электроэнергетике нашей страны, характер и развитие рыночных отношений, опыт поддержания уровня надежности энергосистем в дореформенный период и обширный зарубежный опыт управления надежностью электроснабжения потребителей позволяют сформулировать некоторые предположения в отношении построения системы управления надежностью в электроэнергетике. Такая система должна базироваться на особенностях формирования рыночной среды в отрасли, выстроенной вертикали диспетчерского управления, созданной инфраструктуре для конкурентной торговли электроэнергией и т. д. Решая задачу построения системы управления надежностью электроснабжения потребителей, прежде всего полезно сформулировать базовые соображения, которые должны быть положены в ее основу:

1. При построении системы и создании ее блоков необходимо исходить из примата поддержания надежности и живучести единой энергосистемы по отношению к коммерческим интересам участников энергорынка. Истоки данного требования берут начало из представления об инфраструктурной значимости электроэнергетики для функционирования и жизнеобеспечения национального хозяйства и социальной сферы страны.

2. Участники энергетического рынка - предприятия энергетики и потребители энергии - должны получать справедливое возмещение относительно затрат и потерь, которые имеют место для поддержания заданного уровня надежности или возникают при снижении его ниже нормативных или договорных значений.

3. Потребителям электрической энергии должна быть представлена свобода выбора желательного для них уровня надежности электроснабжения, обеспечиваемого их платежеспособным спросом. В случае если нормативный

или договорной уровень надежности нарушен, потребитель должен получить возмещение ущерба.

4. Управление надежностью электроснабжения потребителей должно базироваться на соответствующей правовой основе - законодательных документах, стандартах, нормативах, регламентах оптового и розничного рынков и т. д., - включающей:

- разграничение зон экономической ответственности субъектов рынка электроэнергии за нарушения системной надежности и надежности электроснабжения потребителей;

- разграничение понятий "форс-мажорные" и "нормативные" условия функционирования электроэнергетики с позиции мер ответственности за возможные отказы;

- регламентация показателей надежности, наиболее пригодных для ее количественной оценки в сфере функционирования энергосистемы и системы электроснабжения потребителей;

- ценовые инструменты экономического управления надежностью электроснабжения потребителя;

- вопросы оценки имущественного ущерба потребителя от нарушения надежности его электроснабжения;

- система страхования рисков в электроэнергетике и, в частности, касательно ответственности поставщиков за нарушение надежности электроснабжения потребителей;

- обеспечение требуемого уровня надежности в электроэнергетике в процессе формирования прогнозов и стратегий ее развития.

5. Эффективное функционирование системы управления надежностью электроснабжения потребителей должно основываться на количественной оценке комплекса показателей и критериев надежности применительно к каждому из субъектов энергетического рынка. Исходя из такого комплекса показателей следует выстраивать и систему ответственности за нарушения, являющиеся причиной и системных отказов и отказов в электроснабжении

потребителей. Это позволит установить виновников возникновения отказов, определять степень их вины и обоснованно привлекать к экономической ответственности. Отсутствие такой регламентации не только снижает мотивацию энергопредприятий к поддержанию надежности функционирования принадлежащих им технологических объектов, но и существенно затрудняет выполнение требований ст. 39 п. 3 ФЗ "Об электроэнергетике" и ст. 547 ГК РФ "О возмещении в полном объеме реального ущерба потребителей при нарушениях электроснабжения".

Расчет ущерба от перерыва в электроснабжении

При выявлении ущерба от перерыва питания время фактического простоя потребителя складывается из времени перерыва электроснабжения и времени, необходимого для достижения нормальной производительности агрегата, цеха. Существует минимально допустимая продолжительность перерыва питания, которая не отражается на работе данного потребителя вследствие инерционности электроприводных и технологических механизмов. Ее значение зависит от характера процесса и специфики производства и колеблется в больших пределах от 1 с до 30 мин.

Различают два вида ущерба от перерыва питания: прямой и косвенный. В прямой ущерб входят:

1. стоимость простоя рабочей силы;
2. выход из строя или сокращение срока службы механизмов;
3. убытки от энергетических потерь, связанных с утечкой пара, газа, сжатого воздуха, тепла печей;
4. убытки от расстройства технологического процесса;
5. ущерб от брака продукции, порчи сырья, материалов и полуфабрикатов, от увеличения затрат труда, материалов и энергии на единицу продукции.

Косвенный ущерб - убытки от невыпуска продукции вследствие перерыва питания.

Ущерб имеет место при отклонениях качества электроэнергии от нормированных значений: отклонения напряжения и частоты, колебания напряжения при толчковых нагрузках, несинусоидальность и несимметрия напряжения.

Величина ущерба от перерыва электроснабжения рассчитывается двумя способами.

Первый способ основан на анализе отказов и может применяться для анализа вероятного ущерба. Второй способ применим для анализа уже случившегося перерыва в электроснабжении.

Первый способ.

Ожидаемый среднегодовой ущерб от перерыва в электроснабжении:
 $Y = Y_0 T \cdot \Delta n$,

Где Y_0 - удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителя, определяемый временем перерыва и характером производства, руб/кВт ч; Δn - электроэнергия, недоотпущенная потребителю вследствие нарушения электроснабжения, определяемая по формуле.

$\Delta n = \Delta n_{\text{потр}} \cdot q_c$,

Где $\Delta n_{\text{потр}}$ - годовая потребность предприятия в электроэнергии, кВт ч; q_c - вероятность отказа системы электроснабжения, 1/год.

Определение ущербов (убытков) от перерывов электроснабжения промышленных объектов

Для определения оптимального уровня надежности электроснабжения потребителей второй группы необходимо знать величину годового ущерба при перерывах электроснабжения, которая определяется особенностями технологического процесса, зависит от частоты и длительности перерывов электроснабжения, а также от вероятности совпадения этих перерывов с той или иной фазой технологического процесса, если производство цикличное или периодическое.

При перерыве электроснабжения длительностью более некоторого критического времени t_0 происходит расстройство технологического процесса

и возникает ущерб. В общем случае время простоя технологической установки, цеха при перерыве электроснабжения может быть определено из выражения, где t_3 - длительность перерыва электроснабжения, причем $t_3 > t_0$; $t_{\text{тех}}$ - время, необходимое для доведения параметров технологического процесса после восстановления электроснабжения до регламентируемых величин; $t_{\text{пуск}}$ - время пуска технологической установки, равное времени достижения номинальной производительности после восстановления регламентируемых параметров режима. Обычно в расчетах используют так называемое приведенное время простоя (t'_n), которое равно: $t'_n = t'_3 + t_{\text{тех}} + t_{\text{пуск}} - t'_3 - t'_{\text{пуск}}$, где t'_3 - приведенное время перерыва электроснабжения; $t'_{\text{пуск}}$ - приведенное время пуска установки;

$$t'_3 = \frac{P_3}{Q_n}, t'_{\text{пуск}} = \frac{P_{\text{пуск}}}{Q_n}$$

, где P_3 - количество продукции, выпущенной за время перерыва электроснабжения; $P_{\text{пуск}}$ - количество продукции, выпускаемой за время пуска установки после перерыва электроснабжения; Q_n - номинальная (доаварийная) производительность установки. Для многих установок $t'_3=0$. В общем случае ущерб предприятия при перерыве электроснабжения определяется по формуле $У = У_{\text{п}} + У_{\text{нз}} + У_{\text{нп}}$, где $У_{\text{п}}$ - составляющая полного ущерба (прямые убытки), которая возникает на отключенной установке из-за потерь и брака продукции, перерасхода энергоресурсов, сырья и материалов, поломок оборудования при внезапной остановке, простое и послеаварийном пуске, а также из-за увеличения условно-постоянной составляющей себестоимости продукции (цеховые и общезаводские расходы, амортизационные отчисления и т.д.), если недовыпуск продукции после восстановления электроснабжения не может быть восполнен; $У_{\text{нз}}$ - составляющая полного ущерба, вызываемая недозагрузкой предшествующих или последующих установок технологической цепи и определяемая теми же статьями убытков, что и $У_{\text{п}}$; $У_{\text{нп}}$ - составляющая полного ущерба, определяемая недополучением предприятием прибыли, так называемые косвенные убытки. $У_{\text{нп}} = K * Q_n * t'_n * (Ц - С)$, где Q_n - номинальная или

доаварийная производительность установки, цеха, предприятия; t'_n - приведенное время простоя установки из-за перерывов электроснабжения; Ц, С - соответственно цена и себестоимость единицы товарной продукции; К - доля в выпуске товарной продукции остановленной установки (для концевых товарных цехов $K=1$). Если недовыпуск продукции восполняется, например, путем форсирования режима, включением резервных агрегатов, использованием сверхурочных часов работы, то все возникающие при этом дополнительные расходы относят к составляющей прямого ущерба, но зато в этом случае не учитывается перерасход условно-постоянной составляющей себестоимости продукции и составляющая ущерба $У_{нп}$ принимается равной нулю. Составляющая ущерба $У_{нз}$ имеет место только в случае сохранения в предшествующих и последующих установках и цехах электроснабжения и отсутствия складов-накопителей промежуточной или готовой продукции, то есть в случаях, когда смежные установки, цехи останавливаются на "горячий простой" при аварийной остановке какого-либо цеха в последовательной технологической цепи из-за перерыва его электроснабжения. С достаточной для расчетов надежности точно путем калькулирования отдельных убытков удастся получить зависимости разового ущерба установки, цеха от длительности перерыва электроснабжения - $У = f(t_0)$. Зная показатели надежности (ω_v , T_v) и зависимости $У = f(t_0)$ для любого узла СЭС, можно определить величину ожидаемого годового

ущерба:
$$У_y = \omega_y \cdot \sum_{i=1}^K (У_{Пi} + У_{НЗi} + У_{НПi})$$
, ω - параметр потока отказов в узле

СЭС; К - число установок (цехов), питающихся от данного узла СЭС. Определение ущерба предприятия - очень объемная и многовариантная задача, которая должна решаться с использованием ЭВМ. Для предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности могут быть использованы алгоритмы и программы для ЭВМ. Для ориентировочных расчетов при решении вопроса перспективного развития электроэнергетических систем или выбора системы питания предприятия часто

применяются удельные показатели ущербов, отнесенные к 1 кВт отключенной мощности или 1 кВт-ч недоотпущенной электроэнергии. Для более объективных оценок расчетов необходимо пользоваться интервальными оценками удельных показателей ущерба.

Страхование как инструмент управления надежностью электроснабжения.

С точки зрения конечного потребителя электроэнергии приобретение страховки - один из способов управления (выявления, контроля и устранения или минимизации последствий) экономическими рисками перебоев в энергоснабжении. С другой стороны, контроль собственных рисков стимулирует страховые компании к активному взаимодействию со своими клиентами-страхователями, ведь снижая их потенциальные риски, страховщики тем самым снижают собственные расходы, предусмотренные для выплат страховых сумм.

Страховые компании, имея большой опыт проведения мероприятий по предотвращению потерь и так называемый "набор инструментов" управления рисками, могут выступать в качестве активного элемента систем управления рисками в сфере надежности энергоснабжения.

Среди методов управления этой группой рисков в арсенале страховых компаний можно выделить:

- финансовые "инструменты" (структурирование страховых выплат);
- участие в управлении техническим риском клиентов (стимулирование создания резервных систем энергоснабжения и систем раннего предупреждения);
- участие в планировании непрерывной работы клиентов.

Все страховые компании занимаются управлением финансовым риском, но меры контроля и предотвращения потерь у страхователя варьируются. Контроль над потерями застрахованной компании обычно проводится специалистами, нанимаемыми страхователем, хотя иногда непосредственно и сам страховщик предлагает свои услуги по управлению рисками.

Страховые компании также активно участвуют в разработке различных методов управления техническими рисками и стимулируют применение их страхователями путем установления надбавок к страховым премиям. По имеющимся данным, уровень такой надбавки может достигать 20 % для страхователей, которые имеют хороший план действий в аварийных ситуациях.

Среди инструментов управления техническими рисками можно также отметить:

- разработку строительных норм и правил, способствующих улучшению противостояния катастрофам и стихийным бедствиям;
- внедрение у потребителей резервных систем энергоснабжения;
- внедрение систем заблаговременного оповещения о стихийных бедствиях.

Известны случаи, когда забота потребителей о повышении надежности их энергоснабжения стимулируется выдачей льготных страховых полисов.

Страховые компании могут способствовать стандартизации технологий управления техническими рисками, а также намечать возможности снижения их посредством использования новых энергосберегающих технологий (помимо всего, это снижает нагрузку на энергосистему в целом, что повышает надежность энергоснабжения в кризисных ситуациях и в определенных пределах сокращает число этих ситуаций).

Максимальная готовность к чрезвычайным ситуациям и снижение продолжительности последующего периода восстановления нормального бизнес-процесса приобретают в последнее время для компаний все большее значение. В силу этого планирование непрерывности деятельности все более часто выделяется в отдельную категорию - риск-менеджмента. Учитывая данное обстоятельство, многие страховые компании предоставляют свои услуги в этой сфере. Страховые компании поощряют компании, занимающиеся планированием непрерывной деятельности и подготовкой к критическим ситуациям, ведь быстрое восстановление энергоснабжения и непрерывность деятельности энергокомпаний очень важны для минимизации последствий от

перерывов в работе страхователей, вызванных стихийными бедствиями и энергетическими авариями.

Рассмотрение страхования применительно к проблеме надежности энергоснабжения крайне значимо и своевременно в условиях, когда отношение потребителей к отключениям электроэнергии обостряется, а суды начинают рассматривать так называемые "потери данных" в качестве материального ущерба, подлежащего возмещению с применением традиционных способов страхования собственности.

Экономия электроэнергии в линиях.

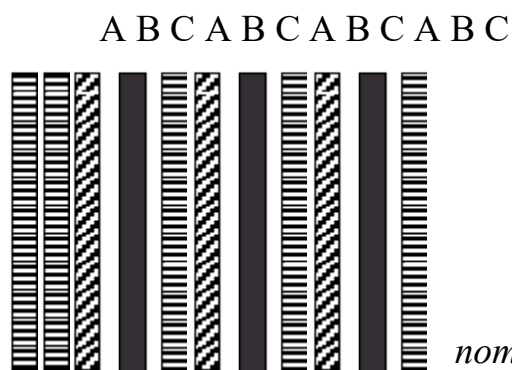
Потери электроэнергии в линиях зависят от значения сопротивлений и тока, пропускаемого через линии. Сопротивление действующих линий может считаться практически постоянным. Отсюда следует, что для уменьшения потерь электроэнергии возможен один путь – уменьшение протекающего через них тока. Уменьшить значение тока можно например использованием в работе значительного количества резервных линий. При наличии параллельных линий желательно из соображений экономии электроэнергии держать их включенными параллельно. При проектировании системы электроснабжения предприятия необходимо выбирать вариант, при котором отсутствуют реакторы, или вариант с минимальными потерями в реакторах. С этой точки зрения рассматриваемые варианты должны обязательно сопоставляться по технико-экономическим показателям. Так например система электроснабжения предприятия на напряжение 6 кВ с реакторами должна сравниваться с системой электроснабжения на напряжение 20 кВ без реакторов.

Экономия электроэнергии в шинах.

При питании мощных приёмников электроэнергии (электрические печи и пр.), как правило, применяют многополюсные шинопроводы. Если применять расположение шин, как указано на рис. 14.1 а, то потери электроэнергии в таком шинопроводе будут значительно больше, чем при расположении показанном на рис. 14.1 б. Это объясняется тем, что при расположении шин, показанном на 14.1 а сильно сказывается "эффект близости", при котором резко

возрастает индуктивное сопротивление шин и соответственно увеличивается реактивная составляющая тока, что в конечном счёте приводит к увеличению общего тока и соответственно потерь мощности и энергии.

При расположении шин, приведённом на рис. 14.1 б, взаимодействие магнитных полей таково, что их действия взаимно уничтожаются и увеличение реактивного тока незначительно. Потери мощности и электроэнергии в этом случае уменьшаются почти вдвое по сравнению с расположением на рис. 1.1 а.



а) б)

1.1 Шихтовка полос шин и шинопроводов.

а) Неправильная, имеющая повышенные

потери электроэнергии;

б) правильная.

Экономия электроэнергии за счёт применения повышенных напряжений.

Установка понижающих трансформаторов с высшим напряжением 110, 32, 10 и 6 кВ вблизи приёмников электростанции и сокращение длины цеховых сетей напряжением 0,69-0,23 кВ дают значительную экономию электроэнергии. Однако, чем выше напряжение питающих сетей, тем дороже электрооборудование (кабельные и воздушные линии, выключатели и т.д.). Рекомендованные в своё время для глубокого ввода напряжение 35 кВ не нашло широкого применения в системах промышленного электроснабжения, так как оказалась слишком высокой для большинства промышленных предприятий. Эксплуатация систем промышленного электроснабжения показала, цеховых подстанций целесообразно ограничивать мощность (принцип разукружения подстанций) используемых трансформаторов 1000 кВА с вторичным напряжением 4000 В и 1800-2500 кВА с вторичным напряжением 35 кВ требуется ток равный

$$I_p = \frac{S_{ном.т}}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1800}{35 \cdot \sqrt{3}} = 30 \text{ А}$$

При таких незначительных токах для питания цеховых подстанций целесообразно было бы применять воздушные линии со стальными проводами, так как кабели с медными жилами на напряжение 35 кВ имеют минимально допустимое сечение $3 \times 70 \text{ мм}^2$ с пропускной способностью 11800 кВА, а кабели с алюминиевыми жилами – $3 \times 50 \text{ мм}^2$ с пропускной способностью 8000 кВА.

Однако прокладка по территории промышленных предприятий воздушных линий напряжением 35 кВ с П-образными и АП-образными опорами практически исключена. Кабелей со стальными жилами напряжением на 35 кВ промышленность не изготавливает. Эти обстоятельства в основном и послужили причиной того, что напряжение 35 кВ не получили широкого применения для распределительных внутренних сетей. Для осуществления глубокого ввода на промышленных предприятиях рационально применять напряжение не 35 кВ, а 20 или 18 кВ ($10,5\sqrt{3} = 18 \text{ кВ}$).

Напряжение 20 кВ, как показала практика эксплуатации систем электроснабжения в России и за рубежом, позволяет сооружать линии с простыми, дешёвыми свечевидными опорами (подобно опорам линий 6 и 10 кВ) небольших габаритов, что важно в условиях промышленного предприятия, территория которого, как правило, заполнена различными сооружениями и коммуникациями.

В этом случае для питания трансформаторов мощностью 1800 кВА потребуется ток, равный

$$I_p = \frac{1800}{18 \cdot \sqrt{3}} \approx 58 \text{ А}$$

Минимальные сечения алюминиевого провода 16-25 мм^2 , выбранные по условиям механической прочности и экономической целесообразности, будут близки к наименьшим сечениям по допустимой плотности тока. Стоимость отключающих аппаратов на напряжение 230 кВ значительно ниже, чем на напряжение 35 кВ.

Применение напряжения 20 кВ для сетей промышленных предприятий позволяет выполнить решение руководящих органов о сокращении расходов электроэнергии на потери в электрических сетях промышленных предприятий.

Применение напряжения 66 В в цеховых сетях также значительно сокращает потери электроэнергии и расход цветного металла. Опыт эксплуатации цеховых сетей напряжением 660 В в ряде отраслей промышленности доказал бесспорные преимущества этого напряжения.

Однако в настоящее время в России для распределительных сетей, которые являются наиболее протяжёнными, в основном применяются напряжения 6 и 10, реже 35 кВ.

За срок амортизации (около 25 лет) с учётом динамики роста нагрузок общая экономия в результате сокращения составит примерно 2 млрд.руб.

1. Трансформаторы напряжением 220/110/35 кВ выпускаемые Министерством электротехнической промышленности, можно за несколько часов переключить со звезды на треугольник и получить трансформаторы напряжением 220-110/20 кВ.

2. Затруднений по выпуску кабелей 20 кВ нет. В настоящее время кабели на напряжение 20 кВ у нас выпускаются, но цена их завышена..

3. Измерительные трансформаторы напряжения на 20 кВ в России выпускаются серийно.

4. Измерительные трансформаторы тока на 20 кВ в России также выпускаются серийно. Не выпускаются на эти напряжения лишь трансформаторы тока на малые токи (50/5, 100/5 и т.д.), однако производство их на базе выпускаемых не вызовет особых затруднений.

5. При производстве комплектных распределительных устройств разъединители не требуются. Для других случаев стоимость на напряжение 20 кВ и процесс его производства совершенно не изменятся по сравнению с разъединителями на напряжение 10 кВ, так как высота изолятора изменяется мало, а масса фарфора возрастает всего на 2 %.

6. Изоляторы на напряжение 20 кВ могут выпускаться в любом необходимом количестве, при этом уменьшится число выпускаемых изоляторов на напряжение 6 кВ.

7. Выпуск выключателей на напряжение 20 кВ и токи 400-2000 А действительно потребуется. Выключатели на токи выше 2000 А в России серийно не изготавливаются. На небольшой период времени (2-3 года) можно воспользоваться выключателями на токи менее 2000 А, производимыми серийно в соцстранах, например в Болгарии. Применение выключателей на напряжение 20 кВ приведёт к резкому уменьшению количества выключателей в СЭС. При этом они будут обеспечивать значительно большую пропускную способность. Схемы электроснабжения станут проще и надёжнее. Затраты цветного металла уменьшаться.

8. Реакторов на напряжение 20 кВ может и не потребоваться, если исследовать установку двух последовательно включенных реакторов напряжением 6-10 кВ, выпускаемых нашей промышленностью.

9. Положение с плавкими предохранителями аналогично положению с выключателями, но значительно проще в решении. Удорожание предохранителей составляет не более 1 %.

Влияние качества электроэнергии на её перерасход.

Всякое ухудшение качества электроэнергии влечёт за собой её перерасход. Такое положение справедливо и для тех случаев, когда это ухудшение лежит в пределах нормы и соответствует ГОСТ. При перерасчётах, связанных с проектированием и эксплуатацией СЭС, не учитывают потери, возникающие в устройствах, применяемых для поддержания напряжения на допустимом уровне. Так, например, для трансформаторов с устройствами РПН это потери в регулирующих устройствах.

На основании большого количества исследований, проведённых в МЭИ, можно утверждать, что установка регулирующих устройств любого типа (за исключением технологических) обусловлена выбором нерационального номинального напряжения для СЭС. Поэтому при проектировании и

эксплуатации СЭС следует по возможности не применять регулирующие устройства (симметрирующие, фильтрокомпенсирующие и т.д.), так как они приводят к дополнительным капиталовложениям, загружают заводы и министерства электротехнической промышленности ненужными заказами, увеличивают расход чёрных и цветных металлов, изоляции и самое главное, вызывают большие потери электроэнергии.

В последнее время обращают внимание и на такой показатель качества, как отклонение частоты напряжения от номинальных значений, который также приводит к потерям электроэнергии. Производственные затраты обусловленные некачественной электроэнергией не оцениваются и не учитываются, что на наш взгляд, делать необходимо. Для этого целесообразно разработать приборы, которые на каждом производстве давали бы возможность сопоставлять количество и качество продукции предприятия, как функцию от качества электроэнергии.

Существующие в настоящее время санкции, направленные на повышение качества электроэнергии, являются, как правило, односторонними, например, штрафование потребителей за перерасход или недоиспользование заявленной электроэнергии, в то время, как питающие энергосистемы не несут никакой материальной ответственности за плохое качество отпускаемой электроэнергии.

Определение ущерба на основе оценки показателей надежности системы электроснабжения

Перерывы электроснабжения напрямую связаны с показателями схемной надежности и надежности оборудования систем электроснабжения (СЭС). Последствия нарушений электроснабжения в общем случае имеют место как в СЭС, так и в производственном процессе коммерческих потребителей. Поэтому оценка ущерба от нарушения электроснабжения основывается на анализе, в том числе, структурной технологической схемы, отражающей функциональные связи между участками рассматриваемого производства (технологическими участками, цехами, агрегатами). В целом понятие надежность определяется, как

свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [1].

В соответствии с вышесказанным, зависимость ущерба от числа и длительности перерывов электроснабжения обуславливает необходимость оценки показателей надежности СЭС. Расчет надежности схемы электрических соединений коммерческих потребителей является неотъемлемой частью общего анализа надежности электроснабжения. Он производится с целью получения объективных количественных показателей надежности СЭС, что в дальнейшем позволяет определить величину среднегодовой ожидаемого ущерба при перерывах электроснабжения. При проектировании систем электроснабжения рассчитанные показатели надежности необходимы для сопоставления их с установленными нормативами надежности или для использования в качестве исходных данных для последующих технико-экономических расчетов оптимальности предлагаемых вариантов систем. На действующих производствах уровень надежности СЭС необходимо знать для проведения организационно-технических мероприятий по рациональной эксплуатации системы (проведение плановопредупредительных ремонтов, рациональное использование резервных элементов СЭС и т. п.), сравнения вариантов реконструкции СЭС и т. п. Основными показателями надежности элементов системы электроснабжения, используемыми при расчете, являются: средний параметр потока отказов элемента ω_a (1/год), средняя частота отключений элемента для профилактического ремонта ω_p (1/год), среднее время восстановления отказавшего элемента – T (год) и средняя продолжительность нахождения элемента в профилактическом ремонте – t_p (год) [10]. Для устройств автоматического включения резерва (АВР) основными показателями надежности являются условная вероятность отказа при необходимости срабатывания – q и условная вероятность развития отказа при действии устройств АВР – p . Итогом расчета надежности является определение

ожидаемых значений частоты и длительности перерывов в электроснабжении технологических установок (цехов) предприятия, которые принимаются соответственно равными среднему параметру потока отказов ω и среднему времени восстановления электроснабжения T секций шин подстанций или распределительных устройств (РУ), питающих эти установки (цехи) [2]. Расчет показателей надежности электроснабжения потребителей включает в себя ряд последовательно выполняемых этапов (рисунок 1). На первом этапе осуществляется сбор исходной информации для расчета надежности, включающей схему электроснабжения и показатели надежности составляющих ее элементов, определенные в соответствии с нижеследующими требованиями. Показатели надежности источников питания предприятия (секций шин электростанций и районных подстанций) должны задаваться энергосистемой. При их отсутствии средний параметр потока отказов системы принимается равным нулю, то есть источники питания считаются абсолютно надежными. При расчетах надежности, выполняемых для действующих предприятий, рекомендуется использовать показатели надежности, определяемые путем сбора и обработки информации об отказах в СЭС данного предприятия. Для предприятий, у которых такая информация отсутствует или собрана за небольшой период наблюдения (менее 5 лет), а также для проектируемых предприятий возможно использование усредненных показателей надежности. Для обеспечения большей достоверности результатов расчета надежности рекомендуется отдавать предпочтение показателям надежности элементов СЭС в следующем порядке: - показатели, определенные непосредственно для предприятия; - показатели, определенные по группе предприятий отрасли; - показатели, определенные по результатам эксплуатации энергетических объектов территориальной зоны, в которой расположено рассматриваемое предприятие; - усредненные общероссийские показатели

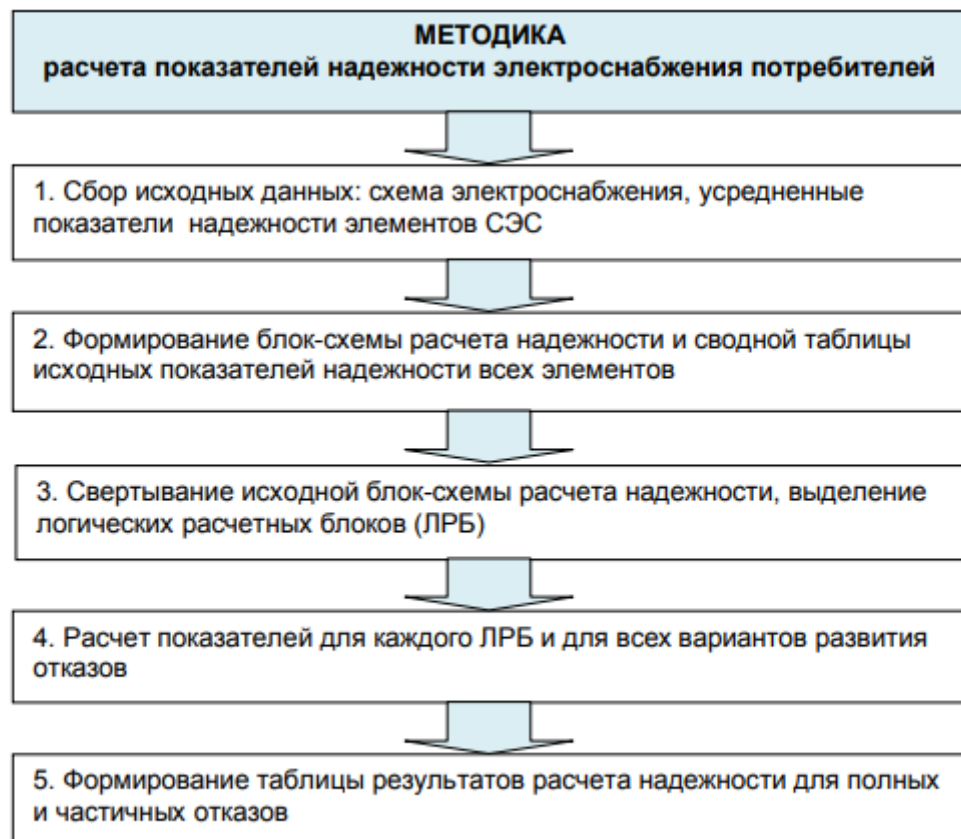


Рис. 1. Методика расчета показателей надежности электроснабжения потребителей

На втором этапе осуществляется формирование блок-схемы расчета надежности и сводной таблицы исходных показателей надежности всех элементов. На основе исходной схемы электроснабжения составляется блок-схема расчета надежности, на которой каждому элементу СЭС, начиная с источников питания, присваивается порядковый номер (рисунок 2). На блок-схеме последовательно соединенными изображаются элементы, отказ которых приводит к исчезновению напряжения на шинах. В частности, при магистральных схемах электроснабжения без селективной защиты по участкам в блок-схему вводятся все элементы магистрали (в том числе находящиеся за рассчитываемой подстанцией), отказ которых вызывает срабатывание головного выключателя. В этом случае время восстановления определяется с учетом возможности неавтоматического отключения отказавшего участка. Кроме того, на блок-схеме должно быть указано число присоединений m отходящих от секций шин, что необходимо для учета возможности развития отказов в системе. При расчете надежности рекомендуется рассматривать

укрупненные элементы СЭС, в частности: - ячейки высоковольтных выключателей, в состав которых входят собственно выключатель, разъединители, втычные контакты и устройства релейной защиты (РЗ), действующие на этот выключатель; - устройства АВР, включая собственно управляющие органы и исполнительный коммутационный аппарат – высоковольтный выключатель или автомат; - трансформаторы, линии электропередачи и т. п.

Заключение

Для того чтобы сэкономить электроэнергию, необходимо прежде всего знать, на какие цели и в каком количестве она расходуется. Определение статей расхода электроэнергии и является основной задачей составления электробаланса промышленных предприятий.

Ежегодное составление электробаланса позволяет наблюдать за результатами мероприятий по рационализации электрохозяйства промышленного предприятия. Так например, анализируя изменение общего и удельного расходов электроэнергии на производство сжатого воздуха, можно сделать вывод о рациональности мероприятий, проводимых в компрессорных установках с целью уменьшения расхода электроэнергии.

Электробаланс промышленного предприятия должен состоять из приходной и расходной частей (активной и реактивной мощностей). В приходную часть включается электроэнергия полученная от энергосистемы или от сетей других потребителей, а также выработанная электрическими установками предприятия (генераторы промышленных ТЭС и ГЭС, СК и конденсаторы).

Список использованной литературы:

1. Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / под общ. ред. чл.-корр. РАН Е.А. Аметистова. М.: Изд. дом МЭИ, 2018.
2. Воропай Н.И. Основные положения концепции обеспечения надежности в электроэнергетике / доклад на отраслевой конференции Торгово-промышленной палаты РФ 25.02.2016 г. «Надежность и безопасность энергетических объектов и оборудования».
3. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы: учебное пособие для вузов. М.: Энергия, 2018.
4. Непомнящий В.А. Проблемы надежности при проектировании и эксплуатации электрических сетей энергосистем. СПб.: ПЭИПК, 2016.
5. Непомнящий В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем. М.: Энергия, 2016.
6. Методика расчета цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности в электроэнергетике. ЗАО ПФК «СКАФ» / отчет по Госконтракту с ФСТ России, 2017, тома 1–3.
7. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Изд. дом МЭИ, 2018.
8. Непомнящий В.А., Овсячук В.А., Епифанцев С.Н. Надежность в задачах развития, управления и эксплуатации электроэнергетических систем и электрических сетей в условиях рыночных отношений (методы, модели и практика расчетов). М.: ИИЦ ИПКГосслужбы, 2017.
9. Непомнящий В.А., Овсячук В.А. Учет надежности электроснабжения при расчете тарифов // Новости ЭлектроТехники. 2017. № 4(64).
10. Методические указания по расчету уровня надежности и качества услуг, реализуемых территориальными сетевыми организациями / Приказ Минэнерго РФ от 29.06.2016 № 296.