

СЕКЦИЯ 13

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Председатель – д.т.н., профессор **Слышалов В.К.**
Секретарь – ассистент **Москвин И.А.**

*А.А. Варзина, студ.;
рук. О.А. Бушужева, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Электрическая энергия является единственным видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны. Снижение технологических потерь электроэнергии в электрических сетях до минимального (экономически обоснованного) уровня является одним из важных направлений энергосбережения [1].

Магистральные электрические сети Центра РФ (МЭС Центра) – один из крупнейших филиалов ОАО «ФСК ЕЭС», осуществляющий эксплуатационно-ремонтное обслуживание линий электропередачи и подстанций сверхвысокого напряжения Центрального региона России.

Научно-техническая деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» направлена на разработку, создание, развитие, внедрение в ЕНЭС прогрессивных и эффективных технологий и оборудования. Для координации и регулирования всего комплекса вопросов был разработан и утвержден единый основополагающий документ – «Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС».

Одной из задач технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» является снижение технологических потерь электроэнергии на ее транспорт, основополагающими документами которой являются:

- Федеральный закон РФ от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «ФСК ЕЭС».

Основные направления технической политики в части энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

- снижение потерь электроэнергии при ее передаче (распределении и преобразовании по электрическим сетям);
- разработка и совершенствование нормативно-правовых документов, внутренних регламентов;
- снижение расхода энергетических ресурсов, оснащение зданий, сооружений автоматизированной системой учета потребляемых энергоресурсов;
- оснащение объектов ОАО «ФСК ЕЭС» приборами учета электрической энергии и организация процесса сбора информации на основе данных приборов учета посредством организации системы АИИС КУЭ;
- создание и внедрение инновационных пилотно-демонстрационных проектов повышения энергетической эффективности, в том числе FACTS, сверхпроводимости и др.;
- проведение энергетического обследования объектов ОАО «ФСК ЕЭС» и получение «энергетического паспорта».

В состав МЭС Центра входят 8 предприятий (ПМЭС), одним из которых является Московское ПМЭС.

Основными мероприятиями по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях Московского ПМЭС являются:

- установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях (асинхронизированный компенсатор) для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей;
- увеличение рабочей мощности установленных в электрических сетях компенсирующих устройств;
- замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях;
- установка и ввод в работу вольтодобавочных трансформаторов с поперечным регулированием;
- оптимизация загрузки электрических сетей за счет строительства новых линий электропередачи, подстанций 500 и 220 кВ;
- установка и ввод в работу средств определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности аварийных неоптимальных режимов;
- оптимизация распределения нагрузки между подстанциями;
- оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями;
- отключение в режимах малых нагрузок линий электропередачи в замкнутых электрических сетях и на двухцепных линиях, трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами;

- снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- ввод в работу неиспользуемых средств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);
- замена счетчиков на счетчики повышенных классов точности;
- замена измерительных трансформаторов на трансформаторы повышенных классов точности, в том числе трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;
- установка автоматизированных информационно-измерительных систем учета электроэнергии (АИИС УЭ) на подстанциях;
- устранение недопустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к трансформаторам напряжения.

Значительное влияние на снижение потерь оказывает замена проводов на новые провода следующих марок: Aero-Z, AAACZ и AACSRZ, GZTACS, ACCC.

Более гладкая, чем у обычного провода, внешняя поверхность новых проводов существенно снижает потери на «корону».

Также основными преимуществами новых проводов являются:

- увеличение пропускной способности, решение проблемы перегрузок;
- снижение тепловых потерь при транспортировке электроэнергии;
- значительное снижение обледенения и налипания снега на провода за счет компактности внешнего слоя проволок;
- повышение коррозионной стойкости проводов и тросов;
- значительное снижение аэродинамического коэффициента.

Существенную роль в снижении потерь электроэнергии играет установка устройств компенсации реактивной мощности, в частности установка асинхронизированных синхронных компенсаторов (АСК).

Функции АСК:

- нормализация величины напряжения в электрических сетях в статических и динамических режимах;
- увеличение пропускной способности отдельных линий электропередачи, межсистемных и межгосударственных электропередач большой протяженности;
- целенаправленная коррекция потоков мощности по цепям напряжения различного класса в многоконтурных электрических сетях с целью достижения определенного технического или коммерческого эффекта;
- снижение потерь мощности в распределительных и системообразующих электрических сетях;
- повышение устойчивости электроэнергетической системы.

Основные преимущества асинхронизированных компенсаторов перед синхронными:

- повышение диапазона регулирования потребляемой реактивной мощности;
- кратковременная двукратная по отношению к номинальной мощности выдача (или потребление) реактивной мощности в электрическую сеть в динамических режимах;
- высокое быстродействие при регулировании реактивной мощности (напряжения), что облегчает режим переходных процессов в системе.

Внедрение мероприятий по сокращению потерь в ЕНЭС позволило получить значительный суммарный энергосберегающий эффект, привело к увеличению пропускной способности сети, повысило надежность электроснабжения.

Результаты работы по анализу мероприятий по энергосбережению использованы в дипломном проекте по развитию магистральных электрических сетей Московского ПМЭС.

Библиографический список

1. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: НИЦ ЭНАС, 2002.
2. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС».
3. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «ФСК ЕЭС».

*Д.В. Емелин, Д.А. Дудин, студенты;
рук. А.Е. Аржанникова, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АПРОБАЦИЯ НОВОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЭЭС WinSSS ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОСТЕЙШЕЙ ЭЭС

Исследование статической устойчивости простейшей ЭЭС (№ 23 по курсу «Переходные процессы в ЭЭС, ч. 2») сначала выполняется на физической модели в лаборатории переходных процессов. Однако физическая модель простейшей ЭЭС весьма упрощена. В ней, например, не представлено автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) ге-

нератора. Поэтому исследование продолжается на математической модели с использованием двух программ, работающих в ОС MS-DOS: SSS и МИК.АЛ. Программа SSS предназначена для расчета исходного и утяжеленного режима и позволяет рассчитать корни характеристического уравнения, по которым оценивается статическая устойчивость. Комплекс имитационного моделирования МИК.АЛ позволяет увидеть переходный процесс – изменение угла положения ротора генератора $\delta(t)$ при каком-либо малом возмущении.

Цель лабораторной работы – выявить влияние различных факторов (сопротивления связи, АРВ генератора) на статическую устойчивость простейшей ЭЭС, правильно настроить АРВ генератора по условиям статической устойчивости.

На кафедре Программного обеспечения компьютерных средств в рамках дипломного проектирования разработан программный комплекс для расчета переходных электромеханических процессов в ЭЭС WinSSS, работающий в ОС MSWindows. Он предназначен для автоматизации учебных расчетов статической и динамической устойчивости ЭЭС. WinSSS позволяет выполнить курсовую работу по исследованию устойчивости ЭЭС, провести дополнительное углубленное исследование влияния различных факторов на устойчивость.

Студенты группы 5-26 Емелин Д.В. и Дудин Д.А. выполнили лабораторную работу № 23 в новом программном комплексе, тем самым доказали новую сферу его применения, оценили гораздо лучшую наглядность и удобство исследований.

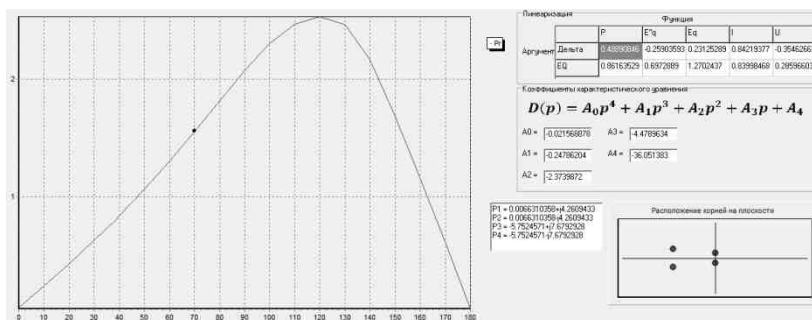


Рис. 1.

На рис. 1 представлены фрагменты рабочего окна программы WinSSS, отражающие этап оценки статической устойчивости системы с АРВ сильного действия. Для выделенной точки угловой характеристики

(режима работы) автоматически рассчитываются частные производные, коэффициенты и корни характеристического уравнения, позволяющие судить об устойчивости. По рис. 1 видно, что в данном режиме достигнут предел статической устойчивости, нарушение которой будет иметь колебательный характер. Это подтверждается при использовании опции «Нахождение предела статической устойчивости», когда на плавное повышение мощности турбины (утяжеление режима) накладываются периодические импульсы малые возмущения. На рис. 2 отражена реакция на них относительного угла $\delta(t)$.

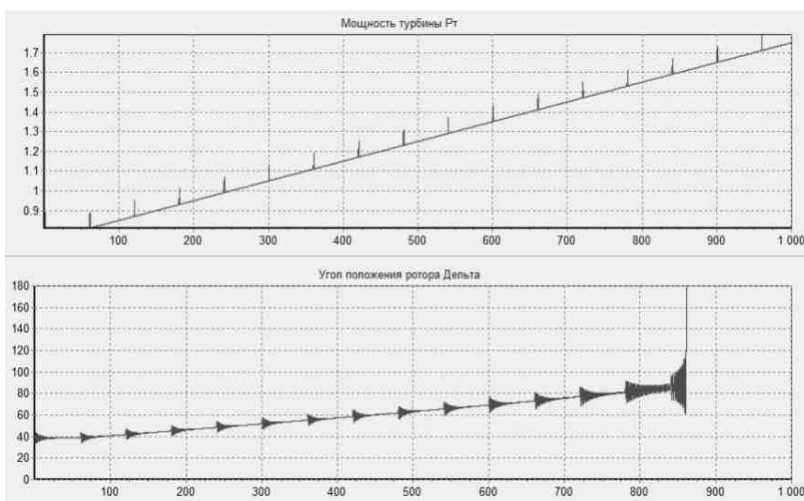


Рис. 2.

И.А. Москвин, асп.;
рук. В.К. Слышалов, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)

ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ УРАВНЕНИЙ ГОРЕВА–ПАРКА

Уравнения для описания переходных процессов в синхронных машинах (СМ), известные под названием уравнений Горева–Парка, записываются в системе координат (d, q) вращающихся с частотой ротора дан-

ной машины. Модель учитывает электромеханические и электромагнитные переходные процессы, она формируется из следующих блоков дифференциальных и алгебраических уравнений:

$$\frac{d\Psi_d}{dt} = \omega_0 \cdot (-u_d - i_d r - \frac{\omega}{\omega_0} \Psi_q);$$

$$\frac{d\Psi_q}{dt} = \omega_0 \cdot (-u_q - i_q r + \frac{\omega}{\omega_0} \Psi_d);$$

$$\frac{d\Psi_f}{dt} = \omega_0 \cdot (U_f - i_f r_f);$$

$$\frac{d\Psi_D}{dt} = -i_D r_D \cdot \omega_0;$$

$$\frac{d\Psi_Q}{dt} = -i_Q r_Q \cdot \omega_0;$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0}{T_J} (P_T - \Psi_d i_q + \Psi_q i_d);$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0;$$

$$\Psi_d = x_d \cdot i_d + x_{ad} \cdot i_f + x_{Dd} \cdot i_D;$$

$$\Psi_q = x_q \cdot i_q + x_{Qq} \cdot i_Q;$$

$$\Psi_f = x_f \cdot i_f + x_{ad} \cdot i_d + x_{Df} \cdot i_D;$$

$$\Psi_D = x_D \cdot i_D + x_{Dd} \cdot i_d + x_{Df} \cdot i_f;$$

$$\Psi_Q = x_{Qq} \cdot i_q + x_Q \cdot i_Q;$$

$$u_d = -u_c \cdot \sin \delta;$$

$$u_q = u_c \cdot \cos \delta;$$

Для анализа переходных процессов в этой системе была написана программа расчета, в которой реализованы метод трапеций для алгебраизации дифференциальных уравнений с шагом интегрирования 0,001 с и метод Ньютона для решения системы нелинейных уравнений. Параллельная реализация осуществлялась на двухядерной ЭВМ с применением технологии OpenMP. Время расчета составило 0,29 с. В качестве возмущения рассматривалось скачкообразное изменение мощности турбины.

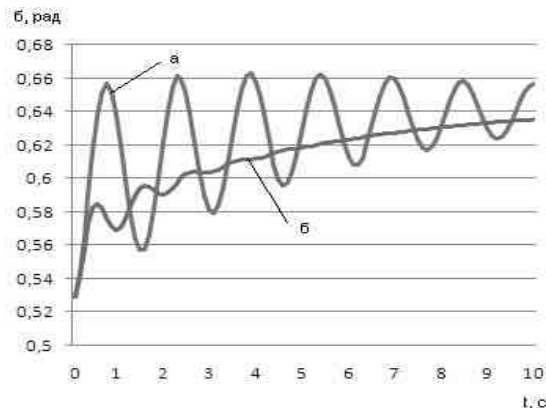


Рис. 1. Кривая изменения угла дельта при увеличении мощности турбины на 20 %; а – без учета демпферных контуров СМ; б – с учетом демпферных контуров СМ

Библиографический список

1. **Калентиюнок Е.В.** Устойчивость электроэнергетических систем: учеб. пособие. – Минск: Техноперспектива, 2008.
2. **Численные** методы и параллельные вычисления для задач механики жидкости, газа и плазмы: учеб пособие / Э.Ф. Балаев, Н.В. Нуждин, В.В. Пекунов, и др.; ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2003.
3. **Павловская Т.А.** С/С++. Программирование на языке высокого уровня. – СПб.: Питер, 2009.

А.О. Макеев, асп.;
рук. Б.В. Папков, д.т.н., профессор
(НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород)

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 – 500 кВ

Отключения и отказы, возникающие в электрических сетях по причинам внезапного или преднамеренного характера, приводят к перебивам электроснабжения потребителей и снижают уровень надежности электрических сетей. Последнее десятилетие характеризуется существенным снижением уровня надежности работы сетей напряжением 110 – 500 кВ, что объясняется относительно большим количеством

устаревшего оборудования, снижением инвестиций, сокращением объемов и качества ремонтных работ, недостаточным учетом влияния атмосферных воздействий [1].

Исследование надежности воздушных линий электропередач (ВЛ) обусловлено важной ролью ВЛ в обеспечении надежного электроснабжения потребителей электрической энергии. Опыт эксплуатации показывает, что на долю ВЛ 110 – 500 кВ приходится значительная часть отказов и преднамеренных отключений из общего числа отказов и отключений электроэнергетического оборудования. Так по данным, собранным в Нижегородской энергосистеме за 2009 год, на долю ВЛ приходится свыше 29 % отказов электроэнергетического оборудования и установок.

Рост электропотребления, моральный и физический износ сетевого электроэнергетического оборудования, приводит к необходимости анализа существующего состояния и условий эксплуатации как магистральных, так и распределительных ЛЭП региональных энергосистем. Сюда, прежде всего, следует отнести технологические нарушения на ВЛ, полученные на основании анализа данных эксплуатации, что позволяет получить оценку текущего технологического ресурса ВЛ. При этом необходимо разделять понятие технологическое нарушение (внезапное отключение) на отказ и отключение. Отказы ВЛ связаны с повреждением конструктивных элементов ВЛ, для восстановления, работоспособности которых необходимы их замена или ремонт. К отключениям ВЛ относятся неустойчивые короткие замыкания, когда работа ЛЭП восстанавливается действием автоматического повторного включения (АПВ). К этой группе относятся отключения при повреждениях электрооборудования подстанций или электростанций.

Надежность работы ВЛ как восстанавливаемого элемента с конечным временем восстановления можно охарактеризовать средней частотой или параметром потока отказов $\omega_{отказ}$, параметром потока отключений $\omega_{откл}$, средним временем восстановления после отказа $t_{отказ}$, средним временем восстановления после отключения $t_{откл}$. Для определения основных показателей надежности ВЛ и законов их распределения проанализирована статистика их внезапных отключений.

Исходными материалом для исследования послужили записи в журналах об отклонениях от нормальной электрической схемы в сетях 110 – 500 кВ Нижегородской энергосистемы. Общий объем статистики более 9342 км·лет из них: ВЛ-500 кВ – 1750 км·лет; ВЛ-220 кВ – 2373 км·лет; ВЛ-110 кВ – 5219 км·лет.

Определение величин $\omega_{отказ}$ и $\omega_{откл}$ по данным эксплуатации производится по известным формулам:

$$\omega_{отказ} = \frac{\sum_{i=1}^m m_{отказ}}{\sum_{i=1}^t l \cdot t} \cdot 100; \quad \omega_{откл} = \frac{\sum_{i=1}^m m_{откл}}{\sum_{i=1}^t l \cdot t} \cdot 100,$$

где $\sum_{i=1}^m m_{отказ}$ – число наблюдаемых отказов за t лет; $\sum_{i=1}^m m_{откл}$ – число наблюдаемых отключений за t лет; l – длина ВЛ, км. За единицу времени принят один год.

На основании ретроспективных данных статистики отказов и отключений получены их средние значения $\omega_{отказ}$ и $\omega_{откл}$ за 2009 г. (табл. 1). Существенное различие полученных значений для разных классов напряжений ВЛ объясняется разветвленностью ВЛ-110 кВ и большей протяженностью их в промышленной и городской зоне.

Таблица 1. **Параметры потока отказов и отключений, 1/100 км·год**

Напряжение ВЛ, кВ	Отключение	Отказ
500	0,29	0,06
220	1,69	0,34
110	9,99	1,34

Анализ статистики прошлых лет показал, что параметр потока внезапных отключений ВЛ имеет сезонный характер. Количество как отключений так и отказов резко возрастает в летний период. Это объясняется наложением грозового периода на ослабленные схемы сетевого района при проведении ремонтных компаний.

Грозовые перенапряжения составляют 17 % от всех отключений и 13,5 % от всех технологических нарушений. В группу отключений были внесены: перекрытие проводов автокранами, пляска и схлест проводов, повреждения оборудования подстанций и станций, пожары, ложная и неселективная работа релейной защиты и автоматики, перекрытия гирианд изоляторов, ошибки персонала, а так же отключения по невыясненным причинам.

В группу отказов вошли: обрыв провода, механическое повреждение изоляторов, нарушение крепления провода, повреждения опор и грозозащитных тросов, набросы, падение деревьев и т.п.

На основании анализа имеющейся статистики выделены 5 основных групп отключений с распределением их по конструктивным особенностям: повреждение провода, опор, линейной изоляции, грозозащитного троса, крепления провода (табл. 2).

Таблица 2. Распределение технологических нарушений по элементам ВЛ 110 – 500 кВ

Элемент	Провод	Опора	Гирлянда изоляции	Крепление провода	Грозозащитный трос
%	31,1	17,2	34,5	10,3	6,9

На основании данных табл. 2 можно сделать вывод о неравномерной доле отказов каждого из элементов ВЛ. Однако следует учесть, что требование равной прочности не означает, что число отказов элементов ВЛ должно быть одинаковым независимо от того, каких это потребует затрат. Распределение надежности между элементами ВЛ должно базироваться на соответствующих технико-экономических расчетах, и в зависимости от затрат на каждый элемент их надежность может колебаться в широких пределах [2].

Анализ надежности ВЛ должен учитывать успешность АПВ, последствия, связанные с отключением ВЛ и погашением шин подстанций; выделение доминирующих причин отключений в зависимости от географического расположения линий, типов опор, местности, по которой они проходят, длины и индивидуальных особенностей ВЛ.

Автоматическое повторное включение осуществляется по двум алгоритмам: ОВ (отключение – включение) и ОВОВ (отключение – включение – отключение – включение). Как видно из табл. 3 успешное АПВ по принципу ОВ составляет 56 % в сети напряжением 110 кВ и 63 % в сети 220 кВ соответственно.

Таблица 3. Вероятность успешного АПВ на ВЛ 110 и 220 кВ, %

АПВ	110 кВ	220 кВ
ОВ	56	63
ОВОВ	0,3	–

За 2009 год в Нижегородской энергосистеме было зафиксировано 3 случая АПВ второго цикла. Все они произошли на ВЛ-110 кВ, и только один случай был успешен. По результатам, представленным в табл. 3 можно охарактеризовать АПВ первого цикла (ОВ) как весьма успешный метод увеличения надежной работы ВЛ. Хотя АПВ второго цикла по результатам наблюдения всего за один год показало относительно малую эффективность, требуется организация и проведение более длительных наблюдений и их детальный анализ.

Полученные данные не противоречат аналогичным исследованиям [3, 4] и могут быть использованы для расчета показателей надежности электроснабжения в конкретном сетевом районе, а также для прогнозирования повреждаемости ВЛ.

В заключение отметим, что полученная информация необходима для построения вероятностно-статистической модели технологических нарушений ВЛ, анализа вопросов оптимальной организации ремонтов, технического обслуживания, реализации технической политики электросетевых организаций и комплектования аварийного резерва. Отметим, что как официальная информация об отказах и отключениях ВЛ напряжением 110 – 500 кВ, так и данные, приводимые в различных периодических источниках в последнее время крайне неоднозначна, неоднородна и резко отличается по своему составу для разных регионов. В этой связи анализ показателей надежности ВЛ вновь приобретает актуальность.

Библиографический список

1. Папков Б.В. Надежность и эффективность электроснабжения; Нижегород. гос. техн. ун-т. – Н. Новгород, 1996.
2. Барг И.Г., Эдельман В.И. Воздушные линии электропередачи: Вопросы эксплуатации и надежности. – М.: Атомэнергиздат, 1985.
3. Дорохин Е.Г., Дорохина Т.Н. Схемы АПВ в электрических сетях: использование емкостного отбора напряжения – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002.
4. Скопинцев В.А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть. – М.: Энергоатомиздат, 2009.

*А.Х. Сабитов, асп.; Б.Р. Низамудинов, студ.;
рук. В.К. Козлов, д.ф.-м.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)*

КОНТРОЛЬ И МОНИТОРИНГ ИЗОЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

На сегодняшний день приоритетными направлениями в развитии электроэнергетики во всем мире являются исследования, направленные на воплощение интеллектуальной энергосистемы. Интеллектуальная энергосистема – это комплекс электрооборудований подключенных к генерирующим источникам и потребителям. При этом используются новые принципы, технологии передачи и управления процессом. Таким образом, интеллектуальная система предполагает объединение на технологическом уровне электрических сетей, потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему.

Воплощение интеллектуальной энергосистемы целесообразно на основе современных систем мониторинга и автоматизации. Именно развитие АСУТП и систем мониторинга оборудования на объектах электроэнергетики позволит быстро и оптимально изменять конфигурацию сети в аварийных и послеаварийных режимах. Кроме того, системы постоянного мониторинга позволят выявить на ранней стадии развития возникающие в работе дефекты, а также своевременно, до возникновения аварийной ситуации, помочь принять правильные решения по ликвидации дефектов в оборудовании, обеспечив высокий коэффициент готовности, так же сократит время простоя, снизит затраты на ремонтные работы и продлит срок эксплуатации оборудования.

Экономичность всей интеллектуальной системы в целом определяется свойством надежно выполнять функции отдельными ее элементами при возможно меньших затратах. Для этого элементы интеллектуальной системы должны обладать автоматически восстанавливающими, диагностирующими и прогнозирующими свойствами, связанными между собой интеллектуальной сетью. Самыми дорогими элементами в энергосистеме являются силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Они должны быть так же наделены интеллектуальными качествами.

В настоящее время существуют различные виды трансформаторов, главной отличительной особенностью которых все же остается, среди одной линейки уровня напряжений и мощности, изоляция. Наиболее популярны трансформаторы с бумажно-масляной изоляцией, и более современные с литой изоляцией. Последние, ввиду своей дороговизны, в России не получили пока широкого распространения. Поэтому, в нашей стране, главной особенностью трансформаторов можно считать использование бумажно-масляной изоляции с охлаждением циркулирующим маслом в баке.

Во многих случаях активная часть трансформаторов остается длительное время в удовлетворительном состоянии и не требует замены обмоток даже при сроках эксплуатации более 40 лет [1]. А старение целлюлозной изоляции трансформаторов происходит быстрее и поэтому является одним из важнейших факторов, ведущих принятию решения о продлении срока эксплуатации, при выводе в ремонт или замене трансформатора.

Оценка степени полимеризации для контроля деградации изоляции трансформаторов дает возможность точно определить механические свойства изоляции и ее износ в результате старения. Однако это на дан-

ный момент требует отбора проб твердой изоляции из наиболее нагретых частей обмотки трансформатора, что сопряжено со вскрытием бака, во многих случаях нежелательным и приводящим в свою очередь к простоям и недоотпуску электроэнергии. Данный метод оценки степени полимеризации не позволяет производить оценку состояния бумажно-масляной изоляции в автоматическом режиме.

Проводить мониторинг и оценку состояния бумажно-масляной изоляции силового трансформатора возможно благодаря внедрению нового способа диагностики бумажно-масляной изоляции трансформаторов, где степень полимеризации бумажно-масляной изоляции трансформатора вычисляют в зависимости от стандартных координат цветности [2]. Определение координат цветности производится путем освещения исследуемого участка и регистрации состояния исследуемой поверхности бумажно-масляной изоляции на приемнике изображения с помощью оптических волокон.

Для автоматизации сбора и анализа информации с изоляционной системы трансформатора в режиме реального времени на основе одной оптической системы возможно осуществить совместно с новейшим миниатюрным, ультрадешевым компьютером Raspberry Pi [3].

Использование Raspberry Pi позволит автоматически проводить обработку и представлять данные в сформированном виде о степени полимеризации бумажной изоляции, а так же о качестве масла, независимо от функционирующей на ПС системы АСУТП, а так же осуществлять передачу более высокому уровню АСУТП ПС, через установленный интервал времени.

Система содержит такие интерфейсы как USB 2.0, слот для карт SD/MMC/SDIO, Ethernet, RCA, HDMI. Raspberry Pi совместно с разработанной программой позволяет как наполнять ретроспективную информацию, так и передавать ее на другие уровни АСУТП ПС.

Накопленная уникальная ретроспективная информация о степени полимеризации бумажно-масляной изоляции будет базой данных для принятия решений диспетчерским персоналом при увеличении нагрузки трансформаторов. Диагностическая информация, получаемая с этой системы в режиме реального времени, будет одним из критериев для принятия оптимальных решений по регулированию систем защиты трансформатора.

Таким образом, эта система позволит получить одну из наиболее востребованных информаций. Появится потенциал повышения ожидаемого срока эксплуатации. А оценка качества изоляции станет обычным, не трудоемким и экологически безопасным процессом.

Библиографический список

1. **Кузьмин О.А.** Современные методы диагностики силовых трансформаторов. АBB AG DEABB URL: <http://forca.ru/stati/podstancii/sovremennye-metody-diagnostiki-silovyh-transformatorov.html>.
2. **Пат.** 2392684 Рос. Федерация.
3. **URL:** <http://www.raspberrypi.org>.

*Ю.К. Биккиняева, асп.;
рук. В.К. Козлов; д.ф.-м.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)*

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА СТАРЕНИЯ
ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА МЕТОДОМ
СПЕКТРОСКОПИИ В УФ И ВИДИМОМ ДИАПАЗОНЕ**

Цель работы: определение кислотного числа по оптическим спектрам пропускания трансформаторного масла.

Были исследованы образцы состаренного трансформаторного масла, которое получали отбором проб с периодом 15 часов из свежего масла марки ГК (2007 года выпуска, ОАО «Ангарская нефтехимическая компания», класс ПА, ТУ 38.101.1025–85) подвергающегося термообработке в стеклянной колбе при температуре 130, 150 °С и свободном доступе воздуха, без барботирования. В масло были добавлены порезанные на куски провода из меди и из электротехнической стали с удаленной изоляцией: соотношение 0,1 см² поверхности металла на 1 г масла. Перед измерениями куски провода были механически удалены из масла. Процедура окисления была остановлена при обнаружении первого осадка, через 135 часов. Кроме того, был изучен образец масла марки ГК 1971 года выпуска (ГОСТ 982-68), эксплуатировавшегося в трансформаторе ТДН-16000/110/6 до 2008 года.

Установлены корреляционные зависимости между спектрами и кислотным числом на определенной длине волны, соответствующая максимуму корреляционной функции. Таким образом получена калибровочная зависимость между спектром пропускания и кислотным числом.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки России (госбюджетная НИР № 7.4325.2011).

*Е.В. Моисеева, студ.;
Т.Ю. Моисеева, консультант;
рук. И.А. Плотников, к.т.н., доцент
(НИ ТПУ, г. Томск)*

ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ СНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ СОВМЕЩЕНИИ ДИЗЕЛЬНОЙ И ВЕТРЯНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Введение. Россия – крупнейшая страна в мире по площади зон децентрализованного электроснабжения. К ним относятся около 70 % территории государства, на которых проживают по разным оценкам от 10 до 20 млн человек. Большинство этих территорий расположены в районах с суровыми климатическими условиями – Сибирь, Дальний Восток, Крайний Север.

Для электроснабжения потребителей децентрализованных зон традиционно используются установки малой энергетики – малые электростанции, работающие на автономную электрическую сеть одного или нескольких близлежащих населенных пунктов. Основу малой энергетики России составляют дизельные электростанции, общее количество которых превышает 47 тыс., а установленная мощность достигает 15 млн кВт.

Для питания таких потребителей предлагается вводить наряду с дизель-генераторной установкой источник возобновляемой энергии. Данные решения широко представлены в удаленных областях Австралии, Аляски и Кении, где в качестве дополнительного источника питания использованы фотоэлектрические батареи [1 – 3]. Такие решения позволяют значительно уменьшить установленную мощность электростанций, увеличить ресурс основного генерирующего оборудования, повысить качество выходного напряжения и надежность электроснабжения потребителей, обеспечить существенную экономию топлива в электростанциях, построенных на базе дизель-генераторных установок.

Учитывая климатические и географические особенности децентрализованных зон России, среди всех видов возобновляемой энергии наиболее эффективной представляется возможность использования энергии ветра [4, 5]. Для дальнейшего увеличения эффективности, могут использоваться установки накопления электрической энергии.

Настоящая работа ставит перед собой цель предложения и описания различных структур установки, описания их преимуществ и недостатков, подготовка основы для математической модели установки. Актуальность данной работы представляется в возможности уменьшения удельной стоимости кВт·ч энергии в децентрализованных областях страны. В на-

стоящее время топливная составляющая цены энергии доходит до 80 %. Применяя одну из предложенных методик, расходы на топливо возможно существенно сократить.

Описание установки. Общий вид структурной схемы ВЭС с накопительным устройством на основе АБ, предназначенной для автономного электроснабжения потребителей переменным напряжением стандартных параметров, показан на рис. 1.

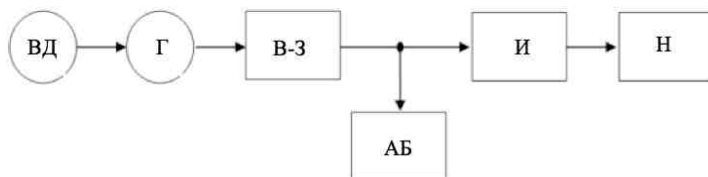


Рис. 1. Структурная схема автономной ВЭС: ВД – ветродвигатель; Г – генератор; В-З – выпрямительно-зарядное устройство; АБ – аккумуляторная батарея; И – автономный инвертор; Н – электрические нагрузки станции

Поскольку аккумуляторная батарея серийного производства как правило имеет напряжение кратное 12 В, то генератор ВЭУ должен выполняться на соответствующее напряжение постоянного тока. Современным решением конструкции генератора ветроэлектростанции малой мощности является безредукторный многополюсный синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов и полупроводниковым выпрямителем выходного напряжения якорной обмотки. Для стабилизации генерируемого напряжения и обеспечения оптимального режима зарядки аккумуляторных батарей предусматривается регулятор напряжения.

Получение переменного напряжения стандартных параметров осуществляется с помощью автономного инвертора, содержащего повышающий трансформатор.

Согласовать зарядную мощность батареи аккумуляторов с избытком мощности ветрогенераторной системы позволяет регулирование количества аккумуляторных батарей, а, следовательно, и емкости батареи с помощью соответствующего управляющего устройства.

Структурная схема ВЭС с регулируемым количеством аккумуляторных батарей показана на рис. 2. Отличительная особенность предлагаемой системы электропитания заключается в возможности регулирования с помощью управляющего устройства емкости аккумуляторных батарей, подключаемых к машинно-вентильному генератору ВЭС. Это позволяет регулировать зарядный ток аккумуляторных батарей и, соответственно, позволяет утилизировать практически всю мощность, развиваемую ветродвигателем.

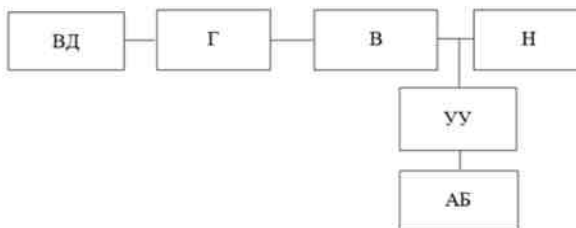


Рис. 2. ВЭС с регулируемыми аккумуляторными батареями: В – выпрямитель; УУ – управляющее устройство

Необходимость повышения технико-экономических характеристик децентрализованных систем электроснабжения определяет интерес к комбинированным [3], в частности ветродизельным энергоустановкам. Такие энергокомплексы универсальны в применении, имеют высокие технико-экономические характеристики, обеспечивают надежное энергообеспечение различных автономных потребителей.

В зонах с большим ветровым потенциалом мощности ВЭС и ДЭС могут быть близки или равны друг другу. Кроме совместной работы на общую нагрузку, в этом режиме предусматривается возможность отключения ДЭС на периоды полного покрытия мощности нагрузки ВЭС.

Вариант гибридного энергетического комплекса с основным энергоисточником – ВЭС – целесообразен для высокопотенциальных ветровых зон. Для этого варианта мощность ДЭС может быть меньше чем ВЭС, а для создания запаса энергии целесообразно включение в схему аккумуляторной батареи (АБ) (см. рис. 3). АБ может входить в состав собственно ВЭС, а дизельная электростанция, вместе с ВЭС, обеспечивает необходимый уровень мощности нагрузки.

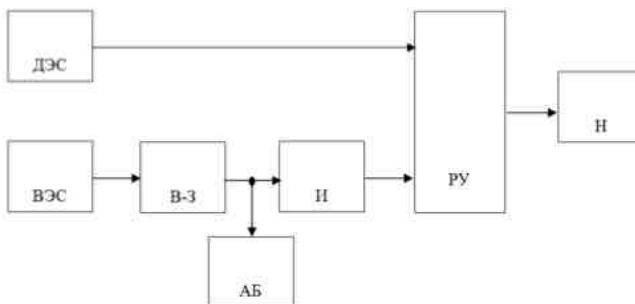


Рис. 3. Гибридный энергетический комплекс с основным источником – ВЭС: ДЭС – дизельная электростанция; ВЭС – ветроэлектростанция; В-З – выпрямительно-зарядное устройство; РУ – распределительное устройство

В этом варианте гибридного энергокомплекса блок выпрямления переменного напряжения ВЭС приобретает дополнительные функции по обеспечению зарядки АБ.

Развитием рассматриваемой структуры гибридного ветродизельного энергетического комплекса является вариант с использованием двигателя внутреннего сгорания для подзарядки аккумуляторной батареи в периоды безветрия. В этом случае схема принимает вид, показанный на рис. 4.

Особенностью последнего варианта схемы является работа ДЭС на выпрямительную нагрузку, что позволяет отказаться от стабилизации частоты напряжения ДЭС. Использование статических преобразователей частоты позволяет строить гибридные энергокомплексы, предусматривающие совместную работу ВЭС и ДЭС равной или близкой мощности (рис. 5).

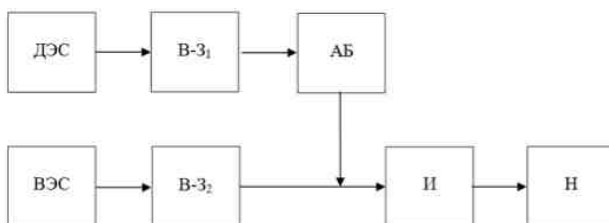


Рис. 4. Гибридный энергетический комплекс с подзарядкой АБ от дизельной электростанции

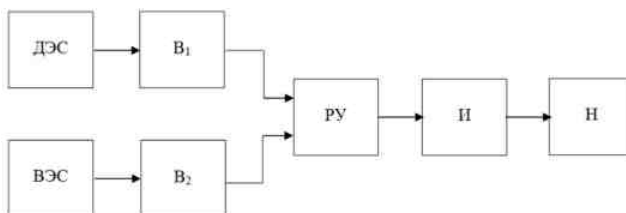


Рис. 5. Вариант энергокомплекса, предусматривающий параллельную работу ВЭС и ДЭС

В данном варианте энергокомплекса ветровая и дизельная станции работают в режимах переменной частоты вращения и, соответственно, переменной генерируемой мощности. Для ВЭС это позволяет реализовать режим максимального использования энергии ветра. Для ДЭС – возможность снижать частоту вращения агрегата с уменьшением необходимой генерируемой мощности, что позволяет снижать расход топлива.

Логика работы схемы строится на максимальном использовании энергии ВЭС с целью экономии топлива ДЭС, генерирующей недостающую мощность для обеспечения потребителей. Режим работы ДЭС с пе-

ременными оборотами более эффективен, поскольку не требует расхода топлива на поддержание постоянной частоты вращения дизель-генератора. Кроме экономии топлива, режим двигателя обеспечивает увеличение его ресурса.

Заключение

В рамках настоящей работы была рассмотрена возможность дублирования ДЭС установкой автономного энергоснабжения на основе ветряной электростанции, как наиболее эффективной в заданных климатических условиях. Мощность соответствующей ДЭС будет существенно меньше аналогичных комплексов за счет повышенной эффективности действия ВЭУ и накопителей энергии.

Для построения энергетически эффективной системы автономного электроснабжения, содержащей энергоустановки возобновляемой энергетики, требуется буферная система накопления энергии, которая должна выполнять следующие основные функции:

- обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей электроэнергией, удовлетворяющих требованиям ГОСТ 13109-97, во всех возможных эксплуатационных режимах;
- оптимизация режимов работы дизель-генераторных установок по критерию минимума расхода топлива;
- максимальное использование природной энергии первичного энергоносителя энергоустановками возобновляемой энергетики.

Реализация обозначенных функций обеспечит значительное повышение энергетической эффективности автономных систем электроснабжения с использованием энергоустановок возобновляемой энергетики за счет:

- повышения уровня надежности электроснабжения потребителей, обеспечиваемого резервом мощности в буферном накопителе энергии, достаточным для покрытия пика электрических нагрузок и питания потребителей во время отсутствия или недостаточности первичного возобновляемого энергоресурса;
- повышения качества напряжения у потребителя до уровня, удовлетворяющего требованиям ГОСТ 13109-97;
- снижения удельного расхода топлива на выработку 1 кВт электроэнергии, обеспечиваемого большим полезным использованием энергии первичного возобновляемого энергоресурса и оптимизации рабочих режимов дизель-генераторных установок;
- увеличения ресурса дизель-генераторов, обеспечиваемого уменьшением числа часов их общей наработки на вырабатываемую электрическую энергию и оптимизации рабочего режима;

• снижения себестоимости вырабатываемой электроэнергии, обеспечиваемого уменьшением общего расхода топлива и затрат на его транспортировку.

Кроме того, системы буферного накопления энергии, функционирующие в составе автономных энергетических комплексов, будут способствовать улучшению экологической обстановки в месте размещения электростанции за счет значительного сокращения вредных выбросов в атмосферу продуктов сгорания органического топлива.

Библиографический список

1. **Nayar C.V.** Recent developments in decentralized mini-grid diesel power systems in Australia. – Appl Energy, 1995.
2. **Durand S.J., Bower W., Chapman R., Smith G.** The Alaska energy authority PV-diesel hybrid assessment and design program. – Proceedings of 22 IEEE photovoltaic specialists conference, 1991. – P. 646 – 51.
3. **Sebitosi A.B., Pillay P., Khan M.A.** An analysis of off grid electrical systems in rural Sub-Saharan Africa. – Energy Convers Manage, 2006.
4. **Безруких П.П., Стребков Д.С.** Возобновляемая энергия: стратегия, ресурсы, технологии. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2005.
5. **Твайделл Дж., Уэйр А.** Возобновляемые источники энергии: пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

*В.Ю. Вуколов, асп.
(НГТУ им. Р.Е.Алексеева, г. Нижний Новгород)*

ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА УРОВНЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В настоящее время решением региональной службы тарифов (РСТ) Нижегородской области [1] определен перечень показателей энергоэффективности. Однако в нем отсутствует показатель, отвечающий определению понятия «энергоэффективность» в соответствии с ФЗ № 261 [2].

Применительно к основной производственной деятельности территориальных сетевых организаций (ТСО) в качестве характеристик, отражающих используемые в определении энергоэффективности понятия, следует рассматривать элементы укрупненного баланса электроэнергии.

В соответствии с положениями [1] в качестве составляющих баланса ТСО рассматриваются: W_{OC} – отпуск электроэнергии в сеть ТСО; $W_{ПО}$ – полезный отпуск электроэнергии потребителям и в смежные электросети;

$\Delta W_{\text{ФАКТ}}$ – фактические (отчетные) потери электроэнергии; $W_{\text{ХОЗ}}$ – расход электроэнергии на хозяйственные нужды ТСО.

Численный показатель энергоэффективности ТСО может быть определен по следующим выражениям:

$$\begin{aligned} \varepsilon \varepsilon &= \frac{W_{\text{ПО}}}{\Delta W_{\text{ФАКТ}} + W_{\text{ХОЗ}}} = \frac{W_{\text{ОС}} - \Delta W_{\text{ФАКТ}}}{\Delta W_{\text{ФАКТ}} + W_{\text{ХОЗ}}} = \\ &= \frac{W_{\text{ОС}} - (\Delta W_{\text{ТЕХН}} + \Delta W_{\text{КОМ}})}{(\Delta W_{\text{ТЕХН}} + \Delta W_{\text{КОМ}}) + W_{\text{ХОЗ}}}, \end{aligned} \quad (1)$$

где $\Delta W_{\text{ТЕХН}}$ – технологические потери электроэнергии; $\Delta W_{\text{КОМ}}$ – «коммерческие» потери электроэнергии.

В качестве официального критерия эффективности регулируемой деятельности ТСО по транспорту электрической энергии выступает норматив технологических потерь (НПЭ):

$$\text{НПЭ} = \frac{\Delta W_{\text{ТЕХН}}}{W_{\text{ОС}}}. \quad (2)$$

Предлагаемый показатель энергоэффективности более информативен по сравнению с НПЭ, поскольку учитывает и расход электроэнергии на хозяйственные нужды $W_{\text{ХОЗ}}$.

Показатель энергоэффективности более чувствителен к реализации мероприятий по повышению энергоэффективности основной деятельности ТСО (снижение технологических и «коммерческих» потерь) по сравнению с реализацией мероприятий по сокращению собственного электропотребления ТСО.

Предлагаемый показатель отражает фактор загрузки существующего оборудования, которая определяется, главным образом, внешними факторами – спросом на электроэнергию. По результатам расчета показателя энергоэффективности определяется, сколько кВт·ч полезной переданной электроэнергии приходится на 1 кВт·ч, затрачиваемый на фактические потери электроэнергии и на расход на хозяйственные и коммунально-бытовые нужды.

Для осуществления контроля уровня энергетической эффективности, оценки эффективности, выделения и тиражирования лучшего опыта, рекомендуется создание системы мониторинга уровня энергетической эффективности, включающей нормативное обеспечение, организационные структуры и специализированные информационные системы.

Система мониторинга должна обеспечить следующие организационные функции: контролировать состояние уровня энергетической эф-

фактивности по отношению к требуемому уровню; изменять приоритеты целей и задач в случае необходимости повышения уровня энергетической эффективности, обеспечивая обратную связь.

Система должна обеспечивать возможность мониторинга как хода выполнения мероприятий Программы (целевых показателей и индикаторов) на основе фактических данных, так и их эффективности, за счет организации структуры вертикального сбора данных (от объектов энергохозяйства и энергопотребления до центров сбора и консолидации информации) их визуализации и предоставления инструментов анализа и контроля.

Для повышения эффективности взаимодействия между подразделениями и организациями и усиления систем информационно-аналитического обеспечения, необходимо предусмотреть возможность интеграции указанной системы с информационными системами ТСО.

Общую оценку и планирование реализуемых мероприятий по повышению энергетической эффективности необходимо проводить на основе показателей эффективности и индикаторов выполнения программы, как нормативных [1], так и внутренних (табл. 1).

Система мониторинга должна реализовывать эффективные механизмы планирования мероприятий по энергосбережению и оперативного мониторинга хода их реализации. Для этого рекомендуется разработать и утвердить методики мероприятий по повышению энергетической эффективности, а также расчета планируемых и фактических затрат и эффектов от их внедрения. При этом система должна обеспечивать возможность анализа данных и оценки снижения потерь электроэнергии и потребления энергоресурсов зданиями и сооружениями ТСО в сопоставимых условиях.

Таблица 1.

Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности	Размерность
Динамика изменения фактического объема потерь электрической энергии при передаче по распределительным сетям	%
Экономия электроэнергии за счет сокращения потерь в том числе:	
в натуральном выражении	тыс. кВт·ч
стоимостном выражении	тыс. руб.
Доля электрической энергии, отпускаемой через приборы учета	%
Учет и компенсация реактивной энергии и мощности	тангенс
Экономия энергетических ресурсов в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности регулируемой организации, в том числе:	
электрической энергии	тыс. кВт·ч
тепловой энергии	Гкал
топливных ресурсов	т у.т.
воды	тыс. м ³

Для обеспечения эффективных механизмов рекомендуется создание вертикальной системы планирования и контроля (от объектов учета, до центральных ведомств и управлений) с назначением ответственных лиц за уровень энергоэффективности. Каждой ТСО производится следующая работа – выполнение программных мероприятий, формирование отчетных данных для расчета целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, прогнозирование потребления и потерь, уровня энергетической эффективности по группе объектов, контроль выполнения мероприятий.

Основными структурными элементами системы мониторинга уровня энергетической эффективности могут являться:

- подсистема сбора и агрегирования фактической информации (включая результаты энергетических обследований, проведенных внешними организациями);
- подсистема сбора и агрегирования прогнозов и предложений по реализации мероприятий;
- подсистема формирования программ и мероприятий по энергоэффективности и энергосбережению с учетом нормативных требований;
- подсистема текущей оценки эффективности реализуемых программ и мероприятий и самоконтроля;
- подсистема общего контроля выполнения и оценки эффективности реализуемых программ и мероприятий;
- подсистема интеграции и отчетности;
- подсистема справочно-информационной поддержки с возможностями создания шаблонов типовых документов, постоянно обновляемой базы справочно-информационных, нормативных и обучающих материалов.

Система должна обеспечивать возможность, на основе собираемых фактических данных проводить анализ с целью выделения лучшего опыта и лучших применяемых решений. В ходе анализа выделяются наиболее успешные мероприятия (в рамках определенных заранее критериев) с группировкой по отрасли, региону применения, сегменту, бюджету реализации. Опыт реализации мероприятий целесообразно распространять с помощью Системы мониторинга уровня энергетической эффективности.

С помощью системы возможно регламентирование процедур входящих в мероприятие (разработка типовых процессов процедур, технических регламентов) и эффективное тиражирование и оценка результатов внедрения.

Выводы. Разработан показатель энергетической эффективности, более информативный по сравнению с существующими. Определены основные задачи и функции системы мониторинга уровня энергетической эффективности, приведены рекомендации по структуре и функционированию системы мониторинга.

Библиографический список

1. **Об установлении** требований к программе в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности для организаций, осуществляющих деятельность по передаче электрической энергии, в отношении которых осуществляется государственное регулирование: решение Региональной службы по тарифам Нижегородской области № 19/5 от 13.08.2010 г.

2. **Федеральный** закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

3. **Папков Б.В., Вуколов В.Ю.** Особенности расчета нормативов потерь для ТСО // Промышленная энергетика. – 2010. – № 1. – С. 33 – 38.

В.Ю. Вуколов, асп.;

*рук. Е.И. Татаров, к.т.н., доцент, М.В. Шарыгин, к.т.н., доцент
(НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород)*

**ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НТПЭ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ, ПЕРЕДАЮЩИХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ
СУБАБОНЕНТАМ**

В результате реформирования электроэнергетики возникло множество территориальных сетевых организаций (ТСО), на балансе, или в аренде у которых, находятся электрические сети 220 – 0,4 кВ.

Величина потерь электроэнергии, возникающая при ее передаче потребителям ТСО, может быть включена ТСО в свой транспортный тариф, но при условии, что данная величина потерь является обоснованной. Обоснованная величина потерь называется нормативом технологических потерь электроэнергии при ее передаче (НТПЭ). Порядок расчета НТПЭ и отдельных составляющих потерь регламентирован в [1]. Дополнительные пояснения изложены в [2] и в шаблонах нормативных таблиц. Применение этих документов при расчете и экспертизе НТПЭ выявило их недостатки.

Рассмотрим проблему формирования НТПЭ для промышленных предприятий, оказывающих, помимо основных видов деятельности, услуги по передаче электроэнергии сторонним потребителям (субабонентам).

В соответствии с п. 18 [1] нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях ТСО, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности (далее – предприятия), оказы-

вающих услуги по передаче электроэнергии потребителям (субабонентам), подключенным к электрической сети предприятия, выполняется в соответствии с общими принципами нормирования технологических потерь электроэнергии. Причем, в соответствии с п. 21 [1] оборудование электрической сети предприятия, используемое только для собственного потребления электроэнергии, из расчета исключается. На практике применение п. 21 приводит к занижению величины НТПЭ для предприятия и к неполному возмещению издержек на передачу электроэнергии.

Рассмотрим причины занижения НТПЭ на примере (рис. 1). Пусть предприятие имеет электрическую сеть, состоящую из ГПП (сеть ВН) и сети 10 кВ (сеть СН2). Часть сети СН2 используется только для собственного потребления предприятия и должна быть исключена из расчета НТПЭ в соответствии с п. 21 [1]. При этом общий ТПЭ для предприятия, будет определяться по формуле 6 [1]:

$$\Delta W_{ТПЭ, \%} = \Delta W_{ТПЭ} / W_{OC} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где технологические потери электроэнергии $\Delta W_{ТПЭ}$ определяются только для выделенного участка сети, участвующего в процессе передачи электроэнергии субабонентам и на собственное потребление (рис. 1):

$$\begin{aligned} \Delta W_{ТПЭ} &= \Delta W_{ТПЭ, ВН} + \Delta W_{ТПЭ, СН2, СП+СБ} = \\ &= \Delta W_{ТПЭ, ВН} + \Delta W_{ТПЭ, СН2} - \Delta W_{ТПЭ, СН2, СП}. \end{aligned} \quad (2)$$

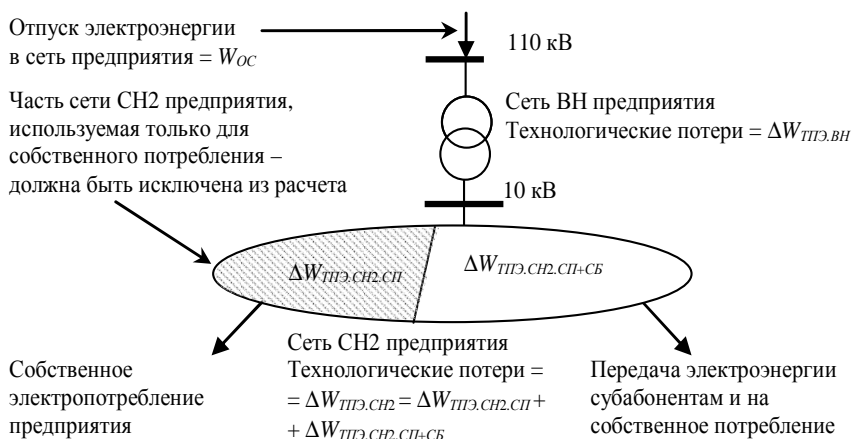


Рис. 1.

Далее рассчитывается НТПЭ для субабонентов $\Delta W_{\text{НТПЭ.СБ}}$ по формулам (7 – 9) [1], однако они почти не меняют результата (1) и $\Delta W_{\text{НТПЭ.СБ}}\% = \Delta W_{\text{ТПЭ}}\%$.

Отпуск в сеть предприятия $W_{\text{ОС}}$ никак не зависит от точек подключения субабонентов к сети СН2 предприятия и, поэтому, содержит в себе все собственное потребление предприятия, в том числе и в исключенной части сети. При этом технологические потери $\Delta W_{\text{ТПЭ}}$ зависят от мест подключения субабонентов и уменьшаются на величину $\Delta W_{\text{ТПЭ.СН2.СП}}$ – потерь в исключенной части сети (2).

В результате, величина ТПЭ, рассчитываемая по (1), занижается и предприятие получает неполную компенсацию реальных издержек на деятельность по передаче электроэнергии.

Предлагаемый подход.

Этап 1. Оборудование электрической сети предприятия необходимо разделить на три части:

I часть – оборудование, используемое только для собственного потребления электроэнергии;

II часть – оборудование, используемое и для собственного потребления, и для передачи электроэнергии субабонентам;

III часть – оборудование, используемое только для передачи электроэнергии субабонентам.

Данное деление является дополнением к уже существующим статьям баланса электроэнергии [1].

Этап 2. С учетом выделенных частей составляется баланс для электрической сети предприятия для сети каждого уровня напряжения. Деление сети на три части требует введения дополнительных параметров баланса электроэнергии в нормативные таблицы 2 [1]: расчетный отпуск в сеть $W_{\text{РОВС}}$, технологические потери в сети ΔW , расчетный отпуск из сети $W_{\text{РОИС}}$ как в целом по сети, так и дифференцированно а) по сети одного напряжения, б) в I, II, III части сети одного напряжения, в) на собственное потребление / на субабонентов.

При этом во II части сети распределять потери электроэнергии, приходящиеся на долю субабонентов и на собственное потребление, предлагается делением суммарных потерь во II части сети прямо пропорционально объему потребления соответствующих потребителей II части сети, то есть также как и в существующем подходе.

Этап 3. Определяются абсолютные технологические потери на субабонентов в целом по сети предприятия $\Delta W_{\text{СБ}}$ путем суммирования соответствующих потерь по сетям разного уровня напряжения. Определяется общий отпуск в сеть предприятия $W_{\text{ОС.СБ}}$, приходящийся

на субабонентов, путем суммирования соответствующих отпусков в сеть по сетям разного уровня напряжения без учета трансформации. Относительные потери на субабонентов в целом по сети предприятия определяются как

$$\Delta W_{НТПЭ.СБ. \%} = \Delta W_{ТПЭ.СБ} / W_{ОС.СБ} \cdot 100 \%. \quad (3)$$

Необходимо добавить, что в предлагаемом подходе потери на субабонентов в процентном выражении $\Delta W_{СБ. \%}$

- могут быть больше или меньше общих технологических потерь;
- не зависят от потерь в I части сети (оборудование, используемое только для собственного потребления электроэнергии).

Для сети предприятия (рис. 1) были проведены расчеты при отпуске в сеть $W_{ОС} = 100$ тыс. кВт·ч, технологических потерях в сети ВН $\Delta W_{ТПЭ.ВН} = 2$ тыс. кВт·ч, в сети СН2 $\Delta W_{ТПЭ.СН2} = 12$ тыс. кВт·ч (из них 2 тыс. кВт·ч в I части сети, 7 тыс. кВт·ч во II части сети, 3 тыс. кВт·ч в III части сети), переданном объеме электроэнергии на собственное потребление 35 тыс. кВт·ч (из них 20 тыс. кВт·ч в I части сети, 15 тыс. кВт·ч во II части сети), на субабонентов 51 тыс. кВт·ч (из них 25 тыс. кВт·ч во II части сети, 26 тыс. кВт·ч в III части сети).

Расчеты показали, что по существующему подходу НТПЭ на субабонентов $\Delta W_{ТПЭ.СБ} = 6,955$ тыс. кВт·ч или 12,0 % к отпуску в сеть на субабонентов $W_{ОС.СБ} = 57,955$ тыс. кВт·ч., в то время как по предложенному подходу $\Delta W_{ТПЭ.СБ} = 8,566$ тыс. кВт·ч или 14,38 % к отпуску в сеть на субабонентов $W_{ОС.СБ} = 59,566$ тыс. кВт·ч.

Выводы. Действующий подход [1] к расчету НТПЭ занижает величину технологических потерь, относимых на субабонентов, для сетей предприятий. Это приводит к неполному возмещению издержек предприятия на передачу электроэнергии.

Предложен новый подход к расчету технологических потерь, относимых на субабонентов, в электрических сетях предприятий.

Библиографический список

1. **Инструкция** по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утв. приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326.

2. **О повышении** качества подготовки расчетов и обоснований нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: информационное письмо (разъяснения) Минэнерго РФ от 21 сентября 2009 г. (Рекомендации экспертным организациям, выполняющим экспертизу расчетов и обоснований норматива технологических потерь электроэнергии).

*А.В. Шагидуллин, студ., А.В. Рыбакова, асп.;
рук. Е.И. Грачева, к.т.н., доцент
(КГЭУ, г.Казань)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКОНОВ НАДЕЖНОСТИ НИЗКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Коммутационные аппараты (автоматические выключатели, магнитные пускатели и т.д.) являются массовой продукцией, к которой предъявляются высокие требования относительно показателей надежности. Одним из достоверных способов определения качества данных изделий является проведение выборочных испытаний различных видов, в том числе и на коммутационную износостойкость. При испытании аппаратов возникают ситуации, когда определенная часть испытываемых объектов не отказала за период наблюдения. В таких случаях необходимо проводить статистический анализ выборок, для которых характерно отсутствие сведений о моментах отказов части (или одного) контролируемых объектов. Такое явление носит название цензурированных данных, а получаемые в результате испытаний выборки называются цензурированными [1].

Целью настоящей работы является выявление наиболее достоверного закона надежности коммутационной аппаратуры из числа тех законов, которые чаще всего используются в прикладном статистическом анализе.

Порядок формирования матрицы наработок объектов с условными обозначениями элементов:

j – порядковый номер	1	2	3	4	...	N
t – наработка объекта, ч (циклов)	$t_1 \leq$	$t_2 \leq$	$t_3 \leq$	$t_4 \leq$...	t_N
δ_j – индикаторный массив	1	1	0	0	...	1

Для анализа показателей надежности в режимах эксплуатации на промышленном предприятии АО «Казаньоргсинтез» в работе находилось $N_0 = 283$ однотипных автоматических выключателя ВА-51, на номинальные токи $I_{ном} = 10, 16, 25, 63, 80$ А, отказы фиксировались через каждые 2 года.

Автоматы подключены к компрессорам, насосам и вентиляторам, имеющим повторно-кратковременные режимы работы, с частотой коммутаций 20 циклов/день.

В основе метода расчета параметров закона распределения случайных наработок по методу Каплана-Мейера лежит вычисление выборочного значения накопленной интенсивности отказов:

$$\hat{\Lambda}(t_j) = \sum_{i=1}^j \frac{a_j}{N - \sum_{m=0}^{i-1} (a_m - b_m)}, \quad (1)$$

где a_m, b_m – элементы вспомогательных массивов $A(N), B(N)$, образованных из исходного индикаторного массива в матрице для удобства последующего вычисления; $m = 0, \dots, N - 1$; N – размерность матрицы наработок (количество замеров).

Таблица 1. Матрица из вариационного ряда t_j и значение накопленной интенсивности для автоматических выключателей

Циклов	3000	2500	2000	2000	2500	2200	2100	2000
Отказов	50	41	33	18	16	14	15	10
$\Lambda(t_i)$	0,2146	0,2135	0,2075	0,1277	0,128	0,1261	0,1563	0,1163
Сумм Λ	0,2146	0,4281	0,6357	0,7633	0,8913	1,0175	1,1737	1,29

Следующим шагом вычисляется выборочный коэффициент корреляции массивов t_j и $\Lambda(t_i)$:

$$\hat{\rho} = \frac{\sum_{j=1}^N \psi_j g_j - \frac{1}{N - k_0} \sum_{j=0}^N \psi_j \sum_{j=0}^N g_j}{\sqrt{\left(\sum_{j=0}^N \psi_j^2 - \frac{1}{N - k_0} \left(\sum_{j=0}^N \psi_j\right)^2\right) \left(\sum_{j=0}^N g_j^2 - \frac{1}{N - k_0} \left(\sum_{j=0}^N g_j\right)^2\right)}}, \quad (2)$$

где $c = k_0 + 1$; k_0 – число цензурирующих наработок в первом столбце матрицы t_j слева от первой наработки объекта на отказ. Иначе, k_0 – число нулей в индикаторном массиве $A(N)$ слева от первой единицы. Вспомогательные функции ψ_j, g_j в выражении вычисляются для определенных законов распределения случайных величин как это указано в табл. 2; $j = 0, \dots, N$.

Таблица 2. Зависимости для вычисления вспомогательных функций

Закон распределения	Функция	
	ψ_i	g_i
Экспоненциальный	$ t_j $	$\hat{p}(t_j)$
Вейбулла	$\ln(t_j)$	$\ln(\hat{p})$
Нормальный	$U_q(F_N)$	$ t_j $
Логнормальный	$U_q(F_N)$	$\ln(t_j)$

$U_q, (F_N)$ – квантиль стандартного нормального распределения уровня $q_j = 1 - \exp(-p(t_j))$.

Выборочный коэффициент корреляции определяется по уравнению для каждого из указанных в таблице законов распределения (табл. 2). Максимальное значение этого коэффициента соответствует наиболее вероятному распределению наработок до отказа анализируемого объекта.

Таблица 3. Значения вспомогательных функций для автоматических выключателей

Закон распределения	ψ_i	g_i
Экспоненциальный	12	0,8825
Вейбулла	2,4849	-0,125
Нормальный	1	12
Логнормальный	1	2,4849

Результаты вычислений для матрицы (табл. 1) показаны в табл. 4.

По максимальному значению выборочного коэффициента корреляции ρ принимают решение о виде закона распределения случайных величин и затем рассчитывают приближенные оценки параметров распределения.

Таблица 4. Значения коэффициента корреляции для автоматических выключателей

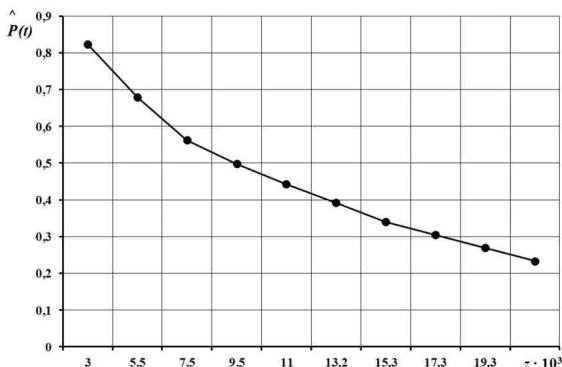
Коэффициент корреляции	Закон распределения			
	Экспоненциальный	Вейбулла	Нормальный	Логнормальный
ρ	0,9205	0,8435	0,9011	0,8874

Максимальное значение коэффициента корреляции $\rho = 0,9205$ при экспоненциальном законе распределения позволяет сделать вывод, что надежность автоматических выключателей изменяется по этому закону.

Для экспоненциального закона распределения:

$$\hat{\lambda} = \frac{d}{\sum_{j=1}^N |t_j|}, \quad (3)$$

где d – количество элементов в массиве $t(j)$, соответствующее наработкам до отказа, или иначе d – это число единиц в индикаторном массиве, который находится во втором столбце матрицы $T(i, j)$.



Зависимость вероятности безотказной работы автоматических выключателей от количества циклов срабатывания

Вывод. Применение методики по случайно цензурированным выборкам в сочетании с обработкой результатов наблюдения позволяет получить модель надежности (безотказной работы) низковольтных аппаратов только по результатам этих выборок.

Библиографический список

1. **Кокс Оукс.** Анализ данных типа времени жизни. – М.: Финансы и статистика, 1988.
2. **Рыбалко В.В.** Математические модели контроля надежности объектов энергетики / ГОУВПО СПбГТУРП. – СПб., 2010.
3. **Годжелло А.Г., Егоров Е.Г., Иванова С.П., Леонтьев Д.И.** Оценка надежности коммутационной аппаратуры на основе цензурированной статистической информации // Электротехника. – 2010. – № 4. – С. 46 – 49.
4. **Фокин Ю.А.** Вероятностные методы в расчетах надежности электрических систем. – М.: МЭИ, 1983.

*А.Н. Агафонов
(Филиал ОАО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ)*

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ УДАЛЕНИЯ ГОЛОЛЕДА НА ВЛ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ БЕЗ ОТКЛЮЧЕНИЯ ВЛ

Образование гололеда на проводах ВЛ – актуальная проблема современной энергетики. Особенно остро она стоит в ряде южных районах

России, таких как Дагестан, Башкирия, Краснодарский и Ставропольские края, нередко встречается и в Воронежской, Тамбовской, Белгородской областях. В месте с этим требования к надежности электроснабжения с каждым годом растут, как следствие часто нет возможности выводить в ремонт элементы энергосистемы для плавки гололеда на них.

В существующих схемах плавка гололеда (ПГ) без отключения ВЛ 110 кВ и выше производится следующими способами:

1. ПГ с помощью перераспределения нагрузок на ВЛ;
2. пофазной плавкой при работе ВЛ по схеме два провода – земля.

Основное преимущество первого метода состоит в том, что нет необходимости в установке дополнительного дорогостоящего оборудования. Недостатком метода является большая трудность в его использовании. Метод в принципе неприменим для ряда энергосистем из-за характерных схем. Также при изменении топологии сети для повышения загрузки конкретной ВЛ, уменьшается надежность всей энергосистемы, и снижается нагрузка других ВЛ, что ведет к дополнительному гололедообразованию на элементах схемы. Как правило, диспетчерские центры не используют первый метод.

Пофазная ПГ требует установки УПГ (устройство плавки гололеда) и характерного подстанционного оборудования: однополюсные линейные и обходные разъединители, усиленные заземления нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов (через конденсаторные установки), дополнительное коммутационное оборудование. Реализация этого метода требует сложных оперативных переключений. При работе ВЛ по схеме два провода-земля возникает значительная несимметрия тока и напряжения в фазах оборудования, из-за появления нулевой и обратной последовательностей возможна ложная работа РЗА и сбой в работе оборудования связи. Следует отметить, что предел передаваемой мощности в таком режиме работы снижается. Преимущество метода – небольшая мощность самого УПГ (небольшая стоимость оборудования при использовании постоянного тока для плавки) и небольшая мощность, отбираемая непосредственно для ПГ. Метод отлично применим для тупиковых ВЛ.

Из перспективных методов удаления гололеда без отключения ВЛ следует отметить следующие:

1. наложения емкостного тока на рабочий ток обогреваемой ВЛ;
2. использование тока высокой частоты;
3. применение оборудования для механического удаления гололеда;
4. метод ПГ с последовательным соединением проводов в расцепленной фазе.

В методе наложения емкостного тока на рабочий ток обогреваемой ВЛ должно использоваться дорогостоящее оборудование: батареи стати-

ческих конденсаторов и шунтирующие реакторы, включенные по концам ВЛ. Практическая реализация метода проста, так как задействовано минимальное количество коммутационного оборудования и ПГ должна осуществляться сразу по трем фазам. Источники реактивной мощности подключаются к шинам ПС, как следствие схемы ПГ могут быть задействованы для нескольких ВЛ, возможно применение оборудования и для решения режимных задач. Из-за большого индуктивного сопротивления метод плохо применим для ВЛ напряжением больше 220 кВ.

В основе использования тока высокой частоты положен скин-эффект. Так как в процессе работы осуществляется нагрев преимущественно поверхности провода, то нет необходимости в использовании высокочастотных генераторов значительной мощности (расчетным путем установлено расход энергии в 2 ВТ/м, против 100 ВТ/м при разогреве традиционными методами). Данный метод хорош для предупреждения образования гололеда на проводах, т.к. температура нагрева не превышает 20 – 30 °С относительно температуры окружающего воздуха.

Запатентованные приборы и методы для механического удаления гололеда с проводов ВЛ основаны на использовании бегущей ультразвуковой волны по проводу ВЛ. Методы малоисследованны, но уже очевидна экономия электроэнергии, не участвующей в нагреве. Характерным минусом является возможное повреждение провода при колебаниях в местах крепления линейной арматуры.

Метод с последовательным соединением проводов расщепленной фазы обладает рядом преимуществ перед традиционными способами: ВЛ должна прогреваться рабочим током, возможность одновременной плавки на всех фазах. Характерная особенность данного способа – это использование только на ВЛ с расщепленными проводами, т.е. ВЛ 330 кВ и выше. Недостатки также очевидны: необходимость в сооружении РУПГ (распределительного устройство для плавки гололеда), в качестве распорки в фазах должны применяться распорки изолирующие. ПГ с применением данного метода может быть использована при строительстве новых ВЛ или комплексной реконструкции действующих ВЛ и РУ.

Библиографический список

1. РД 34.20.511 1. Методические указания по плавке гололеда переменным током. – Ч. 1.
2. РД 34.20.511 1. Методические указания по плавке гололеда постоянным током. – Ч. 2.
3. Левченко И.И., Засыпкин А.С., Аллилуев А.А., Сацук Е.И. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
4. Сорокин В.М.
5. Предотвращение гололедообразования на ВЛ без отключения линии / В.М. Сорокин, Л.И. Дорожко // Электрические станции. – 2010. – № 9. – С. 55 – 58.
6. <http://www.nkj.ru/archive/articles/14553/>.