

## СЕКЦИЯ 15

### ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

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

*И.М. Юрмов, студ.;*  
*рук. Г.В. Чекан, ассистент*  
*(ИГЭУ, г. Иваново)*

#### ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ УЧАСТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Рассмотрена схема электроснабжения промышленного предприятия. В качестве расчетного участка выбран участок ГРУ – цех № 30. Цех № 30 – это термический цех. В нем проводится отжиг, нормализация, закалка и отпуск изделий из углеродистой и легированной сталей, специальных сплавов, а так же химико-термическая обработка заготовок (азотирование, цементация и др.).

Для схемы рассмотренной подстанции, питающей потребителей 3-й категории [1], определим коэффициент готовности ( $K_T$ ) и вероятность отказа ( $Q$ ).

Сначала нужно составить граф переходов и состояний для данной схемы. Будем считать, что рассматриваемая система может находиться в одном из трех состояний:

- 1) подстанция в работе;
- 2) отказ оборудования подстанции;
- 3) плановый ремонт оборудования подстанции.

Под отказом понимается выход из строя силового трансформатора или коммутационной аппаратуры (как на высшей, так и на низшей стороне), а также повреждение питающей кабельной линии.

Полученный граф, изображен на рисунке.

Необходимо рассчитать эквивалентные показатели надежности для расчетного участка. Это можно сделать с минимальной погрешностью, используя следующие выражения

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad (1)$$

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \mu_i}, \quad (2)$$

где  $\lambda_i$  и  $\mu_i$  – интенсивности отказов и восстановлений для оборудования подстанции.

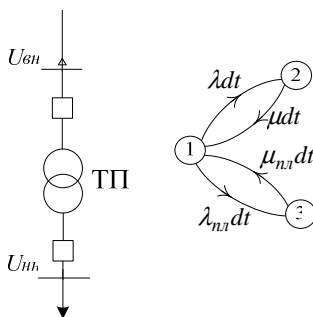


Схема и граф переходов и состояний подстанции, питающей потребителей 3-й категории

Рассчитать  $\lambda_{нл}$  и  $\mu_{нл}$  можно аналогично.

В таблице представлены показатели надежности, взятые из [3], необходимые для расчетов.

**Показатели надежности**

Элемент	$\lambda_i$	$t_{гi}, \text{ч}$	$\mu_i$	$\lambda_{нл}$	$t_{нлi}, \text{ч}$	$\mu_{нл}$
Кабель АПвП 3x50, 134 м	0,012	11	796	–	–	–
Сборные шины 10 кВ	0,03	7	1251	0,166	5	1752
Предохранитель 10 кВ	0,02	2	4380	–	–	–
Выключатель нагрузки	0,01	12	7300	0,166	3,4	2576
Трансформатор ТМГ 630/10	0,012	5	1752	0,25	6	1460
Автоматический выключатель	0,02	4	2190	–	–	–
Сборные шины 0,4	0,03	7	1251	0,166	5	1752

Определены следующие эквивалентные показатели надежности:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i = 0,012 + 0,03 + 0,02 + 0,01 + 0,012 + 0,02 + 0,03 = 0,134;$$

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i}} = \frac{0,012 + 0,03 + 0,02 + 0,01 + 0,012 + 0,02 + 0,03}{\frac{0,012}{796} + \frac{0,03}{1251} + \frac{0,02}{4380} + \frac{0,01}{7300} + \frac{0,012}{1752} + \frac{0,02}{2190} + \frac{0,03}{1251}} = 1577;$$

$$\lambda_{nl} = \sum_{i=1}^n \lambda_{nli} = 0,166 + 0,166 + 0,25 + 0,166 = 0,748;$$

$$\mu_{nl} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{nli}}{\sum_{i=1}^n \frac{\lambda_{nli}}{\mu_{nli}}} = \frac{0,166 + 0,166 + 0,25 + 0,166}{\frac{0,166}{1752} + \frac{0,166}{2576} + \frac{0,25}{1460} + \frac{0,166}{1752}} = 1759.$$

Имея граф переходов и состояний, воспользуемся методом на основе теории марковских процессов [2] и составим систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dP^{(1)}(t)}{dt} &= \mu P^{(2)} dt - (\lambda + \lambda_{nl}) P^{(1)} dt + \\ &+ \mu_{nl} P^{(3)} dt, \\ \frac{dP^{(2)}(t)}{dt} &= \lambda P^{(1)} dt - \mu P^{(2)} dt, \\ \frac{dP^{(3)}(t)}{dt} &= \lambda_{nl} P^{(1)} dt - \mu_{nl} P^{(3)} dt. \end{aligned} \right\} (3)$$

Решая аналитически систему уравнений (3) для стационарного режима, были получены следующие результаты:

$$P^{(1)} = \frac{\mu \mu_{nl}}{\mu \mu_{nl} + \lambda \mu_{nl} + \lambda_{nl} \mu} = \frac{1577 \cdot 1759}{1577 \cdot 1759 + 0,134 \cdot 1759 + 0,748 \cdot 1577} = 0,99949;$$

$$P^{(2)} = \frac{\lambda \mu_{nl}}{\mu \mu_{nl} + \lambda \mu_{nl} + \lambda_{nl} \mu} = \frac{0,134 \cdot 1759}{1577 \cdot 1759 + 0,134 \cdot 1759 + 0,748 \cdot 1577} = 8,5 \cdot 10^{-5};$$

$$P^{(3)} = \frac{\lambda_{nl} \mu}{\mu \mu_{nl} + \lambda \mu_{nl} + \lambda_{nl} \mu} = \frac{0,748 \cdot 1577}{1577 \cdot 1759 + 0,134 \cdot 1759 + 0,748 \cdot 1577} = 4,25 \cdot 10^{-4};$$

следовательно  $K_T = P^{(1)} = 0,99949$ , а  $Q = 1 - P^{(1)} = 5,1 \cdot 10^{-4}$ .

Исходя из этого можно сделать вывод о высоком уровне надежности рассмотренного участка системы электроснабжения промышленного предприятия.

**Библиографический список**

1. Слышалов В.К., Чекан Г.В. Анализ методов, основанных на теории графов для определения показателей надежности схем ЭЭС // Вестник ИГЭУ / Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново. – 2010. – Вып. 4. – С. 30 – 32.

2. Слышалов В.К., Чекан Г.В. Основы расчета надежности электроэнергетических систем: учеб. пособие / ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2011.

3. **Электротехнический** справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Издательство МЭИ, 2004.

*П.Г. Кучин, асп., А.В. Рагуткин, доцент;  
рук. Б.И. Кудрин, д.т.н., профессор  
(НИУ «МЭИ»)*

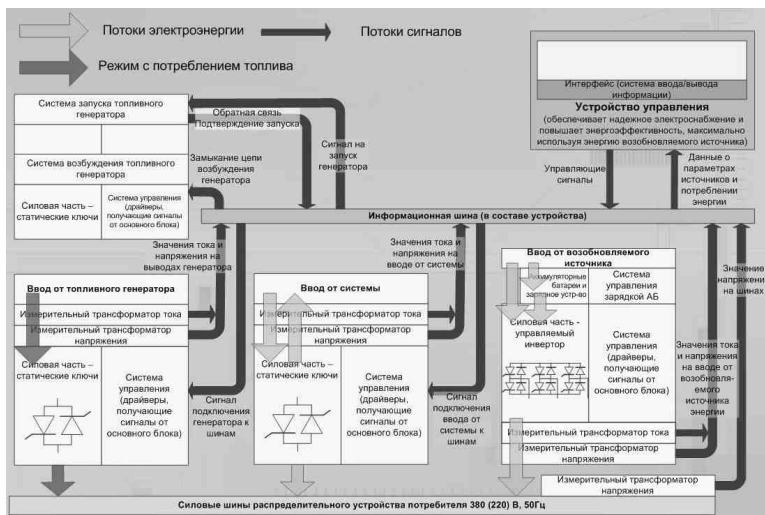
**АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМАМИ  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
С НЕСКОЛЬКИМИ ИСТОЧНИКАМИ**

Системы электроснабжения сельских районов напряжением 0,38 – 110 кВ имеют общую протяженность около 2,3 млн км, в том числе воздушные линии 6 – 0 кВ – 1184 тыс. км, ВЛ 0,38 кВ – 826 тыс. км; в эксплуатации около 500 тысяч трансформаторных пунктов 6 – 35/0,4 кВ. В процессе их строительства, пик которого пришелся на 60-е годы, осуществляли курс на удешевление стоимости сетей. Фактические гололедно-ветровые нагрузки во многих районах превышают те, на которые были рассчитаны ЛЭП, а это вызывает массовые и продолжительные отключения. Доля алюминиевых проводов малых сечений до 50 мм<sup>2</sup> (а нужно не менее 70 мм<sup>2</sup>) составляет в линиях ВЛ 6 – 10 кВ почти 25 %, а 30 % ВЛ 0,38 кВ смонтировано проводами сечением до 25 мм<sup>2</sup>, что не обеспечивает пропускную способность (не говоря уже о потерях электроэнергии).

Техническое состояние половины сельских сетей определяют как неудовлетворительное (в Нечерноземье 59 % ВЛ 0,38 кВ и 42 % ВЛ 6 – 10 кВ имеют износ около 100 %). Протяженность сетей ВЛ 6 – 10 кВ значительно больше оптимальной длины 8 – 12 км (более 25 км – 13,3 %, более 50 км – 2,2 %). В еще большей степени это относится к сетям 0,4 кВ (точнее – 380/220 В). Поэтому надежность сельскохозяйственных потребителей составляет сегодня 70 – 100 ч перерывов в электроснабже-

нии в год (в развитых странах – всего 7 – 10 ч/год), у 35 % сельскохозяйственных потребителей не обеспечивается напряжение, падающее вечерами до 190 (170) – 200 В, несимметрия по фазам в сетях 0,4 кВ доходит до 50 % (это ведет к высокой аварийности работы мелких асинхронных двигателей сельских и отдаленных поселений).

Для надежного электроснабжения потребителей, удаленных от центров питания, предлагается применение комплексной системы электроснабжения с несколькими источниками энергии [2], см. рисунок. Для повышения надежности предлагается установка собственного возобновляемого источника энергии (ВИЭ) непосредственно у потребителя. При нехватке мощности ВИЭ, параллельно ему включается аккумуляторная батарея, которая подзаряжается, когда мощность ВИЭ превышает потребление. При недостатке мощности ВИЭ и накопителя энергии, к нагрузке подключается ввод от энергосистемы, с которым возобновляемый источник и аккумулятор синхронизированы по фазе и частоте посредством управляемого инвертора. В качестве резервного источника предлагается топливный генератор, на основе дизельного, бензинового двигателя или газовой микротурбины. Резервный источник включается в работу при недостатке мощности ВИЭ и аккумулятора, в случае отключения энергосистемы. Для упрощения эксплуатации накопителя, и снижения требований к помещению для электроустановки предлагается применять необслуживаемые аккумуляторные батареи.



Блок-схема работы устройства управления

Для наиболее эффективного использования электроэнергии все вышеупомянутые источники и накопитель объединяются в систему, которая работает по командам управляющего устройства. Данное устройство выбирает наиболее экономичный из доступных источников электроэнергии, и осуществляет питание потребителей от него. Согласно алгоритму работы устройство собирает информацию с датчиков о наличии напряжения на выводах возобновляемого источника, инвертора, аккумуляторной батареи, централизованной сети и автономного генератора, а также об оставшемся в аккумуляторной батарее заряде. На основе этой информации, заданного приоритета невозобновляемых источников энергии и алгоритма оптимальной работы системы, устройство подает команды на ключи, чтобы питать потребителей от самого экономного из доступных источников электроэнергии. Пользователь может отследить количество энергии, потребленной от каждого из источников за счет раздельного учета данных в памяти устройства.

Работа выполнена при финансовой поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (проект МК-6752.2012.8).

#### **Библиографический список**

1. Рагуткин А.В., Кучин П.Г., Шигаев И.А. Распределенная генерация – путь повышения энергоэффективности электротехнического комплекса России. – Федоровские чтения-2010: XL Всерос. научно-практ. конф. / Под общ. ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – С. 9 – 11.
2. Кудрин Б.И. О концепции государственного плана рыночной электрификации России // Электрика. – 2009. – № 8. – С. 3 – 12.

*Ю.В. Марков, асп.;*  
*рук. Б.И. Кудрин, д.т.н., профессор*  
*(НИУ «МЭИ»)*

## **ПУТИ РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОРЕМОНТА В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ**

Разработанная для энергетиков вне зависимости от ведомственной принадлежности система планово-предупредительного ремонта (ППР) оборудования и сетей в 70-е годы стала обязательной для отраслей. Основой ППР являлась классификация по семействам (наиме-

нованиям) электрооборудования с детализацией по мощностям (основным параметрам) и по режимам работ, которые зависели от условий, степени и характера загрузки, состояния окружающей среды, исполнения, технологической значимости. Были определены продолжительность ремонтных циклов и межремонтных периодов, структуры ремонтных циклов; нормы трудоемкости, простоя, резерва, расхода материалов и запасов [1].

Однако оказалось, что по системе ППР длительности ремонтного цикла, межремонтные периоды, трудоемкости текущего и капитального ремонтов различаются в 2 – 10 и более раз не только для разных отраслей, но и в рамках одной отрасли [2]. Это же относилось к проценту охвата капитальным ремонтом установленных электрических машин, стоимостным и трудовым затратам на один двигатель и 1 кВт установленной мощности.

Сохраняются проблемы обслуживания и ремонта электрооборудования и по сей день. Их актуализирует физическое и моральное старение оборудования и технологий, увеличение разнообразия наименований и видов выпускаемого оборудования, абсолютный рост количества электрооборудования в каждом из семейств (электрические машины и трансформаторы, аппаратура высокого и низкого напряжения, конденсаторные установки, электроизмерительные приборы и электрозащита, электропривод и электротермия, электрические сети).

Мировой опыт ремонта и обслуживания электрооборудования в условиях рыночной экономики привел к различным способам оптимизации электроремонта. В частности, ценологические свойства установленных устройств, современный уровень электрооборудования, усложнение электрических машин и механизмов и др., указывали на то, что на перспективу следует производить ремонт только 10 – 20 % установленного электрооборудования, остальное при отказе выводить из использования; отказ от планово-предупредительного ремонта и переход на ремонт по техническому состоянию. Было доказано, что производство сменных ремонтных элементов производителю весьма выгодно, цена на них всегда на 25 – 30 % выше, чем в собранном оборудовании. Заводы изготовители заинтересованы в расширенном производстве и реализации своей продукции и, несомненно, будут активно участвовать в сервисном обслуживании и ремонте электрооборудования [3, 4, 5], причем многие предприятия начинают считать сервисное обслуживание основным видом электроремонта [6].

На сегодняшний день, в сложившихся условиях рыночной экономики (конкуренция, повышение эффективности использования ресур-

сов и др.), современные промышленные предприятия ищут новые подходы к организации ремонта и эксплуатации электрооборудования для уменьшения затрат и получения прибыли. Таким образом, опираясь на историю развития электроремонта в нашей стране и за ее пределами, можно дать следующие рекомендации для повышения эффективности ремонта:

1. вывести из состава заводов цеха электроремонта, и создать на их основе акционерное общество, или другую юридическую форму, предприятия для осуществления ремонта электрооборудования, с целью уменьшения себестоимости продукции;

2. отказаться от системы планово-предупредительного ремонта и перейти на систему ремонта по техническому состоянию, с использованием современных средств вибро- и термодиагностики;

3. отказаться от ремонта 80 % видов электрооборудования с заменой его (в случае выхода из строя) резервными из ценологически рассчитанного обменного фонда;

4. увеличить замену электрооборудования новыми, подходящими по габаритно-присоединительным размерам;

5. расширить фирменное обслуживание (особенно уникального оборудования) с отнесением затрат на основную продукцию;

6. внедрить на предприятиях основные положения ценологического подхода, с целью повышения производительность труда на 10 – 15 %;

7. использовать для менеджмента ценологические ограничения на различие производительности труда ремонтного (и иного) персонала, называемое 20/80, и отличие в разы затрат на ремонт двигателей одного вида.

#### Библиографический список

3. **Кудрин Б.И.** Организационные проблемы эффективности электропотребления и электроремонта // Электрика. – 2002. – № 8. – С. 3 – 6.

4. **Кудрин Б.И.** О некоторых вопросах теротехнологии электрического хозяйства крупных промышленных предприятий // Электрификация металлургических предприятий Сибири. – Вып. 3. – Томск: Изд-во ТГУ, 1976. – С. 97 – 145.

5. **Хисамутдинов Р.Х., Агре Л.Э.** Ремонт электрооборудования в США. Обследование 1946 года. – М.: Черметинформация, 1946.

6. **Кондратьев А.В.** Становление системы планового ремонта электрооборудования // Электрика. – 2008. – № 1. – С. 7 – 14.

7. **Леонов В.М., Кондратьев А.В.** Организация производственной эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергооборудования: состояние и перспективы // Электрика. – 2005. – № 9. – С. 40 – 42.

8. **Аршинов Н.П.** Переход на сервисное обслуживание электрооборудования // Электрика. – 2006. – № 5. – С. 32 – 34.



*А.Н. Шакиров, асп.;*  
*рук. Е.И. Грачева, к.т.н., доцент*  
*(КГЭУ, г.Казань)*

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

На сегодняшний день все больше уделяется внимания вопросам энергосбережения, что достигается рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов. Одной из основных задач энергосбережения является повышение точности расчетов потерь электроэнергии. На промышленном предприятии потери электроэнергии являются одной из важных составляющих, характеризующих экономичность работы цеховых сетей, а точное определение величины потерь с минимальной погрешностью расчетов необходимо для решения многих задач.

На данном этапе развития в технической литературе описано множество расчетных методов определения потерь в низковольтных сетях промышленных предприятий, которые можно разделить на детерминированные и вероятностно-статистические. Критерием применимости того или иного метода является объем исходной информации. Погрешности расчета потерь электроэнергии детерминированными и вероятностно-статистическими методами по источникам (причинам) их возникновения можно разделить на две группы: методические погрешности и информационные. Первые обусловлены неполнотой информации, используемой методом (определяются влиянием на результат расчета неиспользуемой информации), вторые – неточностью (ограниченной достоверностью) используемой информации.

Методические погрешности могут иметь как систематическую, так и случайную составляющую, так как они могут в среднем завышать или занижать результат. Информационные же погрешности имеют, как правило, только случайную составляющую.

Проведен сравнительный анализ детерминированных и вероятностно-статистических методов расчета потерь электроэнергии с определением погрешности методов для схемы цеховой сети.

В качестве эталонного метода был принят метод графического интегрирования (погрешность расчета примем равным 0).

Сравнительный анализ погрешности некоторых методов расчета потерь электроэнергии в низковольтных сетях промышленного электрообеспечения приведен в таблице.

#### Сравнительный анализ некоторых методов определения электроэнергии

Метод расчета	Потери электроэнергии, кВтч	Погрешность расчета, %	Причины погрешности
Метод графического интегрирования	42378, 29	0	–
По времени наибольших потерь	34227,8	–19,2	Низкая достоверность в определении $\tau$
Метод средних нагрузок	35951,98	–15,2	Неточность значения $k_{\phi}$
Метод поэлементного расчета	35016,58	–17,4	Неучет температуры проводов, неучет сопротивлений аппаратуры
Метод расчета по обобщенным параметрам	27884,8	–34,2	Неточность значений $k_{\phi}^2$ , $\operatorname{tg}\varphi$ , $k_{раз}$ , $k_L$ , $k_N$ , $d$ , неучет сопротивлений контактных сопротивлений
Метод регрессионного анализа	19972,98	–52,9	Неучет формы графика нагрузки, недостоверность коэффициентов регрессии
Метод математического ожидания нагрузки	64396,21	52	Отсутствие достоверного вероятностно-статистического описания исходной информации

Таким образом, анализ погрешностей методов расчета потерь электроэнергии показывает, что существующие в настоящее время детерминированные и вероятностно-статистические методы дают большие погрешности (15 – 50 %) в расчетах потерь электроэнергии. Данные погрешности обусловлены неполнотой исходной информации, неточностью ее задания, а также принятием тех или иных допущений.

#### Библиографический список

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
2. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Под ред. Г.Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат, 1981.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учеб. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

*В.В. Мишина, студ.;  
рук. В.Р. Киушкина, к.т.н., доцент  
(ТИ(ф) СВФУ, г. Нерюнгри)*

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИИ ВЫБОРА ВАРИАНТОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)**

Большая часть территории республики (60 %) с населением около 150 тыс. человек относится к зоне децентрализованного электроснабжения на базе источников электроэнергии малой мощности, преимущественно дизельных электростанций (таких как дизельные электростанции в Алданском и Ленском районах и Усть-Майском и Олекминском улусах). Территориальная рассредоточенность децентрализованных потребителей и их небольшие энергетические нагрузки обуславливают ряд проблем, связанных с надежностью обеспечения потребителей электроэнергией. Сложившаяся в настоящее время схема децентрализованного электроснабжения Республики САХА (Якутия) не позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей. Поэтому требуется поиск решений, предусматривающих применение новых энергосберегающих технологий, одним из которых являются альтернативные источники энергии. Необходимость, возможность и пункт строительства конкретного возобновляемого источника энергии должны определяться на основании технико-экономических обоснований [5].

Потенциал альтернативных, возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Российской Федерации чрезвычайно велик. Экономический потенциал использования ВИЭ равен 270 млн тонн условного топлива в год, что соответствует более 25 % от годового энергопотребления. Однако вклад в энергобаланс России альтернативных источников энергии – геотермальных вод, приливных течений, ветра, солнца и т.д. – очень мал, масштабы и темпы их освоения у нас в стране отстают от зарубежных и не отвечают потребностям экономики.

Осуществляемая в настоящее время программа экономического и социального развития России на ближайшие годы не может быть выполнена без мощной энергетической базы, без опережающего развития энергетики и внедрения энергосберегающих технологий, одним из направлений которых является перестройка структуры топливно-энергетического баланса страны в направлении уменьшения доли ископаемого топлива – нефти, газового конденсата, газа, угля и других видов топлива за счет возрастания доли АЭС, ГЭС и активного использования ВИЭ [3]. Кроме

экономии органического топлива развитие нетрадиционной энергетики позволяет снизить объемы его перевозок и затраты на транспортировку.

Республика Саха (Якутия) является типичным примером энергоснабжения удаленных потребителей. На формирование, развитие и функционирование энергетических объектов в децентрализованных районах области существенное влияние оказывают следующие особенности территории:

- малоосвоенность территории, преобладание малых и средних населенных пунктов;
- обширность территории, вызывающая повышенные затраты на транспортировку электроэнергии, что в сочетании с низкой плотностью электрических нагрузок определяет повышенные затраты на централизованное электроснабжение;
- сочетание удаленности и труднодоступное расположение территории с суровыми природно-климатическими условиями.

Отмеченные региональные особенности определяют условия энергообеспечения децентрализованных районов, которым присущи следующие черты:

- незначительный уровень электропотребления, что исключает «повсеместное» создание крупных систем электроснабжения;
- высокая транспортная составляющая в стоимости топлива, обусловленная географической удаленностью от поставщиков топлива, многозвенностью и ограниченностью сроков сезонного завоза топлива;
- низкий технический уровень энергетического хозяйства, характеризующийся высокой степенью морального и физического износа оборудования;
- низкий уровень надежности обеспечения потребителей электроэнергией [1].

Наличие большого количества рассредоточенных потребителей, электроснабжение которых может осуществляться только от автономных источников энергии, и проблемы в существующей децентрализованной системе энергообеспечения требует решения актуальных вопросов развития и оптимизации электроснабжения изолированных потребителей. Таким образом, оптимизация систем энергообеспечения децентрализованных районов, с повышенными требованиями к надежности работы источников энергии и транспорта, является весьма актуальной задачей. Очевидным путем повышения энергоэффективности таких зон является максимальное использование альтернативных и местных энергоресурсов, реализация которого невозможна без комплексного анализа альтернативных вариантов развития энергетики с оценкой их технико-экономической эффективности [4].

При выборе источника энергообеспечения конкретного района, необходимо пользоваться определенными факторами, которые позволяют максимально эффективно использовать энергетический потенциал данной местности. Данные критерии приведены на рис. 1.

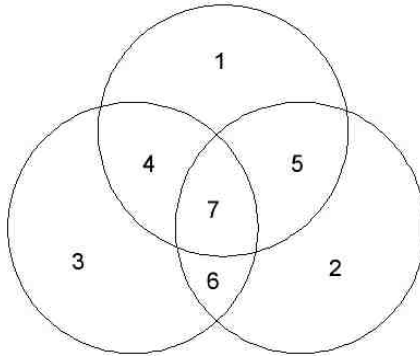


Рис. 1. Критерии выбора источника энергоснабжения: 1 – надежность; 2 – энергоэффективность; 3 – экологичность; 4 – безопасность; 5 – энерго- и ресурсосбережение; 6 – региональное развитие; 7 – общеэкономический эффект

Развитие и внедрение систем электроснабжения децентрализованных потребителей на базе возобновляемых источников энергии раскрывают целый ряд возможностей для энергетических компаний. Данные возможности представлены в виде обратной связи на рис. 2.

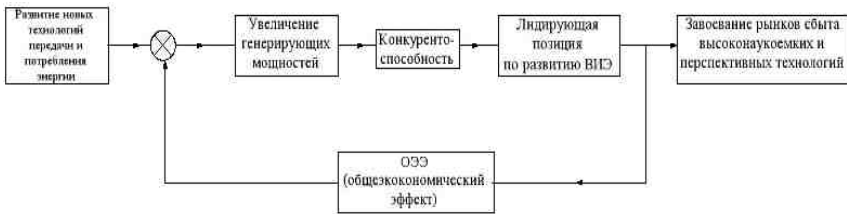


Рис. 2. Возможности, предоставляемые развитием систем электроснабжения на базе ВИЭ

Малой энергетике республики в полной мере присущи проблемы, характерные для всех энергоизолированных районов России. Совокупность указанных проблем децентрализованных районов подрывает основу энергетической безопасности республики. Для обеспечения энергетической безопасности необходимо вместе с ростом производства энергетических ресурсов осуществлять их активное энергосбережение [2].

Анализ проблем электрогенерирующего сектора Республики Саха (Якутия) показал, что ввиду общей тенденции повышенного износа основных фондов энергетики можно с большой вероятностью утверждать, что надежность электроснабжения потребителей (особенно децентрализованных зон) стремительно снижается [5].

Анализ текущего состояния региональных источников электроэнергии характеризуется крайне выраженной несбалансированностью. Существующее распределение мощностей свидетельствует о низком уровне энергобезопасности.

Объем электропотребления от крупных энергоисточников составляет до 80 %, при этом 30 % населения остаются вне централизованного электроснабжения. При выборе основного источника электроснабжения следует учитывать, что большинство районов с децентрализованным электроснабжением автономных потребителей располагает значительным потенциалом нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и местных видов топлива. Их использование для бытовых и производственных нужд может значительно снизить объемы поставок дизельного топлива. В качестве основных энергоисточников изолированных районов можно выделить:

- дизельные электростанции и котельные;
- газотурбинные установки;
- солнечные станции;
- геотермальные станции;
- малые гидроэлектростанции;
- ветроэнергоустановки [7].

Для зон децентрализованного электроснабжения особый интерес представляют комбинированные установки, сочетающие в себе НВИЭ (прежде всего ветроэлектростанции и малые ГЭС) с дизельными электростанциями [8]. Комбинация НВИЭ и ДЭУ будет экономически оправдана в том случае, если расчетные затраты на НВИЭ будут сопоставимы со стоимостью сэкономленного топлива и моторесурса ДЭС. Чем больше часов в году работает НВИЭ, тем больше экономия топлива ДЭС и тем меньше расходы на ремонт. Чем дороже сэкономленное топливо (включая и расходы на его транспорт), чем дороже организация ремонта и замены ДЭУ (например, вследствие удаленности объекта от ремонтных баз), тем эффективнее совместная работа нетрадиционных и традиционных источников энергии [6].

На рис. 3 представлен список наиболее перспективных видов установок, которые позволят решить имеющиеся проблемы в системе энергоснабжения малых потребителей РС(Я).

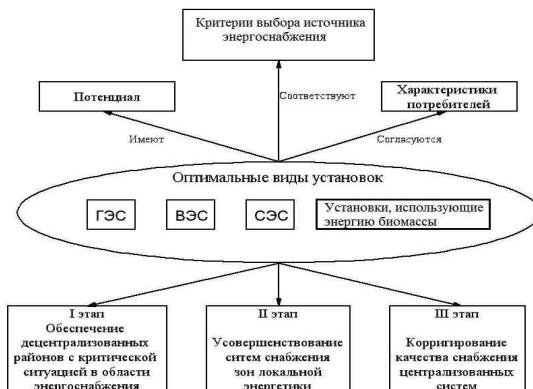


Рис. 3. Оптимальные виды установок для систем децентрализованного энергоснабжения потребителей

### Библиографический список

1. **Афанасьев Д.Е.** Энергосбережение в сельском хозяйстве Якутии. – Якутск: МГП «Полиграфист», 1995.
2. **Безруких П.П.** Состояние и пути развития малой и нетрадиционной энергетики // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1997. – № 4.
3. **Ефремов Э. И.** Экономика топливно-энергетического комплекса Якутии. – Новосибирск: Наука, 2007.
4. **Киушкина В.Р.** Исследование возможности построения автономного электротехнического комплекса электроснабжения для малых потребителей на базе НВИЭ (на примере районов Якутии). – Нерюнгри, 2006.
5. **Киушкина В.Р.** Малая возобновляемая энергетика Якутии – еще один путь децентрализованного электроснабжения // Научные взгляды Сибири: взгляд в будущее: тр. 2-й интеграции междисциплинарной конф. молодых ученых Сибирского Отделения РАН и высшей школы 6 – 10 октября 2003 г. – Иркутск, ИНЦ СО РАН, Изд-во инст. геогр. СО РАН.
6. **Михайлов А.А.** Малая энергетика России. Классификация, задачи, применение // Новости электротехники. – 2005. – № 6.
7. <http://www.miniges.com>.
8. <http://www.iis97.nared.ru>.

*Е.И. Малеева, асп.;  
рук. Н.С. Бурянина, д.т.н., профессор  
(СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск)*

## ЧЕТЫРЕХФАЗНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Объективной причиной высокой энергоемкости северных районов, и Республики Якутия в частности, является суровый климат, большие рас-

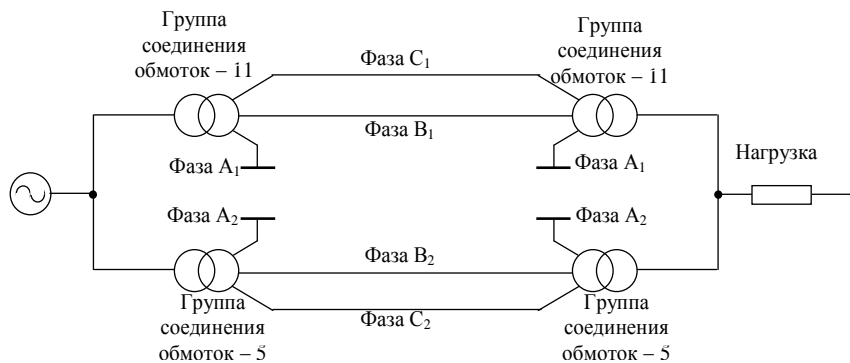
стояния, неразвитая инфраструктура, сырьевая направленность экономики. Данные обстоятельства усугубляются отсутствием экономических стимулов для внедрения энергоэффективных технологий.

На сегодняшний день, вопрос повышения качества электроэнергии становится приоритетной задачей не только для электроснабжающих организаций, но и ученых, ведущих исследования в этой области.

Повсеместно электроснабжение осуществляется одноцепными линиями. При небольшой мощности отдельных населенных пунктов, но при их большом количестве линии перегружены, потери напряжения в конце линии достигают 10 – 15 % и более. Возможность отключения линий зимой может привести к замораживанию систем отопления, поэтому необходима установка в каждом населенном пункте дизельных электростанций, которые надо постоянно поддерживать в рабочем состоянии. Необходимо также иметь достаточно большой резерв топлива. Сооружение двухцепных линий проблематично из-за их большой стоимости.

Четырехфазные линии электропередач, которые предлагаются в качестве распределительных линий 35 кВ – компромиссное решение проблемы электроснабжения потребителей Севера. [3]

Простейшая схема четырехфазной электропередачи приведена на рисунке.



Простейшая схема четырехфазной электропередачи

По существу, она является двоярной линией «два провода – земля» (ДПЗ), впервые предложенной в 30-х годах. Напряжения и токи в одной линии ДПЗ соответственно равны по величине и противоположны по направлению напряжениям и токам в другой.

Существенным отличием четырехфазной линии от линии ДПЗ является отсутствие тока в земле [1].



По предложенной четырехфазной линии можно передавать мощность примерно в 1,1 – 1,2 раза большую, чем по двум трехфазным. Четырехфазная линия обладает надежностью двухцепной линии, потери мощности в ней меньше примерно в 1,5 – 1,7 раз, чем в двухцепной трехфазной.

С одной стороны, она дешевле двухцепной примерно в 1,6 – 1,8 раз, что позволяет рассматривать ее экономические показатели в сравнении с аналогичными показателями одноцепной линии, с другой стороны, обладая надежностью двухцепной электропередачи, имеет потери мощности примерно в два раза меньшие, чем двухцепные. При этом для ее осуществления не требуется разработка нового оборудования. Линия 35 кВ может быть выполнена либо на П-образных опорах, либо на одной металлической или железобетонной опоре, либо на двух отдельных стойках по два провода на каждой. Последние должны быть разделены расстоянием, исключающим короткое замыкание между фазами на разных опорах.

Технические характеристики четырехфазной линии электропередачи рассмотрены на участке линии длиной 100 километров, выполненной проводом – АС-95 в сравнении с двухцепной и одноцепной трехфазными линиями напряжением 35 кВ. Нагрузка включена на напряжение 10 кВ через трансформаторы мощностью 10 МВА. Ограничивающим фактором является допустимое напряжение, равное  $1,15U_H$ .

Максимальная передаваемая мощность по двухцепной трехфазной линии, ограничиваемая уровнем напряжения 40,5 кВ, равна 11,4 МВт с  $\cos 0,8$  и компенсацией реактивной мощности 2 МВАр. Потери мощности в линии составляют при этом 3,44 МВт, или 30,17 % от мощности нагрузки.

При передаче такой же мощности по четырехфазной линии на шины мощности потери в электропередаче, с симметрированием реакторами включенными между землей и заземляемыми обмотками трансформаторов, составляют 2,04 МВт или 17 %. Отношение потерь мощности в двухцепной трехфазной линии к потерям мощности в четырехфазной составляет 1,68.

Так как в четырехфазной линии загружены только две фазы, а сопротивление третьей равно нулю, то на нагрузке создаются неодинаковые фазные падения напряжения. Чем больше передаваемая мощность, тем больше несимметрия напряжений [2].

Несимметрию можно устранить несколькими способами:

- включением емкостных батарей между фазами с наименьшим линейным напряжением;
- пофазным регулированием коэффициентов трансформации трансформаторов;
- включением последовательно с заземляемой обмоткой трансформатора индуктивности;

- включением несимметричной активной нагрузки.

Таким образом можно сделать вывод, что четырехфазные линии электропередачи по сравнению с двухцепными трехфазными имеют в 1,5 раза меньшие потери мощности. Это обстоятельство, а также более низкая стоимость по сравнению с двухцепными трехфазными линиями позволяет рекомендовать их применение в промышленных районах с преобладанием потребителей I и II категорий.

Совокупность четырехфазных линий электропередачи, трансформаторных подстанций образуют принципиально новую электрическую систему – четырехфазные электрические сети. Связь четырехфазных электрических сетей с традиционными трехфазными как со стороны питания, так и со стороны потребителей осуществляется обычными трехфазными трансформаторами, т.е. разработка нового оборудования не требуется.

#### Библиографический список

1. **Андреев В.В.** Четырехфазная схема электропередачи с трехфазными трансформаторами // *Электричество*. – 1952. – № 1. – С. 15 – 17.
2. **Бурянина Н.С., Королюк Ю.Ф., Лесных Е.В., Шеметов А.И.** Четырехфазные линии электропередачи для сетей с изолированными нейтральными // *Вестник ЯГУ*. – Т. 2. – № 4. – 2005. – С. 90 – 94.
3. **Патент** 2256273 Российская Федерация, МПК7 Н 02 J 3/00, 3/04. Электрическая система / Бурянина Н.С., Королюк Ю.Ф., Бурянина Е.В. и др.; заявители и патентообладатели Бурянина Н.С., Королюк Ю.Ф. – № 2003132023/09; заявл. 31.10.2003; опубл. 10.07.2005, Бюл. № 19.

*П.Б. Назаралиева, студ.;  
рук. В.Р. Киушкина, к.т.н., доцент  
(ТИ(ф) СВФУ, г. Нерюнгри)*

## ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНО-ТОПОЛОГИЧЕСКОЙ ДИНАМИКИ В МАТЕМАТИЧЕСКОМ ПАКЕТЕ МАТЛАВ КАК ИНСТРУМЕНТ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Проблемы правильной оценки электропотребления и максимальной электрической нагрузки предприятий, организаций, учреждений, жилых домов всегда являлись важнейшими для их проектирования и эксплуатации. Так, при проектировании необходимо правильно оценить максимальные расчетные нагрузки как в целом по объекту (для присоединения к энергосистеме), так и на разных уровнях системы внутреннего электро-

снабжения (трансформаторные подстанции, распределительные устройства, отдельные кабельные линии). По этим нагрузкам выбирают все электрооборудование, поэтому они не должны быть превышены в процессе эксплуатации. В то же время неоправданное завышение расчетных нагрузок приводит к увеличению стоимости электрооборудования. Следовательно, нагрузка должна быть рассчитана как можно более точно [1].

Следует отметить, однако, что на стадии проектирования эти расчетные нагрузки не могут быть получены по характеристикам технологического оборудования. На это есть ряд причин:

а) предварительная оценка нагрузки для решения вопросов присоединения к энергосистеме должна быть определена еще на предпроектной стадии, в условиях минимума исходной информации, без трудоемких расчетов;

б) полный перечень электроприемников и их характеристики могут быть неизвестны или меняться в процессе проектирования;

в) даже если перечень всех приемников известен, то множество единиц оборудования и разнообразие режимов их работы не позволяют точно определить создаваемую ими нагрузку в различные моменты времени [3].

Таким образом, множество электроприемников каждой организации создает электротехническую систему, характеризуемую обобщенными параметрами электрической нагрузки.

Проблемы определения параметров электропотребления предприятий и организаций как электротехнических систем по-прежнему актуальны. Они не могут быть решены раз и навсегда, поскольку сами параметры постоянно изменяются под воздействием множества различных факторов. Сложность и многообразие этих проблем, возникновение новых объектов исследования требуют решения новых теоретических и прикладных задач, относящихся к электротехническим комплексам и системам. Использование традиционных и новых математических методов не является самоцелью, а служит решению этих задач.

Практичнее использовать структурно-топологическую динамику для оценки, прогноза и управления параметром, прежде всего электропотреблением, которое для многих предприятий является определяющим (лимитирующим) ресурсом производства. Ценологический подход к моделированию, заключается в том, что электропотребление отдельного объекта-особи рассматривается не изолированно, а соотносится с другими объектами в рамках рассматриваемого ценоза [2].

Ценологический подход к моделированию заключается в том, что электропотребление отдельного объекта-особи рассматривается не изолированно, а соотносится с другими объектами в рамках рассматриваемого ценоза.

Учитывая, что величина электропотребления непрерывна, исследование следует проводить в ранговой форме: каждому объекту присваивается ранг  $i$  – целое число в порядке убывания исследуемого параметра годового электропотребления особей. Ранг 1 приписывают особи с наибольшим электропотреблением. Особь, имеющая минимальное электропотребление, будет иметь ранг, равный общему числу объектов  $i = n$ . Выделение особей-элементов не является однозначно формализуемой операцией: границы особи-предприятия могут быть размыты, как и границы ценоза в целом. Это связано с проблемой фрактальности – неоднократно деления особей-элементов, составляющих ценоз. Для получения непрерывной функции  $A(x)$  из дискретной  $A$  (где  $x$  – непрерывный аналог целочисленного) применим метод наименьших квадратов. Получим невозрастающую функцию

$$A(x) = A_1 / x^\beta, \quad (1)$$

где  $\beta$  – характеристический показатель, определяющий степень крутизны кривой;  $A_1 = A_{max}$  – константа, в качестве которой принимается электропотребление наиболее крупного потребителя. Чем больше  $\beta$ , тем круче гиперболическая кривая и больше разрыв в электропотреблении между несколькоими, скажем, крупными предприятиями и остальной массой предприятий.

Параметры (1) зависят от природных, технических, информационных, социальных факторов, определяющих положение ценоза на временной траектории развития и его структуру. Изменение  $A_i$  и  $\beta$  во времени формализуется поверхностью рангового Н-распределения, определенной Фуфаевым как динамика первого рода:

$$A(r, t) = \frac{A_1(t)}{r^{\beta(t)}} = \frac{a_1 + b_1(t)}{r^{\beta_0(1-a^{-t/T})}}, \quad (2)$$

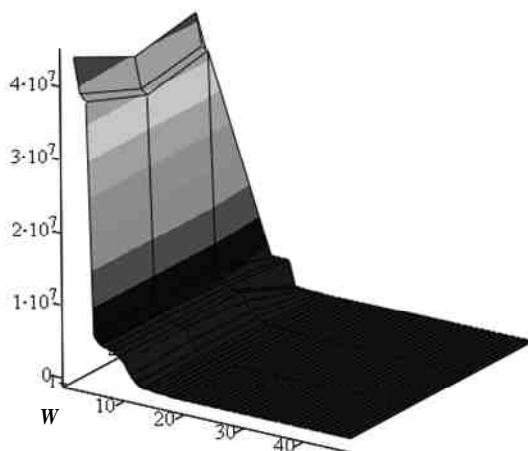
где  $A_1$  – электропотребление объекта, имеющего  $r = 1$ ;  $r$  – ранг объекта;  $\beta$  – характеристический показатель;  $t$  – временной ряд;  $a_1, \beta_0, T$  – константы аппроксимирующих уравнений.

Смысл прогнозирования заключается фактически в прогнозировании площади под кривой Н-распределения, скорректированной во времени конфигурацией Н-поверхности. Она, в свою очередь, является верхней границей объема суммарного электропотребления всех предприятий. Ценологический прогноз электропотребления отдельных предприятий основан на допущении о неизменности ранга каждой особи в структуре

электропотребления ценоза. Это допущение дает погрешность 10 % (в лучшем случае 2 – 5 %), но возможна и большая ошибка, если меняются продукция, собственник, условия конкурентноспособности [3].

Структурно-топологическую динамику объектов исследования можно построить с помощью различных пакетов программ. Например, Excel, Mathcad, Matlab и др.

Проиллюстрировать ожидаемые результаты работы при поддержке Гранта Директора ТИ(ф) ФГАОУ ВПО «СВФУ им. М.К. Аммосова» можно на примере построения в пакете Matlab поверхности на основе данных Нерюнгринского отделения энергосбыта по потреблению электрической энергии в январе, феврале, марте, апреле и мае 2008 года следующими отраслями: промышленностью, электроэнергетикой, сельским хозяйством, транспортом и связью, строительством, бюджетом, населением и пр. (см. рисунок).



Структурно-топологическая поверхность электропотребления Нерюнгринского отделения энергосбыта

Построению подобных графиков предшествует создание алгоритма, что требует умения пользоваться прикладными программами. В то же время, они часто применяются при исследовании в области энергетики, что объясняет актуальность выбранной для исследования темы.

#### Библиографический список

1. Кудрин Б.И. О теоретических основах и практике нормирования и энергосбережения // Промышленная энергетика. – 2000. – № 6. – С. 11 – 12.

2. **Поршнев С.В.** Matlab 7. Основы работы и программирования: учеб. – М.: ООО «Бином-Пресс», 2009.

3. **Гнатюк В.И.** Закон оптимального построения техноценозов. – Вып. 29. Ценологические исследования. – М.: Изд-во ТГУ, 2005.

*И.А. Шигаев, магистр;  
рук. А.В. Рагуткин, к.т.н., доцент  
(НИУ МЭИ(ТУ), г.Москва)*

## **РАЗРАБОТКА ИСТОЧНИКОВ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СУПЕРКОНДЕНСАТОРА В КАЧЕСТВЕ НАКОПИТЕЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Почти каждое промышленное предприятие в составе нагрузок системы электроснабжения содержит ответственные потребители, которые предъявляют особые требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии. Это потребители особой группы первой категории по надежности электроснабжения, которые должны предусматривать дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания, в качестве которого все чаще используют источники бесперебойного питания (ИБП) статического типа.

При отключении сети накопители энергии в ИБП должны обеспечить питанием нагрузку в течение определенного времени. В ИБП статического типа в качестве накопителя энергии широкое применение получили аккумуляторные батареи. Как правило, при необходимости запастись достаточно большой энергией – от нескольких сотен кДж и более – используются свинцовые аккумуляторы. Однако они имеют немалые габариты и, главное, вес. Если же требуется относительно небольшая емкость и мобильность устройства, то используются более современные типы аккумуляторов: никель-кадмиевые, металл-гидридные, литий-ионные, полимер-ионные и др.

В последнее время ведутся разработки по использованию конденсатора в качестве накопителя энергии в ИБП, разработанного на основе двойного электрического слоя. Такие конденсаторы часто называют суперконденсаторами или ионисторами. Плотность энергии в них в 10 раз выше, чем в обычных конденсаторах, а мощность при заряде/разряде до 10 раз выше мощности разряда аккумуляторных батарей (АБ). Ионисторы можно рассматривать как своего рода промежуточное звено между электролитическими конденсаторами и электрохимическими аккумуля-

торами. От первых они сохранили большое число циклов заряда-разряда, а от вторых – относительно невысокие токи зарядки и разрядки (цикл полной зарядки-разрядки может длиться секунду, а то и намного дольше). Их емкость также находится в диапазоне между наиболее емкими конденсаторами и небольшими аккумуляторами – обычно запас энергии составляет от единиц до нескольких сотен джоулей.

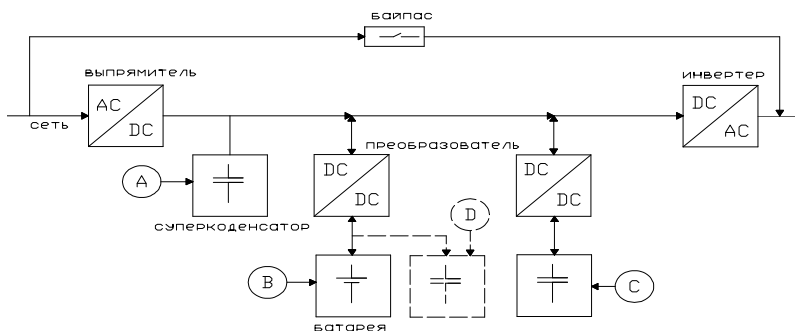
Замена аккумуляторной батареи (АБ) на суперконденсатор в источниках бесперебойного питания с двойным преобразованием имеет ряд преимуществ. Мощность ИБП с суперконденсаторами в десятки раз выше, удельная мощность суперконденсаторов порядка 10 кВт/кг, тогда как у АБ удельная мощность 200 – 400 Вт/кг. В среднем срок службы суперконденсатора 10 лет, а у АБ 3 – 7 лет. Количество циклов (заряда/разряда) у суперконденсаторов более 1 миллиона, у аккумуляторной батареи только 1000 циклов. У суперконденсаторов короткое время зарядки, уже через 10 минут ИБП готов к повторному отключению сети. В ИБП с аккумуляторами время зарядки составляет 4 – 6 часов. Суперконденсатор поставляет большую мощность, но в кратковременный период; АБ поставляет меньшую мощность длительный промежуток времени. Суперконденсаторы экологически безопасны, они требуют меньше обслуживания и ограничивают пусковые токи.

**Суперконденсаторы напрямую соединены с цепью постоянного тока** (положение А на рисунке). ИБП такой конфигурации могут быть большой мощности. Цепь постоянного тока напряжением порядка 110 – 400 В, тогда как напряжение суперконденсатора порядка 1,5 – 3 В, необходимо подключить около 200 – 300 суперконденсаторов последовательно. Но последовательное соединение большого количества суперконденсаторов вызывает определенные проблемы. Распределение напряжения суперконденсаторов не будет равномерным и поэтому энергия, накопленная в них, не может использоваться полностью. Если включить ИБП с разряженными суперконденсаторами, то будет большой бросок тока в сети.

**Суперконденсаторы напрямую связаны с цепью постоянного тока и аккумулятор подключен через DC/DC преобразователь** (положение А и В на рисунке). Характеристики такого способа соединения схожи с характеристиками в первой конфигурации. Преимущество использования батареи заключается в ее большой удельной энергии. Вес ИБП будет меньше, но и мощность также будет меньше.

**Батарея суперконденсаторов соединена через DC/DC преобразователь** (положение С на рисунке). Преимущества этой конфигурации в том, что ИБП становится более энергоемким. Требуется меньше обслуживания, ИБП заряжается быстрее. По сравнению с первым случаем, есть

возможность ограничить стартовый ток. Суперконденсаторной батарее не требуется высокого напряжения, и этот метод позволяет использовать большую часть запасенной энергии, мощность ИБП может быть выше в десятки раз при использовании суперконденсаторов вместо батареи такого же веса. Удельная мощность батареи 200 – 400 Вт/кг, в то время как удельная мощность суперконденсатора достигает 10 кВт/кг. Срок службы суперконденсатора 10 лет и он может выполнять более одного миллиона циклов заряда/разряда, тогда как у батареи 1000 циклов.



Возможные конфигурации ИБП с использованием батареи суперконденсаторов и аккумуляторных батарей

**Суперконденсаторы и аккумуляторная батарея подключены параллельно и соединены с цепью постоянного тока через DC/DC преобразователь** (положение В и D на рисунке). Этот метод не совсем хорош потому, что запасенная энергия не может быть использована полностью. Напряжение батареи не может упасть ниже фиксированного значения. Преимущество данной конфигурации в том, что суперконденсатор может поставить большую мощность в короткий срок, а аккумуляторная батарея – небольшую мощность, но длительный промежуток времени.

**Подключение суперконденсатора и аккумулятора к цепи постоянного тока через отдельные DC/DC преобразователи** (положение В и С на рисунке). Этот тип соединения похож на четвертый вариант, но запасенная энергия может быть использована полностью благодаря тому, что суперконденсаторы подключены через отдельный DC/DC преобразователь. Существует возможность зарядить/разрядить суперконденсатор и аккумуляторную батарею независимо друг от друга, тем самым использование суперконденсаторов становится эффективным.

Существуют несколько вариантов типов ИБП двойного преобразования с использованием суперконденсаторов в качестве накопителя энер-



гии, однако высокая стоимость суперконденсатора увеличивает стоимость самого ИБП. Поэтому важно выбрать приемлемую конфигурацию. Стоит отметить, что стоимость суперконденсаторов в последние годы сократилась более чем в 10 раз.

Применение суперконденсатора в ИБП двойного преобразования позволит увеличить мощность ИБП, повысить срок службы аккумуляторной батареи и надежность электроснабжения ответственных потребителей первой категории по надежности электроснабжения.

#### **Библиографический список**

1. Бут Д.А., Алиевский В.Л. Накопители энергии. – М.: Энергоатомиздат, 1991.

*Д.А. Консяев, асп.;*  
*рук. С.И. Гамазин, д.т.н., профессор*  
*(НИУ МЭИ, г. Москва)*

### **ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИБОРА УЧЕТА**

На сегодняшний день многие страны разрабатывают стратегии повышения эффективности использования энергетических ресурсов. Учет и управление электропотреблением уже давно стало неотъемлемой задачей энергетики. В электротехнике в данном направлении уже давно ведутся работы по созданию современных, высокотехнологичных и практичных приборов учета.

На основании уже достигнутых технологий по созданию приборов учета электроэнергии в жилом секторе проводят замену устаревших и вышедших за сроки межповерочных интервалов счетчиков электроэнергии на новые, современные, цифровые, многотарифные приборы учета, как квартирные, так и общедомовые.

Установка новых приборов учета электроэнергии обусловлена также внедрением приборов учета, способных к объединению в единые информационные сети. Сравнительно недавно стала активно внедряться такая система как, автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В связи с высоким уровнем развития технологий и применением микропроцессорных разработок в настоящее время система АИИС КУЭ приобрела действительно большой размах и новый аспект.

В настоящее время на рынке можно встретить достаточно большой ряд приборов учета электроэнергии, таких производителей как ООО «НПК Инкотекс», ЗАО «Матрица», ОАО Концерн «Энергомера», ОАО «МЗЭП», ФГУП «Нижегородский завод имени М.В. Фрунзе», ОАО «ЛЭМЗ», ЗАО «РиМ», ООО «ДЦ ТАЙПИТ» и многие другие.

В настоящее время многие счетчики электроэнергии позволяют устанавливать многоканальную связь с центром сбора информации. Способы передачи данных различны: это передача по силовым проводам (PLC), через оптический порт, по каналу Wi-Fi, через радио-модем, по отдельно проложенным проводам с использованием различных интерфейсов. Наиболее перспективным из проводных интерфейсов сейчас считается RS-485 и CAN. Каждая из приведенных схем объединения приборов учета электроэнергии в единую сеть обладает своими достоинствами.

Производители счетчиков приводят много характеристик, ненужных обычному потребителю, например, таких как: степень защиты, тип, система кодировки информации, габариты, и т. д. Все эти параметры интересны и необходимы энергосбытовым организациям, которые вводят в эксплуатацию и обслуживают данные приборы учета электроэнергии.

Для потребителя же основным критерием покупки счетчика всегда остается цена и качество. Технически грамотный покупатель, возможно, обратит внимание на номинальный ток, частоту, напряжение, тип и другие параметры, характеризующие счетчик электроэнергии. Но есть еще один параметр, на который стоит обращать особое внимание при выборе счетчика электрической энергии. Это класс точности прибора учета электроэнергии. По сути, класс точности – это погрешность прибора. Класс точности счетчика электрической энергии обязательно отображается на передней панели прибора и выглядит как цифра, помещенная в окружность. Существует принятая система стандартных величин классов точности приборов учета электрической энергии. Классы точности бывают следующие: 5,0; 2,0; 1,0; 0,5; 0,5S. Если к обозначению добавлена латинская буква S, например 0,5S, то это означает использование структурированного металла в трансформаторной системе данной модели счетчика. Это повышает надежность и долговечность прибора учета электроэнергии. Отсюда вытекает простой вопрос зачем же обычному покупателю обращать внимание на этот параметр, и если уж выбирать счетчик электроэнергии, то какой должна быть погрешность счетчика?

На первый взгляд, чем больше погрешность счетчика, тем лучше для потребителя. Если погрешность направлена в большую сторону, то можно написать жалобу в энергосбытовую компанию, и прибор обязаны будут заменить. Если же погрешность направлена в пользу потребителя,

то такая неисправность приносит выгоду владельцу квартиры. При таком подходе логичнее купить прибор с классом точности 5,0 или 2,0. И даже не электронный, а индукционный, с крутящимся диском. Такой счетчик очень легко затормозить. Множество примеров организации несанкционированного доступа счетчика представлены и в Internet. Однако в реальной жизни эти меры достаточно легко отслеживаются, тем более что многие энергосбытовые компании осуществляют периодические рейды по выявлению недоучета электроэнергии. Все существующие способы обмана приборов учета также хорошо известны и работникам энергопоставляющих организаций. За зафиксированное контролером нарушение обязательно последует крупный штраф для недобросовестного потребителя.

Как же можно легальным способом уменьшить размер ежемесячной платы за электроэнергию? Во-первых, для снижения уровня потребляемой за месяц электроэнергии нужно по возможности оснащать квартиру экономичным электрооборудованием. Электрические приборы в зависимости от потребляемой мощности и излучаемого светового потока подразделяются на семь классов – от А до G, причем к классу А относятся самые эффективные устройства, т.е. наиболее экономичные, а к классу G – наименее экономичные приборы. Там же указывается годовое потребление электроэнергии в кВт·ч. Каждому классу энергосбережения соответствует определенный уровень энергопотребления.

При использовании электрических приборов с высоким классом эффективности электропотребления потребитель автоматически начинает экономить. Чем больше класс энергопотребления, тем больше экономия потребления электроэнергии. Таким образом, общей рекомендацией при выборе оборудования на стадии покупки может служить класс энергосбережения или сравнение по потребляемой мощности двух с виду одинаковых электроприборов.

Каждый современный электрический прибор обязательно должен быть оснащен стабилизированным блоком питания. Встроенные блоки питания призваны стабилизировать показатели качества электрической энергии с целью максимально продлить срок службы бытового прибора.

Формируя требуемые показатели качества электроэнергии для приборов, блоки питания могут исказить кривые тока и напряжения в сети 220 В. Такое воздействие обычно происходит из-за генерации блоком питания в сеть высших гармоник тока и напряжения, что возможно даже в режиме холостого хода, т.е. когда телевизор не работает, но включен в сеть. Гармоники тока и напряжения снижают срок службы бытовых приборов, так как они способны вызвать ускоренное старение изоляции проводов, а в конечном итоге снижается безопасность жилья. Кроме

того, наличие гармоник тока в сети оказывает влияние на счетчики электрической энергии.

В счетчике электроэнергии существуют обмотки тока и напряжения, через которые протекает ток, потребляемый нагрузкой. В такой схеме вся электрическая часть счетчика находится под напряжением в 220 В и подвержена тем же скачкам напряжения, что и домовая электрическая сеть. Эта схема является не совсем надежной, но в то же время используется повсеместно.

Для идеальной сети погрешность счетчика электроэнергии может колебаться в пределах его класса точности. Максимальные погрешности счетчиков различного класса точности приведены в таблице.

**Диапазон погрешностей приборов учета электроэнергии для идеальной сети**

Класс точности прибора учета электроэнергии	2,5%	2,0%	1,0%	0,5%
Максимальная погрешность счетчика	102,5%	102,0%	101,0%	100,5%
Минимальная погрешность счетчика	97,5%	98,0%	99,0%	99,5%

Как правило, современные многотарифные приборы учета электроэнергии с высоким классом точности окупаются, где то в течение нескольких лет. Они также являются энергоэффективными в плане потребления и в плане контроля расхода за потреблением электроэнергии. Энергосбережение за счет приобретения энергоэффективной продукции и приборов учета электроэнергии, стало реально и достижимо, а также стала возможна экономия электроэнергии.