

Секция 1 Эффективность электроэнергетических установок и систем

Прогноз доз облучения населения при нормальных и чрезвычайных режимах эксплуатации объектов атомной энергетики

А.Н. Валяев

Институт Проблем Безопасного Развития Атомной Энергетики РАН, г. Москва, Россия

E-mail: anvalyaev@mail.ru

Сегодня наблюдается интенсивный рост производства электроэнергии на атомных электростанциях (АЭС), где производство энергии является самым эффективным высокотехнологичным процессом. Такое производство связано с повышенным радиологическим риском для окружающей среды и населения. Методы оценки таких рисков и связанных с ними ущербов приведены в наших работах [1-3]. Основными целями принятой отечественной ФЦП "Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года" являются реализация ускоренного развития атомного энергопромышленного комплекса для обеспечения геополитических интересов страны и энергетической безопасности РФ за счет ввода в эксплуатацию новых типовых серийных энергоблоков АЭС с общей установленной электрической мощностью не менее 2 ГВт в год. На это производство в связи с его повышенной радиационной опасностью накладывается ряд определенных и жестких требований, обуславливающих актуальность и важность проведения исследований, связанных с безопасной эксплуатацией каждой АЭС, обеспечивающей безусловно приемлемый радиологический риск для населения в районе расположения АЭС, с учетом не только уже работающих на ней энергоблоков (ЭБ), но и вводимых в эксплуатацию согласно ФЦП новых ЭБ. Первое и главное направление ФЦП «Развитие мощностей АЭС» включает: (1) Достройку ЭБ высокой степени готовности и продление сроков эксплуатации действующих ЭБ АЭС; (2) Строительство и ввод в эксплуатацию новых ЭБ на уже действующих и новых АЭС.

В данном исследовании были собраны, систематизированы и проанализированы данные по фактическим газоаэрозольным выбросам в атмосферу и жидким радиоактивным сбросам в поверхностные водоемы за длительный период эксплуатации всех АЭС России (1995-2008 годы). Наблюдаемая устойчивая ежегодная тенденция снижения уровней сбросов и выбросов создала научно – обоснованную базу для выполнения достоверных прогнозных их оценок от уже действующих ЭБ и вводимых согласно ФЦП новых ЭБ. Для примера на Рис.1 приведены фактические выбросы инертных радиоактивных газов за 2005 и 2006 гг. всех 10 отечественных АЭС в процентах от допустимых выбросов, приведенных в СП АС-03.

По разработанной нами методике прогнозной оценки величин выбросов и сбросов при введении новых ЭБ выполнены прогнозные оценки этих величин для тех АЭС, на которых будут вводиться новые ЭБ: Курской, Кольской, Калининской, Волгодонской, Ленинградской, Смоленской и Нововоронежской АЭС. Затем были сделаны расчетные оценки прогнозных среднегодовых концентраций радионуклидов и годовых доз внешнего облучения от радиоактивного облака, от поверхности и ингаляции, а также плотности выпадения радионуклидов за год. Расчеты проводились на основе разработанной в ИБРАЭ РАН моделирующей системы «Ностардамус» [5] с использованием имеющейся методики подготовки метеорологических данных Росгидромета, взятых по итогам наблюдений за последние три года в районе расположения каждой АЭС. Далее была проведена консервативная (максимальная) оценка установившегося содержания радиоактивных веществ в водных объектах региона АЭС. Для водоемов охладителей, водохранилищ, рек и озер расчет проводился при помощи созданной в ИБРАЭ нормативной модели [6]. Оценка прогнозных доз облучения от водопользования для критической группы населения «рыбаки» включала облучение за счет потребления питьевой воды, рыбы, молока, мяса и овощей. Она показала, что при самых консервативных (максимальных) оценках значения этих доз при хозяйственном использовании водоемов региона АЭС не превышают 10 мкЗв по сумме всех радионуклидов для любой из отмеченных АЭС. Прогнозируемые дозы облучения с учетом планируемого ввода новых ЭБ приведены в Таблице 1.

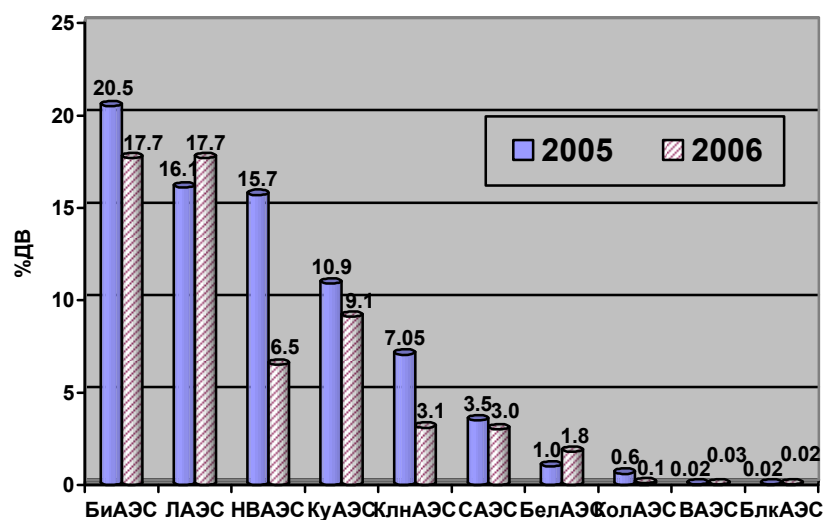


Рис. 1 Фактические выбросы инертных радиоактивных газов за 2005 и 2006 гг. отечественных АЭС в процентах от допустимых выбросов [4], приведенных в СП АС-03

Таблица 1. Данные по действующим и вводимым по ФЦП новым энергоблокам и прогнозные годовые дозы облучения населения в зоне наблюдения АЭС [4]

АЭС	Действующие энергоблоки	Вводимые энергоблоки типа ВВЭР	Эффективная доза облучения за счет водопользования мкЗв	Эффективная доза за счет воздушного пути облучения мкЗв	Эффективная доза облучения с учетом всех путей облучения, мкЗв
Курская АЭС	4 РБМК-1000	3	6,69	0.19	6.86
Кольская АЭС	4 ВВЭР-440	1	7,8	0.014	7.814
Калининская АЭС	4 ВВЭР-1000	1	3,4	0.012	3.412
Волгодонская АЭС	1 ВВЭР-1000	1	3,99	0.0026	3.9926
Ленинградская АЭС	4 РБМК-1000	4	0,62	0.24	0.86
Нововоронежская АЭС	2 ВВЭР -440 1 ВВЭР-1000	2	0,828	0.023	0.851
Смоленская АЭС	3 РБМК-1000	4	5,14	0.1	5.24

Такие дозовые нагрузки обеспечивают безусловно приемлемый уровень радиационного риска (менее 10^{-6} год⁻¹). Дополнительно радиационная опасность будет снижаться за счет модернизации существующих и разработки новых средств радиационной защиты, повышения культуры безопасности АЭС, введения новых технологий, например, реакторов нового поколения, удлиненного топливного цикла, выведения из эксплуатации устаревших реакторов. Новые ЭБ можно строить на площадках действующих АЭС. Если бы данное исследование выявило повышенный радиационный риск, то новые ЭБ пришлось бы сооружать на новых промплощадках за 30 км от существующих. Это привело бы к значительному удорожанию строительства за счет необходимости создания с нуля инфраструктуры.

По третьему направлению принятой ФЦП предполагается дальнейшее развитие мощностей по обращению с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами, в том

числе и на Сибирском Химическом Комбинате в г. Северске Томской Области. Это обстоятельство необходимо учитывать при прогнозировании общей радиационной обстановки и будущей прогнозной оценки доз облучения в данном регионе.

Одной из задач наших дальнейших исследований является анализ возможностей сопоставления расчетных значений доз с экспериментальными, например с результатами анализа по регистрируемому содержанию радионуклидов в рыбе, выполняемому на каждой АЭС.

Предлагаемая методика и методология прогноза доз облучения имеет универсальный характер и может быть использована как при нормальной эксплуатации объектов атомной энергетики, так и в аварийных режимах. Например, при анализе радиационной обстановки вблизи урановых хвостохранилищ [7], крупных водных бассейнов и рек [1-3], а также при катастрофах, связанных с прямыми интенсивными выбросами радиации в окружающую среду, как это имело место на АЭС «Фукусима» после катастрофического землетрясения 11 марта 2011 г. [8]. Здесь важным фактором является категоризации водных сред после радиоактивных взрывов и аварий [9]. Особенности использования описанной методологии в чрезвычайных ситуациях представлены в нашей следующей статье.

Список литературы:

1. Valyaev A.N.et.al., “Assessments of Risks and Possible Ecological and Economic Damages from Large-Scale Natural and Man-Induced Catastrophes in Ecology-Hazard Regions of Central Asia and the Caucasus” in NATO Science for Peace and Security Series (NSPSS) -C: Environmental Security, Proc. of NATO ARW “Prevention, Detection and Response to Nuclear and Radiological Threat”, May 2-7, 2007 Yerevan, Armenia, Editors: S. Apikyan. Publ. House: Springer, Netherlands, pp. 281-299. This article in NSPSS NATO ARW: “Nuclear Risk in Central Asia”, June 20-22, 2006, Kazakhstan, Almaty, Editors: B. Salbu, Publ. House: Springer, Netherlands, pp. 133-149), Proc. of NATO ARW: “Nuclear Risk in Central Asia”, Kazakhstan, Almaty, June 20-22, Editors: B. Salbu and L. Skipperud, Published House: Springer Science +Business Media B.V. Netherlands, 2008, pp. 133-149.
2. Valyaev A.N., et.al., “Managing risks to water resources in mountain regions from natural and man-made disasters” in Proc. of the NATO Advanced Research Workshop: “Stimulus for Human and Societal Dynamics in the Prevention of Catastrophes: NATO Science for Peace and Security Series. E: Human and Societal Dynamics” –vol. 80, pp.172-188, 2011, IOS Press – Amsterdam – Berlin – Tokyo –Washington, D.C., Edited by Arman Avagyan, David L. Barry, Wilhelm G. Goldewey, Dieter W.G. Reimer.
3. Valyaev A.N., Passel H.D. et.al. “Geo- chemical and Radiological Risks in dangerous regions of Central Asia and Caucasus, Ibidem, pp.194-203.
4. Valyaev A.N. et.al., “Prediction of irradiation doses for population under implementation of Russian Federal Program: ”Development of Russian atomic energy industrial complex on 2007-2020 years”. Ibidem, pp.294 - 308.
5. Арутюнян Р.В., и др. Компьютерная система "НОСТРАДАМУС" для поддержки принятия решений при аварийных выбросах на радиационно-опасных объектах. Известия Академии Наук. Сер. Энергетика, 1995, N4, с. 19-30.
6. Казаков С.В. и др. Компьютерное моделирование последствий поступления радиоактивных веществ в поверхностные водоемы // Известия РАН Энергетика. – 2004. . № 3. – стр. 74-81.
7. Valyaev A.N., Kazakov S.V., Aitmatov I.T., Aitmatova D.T. “ Problems of Ecologic Safety under Displacement of Rock Stones, controlled from Space, at Ecological Dangerous Regions of Tien-Shyan Mountains” in Proc. the First Intern. Conference ”Earth from Space - the Most effective Solutions” (in Russian), 2003 <http://www.transparentworld.ru/conference/presentations/operative.htm> tyan_shyan_prsnt.zip.
8. Valyaev A.N. et. al. in Proc: NATO ARW “Correlation between Human Factors and the Prevention of Catastrophes” Dnipropetrovsk, Ukraina, 12 – 15 September 2011, IOS Press – Amsterdam – Berlin – Tokyo –Washington, 2011; NATO Advanced Training Course: “Integrated Emergency Management for Mass Casualty Emergencies” 26-29 October 2011, Florence, Italy. (in press).
9. Kazakov S.V., Utkin S.S., Linge I.I., Valyaev A.N. “Categorization of Aqueous Media and Water Bodies by Contamination Radioactive Levels”, in Proc. of Intern. Conf. “Radioactivity after Nuclear Explosions and Accidents”, v.3, pp. 402-407, (in Russian), December 5-6, Moscow, Publ. House: St. Petersburg, GIDROMETIZDAT, 2006. –243 pp.

УДК 621.316.72

Снижение потерь электроэнергии за счет применения вольтодобавочных трансформаторов в распределительных сетях 0,4-10 кВ*А.И. Федотов, А.Р. Ахметшин**Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия**E-mail: ahmetshin.ar@rambler.ru*

В статье рассматриваются способы снижения отклонений напряжения и уменьшения несимметрии фазных напряжений в распределительных электрических сетях (РЭС) с помощью современных вольтодобавочных и симметрирующих трансформаторов. На конкретных примерах приводится методология оценки экономической эффективности от их применения.

Для электросетевых компаний соблюдение нормативного уровня напряжения [1] является актуальной проблемой. Немаловажным фактором, влияющим на энергосбережение, является несимметрия нагрузки РЭС на стороне 0,4 кВ, что обуславливает дополнительные потери электроэнергии как в фазных проводах, так и в нулевом проводе [2].

Ниже в статье рассматривается целесообразность применения и приводится экономическая оценка следующего оборудования:

- пункты автоматического регулирования напряжения (ПАРН) для напряжения 10 кВ;
- вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ) типа ТВМГ, для напряжения 0,4 кВ.

Применение ПАРН позволяет решить следующие задачи [3]:

- увеличение пропускной способности существующих линий для подключения новых потребителей;
- передача электроэнергии по линиям 6 и 10 кВ на большие расстояния;
- обеспечение качества электроэнергии, в том числе устранение несимметрии напряжений в линиях.

Основное предназначение ТВМГ [4]:

- автономное регулирование напряжения на каждой фазе;
- компенсация несимметрии фазных напряжений при несимметричных нагрузках.

На рис. 1а приведены суточные графики изменения напряжения на шинах ЦП и на вводах ТП №15. Как видно, потери напряжения в сети составляют приблизительно 5%, при этом наблюдается несимметрия фазных напряжений как на подстанции потребителя, так и на шинах ЦП, не превышающая 1,3 %. Если теперь перейти на сторону 0,4 кВ рассматриваемой подстанции, рис. 1б, то увидим, что нормативные требования в отношении ПКЭ не выполняются: наблюдаются как завышенные (шины 0,4 кВ ТП), так и заниженные (наиболее отдаленный участок) уровни напряжения. Причем для последнего не соблюдается как требование по предельно допустимому отклонению напряжения (10%), так и по условию обеспечения не менее 95% вероятности отклонений напряжения в пределах $\pm 5\%$. Дополнительным фактором, осложняющим выдерживание требуемых ПКЭ, является более высокая степень проявления по фазной несимметрии напряжений на стороне 0,4 кВ, достигающая в отдельные интервалы времени 15%.

Таким образом, требуется не только за счет регулирования поднять общий уровень напряжения для удаленных потребителей, но и симметрировать напряжения на шинах 0,4 кВ рассматриваемой подстанции. Очевидно, что не оснащенные устройствами РПН силовые трансформаторы 10/0,4 кВ не позволяют при данном характере суточного изменения нагрузок решить ни первую, ни вторую задачи. Так если за счет изменения коэффициента трансформации (при наличии запаса) поднять напряжение у удаленного потребителя в часы максимума нагрузок, то одновременно поднимется напряжение и на шинах 0,4 кВ ТП, что приведет к завышенному уровню напряжения у ближайших потребителей.

Только при избирательном управлении уровнем напряжения можно добиться выдерживания нормативных ПКЭ.

При установке в сети 10 кВ ПАРН, обеспечивающих по фазное регулирование напряжений, можно симметрировать последние и выровнять суточный график напряжений за счет реализации на ПАРН принципа встречного регулирования напряжения, причем по каждой фазе диапазон отклонений напряжения может быть сужен до 1%.

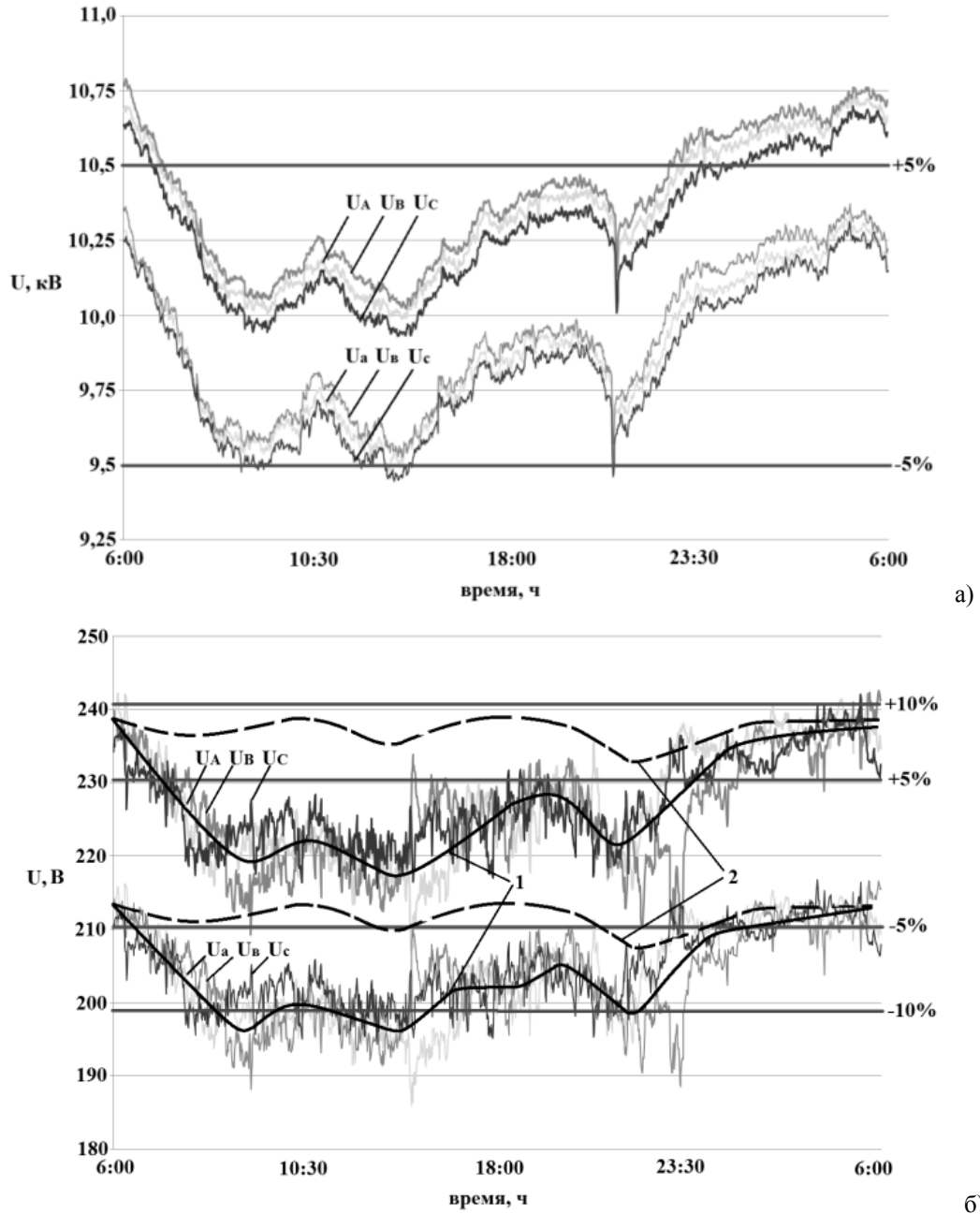


Рис.1. Изменение напряжения в течение суток на стороне 10 кВ и 0,4 кВ:
 а) на стороне 10 кВ, U_A, U_B, U_C – в ЦП; U_a, U_b, U_c – в ТП №15; б) на стороне 0,4 кВ, 1 – тренд напряжения без ПАРН; 2 – тренд напряжения при наличии ПАРН (U_A, U_B, U_C – в ТП №15; U_a, U_b, U_c – у наиболее отдаленного потребителя).

Из рис. 2 видно, что при условии регулирования напряжения в пределах $\pm 10\%$ и уровне номинального тока в месте установки ПАРН, не превышающего 100А, экономическая эффективность использования ПАРН начинается с 4 км. В крайне тяжелом случае при падении напряжения у потребителя до 30% ПАРН второй комплект экономически целесообразно устанавливать и на ЛЭП длиной превышающих 17 км.

Дополнительная проблема возникает по обеспечению нормативных ПКЭ у удаленных потребителей ТП №15. Размах отклонений напряжения требует введения в цепь питания бесконтактного устройства стабилизации напряжения, т.к. ПАРН не обладает необходимым быстродействием. В качестве такого можно использовать вольтодобавочные трансформаторы ТВМГ.

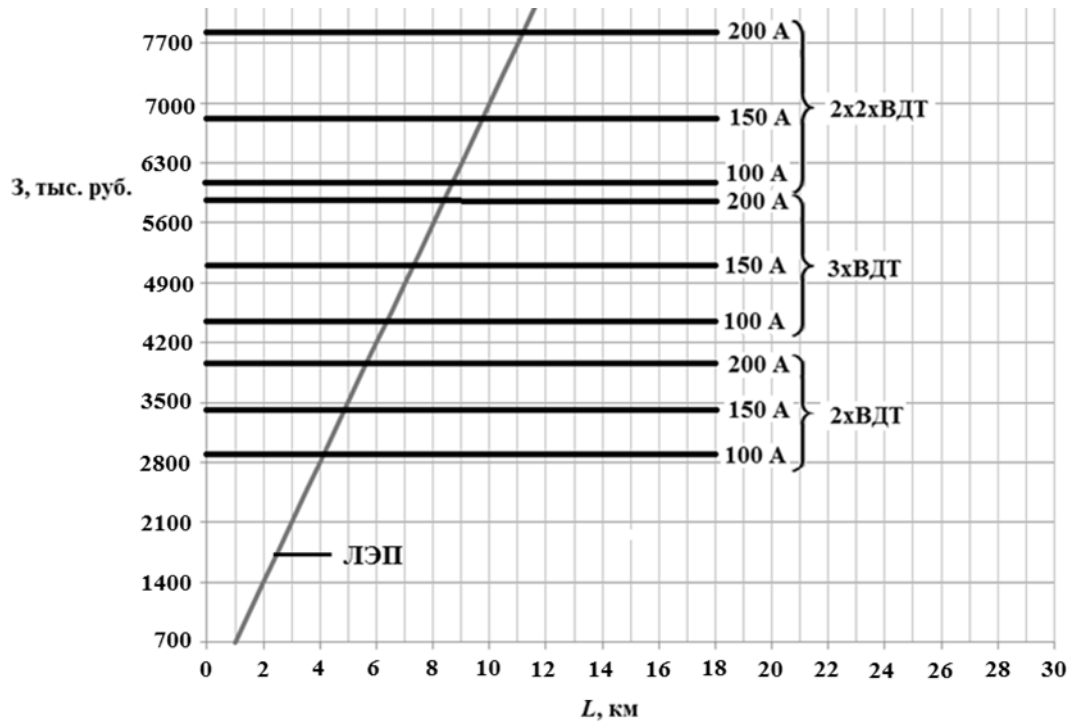
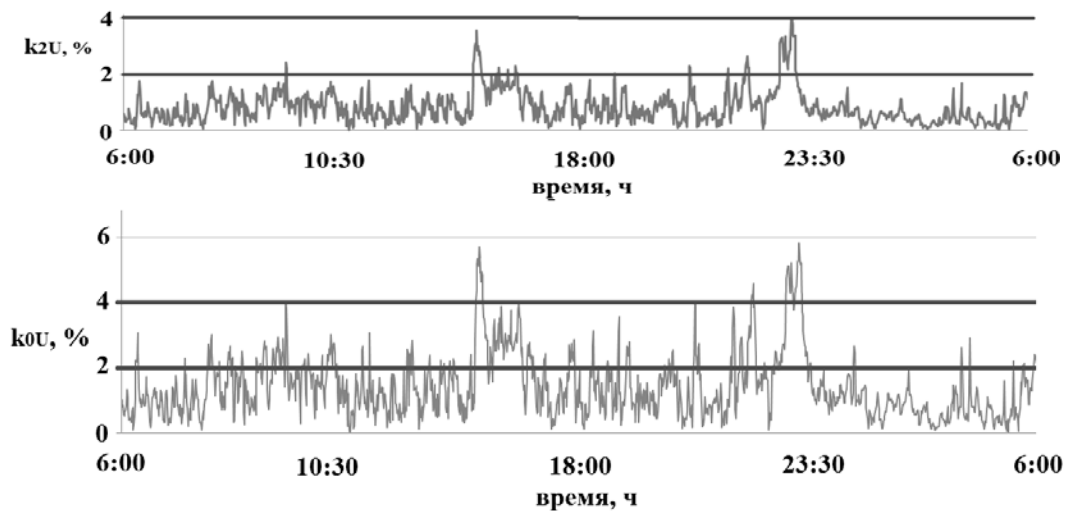


Рис. 2. Стоимость реконструкции ВЛ 10кВ и стоимость установок ПАРН

Для определения эффективности установки в сети 0.4 кВ вольтодобавочных трансформаторов типа ТВМГ в качестве примера рассмотрен фидер №3 со стороны 0.4 кВ ТП №15. На участке 1-21 используется провод марки А-35; на отпайках провод А-25. Длина линии от ТП №15 до опоры № 21 составляет 1,027 км, общая длина – 1.79 км. Цифрами по всей протяженности ЛЭП обозначаются номера опор, среднее расстояние между которыми 51 м. Ток в каждой фазе на ТП в часы максимума не превышает 70 А. Диаграмма изменения напряжения в течение суток, приведенная на рис. 1б, показывает необходимость как стабилизации уровня напряжения в допустимых пределах, так и снижение его несимметрии.

На рис. 3 представлена диаграмма изменения коэффициентов несимметрии напряжения по обратной (k_{2U}) и нулевой (k_{0U}) последовательностям в течение суток. Напряжения прямой и обратной последовательности определены по диаграммам на рис.1б.

Рис. 3. Изменение коэффициентов k_{2U} и k_{0U} в течение суток

Из диаграммы (рис.3) видно, что коэффициенты k_{2U} и k_{0U} течение суток превышают нормальное допустимое (2%), а k_{0U} и предельно допустимое (4%) значения несимметрии напряжения [1]. Это ведет к появлению токов нулевой и обратной последовательности, способствует увеличению потерь электроэнергии в силовых трансформаторах и линиях электропередачи.

Установка ТВМГ дешевле реконструкции ЛЭП. С помощью него на данном участке ЛЭП можно решить ряд задач, способствующих улучшению ПКЭ, важнейшими из которых является стабилизация напряжения в допустимых пределах, включая часы максимума нагрузок, а также уменьшению несимметрии напряжения.

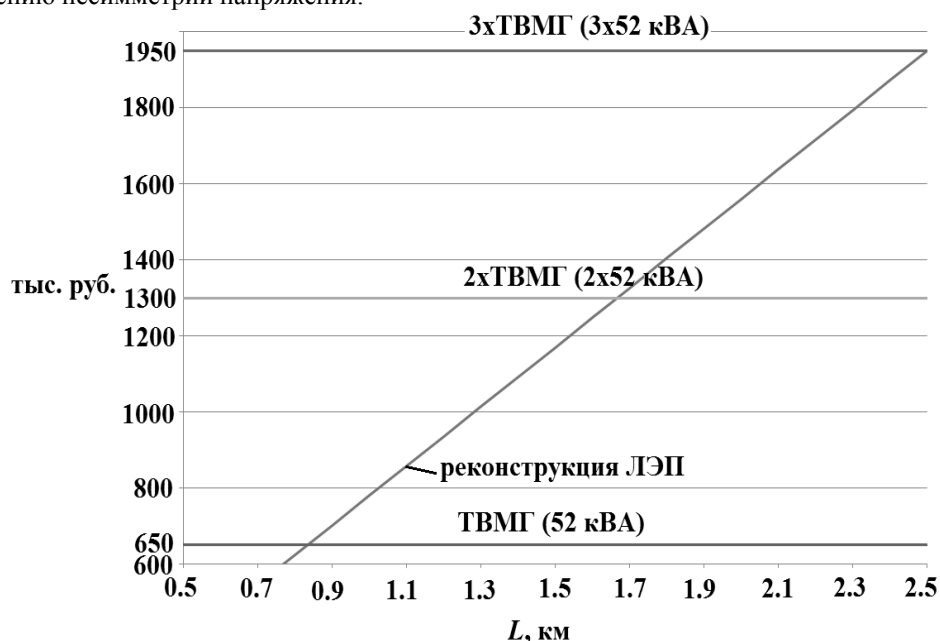


Рис. 4. Стоимость реконструкции ВЛ 0,4 кВ и стоимость установки ТВМГ

По рис. 4 можно определить экономическую целесообразность установки ТВМГ. Установка одного ТВМГ целесообразна на фидерах превышающих длину 0,8 км, установка двух ТВМГ – 1,7 км, установка трех ТВМГ – 2,5 км.

Выводы:

Используя рассмотренное в статье оборудование в РЭС 0,4-10 кВ, возможно, избавиться от основных негативных явлений, тем самым улучшить ПКЭ.

Список литературы:

1. ГОСТ 13109. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
2. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. 456 с.
3. Перинский Т.В., Родионов О.С. Опыт эксплуатации пункта автоматического регулирования напряжения в распределительных сетях 6-10 кВ // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность 2009. №3. С. 33-34.
4. Сайт компании ООО "СКЭ – ЭЛЕКТРО". URL: <http://www.ske-electro.ru> (дата обращения: 24.05.11).

Анализ эффективности применения ветрогенераторов в условиях Томской области

С.В. Барановский, В.Е. Губин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: cpt@vtomske.ru

Анализ эффективности применения различных ветрогенерирующих систем в условиях Томской области с анализом скоростей ветров, их продолжительности, техническими особенностями ветрогенераторов.

Томская область характеризуется суровыми климатическими условиями большой удалённостью населённых пунктов от источников электроэнергии. Не смотря на наличие в области крупных электрогенерирующих мощностей дефицит электроэнергии составляет порядка 60%.

Всё это создаёт предпосылки к использованию в системах электроснабжения области альтернативных источников энергии.

Наиболее доступным источником электроэнергии является ветер. Возможность установки ветрогенераторов в непосредственной близости от потребителей электроэнергии позволяет существенно снизить затраты на доставку электроэнергии и уменьшить их потери. Использование же ветрогенераторов в действующих системах электроснабжения основными генерирующими мощностями которых являются дизельные генераторы позволит добиться более качественного электроснабжения потребителей, уменьшить расходы дорогих видов топлив и ГСМ.

Рассмотрим возможность установки ветрогенераторов в населённых пунктах Томской области и эффективности их применения. Наиболее распространёнными условиями применения ветрогенераторов будем считать установки мощностью до 15кВт устанавливаемые на высотах порядка 10м и предназначенные для электроснабжения жилых домов, а так же установки мощностью от 2 до 7 МВт, располагаемые на высотах в 100 м и используемых совместно с существующими дизельными электростанциями.

Таблица 1 – характеристики ветрогенераторов.

Ветрогенератор	EuroWind-300L	EuroWind-2	EuroWind-5	EuroWind-10	Vestas V90-2MW	Vestas V112-3MW	Vestas V164-7MW
Максимальная мощность, кВт	0,5	3	6,4	13	2000	3000	7000
Начальная скорость ветра, м/с	2,5	2	2	2	4	3	4
Номинальная скорость ветра, м/с	12	9	10	10	12	12	12
Количество лопастей, шт.	3	3	3	3	3	3	3
Диаметр ротора, м.	1,5	3,2	6,4	8	88	109,2	160
Цена, тыс. руб.	27	177	306	597	60000	90000	210000

Для расчёта себестоимости электроэнергии примем увеличение стоимости на 30% в связи с доставкой и таможенными пошлинами. Годовое обслуживание 10% от стоимости генератора. Цена аккумуляторов и инвертора примем равной стоимости генераторов для генераторов мощностью до 15 кВт.

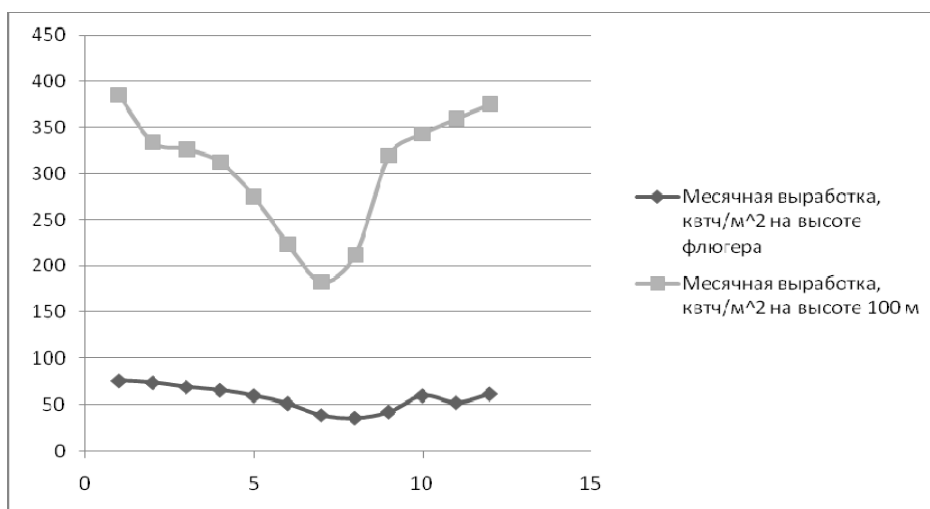


Рис. 1. ежемесячная выработка электроэнергии с. Александровское

Анализ распределения скоростей ветра и их продолжительности на разных высотах показал распределение мощностей ветрогенераторных установок с учётом их технических ограничений. При расчёте были учтены следующие особенности работы ветрогенераторов: величина скорости срагивания, максимальная скорость ветра до отключения установки, изменения вырабатываемой мощности при скоростях ветра выше номинальной.

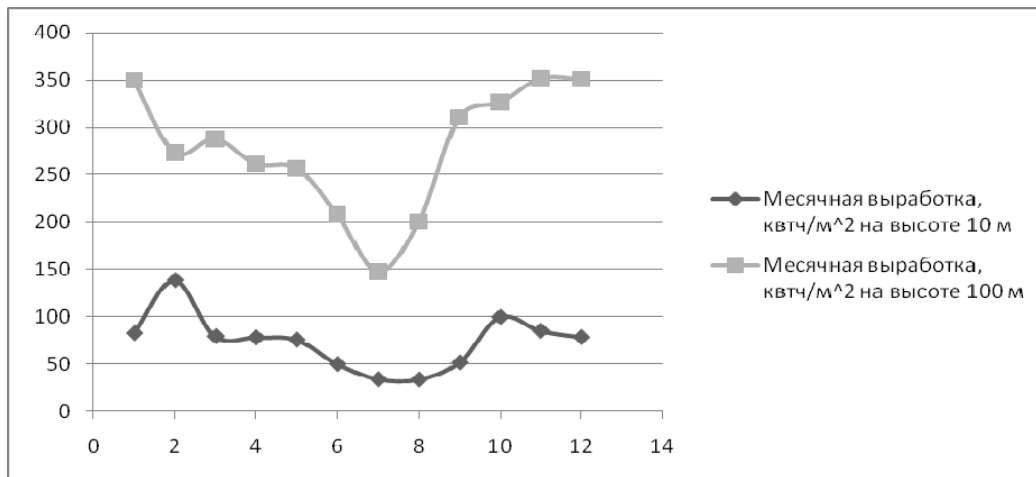


Рис. 2 - месячная выработка электроэнергии п. Колпашево.

На основе анализа данных ветрогенераторов и скоростей ветра был произведён технико-экономический расчёт эффективности применения ветрогенераторов.

Таблица 2 – себестоимость электроэнергии.

	Александровское. Себестоимость руб./кВтч.	Колпашево. Себестоимость руб./кВтч
Ветрогенератор EuroWind-300L Цена и обслуживание за 15 лет 102600 рублей	5,7	5,7
Ветрогенератор EuroWind-2 Цена и обслуживание за 15 лет 504600 рублей	6,16	6,16
Ветрогенератор EuroWind-5 Цена и обслуживание за 15 лет 1468000 рублей	4,66	3,43
Ветрогенератор EuroWind-10 Цена и обслуживание за 15 лет 2865000 рублей	1,16	0,89
Ветрогенератор Vestas V90-2MW Цена и обслуживание за 15 лет 168000000 рублей	0,61	0,67
Ветрогенератор Vestas V112-3MW Цена и обслуживание за 15 лет 252000000 рублей	0,46	0,51
Ветрогенератор Vestas V164-7MW Цена и обслуживание за 15 лет 588000000 рублей	0,507	0,55

Вывод: использование ветрогенераторов уже на данный момент позволяет получить электроэнергию стоимость которой меньше стоимость электроэнергии получаемых от дизельных электростанций в 5-9 раз для ветрогенераторов малой мощности. Использование же ветрогенераторов большой мощности устанавливаемых на высотах в 100м позволяет получать электроэнергию стоимость которой на 20% ниже стоимость электроэнергии получаемой на уже имеющихся тепловых электростанциях области.

Список литературы:

1. Лукутин Б.В. Кадастр возможностей – М.: Издательство научно технической литературы, 2002. – 275 с.
2. <http://asupro.com/>
3. <http://www.vestas.com>

**Разработка модели статического синхронного компенсатора реактивной мощности для
всерезимного моделирования в реальном времени**

А.С. Васильев

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

vasilevas@tpu.ru

В работе обозначены требования к средствам моделирования электроэнергетических систем с активно-адаптивными электрическими сетями. Представлено математическое описание статического синхронного компенсатора реактивной мощности, обоснован выбор схемы для его моделирования и представлена схема замещения, определяющая допущения. Выбран метод моделирования, позволяющий избежать методической ошибки при моделировании.

С целью радикального повышения уровня управляемости электропередачи создаются интеллектуальные электроэнергетические системы (ИЭС) с активно-адаптивными электрическими сетями (ААЭС). Для создания эффективных алгоритмов управления ААЭС, а так же разработки нового и оценки правильности работы существующей РЗА требуются достоверные средства моделирования электроэнергетических систем с возможностью выдачи аналоговых и дискретных сигналов на внешние устройства. Основой для создаваемых ИЭС с ААЭС служат устройства FACTS – управляемые линии передачи переменного тока, к которым относятся: статические тиристорные компенсаторы (СТК), управляемые шунтирующие реакторы (УШР), фазоповоротные устройства (ФПУ), параллельные статические синхронные компенсаторы реактивной мощности (СТАТКОМ), управляемые продольные компенсаторы (УПК), объединенные регуляторы потоков мощности (ОРПМ), вставки постоянного тока (ВПТ) и др.

Базовым устройством для ОРПМ, ВПТ и некоторых УПК является СТАТКОМ. Анализ схемотехнических решений последнего [1–5] показал, что основные их отличия обусловлены реализацией статического преобразователя напряжения (ПН). Наибольшее распространение получила трехуровневая мостовая схема ПН, однако основой для многоуровневых схем служат двухуровневые схемы преобразования [1]. В связи с этим для моделирования выбрана именно двухуровневая схема СТАТКОМ, схема замещения которого представлена на рисунке 1.

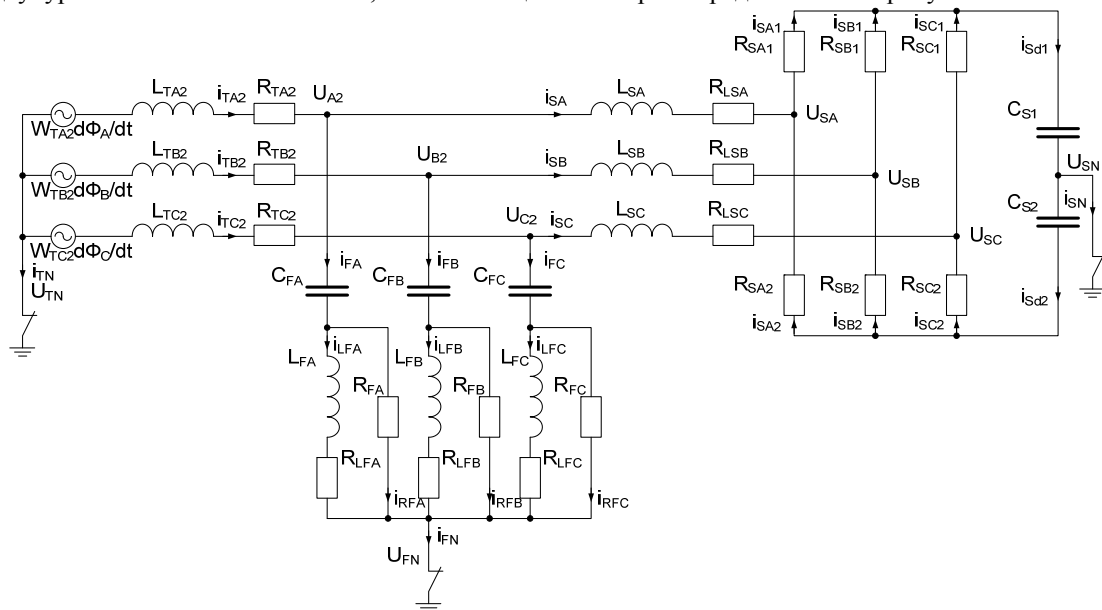


Рис. 1. Схема замещения СТАТКОМ с двухуровневой схемой ПН и фильтром нижних частот. Где $L_{T\xi 2}$, $R_{T\xi 2}$ – индуктивность и активное сопротивление вторичной обмотки фазы $\xi = A, B, C$ трансформатора;

$L_{S\xi}$, $R_{LS\xi}$ – индуктивность и активное сопротивление токоограничивающего реактора;

$L_{F\xi}$, $R_{LF\xi}$ – индуктивность и активное сопротивление реактора фильтра нижних частот (ФНЧ);

C_{S1} , C_{S2} – емкости конденсаторных батарей (КБ) на стороне выпрямленного напряжения.

Силовые полупроводниковые ключи замещены активными сопротивлениями с изменяемой вольтамперной характеристикой (ВАХ), соответствующей ВАХ ключа в открытом и закрытом состояниях.

Учитывая допущения принятые в принципиальной схеме и обоснованный далее способ моделирования, уравнения принимают следующий вид.

Математическая модель реактора представлена следующими уравнениями.

$$\begin{cases} U_{LS\xi} = U_{\xi 2} - U_{SN} - U_{RLS\xi} - U_{S\xi 1} - U_{Sd1}; \\ i_{S\xi} = \frac{1}{L_{S\xi}} \int U_{LS\xi} dt; \\ U_{RLS\xi} = i_{S\xi} R_{LS\xi}. \end{cases}$$

$U_{RLS\xi}$, $U_{LS\xi}$ – составляющие напряжений токоограничивающих реакторов,

$U_{S\xi j}$ – напряжения на ПП ключах ПН, при $j=2$ ключ подключен к положительной клемме КБ, при $j=1$ – к отрицательной,

U_{Sdj} – напряжения на КБ.

Система уравнений, в соответствии с которой моделируются процессы в ПН

$$\begin{cases} i_{S\xi 1} = i_{S\xi} + i_{S\xi 2}; \\ U_{S\xi 1} = i_{S\xi 1} R_{S\xi 1}; \\ U_{S\xi 2} = -U_{Sd1} - U_{Sd2} - U_{S\xi 1}; \\ i_{S\xi 2} = \frac{U_{S\xi 2}}{R_{S\xi 2}}. \end{cases} \quad (1)$$

Согласно уравнению (1) в модели может быть реализован любой ключ с помощью его ВАХ.

Напряжения и токи конденсаторов определяются системой уравнений

$$\begin{cases} i_{Sdj} = i_{SAj} + i_{SBj} + i_{SCj}; \\ U_{Sdj} = \frac{1}{C_{Sj}} \int i_{Sdj} dt. \end{cases}$$

Система уравнений описывающая процессы в ФНЧ

$$\begin{cases} i_{F\xi} = i_{T\xi 2} - i_{S\xi}; \\ U_{CF\xi} = \frac{1}{C_{F\xi}} \int i_{F\xi} dt; \\ i_{RF\xi} = i_{F\xi} - i_{LF\xi}; \\ U_{RF\xi} = i_{RF\xi} R_{F\xi}; \\ U_{LF\xi} = U_{RF\xi} - U_{RLF\xi}; \\ i_{LF\xi} = \frac{1}{L_{F\xi}} \int U_{LF\xi} dt; \\ U_{RLF\xi} = i_{LF\xi} R_{LF\xi}; \\ U_{\xi 2} = U_{FN} + U_{CF\xi} + U_{RF\xi}. \end{cases}$$

В системе уравнений приняты следующие обозначения:

$U_{CF\xi}$ – напряжения на конденсаторах;

$U_{LF\xi}$, $U_{RLF\xi}$ – напряжения на индуктивностях и активных сопротивлениях реакторов ФНЧ;

$U_{RF\xi}$ – напряжения на активных сопротивлениях ФНЧ;

Уравнения, описывающие работу трансформатора, имеют следующий вид

$$U_{1\xi} = U_{\xi 1};$$

$$\Phi_{\xi} = \frac{\int (U_{1\xi} - R_{T\xi 1} i_{T\xi 1}) dt - L_{T\xi 1} i_{T\xi 1}}{W_{T\xi 1}};$$

$$F_{T\xi} = \Phi_{\xi}^2 - \alpha \Phi_{\xi} (\Phi_{\xi} - F_{T\xi}); \quad (2)$$

$$U_{2\xi} = U_{\xi 2};$$

для схемы соединения Y, Y₀;

$$U_{2\xi} = \frac{U_{\xi 2} - U_{\xi+1 2}}{\sqrt{3}}$$

для схемы соединения Δ;

$$i_{T\xi 2} = \frac{-\int (U_{2\xi} + R_{T\xi 2} i_{T\xi 2}) dt + \Phi_{\xi} W_{T\xi 2}}{L_{T\xi 2}};$$

$$U_{3\xi} = U_{\xi 3},$$

для схемы соединения Y, Y₀;

$$U_{3\xi} = \frac{U_{\xi 3} - U_{\xi+1 3}}{\sqrt{3}},$$

для схемы соединения Δ;

$$i_{T\xi 3} = \frac{-\int (U_{3\xi} + R_{T\xi 3} i_{T\xi 3}) dt + \Phi_{\xi} W_{T\xi 3}}{L_{T\xi 3}};$$

$$i_{T\xi 1} = \frac{F_{T\xi} + W_{T\xi 2} i_{T\xi 2} + W_{T\xi 3} i_{T\xi 3}}{W_{T\xi 1}}.$$

В уравнениях приняты следующие обозначения:

$U_{i\xi}$ – напряжение на i -той обмотке фазы $\xi = A, B, C$;

Φ_{ξ} – суммарный поток обусловленные токами фазы ξ ;

$W_{T\xi i}$ – число витком i -той обмотки соответствующей фазы ξ ;

$R_{T\xi i}$ – сопротивление i -той обмотки фазы ξ ;

$L_{T\xi i}$ – индуктивность i -той обмотки фазы ξ ;

$i_{T\xi i}$ – ток в i -той обмотке фазы ξ ;

$F_{T\xi}$ – намагничивающая сила электромагнитной системы фазы ξ .

Уравнение (2) служит для аппроксимации кривой намагничивания трансформатора.

В схеме СТАТКОМ обмотка высокого напряжения соединена в звезду, обмотка, подключенная к СТАТКОМ может быть соединена в звезду или треугольник. Третья обмотка, при ее наличии, чаще всего соединяется в треугольник и является компенсирующей.

Для исключения методической ошибки решение полученной системы дифференциальных уравнений осуществляется по методу непрерывного неявного интегрирования, с помощью цифро-аналоговых структур специализированного гибридного процессора [6]. Выбранный метод позволяет обеспечить всережимное моделирование в реальном времени процессов, протекающих в статическом синхронном компенсаторе и устройствах FACTS на его основе при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы.

Список литературы:

1. Шейко П.А., Балыбердин Л.Л., Мазуров М.И., Николаев А.В. СТАТКОМ как средство компенсации реактивной мощности в сетях высокого напряжения // Новое в российской энергетике. – 2003. – №5. – с. 39–43.
2. Ситников В.Ф., Рябчинский М.В. Схемы полупроводниковых преобразователей для систем электропередачи // Электрические станции. – 2007. – №4. – с. 40–44.
3. Кошелев К.С. Исследование и разработка средств защиты статического тиристорного компенсатора реактивной мощности с цифровой системой управления: Дисс. на соискание степени канд. техн. наук. – М.: МЭИ (ТУ), 2008. – 191 с.
4. Разработка бестрансформаторного STATCOM на 6,6 кВ на базе пятиуровневого инвертора с экспериментом на опитном образце 200 В/10 кВА. URL: <http://www.matic.ru/doc/articles/article2.pdf>. Дата обращения: 01.10.2011.
5. Mathur R.M., Varma R.K. Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems. Piscataway // IEEE Press, 2002. – 518 pp.

6. Гусев А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем: Дисс. на соискание степени докт. техн. наук. – Томск, 2008. – 317 с.

УДК 622.243

Стенд для исследования эффективности электроимпульсного разрушения горных пород

Д.В. Ганьков, Я.Д. Голощапов, В.Ф. Вазюв

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.

E-mail: zurkov@hvd.tpu.ru

Стенд предназначен для исследования эффективности разрушения горных пород электроимпульсным способом перемещающейся электродной системой и при повышении температуры. Разработаны испытательные камеры и устройства как для вариации условий перемещения электродных систем, так и температур. Генератор высоковольтных импульсов и схемы измерения позволяют изменять и регистрировать рабочее напряжение, частоту следования импульсов, запасённую энергию.

В Томском политехническом университете был открыт и успешно разрабатывается новый способ управляемого разрушения твердых не проводящих и полупроводящих материалов с помощью импульсных электрических разрядов внутри твердого тела (электроимпульсный способ). Исследованы закономерности импульсного пробоя твердых тел, которые позволили установить условия превышения электрической прочности жидких диэлектриков над прочностью твердых диэлектриков [1,2]. Установлено, что с сокращением времени приложения импульсного напряжения электрическая прочность жидких диэлектриков растет быстрее, чем прочность твердых диэлектриков и при временах порядка 10^{-6} сек и менее оказывается выше прочности твердых диэлектриков [1,2]. Импульсная электрическая прочность диэлектрической среды характеризуется ее вольт-секундной характеристикой. Взаимное расположение вольт-секундных характеристик твердого и жидкого диэлектриков схематично представлено на рис. 1.

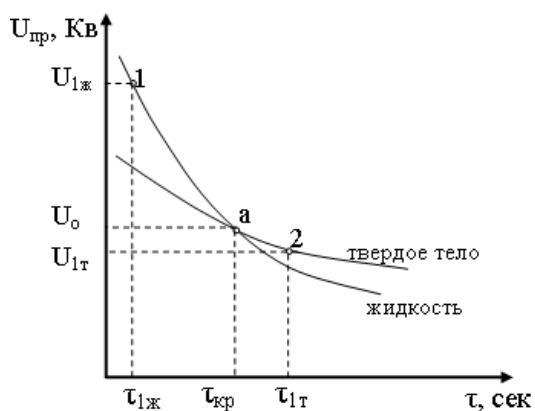


Рис. 1. Зависимость пробивного напряжения твердых тел и жидкостей от времени приложения напряжения (Вольт-секундная характеристика)

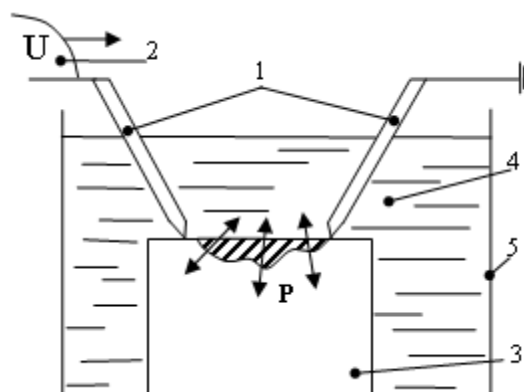


Рис. 2. Схема электроимпульсного пробоя и разрушения твердых тел. 1-электроды, 2-импульс напряжения, 3-твердый диэлектрик, 4-жидкость, 5-бак.

Из этого рисунка видно, что вольт-секундные характеристики твердых и жидких диэлектриков пересекаются в некоторой точки «а», соответствующей критической крутизне импульса $A_{кр} = U_0 / \tau_{кр}$. В области левее точки «а» электрическая прочность жидкого диэлектрика выше прочности твердого диэлектрика (точка 1), а правее - выше прочность твёрдого диэлектрика (точка 2) [1,2]. Таким образом, если поместить твердое непроводящее тело в жидкую среду (трансформаторное масло, глицерин, вода и т.д.) и расположить на нем электроды, как показано на рис 2, то при воздействии импульсов с крутизной выше критической, (рис 1) разряды будут происходить не по поверхности тела в жидкой среде, а в толще тела и при достаточной энергии в импульсе будут разрушать его. Разрушение происходит вследствие высоких импульсных давлений P , возникающих в канале разряда при импульсном электрическом пробое [1]. На этом принципе могут быть основаны такие процессы управляемого разрушения твердых тел, как бурение скважин

сплошным и кольцевым забоем, дробление и измельчение горных пород, резание и обработка камня, очистка литья от пригаров формовочной земли и другие производственные процессы, технология которых связана с разрушением твердых тел. При разряде внутри твердого тела до 50-75 % энергии источника выделяется непосредственно в канале разряда в твердом теле и, таким образом, значительно уменьшаются потери энергии в промежуточных звеньях преобразования электрической энергии в энергию разрушения, имеющее место в других способах разрушения горных пород. Кроме этого известно [3], что предел прочности горных пород при сжатии в 15-25 раз выше, чем при растяжении. Разрушение горных пород существующими механическими способами происходит за счет усилий сжатия, тогда как при внедрении импульсного электрического разряда внутрь породы основными разрушающими усилиями являются усилия растяжения. Эти обстоятельства указывают, что в самом принципе электроимпульсного разрушения горных пород имеются преимущества перед существующими способами. Целью данной работы является разработка и изготовление высоковольтного испытательного стенда, который предназначен для исследования эффективности разрушения горных пород электроимпульсным способом перемещающейся электродной системой и при повышенных температурах. Генератор высоковольтных импульсов (ГИН) позволяет регулировать рабочее напряжение, частоту следования импульсов, запасаемую энергию. Поскольку ГИН с зарядкой через индуктивность обеспечивает весьма малые значения зарядных сопротивлений, он предпочтительней для получения часто следующих импульсов [4]. Для опытов с энергией в импульсе не более 100 Дж использован низкоимпедансный малогабаритный ГИН, фотография которого приведена на рис. 3.

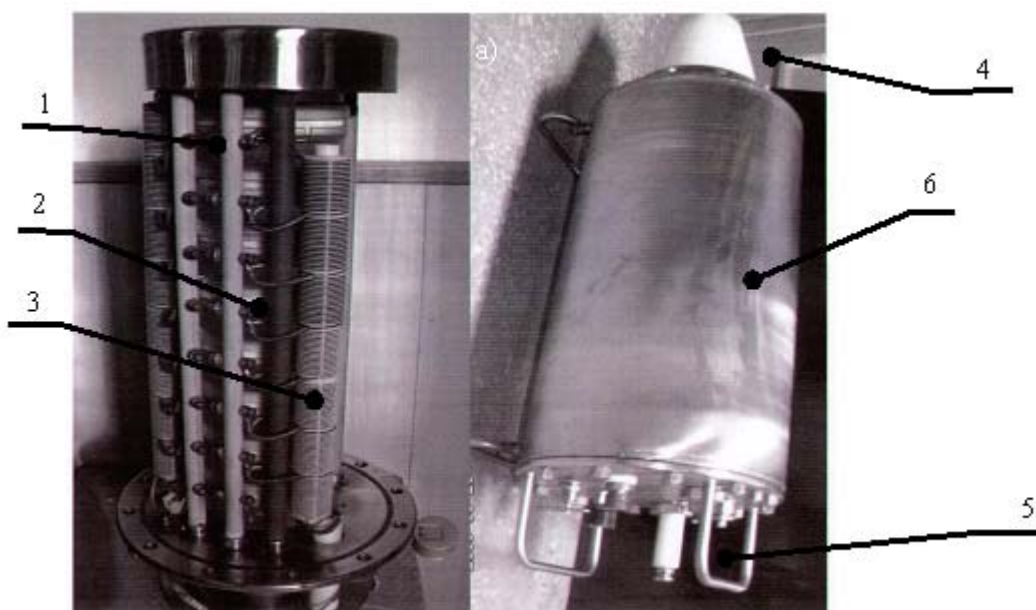


Рис. 3 Генератор импульсных напряжений

а) 1- зарядная индуктивность, 2- искровой разрядник, 3- конденсатор, б) 4- высоковольтный изолятор, 5- высоковольтный ввод, 6- корпус.

ГИН напряжением 240 кВ собран на керамических конденсаторах марки К-15-10(40 кВ, 0,01 мкФ) (3), размещённых вместе с катушками индуктивности (1) и разрядниками (2) в герметичном цилиндрическом металлическом корпусе (6), заполненном азотом под давлением 5-6 атм. На нижнем фланце корпуса расположены разъёмы для присоединения кабелей от зарядного устройства 30 кВ (5) и генератора поджигающих импульсов, шланга от баллона с азотом и манометр для контроля давления внутри корпуса. В верхней части генератора расположен высоковольтный ввод из полиэтилена (4). Корпус ГИН экранирует электромагнитное излучение, что в значительной степени улучшает электромагнитную обстановку и приближает её к требованиям по электромагнитной совместимости.

Разработаны испытательные камеры и устройства для вариации условий перемещения как электродных систем, так и температур. На рисунке 4 представлена фотография испытательной камеры с перемещающейся электродной системой. Привод электродной системы состоит из

асинхронного двигателя (1) соединенного через диэлектрическую муфту с червячным редуктором (2), ремённой передачи и вала (3), к которому крепится электродная система (4). Вал закреплён на каркасе (5), в котором находится образец. Каркас лебёдкой опускается в полиэтиленовый бак с водой, установленный на изоляторах [5].



Рис. 4 Испытательный стенд для резания горных пород и искусственных материалов.

1- двигатель, 2- редуктор, 3- вал, 4- электродная система, 5- каркас, 6- ГИИ, 7- высоковольтный делитель напряжения.

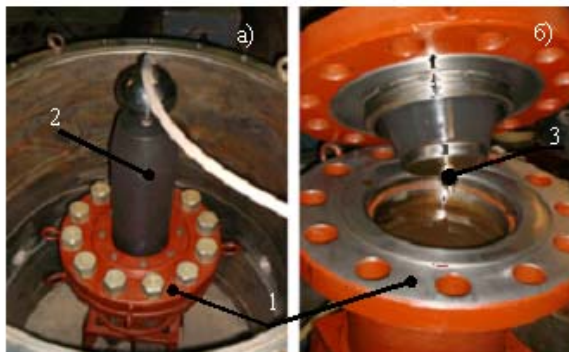


Рис. 5 Камера для проведения экспериментов с изменением температуры. 1- камера, 2- ввод, 3- высоковольтный электрод

На рис.5 представлено устройство для испытания твердых диэлектрических образцов и горных пород при повышенной температуре. Камера (1) изготовлена из легированной стали и выполнена в виде цилиндра с толщиной стенки 40 мм, объем камеры 6,2 литра. Высоковольтный ввод камеры (2) сплошного исполнения сделан из лексана. Для нагрева образцов предусмотрена резистивный нагреватель рис. 6, который монтируется внутри камеры (4), а питание осуществляется от накаливающего автотрансформатора через ввод (5). Температура замеряется с помощью термопары (3). Для этого в дне камеры предусмотрено специальное отверстие.

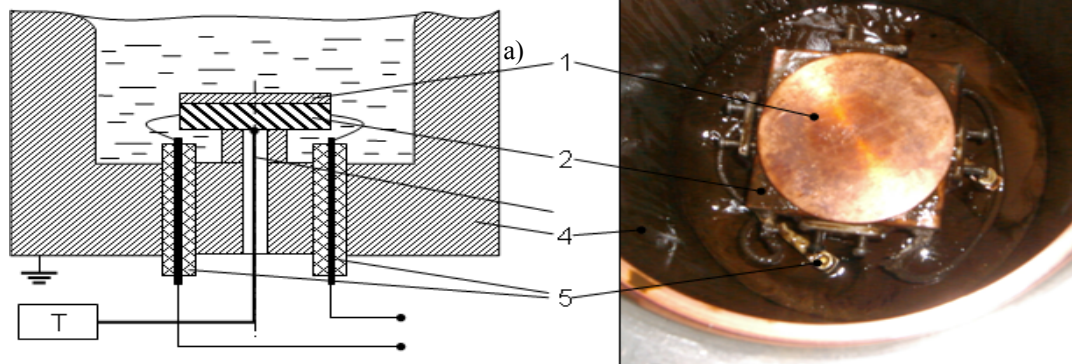


Рис. 6 Схематическое изображение а) и фотография б) нагревателя для подогрева испытуемых образцов и жидкости

1 – заземленный электрод, 2 – нагреватель, 3 – термодатчик, 4 – испытательная камера, 5 – вводы из лексана для питания нагревателя

Измерения параметров напряжения и тока при пробое осуществляется малоиндуктивным омическим делителем высокого напряжения и шунтом при помощи осциллографа Tektronics. В качестве образцов для испытания будут использованы гранит, песчаник, бетон и другие материалы.

Список литературы:

1. Семкин Б. В., Усов А. Ф., Курец В. И. Основы электроимпульсного разрушения материалов. – СПб.: Наука, 1993. – 276 с.
2. Семкин Б. В. Электрический взрыв в конденсированных средах. – Томск: Изд-во ТПИ, 1979. – 88с.

3. Эпштейн Е. Ф., Арш Э.И., Виторг Г.К. Новые методы разрушения горных пород - Москва.: Гостоптехиздат, 1960. – 87с.
4. Воробьев Г.А. О работе схемы генератора Аркадьева-Маркса с высокой скважностью // Атомная энергия, 1964 , Т.16, вып 2. – С. 139 – 141.
5. Важов В.Ф., Журков М.Ю. Бурение горных пород электрическими импульсными разрядами подвижной электродной системой // Труды VIII Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надёжность, безопасность» – Томск: Изд-во ТПУ, 2002, Т. 2. – С. 65 – 68.

Вероятностное эквивалентирование узлов ранга два при расчетах структурной надежности энергосистем с отказами элементов типа «обрыв»

С.А. Гусев, О.М. Котов, И.Л. Кирпикова, В.П. Обоскалов
Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург, Россия

Актуальность методологических, методических и расчетных проблем надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) в современных условиях определяется, прежде всего, постоянным развитием ЭЭС и изменением условий их функционирования. Несмотря на бурное развитие теории надежности ЭЭС во второй половине XX века, расчеты, связанные с надежностью электро- и энергоснабжения потребителей, еще не находят должного применения в проектной и эксплуатационной практике. Частично это объясняется несовершенством существующих расчетных процедур, вызванным чрезвычайно большим многообразием анализируемых аварийных ситуаций в ЭЭС, большой неопределённостью исходных данных и, безусловно, отсутствием простых по интерфейсу программ, в полной мере учитывающих свойства надежности ЭЭС.

При расчете показателей структурной надежности (СН) считается, что отказа электроснабжения узла нагрузки нет, если существует хотя бы один путь, связывающий данный узел с источником питания. Здесь принимается допущение о бесконечной пропускной способности связей и игнорируются ограничения режимных параметров. Основным математическим аппаратом при анализе СН ЭЭС является общая теория надежности технических систем. В настоящее время упомянутый раздел теории надежности ЭЭС можно считать в большей части изученным. Работы кафедры Автоматизированных электрических систем УрФУ (УПИ) в области анализа СН ЭЭС связаны с применением вероятностного эквивалентирования, основным преимуществом которого является скорость вычислений при несущественной погрешности результирующих показателей. Логическим завершением проведенных в данном направлении теоретических исследований являются диссертационные работы А.С.Дулесова и О.М.Котова. На базе алгоритмов вероятностного эквивалентирования разработан и успешно функционирует программно-вычислительный комплекс (ПК) «Струна». В то же время опыт эксплуатации ПК показал, что некоторые расчетные процедуры требуют дополнительного теоретического анализа. В первую очередь это касается процедур исключения-восстановления узлов ранга два.

Процедура исключения узлов ранга два следует за полным исключением узлов ранга один. В результате предварительно будут исключены все радиальные связи. Дальнейшее исключение узлов ранга два связано с выполнением последовательно-параллельных преобразований, поскольку ранг два указывает на последовательное соединение двух смежных ребер графа. Третьим элементом последовательного соединения является рассматриваемый узел (вершина расчетного графа), который также характеризуется некоторыми показателями надежности.

Пусть узел i ранга два связан с узлом j через ветвь $i-j$ и с узлом k через ветвь $i-k$. При исключении узла i структура $j-i-k$ заменяется на эквивалентную ветвь w . Основными расчетными величинами в задачах СН являются интенсивности отказа λ и восстановления μ , на основе которых определяются относительная длительность восстановления $\gamma = \lambda/\mu$, коэффициенты стационарной готовности $K_n = \gamma/(1+\gamma)$ и неготовности $K_r = 1/(1+\gamma)$, которые, как правило, идентифицируются с вероятностями отказа (q) и безотказной работы ($p=1-q$) элемента.

При эквивалентировании последовательной цепи (ПЦ) элементов, как правило, и в ПК «Струна» принимается допущение о невозможности одновременного отказа двух или более элементов ПЦ, что соответствует реальной ПЦ из линии электропередачи и выключателей, предназначенных для ее отключения. В результате базовыми соотношениями эквивалентирования ПЦ являются $\lambda_s = \sum \lambda_i$ и $\gamma_s = \sum \gamma_i$. В то же время в сложнзамкнутой электрической сети в узел

соединения двух последовательных связей, если он является узлом нагрузки, возможна передача электрической энергии со стороны обоих смежных узлов. Отсюда не исключается возможность работы одной связи при отказе и последующем отключении другой инцидентной связи, а следовательно, и одновременного отказа последовательных связей. Здесь базовыми соотношениями становятся $\lambda_s = \sum \lambda_i$ и $K_{тс} = \sum K_{тi}$. Как показали проверочные расчеты, результирующие показатели надежности (ПН) по двум представленным моделям могут отличаться более чем на 10%. В результате в процессе эквивалентирования ПЦ требуется алгоритмическая проверка на возможность одновременного отказа элементов ПЦ.

Определение результирующих ПН узла i ранга два, связанного с узлами j, k , в процессе восстановления расчетной схемы, в самом общем виде представляет довольно сложную процедуру. Для точного определения показателей надежности требуется знание не только показателей надежности узлов j, k порознь, но и их совместных вероятностных характеристик, определение которых зачастую чрезвычайно сложно. Поэтому здесь уместно применение оценочных моделей. Сущность приближенного моделирования заключается в том, что расчетная схема на каждом шаге восстановления узла заменяется эквивалентной, удовлетворяющей некоторой совокупности критериев равенства вероятностных показателей. Одной из моделей эквивалентирования сложносвязанной электрической сети относительно анализируемого узла i является эквивалентная расчетная схема (ромб с диагональю или без), где смежные узлы j, k связаны с источником питания (ИП) эквивалентными связями x, y , ПН которых определяются из условия равенства ПН узлов j, k в расчетной схеме результирующим ПН этих узлов.

Рассмотрим эквивалентирование схемы, целью которого является оценка результирующих показателей надежности восстанавливаемого узла i ранга два. Здесь следует выделить три вида электроснабжения узла:

- электроснабжение рассматриваемого узла осуществляется как со стороны смежного узла j , так и со стороны другого смежного узла k (общий случай). Между узлами j, k нет непосредственной связи;
- общий случай, при наличии непосредственной связи между узлами j, k ;
- электроснабжение рассматриваемого и одного из смежных узлов возможно только со стороны другого смежного узла.

Представление части реальной электрической схемы в виде ветвей x и y позволяет упростить схему на этапе восстановления узлов второго ранга, то есть привести ее к удобному для расчета ПН последовательно-параллельному виду. На основе критерия равенства полученных ранее показателей надежности узлов j и k показателям, определённых для этих же узлов с учетом ветвей x и y по эквивалентной схеме, можно составить систему логических уравнений. Пусть w – эквивалентная ветвь, состоящая из последовательно соединенных ветвей $i-j, i-k$ и узла i , отказ которых идентифицируется событиями соответственно A_{ij}, A_{ik}, A_{ii} . Отказ рассматриваемой последовательно структуры (событие A_w) моделируется структурным уравнением:

$$A_w = A_{ii} + A_{ij} + A_{ik},$$

тогда отказ узлов j, k

$$A_j = A_{jj} + A_x \cdot (A_y + A_{kk} + A_w); \quad A_k = A_{kk} + A_y \cdot (A_x + A_{jj} + A_w), \quad (1)$$

Данным логическим формулам соответствуют системы алгебраических уравнений, из которых определяются ПН ветвей x и y . В частности, для вероятности отказа узла j условие эквивалентности (при возможности одновременных отказов элементов ПС) будет иметь вид:

$$Q_j = q_{jj} + p_{jj} q_x (q_{kw} + p_{kw} q_y)$$

или

$$(Q_j - q_{jj}) / p_{kwj} = q_x (\gamma_{kw} + q_y)$$

где q_{kw}, q_{kwj} – вероятности отказа цепи из последовательно соединенных элементов – узла k , связи w и (для q_{kwj}) узла j . Прописными буквами обозначены результирующие вероятности отказа узлов. Аналогичные соотношения записываются для узла k . В результате для определения q_x, q_y может быть записана следующая система двух нелинейных уравнений

$$a q_x + q_x q_y = A; \quad b q_y + q_x q_y = B,$$

где полученные на базе уже известных результирующих узловых вероятностей величины

$$A = (Q_j - q_{jj}) / p_{kwj}; \quad B = (Q_k - q_{kk}) / p_{kwj};$$

коэффициенты при искомым переменных

$$a = \gamma_{kw} = q_{kw} / p_{kw}; \quad b = \gamma_{jw} = q_{jw} / p_{jw};$$

В результате аналитических преобразований определяется квадратное уравнение

$$(a/b)q_x^2 + q_x[a + (B - A)/b] - A = 0, \quad (2)$$

решение которого не представляет особого труда. Стоит обратить внимание на то, что при $Q_j = Q_k$ разность $A - B$ равна нулю, коэффициенты a и b равны, вероятности отказов эквивалентных ветвей x, y одинаковы, что и следовало ожидать.

Теоретически квадратное уравнение может иметь отрицательные корни, что не соответствует вероятностной сущности, или не иметь решения вообще. В последнем случае произойдет аварийный останов ПК. **Существование решения** квадратного уравнения определяется неотрицательностью дискриминанта. Свободный член $A = (Q_j - q_{jj})/p_{kw} > 0$, поскольку, q_{jj} в качестве положительного слагаемого входит в состав Q_j , Коэффициент при квадратном члене в (2) также неотрицателен, поскольку $a = \gamma_{kw} \geq 0$; $b = \gamma_{jw} \geq 0$. Отсюда $Aa/b \geq 0$, а дискриминант $D = [a + (B - A)/b]^2 + 4Aa/b \geq 0$. В результате уравнение (2) для определения вероятности эквивалентных ветвей должно всегда иметь решение и отсутствие решения свидетельствует либо об ошибке программной реализации, либо о неадекватности исходных данных. Аналогичное заключение можно сделать относительно отрицательных решений. Их также не должно быть, поскольку корень из дискриминанта не меньше коэффициента $a + (B - A)/b$ при линейной части. Отсутствие приемлемой по критерию вероятности пары решения, как правило, свидетельствует об ошибке при определении на предыдущих этапах результирующих параметров, Q, Q_k .

Нетрудно показать, что система алгебраических уравнений, основанная на равенстве расчетных и действительных величин **относительных длительностей отказа** так же не линейна. При этом существование ее решений может быть следствием существования q_x, q_y , поскольку $\gamma_x = q_x / p_x, \gamma_y = q_y / p_y$.

Интенсивности отказов эквивалентных ветвей x, y определяются после расчетов q_x, q_y . Эквивалентная интенсивность отказа параллельного соединения двух элементов a и b определяется исходя из основополагающего соотношения – интенсивность восстановления параллельного соединения элементов равна сумме интенсивностей восстановления составных элементов:

$$\lambda_a p_a = \lambda_a p_a q_b + \lambda_b p_b q_a. \quad (3)$$

Система уравнений, соответствующая логическим формулам и выражению (3) для узла j имеет вид:

$$\lambda_x / \gamma_x + \lambda_y / \gamma_{ykw} = A = L_j^* / \gamma_j^* - (\lambda_{kk} + \lambda_w) / \gamma_{ykw}. \quad (4)$$

По аналогии с (4) записывается второе уравнение

$$\lambda_y / \gamma_y + \lambda_x / \gamma_{xjw} = B = L_k^* / \gamma_k^* - (\lambda_{jj} + \lambda_w) / \gamma_{xjw}. \quad (5)$$

Полученные выражения легко воспринимаются как представление интенсивности восстановления параллельного соединения (сумма интенсивностей восстановления).

В результате решения системы линейных уравнений (4), (5) получаем:

$$\lambda_x = \frac{A\gamma_{ykw} - B\gamma_y}{\gamma_{ykw}/\gamma_x - \gamma_y/\gamma_{xjw}}; \quad \lambda_y = \frac{B\gamma_{xjw} - A\gamma_x}{\gamma_{xjw}/\gamma_y - \gamma_x/\gamma_{ykw}}. \quad (6)$$

Система уравнений (4, 5) не имеет решения, если $\gamma_{ykw}\gamma_{xjw} = \gamma_y\gamma_x$. Это возможно лишь в том случае, когда

$$(\gamma_y + \gamma_{kw})(\gamma_x + \gamma_{jw}) = \gamma_x\gamma_y + \gamma_y\gamma_{jw} + \gamma_x\gamma_{kw} + \gamma_{kw}\gamma_{jw} = \gamma_x\gamma_y$$

или $\gamma_y\gamma_{jw} + \gamma_x\gamma_{kw} + \gamma_{kw}\gamma_{jw} = 0$, то есть $\gamma_{jj} = \gamma_w = \gamma_{kk} = 0$, что имеет место лишь в том случае, когда связь w является абсолютно надежной. Но если это так, то при эквивалентировании узлы j, i, k замыкаются и в процессе восстановления узлов их ПН принимаются одинаковыми. В

результате система уравнений (4, 5) всегда имеет решения. Однако при этом возможны отрицательные значения интенсивностей отказов, но, как показывает практика расчетов в дальнейшем отрицательные значения компенсируются положительными, и в конечном итоге результаты вероятностного эквивалентирования имеют достаточно высокую точность.

Таким образом, метод вероятностного эквивалентирования обеспечивает устойчивое решение, а отсутствие решения объясняется неадекватностью исходных данных.

УДК 631.3-1/-9

Широкополосный преобразователь частоты для управления однофазными асинхронными электродвигателями

С.Ю. Еремочкин

Алтайский государственный технический им. И.И.Ползунова, г. Барнаул, Россия

E-mail: Vens-1@yandex.ru

В статье рассмотрен преобразователь частоты, ведомый однофазной сетью переменного тока для питания однофазного асинхронного двигателя при помощи векторно-алгоритмической коммутации статорных обмоток.

Однофазные асинхронные электродвигатели мощностью от десятков ватт до нескольких киловатт нашли достаточно широкое применение в различного рода бытовых приборах, в сельскохозяйственных электрифицированных машинах, электрооборудовании туристическо-рекреационных комплексов, а также в приводах вентиляторов бытового и производственного назначения, насосов, компрессоров, транспортеров, а также небольших станков. Их преимущество — возможность использования в таких местах и помещениях, где нет трехфазной источника электроэнергии, но подведена однофазная сеть [1].

Зачастую для электроприводов вышеуказанного электрооборудования требуется обеспечить регулировку скорости. Использование известных частотных преобразователей с явно выраженным звеном постоянного тока в ряде случаев экономически не целесообразно по причине высокой стоимости. Предлагаемый преобразователь частоты имеет более низкую стоимость и повышенную надежность [2].

С помощью преобразователя частоты, ведомого однофазной сетью переменного тока для питания однофазного асинхронного двигателя (рис. 1) [3], возможно осуществить векторно-алгоритмическое управление однофазным асинхронным электродвигателем, создавая несколько типов вращающихся полей статора: прохождением четырех последовательных фиксированных положений вектора магнитного потока кругового вращающегося поля при одновременном включении одной обмотки статора двигателя (рис. 2а), четырех последовательных фиксированных положений вектора магнитного потока кругового вращающегося поля при одновременном включении двух обмоток статора двигателя (рис. 2б), и восьми (рис. 2в) последовательных фиксированных положений вектора магнитного потока кругового вращающегося поля статора двигателя.

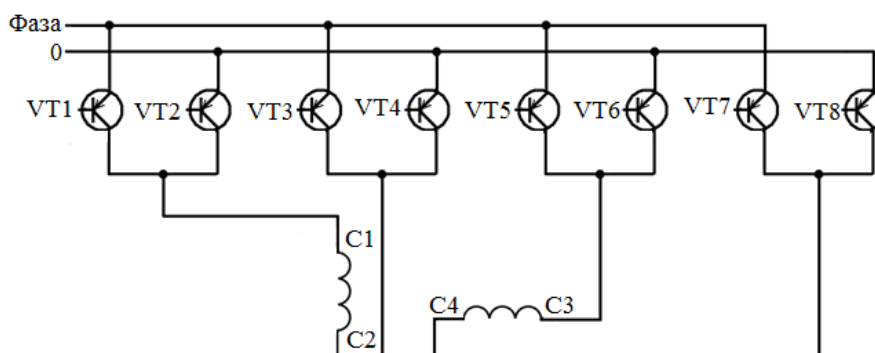


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема преобразователя частоты, ведомого однофазной сетью переменного тока для питания однофазного асинхронного двигателя

Где: - Ф – фаза; - 0 – ноль; - C1-C4 – выводы статорных обмоток однофазного асинхронного электродвигателя; - VT1-VT8 – биполярные транзисторы, работающие в ключевом режиме.

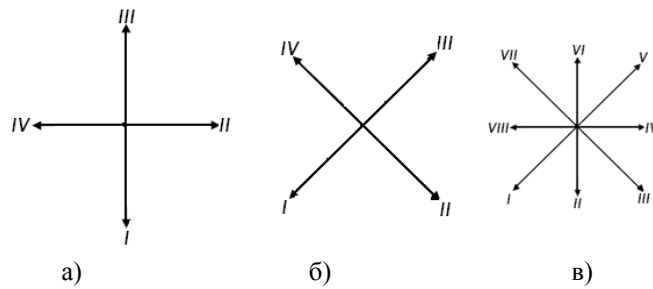
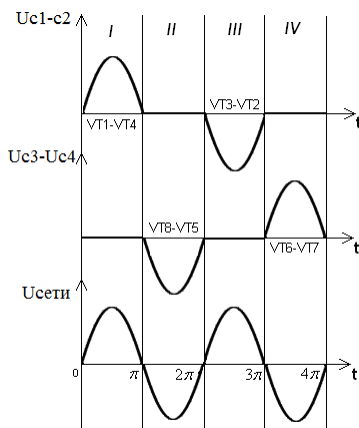


Рис. 2. Фиксированные положения вектора магнитного потока кругового вращающегося поля статора двигателя

Работу преобразователя частоты, ведомого однофазной сетью переменного тока для питания однофазного асинхронного двигателя, рассмотрим на примере обеспечения вращения вектора магнитного потока кругового вращающегося поля статора однофазного асинхронного двигателя в соответствии с векторной диаграммой, показанной на рис. 2а. Алгоритм работы следующий. Необходимо подавать управляющие импульсы на базы транзисторов, работающих в ключевом режиме, в следующем порядке. В положительный полупериод питающего напряжения $U_{сети}$ подаются управляющие импульсы на базы транзисторов $VT1, VT4$ – образуется I фиксированное положение вектора магнитного потока поля статора. В отрицательный полупериод питающего напряжения подаются управляющие импульсы на базы транзисторов $VT6, VT7$ – образуется II фиксированное положение вектора магнитного потока поля статора. В следующий положительный полупериод питающего напряжения подаются управляющие импульсы на базы транзисторов $VT3, VT2$ – образуется III фиксированное положение вектора магнитного потока поля статора. В следующий отрицательный полупериод питающего напряжения подаются управляющие импульсы на базы транзисторов $VT8, VT5$ – образуется IV фиксированное



положение вектора магнитного потока поля статора. На рис. 3 представлены осциллограммы напряжений на статорных обмотках электродвигателя и на рис. 4 показаны направления токов протекающих в обмотках при рассматриваемом алгоритме работы.

Рис. 3. Осциллограммы напряжений на статорных обмотках электродвигателя

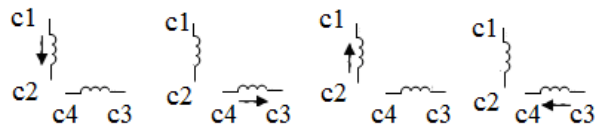


Рис. 4. Направления токов протекающих в статорных обмотках электродвигателя

При вышеописанных последовательностях включения транзисторов, данный преобразователь частоты, ведомого однофазной сетью переменного тока для питания однофазного асинхронного двигателя, позволяет работать двигателю на частоте $\frac{f_{сети}}{2}$.

Регулируя момент подачи управляющего сигнала на базу транзисторов можно осуществлять работу электродвигателя на номинальной или при повышенной частоте питающего напряжения, поступающего на статорные обмотки, а, следовательно, можно обеспечить регулирование скорости электродвигателя. Изменяя момент включения транзисторов, возможно обеспечить вращение вектора магнитного потока кругового вращающегося поля статора однофазного асинхронного двигателя в соответствии с векторными диаграммами, показанными на рис. 2.

Таким образом, преобразователь частоты, ведомый однофазной сетью переменного тока для питания однофазного асинхронного двигателя имеет преимущества по сравнению с известными из-за более высоких показателей надёжности и экономичности.

Список литературы:

1. Копылов И.П. Электрические машины. Учебник для вузов/ И.П. Копылов. – М.: Высшая

- школа, 2006. - С.343
2. Khalina T.M., Stalnaya M.I., Eremochkin S.Y. THE RATIONAL USE OF THE THREE PHASE ASYNCHRONOUS SHORT CIRCUITED ELECTRIC MOTORS IN A SINGLE PHASE NETWORK. // ICTPE-2011 Number 22 Code 02EPE10. - 2011. - Pages 105-107.
 3. 3 Решение о выдаче патента на полезную модель МПК H02P 27/04 (2006.01), МПК H02P 27/18 (2006.01), МПК H02M 5/275 (2006.01), МПК H02M 5/297 (2006.01). Преобразователь частоты, ведомый однофазной сетью переменного тока для питания однофазного асинхронного двигателя / М.И. Стальная, С.Ю. Еремочкин, Т.А. Халтобина, Д.С. Халтобин; Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова. – № 2011120731/07(030633); заявл. 23.05.2011.

УДК 621.311.1

Анализ работы в режимах короткого замыкания выключателей в сетях 110–220 кВ**Магнитогорского энергетического узла***Р.Б. Жумабаева, А.В. Малафеев, О.В. Газизова, Е.А. Панова**Магнитогорский государственный университет им. Г.И. Носова,**г. Магнитогорск, Россия**E-mail: malapheev_av@mail.ru*

В работе сформулирована задача анализа режимов работы коммутационного оборудования при реконструкции сетей напряжением 110-220 кВ предприятий с собственными электростанциями. Предложена методика, позволяющая рассчитать значения вынужденных, свободных и полных токов на основе расчета переходного процесса в системе электроснабжения. На примере крупного металлургического предприятия – ОАО «ММК» – осуществлен анализ условий работы выключателей РУ-110 кВ центральной электростанции.

Черная металлургия является одной из наиболее динамично развивающихся отраслей отечественной экономики. Сооружение новых, реконструкция существующих цехов в сочетании с переходом на технологии электрометаллургии вызывает существенный рост электрической нагрузки. Так, нагрузка Магнитогорского энергетического узла (МЭУ), основным потребителем которого является ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат», за последние пять лет возросла примерно в 1,5 раза. Это сопровождается развитием распределительных сетей, наивысший класс напряжения которых достигает на подобных предприятиях 220 кВ, а также ростом установленной мощности собственных электростанций, покрывающих значительную часть нагрузки предприятия. Это обуславливает рост токов короткого замыкания (КЗ) в первую очередь в сетях 110-220 кВ, связывающих собственные электростанции с энергосистемой.

Одна из важнейших задач, с которой при этом приходится сталкиваться, – проверка существующих выключателей по коммутационной способности, термической и электродинамической стойкости к сквозным токам короткого замыкания при различных оперативных состояниях схемы. В связи с тем, что сети 110-220 кВ работают с эффективно заземленной нейтралью, необходима проверка как по условиям трехфазного КЗ, так и однофазного КЗ. Преимущественное использование элегазовых (реже – вакуумных) выключателей с малыми собственными и полными временами отключения приводит к необходимости проверки отключения асимметричного тока. Неоднородность сети, в частности, использование кабельных вставок 35–220 кВ, приводит к невозможности использования усредненных постоянных времени [1] для расчета апериодического тока КЗ, а следовательно, ударного тока и полного тока КЗ в момент размыкания. Т.о., основные требования к программному обеспечению, используемому для этой цели, – возможность расчета периодической, апериодической составляющих и полного тока КЗ любого вида с учетом влияния собственных электростанций.

На кафедре электроснабжения промышленных предприятий МГТУ им. Г.И. Носова разрабатывается и поэтапно внедряется на ОАО «ММК» программный комплекс (ПК) КАТРАН, предусматривающий расчет мгновенных значений периодических и апериодических составляющих токов и напряжений при коротких замыканиях любых видов и отображение результатов в графической и табличной форме. Алгоритм расчета основан на сочетании модифицированного метода последовательного эквивалентирования для расчета установившихся режимов [2] и метода последовательных интервалов для решения уравнений электромеханического переходного процесса [3]. Постоянная времени апериодической слагающей определяется по значениям активной и реактивной составляющей периодического тока для

каждой точки сети. Амплитудные значения периодических слагающих определяются по результатам расчета электромеханического переходного процесса. Результаты расчета позволяют выполнить полную проверку электрических аппаратов и токоведущих частей.

Исследования проводились в условиях МЭУ (рис. 1). Узел имеет сложную замкнутую распределительную сеть с двумя независимыми контурами напряжением 110-220 кВ, что обуславливает большое количество линий с двусторонним питанием. Наличие кабельных вставок в узле ЦЭС – подстанция №30 (ПС-30) и в узле ПС-77 приводит к значительной неоднородности сети. Суммарная установленная мощность генерирующих источников составляет более 650 МВт при разбросе мощностей отдельных станций от 4 МВт до 330 МВт. Кабельные вставки имеются на линиях связи ПС-30 с ПС-96, ПС-60, ПС-87, ЦЭС и на ряде тупиковых линий.

В разработанном ПК для первого изменения схемы в случае трехфазного короткого замыкания определяются следующие величины.

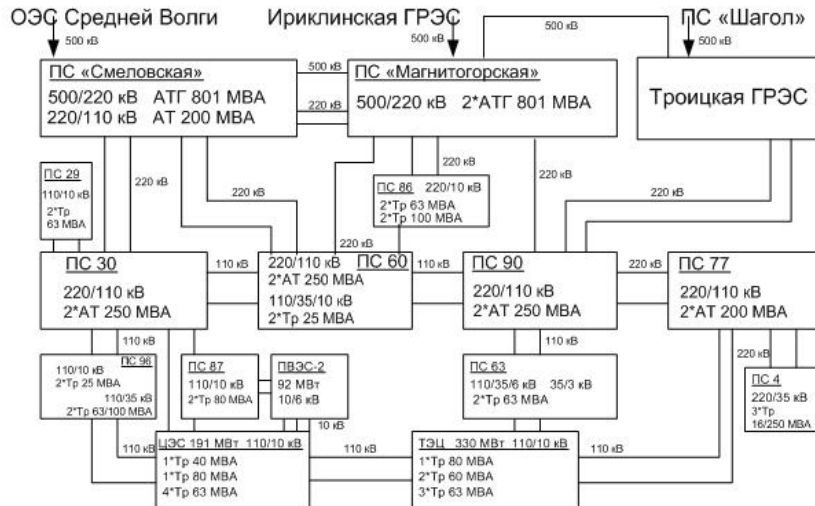


Рис. 1. Упрощенная схема Магнитогорского энергетического узла

Мгновенное значение периодической слагающей тока на n -м интервале: $i_{1(n)} = \sqrt{2}I_{(n)} \sin(\omega n \Delta t + \alpha + \varphi_{кз} - \varphi_{U_{0,1}})$, где $\varphi_{U_{0,1}} = \angle(\dot{U}_{(1)}, \dot{U}_{(0)})$ – угол между векторами напряжения до короткого замыкания и в первый момент короткого замыкания; α – фаза тока в момент короткого замыкания. В ПК предусмотрено явное задание этой величины с целью выявления наихудших условий. Далее определяется начальное значение аperiodической слагающей $i_{a0} = \sqrt{2}\dot{I}_{(0)} \sin(\alpha + \varphi_0) - \sqrt{2}\dot{I}_{(1)} \sin(\alpha + \varphi_1)$, где $\varphi_0 = \angle(\dot{U}_{(1)}, \dot{I}_{(0)})$, $\varphi_1 = \varphi_{кз}$, а также ее постоянная времени $T_a = \frac{|\text{Im} \dot{I}_{(1)}|}{\omega |\text{Re} \dot{I}_{(1)}|}$. Аperiodическая слагающая на интервале (n) рассчитывается как $i_{at(n)} = i_{a0} e^{-\frac{n\Delta t}{T_a}}$, полный ток в момент времени $t - i_{st(n)} = i_{t(n)} + i_{at(n)}$.

Для несимметричного КЗ рассчитываются $i_{t(n)} = \sqrt{2}I_{1(n)} \sin(\omega n \Delta t + \alpha + \varphi_{кз} - \varphi_{U_{0,1}})$ – периодический ток прямой последовательности; $i_{t2(n)} = \sqrt{2}I_{2(n)} \sin(\omega n \Delta t + \alpha + \varphi_{кз} - \varphi_{U_{1,2}} + \varphi_{1,2})$ – периодический ток обратной последовательности; $i_{t0(n)} = \sqrt{2}I_{0(n)} \sin(\omega n \Delta t + \alpha + \varphi_{кз} - \varphi_{U_{01,0}} + \varphi_{1,0})$ – периодический ток нулевой последовательности; $i_{t1,2,0(n)} = i_{t1(n)} + i_{t2(n)} + i_{t0(n)}$ – сумма токов всех последовательностей; $\dot{I}_{\text{сум}} = \dot{I}_{1(1)} + \dot{I}_{2(1)} + \dot{I}_{0(1)}$ – сумма токов в конце 1-го интервала; $i_{a0} = \sqrt{2}I_{(0)} \sin(\alpha + \varphi_0) - \sqrt{2}I_{\text{сум}} \sin(\alpha + \varphi_1)$ – начальное значение аperiodической слагающей, определяется по разности мгновенного значения начального тока (до КЗ) и мгновенного значения фазного тока особой фазы; $T_a = \frac{|\text{Im} \dot{I}_{\text{сум}}|}{\omega |\text{Re} \dot{I}_{\text{сум}}|}$ – постоянная времени.

Мгновенное значение полного тока определяется как $i_{st(n)} = i_{t1,2,0(n)} + i_{at(n)}$.
 В приведенных формулах $\varphi_{кз} = \angle(\dot{U}_{1(1)}, \dot{I}_{1(1)})$, $\varphi_{U0,1} = \angle(\dot{U}_{1(1)}, \dot{U}_{(0)})$, $\varphi_{U01,2} = \angle(\dot{U}_{2(1)}, \dot{U}_{(0)})$,
 $\varphi_{U01,0} = \angle(\dot{U}_{0(1)}, \dot{U}_{(0)})$, $\varphi_{1,2} = \angle(\dot{I}_{1(1)}, \dot{I}_{2(1)})$, $\varphi_{1,0} = \angle(\dot{I}_{1(1)}, \dot{I}_{0(1)})$, $\varphi_0 = \angle(\dot{U}_{1(1)}, \dot{I}_{(0)})$, $\varphi_1 = \varphi_{кз}$.

Ударный ток $i_{уд}$ и полный ток короткого замыкания в момент размыкания контактов выключателя $i_{кт}$ определяются по кривым переходного процесса, создаваемым разработанным ПК. Окно с результатами расчета имеет следующий вид (см. рис. 2):

Анализ проводился для РУ 110 кВ ЦЭС. При реконструкции выключателя многих присоединений заменены на элегазовые HPL-170B1 с током отключения 50 кА и собственным временем отключения 0,014 с, однако эксплуатируется большое количество У-110-8 с разрывной мощностью 8 МВА (42 кА) и собственным временем отключения 0,05 с. Расчеты проводились для существующей схемы – нормально отключены линии ПС-90–ПС-60 и ЦЭС–ТЭЦ – и схемы замкнутой кольцевой сети 110 кВ; кроме того, определялись токи 3-фазного и 1-фазного КЗ.

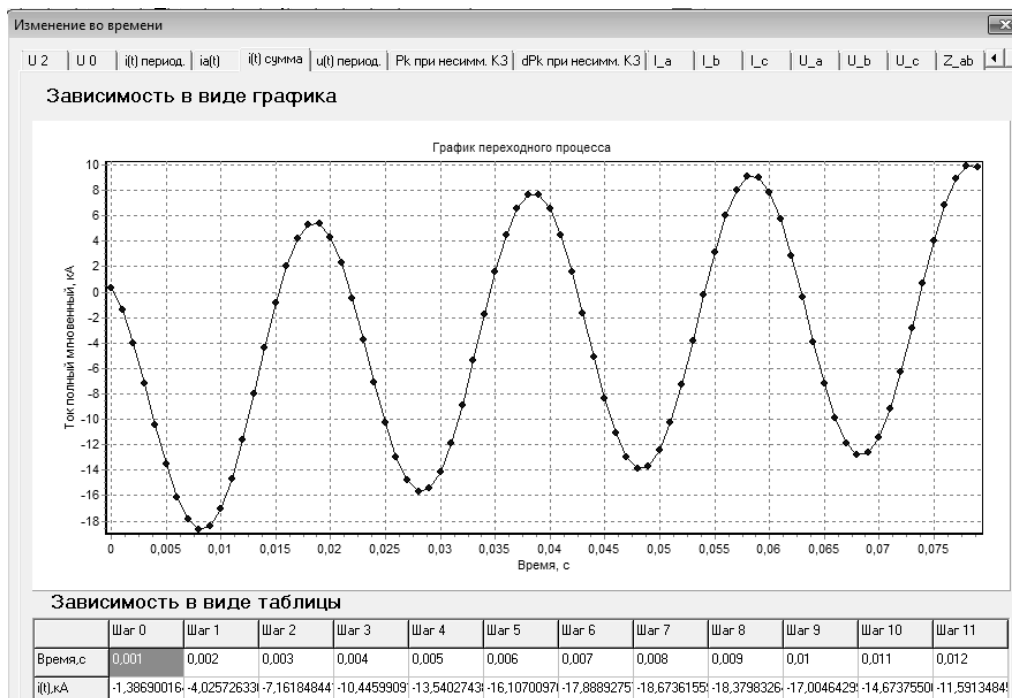


Рис. 2. Окно с зависимостью полного тока КЗ от времени

Как показывают расчеты, во всех режимах для всех выключателей обеспечивается значительный запас по двум параметрам – по тепловому импульсу $I_m^2 t_m$ (наименьший запас 92%) и току электродинамической стойкости $i_{дин}$ (40%). Наихудшие условия – по периодическому и полному токам отключения. При трехфазном КЗ в случае замыкания кольцевой сети ток КЗ достигает 40 кА, при этом запас по $I_{н,откл}$ составляет всего 5% для У-110 и 22% для HPL. В связи с большим собственным временем отключения запас по $\sqrt{2}I_{н,откл}(1+\beta)$ для У-110 велик, поскольку апериодическая слагающая затухает к моменту размыкания контактов. У HPL-170 в связи с их значительным быстродействием запас по полному току невысокий – 18%. Учитывая, что в погрешность расчета токов КЗ может достигать 10% [1], такой режим можно считать предельным по отключающей способности, в первую очередь масляных выключателей.

Анализ режимов однофазного короткого замыкания показал, что при существующей оперативной конфигурации сетей 110 кВ периодический ток КЗ для ряда фидеров ЦЭС достигает 41 кА, что превышает ток отключения У-110. Для выключателей HPL запас по $I_{н,откл}$ составляет 16%, по полному току – около 10%, что может вызвать определенные проблемы при планируемом увеличении установленной мощности ЦЭС и усилении ее связи с системой за счет сооружения

дополнительных линий 110 кВ. При замыкании кольцевой сети ток $I_{нт}$ превышает $I_{н,откл}$ на 34% для У-110, на 13% – для НРЛ; ток $i_{кт}$ превышает $\sqrt{2}I_{н,откл}(1+\beta)$ на 31% для У-110, на 17% – для НРЛ. Очевидно, что такой режим работы является недопустимым.

Таким образом, разработанные методика и программный модуль позволяют выполнить оценку работы выключателей при КЗ различных видов с учетом влияния местных источников и неоднородности сетей при планировании режимов и при реконструкции систем электроснабжения, а также разработать мероприятия по обеспечению коммутационной способности, термической и электродинамической стойкости выключателей при КЗ.

Список литературы:

1. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98/ Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
2. Игуменцев В.А., Заславец Б.И., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения// Промышленная энергетика. – 2008. – №6. – С. 16-22.
3. Игуменцев В.А., Малафеев А.В., Буланова О.В. Расчет и анализ динамической устойчивости узлов нагрузки промышленных предприятий с собственными электростанциями// Изв. вузов. Электромеханика. – 2006. – №4. – С. 94-98.

УДК 621.398

Вентильный электропривод возвратно-вращательного движения динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле

Э.А. Загривный, Н.С. Губарь

Санкт-Петербургский государственный горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

E-mail: Nikon1205@mail.ru

Показано, что применение вентильных электродвигателей с ротором на постоянных магнитах позволит заметно увеличить эффективность динамически уравновешенного бурового снаряда возвратно-вращательного движения на грузонесущем кабеле.

Известные электротехнические буровые комплексы на основе электромеханических буровых снарядов на грузонесущем кабеле нашли широкое применение для бурения ледников. Разработанным, запатентованным и изготовленным в СПбГУ электромеханическим буровым снарядом на грузонесущем кабеле достигнуты наивысшие мировые результаты при бурении ледника в Антарктиде на станции Восток. В феврале 2011 года глубина скважины 5Г составила 3720 м. Используемые за рубежом для тех же целей буровые снаряды на грузонесущем кабеле принципиально не отличаются от выше указанного. При бурении слабосвязанных пород и интервалов скважин с кавернами эти снаряды становятся неработоспособными из-за потери сцепления распорного устройства со скважиной и возможности компенсировать реактивный момент, возникающий при работе буровой коронки на забое.

Разрабатываемые в СПбГУ динамически уравновешенные буровые снаряды (ДУБС) на грузонесущем кабеле с электроприводом возвратно-вращательного движения лишены указанных недостатков, не требуют применения редукторов и распорных устройств [1, 2, 3, 4] Это позволяет расширить область применения электромеханических буровых снарядов на грузонесущем кабеле и использовать их для взятия донных проб рек, озёр, морей и океанов, вскрытия продуктивных пластов, многорейсового бурения в шельфовых зонах с бортов неспециализированных судов, очистки призабойных зон нефтяных и газовых скважин, а также скважин на пресные и минеральные воды.

Особо следует отметить, что электротехнический буровой комплекс на основе ДУБС может решить задачу взятия донных проб подледникового озера «Восток» в Антарктиде, вскрытие которого сотрудниками СПбГУ предполагается в сезон 2011-2012гг.

ДУБС представляет собой двухмассовую колебательную электромеханическую систему (ЭМС) с электроприводом возвратно-вращательного движения (рис.1). Статорная часть 2, 5, 10 погружного маслозаполненного электродвигателя соединена с роторной частью 4, 8, 9 упругим элементом – пружиной кручения 6 [4].

При постановке снаряда на забой и подаче на статорные обмотки электродвигателя напряжения, формирующего знакопеременный электромагнитный момент, статорная и роторная части совершают возвратно-вращательные движения в противоположных направлениях. Давление

на забой и момент сопротивления на буровой коронке определяется общей массой снаряда. Разработанная система управления электроприводом возвратно-вращательного движения позволяет получать авторезонансные колебания ЭМС ДУБС, инвариантные к изменениям и нелинейностям динамических параметров системы [5].

При работе на резонансной частоте электромеханической системы амплитуды колебаний имеют максимальные значения, а сумма моментов вращения, действующая на эти части, равна нулю, т.е. буровой снаряд является динамически уравновешенным. Авторезонансные колебания электропривода возвратно-вращательного движения для динамически уравновешенного бурового снаряда обеспечиваются путём реверсирования электромагнитного момента электродвигателя на каждом полупериоде синфазно со скоростью в точках перехода её через нулевое значение.

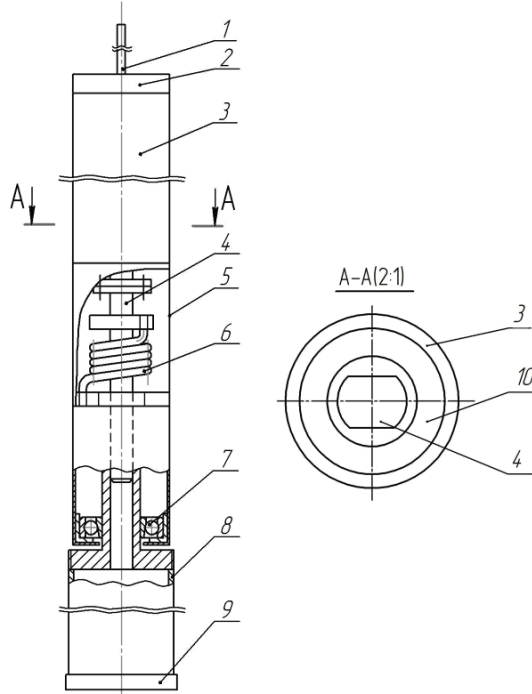


Рис.1. Конструктивная схема ДУБС:
1 – грузонесущий кабель; 2 – кабельный замок; 3 – ЭД с электроотсеком; 4 – ротор ЭД; 5 – Статорная труба; 6 – пружина кручения; 7 – подшипниковый узел; 8 – колонковая труба; 9 – буровая коронка; 10 – статор ЭД

Энергия, потребляемая из сети при работе на резонансной частоте рассматриваемой ЭМС, расходуется на совершение работы с моментом сопротивления на коронке и на покрытие потерь жидкостного трения. На поддержание колебаний на резонансной частоте при высокой добротности колебательной

электромеханической системы энергия практически не потребляется, чем и объясняется высокий КПД резонансных машин.

При проведении теоретических и лабораторных исследований использовался специальный электродвигатель, выполненный на основе статора асинхронного электродвигателя с явнополюсным ротором [7,8]. Такой электродвигатель в режиме резонансных колебаний возвратно-вращательного движения обеспечивает заданную энергоэффективность только при размахе колебаний 60 градусов. Средняя линейная скорость буровой коронки диаметром 122 мм, при частоте колебаний 25Гц и размахе колебаний 50 градусов не превышает 3,5м/с, что существенно ниже допустимой линейной скорости при алмазном бурении(7-10м/с). Для очистки призабойных зон скважин с применением режущих буровых коронок этой скорости достаточно. При морском бурении крепких донных пород её следует увеличить до 7 и более метров в секунду.

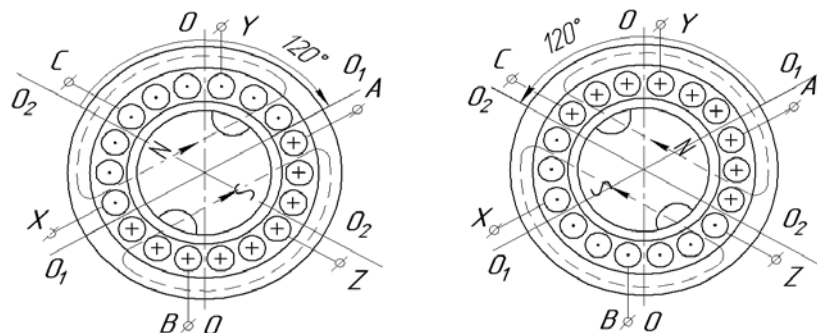


Рис.2.Сечение ВД и распределение токов в обмотках статора в установившихся вынужденных колебания ротора с размахом 120 геометрических градусов

Для создания ДУБС с указанной линейной скоростью предполагается использование специальных трехфазных маслозаполненных погружных вентильных электродвигателей (ВД)

серии ПВЭД 117 в габарите 117 мм. Применение вентильных электродвигателей с ротором на постоянных магнитах позволит заметно снизить габаритные размеры, энергопотребление, повысить КПД ДУБС и реализовать размах колебаний 120 и 180 геометрических градусов.

Так, например, при использовании варианта схемы соединения фазных обмоток ВД (рис.2 и 3) возможно получение размаха колебаний 120 геометрических градусов. В этом случае обмотка “А-Х” выполняет функции обмотки возбуждения. Статорные обмотки “В-У” и “С-З” – рабочие обмотки. При такой схеме соединения обмоток статора, ротор совершает возвратно-вращательные движения с амплитудой колебаний 60 и размахом колебаний 120 геометрических градусов.

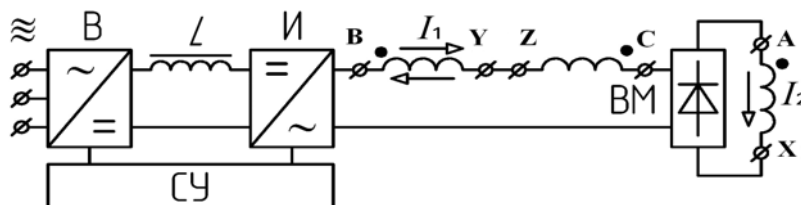


Рис. 3. Функциональная схема электропривода ВВД (120 геом. град.):

В – управляемый трёхфазный выпрямитель, И – однофазный инвертор тока, ВМ – однофазный выпрямительный мост, L – дроссель постоянного тока, СУ – система управления; “А-Х” – обмотка возбуждения, “В-У” и “С-З” – рабочие обмотки.

Теоретический угол поворота буровой коронки (размах колебаний) относительно неподвижных осей, связанных с Землей, определяется выражением:

$$\varphi_K = \varphi_{II} \cdot \frac{J_1}{J_1 + J_2},$$

где φ_{II} – теоретически допустимый угол поворота ротора (размах колебаний) относительно статора; J_1 – момент инерции статорной части; J_2 – момент инерции роторной части.

Так, например, при $J_1 = 5 \cdot J_2$ угол поворота (размах колебаний) буровой коронки равен не менее 100 геометрических градусов.

Очевидно, что при использовании ВД средние линейные скорости буровой коронки могут быть повышены до семи и более метров в секунду. Следует отметить, что при совмещении оси симметрии ротора с осями результирующего магнитного поля и $O_1 - O_1$ $O_2 - O_2$ электромагнитный момент электродвигателя равен нулю. При переходе оси симметрии через указанные оси (амплитуда больше 60 геометрических градусов) электромагнитный момент меняет знак, формируя тормозной момент.

Отличительной особенностью резонансного возвратно-вращательного движения на основе ВД является наличие на каждом полупериоде тормозного режима при превышении угла (размаха) колебаний свыше допустимого теоретически (120 геометрических градусов). Эта особенность очень важна для резонансных машин и позволит работать ДУБС в режимах с изменяемой технологической нагрузкой без превышения заданных угла колебаний и расчетных механических нагрузок вплоть до режима холостого хода.

Список литературы:

1. А.с. №20028405, Колонковый буровой снаряд с электроприводом. 2004, - Бюл.№1. Загривный Э.А., Соловьёв В.А.
2. Электромеханический колонковый буровой снаряд. Патент Российской Федерации, № 2337225, МПК E21B 4/04 / Э.А. Загривный, В.В. Рудаков, С.С. Стародед, Ю.А. Гаврилов // Бюл. №30, 27.10.2008.
3. Электропривод колебательного движения. / Патент Российской Федерации, № 2401503, МПК H02P25/02 / Э.А. Загривный, Ю.А. Гаврилов, С.С. Стародед // Бюл. №28, 10.10.2010.
4. Электромеханический колонковый буровой снаряд. Патент РФ на полезную модель №95728 / Загривный Э.А., Фоменко А.Н., Иваник В.В. // от 11.12.2009 г.

5. Способ возбуждения и регулирования авторезонансных колебаний в электроприводе возвратно-вращательного движения. Патент Российской Федерации, № 2410826 / Э.А. Загривный, Ю.А. Гаврилов // Бюл. №3, 27.01.2011.
6. Гаврилов Ю.А. Обоснование режимов работы вибрационной щековой дробилки с авторезонансным электроприводом маятниковых вибровозбудителей возвратно-вращательного движения. Автореф. канд. дисс. СПГИ (ТУ), СПб, 2010, 21 с.
7. Стародед С.С. Авторезонансный электропривод возвратно-вращательного движения динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле. Автореф. канд. дисс. СПГИ (ТУ), СПб, 2009, 21 с.
8. Фоменко А.Н. Анализ режимов работы электромеханического бурового комплекса на основе динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле. Автореф. канд. дисс. СПГУ, СПб, 2011, 21с.

УДК 621.3 / 537.5

Определение максимальной коммутационной способности элегазового выключателя высокого напряжения с помощью численного моделирования процессов дугогашения

А.С. Ильин

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина

г. Екатеринбург, Россия

E-mail: ale-ilyin@yandex.ru

В статье показана возможность применения математического моделирования при расчетах процессов гашения дуги в потоке элегаза в коммутационных аппаратах высокого напряжения. Приведены результаты расчета разработанной автором программой для ЭВМ в части определения максимального отключаемого тока для реального элегазового выключателя высокого напряжения и сравнения с результатами испытаний.

Известно, что ежегодное увеличение потребляемой и генерируемой электрической энергии приводит к необходимости иметь возможность передавать и распределять все большие мощности по пути транзита от генерации к потребителям. Однако, оборудование, находящееся в эксплуатации сегодня в существующих электросетях уже на 50% выработало свой ресурс. По данным с конференции ТРАВЭК 2011 г., в МРСК Юга более 50% сетевого оборудования требуют немедленной замены.

Учитывая непрерывный рост нагрузки, очевидно, что увеличиваются и номинальные токи, и расчетные токи коротких замыканий (КЗ) на шинах подстанций различных классов напряжения. Это накладывает особые требования к коммутационной аппаратуре, в частности к выключателям высокого напряжения. Эти коммутационные аппараты требуются все с более и более высокими показателями номинальных токов и токов отключения КЗ. В связи с этим остро встает вопрос о разработке новых выключателей, в основе которых должно быть современное дугогасительное устройство, способное справиться к таким высоким требованиям.

На сегодняшний день самой эффективной дугогасительной и изоляционной средой выключателей высоко напряжения признан элегаз (гексафторид серы - SF₆) и альтернативы ему для классов напряжения 110 кВ и выше пока нет. Разработка нового дугогасительного устройства для выключателя с элегазовой средой дугогашения изоляции ведется преимущественно экспериментальным путем, но такой метод очень дорог, так как каждое испытание отключения тока КЗ в специализированной лаборатории стоит тысячи долларов США. В России на сегодняшний день не осталось ни одного испытательного центра, имеющего возможность проведения коммутационных испытаний в объеме типов испытаний для аппаратов классов напряжения 110 кВ и выше.

Единственным решением может быть применение математического моделирования процессов дугогашения в высоковольтном аппарате с целью сокращения количества проводимых опытов. Именно такая цель ставилась автором статьи в своей научной работе.

Наиболее важными являются вопросы, связанные с методиками оценки коммутационной способности проектируемого выключателя. Сложности возникают при попытке описать данный процесс с физической точки зрения, так как процессы коммутации представляют собой некий узел физико-химических и термо-газодинамических процессов, взаимодействующих с электродинамическими явлениями. Сложность расчета заключается не только в том, что процесс гашения дуги в элегазе (SF₆) включает в себя 19 химических компонентов и более 60 реакций с ними, но и в том, что процессы дугообразования и ионизации являются вероятностными.

В [1] показано, каким образом впервые выполнено описание взаимодействия элементарных объемов плазмообразующего газа в дугогасительной камере в момент отключения тока КЗ.

В данной работе ставится задача создания модели, позволяющей установить успешность гашения дуги конкретным дугогасительным устройством. Искомой функцией является энергия газа, определяемая по параметрам, рассчитанным при рассмотрении газотермодинамических процессов, с дальнейшим определением проводимости, картина скоростей и температур газа. Исходными параметрами являются физико-химические свойства плазмообразующего газа (в модели рассматривается Элегаз), выраженные в виде графиков зависимостей физических свойств от различных физических величин (описаны далее), геометрическая конфигурация дугогасительного устройства, выраженная графически, воздействующее значение и форма ПВН в случае гашения, выраженная графически. Такой подход позволяет облегчить ввод параметров среды, сделав его графическим, получить в результате наглядную картину, совмещающую термогазодинамику и сам процесс гашения дуги.

Таким образом, впервые обоснован и разработан новый метод пошагово-расширяющихся ячеек столба дуги для анализа процесса дугогашения с учетом параметров электрической цепи и геометрии дугогасительной камеры; разработана математическая модель процесса гашения дуги.

Если рассмотреть уравнение энергии (1), уравнение сплошности газового потока (2) и дополним их уравнением импульса (3) и уравнением закона Ома (4) для определения Джоулева тепловыделения в створе дуги, то можно получить систему уравнений рассматриваемой модели.

$$c_p \cdot \rho \cdot \frac{\partial T}{\partial t} + c_p \cdot \rho \cdot u \cdot \frac{\partial T}{\partial x} = \sigma_{\text{э}} E^2 + \frac{\partial}{\partial y} \left(y \cdot \lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial y} \right) - P_{\text{из}}, \quad (1)$$

Где c_p – теплоемкость элегаза при постоянном давлении, ρ – плотность элегаза в ячейке, u – скорость в данном месте, T – температура в ячейке, $\sigma_{\text{э}}$ – электропроводность элегаза в ячейке, λ – коэффициент теплопроводности элегаза в ячейке, $P_{\text{из}}$ – мощность, затраченная дугой на излучение, x, y – координаты, t – время шага, принятый 100 нс, E – напряженность электрического поля.

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho + \frac{\partial}{\partial x} (\rho \cdot u) + \frac{\partial}{\partial y} (\rho \cdot v) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho \cdot w) = 0, \quad (2)$$

где ρ – плотность газа; u, v, w – скорости по осям.

$$-F \frac{d}{dx} p = M \frac{d}{dx} w + \Pi \cdot \tau_0 + F \cdot g \cdot \rho \cdot \sin(\beta), \quad (3)$$

где: w – скорость; ρ – плотность; F – площадь поперечного сечения канала; Π – периметр канала, граничащий с другой средой; τ_0 – касательное напряжение на стенке (напряжение трения на стенке); β – угол наклона канала к горизонту; x – расстояние в направлении движения; M – удельный массовый расход (массовая скорость); g – ускорение свободного падения.

$$W_0 = \sigma_{\text{э}} \cdot E^2 - \frac{4\lambda T_0}{R_0^2} - P_{\text{изл}}, \quad (4)$$

где $\sigma_{\text{э}}$ – проводимость среды при заданных условиях; λ – теплопроводность; R_0 – радиус дуги (или текущий радиус ячейки, как координата); T_0 – начальная температура; $P_{\text{изл}}$ – энергия, затраченная на излучение.

В процессе численного моделирования процесса определяются основные параметры каждой ячейки, энергия газа ячейки, что служит новым начальным условием для следующего шага. Проверяется выполнение критерия пробоя. Мощность дуги, рассеянная за счет излучения, вводится коэффициентом излучения в процентах от мощности энергии дуги. Ее значение можно выбрать в соответствии с результатами опытов, отмеченными в работах авторов, например в [2]. После достижения температуры диссоциации элегаза, его плотность падает до минимума и при дальнейшем повышении температуры элегаз разлагается. Таким образом, полностью отражается физическая картина снижения концентрации частиц элегаза и разложения элегаза на компоненты по мере приближения к створу дуги.

Применяя полученный метод от шага к шагу на всем временном интервале, были проведены расчеты дугогасительного устройства реального элегазового бакового выключателя на устойчивость к тепловому пробую. Данные вычисления были реализованы в рамках созданной программы в среде программирования Delphi 3.0 [3]. Результатом является графическая динамическая интерактивная диаграмма, по которой можно определить значения температуры, тока, напряжения в каждый расчетный шаг времени, а так же проводимость газа – искомую

величину. Полученные данные заносились в таблицу Excel и рассчитывались графики процесса гашения дуги, которые и сравнивались с осциллограммами реальных испытаний из протоколов испытаний.

Пользуясь полученным методом, моделью, программой, ставилась задача определить максимальную коммутационную способность по току отключения выключателя, типа ВГТ-110 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш».

Методом последовательного приближения были выбраны значения токов отключения 60кА, 50кА, при которых расчеты показали не успешное гашение. Далее было принято значение 45 кА, при котором было получено успешное отключение, однако, значение тока пост-дуги в этом случае составило -5 кА. При значениях тока отключения 47 кА и 46 кА было получено не успешное гашение. Результаты вычислений можно видеть в Таблице 1:

Таблица 1. Результаты вычислений отключения разных токов

Полное время отключения, мс	40,18	60,18	50,18	45,18	47,18	46,18
Принятое сопротивление критическое, МОм	18	18	18	18	18	18
Ток отключения, кА	40	60	50	45	47	46
Ток пост-дуги, кА	-2,76	Пробой	Пробой	-5,0	Пробой	Пробой
Результат: О – отключен, Н – не отключен	О	Н	Н	О	Н	Н

Реальный выключатель ВГТ-110 сконструирован, испытан на максимальный ток отключения 40кА, учитывая коммутационный ресурс выключателя при отключении подобных токов, который составляет 20 циклов отключения, можно утверждать, что расчетные данные достаточно точные.

Выводы. Разработанная программа позволяет спрогнозировать коммутационный процесс для дугогасительного устройства, заданной геометрии, свойствами дугогасительной среды и оценить эффективность самого гасителя. Для расчета других режимов гашения или другой геометрической конфигурации камеры необходимо делать перерасчет начальных параметров, заводимых в программу описанных в начале статьи. Учитывая большое количество вероятностных явлений в дуговых процессах, можно утверждать, что применение математического моделирования процессов дугогашения не исключает необходимость проведения экспериментальных исследований, однако данные, получаемые в процессе моделирования, значительно облегчают работу исследователя, сокращают число экспериментов, и помогают анализировать полученные результаты, корректируя вводимые данные и физическую модель, сокращают число дорогостоящих экспериментов.

Список литературы:

1. Ильин А.С. Численное моделирование процессов гашения дуги в элегазовом выключателе высокого напряжения и сравнение результатов с реальными испытаниями // Научно-технический вестник Поволжья. – 2011. - №5. – С. 140-146
2. Hermann W., Kogelschatz U., Ragaller K., Shade E. Investigation of cylindrical, axially blown, high-pressure arc // Applied Physics. – 1974. – Т.7. – С. 607-619
3. Программа моделирования термогазодинамических процессов гашения дуги в дугогасительной камере заданной геометрии, применительно к высоковольтной аппаратуре (Программа моделирования процессов дугогашения): Свидетельство об официальной регистрации программы ЭВМ № 2006612254 от 30 июня 2006 года, заявка №2006612047 от 19 июня 2006 г.

УДК 621.313

Эффективное энергопотребление технологическим процессом рудоподготовки горно-металлургической промышленности

О.Х. Ишнарзов

*Институт Энергетики и автоматики Академии наук Республики Узбекистан, г. Ташкент,
Республика Узбекистан
E-mail: ioybek@gmail.com*

В Узбекистане около 2/3 всего объема потребляемой электроэнергии используется для механической работы, выполняемой электроприводом. Наиболее широко в горно-

металлургической промышленности используются электропривода дробилок, мельниц (самоизмельчения и шаровых), конвейеров, насосов откачки пульпы, классификаторов, гидроциклов (суммарная установленная мощность более 5 МВт на одном блоке), которые являются основным оборудованием технологического процесса рудоподготовки к обогащению полезных ископаемых, а также важным элементом технологического процесса переработки руды.

Расход энергозатрат на рудоподготовку составляет более 60% от общих энергозатрат горно-обогатительных фабрик, что определяет необходимость экономии энергоресурсов.

В связи с этим большое внимание уделяется проблеме эффективного энергопотребления и энергосбережения механизмов горнорудной отрасли, в частности, в технологическом процессе рудоподготовки горно-металлургических комбинатах.

Несмотря на достаточно большое количество исследований по данному вопросу, задача эффективного энергопотребления, энергосбережения и управления технологическим процессом рудоподготовки к обогащению полезных ископаемых разработана недостаточно. Это объясняется, прежде всего, разнообразием, часто противоречивостью требований, предъявляемых к технологии рудоподготовки. С другой стороны, сам объект исследования – технологический процесс рудоподготовки – представляет собой сложную динамическую систему с присущими ей свойствами (физико-механическая особенность руды (насыпная плотность, абразивность, влажность, показатели дробимости и измельчаемости); неравномерность поступления руды в дробилки, тяжелый режим пуска крупных асинхронных и синхронных двигателей дробилок и мельниц, неравномерность загрузки шарами мельниц, повышенный износ деталей насосов, непостоянство плотности откачиваемой пульпы и др.).

В современных условиях традиционные задачи управления энергопотреблением — учет, нормирование и планирование — качественно меняются, и появляются новые задачи, связанные с оптимальным управлением режимами энергопотребления и анализом эффективности энергоиспользования по минимуму расхода энергоресурсов и др. Встает задача оптимизации использования энергоресурсов технологическим оборудованием и всем предприятием в целом, т.е. повышения эффективности рационального использования энергоресурсов за счет оптимального управления режимами энергопотребления.

Детальный анализ научно-технических работ в области управления технологическим комплексом рудоподготовки к обогащению полезных ископаемых показал, что на обогатительных фабриках разработаны и внедрены локальные системы стабилизации процессов измельчения, классификации, сепарации, а также разработаны проектные решения в составе АСУТП адаптивных систем управления процессами рудоподготовки на основе методов распознавания образов и интеллектуальных систем.

Однако адаптивные регуляторы с переменной структурой не оправдали в полной мере своего назначения вследствие отсутствия надежных датчиков и исполнительных механизмов, информационных систем сбора информации, надежных систем ввода-вывода информации, каналов связи и компьютерных систем.

В данной работе приводится эффективный метод управления энергопотреблением технологическим процессом рудоподготовки, а также энерго- и ресурсосберегающая технология рудоподготовки к обогащению полезных ископаемых за счет разработки системы с искусственным интеллектом. Использование системы с искусственным интеллектом расширяет возможности управления технологическим процессом в области многоканального управления, перераспределения потоков, параллельного и многостадийного управления технологическим процессом с рециклами в условиях непостоянства подачи исходной руды.

УДК 621.867.2

Пуск ленточных конвейерных установок на базе частотно-регулируемых электроприводов

Т.С. Камалов, О.З. Тоиров

Институт Энергетики и автоматики Академии наук Республики Узбекистан, г. Ташкент

E-mail: tkamalov@yandex.ru; olimjon.t@mail.ru

Рассмотрены пусковые режимы ленточных конвейерных установок с частотно-управляемым электроприводом с учетом законов изменения частоты в переходных процессах.

В горнорудной промышленности ленточные конвейеры применяются в основном в составе роторных комплексов для транспортирования вскрышных пород или в качестве магистральных наклонных подъемников из карьеров и глубоких шахт [1].

Режим работы приводных двигателей конвейеров – продолжительный с редкими пусками и остановами. При этом важным общим требованием, предъявляемым к электроприводам механизмов непрерывного транспорта, является обеспечение плавности пуска и торможения с надежным ограничением ускорения и рывка.

В частотно-регулируемых асинхронных электроприводах используются скалярные и векторные системы управления. Для управления асинхронным электроприводом конвейерных установок нами принята скалярная система управления как наиболее простая и дешевая по сравнению с векторной. Формирование пусковых режимов асинхронного двигателя (АД) осуществляется заданием приращения частоты подаваемого на статор двигателя и соответственно напряжения, величина которого определяется пропорциональным законом частотного управления. При этом допускаем, что при каждом дискретном приращении частоты питающего напряжения АД разгоняется в пределах прямолинейной части его механической характеристики.

Получили распространение четыре варианта закона изменения частоты в переходных процессах (пуск - разгон, переход от текущей скорости к более высокой, замедление – переход от текущей скорости к более низкой, а также торможение): линейный, экспоненциальный, S-образный и U-образный. С целью определения наиболее приемлемых вариантов пусковых режимов рассмотрим каждый из них. Ленточные транспортные конвейерные установки рассматриваем как класс механизмов с постоянством статического момента $M_c = const$. При этом согласно [2], в каждом шаге приращение частоты кривая скорости при разгоне двигателя описывается уравнением

$$\omega = \omega_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_m}}\right) + \omega_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_m}} \quad (1)$$

где ω_0 - установившаяся скорость для заданной частоты питающего напряжения статорной обмотки АД; T_m - электромеханическая постоянная электропривода.

При разгоне АД от преобразователя частоты электромеханическая постоянная в основном определяется моментом инерции и значением механической характеристики, соответствующей текущему значению частоты управления. В связи с этим электромеханическая постоянная сохраняет свое значение лишь для определенной частоты управления. При изменении шага дискретизации пропорционально изменяется и электромеханическая постоянная и при этом соответственно увеличивается или уменьшается длительность переходного процесса. Длительность переходного процесса при изменении момента двигателя от $M_{нач}$ до $M_{кон}$ или соответственно скорости, согласно [1], определяется

$$t = T_m \cdot \ln \frac{M_{i\dot{a}^+} - \dot{I}_{\dot{n}}}{M_{\dot{e}i} - \dot{I}_{\dot{n}}} \quad (2)$$

где $M_{нач}$ – момент двигателя в начале пуска при трогании; $M_{кон}$ – момент двигателя при достижении заданной промежуточной скорости $\omega_{\dot{e}i}$.

При этом время разгона принимаем равным $3T_m$, так как скорость вращения АД за это время достигает $0,95\omega_0$ и практически процесс разгона можно считать установившимся. Вычисляя время разгона АД для каждой заданной частоты вращения можно получить полное время пуска двигателя как сумму отдельных времен.

Для определения длительности пуска ленточных конвейерных установок используются формулы [3-5]

$$t \geq \frac{0,26Lg \sum q}{S_{\dot{a}i}} \quad (3)$$

или

$$t = (3-5)L \sqrt{\frac{Q}{g \cdot E_{y\dot{o}o}}} \quad (4)$$

где L – полная длина ленты, м; v – скорость движения ленты в установившемся режиме работы, м/с; $\sum q$ – средний вес движущихся и вращающихся частей верхней и нижней ветвей конвейера, Н; $S_{доп}$ – допустимое натяжение ленты; $E_{эфф}$ – эффективный динамический модуль упругости, кг; цифра 5 соответствует горизонтальным конвейерам;

Рассмотрим пусковые режимы конвейерных установок исходя из двух критериев. Первый – это вариант пуска конвейера, когда для каждого шага дискретизации частоты Δf , при котором текущая скорость соответствующая данной частоте Δf_1 , устанавливается в течении времени,

равным $3T_m$. После этого осуществляется переход на следующий шаг Δf_2 и так далее, пока скорость АД не достигнет заданного установившегося значения. При этом весь диапазон изменения частоты во времени для четырех вариантов (рис.1) разбиваем на шаги дискретизации Δf , равного в пределах до 5 Гц.

Законы изменение частоты управление в переходных процессах АД

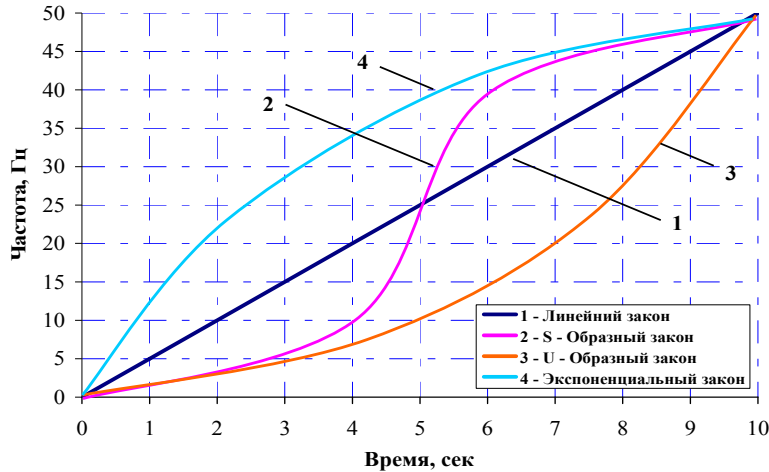


Рис. 1. Законы изменение частоты управление в переходных процессах АД

По второму критерию исходим из условия обеспечения заданного пускового времени конвейерной установки (t_n), определяемые по формулам (3) или (4). При этом весь диапазон заданной частоты во времени разбивается на Δt в пределах которого скорость двигателя может выйти на установившуюся скорость, либо наоборот, – не достигая установившейся скорости АД, переходит на другую механическую характеристику по скорости.

На основе разработанного нами алгоритма расчета пусковых режимов [6,7] произведены расчеты пусковых режимов для конвейерной установки с приводным электроприводом мощностью 30 кВт.

Выводы:

1. Пусковые режимы конвейерных установок по первому критерию удовлетворяют условиям разгона, когда расчетное время t_n меньше или равно полному времени пуска двигателя, как сумма отдельных составляющих соответствующих каждому шагу дискретизации частоты. В данном случае для пуска конвейерных установок более приемлемыми являются S-образные и экспоненциальные законы управления частотой электропривода.
2. Наиболее отвечающим условиям разгона конвейерных установок в пусковых режимах является частотный пуск за время, определяемое их параметрами. В данном случае наиболее приемлемыми являются S-образный и U-образный законы управления частотой электропривода.

Список литературы:

1. Дьяков В.А., Шахмейстер Л.Г., Дмитриев В.Г. и др. Ленточные конвейеры в горной промышленности. Под ред. А.О.Спиваковского. – М.: Недра, 1982. – 349 с.
2. Андреев В.П., Сабинин Ю.А. Основы электропривода. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 772 с.
3. Соловьев А.С., Соловьев В.С. Автоматизированный электропривод конвейеров. – Ленинград: 1977. – 68 с.
4. Островский А.С. Электроприводы поточно-транспортных систем. – М.: Энергия, 1967. – 184 с.
5. Пертен А.Ю. Конвейерные системы. Т.2: Справочник. – Санкт-Петербург: Проффессионал, 2008. – 507 с.
6. Камалов Т.С., Тоиров О.З. Энергосберегающий электропривод и вопросы выбора преобразователя частоты // Узбекский журнал «Проблемы информатики и энергетики». – 2009. – №1. – С. 36–42.
7. Камалов Т.С., Тоиров О.З., Сайфуллаева Л.И. Регулируемый электропривод конвейерных установок и алгоритм их выбора // Узбекский журнал. «Проблемы информатики и энергетики». – 2009. – №6. – С. 41–49.

УДК 620.314

Методы диагностики силовых трансформаторов**И.Х. Касимова, А.Р. Рамазанова***Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**E-mail: kasi_ih@mail.ru, alba3110@sibmail.com*

В настоящее время в России и странах ближнего зарубежья значительная часть силовых трансформаторов 110 кВ и выше отработала нормативный срок службы. Экономическая ситуация, а также общее количество оборудования с длительным сроком службы не позволяют в ближайшие годы провести их замену. В этой ситуации поддержание требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов требует объективного диагностического контроля [1].

Существует множество методов для осуществления мониторинга силового оборудования, как традиционных, чаще всего применяемых при диагностике, так и новых, менее изученных. Традиционные: наружный осмотр, тепловизионный контроль, измерение частичных разрядов, измерение $\tan \delta$, вибрационный контроль прессовки, проверка качества масла на примеси и увлажнение, газохроматографический анализ, измерение сопротивления обмоток, учет конструктивных особенностей, акустический метод, определение сопротивления изоляции обмоток, сушка масла. К новым можно отнести метод низковольтных импульсов, метод анализа частотных характеристик, фотоакустическую спектроскопию.

Несмотря на то, что метод хроматографического анализа существует давно, и достаточно хорошо изучен, он остается наиболее часто используемым аналитическим методом, позволяющим прогнозировать развитие дефекта еще на стадии его образования.

В отечественной и мировой практике определяют содержание (концентрацию) следующих газов: углекислого газа CO_2 , оксида углерода CO , водорода H_2 , кислорода O_2 , азота N_2 ; углеводородов метана CH_4 , ацетилена C_2H_2 , этилена C_2H_4 этана C_2H_6 и др. Кроме того, определяют соотношение концентраций некоторых наиболее показательных (характерных) газов и рост их концентрации по сравнению с предшествующим регулярным измерением [2].

Нами был проведен анализ трансформаторного масла трансформатора типа ТДТН 63000/110. Причиной отбора пробы масла послужило срабатывание газового реле. Проведенный анализ показал следующие результаты:

Таблица 1. Результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле

Газ	Концентр. об. %	Вотн. об. %/мес.	Газ	Концентр. об. %	Вотн. об. %/мес.
CH_4	0,016	449,06	H_2	0,0481	7608,93
CO_2	0,164	7,7	CO	0,0472	111,53
C_2H_4	0,0328	162,39	O_2	0,0001	
C_2H_2	0,0845	58241,38	N_2	0,0001	
C_2H_6	0,0028	63,74	C_xH_y	0,1361	558,16
Цвет:		t верхних сл.: 0		t воздуха: 0	

Согласно [3] появлением газов в масле трансформатора считается опасным, когда концентрация определенных газов превышает допустимый предел в 5 раз. По относительной скорости нарастания концентрации газов ($V_{\text{отн}}$) определяется степень опасности развития дефекта. Если относительная скорость нарастания концентрации газа/газов превышает 10 % в месяц, то это указывает на наличие быстро развивающегося дефекта в трансформаторе.

Из таблицы 1 видно, что содержание основных газов: водорода и ацетилена превышают граничные значения, из чего сделан вывод о дуге в масле в ограниченном объеме, которая может быть следствием образования короткозамкнутых витков в одной из обмоток трансформатора или из-за плохих контактов в соединениях.

Этан и этилен – характерные газы в масле при данном дефекте. Так для "здорового" трансформатора содержание этана обычно около 0,0007, а в исследуемом масле – 0,028 (превышение в 40 раз).

На основании этих фактов было рекомендовано вывести оборудование в ремонт. Разборка показала, что в высоковольтной обмотке обнаружены следы дуги от межвиткового замыкания (рис. 1).

Таким образом, с помощью хроматографического анализа газов в трансформаторном масле выявлен дефект обмотки.

Метод низковольтных импульсов (НВИ), предложенный польскими учеными-электротехниками В. Лехом и Л. Тымински в 1966 году [4], является одним из перспективных методов для выявления начальных повреждений и прогнозирования надежности конструкции трансформатора. Одним из достоинств этого метода является то, что для оценки состояния обмоток трансформатора нет необходимости разбирать трансформатор [5]. Другим достоинством метода НВИ, по мнению авторов, является высокая чувствительность к различного рода изменениям в геометрии обмоток и их элементов.



Рис. 1. Дефект обмотки трансформатора ТДТН-63000/110

Чувствительность этого метода можно увеличить, если использовать импульсы с наносекундным фронтом. Для проверки этого предположения разработан специальный кабельный генератор, который позволяет формировать на согласованной нагрузке импульс длительностью $t = 240$ нс с фронтом порядка 10 нс амплитудой 132 В.

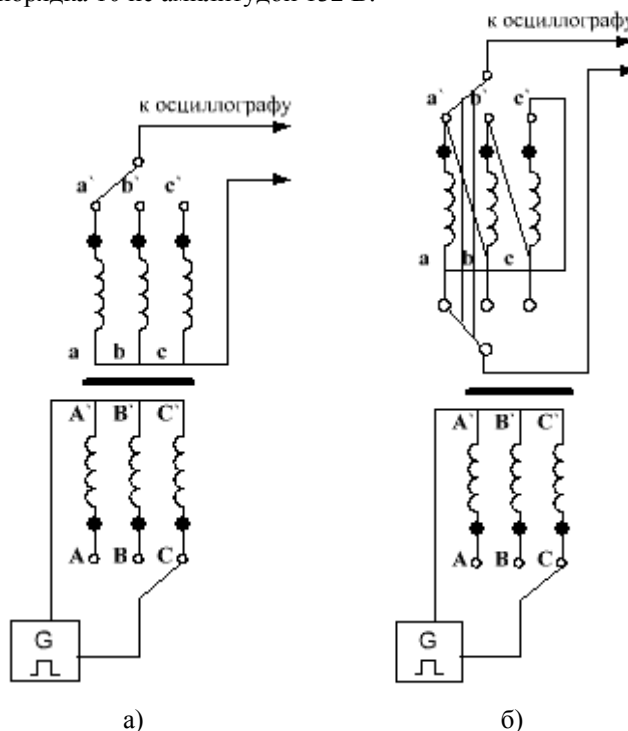


Рис. 2. Схемы соединения обмоток трансформатора и места приложения зондирующего импульса

Исследования проведены на трансформаторе типа *TDBTS-10*, $I=370$ мА, $F=50$ Гц. Импульс с кабельного генератора подавался на одну из обмоток трансформатора. Эти импульсы в дальнейшем будем называть зондирующими.

Регистрация сигналов с других обмоток осуществлялась с помощью осциллографа

Тестронix, эти сигналы обычно называются откликами. Методика исследования заключалась в следующем. Сначала снимались, так называемые, нормограммы, т.е. на одну из обмоток бездефектного трансформатора подавался зондирующий импульс, а с других обмоток снимались отклики. Затем искусственно создавались дефекты обмоток (закорачивались некоторые обмотки или создавались короткозамкнутые витки) и, подавая зондирующие импульсы, снимались отклики, которые будем называть дефектограммами. После этого сравнивались нормограммы и дефектограммы. Отклонения дефектограмм от нормограмм говорят о чувствительности диагностики к соответствующим дефектам обмоток трансформатора.

Исследование проводилось для двух схем соединения обмоток трансформатора: 1) обмотки высокого и низкого напряжения соединялись в "звезду" (рис. 2, а); 2) обмотки высокого напряжения соединялись в "звезду", а обмотки низкого напряжения соединялись в "треугольник" (рис. 2б).

Для сравнительного анализа были сняты нормограммы (трансформатор без дефектов) и дефектограммы (когда на трансформаторе были дефекты), а также проведен их сравнительный анализ для качественной оценки результатов НВИ. Далее на осциллограммах при наложении дефектограмм на нормограммы совмещались по оси времени начала переходного процесса, и определялись максимальные амплитудные отклонения дефектограмм от нормограмм.

На рис. 3 приведены совмещенные нормограммы с дефектограммами трансформатора по схеме рис.2, а.

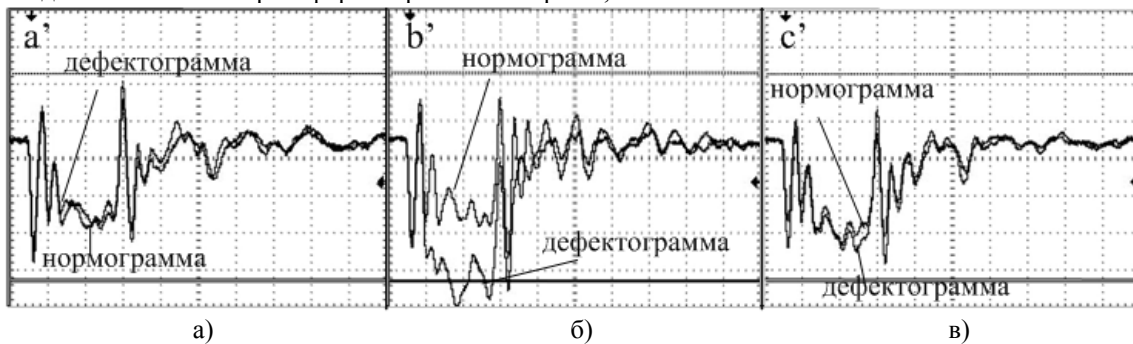


Рис. 3. Совмещенные нормограммы с дефектограммами трансформатора (рис. 1, а), у которого закорочены витки обмотки высокого напряжения фазы В: а – отклик на обмотке aa' , б – отклик на обмотке bb' , в – отклик на обмотке cc'

Данным методом хорошо диагностируются трансформаторы, у которых низковольтные обмотки соединены в "треугольник" (рис. 4). По рис. 4, б видно, что на поврежденной фазе дефектограмма значительно отличается от нормограммы.



Рис. 4. Совмещенные нормограммы с дефектограммами трансформатора (рис. 1, б), у которого закорочены витки обмотки высокого напряжения фазы В: а – отклик на обмотке aa' , б – отклик на обмотке bb' , в – отклик на обмотке cc'

Таким образом, экспериментально подтверждена возможность диагностирования замыкания витков обмотки посредством наносекундных низковольтных импульсов и выделения обмотки, на которой произошло витковое замыкание, независимо от способа соединения обмоток.

Рассмотренный выше метод низковольтных импульсов с наносекундным фронтом позволяет на ранней стадии выявлять такие дефекты, как деформации, смещения, распрессовки, а

также полегания проводников и межвитковые замыкания, что положительно отличает его от традиционных, и позволяет распознать дефект еще до его появления. Метод хроматографического анализа трансформаторного масла при правильной обработке результатов позволяет выявлять с высокой степенью достоверности замыкания, связанные с дугowymi процессами, например межвитковые замыкания.

Список литературы:

1. Хренников А.Ю. Опыт обнаружения остаточных деформаций обмоток силовых трансформаторов//Энергетик.- №7.- 2003.
2. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. -216 с.: ил. – (Основное электрооборудование в энергосистемах: обзор отечественного и зарубежного опыта).
3. РД 153-34.0-46.302-00 «Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов растворенных в масле».
4. Лех В., Тымински Л. Новый метод индикации повреждений при испытании трансформаторов на динамическую прочность // Электричество, 1966. № 1.
5. РД 34.45-51.300-97 (с изм. 1,2 2000). Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: ЭНАС,2000.

УДК 621.311.004.13

Процесс заиление водохранилища Нурекской ГЭС и его влияние на режим работы каскада Вахшских ГЭС

А.К. Киргизов, Л.С. Касобов

Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими, г. Душанбе,

Республика Таджикистан,

E-mail: loiknstu@mail.ru

К основным характеристикам водохранилища относятся полезный объем $V_{нпу}$ – он соответствует отметке наивысшего проектного уровня (НПУ) в верхнем бьефе, который должен поддерживаться при нормальных условиях эксплуатации гидроузла. Он складывается из двух составляющих: мёртвого и полезного объемов;

Мёртвый объём $V_{умо}$ – постоянный объем водохранилища, который в нормальных условиях эксплуатации не срабатывается и в регулировании стока не участвует. Он представляется как неприкосновенный запас, который может быть израсходован лишь в чрезвычайных условиях (при постоянной засухе или необходимости срочного обеспечения водоснабжения). Мёртвый объём находят расчетным путем с учетом заиления водохранилища различными наносами, санитарно-технических и гидробиологических требований, обеспечения приемлемого качества воды, обеспечения условия для гидроэнергетики, мелиорации и др. Любое водохранилище вносит изменения в гидравлический режим водотока: уменьшаются скорости течения и уклоны свободной поверхности воды, растет глубина потока и т.д. Наносы, которые увлекают за собой поток по дну или во взвешенном состоянии, постепенно осаждаются и откладываются в чаше водохранилища, лишь незначительная часть транзитом проходит в нижний бьеф гидроузла. Процесс заполнения водохранилища наносами называется заилением, он достаточно длителен и зависит от многих факторов: размеров и конфигурации водохранилища, устойчивости берегов, режима стока, состава наносов, режима сработки и наполнения уровня водохранилища и др. Продолжительность полного заиления до отметки НПУ носит название «срока заиления». Теоретическое время заиления можно найти по формуле [1]:

$$t_y = V_{нпу} / V_n = 10,5 / 0,085 \cong 123 \text{ лет} \quad (1)$$

где $V_{нпу}$ - полный объём водохранилища при НПУ 10,5млрд. м³; V_n –средний многолетний объем наносов, поступающих в водохранилище, м³ в год. -0,085 млрд. тонн /год.

При расчете также употребляют термин « срок службы водохранилища» - время, в течение, которого наносами заполняется мертвый объем водохранилища, т.е. срок, в течение которого возможно регулирование санитарно - гидробиологического режима с помощью мертвого объема:

$$t_{сл} = V_{умо} / V_n = 6 / 0,085 \cong 70 \text{ лет}, \quad (2)$$

где $V_{умо}$ – мертвый объем, млрд. м³; V_n – средний многолетний объем наносов, поступающих в водохранилище.

Средневзвешанные наносы, по реке Вахш согласно [1] составит $4,16 \text{ кг/м}^3$. Исходя, из этого по среднемноголетнему расходу $645 \text{ м}^3/\text{сек}$, приход годовых взвешанных наносов до Нурекского водохранилища составляет 85 млн. тонн.

Объём наносов попадающих в водохранилище, за 37 летний период эксплуатации, составляет 3,13 млрд. тонн. Таким образом, на сегодняшний день исходя из расчетов, общий объём Нурекского водохранилища уменьшился по сравнению с проектным - $10,5 \text{ млрд. м}^3$ и составил $7,37 \text{ млрд. м}^3$. Однако, нормы наносы по реке Вахш различаются друг от друга по разным литературным источникам и авторам. По [1] и [2] даётся 4.16 кг/м^3 , а по [3] дается цифра в 5.5 кг/м^3 , встречается даже около 10. Заполнение мертвого объема водохранилища наносами может происходить в результате переформирования берегов водохранилища. Переформирование берегов зависит от ветровых волн, изменения уровня воды при сработке и наполнении, состав грунтов и гидрогеологических условий местности. Только по отношению Нурекского водохранилища можем привести пример, что его сработка в последние годы не допустимо идет ниже уровня мертвого объема, которое ускоряет объем заиления. Нами рассматривается два варианта распределения общего значения наноса на полезный и мертвый объемы: 1) 32/68 и 50/50. Таким образом, по предварительным расчетам полезный объем Нурекского водохранилища заилено на 1 млрд. м^3 и составляет $3,5 \text{ млрд. м}^3$, а мертвый объем заилено на $2,13 \text{ млрд. м}^3$ и составляет $3,869 \text{ млрд. м}^3$ по первому варианту и на $1,565$ соответственно для каждого объёмов по второму варианту. Кривые объема водохранилища Нурекской ГЭС с учетом заиления приведены рис. 1.

Таблица 1. Объем водохранилища, км^3

Отметки, м	проект.	1989 г.	1994 г.	2001 г.	2009 г.
645	0	0	0	0	0
680	0,0147	0	0	0	0
700	0,0977	0	0	0	0
720	0,32	0,169	0	0	0
740	0,68	0,471	0,255	0,0696	0,1
760	1,22	1,027	0,75	0,355	0,36
780	1,91	1,7	1,41	0,8444	0,8
800	2,724	2,45	2,09	1,5788	1,35
820	3,7	3,35	2,92	2,3518	2,1
840	4,84	4,36	3,86	3,244	3,0342
860	6,17	5,45	4,92	4,393	4,045
880	7,72	6,63	6,025	5,8325	5,25
900	9,464	8,01	7,295	7,5274	6,55
910	10,5	8,66	7,965	8,5439	7,369

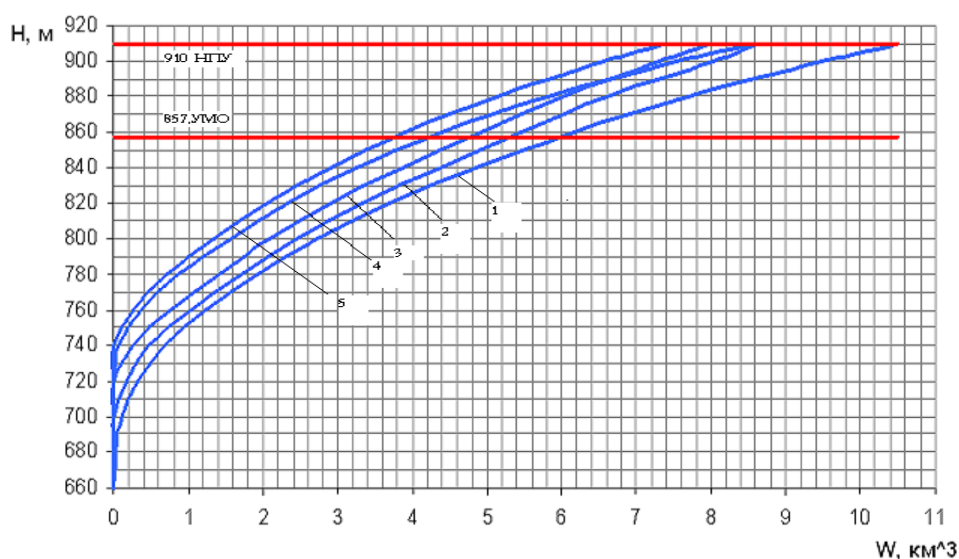


Рис. 1. Кривые объема водохранилища Нурекской ГЭС
1-Проектная, 2- 1989 г., 3-1994 г., 4- 2001 г., 5- 2009 г.

Данный расчет является приблизительным, но для более точного определения объема заиления водохранилища, а это достаточно важно, в настоящее время, необходимо привести научно-исследовательские и проектные работы с привлечением специализированных организаций. Только после этого можно вести подготовки по проведению управления водными ресурсами реки Вахш.

Мы также обращаем ваше внимание на тот факт, что начатое строительство Рогунского гидроузла по нашим расчетам в значительной степени ускоряет процесс заиления Нурекского водохранилища. “Барки Точик” должен выяснить данный вопрос и соответствующим образом поручить своему проектному подразделению, исследовать данный важный вопрос. Пути уменьшения процесса заиления:

Для предотвращения и уменьшения объема заиления водохранилища на практике обычно осуществляют ряд мероприятий, на пример:

-организация рационального природопользования (применение почва защитных севооборотов, залужение и трассирование крутых склонов, облесение и закрепление оврагов, берегов водохранилища и другие агротехнические, культурно-технические и лесомелиоративные мероприятия);

-сооружение в верховьях рек перед регулирующим водохранилищем одного или несколько специальных водоемов для борьбы с наносами и снижение размывающей способности потока. Так как, уже в проекте есть строительство водохранилища Рогунской ГЭС, то надо просто ускорить её строительство для того, чтобы значительно снизить объем заиления водохранилища Нурекской ГЭС.

Выводы: Процесс заиления водохранилища в горных реках в основном происходит очень быстро и главным образом с хвостовой части к тому же - полезная ёмкость. Проведенный анализ сделан по данным, которым были предоставлены нам ПТО Нурекской гидроэлектростанции, однако эти данные вызывают сомнение. Используя данных [2] и других характеристик реки Вахш, нами предварительно были определены объемы водохранилища (полезный и мертвый) по состоянию 2009года. С другой стороны процесс заиления может произойти быстрее, так как происходит переформирование берегов в результате сработки мертвого объема. Строительство Рогунского водохранилища также ускоряет процесс заиления на период строительства, так как миллионы тон земляных пород которые используется для сооружения плотины и огромный процент из которых, попадая в реку, заиливается в водохранилище Нурекской ГЭС.

Список литературы:

1. Авакян А.Б., Шарапов В.А. Водоохранилища гидроэлектростанций СССР.- М.: Энергия, 1977. – 400 с.
2. Шульц В.Л. Реки Средней Азии.- Л.:2001
3. Большая Советская энциклопедия. (Таджикский ССР) Москва. 1968 г.
4. <http://www.our-tajikistan.com>

УДК 621.398

Алгоритмы выявления и компенсации высших гармоник активными системами коррекции формы кривых тока и напряжения в электрических сетях нефтедобывающих предприятий

И.С. Кондратьев, Ю.А. Сычев

Санкт-Петербургский государственный горный университет, Санкт-Петербург, Россия

E-mail: vkondr@inbox.ru; Sychev_yura@mail.ru; YA_Sychev@mail.ru

Показана эффективность использования системы фазовой автоподстройки частоты при выявлении и компенсации высших гармоник активными системами коррекции формы кривых тока и напряжения на основе параллельных активных фильтров в электрических сетях нефтедобывающих предприятий.

Результаты многочисленных теоретических и экспериментальных исследований, проведенных в электрических сетях предприятий нефтедобычи, показали, что наиболее эффективным техническим средством компенсации высших гармоник являются активные системы коррекции формы кривых тока и напряжения на основе параллельных активных фильтров [1, 2].

Основной принцип компенсации генерируемых нелинейной нагрузкой высших гармоник активными системами заключается в определении состава гармонического спектра искаженного тока сети и генерации компенсационного тока в сеть, который частично или полностью, в

зависимости от поставленной задачи, устраняет высшие гармоники тока, искажающие форму кривых тока и напряжения сети. При формировании компенсационного тока также учитывается величина компенсируемой реактивной мощности.

Гармонический спектр искаженного тока и напряжения сети определяется датчиками тока и напряжения, сигналы от которых поступают в систему управления параллельного активного фильтра и подвергаются дальнейшей обработке. На основании данных, полученных о гармоническом спектре искаженного тока и напряжения сети, необходимо выявить порядки и величины высших гармоник тока и напряжения, которые необходимо компенсировать.

Одним из ключевых этапов функционирования активных систем коррекции является выявление компенсируемых высших гармоник тока и напряжения и формирование опорного синусоидального тока или напряжения. Существует ряд способов для реализации указанных этапов функционирования, которые являются неотъемлемой частью алгоритмического обеспечения активных систем коррекции формы кривых тока и напряжения.

Численные методы, такие как быстрое преобразование Фурье и дискретное преобразование Фурье, при динамическом характере компенсируемой нелинейной нагрузки обладают определенным уровнем погрешности, делающим их применение в условиях минерально-сырьевого комплекса нецелесообразным и не достаточно эффективным.

Наибольшее применение в алгоритмах функционирования активных систем коррекции формы кривых тока и напряжения для формирования опорного тока или напряжения находят системы фазовой автоподстройки частоты, позволяющие в режиме реального времени отслеживать изменение амплитудного и фазового состава гармонического спектра компенсируемой нелинейной нагрузки, работающей в динамическом режиме. Функционирование системы фазовой автоподстройки частоты может быть основано на различных опорных системах координат α - β , u - v и d - q , в которых выполняются различного типа преобразования для формирования опорного тока или напряжения. Выбор той или иной опорной системы координат определяется наличием несимметрии в компенсируемой нелинейной нагрузке и необходимости компенсации реактивной мощности, создаваемой основной составляющей или высшими гармониками.

Функциональная схема разработанной системы управления активной системой приведена на рис.1., где U_{ab} , U_{bc} – измерительные сигналы линейных напряжений сети; U_{α} , U_{β} – сигналы преобразованных линейных напряжений в системе координат $\alpha\beta$; $\cos\varphi'$, $\sin\varphi'$ – соответственно косинус и синус угла между изображающим вектором напряжения и его проекциями на оси α и β ; U_c – сигнал заданного напряжения накопительного конденсатора; U_{cf} – измерительный сигнал фактического напряжения накопительного конденсатора; I_{ref} – сигнал задания по току; $I_{f abc}$ – измерительные сигналы фактического тока параллельного активного фильтра по фазам; $I_{m abc}$ – измерительные сигналы фактического тока компенсируемой сети по фазам; $I_{ref abc}$ – сигнал опорного тока по фазам; I_h – сигнал рассогласования по токам [3].

При формировании опорного сигнала тока ($I_{ref abc}$) система управления использует преобразования из трехфазной системы a , b , c в двухфазную систему α , β . С помощью датчиков напряжения измеряются линейные напряжения компенсируемой сети U_{ab} и U_{bc} , которые затем преобразовываются в систему координат α , β , с помощью следующих выражений [3]:

$$\begin{aligned} U_{\alpha} &= (2 \cdot U_{ab} + U_{bc}) / 3; \\ U_{\beta} &= U_{bc} / \sqrt{3}. \end{aligned} \quad (1)$$

На схеме (см. рис.1) данные вычисления выполняет преобразователь фаз 3-2, на вход которого поступают измерительные сигналы с датчиков напряжения [3].



Рис.1. Функциональная схема системы управления активной системой коррекции формы кривых тока и напряжения с использованием фазовых преобразований для компенсации высших гармоник тока и напряжения

Линейные напряжения сети U_{ab} и U_{bc} содержат в себе спектральный состав гармонических искажений, вносимых нелинейной нагрузкой. Для выделения из этих напряжений основной составляющей, необходима система фазовой автоподстройки частоты, которая генерирует два напряжения синусоидальной формы и единичной амплитуды, причем фаза этих сигналов с помощью регулятора подстраивается под фазу входных сигналов искаженных линейных напряжений сети. На основе такой системы фазовой автоподстройки частоты выполнен блок фазовой синхронизации, входные сигналы которого преобразуются в сигналы единичной амплитуды согласно следующим формулам [3]:

$$\begin{aligned}\cos \varphi &= U_{\alpha} / U_{sm}; \\ \sin \varphi &= U_{\beta} / U_{sm}; \\ U_{sm} &= \sqrt{U_{\alpha}^2 + U_{\beta}^2},\end{aligned}\quad (2)$$

где: угол φ – соответствует углу между вектором напряжения U_{sm} и его составляющими по осям α и β . Угол φ подстраивается блоком фазовой синхронизации до значения φ' , соответствующего синусоидальной форме кривых напряжения и тока сети.

Напряжение на накопительном конденсаторе поддерживается на заданном уровне с помощью ПИ регулятора, который формирует задание по генерируемому инвертором компенсационному току, на основании информации о фактическом U_{cf} и заданном U_c напряжении конденсатора. Заданный регулятором ток I_{ref} сначала преобразуется в двухфазную систему [3]:

$$\begin{aligned}I_{ref \alpha} &= I_{ref} \cos \varphi'; \\ I_{ref \beta} &= I_{ref} \sin \varphi'\end{aligned}\quad (3)$$

а затем, из двухфазной системы преобразуется в трехфазную, согласно формулам [3]:

$$\begin{aligned}I_{ref a} &= I_{ref \alpha}; \\ I_{ref b} &= (\sqrt{3} \cdot I_{ref \beta} - I_{ref \alpha}) / 2; \\ I_{ref c} &= (-\sqrt{3} \cdot I_{ref \beta} - I_{ref \alpha}) / 2.\end{aligned}\quad (4)$$

Полученные заданные значения токов $I_{ref abc}$ сравниваются с искаженным токами нелинейной нагрузки $I_{m abc}$ и фактическим током параллельного активного фильтра $I_{f abc}$ блоком сравнения. Сигнал рассогласования по токам I_h на выходе блока сравнения поступает на вход формирователя импульсов, выполненного на основе релейных регуляторов, который генерирует импульсы управления силовыми ключами инвертора.

Эффективность функционирования представленной системы управления подтверждена результатами математического моделирования.

Приведенная система управления защищена патентом на изобретение № 2354025.

Список литературы:

1. Абрамович Б.Н., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболемов Е.Н., Полищук В.В., Сычев Ю.А. Промышленные испытания активного фильтра в промысловых сетях ОАО «Оренбургнефть ТНК-ВР» // Промышленная энергетика. – 2008. - № 10 – С. 42-46.
2. Абрамович Б.Н., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболемов Е.Н., Полищук В.В., Сычев Ю.А. Коррекция коэффициента мощности в сетях нефтепромыслов с помощью активного фильтра // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 5 – С. 88-90.
3. Способ компенсации высших гармоник и коррекции коэффициента мощности сети: пат. 2354025 Рос. Федерация. № 2008117891/09; заявл. 04.05.08; опубл. 27.04.2009, Бюл. № 12. – 3 с.

УДК 621.311

Применение нетрадиционных возобновляемых источников энергии для электроэнергетики России

З.А. Муталибов, Р.С. Федюк

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

E-mail: roman44@yandex.ru

Рассмотрена история применения нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в нашей стране. Приведены перспективы использования НВИЭ в дальнейшем, особое внимание уделено приливной энергетике.

Наружный климат, тепло земли, водные ресурсы, биомасса и т.д. являются источником энергии, поэтому следует предусмотреть возможность его использования при помощи тепловых насосов солнечных коллекторов, ветроэнергетических установок и т.п.

Россия располагает большими потенциальными запасами геотермальной энергии в виде парогидротерм вулканических районов и энергетических термальных вод с температурой 60-200°C в платформенных и предгорных районах. В 1967 г. на южной оконечности Камчатки была создана первая в стране Паужетская ГеоТЭС мощностью 5 МВт, доведенная впоследствии до мощности 11 МВт. Пробуренные в Паужетской геотермальной системе несколько десятков скважин в суммарном объеме производят пароводяную смесь в количестве, достаточном для расширения Паужетской ГеоТЭС до 25 МВт [1].

Недавний экономический кризис сказался и на сфере использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ). Несмотря на это удалось сохранить научно-технический потенциал и освоить выпуск новой продукции. Так на ОАО «Калужский турбинный завод» производятся конденсационные блок-модульные ГеоТЭС мощностью 4 и 20 МВт. Три таких блока «Туман-4К» по 4 МВт смонтированы на Верхне-Мутновской ГеоТЭС на Камчатке. В качестве теплоносителя используется пар Мутновского месторождения давлением 0,8 МПа. Строительство Верхне-Мутновской ГеоТЭС было начато в 1995 г. и завершено в 1999 г. В настоящее время мощность введенной в эксплуатацию ГеоТЭС составляет 12 МВт.

На Мутновской ГеоТЭС, проектная мощность которой составляет 80 МВт, будут установлены 4 энергоблока «Камчатка-20» мощностью по 20 МВт. Строительство ГеоТЭС начато в 1992 г. на двух площадках, на каждой из которых располагается главный корпус с двумя энергоблоками.

В 1989 г. на Северном Кавказе была создана опытная Ставропольская ГеоТЭС с использованием двухконтурных энергоустановок. В качестве теплоносителя применяется термальная вода с температурой 165 °С, добываемой с глубины 4,2 км. Технологическая схема ГеоТЭС была разработана в ЭНИН им. Кржижановского.

Кроме указанных геотермальных теплоэлектростанций разработан проект и выполнено технико-экономическое обоснование Океанской ГеоТЭС на о. Итуруп в Сахалинской области суммарной мощностью 1-й и 2-й очереди 30 МВт. Находится в эксплуатации Курильская ГеоТЭС мощностью 0,5 МВт.

Месторождения парогидротерм имеются в России только на Камчатке и Курилах, поэтому геотермальная энергетика не может играть значительную роль в масштабах страны в целом. Но для указанных районов, энергоснабжение которых целиком зависит от привозного топлива, геотермальная энергетика способна радикально решить проблему энергообеспечения.

В свое время в бывшем СССР широкое распространение получили малые ГЭС, которые затем были законсервированы или списаны. Сейчас есть предпосылки возврата к малым ГЭС на новой основе, за счет производства современных гидроагрегатов мощностью от 10 до 5860 кВт. В настоящее время действуют около 50 микроГЭС мощностью от 1,5 до 50 кВт, в том числе каскад ГЭС на р. Толмачева мощностью трех очередей около 45 МВт.

В области ветроэнергетики созданы образцы отечественных ветроэнергетических установок (ВЭУ) мощностью 250 и 1000 кВт, находящиеся в опытной эксплуатации. Налаживается сотрудничество с зарубежными организациями и фирмами, имеющими большой опыт в этой области.

Недалеко от г. Элиста планируется строительство крупной Калмыцкой ВЭС, проектная мощность которой составляет 23 МВт. Первая очередь была построена на базе ВЭУ «Радуга-1» мощностью 1,0 МВт и с июля 1995 г. подключена к энергосистеме Калмыкии. Установка работает в круглосуточном режиме.

В Ростовской области в составе «Ростовэнерго» работает ВЭС, известная как ВЭС-300. В ее составе 10 ВЭУ мощностью по 30 кВт каждая. ВЭУ предоставила немецкая компания HSW в рамках проекта «Эльдорадо Винд».

Заполярная ВЭС мощностью 1,5 МВт (г. Воркута) успешно эксплуатируются с 1993 года. Она построена на базе шести установок АВЭ-250 российско-украинского производства мощностью 200-250 кВт каждая.

В июле 2002 г. при поддержке датской компании «SEAS Energi Service A.S.» состоялось открытие крупной ВЭС возле поселка Куликово Калининградской области. Куликовская ВЭС состоит из 21 ВЭУ датского производства мощностью 225 кВт каждая, суммарная мощность составляет 5,1 МВт. В дальнейшем планируется создание в Калининградской области первой

коммерческой ветроэлектрической станции морского базирования мощностью 50 МВт. Ветропарк будет построен в 500 метрах от берега на шельфе Балтийского моря.

Подготовлено технико-экономическое обоснование Приморской ветровой электростанции общей мощностью 30 МВт. В качестве основного технологического оборудования приняты комплексные автоматизированные ВЭУ фирмы «Радуга» единичной мощностью 250 и 1000 кВт, поставляемые заводом укрупненными блоками максимальной заводской готовности. ВЭС будет размещаться на мысе Лукина, где планируется установить 80 ВЭУ мощностью 250 кВт, и на мысе Поворотном – 10 ВЭУ мощностью 1,0 МВт [2].

Кроме перечисленных ВЭС в эксплуатации находятся до 1500 ветроустановок различной мощности (от 0,08 до 30 кВт).

В России в настоящее время работают несколько комплексов с биогазовыми установками, среди них: в Подмоскowie – птицефабрика «Новомосковская», животноводческая ферма «Полярково» агрофирмы «Искра» Солнечногорского района Московской области, Сергачевская птицефабрика в Нижегородской области. В Российской отраслевой программе «Энергосбережение в АПК» на 2001-2006 годы, в разных областях, запланировано строительство 126 биогазовых установок. Кроме этого имеются технические разработки по использованию биогаза в качестве автомобильного топлива.

В восьмидесятые годы в Крыму была построена первая экспериментальная солнечная электростанция СЭС-5 мощностью 5 МВт с термодинамическим циклом преобразования энергии, а также экспериментальный комплекс сооружений с солнечным тепло- и хладоснабжением. В 60-70-е годы появились также фотоэлектрические установки автономного электроснабжения. К концу 80-х годов в бывшем СССР в эксплуатации находились солнечные установки горячего водоснабжения с общей площадью около 150 тыс.м², а производство солнечных коллекторов доходило до 80 тыс. м² в год [2].

В 1968 г. в Кислой губе на побережье Баренцева моря появилась экспериментальная Кислогубская ПЭС мощностью 0,4 МВт, на строительстве которой был впервые использован отечественный прогрессивный метод наплавного строительства плотины. На ПЭС был установлен один обратимый капсульный агрегат французской фирмы «Нейпик». Кислогубская ПЭС является научной базой ОАО «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений». В последние годы станция не эксплуатировалась, но июне 2003 г. руководством Мурманской области и РАО «ЕЭС России» принято совместное решение о ее восстановлении. Гидроагрегаты для восстановления станции и увеличения ее мощности заказаны на предприятии «Звездочка» г. Северодвинск Архангельской области.

В качестве перспектив развития приливной энергетики в России следует отметить проекты Мезенской ПЭС на Белом море (19200 МВт), Тугурской ПЭС на Охотском море (7980 МВт) [3]. Колоссальные мощности проектируемых ПЭС, обусловленные природными условиями, требуют большое число (по несколько сотен) гидроагрегатов на каждой станции, длительные сроки строительства, огромные капиталовложения как непосредственно в строительство ПЭС, так и в мероприятия по их адаптации в рамках энергосистемы). Все это делает создание этих ПЭС предметом отдаленного будущего.

Список литературы:

1. Балачевадзе В. И., Барановский А. И. Энергетика сегодня и завтра. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 344 с.
2. Более чем достаточно. Оптимистический взгляд на будущее энергетики мира / Под ред. Р. Кларка: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 215 с.
3. Источники энергии. Факты, проблемы, решения. – М.: Наука и техника, 1997. – 110 с.

Планирование графика загрузки электростанции

В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных, И.В. Карпов

*Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина
г. Екатеринбург, Россия*

Общими принципами организации экономических отношений и основами государственной политики в сфере электроэнергетики являются использование рыночных отношений и конкуренции в качестве одного из основных инструментов формирования устойчивой системы удовлетворения спроса на электрическую энергию (ЭЭ) при условии обеспечения надлежащего качества и минимизации стоимости ЭЭ [1].

Задача формирования оптимального электроэнергетического режима в энергосистеме относится к классу задач краткосрочного планирования, решаемому ОАО «Системным оператором Единой энергетической системы» (СО). СО осуществляет разработку оптимальных суточных графиков работы электростанций (ЭС) и электрических сетей энергосистемы России. В то же время основой для краткосрочного планирования (КП) выступают заявляемые ЭС или генерирующими компаниями технико-экономические характеристики генерирующего оборудования (состояние оборудования, максимальная и минимальная мощности, ценовые заявки на выработку ЭЭ) [2]. Графики загрузки ЭС и узловые цены, складывающиеся на этапах КП, определяют экономичность режима работы энергосистемы в целом.

Обеспечение экономических интересов ЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) осуществляется через формирование корректных ценовых заявок (ЦЗ), позволяющих получить на этапах КП оптимальный график нагрузки ЭС. В зависимости от степени воздействия ЭС на экономичность режима работы энергосистемы определяется и стратегия её поведения. Выделяются три основных вида воздействия ЭС на экономичность режимов энергосистемы: ЭС не влияет на уровень узловых цен ЭЭ в энергосистеме; ЭС определяет уровень узловых цен ЭЭ в энергосистеме; ЭС влияет на уровень узловых цен ЭЭ в энергосистеме.

Наиболее распространенной является ситуация, когда ЭС не влияет на экономичность режимов энергосистемы. Рассмотрим данную ситуацию, принимая во внимание, что оплата объема произведенной ЭЭ осуществляется по цене ОРЭМ вне зависимости от поданной электростанцией ЦЗ. От подаваемой ЦЗ в данном случае будет зависеть режим работы ЭС. При формировании ЦЗ на этапе КП используется прогноз узловой цены ЭЭ, а также учитывается доход только от реализации ЭЭ и игнорируется доход от реализации системных услуг и иных товаров (мощность, тепловая энергия и т.д.).

Рассматриваемая ситуация характерна для избыточных районов энергосистемы, где отсутствуют активные (вышедшие на предел) сетевые ограничения. Если ЭС не является ценозамыкающей в течение всего расчетного периода, то уровень узловых цен определяется внешними по отношению к участнику ОРЭМ условиями (составом и параметрами иного ГО). В данном случае, как правило, ЭС либо загружается до максимума (при низкой ЦЗ), либо разгружается до минимума (при высокой ЦЗ). Однако при многоступенчатой ЦЗ возможна загрузка ЭС внутри регулировочного диапазона мощности с нагрузкой, определяемой СО.

При определении оптимальной стратегии ЭС ориентируется на прибыль, которая определяется выражением

$$\Pi(P) = CP - B(P) = CP - b(P)P = P(C - b(P)), \quad (1)$$

где C – цена ЭЭ на ОРЭМ; P – нагрузка электростанции (турбоагрегата), $B(P)$ – характеристика затрат на производство ЭЭ; $b(P) = B(P)/P$ – характеристика удельных затрат. При этом оптимальное (по критерию максимальной прибыли) значение нагрузки ЭС соответствует условию

$$\Pi'(P) = C - b'(P) = C - a(P) = 0, \quad (2)$$

где $a(P)$ – характеристика относительных приростов затрат на производство ЭЭ.

Анализируя (2), можно говорить о том, что вне зависимости от величины и знака прибыли нагрузка ЭС должна быть такой, чтобы относительный прирост (ОП) стоимости производимой на электростанции ЭЭ был равен прогнозной цене ЭЭ на ОРЭМ ($C = \xi$). Это условие соблюдается при использовании как функциональной (не ступенчатой), так и многоступенчатой в целом для расчетных суток или одноступенчатой в отношении каждого часа расчетных суток ЦЗ. Дополнительный учет технологических ограничений определяет необходимость проверки крайних точек регулировочного диапазона ЭС.

В качестве примера рассмотрим стратегию формирования одноступенчатой ЦЗ электростанции, суммарная расходная характеристика турбоагрегатов которой имеет вид

$$B = 0.007P^2 + 6P + 300,$$

а регулировочный диапазон изменения нагрузки ЭС составляет $130 \leq P \leq 220$.

В зависимости от параметров расходной характеристики ЭС, регулировочного диапазона и складывающейся рыночной ситуации (цены ЭЭ), будет меняться и нагрузка ЭС. При этом можно выделить следующие оптимальные режимы работы (стратегии поведения) ЭС.

Работа электростанции на минимальной нагрузке. Такой режим работы характерен для случаев, когда ОП, соответствующий минимальной нагрузке, и, следовательно, заявляемая цена, превышает прогнозную цену ЭЭ (например, $c=7$ у.е./МВтч) на ОРЭМ: $a(P_{\min}) = 7.32 \geq c = 7$. В

рассматриваемой ситуации любая нагрузка ЭС за исключением минимальной не является приемлемой по критерию максимальной прибыли. Как правило, удельные затраты (УЗ) на производство ЭЭ при минимальной мощности ЭС больше ОП. Отсюда цена ЭЭ в энергосистеме не позволяет компенсировать соответствующие затраты (прибыль ЭС является отрицательной). Возникает проблема выбора состояния турбоагрегатов (включен-отключен), которая должна решаться в рамках иной задачи – выбора состава включенного генерирующего оборудования. При этом не исключается возможность работы ЭС в течение некоторого времени с отрицательной прибылью. Для гарантированного обеспечения оптимального режима минимальной нагрузки ЭС, необходимо в ЦЗ указать цену, превышающую прогнозную цену ЭЭ в энергосистеме. В частности, ЭС может заявить в ЦЗ цену ЭЭ, соответствующую удельным затратам на производство ЭЭ при минимальной нагрузке. Двух и более ступенчатые ЦЗ здесь лишены смысла.

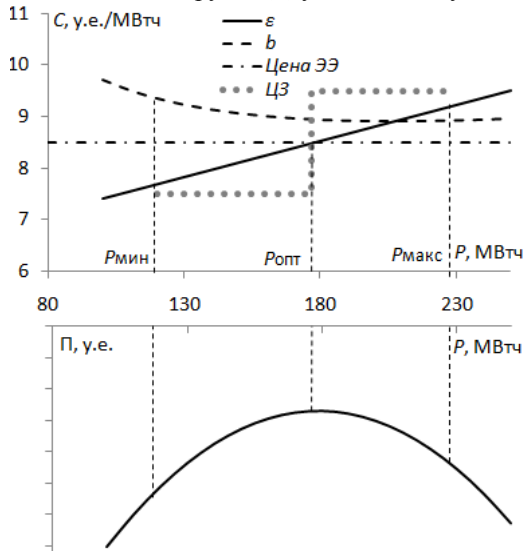


Рис. 1. Стратегия электростанции:
 а – характеристики электростанции, цена ЭЭ, ЦЗ;
 б – зависимость прибыли электростанции от нагрузки

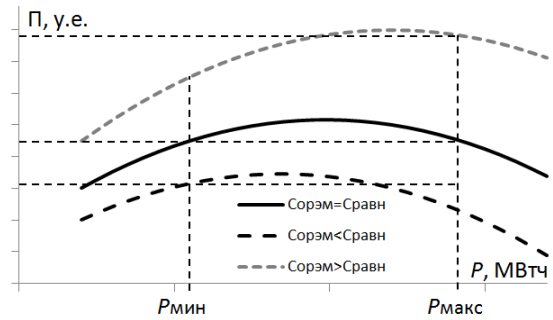


Рис. 2. Зависимость прибыли электростанции от нагрузки и цены ЭЭ в энергосистеме

Работа электростанции в регулировочном диапазоне. Данная ситуация возникает в случае, если цена ЭЭ в энергосистеме лежит в диапазоне ОП, определяемых регулировочным диапазоном ЭС: минимальной и максимальной нагрузками. Оптимальной нагрузкой ЭС в данном случае будет являться нагрузка с относительным приростом, соответствующим прогнозной цене ЭЭ в энергосистеме (рисунок 1, а; цена ЭЭ составляет 8,5 у.е./МВтч). Отклонение от указанной нагрузки будет приводить к снижению значения максимальной прибыли ЭС (рисунок 1, б). Так при ЦЗ, приводящей к меньшей загрузке ЭС, будут увеличиваться УЗ на производство ЭЭ, что совместно с меньшим доходом от реализации меньшего объема продукции приведет к снижению прибыли. При ЦЗ, приводящей к увеличению нагрузки ЭС, суммарные затраты на производство ЭЭ будут расти быстрее, нежели доход и это приведет к снижению прибыли ЭС. Следует отметить, что оптимальная нагрузка ЭС при характеристике затрат $B(P)=\alpha P^2+\beta P+\gamma$ составляет:

$$P_{опт} = \frac{\sigma - \beta}{2\alpha} = P_{эк} \frac{\sigma - \beta}{2\sqrt{\alpha\gamma}}$$

Оптимальной, с точки зрения максимизации прибыли, является работа электростанции с ЦЗ, приводящей к загрузке, соответствующей равенству относительного прироста ЭС и прогнозной цены ЭЭ в энергосистеме. Такая загрузка возможна в случае подачи функциональной или многоступенчатой ЦЗ. Так, например, в двухступенчатой ЦЗ первая ступень ЦЗ должна соответствовать диапазону мощности $(P_{мин1}; P_{опт1})$ с ценой ниже, чем ожидаемая цена на ОРЭМ, а вторая ступень – $(P_{опт1}; P_{макс1})$ с ценой, выше, чем цена на ОРЭМ (см. рисунок 1, а). В этом случае ЭС всегда будет загружаться до значения мощности $P_{опт1}$, соответствующей максимальной прибыли ГК при ожидаемой цене.

Данная стратегия не возможна при одноступенчатой ЦЗ, где априори реализуются лишь два значения мощности – P_{min} и P_{max} . Но в частном случае, когда цена ЭЭ в энергосистеме действительно будет равна ЦЗ, определяемая СО мощность при одноступенчатой ЦЗ может быть любой в диапазоне $(P_{min}; P_{max})$. Отсюда единственно возможным способом предопределить величину нагрузки ЭС $P_{min} < P < P_{max}$ является задание многоступенчатой ЦЗ.

Работа электростанции с максимальной нагрузкой. Данный режим характерен для случаев, когда ОП электростанции на всем регулировочном диапазоне ниже прогнозной цены ЭЭ в энергосистеме. Максимальная нагрузка ЭС является оптимальной по критерию максимальной прибыли. Поскольку, как правило, УЗ при максимальной мощности меньше ОП (а, следовательно, и цены в энергосистеме), то данная нагрузка ЭС позволяет не только компенсировать затраты на выработку ЭЭ, но и получить дополнительную прибыль. Работа с максимальной нагрузкой может быть обеспечена при подаче ЦЗ с ценой ниже, чем прогнозная цена ЭЭ в энергосистеме. В частности, ЭС может заявить цену в ЦЗ соответствующую УЗ при максимальной нагрузке. Следует также отметить, что формирование ЦЗ с завышенной ценой приведёт к разгрузке ЭС и снижению прибыли, которая, в ряде случаев, может стать и отрицательной.

Согласно (1) прибыль ЭС будет отрицательной в случае, если цена ЭЭ будет ниже удельных затрат на производство ЭЭ ($c < b(P)$). Такая ситуация характерна для «дорогой» генерации в часы ночного минимума, при покрытии переменной части графика электропотребления, а также в избыточных зонах свободного перетока. Конечно, ЭС может компенсировать стоимость производства ЭЭ через реализацию сопутствующих производству ЭЭ товаров (теплоснабжение, горячее водоснабжение, пар), а также через оказание системных услуг, но в любом случае убыток предприятию должен быть как-то скомпенсирован (возможно, интегрально). Оптимальной стратегией ЭС при отсутствии влияния на уровень цен в энергосистеме, и функциональной (многоступенчатой) ЦЗ будет являться работа с нагрузкой, соответствующей равенству прогнозной цены ЭЭ в энергосистеме относительному приросту затрат на производство ЭЭ электростанции. Однако при выходе мощности ЭС, соответствующей данному равенству, за пределы регулировочного диапазона, оптимальное решение определяется граничными условиями. Таким образом, ЦЗ электростанции по возможности должна соответствовать характеристике ОП. Тогда и только тогда, участник ОРЭМ сможет получить максимальную прибыль от продажи ЭЭ, которая порой может быть и отрицательной.

Как правило, если ЭС не является ценозамыкающей, то нагрузка будет соответствовать, максимальной или минимальной мощности ЭС. Для выбора той или иной стратегии могут использоваться положения, приведенные выше, а также возможность использования для этой цели так называемого «индикатора цены равновесия». Учитывая, что прибыль ЭС, имеет квадратичный характер (рисунок 2), то при одноступенчатой ЦЗ и пограничных решениях для выбора более вероятного оптимального решения необходимо сопоставление затрат при P_{max} и P_{min} . В качестве базовой для выбора оптимальной стратегии ценой может рассматриваться такая цена, при которой прибыль при максимальной и минимальной нагрузках ЭС одинакова:

$$\Pi(P_{min}) = \Pi(P_{max}) \quad \text{или} \quad C_b P_{min} - B(P_{min}) = C_b P_{max} - B(P_{max}).$$

Этому условию соответствует цена ЭЭ в энергосистеме – «индикатор цены равновесия»:

$$C_b = \frac{B(P_{max}) - B(P_{min})}{P_{max} - P_{min}},$$

Конечно, еще большая прибыль может быть получена при работе в середине регулировочного диапазона, однако при одноступенчатой ЦЗ ориентироваться на данный вариант не имеет смысла.

Далее возникает вопрос: на какую цену z надо ориентироваться при разработке одноступенчатой ЦЗ, если цена на рынке имеет вероятностное распределение?

Ответ очевиден. Если вероятность цены $P(c > C_b) > 0,5$, а при симметричном вероятностном распределении, к которому относится и нормальное, это означает, что если математическое ожидание цены $\bar{c} > C_b$, то оптимальной стратегией является ориентир на P_{max} , то есть цену в ЦЗ необходимо занижать (вплоть до минимальных УЗ), в противном случае – завышать (вплоть до максимальных УЗ). Однако если выбрать в качестве заявки C_b , то это будет удовлетворять и тому и другому условию. Отсюда при формировании одноступенчатой ЦЗ заявлять в качестве цены следует брать средние на диапазоне (P_{min}, P_{max}) удельные затраты на производство ЭЭ.

Список литературы

1. Федеральный закон № 35-ФЗ "Об электроэнергетике".
2. Регламент актуализации расчетной модели. – М: НП «Совет рынка», 2011. 33 с.

УДК 621.311.001.57

Математическое моделирование узлов комплексной нагрузки, содержащих частотнорегулируемый электропривод, в задаче расчета аварийных несимметричных режимов систем промышленного электроснабжения

Е.А. Панова

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова,

г. Магнитогорск, Россия

E-mail: panova.ea@gmail.com

Рассмотрен алгоритм расчета параметров частотнорегулируемого электропривода в несимметричных режимах работы системы электроснабжения. Полученный алгоритм позволяет определить параметры эквивалентного узла комплексной нагрузки с целью расчета несимметричных аварийных режимов.

Частотно-регулируемые синхронные и асинхронные двигатели, получающие питание от преобразователей частоты (ПЧ) различного принципа действия, в настоящее время широко используются для привода технологических механизмов. В условиях системы электроснабжения металлургического предприятия частотно-регулируемый электропривод составляет значительную долю в общем составе электроприемников ряда цехов. Таким образом, для определения параметров узла комплексной нагрузки нельзя пренебречь влиянием двигателей, получающих питание от ПЧ, на общее потребление активной и реактивной мощности узлов нагрузки.

В данной работе рассмотрено влияние несимметрии питающего напряжения на выходное напряжение преобразователя частоты с непосредственной связью (ПЧНС) и преобразователей частоты со звеном постоянного тока с различным видом модуляции выходного напряжения.

Выходное напряжение ПЧНС формируется путем циклического подключения нагрузки к фазам питающей сети. Частота выходного напряжения определяется путем подачи в систему управления ПЧ синусоидального напряжения задания (U_3) требуемой частоты. Т.о. кривая выходного напряжения будет состоять из отрезков кривых питающего напряжения, построенных по огибающей кривой напряжения задания.

Так как в состав ПЧ со звеном постоянного тока входит выпрямитель, то для определения кривой выходного напряжения необходимо рассчитать напряжение на выходе выпрямителя, которое в несимметричном режиме определяется следующим образом. Рассчитывается кривая напряжения на выходе выпрямителя:

$$u'_{d.n} = u_{л.маx}$$

где $u_{л.маx}$ - максимальное значение питающего линейного напряжения.

На основании полученных значений определяется среднее напряжение на выходе выпрямителя, как:

$$U_{d.n} = U'_{d.маx} + (U'_{d.маx} - U'_{d.мин})/2$$

Среди ПЧ со звеном постоянного тока различают ПЧ с автономным инвертором напряжения (АИН) и ПЧ с автономным инвертором тока (АИТ), причем выходное напряжение АИН может регулироваться двумя способами:

- 1) изменением напряжения в звене постоянного тока (при управляемом выпрямителе);
- 2) широтно-импульсным регулированием напряжения в инверторе (при неуправляемом выпрямителе).

Напряжение на выходе АИН с ШИМ регулируется путем изменения соотношения между положительными и отрицательными импульсами напряжения задания по синусоидальному закону. При этом напряжение на нагрузке определяется по выражениям:

$$U_{ф.вых n} = \mu \cdot \sin(\omega_s t_n) \cdot \tau$$

где ω_s - круговая частота модуляции; $\tau = 1/f_s$ - период несущей частоты; f_s - частота модуляции; μ - коэффициент глубины модуляции, характеризующий пределы изменения длительностей интервалов Δt_1 и Δt_2 в течение периода частоты модуляции.

Выходное напряжение АИН с АИМ изменяется путем регулирования напряжения на выходе выпрямителя и определяется следующим образом:

$$U_{\phi, \text{вых } n} = \mu \cdot U_{m1n} \cdot \sin(2t_n f_{\text{вых}}) \quad (1)$$

где $U_{m1n} = (4U_{dn}/\pi) \cdot (\cos(\pi - 2\pi/3)/2)$ - амплитуда выходного напряжения.

При питании двигателя от ПЧ с АИТ формирование кривой выходного напряжения также происходит согласно выражению (1). Отличием является выражение для определения амплитуды напряжения на нагрузке:

$$U_{m1n} = \left(\frac{\pi}{3\sqrt{3}} \right) \cdot \frac{U_{dn}}{\cos \varphi_{\text{дв.ном}}}$$

В системах управления большинства частотно-регулируемых приводов применяется закон управления $U/f = \text{const}$, т.е. выходное напряжение ПЧ изменяется пропорционально частоте. Однако существуют ограничения изменения напряжения. Так при выходной частоте, находящейся в пределах $0,4f_{\text{дв.ном}} < f_{\text{вых}} < f_{\text{дв.ном}}$ выходное напряжение изменяется прямо пропорционально изменению частоты и, следовательно, $\mu = f_{\text{вых}}/f_{\text{ном}}$. Если выходная частота $f_{\text{вых}} > f_{\text{дв.ном}}$, то напряжение на выходе ПЧ не должно превышать номинальное и глубина модуляции принимается равной единице. При снижении выходной частоты ниже уровня $0,4f_{\text{дв.ном}}$ напряжение будет уменьшаться непропорционально уменьшению частоты согласно следующему выражению:

$$\mu = \frac{0,7I_{\text{дв.ном}} \cdot R_{\text{дв.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{дв.ном}} 10^3} + \frac{f_{\text{вых}}}{f_{\text{ном}}} \frac{0,4 - \frac{0,7I_{\text{дв.ном}} \cdot R_{\text{дв.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{дв.ном}} 10^3}}{0,4}$$

С использованием приведенного алгоритма была выполнена серия расчетов выходного напряжения ПЧ в несимметричных режимах. Результаты расчетов показали, что при подаче несимметричного напряжения на ПЧ на его выходе получается симметричное несинусоидальное напряжение. Так как активная мощность, потребляемая двигателем, будет определяться основной гармоникой выходного напряжения ПЧ, то для анализа работы частотнорегулируемого электропривода в несимметричных режимах необходимо определить амплитуду основной гармоники выходного напряжения следующим образом:

$$f_n = F \sin(2\pi \cdot f_{\text{вых}} t_n + \theta)$$

где $F = \sqrt{a_0^2 + b_0^2}$ - амплитуда основной гармоники напряжения; a_0 - косинусная составляющая; b_0 - синусная составляющая; $\theta = \arctg(a_0/b_0)$ - угол фазового сдвига.

$$a_{0n} = \sum_{n=1}^{100} \left(\frac{2}{100} \cdot U_{\phi, \text{вых } n} \cdot \cos\left(n - \frac{1}{2}\right) \cdot \frac{2\pi}{100} \right)$$

Полученное значение основной гармоники выходного напряжения ПЧ позволяет вычислить мощность, потребляемую двигателем в несимметричном режиме и, как следствие, рассчитать проводимость элемента «ПЧ-двигатель». Потребляемая мощность определяется в зависимости от типа двигателя, получающего питание от ПЧ. В несимметричных режимах расчет производится отдельно для схем прямой и обратной последовательностей. В схему замещения нулевой последовательности двигателя напряжением 10 кВ и ниже не входят.

В схемах замещения прямой и обратной последовательности активная и реактивная мощности, потребляемые асинхронным двигателем, получающим питание от ПЧНС, определяются следующим образом [1]:

$$P_{ad} = \frac{k_u^2 \cdot r_2' \cdot s}{k_f \cdot x_k^2 \cdot s + (r_2')^2} \cdot P_{ad.ном} \quad (2)$$

$$Q_{ad} = \left(\frac{k_u^2 \cdot k_f \cdot x_k \cdot s^2}{k_f \cdot x_k^2 \cdot s^2 + (r_2')^2} + \frac{k_u^2}{k_f \cdot x_\mu} (1 - \alpha + \alpha \cdot k_u^2) \right) \cdot Q_{ad.ном}$$

где $k_f = f_{\text{вых}}/f_{\text{дв.ном}}$; $\alpha = 0,3$.

Для схемы замещения прямой последовательности при $s \leq s_{\text{кр}}$ (все величины в о.е.):

$$k_u = U_1 / U_{\text{дв.ном}};$$

$$r'_2 = r'_{20} = \frac{S_{ном}}{2 \cos \varphi_{ном}} \left(1 + \sqrt{1 - 4x_k^2 \cos^2 \varphi_{ном}} \right); \quad x_k = x_{k0} = \frac{1}{2 \cdot (M_{max}/M_{ном}) \cos \varphi_{ном}}.$$

Для схемы замещения обратной последовательности при $s \geq (0,5 \div 0,9)$:

$$k_u = U_2 / U_{дв.ном};$$

$$r'_2 = \frac{r'_{20}(1-s) + r'_{21}(s-s_{кр})}{s-s_{кр}}; \quad r'_{21} = \frac{1 - \sqrt{1 - 4x_{k1}^2 (M_n/M_{ном})^2 \cos^2 \varphi_{ном}}}{2(M_n/M_{ном}) \cos \varphi_{ном}}$$

$$x_k = x_{k1} = \frac{x_\mu}{I_n x_\mu - 1}; \quad x_\mu = \frac{1}{\sin \varphi_{ном} - \sqrt{1 - 4x_{k0}^2 \cos^2 \varphi_{ном}} / 2x_{k0}}.$$

При работе АД от ПЧНС при расчете реактивной мощности необходимо также учесть циклический коэффициент мощности преобразователя [2]:

$$Q_{ад} = P_{ад} \operatorname{tg}(\arccos(k_{м.ц})), \quad k_{м.ц} = k_p k_{с.ц} k_u / k_\phi,$$

где $k_p = \pi / (\pi - 2\varphi_{ном} - 2\operatorname{tg} \varphi_{ном})$ – коэффициент использования активной мощности; $k_\phi = 1,11$ – коэффициент формы сетевого тока; $k_u = 0,95$ – коэффициент искажения для мостовой схемы преобразователя; $k_{с.ц} = ((\pi - 2\varphi_{ном}/4) \cos \varphi_{ном} - (\sin \varphi_{ном})/2)$ – циклический коэффициент сдвига.

Реактивная мощность двигателей, получающих питание от ПЧ со звеном постоянного тока, равна нулю. Активная мощность АД в данном случае определяется по выражению (2). Активная мощность, потребляемая синхронным двигателем, вычисляется следующим образом [3]:

$$P_{сд} = k_f M_{стат} P_d.$$

Разработанные алгоритмы определения мощности частотнорегулируемого электропривода реализованы в программном комплексе КАТРАН 6.0, разработанном на кафедре ЭПП МГТУ им. Г.И. Носова, в котором расчет сверхпереходных значений несимметричных аварийных режимов основан на использовании сочетания методом последовательного эквивалентирования и симметричных составляющих. Выражения для определения параметров расчетного эквивалента приведены в таблице 1.

Таблица 1. Определение параметров расчетного эквивалента

ПЧНС – АД	ПЧ с АИН (АИТ) – АД	ПЧ с АИН (АИТ) – СД
$\dot{I}_1 = \dot{S}_1 / \dot{U}_1; \dot{Y}_1 = \hat{I}_1 / \dot{U}_1;$ $\dot{I}_2 = \dot{S}_2 / \dot{U}_1; \dot{Y}_2 = \hat{I}_2 / \dot{U}_1.$	$\dot{I}_1 = \dot{S}_1 / \dot{U}_1; \dot{Y}_1 = \hat{I}_1 / \dot{U}_1;$ $\dot{I}_2 = \dot{S}_2 / \dot{U}_{н.вых}; \dot{Y}_2 = \frac{\hat{I}_2}{\dot{U}_{н.вых}} \cdot \frac{U_2}{\dot{U}_{н.вых}}$	$\dot{I}_1 = \dot{S}_1 / \dot{U}_1; \dot{Y}_1 = \hat{I}_1 / \dot{U}_1;$ $\dot{I}_2 = \dot{S}_2 / \dot{U}_1; \dot{Y}_2 = \hat{I}_2 / \dot{U}_1.$

Разработанная методика определения параметров частотнорегулируемого электропривода в несимметричных режимах может быть использована при анализе поведения узлов комплексной нагрузки промышленных предприятий, в том числе металлургических, с целью получения зависимостей потребляемой нагрузкой мощности от степени искажения симметрии напряжений питающей сети. При использовании данных зависимостей для моделирования узлов комплексной нагрузки сокращается объем работ, связанный с формированием расчетной схемы. Кроме того расчет аварийных несимметричных режимов с использованием эквивалентных параметров узлов комплексной нагрузки значительно сокращает затраты машинного времени.

Результаты расчетов несимметричных режимов, выполненных с использованием предлагаемых алгоритмов, могут быть использованы специалистами электротехнических лабораторий промышленных предприятий, а также в работе служб РЗиА.

Список литературы:

1. Гуревич, Ю. Е. Устойчивость нагрузки электрических систем [Текст] / Е.Ю. Гуревич, Л.Е. Либова, Э.А. Хачатрян. — М. : Энергоиздат, 1981. — 208 с., ил.
2. Маевский, О. А. Энергетические показатели вентильных преобразователей [Текст] / О.А. Маевский. — М. : Энергия, 1978. — 320 с., ил.
3. Сыромятников, И. А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей [Текст] / И.А. Сыромятников; под ред. Л.Г. Мамиконяца. — М. : Энергоатомиздат, 1984. — 240 с., ил.

УДК 622:621.315

Методические принципы создания виртуального лабораторного практикума по дисциплине «Электрификация горных предприятий»**В.И. Петуров, А.В. Пичуев****Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия**E-mail: peturov-vi@rambler.ru***Московский государственный горный университет, г. Москва, Россия**E-mail: alleystone@mail.ru*

Рассмотрены основные цели и задачи виртуального лабораторного практикума по дисциплине «Электрификация горных предприятий» для студентов направлений 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» и 130400.65 «Горное дело».

Топливо-энергетический комплекс - базовая отрасль экономики России, обеспечивающая потребности экономики и населения страны в электрической и тепловой энергии, во многом определяющая устойчивое развитие всех отраслей экономики страны. Эффективное использование потенциала отрасли, в том числе горнодобывающего производства, установление приоритетов и параметров их развития создадут необходимые предпосылки для роста экономики и повышения качества жизни населения страны. Процесс опережающего развития всех отраслей топливо-энергетического комплекса является необходимым экономическим фактором успешного инновационного развития России.

Однако в последнее время обострилась проблема безопасной и эффективной эксплуатации сложного технологического оборудования на горнодобывающих предприятиях. Выросли общий травматизм и случаи со смертельным исходом. С одной стороны это связано со специфическими условиями работы электроустановок горнодобывающих предприятий и особенностями их эксплуатации. С другой стороны, одна из главных причин травматизма - несовершенство системы подготовки и переподготовки работников отрасли. Найти эффективные пути подготовки квалифицированных специалистов - значит заложить основу высокопроизводительной и безопасной работы, которая во многом закладывается в период обучения. Один из них - использование в обучении компьютерных тренажеров и виртуальных лабораторных работ.

С каждым днем увеличивается число персональных компьютеров (ПК), используемых человеком. Вследствие этого растет и пополняется круг программного обеспечения используемого при работе с ПК. Для решения задач производственно-технологического и организационно - экономического управления предприятием внедряются сложные автоматизированные системы управления хозяйственной деятельностью. Немаловажную роль при этом играет процесс подготовки эксплуатационного персонала, а также специалистов в учебных заведениях высшего и среднего профессионального образования. Для его облегчения и упрощения создаются различные обучающие программы.

С момента появления ПК и его практического использования возникла одновременно проблема получения значимого эффекта от компьютеризации процесса обучения.

Одним из факторов, позволяющим обеспечить решение указанной задачи в рамках образовательного процесса, является использование современных компьютерных технологий: виртуальные лабораторные работы; компьютерные тренажеры; компьютерное математическое и имитационное моделирование.

Практически во всех науках построение и использование моделей является мощным орудием познания. Реальные объекты и процессы бывают столь многогранны и сложны, что лучшим способом их изучения часто является построение модели, отображающей лишь какую-то грань реальности и потому многократно более простой, чем эта реальность, и исследование этой модели. Многовековой опыт развития науки доказал на практике плодотворность такого подхода.

В данной работе средствами компьютерного математического и имитационного моделирования проектируются некоторые типичные задачи, связанные с эксплуатацией электротехнического оборудования систем электроснабжения горнодобывающих предприятий [1]. Данные задачи реализуются в виде виртуального практикума на основе создания соответствующих лабораторных работ (ЛР).

Целями данной работы являются:

– разработка основных принципов построения виртуального лабораторного практикума по дисциплине «Электрификация горных предприятий» для студентов направлений 140400.62

«Электроэнергетика и электротехника» и 130400.65 «Горное дело» и реализация его путем создания прикладного программного обеспечения;

– разработка учебно-методических материалов по разрабатываемым лабораторным работам для студентов всех форм обучения;

В ходе работы были сформулированы цели и задачи деятельности студентов по получению самостоятельных навыков решения задач электрификации горного производства. Приведен к формальному виду порядок расчета электрической нагрузки, подземных кабельных сетей, токов короткого замыкания (КЗ), выбора и проверки защитной и коммутационной аппаратуры в участковых сетях шахт. Изложены методики расчета освещения, определения электрических нагрузок, выбора трансформаторов, проводов и кабелей, расчета токов КЗ, релейной защиты и защитного заземления, определения технико-экономических показателей электрохозяйства горного предприятия.

Целью лабораторного практикума по дисциплине «Электрификация горных предприятий» для студентов направлений 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» и 130400.65 «Горное дело» является выработка и закрепление практических навыков в решении задач электрификации шахт и рудников на основе изучения существующих методов расчета.

В рамках реализации виртуального лабораторного практикума по электрификации подземных горных работ разработан программный комплекс, являющийся основой для создания учебно-методических материалов для студентов всех форм обучения [2, 3]. В его состав входит семь ЛР:

- расчет электрического освещения подземных горных выработок;
- расчет электрической нагрузки участка и выбор силового трансформатора передвижной участковой подземной подстанции;
- расчет участковой кабельной сети в нормальном режиме работы электрооборудования;
- расчет участковой кабельной сети в пусковых режимах работы электрооборудования;
- расчет токов КЗ в участковой сети и выбор аппаратуры управления и защиты;
- расчет высоковольтной сети электроснабжения подземных электроустановок;
- расчет основных энергетических показателей шахты (рудника).

Последовательность выполнения ЛР и их содержание соответствует принятому в практике проектирования порядку расчета подземных участковых электрических сетей шахт и рудников.

Основные результаты можно сформулировать следующим образом:

- выполнены разработка, проектирование и создание виртуальных ЛР по дисциплине «Электрификация горных предприятий» для студентов направлений 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» и 130400.65 «Горное дело».
- виртуальный лабораторный практикум, оформленный в виде текстов программ, включен в подготовленное к печати в издательстве «Горная книга», г. Москва учебное пособие «Электрификация горного производства в задачах и примерах» (авторы: А.В. Пичуев, В.И. Петуров, Н.И. Чеботаев);
- проведение лабораторных работ станет более доступным и менее трудоемким;
- достигается повышение безопасности проведения ЛР;
- возможность выполнения ЛР без использования дорогостоящих стендов;
- снижение затрат на приобретение лабораторного оборудования, его обслуживание и модернизацию;
- на основе данного опыта можно создавать в кратчайшие сроки принципиально новые лабораторные работы и оперативно внедрять их в образовательный процесс;
- повышение роли и значимости самостоятельной работы студентов в процессе обучения, особенно с учетом инновационной парадигмы развития образования;
- лабораторные работы могут представлять интерес для учебных заведений страны, в которых осуществляется подготовка специалистов аналогичного профиля.

Полученные результаты в комплексе с созданием соответствующих учебно-методических материалов позволят разработать программу проведения обучения и контроля знаний по эксплуатации систем электроснабжения горнодобывающих предприятий в нормальном и аварийном режимах. Совокупность работ закроет потребность в лабораторном практикуме по указанной дисциплине.

Таким образом, разработанный виртуальный лабораторный практикум и созданные на его основе учебно-методические материалы будут способствовать обеспечению эффективной и качественной подготовки студентов специальностей электроэнергетического, электротехнического, а также горного профилей. Предполагаемый выход интеллектуальных

результатов проекта на рынок образовательных услуг с потенциальной возможностью их коммерциализации результаты поможет поднять общий уровень и качество образования, а также позволит позиционировать достойное место отечественной высшей школы в образовательном пространстве России.

Список литературы:

1. Непомнящих И.А., Петуров В.И. Применение математического моделирования для разработки виртуальных лабораторных работ по дисциплине «Электрификация горных предприятий» // Ресурсоэффективные технологии для будущих поколений. Сборник трудов II Международной научно-практической конференции молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С. 425 – 426.
2. Петуров В.И., Непомнящих И.А. Разработка виртуальных лабораторных работ по дисциплине «Электрификация горных предприятий» // Совершенствование технологии строительства шахт и подземных сооружений. Сборник научных трудов. Вып 17 – Донецк: «Норд-Пресс», 2011.– С. 155.
3. Петуров В.И., Непомнящих И.А. Виртуальный лабораторный практикум по дисциплине «Электрификация горного производства». // Проблемы трансферта современных технологий в экономику Забайкалья и железнодорожный транспорт: материалы международной научно-практической конференции. – Чита: ЗАБИЖТ, 2011. – Т. 1. – С. 74 – 77.

УДК 621.316.925

Анализ технической эффективности и вариантов настройки ступенчатых токовых защит

А.Ф. Прутик, А.В. Шмойлов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: lex@tpu.ru

Приводится анализ токов коротких замыканий и ранее разработанного вероятностного алгоритма технической эффективности на структуре электрической сети, метрологически отраженной в виде сопротивления прямой последовательности. На основе данного анализа предложены три варианта построения и настройки ступенчатых токовых релейных защит линий, отличающихся возможностью выбора уставки второй ступени из условия чувствительности.

На протяжении ряда лет разрабатываются вероятностные подходы, алгоритмы и методы для задач электроэнергетики, в том числе для проектирования и настройки релейной защиты и автоматики [1-2]. Последние основаны на работах Смирнова Э.П., Федосеева А.М. [например, 3] в связи с определением понятия эффективности релейной защиты (РЗ), развиты в [4-5] и продолжают в настоящее время. В указанных материалах данное понятие уточнено как техническая эффективность РЗ и конкретизировано как разность потенциально возможного эффекта в виде вероятности коротких замыканий (КЗ) на защищаемом объекте $p(A)$, для устранения которого предназначена РЗ, и вероятности потерь $p(\Pi)$, отнесенная к потенциально возможному эффекту $p(A)$. Данные потери в виде вероятностей отказов срабатывания $p(O)$ при КЗ на защищаемом объекте, излишних действий $p(I)$ при КЗ на внешних элементах электрической сети и ложных действий $p(L)$ при отсутствии КЗ должны быть приведены к одним и тем же условиям учета. Ложные действия возможны в рабочих и ненормальных (асинхронных, неполнофазных режимах, бросках тока намагничивания) и их целесообразно рассматривать раздельно, чтобы ранжировать влияние на работу РЗ.

Как показал анализ, современные технические решения при построении аппаратуры РЗ с жестким выделением области действия (дифференциальные защиты, защиты линий с обменом информацией о срабатывании комплектов РЗ на концах) практически полностью устраняют данные потери. Наибольшим числом таких потерь обладают ступенчатые токовые и дистанционные защиты линий.

Поэтому возникает целесообразность количественной оценки качества настройки каждой ступени и такую возможность предоставляют разработанные алгоритмы технической эффективности функционирования этой ступени. Отметим, что с помощью указанных алгоритмов возможен расчет технической эффективности как для заданной (например, по экспертно-руководящему методу (ЭРМ)) уставки, так и определение оптимальной величины последней, при которой достигается минимальная вероятность потерь $p(\Pi)$.

Для расчетов технической эффективности кроме заданных уставок необходимы вероятностные характеристики, режимно-токовые отношения (коэффициенты токораспределения) для перевода электрических величин из собственных координат в координаты соседних предыдущих и смежных элементов сети. Поэтому необходима разработка программы обработки исходных данных и реализации алгоритмов. Такого рода сервисная интерактивная программа для ступенчатых токовых релейных защит сети средней сложности создана и апробирована.

Разработанная программа позволила стимулировать проведение структурно-режимного анализа параметра реагирования, уставок по ним и по времени, технической эффективности при КЗ вдоль пространства защищаемой и внешних линий. Это пространство можно наглядно и однозначно отобразить сопротивлением прямой последовательности линий и трансформаторных элементов (рисунок 1).

Проведенный анализ и предложения по настройке ступенчатых токовых защит иллюстрируется рисунком 1, на котором обозначено:

I – Структура сети: 1) А, Б, В, Г – подстанции сети; 2) защищаемая №, предыдущая и предыдущая к предыдущей пп линии; 3) 1, 2 – выключатели на концах линий; 4) e_1, \dots, e_6 – источники; 5) z_1, \dots, z_4 – сопротивления источников; 6) ОС1, ОС2 – обходные шунтирующие связи соответственно защищаемой и предыдущей п линий.

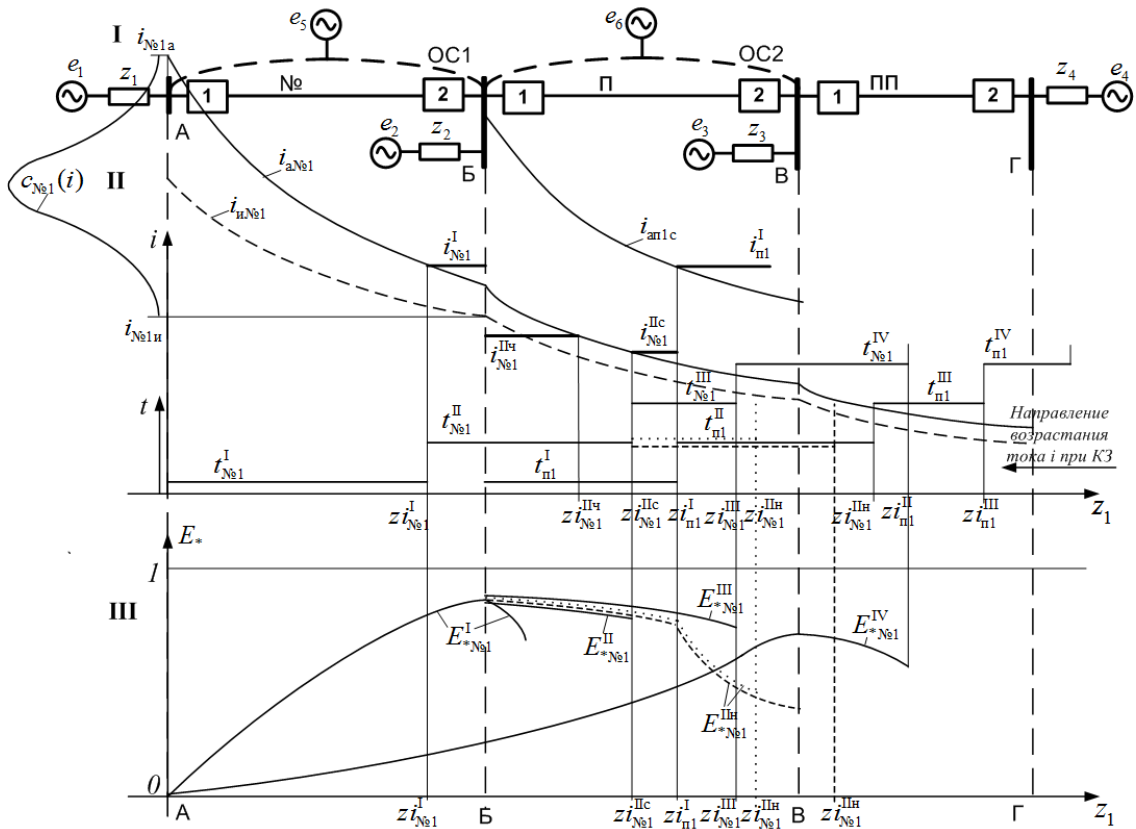


Рис. 1. Фрагмент высоковольтной сети, токи КЗ вдоль линий, токовременные уставки и техническая эффективность для режимно-структурного анализа ступенчатых токовых релейных защит линий

II – Изменения токов (ось ординат i) через защиты №1, п1, пп1 при КЗ вдоль линий сети (ось абсцисс – сопротивление прямой последовательности z_1) и временных характеристик (вторая ось ординат t) ступеней защит вдоль тех же линий при слабых обходных связях ОС1 и ОС2. Обозначено на кривых и прямых: 1) буквой i – токи с нижними индексами: с – для согласования, а – максимальные, и – минимальные через защиты №1, п1, обусловленные режимно-коммутационными состояниями сети; 2) буквой i – уставки по току с нижними индексами: №1, п1 и верхними индексами: I, II, III, IV соответствующих ступеней; 3) буквой t – уставки по времени с такими же нижними индексами: №1, п1 и верхними индексами: I, II, III, IV ступеней; 4) двумя буквами z_i с теми же нижними индексами №1, п1 и верхними индексами: I, II, III, IV ступеней – отображения уставок по току в координатах сопротивления прямой последовательности z_1 линий.

Входящие в верхние индексы уставок буква с свидетельствует о процедуре их выбора по условию согласования или селективности, буква ч – о выборе их по чувствительности; буква н обозначает характерные для короткой предыдущей линии п случаи, когда уставка второй ступени защиты №1 является более чувствительной, чем первая ступень защиты п1; 5) $c_{№1}(t)$ – нормальная плотность распределения вероятностей токов КЗ на линии №1. На оси абсцисс z_1 представлено направление возрастания тока КЗ i противоположное возрастанию сопротивления z_1 .

Кривые в зоне линии № представляются собой распределение тока КЗ в максимальном (индекс «а») и минимальном режиме (индекс «и») для комплекта РЗ 1. Этим кривым соответствуют две кривые в зоне линии п и две кривые в зоне линии пп, которые являются продолжением первых, т.к. найдены в тех же максимальном и минимальном режимах относительно защиты №1.

III – Изменение технической эффективности I, II, III, IV ступеней токовой защиты E_* , отображенных в верхнем индексе.

Сплошными линиями показаны кривые и прямые для ординарных случаев настройки ступеней защит, точками, пунктиром – для случая переноса уставок ординарной настройки второй ступени защиты №1 на короткие предыдущие линии. В сети показаны только линии. Трансформаторы и автотрансформаторы исключены, как принципиально не влияющие на рассматриваемые способы настройки.

Требование ЭРМ обеспечить селективность ступенчатых токовых защит обуславливает наличие отказов первой быстродействующей ступени при КЗ в области противоположного конца линии (такие отказы можно назвать отказами быстродействующего срабатывания), с которыми приходится мириться, чтобы не допустить излишние действия первой ступени при КЗ в начале внешних (предыдущих в направлении действия РЗ) элементах. В целом ЭРМ обеспечивает проектирование РЗ с преимущественным исключением излишних действий. Область быстродействующих отказов перекрывается более чувствительной, но медленнодействующей второй ступенью. При наличии предыдущих коротких линий или мощных трансформаторов (автотрансформаторов) вторые (третьи) ступени могут оказаться нечувствительными. ЭРМ в этом случае предлагает исключить из рассмотрения согласования с РЗ предыдущих коротких линий путем установки на последних защит с обменом информацией между комплектами аппаратуры по концам линий. С точки зрения технической эффективности наличие обменного канала для первых ступеней линий позволяет изменить уставки до величин, обеспечивающих гарантированную чувствительность при КЗ на всем пространстве линий и тем самым исключить потери быстродействующего срабатывания. Этот вариант РЗ целесообразно в дальнейшем назвать наилучшим, но дорогим из-за необходимости канала обмена. В связи с этим целесообразно рассмотреть другие менее дорогие варианты построения и настройки РЗ линии без канала обмена, но по свойствам, приближающимся в некоторой степени к наилучшему. Рассмотрение таких менее совершенных вариантов вполне возможно благодаря разработанному аппарату технической эффективности РЗ, позволяющему количественно оценивать качество канала РЗ.

Первый вариант – это намеренное первоначальное выставление величины уставки второй ступени исходя из чувствительности, с последующей проверкой уровня технической эффективности. Первая ступень при этом настраивается как обычно по ЭРМ. При такой настройке второй ступени возможны участки токов и соответствующих сопротивлений прямой последовательности предыдущих линий, при КЗ на пространстве которых возможны одновременные действия вторых ступеней защищаемой и предыдущих линий. Названные одновременные участки обуславливают потери излишних действий второй ступени защищаемой линии (которые являются причиной спада в правой части кривых $E_{*№1}^{III}$ на рисунке 1). Эти потери добавляются к потерям ложных действий данной ступени. Отказов срабатывания у вторых ступеней, настроенных по чувствительности, нет. А потенциально возможным эффектом, как и для канала первой ступени, является вероятность КЗ на защищаемой линии.

Таким образом, преимуществом настройки второй ступени исходя из чувствительности является устранение многочисленных расчетов по отстройкам и согласованиям, особенно при большом количестве предыдущих элементов в сложно-замкнутой сети, переводя эти расчеты из многочисленных и обязательных в менее многочисленные и желательные вероятности потерь излишних действий. Уточнение уставки данной ступени в сторону заглубления с точки зрения требований ЭРМ невозможно, а в сторону чувствительности увеличивает участки одновременности вторых ступеней защищаемой и предыдущих линий и, следовательно, потери излишних действий второй ступени защищаемой линии. Анализ показывает, что при выборе

уставок вторых ступеней исходя из чувствительности участки одновременности формируются на коротких предыдущих линиях, если на них предусмотрены ступенчатые РЗ. На соизмеримых по длине с защищаемой предыдущих линиях участки одновременности маловероятны.

На основании изложенного, первый вариант настройки ступенчатых РЗ без канала обмена и уставкой второй ступени по чувствительности по сравнению с наилучшим вариантом наряду с потерями ложных действий имеет потери быстродействующего срабатывания первой ступени и потери излишних действий второй ступени на коротких предыдущих линиях с установленными ступенчатыми защитами, но сохраняются преимущества устранения многочисленных расчетов, согласований и отстроек вторых ступеней при отсутствии канала обмена. Однако объективное решение по уставке может быть получено путем минимизации вероятности излишних действий второй ступени, что вполне может выполнить разработанная программа расчета технической эффективности.

Второй вариант построения и настройки ступенчатых РЗ без канала обмена определяется выставлением уставки второй ступени исходя из чувствительности, а первой ступени путем оптимизации технической эффективности с учетом всех составляющих потерь, включая метрологические. При этом экспертным или экономическим путем должно быть задано соотношение удельных весов между излишними и ложными действиями, с одной стороны, и отказами срабатывания, с другой. В данном варианте, как и в наилучшем, вторые ступени практически не будут иметь случаев отказов срабатывания и излишних действий, а первые ступени отказов быстродействующего срабатывания.

Уставки резервирующих третьих (четвертых) ступеней по току согласно ЭРМ определяются независимо путем отстройки от рабочих токов, а время действия этих ступеней по встречно-ступенчатому принципу, который в случае усложненной с многократным питанием сети не позволяет однозначно выбрать уставки по времени. Поэтому возникают участки одновременных действий резервных ступеней на пространстве предыдущих к предыдущим линиях или линиях второй периферии и, как следствие, излишние действия. Уставки этих ступеней по параметру реагирования могут быть уточнены путем минимизации излишних действий, если уставка резервирующей ступени защищаемой линии размещается на пространстве всех линий второй периферии. В противном случае, когда уставка резервирующей ступени защищаемой линии попадает на пространство предыдущих линий, т.е. имеют место отказы интересующей ступени в области резервирования, названное уточнение необходимо производить с помощью полного критерия технической эффективности.

Выводы:

1. Использование разработанных алгоритмов и программы определения технической эффективности РЗ позволяют количественно объективно оценить качество каналов ступенчатых токовых РЗ при различном их построении и настройке.

2. Совместный анализ изменений режимного параметра реагирования (тока) и технической эффективности в структуре электрической сети, отраженной в виде сопротивлений прямой последовательности, дал возможность выявить и предложить новые варианты построения и настройки ступенчатых токовых РЗ линий: основанного на использовании наилучшего варианта с каналом обмена информацией между комплектами на концах каждой линии и с уставкой второй ступени, исходя из чувствительности; также двух вариантов без использования обменного канала: с оптимальной настройкой второй ступени, исходя из минимума потерь излишних действий и с оптимальной настройкой первой ступени, исходя из максимума технической эффективности с учетом соотношения между удельными весами отказов срабатывания и излишних действий.

Работа выполнена в рамках реализации ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007—2013 годы».

Список литературы:

1. Шмойлов А.В. и др. Применение коэффициента взаимосвязи для анализа чувствительности и селективности устройств релейной защиты и автоматики / А.В.Шмойлов, С. А Стародубцева, Н.В. Князева, О.Н. Богданова // Электричество. – 2004. – № 3. – С. 9-22.
2. Шмойлов А.В., Кривова Л.В., Стоянов Е.И., Игнатьев К.В. Вероятностный метод селекции границ интервалов данных для задач электроэнергетики. – Изв. ВУЗов «Проблемы энергетики». – 2008. – № 7 - 8/1. – С. 144-155.
3. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 С.

4. Прутик А.Ф., Шмойлов А.В. Алгоритм оценки технической эффективности средств релейной защиты и автоматики: Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – Специальный выпуск №1. – С. 192-195.
5. Прутик А.Ф., Шмойлов А.В. Разработка алгоритмов программ для настройки и оценки технической эффективности релейной защиты // Электричество. – 2009. – № 12. – С. 19-26.

УДК 621.316.925

Проектирование компьютерной программы для расчетов технической эффективности релейной защиты

А.Ф. Прутик

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: lex@tpu.ru

Приведен анализ возможных путей создания программы, реализующей математическое обеспечение технической эффективности релейной защиты. На основе данного анализа сделан вывод о целесообразности разработки интерактивного варианта компьютерной программы. Сформулированы пользовательские и технические требования к программе и ее сервису. Представлена структура программных классов, удовлетворяющая данным требованиям.

Разработанное математическое обеспечение для расчета технической эффективности токовых релейных защит (РЗ) [1], в силу существенной сложности и специфики, приобретает практический смысл только при его реализации в виде автоматизированного средства расчета, наиболее целесообразной реализацией которого является компьютерная программы.

Программа может быть реализована в двух вариантах: полностью автоматизированном или интерактивном. Первый вариант предполагает автономный инструмент, второй - активное участие пользователя в процессе анализа технической эффективности РЗ, выбора уставок комплектов РЗ для проектируемого района. Проанализируем оба варианта и остановимся на одном из них.

1. Полностью автоматизированное средство расчета.

В этом случае предполагается разработка программы, которая требует минимального участия проектировщика в достижении оптимальных настроек всех релейных защит для заданного района. Проектировщик взаимодействует с программой только на начальном этапе при установке параметров рассчитываемой сети.

Соответственно, для выбора наилучших уставок исходя из максимума технической эффективности, автономная программа дополнительно к решаемым задачам по разработке алгоритмов определения технической эффективности РЗ должна:

- а) для определения максимальных и минимальных режимов содержать алгоритмы анализа топологии сети, учитывая при этом вероятность состояния каждого режима;
- б) для определения электрических величин содержать модули расчета установившихся режимов, симметричных и несимметричных коротких замыканий.

Первое требование в настоящий момент реализуется проектировщиком экспертным путем, второе – с помощью цифровых вычислительно-расчетных комплексов, таких как ТК33000, АРМ-СРЗА, Мустанг, Евростаг, Дакар, Растр, а также программно-технических средств моделирования ЭЭС: RTDS, Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС) и др.

Разработка такого рода полностью автоматизированной компьютерной программы, не требующей участия проектировщика и сторонних программ расчета электрических величин, теоретически возможна, но требует значительных временных ресурсов и таким образом выходит за рамки настоящей работы.

2. Интерактивная программа.

Данный вариант реализуется согласно структуре рисунка 1, на котором аббревиатурой RPTEC обозначена проектируемая программа Relay Protection Technical Efficiency Calculation (Расчет технической эффективности релейной защиты).

В этом случае, проектировщик использует сторонние продукты для расчета электрических величин, которые затем используются в качестве исходных данных для вероятностных расчетов в программе RPTEC. Последняя помимо этого для реализации разработанных алгоритмов определения технической эффективности использует дополнительную (в основном – статистическую) информацию, которая не дублирует исходные данные сторонних программ,

таким образом, исключая возможные ошибки, связанные с рутинной работой по отслеживанию изменений и согласованию баз данных для различных программ.

Реализация данного варианта требует значительно-меньших временных затрат и позволяет сконцентрироваться на специфичных задачах настоящей работы (которая выполняется в рамках диссертации автора). Недостатком является необходимость наличия соответствующих сторонних программ или программно-технических средств моделирования ЭЭС. Однако, в виду обязательного наличия данных инструментов на предполагаемых местах использования RPTEC (проектные организации, университеты и др.) этот недостаток не является преградой для внедрения создаваемой программы.

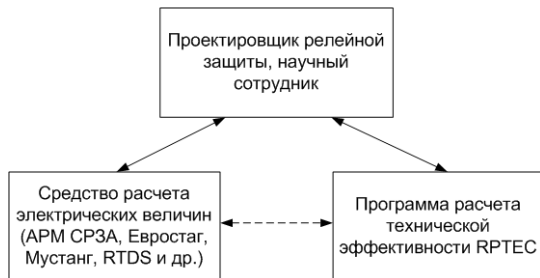


Рис. 1. Структура взаимодействия

Проектируемая программа для широкого использования должна соответствовать следующим пользовательским и техническим требованиям:

1. Иметь интуитивно-понятный профессионально-ориентированный интерфейс пользователя.
2. Ошибки в работе программы или ее аварийное завершение не должны приводить к потере используемой базы данных.
3. Обладать высоким уровнем быстродействия.
4. Работать в наиболее распространенных операционных системах Windows XP, Windows 7 и др.

Выполнение первого требования предполагает наличие в программе специализированного сервиса, обеспечивающего весь необходимый инструментарий для комфортной и эффективной работы пользователя. В целом, сервис разрабатываемой программы должен предоставлять следующие возможности:

1. Создание, сохранение, редактирование, загрузку базы данных и графического изображения рассчитываемой схемы.
2. Расчет технической эффективности для заданной уставки.
3. Определение оптимальной уставки исходя из технической эффективности.
4. Построение графика технической эффективности как функции от уставки.
5. Детализацию результатов расчетов, включающую в себя подробный отчет по всем вероятностным составляющим технической эффективности с графическим комментарием их определения.
6. Инструментарий для исследований технической эффективности релейной защиты.

Программа с указанными возможностями может быть реализована на компиляторных языках программирования C, C++, Pascal, Delphi; межплатформенных языках с промежуточным внутренним представлением C#, Java, .Net и интерпретирующих языках Python, Ruby, php, Java Script.

Среди представленного списка языков полностью удовлетворяет всем указанным выше возможностям и требованиям система программирования Delphi. Выбор данной среды в качестве основного средства разработки программы RPTEC также обусловлен рядом преимуществ над другими системами, в том числе: качеством визуальной среды разработки, скоростью работы компилятора и быстродействием откомпилированных программ, большим количеством поддерживаемых средой разработки шаблонов проектирования.

Таким образом, программа разрабатывается в объектно-ориентированном стиле с использованием механизмов наследования, инкапсуляции и полиморфизма данных. Подобный подход позволяет создать гибкое средство, которое может расширяться (добавление расчета технической эффективности для разных типов РЗ), совершенствоваться и при необходимости модифицироваться с минимальными трудовыми затратами.

В соответствии с разработанным ранее математическим обеспечением определения технической эффективности, изложенными выше требованиями и возможностями к создаваемому средству, на рисунке 2 представлена структура классов RPTEC, на рисунке 3 более подробно – классы расчета технической эффективности.

Назначение представленных на рисунках классов соответствует их англоязычному названию. Прокомментируем основные классы:

TMainForm - класс главной формы программы. Предоставляет пользователю контроль над всем сервисом RPTEC.

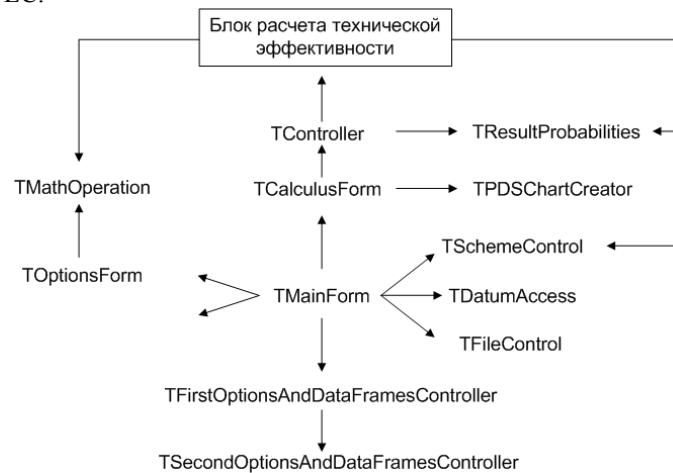


Рис. 2. Структура классов RPTEC

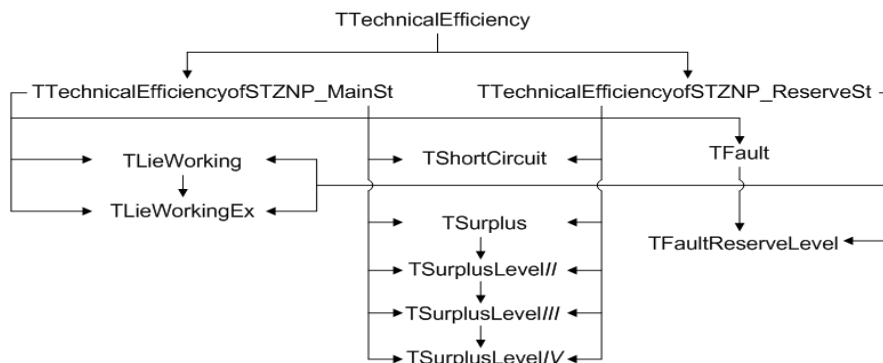


Рис. 3. Структура классов расчета технической эффективности ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности

TCalculusForm - класс формы расчетов RPTEC. Посредством данного класса реализуются алгоритмы расчета технической эффективности для выставленной уставки, осуществляется поиск оптимальной уставки и построение графика технической эффективности от уставки, а также характеристик плотностей распределения вероятностей (ПРВ).

TFirstElements-OptionsFrames - реализует заданную топологию схемы рассчитываемого района, включая визуальное представление для пользователя. Осуществляет управление фреймами элементов первой периферии и элементов второй периферии электрической сети относительно защищаемого объекта. Фреймы предыдущих элементов содержат совокупность компонентов для управления данными этих элементов (линий и трансформаторов) пользователем.

TTechnicalEfficiency - Абстрактный базовый класс для расчета технической эффективности. Инкапсулирует основные методы и поля, соответствующие условным и безусловным вероятностям математического выражения технической эффективности. Расчет данных составляющих реализуется в наследуемых от данного классах, которые учитывают особенности различных видов РЗ.

TController - Класс для управления процессом расчета технической эффективности, т.е. потомками абстрактного класса TTechnicalEfficiency.

Дальнейшим этапом создания программы является дизайн форм и написание программного кода представленных классов исходя из принципов и паттернов объектно-ориентированного программирования.

Список литературы:

1. Прутик А.Ф., Шмойлов А.В. Алгоритм оценки технической эффективности средств релейной защиты и автоматики: Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – Специальный выпуск №1. – С. 192-195.

УДК 621.316.925

Исследование надежности, технического совершенства и эффективности релейной защиты, как критериев оценки качества функционирования**А.Ф. Прутик***Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**E-mail: lex@tpu.ru*

Приведены определения надежности, технического совершенства и эффективности релейной защиты. Проведен исторический обзор данных критериев. Отмечены достоинства и недостатки способов их определения. Показано, что к недостатку можно отнести глобальный характер существующих подходов их вычисления, обуславливающий невысокую объективность и сложность практического использования.

Оценка качества выполнения и функционирования релейной защиты (РЗ) всегда занимала важное место в иерархии электроэнергетических задач. Одним из основных и распространенных способов решения этой задачи являются определения надежности, технического совершенства и эффективности. Вследствие существования различного понимания данных критериев, приведем следующие их определения, которых и будем придерживаться далее:

Техническое совершенство – свойство, объединяющее селективность, быстродействие и устойчивость функционирования. Под устойчивостью функционирования в свою очередь понимается чувствительность к внутренним коротким замыканиям (КЗ), устойчивость быстроты срабатывания при внутренних КЗ, устойчивость несрабатывания при внешних КЗ (т.е. отстроенность от них), устойчивость несрабатывания без КЗ.

Надежность – свойство выполнять заданные функции с заданным техническим совершенством.

Эффективность функционирования следует понимать как отношение реального выходного эффекта системы к ее предельному выходному эффекту, установленному в предположении идеально полных технического совершенства и надежности.

Первое время единственными показателями качества работы РЗ являлись в значительной мере обобщенные показатели количества правильных и неправильных действий РЗ [1] и соответствующий процент правильной работы (1), равный отношению правильных n_c к сумме правильных n_c и неправильных действий n_n .

$$\eta = \frac{n_c}{n_c + n_n} \cdot 100, \quad (1)$$

С помощью данного показателя оценивалось качество РЗ вплоть до 1965 года. Но такая оценка не позволяла достоверно судить о техническом совершенстве и эффективности функционирования РЗ.

Первыми работами в этой области, направленными на повышение объективности оценки функционирования РЗ, являются публикации В.Л. Фабриканта [2], Ф.А. Кулиева [3] и статья Э.П. Смирнова «Подход к расчету надежности устройств релейной защиты» [4], вышедшие в одном номере журнала «Электричество». Общим элементом названных работ является установление того факта, что целесообразно использовать теорию надежности для оценки устройств РЗ, но с учетом особенностей функционирования РЗ.

Следует наиболее подробно остановиться на работах Смирнова [4, 5], которые получили широкий резонанс в научной общественности, следствием которого стала дискуссия [6-9].

Тема статьи [4], как отмечает сам автор, предложена ему доктором технических наук, профессором А. М. Федосеевым. В своей работе Э.П. Смирнов отмечает особенности оценки надежности релейной защиты, которые требуют развития методов общей теории надежности. Среди них выделяется необходимость предъявления к РЗ двух требований – надежности срабатывания и надежности несрабатывания. Ненадежность защиты проявляется в отказе срабатывания, излишнем действии и ложном срабатывании. Смирнов Э.П. выделяет два общепринятых показателя из общей теории надежности:

1. Вероятность отсутствия отказов в срабатывании (или вероятность безотказной работы [10]) $R_T(x)$ в течение времени $T(x)$ – событие, состоящее в том, что устройство сработало). По отношению к РЗ, данный показатель характеризует совокупную надежность работы защищаемого элемента и устройства защиты.

2. Вероятность безотказного срабатывания (или другое название – готовность устройства к срабатыванию) $R_M(x)$ при последовательности N таких коротких замыканий, при которых

требуется срабатывание устройства (или N испытаний на срабатывание). Данный показатель в отличие от первого, является мерой надежности самой РЗ [4].

Однако использование указанных показателей при расчете аппаратной надежности конкретных схем защиты, как отмечает сам автор, приводит к практическим трудностям, связанным с громоздкостью соответствующих расчетных выражений.

В следующей работе [5] Смирнов Э.П. отмечает, что при анализе надежности релейной защиты целесообразно различать отказ устройства и отказ в срабатывании. Первое есть событие утраты устройством способности в отключении любых коротких замыканий, т.е. утрата устройством способности осуществить требуемое срабатывание, что соответствует принятому в теории надежности представлению об отказе. В свою очередь, отказ в срабатывании автор определяет как событие, состоящее в отсутствии на выходе защиты сигнала на отключение при таком КЗ, при котором требуется срабатывание данного устройства РЗ. При этом в качестве причин отказов автором отмечаются возмущения, вызванные резкими изменениями подведенных к устройству электрических величин, ошибки эксплуатирующего персонала, резкие колебания температуры, сотрясения устройства РЗ. Однако автор не отмечает и соответственно не учитывает в дальнейших математических выражениях фактор отказа в срабатывании, связанный с некорректной (или неоптимальной) настройкой параметров срабатывания РЗ, т.е. ее уставок.

В откликах [6-8] на рассмотренные работы Э.П. Смирнова справедливо отмечается незаконченность предложенных решений и их дискуссионность. Кроме того, в работе [7] отмечается неправомерность использования оценки надежности защиты процентом правильных действий (1).

Неправомерность связана с тем, что данный критерий не учитывает количество установленных в энергетической системе защит анализируемого типа, зависит от частоты повреждаемости оборудования, а также наличия других защит установленных вместе с анализируемой. Например, в случае оценки надежности дистанционной защиты, если вместе с ней на линии установлена быстродействующая высокочастотная защита, последняя отключает короткие замыкания настолько быстро, что дистанционная защита не успевает сработать. В этом случае, процент правильной работы дистанционной защиты равен нулю, а неправильной, хотя бы при одном случае ложного действия, - 100 % [7]. В то же время, очевидно, что при оценке надежности автономно работающей дистанционной защиты, при ее неизменном качестве, результаты будут другими. Нецелесообразность использования данного показателя для оценки эффективности функционирования РЗ, как будет показано далее, также отмечается в [12].

По мнению авторов [10], более объективными для сравнения различных типов устройств являются следующие интервальные оценки надежности устройств РЗ и противоаварийной автоматики: параметр потока неправильных срабатываний, параметр потока отказов в срабатывании, параметр потока ложных срабатываний, параметр потока излишних срабатываний (без ложных), вероятность безотказной работы и др., которые задают интервал возможных значений случайной величины с заданным коэффициентом доверия. Данные показатели, позволили авторам на основе обработки статистических материалов для ряда электромеханических РЗА, сделать соответствующие сравнения [10, 13]. Например, было установлено, что интенсивность ложных срабатываний фильтровой высокочастотной направленной защиты типа ПЗ-164 ниже, чем дифференциально-фазной высокочастотной защиты типа ДФЗ-2 с вероятностью не менее 0,95 [10].

С целесообразностью предлагаемых показателей в отклике [11] на [10] согласился Барзам А.Б., в котором часть из них была подробнее рассмотрена. Так, степень надежности РЗ, по мнению Барзама А.Б., может оцениваться вероятностью безотказной работы $p(t)$ за определенный интервал времени t . Данный показатель характеризует уровень качества рассматриваемого устройства в отношении надежности и указывает вероятность того, что полностью исправное устройство за период эксплуатации t под влиянием потока случайных событий не откажет в выполнении функционального назначения. Например, при вероятности безотказной работы за период времени t $p(t)=0,9$ можно ожидать, что в случае возникновения к концу периода t КЗ, из 100 устройств, которые должны подействовать, правильно сработают 90 устройств, 10 устройств откажут; или иначе, если за период от 0 до t произойдет девять КЗ, при которых устройство сработало правильно, на десятом случае КЗ вероятно неправильное действие (отказ) устройства [11].

Однако впоследствии, например в [12], уточняется использования критерия вероятности безотказной работы. Обосновывается, что в качестве критерия надежности функционирования релейной защиты вероятность $p(t)$ непригодна. Приводится контрпример для [11]: «если короткие замыкания редки и устройство защиты вообще срабатывает крайне редко, но при этом чаще всего

излишне, то несмотря на очень высокую вероятность $p(t)$ потери из-за ненадежности могут превысить полезный эффект» (другими словами, данный показатель не учитывает отказы в срабатывании, ложные и излишние действия). Но при этом в [12] не отрицается возможность использования $p(t)$ как показателя аппаратной безотказности изделия, для которого будущие условия функционирования еще не конкретизированы.

Частичное отражение эффективности функционирования РЗ дает процент правильных действий РЗ (1), представляемый согласно (2).

$$\eta = \frac{n_c}{n_c + n_{o.c} + n_{и.с} + n_{л.с}} \cdot 100, \quad (2)$$

где $n_{o.c}$ – число отказов срабатывания; $n_{и.с}$ – число излишних срабатываний; $n_{л.с}$ – число ложных срабатываний.

Процент правильных действий РЗ и дополняющий его до ста процентов показатель неправильных действий, применяются как в странах СНГ, так и за рубежом [12, 15]. Данный показатель используется как для оценки эффективности, так и надежности. Однако его использование для оценки эффективности может исказить картину, что было отмечено в [12] и с чем трудно не согласиться, учитывая следующее пояснение.

При измерении с его помощью эффективности функционирования РЗ, полученная оценка может отличаться от (2). Причина в том, что число неэффективных срабатываний ($n_{и.с} + n_{л.с}$) стоит в знаменателе (9), но эти срабатывания приводят к потерям, которые для получения выходного эффекта защиты следует вычитать из эффекта от требуемых срабатываний, пропорционального n_c . Поэтому естественное место члена ($n_{и.с} + n_{л.с}$) – в числителе со знаком «минус». К тому же, неэффективные срабатывания могут привести к отрицательному выходному эффекту, а это означает отрицательную эффективность функционирования. Из (9) видно, что показатель η не отражает данную особенность защиты. Кроме того, «можно также показать, что «при определенном числе внутренних коротких замыканий ($n_c + n_{o.c}$) и одном и том же числе отказов функционирования ($n_{o.c} + n_{и.с} + n_{л.с}$) показатель η тем больше, чем большую долю от общего числа отказов функционирования составляют излишние и ложные срабатывания» [12].

Отсюда следует, что оценка эффективности РЗ процентом правильных действий может не соответствовать действительности. Между тем, на основе рассуждений выше, выражения (2) большей определенностью по отношению к эффективности функционирования РЗ по сравнению с процентом правильных действий будет отличаться следующая величина [12]:

$$\nu = \frac{n_c - (n_{и.с} + n_{л.с})}{n_c + n_{o.c}}. \quad (3)$$

Приведенное выражение (3) – относительно выраженный реальный эффект защиты при неучете различий в последствиях отказов функционирования разного рода. Действительно, в (10) числитель пропорционален реальному выходному эффекту, если не различать указанные последствия отказов функционирования разного рода. Знаменатель (10) представляет собой число внутренних КЗ, пропорциональное предельному выходному эффекту защиты.

Общий недостаток (9) и (10) – неучет различия ущербов из-за отказов срабатывания, излишних и ложных срабатываний, которые можно учесть, например, коэффициентами удельного веса названных событий, рассчитанных экономическим путем.

Для оценки именно эффективности функционирования РЗ также весьма полезными являются показатели периодичности различных действий или отказов РЗ, представляющие собой среднюю продолжительность между повторными действиями одного устройства, определяемую количеством устройств, деленным на число их действий в год [10, 12]. Например, под периодичностью отказов в срабатывании понимается среднее значение времени работы устройства РЗА между отказами в срабатывании. Однако данные показатели в сегодняшнее время широко не используются.

В настоящее время в связи с внедрением микропроцессорных устройств РЗА для оценки эффективности соответствующих мероприятий становится необходимым комплексный учет различных систем РЗА и их особенностей. Для этих целей в [14, 15] предлагается использовать интегральный показатель эффективности, учитывающий все элементы в составе рассматриваемого канала РЗА (измерительные трансформаторы тока и напряжения, кабели, собственно устройства РЗА, цепи оперативного тока, выходные цепи защиты и т.д.) (4).

$$M[\Theta] = \frac{k_1}{T_{o.c.p}} + \sum_{i=1}^n k_{ст.i} q_{P3.i} \Omega_i + \sum_{j=1}^m k_{ст.j} q_{P3.j} \Omega_j, \quad (4)$$

где $M[\mathcal{E}]$ – математическое ожидание снижения эффективности из-за неидеальных характеристик устройств РЗА; $k_1, k_{ст.1}, k_{ст.2}$ – стоимостные коэффициенты, учитывающие стоимость последствий рассматриваемого отказа в функционировании (в денежном или другом выражении); $q_{рз.i}, q_{рз.j}$ – коэффициенты неготовности (или усредненные на расчетном интервале времени значения функций неготовности) системы РЗА, учитывающие как отказы в функционировании из-за неидеального технического уровня, так и отказы из-за неидеальной надежности; Ω_i, Ω_j – параметры потоков повреждений соответственно вне зоны защиты и на защищаемом объекте; $T_{0,ср}$ – средняя наработка на отказ в режиме дежурства.

По мнению авторов, приведенный показатель (4), позволяет достоверно оценить эффективность инвестиций в мероприятия, направленные на совершенствование систем РЗА ЭЭС, в том числе на внедрение микропроцессорных РЗА.

В свою очередь, в работе [16] для оценки надежности микропроцессорных РЗ предлагается использовать нормализованный показатель отказов (5), учитывающий следующие три типа отказов:

- 1) отказы реле, не связанные с неправильными действиями РЗ, но требующие ремонта или замены вышедших из строя элементов, блоков и модулей или программного обеспечения (M_S);
- 2) неправильные действия релейной защиты, т.е. излишние и ложные действия, а также отказы при КЗ внутри области действия (M_D);
- 3) ошибки персонала, связанные с эксплуатацией, тестированием и программированием реле, влияющие на правильность действия этого реле, но выявленные до наступления неправильного действия РЗ (M_P).

$$M_{\Sigma} = \left(\frac{M_S + M_D + M_P}{N} \right) \cdot 100\%, \quad (5)$$

где N – количество реле рассматриваемого типа, находящихся в эксплуатации за принятый период времени.

Все рассмотренные показатели оценивают качество выполнения и функционирования РЗ статистическими методами и включают в себя неправильные действия релейной защиты, обусловленные комплексом факторов: аппаратными ошибками, стихийными явлениями, неидеальной настройкой, ошибками персонала и др. Неправильные действия РЗ, обусловленные данными факторами, не отражают в полной мере именно эффективность функционирования защиты. Как представляется автору, более объективную картину может дать техническая эффективность РЗ [17], определенная в зависимости от режимов источников, видов повреждений и коммутаций в районе электрической сети, где планируется установка РЗ.

Список литературы:

1. Беркович М.А., Мельников М.Ф. Опыт освоения и эксплуатации релейной защиты и линейной автоматики электропередач 400-500 кВ // Электричество. – 1964. – № 12. – С. 1-5.
2. Фабрикант В.Л. О применении теории надежности к оценке устройств релейной защиты // Электричество. – 1965. – № 9. – С. 37-40.
3. Кулиев Ф.А. О надежности работы устройств релейной автоматики электрических сетей // Электричество. – 1965. – № 9. – С. 40-44.
4. Смирнов Э.П. Подход к расчету надежности устройств релейной защиты // Электричество. – 1965. – № 9. – С. 44-49.
5. Смирнов Э.П. Зависимость надежности релейной защиты от условий эксплуатации и надежности защищаемого элемента // Электричество. – 1966. – № 6. – С. 32-37.
6. Рипс Я. А. Зависимость надежности релейной защиты от условий эксплуатации и надежности защищаемого элемента // Электричество. – 1967. – № 8. – С. 81-83.
7. Барзам А. Б. Зависимость надежности релейной защиты от условий эксплуатации и надежности защищаемого элемента // Электричество. – 1967. – № 8. – С. 83-87.
8. Гук Ю.Б., Манов Н.А. Зависимость надежности релейной защиты от условий эксплуатации и надежности защищаемого элемента // Электричество. – 1967. – № 8. – С. 87-89.
9. Смирнов Э.П. Об особенностях техники надежности релейной защиты // Электричество. – 1967. – № 8. – С. 89-93.
10. Гук Ю.Б., Зейлидзон Е.Д., Манов Н.А. О применении основных понятий и критериев теории надежности в релейной защите // Электрические станции. – 1967. – № 8. – С. 67-74.

11. Барзам А.Б. О применении критериев теории надежности к технике РЗ. Электрические станции. – 1969. – № 1. – С. 87-90.
12. Зейлидзон Е.Д., Смирнов Э.П., Федосеев А.М. Основные свойства релейной защиты от коротких замыканий электроэнергетических систем // Электричество. – 1975. – № 4. – С. 1-7.
13. Манов Н.А. Анализ надежности релейной защиты на основе эксплуатационной статистики // Электрические станции. – 1968. – № 3. – С. 56-58.
14. Шалин А.И., Трофимов А.С. Эффективность и надежность релейной защиты энергосистем [Электронный ресурс]: Режим доступа www.energo-info.ru/images/pdf/Rele/Session_7/S7-1.pdf, свободный, 16.07.2011.
15. Нудельман Г.С., Шалин А.И. Микропроцессорные системы РЗА. Оценка эффективности и надежности // Новости электротехники. – 2008. – № 3 (51).
16. Гуревич В.И. О некоторых оценках эффективности и надежности микропроцессорных устройств релейной защиты // Вести в электроэнергетике. – 2009. – № 5. – С. 29-32.
17. Прутик А.Ф., Шмойлов А.В. Разработка алгоритмов и программ для настройки и оценки технической эффективности релейной защиты // Электричество. №12. 2009 г. - с. 19-26.

УДК 658.5:644

Комплексный контроль и мониторинг реализации программ развития энергетического и коммунального сектора муниципалитета

В.Г. Ротарь, А.А. Лукьянец*, А.Г. Чернов*

Институт кибернетики НИИ ТПУ, г. Томск, Россия

**Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН,
г. Новосибирск, Россия
rotarvg@yandex.ru*

Показана необходимость мониторинга действующих программ развития энергетического сектора. Предложена система индикаторов, учитывающая все основные факторы развития сектора и смежных с ним сфер.

Развитие систем электро- и теплоснабжения, газификация городских и сельских поселений, возможность использования местных топливных ресурсов позволяют в настоящее время рассматривать различные сценарии развития энергетики и коммунального сектора в том числе и на муниципальном уровне. Крайне важно уже на этапе планирования оценить, как планируемые проекты и мероприятия повлияют на функционирование и развитие других отраслей экономики и потребителей. Данные планы и оценка последствий их выполнения находят отражение в соответствующих программах развития отраслей и территорий. Программы развития энергетического и коммунального сектора сейчас существуют практически в каждом муниципалитете. Однако оценке их выполнения и влияния на смежные сектора уделяется достаточно мало внимания. Отчасти это происходит из-за того, что уже при разработке программ не учитывались возможности территории, в результате чего документ развития стал декларативным. Отчасти – из-за отсутствия какого-то обоснованного подхода к таким оценкам, на чем собственно авторы и хотели бы сосредоточиться.

Произошедшая трансформация экономики России и ее интеграция в мировую рыночную экономику вызвали существенные изменения условий функционирования и развития топливно-энергетического комплекса. На эффективность его работы все большее влияние стали оказывать не только традиционные факторы технического характера (безотказность оборудования, надежность и живучесть систем энергетики), но и экономические (инвестиционное обеспечение, финансовая нестабильность), социально-политические (национальные и региональные конфликты, забастовки), внешнеэкономические и внешнеполитические (устойчивость цен на энергоресурсы и мировой финансовой системы, геополитические предпочтения государств) и др.

Для оценки текущего и прогнозного состояния энергетической инфраструктуры региона или муниципального образования могут быть использованы специальные энергетические индикаторы. При этом их можно разделить на несколько основных групп: обеспеченность потребителей электрической и тепловой энергией, первичными ТЭР, структура производства, воспроизводства основных производственных фондов, финансы и экономика предприятий энергетического сектора, экология, энергосбережение, энергоэффективность.

На сегодняшний день развитие крупных электрогенерирующих мощностей и магистральных сетей является в основном объектом внимания субъектов федерального или регионального уровня, и центр принятия решений находится там. Та же ситуация наблюдается при разработке месторождений нефти, газа и угля. В зону ответственности муниципальных властей следует отнести использование местных ресурсов – дров, древесных отходов и торфа для целей теплоснабжения, завоз угля и мазута для котельных и населения, дизтоплива – для местных электростанций, развитие местной электросетевой и газовой инфраструктуры, строительство и модернизация систем теплоснабжения и ряд других. Поэтому оценивание программ на уровне муниципального образования должно отличаться от регионального уровня и производиться с использованием адаптированной системы индикаторов, учитывающей весьма ограниченный перечень полномочий в управлении энергетическим сектором муниципального образования.

Один из возможных наборов индикаторов, который может применяться для оценки выполнения планов по развитию энергетического сектора, приведен далее в таблице.

Таблица 1. Индикаторы контроля и мониторинга реализации программ развития энергетического и коммунального сектора

№ п/п	Наименование показателя	Начальное значение	Критический уровень	Текущее значение	Плановое значение
	Производство и потребление тепловой энергии				
1	Душевое потребление тепловой энергии в коммунально-бытовом хозяйстве, Гкал/чел.				
2	Доля установленной мощности наиболее крупной котельной (для централизованной системы теплоснабжения), %				
3	Отношение установленной мощности котельных к пиковой нагрузке потребителей, %				
	Обеспеченность первичными ТЭР				
4	Доля собственных источников в балансе котельно-печного топлива, %				
5	Доля выполнения планового задания по накоплению угольного топлива предприятиями теплоснабжения, %				
6	Доля доминирующего топливного ресурса в потреблении котельно-печного топлива котельными, %				
	Воспроизводство основных производственных фондов (ОПФ) в теплоэнергетике				
7	Степень износа ОПФ, %				
8	Степень износа тепловых сетей, %				
	Финансы и экономика				
9	Фактический уровень платежей населения (за отчетный период) за тепловую энергию, %				
11	Отношение сальдированной прибыли предприятий теплоснабжения к их годовому объему производства продукции, %				
	Экология				
12	Отношение суммарной величины годовых экологических выплат предприятиями теплоснабжения к их годовому объему производства продукции, %				
13	Выбросы вредных веществ в атмосферу от предприятий теплоснабжения на единицу площади территории, т/км ²				
	Энергосбережение и энергоэффективность				
14	Удельный расход условного топлива на производство теплоэнергии, кг.у.т./Гкал				
15	Относительная величина потерь тепловой энергии в тепловых сетях, %				

Использование предложенной модифицированной системы индикаторов для оценки выполнения программ развития энергетической инфраструктуры позволяет с достаточно высокой детальностью оценить возможные сценарии развития производства, транспортировки и потребления топливно-энергетических ресурсов в муниципальном образовании, что будет способствовать принятию обоснованных управленческих решений.

Список литературы:

1. Экономическая безопасность Свердловской области / Под науч. ред. Г.А. Ковалевой и А.А. Куклина. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2003 – 455 с.
2. Концепция энергетической безопасности субъектов федерации/ В.В. Литвак, В.А. Силич, М.П. Силич, М.И. Яворский // Энергосбережение по-томски: сборник статей, докладов и выступлений / Под ред. В.Н. Уйманова. – Томск: изд-во Том. ун-та, 2001.– С. 93-111.

УДК 621.316

Минимизация уровня высших гармоник в сетях промышленного предприятия

А.Н. Скамьин

Санкт-Петербургский государственный горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

E-mail: askamin@yandex.ru

В работе предлагается проводить выбор параметров дополнительных реакторов для снижения влияния высших гармоник на конденсаторы в зависимости от природы возникновения гармонических искажений. Разработанная методика выбора параметров реакторов подтверждается результатами экспериментальных исследований на предприятии.

Нерациональное управление потоками реактивной мощности приводит к увеличению затрат на техническое обслуживание и ремонт электрооборудования, ухудшению качества электроэнергии, как в системе, так и в сетях предприятий, а также росту оплаты за электроэнергию.

Дополнительной проблемой, тесно связанной с уровнем реактивной мощности, является наличие высших гармоник, как следствие применения частотно-регулируемых приводов, нагрузок, управляемых тиристорами, и других нелинейных электроприемников. Работа конденсаторных батарей (КБ) в условиях появления высших гармоник, возникающих как со стороны внешнего источника относительно ввода предприятия, так и со стороны самого предприятия, ухудшается, что приводит к неэффективной компенсации реактивной мощности. Возрастает количество отключений конденсаторных установок вследствие перегрузки их токами высших гармоник, сокращается срок их службы, увеличиваются потери мощности и напряжения. Следовательно, снижается эффективность функционирования электротехнического комплекса предприятия в целом.

Таким образом, задачу компенсации реактивной мощности необходимо решать в комплексе с одновременным улучшением качества потребляемой электрической энергии в сетях промышленных предприятий и исключением перегрузок конденсаторов токами высших гармоник.

При выборе способа снижения влияния высших гармоник на КБ необходимо, прежде всего, проанализировать источник и природу их возникновения. Природа возникновения высших гармоник зависит от факторов, обусловленных работой электрооборудования как во внешней сети относительно ввода предприятия, так и в сети самого предприятия. На схеме замещения электрической сети для расчета значений высших гармоник внешний источник искажений относительно ввода предприятия обычно представляется совокупностью источников напряжения частотами от 1 до n (U_0, U_3, \dots, U_n). Аналогично, источниками тока замещается нелинейная нагрузка самого предприятия, работа которой приводит к возникновению высших гармоник (I_0, I_3, \dots, I_n). Обобщенная схема замещения, объединяющая представленные выше варианты, показана на рис. 1, где ЛН – эквивалентная линейная нагрузка предприятия, X_c – сопротивление системы.

В зависимости от факторов возникновения высших гармоник должен быть выбран способ снижения влияния высших гармоник на работу КБ. В случае применения активных фильтров и фильтрокомпенсирующих устройств природа возникновения высших гармоник практически не влияет на выбор их параметров.

То же касается способа, разработанного авторами в [1]. Как и в предыдущих способах, безразлично – каким образом образовались высшие гармоники, т.к. решается задача выбора такой мощности КБ при известном спектре высших гармоник в напряжении, при которой будет

выполнена задача компенсации реактивной мощности по заданному критерию без перегрузок КБ. Здесь следует отметить, что такой способ реален, но не всегда выполним.

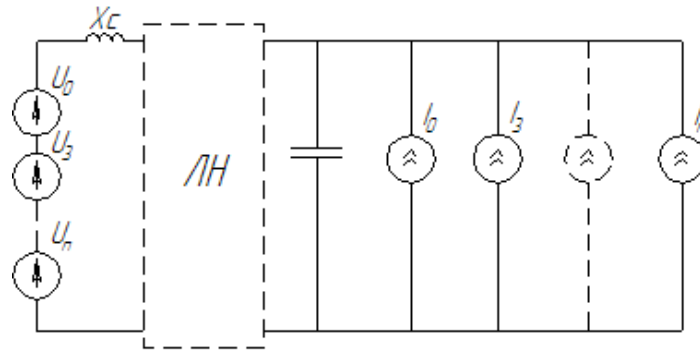


Рис. 1. Обобщенная схема замещения для расчета высших гармоник

В работе [2] предлагается размещать дополнительные реакторы в электрической сети предприятия для снижения влияния высших гармоник на КБ. Способ основан на изменении амплитудно-частотной характеристики узла сети относительно КБ с помощью размещения дополнительных реакторов. При этом важную роль играют факторы возникновения высших гармоник, и соответственно схема замещения сети. Так, при наличии внешнего источника искажений относительно ввода предприятия, предлагается увеличивать сопротивление системы, что приводит к ослаблению высших гармоник, проникающих в сеть предприятия. В случае возникновения искажений при работе нагрузки самого предприятия очевидно, что при увеличении сопротивления системы возникает большее падение напряжения от несинусоидального тока, генерируемого нелинейной нагрузкой. Следовательно, увеличивается несинусоидальность напряжения в сети предприятия. В этом случае предлагается применять ограничивающий реактор непосредственно перед КБ.

Представленные заключения были получены на основе теоретических исследований. Отметим, что разработки, представленные в [1] и [2], существенно экономичнее с точки зрения затрат, чем применение фильтрокомпенсирующих устройств и активных фильтров.

С целью подтверждения выводов, представленных выше, были проведены экспериментальные исследования на производстве. На промышленном предприятии были произведены измерения коэффициента несинусоидальности и определен спектральный состав тока и напряжения. Осциллограммы напряжения и тока КБ представлены соответственно на рис. 2, 3.

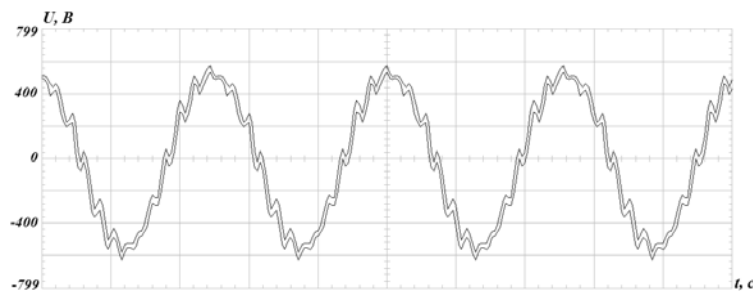


Рис. 2. Осциллограмма напряжения на секции шин



Рис. 3. Осциллограмма тока КБ

Перегрузка КБ токами высших гармоник достигает 70 %, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения составляет 13 %. Было установлено, что возникновение высших гармоник в сети предприятия обусловлено работой нелинейной нагрузки во внешней сети относительно ввода предприятия. По результатам математического моделирования определено, что установка дополнительных реакторов в электрической сети промышленного предприятия позволяет обеспечить эффективное снижение потребления реактивной мощности и отсутствие перегрузок в сети от высших гармоник, причем реактор необходимо установить с целью увеличения сопротивления системы. Для этого случая были выбраны параметры реактора для инсталляции на предприятии.

При измерении параметров нагрузки и коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения на стороне 10 кВ до и после установки реактора получены осциллограммы тока и напряжения на конденсаторах, представленные на рис. 4, 5.

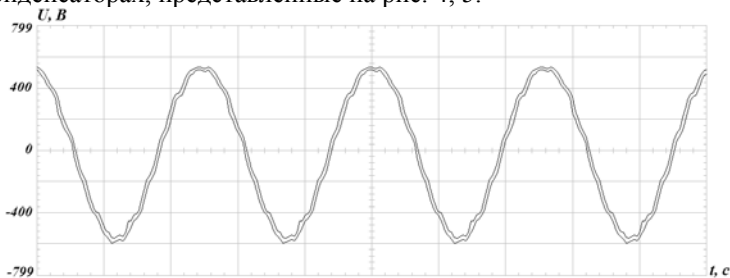


Рис. 4. Осциллограмма напряжения на секции шин

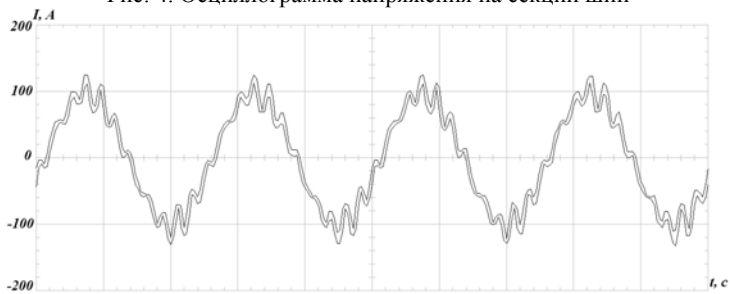


Рис. 5. Осциллограмма тока на конденсаторной батарее

В результате применения дополнительного реактора перегрузка КБ снизилась до 20 %, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения - 5 %. Таким образом, установка дополнительных реакторов в сети предприятия в зависимости от природы возникновения высших гармоник позволяет снизить уровень гармонических искажений в напряжении и токе, что подтверждается результатами исследований на промышленном производстве.

Список литературы:

1. Шклярский Я.Э., Скамьин А.Н., Круглов А.В. К вопросу о снижении перегрузок конденсаторных батарей токами высших гармоник // Труды 8-ой международной научно-практической конференции: Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы и решения. – 2010. – С. 404-407.
2. Шклярский Я.Э., Скамьин А.Н., Ситников Д.А. Уменьшение влияния высших гармоник на работу электротехнического комплекса горного предприятия // Сб. «Записки Горного института». – 2008. – Т. 178. – С. 162-165.

УДК 621.315

Моделирование уровней эксплуатационной готовности воздушных линий электропередач с использованием Марковских случайных процессов

А.А. Складчиков

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Самарское ПМЭС, г. Самара, Россия

E-mail: skladchikov-aa@mail.ru

Статья посвящена вопросу применения Марковских случайных процессов для моделирования уровней эксплуатационной готовности воздушных линий электропередач в целях прогнозирования основных показателей производственных программ предприятий электрических сетей и обеспечения комплексного учета надежности ВЛ.

Длительная эксплуатационная готовность воздушной линии электропередачи оценивается как вероятность того, что она при определенных условиях будет в полном объеме выполнять свои функции.

Оптимальный уровень эксплуатационной готовности ВЛ обеспечиваются проведением определенных научно-методических, организационно-технических, технологических, нормативно-правовых мероприятий с учетом временных, экономических и других ограничений.

Эксплуатационная готовность должна определяться количественно, поэтому основными показателями производственных программ работы предприятий электрических сетей должны служить: коэффициент технического использования ($K_{ТИ}$), коэффициент технической готовности ВЛ ($K_{ТГ}$), среднее время нахождения ВЛ в нормальном режиме ($t_{НР}$), среднее время нахождения ВЛ в исправном режиме ($t_{ИР}$) и потери электроэнергии на ее транспорт (ΔW).

Коэффициент технической готовности $K_{ТГ}$, определяется вероятностью того, что ВЛ будет находиться в работе в произвольно выбранный момент времени. Коэффициент $K_{ТГ}$ за отчетный год можно определить исходя из среднего времени нахождения ВЛ в нормальном режиме ($t_{НР}$), в исправном режиме ($t_{ИР}$) и времени простоя ($t_{ПР}$) [1]:

$$K_{ТГ} = \frac{t_{ИР}}{t_{НР} + t_{ПР}}$$

Для моделирования коэффициента $K_{ТГ}$ использован аппарат Марковских дискретных случайных процессов с непрерывным временем [2]. ВЛ представлена как некоторая система S с дискретными режимами $S_0, S_1, \dots, S_i, \dots, S_n$, которая переходит из режима в режим под влиянием случайных событий (отказов, режимов сети). На стадии планирования режимов работы ВЛ без отпаек целесообразно рассматривать следующие режимы, в которых ВЛ может находиться в процессе эксплуатации: S_0 – нормальный режим, ВЛ исправна, в работе; S_1 – под напряжением со стороны ПС1; S_2 – под напряжением со стороны ПС2; S_3 – в горячем резерве, по режиму сети, схема электропередачи – выключатели отключены и разъединителями включены; S_4 – в холодном резерве, по режиму сети, схема электропередачи – выключатели отключены и разъединителями отключены; S_5 – в работе, автоматическое отключение с успешным АПВ; S_6 – транзит разорван, автоматическое отключение с неуспешным АПВ с одной стороны (ПС1/ПС2); S_7 – простаивает, автоматическое отключение с неуспешным АПВ; S_8 – в ремонте.

Режимы S_1 и S_2 отличаются от режима S_0 тем, что в режимах S_1 и S_2 ВЛ не подвергается внешним воздействиям приводящей её к режиму S_0 .

Такие режимы можно анализировать с помощью модели надежности Маркова. Она основана на описании однородных процессов, которое строится на следующих положениях:

1. переход из режима S_i в режим S_n зависит только от режима S_i и не зависит от предыдущих (условие зависимости);
2. в достаточно коротком временном интервале ($t, t + D_i$) переход из одного режима в другой зависит только от момента времени t и не зависит от предыдущего времени;
3. вероятность перехода $P(t, t + D_i)$ зависит при этом только от длительности интервала D_i и не зависит от величины t .

Для наглядного анализа процесса эксплуатации ВЛ как случайного процесса построен граф режимов и переходов ВЛ (рис.1).

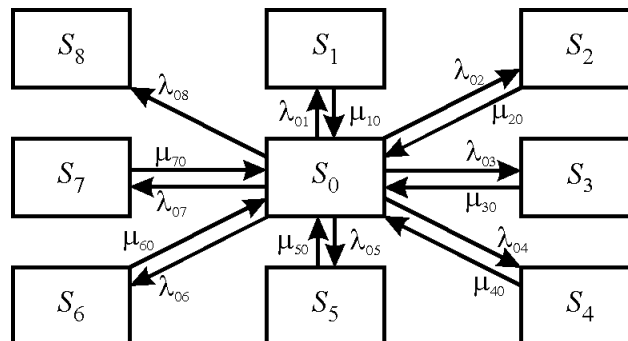


Рис. 1. Граф режимов и переходов ВЛ

Рассматриваемые режимы ВЛ S_i характеризуются средним числом дней D_i пребывания ВЛ за год в каждом из режимов. Тогда вероятность нахождения ВЛ P_i в i -том режиме можно

определить как отношение D_i / D , где D – число дней в году (365 дней).

На базе графов режимов и переходов от одного режима к другому можно составить систему дифференциальных уравнений, при помощи которой с использованием приведенных ранее величин времени выхода из строя и максимальной продолжительности восстановления отказавших ВЛ вычисляется длительность нахождения в нерабочем режиме (эксплуатационная неготовность) этих компонентов системы электроснабжения.

Для определения вероятностей $P_0, P_1, \dots, P_{i-1}, P_i, \dots, P_n$ как функции времени t в случае непрерывных Марковских цепей составлена система уравнений (дифференциальных уравнений А.Н. Колмогорова) [2]:

$$\begin{cases} \frac{dP_0(t)}{dt} = -\sum_{i=1}^n \lambda_{0i} P_0(t) + \sum_{i=1}^{n-1} \mu_{i0} P_i(t); \\ \frac{dP_i(t)}{dt} = \lambda_{0i} P_0(t) - \mu_{i0} P_i(t), \quad i = 1, n-1; \\ \frac{dP_n(t)}{dt} = \lambda_{0n} P_0(t), \end{cases}$$

где $P_i(t)$ – вероятность нахождения ВЛ в i -том режиме; λ_{0i} – интенсивность перехода ВЛ из нормального в i -тый режим; μ_{i0} – интенсивность перехода ВЛ из i -того в нормальный режим. Вероятность нахождения ВЛ в нормальном режиме $P_0(t)$ представляет собой коэффициент технического использования $K_{ТИ}$, а сумма вероятностей $P_0(t) + P_7(t)$ – коэффициент технической готовности $K_{ТГ}$.

Согласно расчётам, проведённым на основе статистических данных эксплуатации ВЛ [3], все потоки, переводящие ВЛ из режима в режим, являются пуассоновскими или сводятся к ним путём рассмотрения процесса эксплуатации на малых интервалах времени и корректировки исходного потока отказов для исключения последствия. Таким образом, процесс, протекающий в системе, является Марковским.

Выводы:

1. Определены основные показатели производственных программ работы предприятий электрических сетей.
2. Описаны режимы работы ВЛ без отпаек, взятые за основу для моделирования с использованием аппарата Марковских дискретных случайных процессов с непрерывным временем.
3. Доказано, что потоки, переводящие ВЛ из режима в режим, являются пуассоновскими или сводятся к ним путём рассмотрения процесса эксплуатации на малых интервалах времени и корректировки исходного потока отказов для исключения последствия.
4. Показано, что применения Марковских случайных процессов для моделирования уровней эксплуатационной готовности ВЛ в целях прогнозирования основных показателей производственных программ предприятий электрических сетей обеспечивает комплексный учет надежности ВЛ.

Список литературы:

1. Гольдштейн В.Г., Гордиенко А.Н., Пухальский А.А., Халилов Ф.Х. Повышение надежности работы электрооборудования и линий 0,4 – 110 кВ нефтяной промышленности при воздействиях перенапряжений. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 216 с.
2. Острейковский В.А. Теория надежности. – М.: Высшая школа, 2003. – 462 с.
3. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г., Складчиков А.А. Анализ состояния воздушных линий электропередачи 6 – 500 кВ Самарского региона // Электрические станции. – 2010. – № 5. – С. 42–46.

УДК 621.315

Классификация и анализ технических рисков при эксплуатации воздушных линий электропередач

А.А. Складчиков

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Самарское ПМЭС, г. Самара, Россия

E-mail: skladchikov-aa@mail.ru

В работе определены основные положения, позволяющие провести классификацию и методологию оценки технических рисков при эксплуатации воздушных линий электропередач.

Технико-производственные или технические риски – это вероятность отказа технических устройств с последствиями определенного уровня (класса) за определенный период функционирования опасного производственного объекта (для ВЛ – вероятность возникновения технологического нарушения и прекращение транспорта электроэнергии по ней) [1].

Эффективная деятельность предприятий электрических сетей (ПЭС), как правило, сопряжена с освоением новой техники и технологии, поиском резервов, повышением интенсивности производства. Однако внедрение новой техники и технологии ведет к опасности техногенных катастроф, причиняющих значительный ущерб природе, людям, производству. В данном случае речь идет о технических рисках.

Технический риск при эксплуатации ВЛ определяется степенью организации производства, проведением превентивных мероприятий (регулярных осмотров, технического обслуживания и ремонтов при обеспечении мер безопасности), а также оценкой возможности проведения ремонта и обслуживания ВЛ либо собственными силами ПЭС, либо привлечением подрядных организаций.

Технические риски можно подразделить (отнести):

1. вероятность возникновения технологического нарушения из-за ошибок при проектировании;
2. вероятность возникновения технологического нарушения из-за применения не проектированных материалов;
3. вероятность возникновения технологического нарушения из-за дефектов монтажа и строительства;
4. вероятность возникновения технологического нарушения из-за дефектов конструкции и изготовления;
5. вероятность возникновения технологического нарушения из-за отсутствия возможности освоения результатов новых разработок;
6. вероятность возникновения технологического нарушения из-за недостатков эксплуатации.

Следует отметить, что технический риск относится к группе внутренних рисков, поскольку ПЭС может оказывать на данные риски непосредственное влияние и возникновение их, как правило, зависит от самого ПЭС.

Анализ рисков - процедуры выявления факторов рисков и оценки их значимости, по сути, анализ вероятности того, что произойдут определенные нежелательные события и отрицательно повлияют на достижение целей проекта. Анализ рисков включает оценку рисков и методы снижения рисков или уменьшения связанных с ним неблагоприятных последствий [2]. Оценка рисков - это определение количественным или качественным способом величины (степени) рисков.

Американский эксперт Б. Берлимер [3] предложил при анализе использовать некоторые допущения:

1. Потери от риска независимы друг от друга.
2. Потеря по одному направлению деятельности не обязательно увеличивает вероятность потери по другому (за исключением форс-мажорных обстоятельств).
3. Максимально возможный ущерб не должен превышать финансовых возможностей участника.

Анализ рисков можно подразделить на два взаимно дополняющих друг друга вида: качественный и количественный. Качественный анализ имеет целью определить (идентифицировать) факторы, области и виды рисков. Количественный анализ рисков должен дать возможность численно определить размеры отдельных рисков и риска предприятия в целом.

Итоговые результаты качественного анализа риска, в свою очередь, служат исходной информацией для проведения количественного анализа. Однако осуществление количественной оценки встречает и наибольшие трудности, связанные с тем, что для количественной оценки рисков нужна соответствующая исходная информация.

Вывод: определены основные положения, позволяющие провести классификацию и методологию оценки технических рисков при эксплуатации воздушных линий электропередач.

Список литературы:

1. <http://www.risk24.ru>
2. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г., Складчиков А.А. Анализ состояния воздушных линий электропередачи 6 – 500 кВ Самарского региона // Электрические станции. – 2010. – № 5. – С. 42–46.
3. Грабовый П. Г., Петрова С. И., Полтавцев С. И. и др. Риски в современном бизнесе. - М.: Алане, 1994. – 200с.

УДК 621.311

Оценка погрешностей расчета режимов распределительных электрических сетей**А.С. Степанов, В.И. Маругин***Северо-Кавказский государственный технический университет, г. Ставрополь, Россия**E-mail: stepas1955@mail.ru*

Получены расчетные выражения, позволяющие оценить погрешность расчета режимных параметров сетей 6-35 кВ по известным погрешностям задания исходной схемной и режимной информации

Как показано в монографии [1], исходная информация, необходимая для расчетов режимов электрических сетей (данные о параметрах сети и ее нагрузок), характеризуется значительной неопределенностью: среднеквадратичные ошибки активных мощностей нагрузок составляют $1,5 \div 40$ %, реактивных нагрузок – в пределах $15 \div 80$ %. Ошибки определения параметров схем замещения элементов сетей также являются значительными и колеблются в диапазонах от ± 10 % (для активного сопротивления трансформаторов) до $1,5 \div 3$ раз (для активной проводимости линий электропередачи). Неопределенность информации особенно велика для распределительных электрических сетей (РЭС) 6-35 кВ.

В связи с этим для РЭС актуальной является оценка погрешностей режимных параметров (напряжений и потоков мощности), получаемых в результате расчета установившегося режима, выполненного, например, методом «в два этапа» [2].

Целью настоящей работы является получение математических выражений, обеспечивающих возможность расчета погрешностей определения режимных параметров РЭС.

Основными выражениями, используемыми при расчете режима РЭС с учетом общепринятых допущений [2], являются формулы, описывающие изменения напряжения и мощности в ветви схемы замещения. Для некоторой ветви l схемы замещения с известными активным и индуктивным сопротивлениями R_l и X_l , связывающей между собой узлы i и j , по известному напряжению в узле начала ветви U_i можно найти напряжение в узле конца j , а по мощности конца ветви $P_{ji} + jQ_{ji}$ – мощность в ее начале:

$$U_j = U_i - \frac{P_{ij}R_l + Q_{ij}X_l}{U_i}, \quad (1)$$

$$P_{ij} = P_{ji} + \frac{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}{U_j^2} R_l. \quad (2)$$

Поток реактивной мощности в начале ветви Q_{ij} определяется по формуле, аналогичной (2) путем замены в ней R_l на X_l .

Мощность, потребляемая включенной в узле i проводимостью G_i , определяется выражением

$$P_i = U_i^2 G_i. \quad (3)$$

Из формул (1) – (3) видно, что напряжение U_j является функцией пяти переменных $U_j = \varphi(U_i, P_{ij}, Q_{ij}, R_l, X_l)$, поток мощности в начале ветви P_{ij} зависит от четырех переменных, а мощность в узле P_i – только от двух переменных.

В соответствии с положениями теории вероятностей [3] для определения статистических характеристик функции вида $y = \varphi(x_1, x_2, \dots, x_n)$ ее следует разложить в ряд Тейлора в окрестности точки математического ожидания $\mathbf{M}x_1, \mathbf{M}x_2, \dots, \mathbf{M}x_n$ с удержанием не менее первых трех членов разложения. Тогда математическое ожидание и дисперсия функции могут быть записаны в следующем виде:

$$\mathbf{M}y = \varphi(\mathbf{M}x_1, \mathbf{M}x_2, \dots, \mathbf{M}x_n) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x_i^2} \right)_m \mathbf{D}x_i + \sum_{i < j} \left(\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x_i \partial x_j} \right)_m \mathbf{K}_{ij}, \quad (4)$$

$$\mathbf{D}y = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial \varphi}{\partial x_i} \right)_m^2 \mathbf{D}x_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x_i^2} \right)_m^2 \mathbf{D}^2 x_i + \sum_{i < j} \left(\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x_i \partial x_j} \right)_m^2 \mathbf{D}x_i \mathbf{D}x_j, \quad (5)$$

где индекс m означает, что в выражения частных производных вместо аргументов x_i подставляются их математические ожидания $\mathbf{M}x_i$. \mathbf{K}_{ij} – корреляционный момент переменных x_i и x_j . При этом в [3] делается оговорка о том, что выражение для дисперсии (5) получено при допущении о некоррелированности аргументов и их распределении по закону, близкому к нормальному.

Относительная среднеквадратичная погрешность расчета параметра y в этом случае будет равна

$$\gamma_y = \sqrt{\mathbf{D}y} / \mathbf{M}y.$$

Применяя описанные теоретические положения к рассматриваемым формулам (1) – (3), найдем выражения для частных производных и, подставляя эти выражения в формулы для математического ожидания и дисперсии искомой функции (4) и (5), для вероятностных характеристик напряжения U_j получим:

$$\begin{aligned} \mathbf{M}U_j &= \mathbf{M}U_i \cdot \left[1 - V_{1l} (1 + \gamma_{U_i}^2) \right] + \\ &+ \frac{1}{\mathbf{M}U_i} \left[\mathbf{M}R_l \mathbf{M}P_{ij} (\rho_{UR} \gamma_{U_i} \gamma_{Rl} + \rho_{PU} \gamma_{U_i} \gamma_{Pij} - \rho_{PR} \gamma_{Pij} \gamma_{Rl}) + \right. \\ &\left. + \mathbf{M}X_l \mathbf{M}Q_{ij} (\rho_{UX} \gamma_{U_i} \gamma_{Xl} + \rho_{QU} \gamma_{U_i} \gamma_{Qij} - \rho_{QX} \gamma_{Qij} \gamma_{Xl}) \right] \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{D}U_j &= \mathbf{D}U_i (1 + V_{1l})^2 + 2V_{1l}^2 \gamma_{U_i}^4 \mathbf{M}^2 U_i + V_{2l} (1 + \gamma_{U_i}^2) + \\ &+ \frac{\mathbf{M}^2 R_l \mathbf{M}^2 P_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i} \gamma_{Rl}^2 (1 + \gamma_{U_i}^2 + \gamma_{Pij}^2) + \frac{\mathbf{M}^2 X_l \mathbf{M}^2 Q_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i} \gamma_{Xl}^2 (1 + \gamma_{U_i}^2 + \gamma_{Qij}^2) \end{aligned} \quad (7)$$

где

$$V_{1l} = \frac{\mathbf{M}R_l \mathbf{M}P_{ij} + \mathbf{M}X_l \mathbf{M}Q_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i}, \quad V_{2l} = \frac{\mathbf{M}^2 R_l \mathbf{D}P_{ij} + \mathbf{M}^2 X_l \mathbf{D}Q_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i},$$

$\rho_{UR}, \rho_{PU}, \rho_{PR}, \rho_{UX}, \rho_{QU}, \rho_{QX}$ – коэффициенты корреляции между соответствующими величинами; $\gamma_{Rl}, \gamma_{Xl}, \gamma_{U_i}, \gamma_{Pij}, \gamma_{Qij}$ – относительные среднеквадратичные погрешности определения параметров схемы замещения и параметров режима.

Для потока активной мощности в конце ветви в соответствии с выражением (2) можно получить:

$$\begin{aligned} \mathbf{M}P_{ji} &= \mathbf{M}P_{ij} + V_{3l} (1 + 3\gamma_{U_i}^2 - 2\rho_{UR} \gamma_{U_i} \gamma_{Rl}) + \\ &+ \frac{\mathbf{M}R_l}{\mathbf{M}^2 U_i} \left[\mathbf{D}P_{ij} (\gamma_{Pij} + 2\rho_{PR} \gamma_{Rl} - 4\rho_{PU} \gamma_{U_i}) + \mathbf{D}Q_{ij} (\gamma_{Qij} + 2\rho_{QR} \gamma_{Rl} - 4\rho_{QU} \gamma_{U_i}) \right] \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{D}P_{ji} &= \mathbf{D}P_{ij} \left(1 + 4 \frac{\mathbf{M}P_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i} \mathbf{M}R_l \right) + V_{3l}^2 \left[2\gamma_{U_i}^2 (2 + 9\gamma_{U_i}^2) + \gamma_{Rl}^2 (1 + 4\gamma_{U_i}^2) \right] + \\ &+ \frac{\mathbf{M}^4 P_{ij} \gamma_{Pij}^2}{\mathbf{M}^4 U_i} \mathbf{M}^2 R_l (2 + 8\gamma_{U_i}^2 + 2\gamma_{Rl}^2 + \gamma_{Pij}^2) + \frac{\mathbf{M}^4 Q_{ij} \gamma_{Qij}^2}{\mathbf{M}^4 U_i} \mathbf{M}^2 R_l (2 + 8\gamma_{U_i}^2 + 2\gamma_{Rl}^2 + \gamma_{Qij}^2) \end{aligned} \quad (9)$$

где $V_{3l} = \frac{\mathbf{M}^2 P_{ij} + \mathbf{M}^2 Q_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i} \mathbf{M}R_l$.

Для мощности, потребляемой включенной в узле i проводимостью G_i , в соответствии с выражением (3) получим:

$$MP_i = M^2 U_i \cdot MG_i (1 + \gamma_{Ui}^2 + 2\rho_{UG} \gamma_{Ui} \gamma_{Gi}), \quad (10)$$

$$DP_i = M^4 U_i \cdot M^2 G_i [4\gamma_{Ui}^2 + 2\gamma_{Ui}^4 + (1 + 4\gamma_{Ui}^2) \gamma_{Gi}^2]. \quad (11)$$

Таким образом, сформированы расчетные выражения (6) – (11), которые в совокупности с аналогичными выражениями для MQ_{ji} , DQ_{ji} , MQ_i и DQ_i позволяют оценить погрешности расчета напряжений и потоков мощности в РЭС.

Ряд коэффициентов корреляции в этих выражениях, например ρ_{UR} , ρ_{UX} , ρ_{UG} , ρ_{QX} , можно признать несущественными и исключить из расчета, приняв равными нулю.

Настоящая работа подготовлена по результатам выполнения госконтракта № 16.516.11.6116 от 23.08.2011 в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технического комплекса России на 2007-2013 годы».

Список литературы

1. Гамм А.З. Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем.- Новосибирск: ВО «Наука», 1993.- 133 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 592 с.
3. Вентцель Е.С. Теория вероятностей.- М.: Наука, 1964.- 576с.

УДК 621.398

Гибридные системы коррекции формы кривых тока и напряжения в электрических сетях предприятий минерально-сырьевого комплекса

Ю.А. Сычев

Санкт-Петербургский государственный горный университет, Санкт-Петербург, Россия

E-mail: Sychev_yura@mail.ru; YA_Sychev@mail.ru

Показана целесообразность использования гибридных систем коррекции формы кривых тока и напряжения в электрических сетях предприятий минерально-сырьевого комплекса с территориально-распределенными нелинейными нагрузками.

Анализ результатов многочисленных теоретических и экспериментальных исследований, проведенных в электрических сетях 0.4 кВ объектов минерально-сырьевого комплекса, показали, что коэффициенты искажения синусоидальности формы кривой тока k_I и напряжения k_U непосредственно на зажимах нелинейной нагрузки ниже аналогичных коэффициентов на границе раздела электрических сетей между потребителем и поставщиком электрической энергии, где k_U нормируется ГОСТ 13109-97. В этом случае при нормально допустимой величине k_U у отдельных потребителей нефтедобычи, на границе раздела электрических сетей поставщика и потребителя k_U не соответствует нормам ГОСТ 13109-97 [1].

Нелинейная нагрузка, потребляя несинусоидальный ток, создает высшие гармоники тока, которые, протекая через полные сопротивления участков сети, вызывают падения напряжения на частоте каждой гармоники, что обуславливает, в свою очередь, искажение формы кривой напряжения сети. При удалении нелинейной нагрузки от границы раздела сетей поставщика и потребителя, или от любой выбранной для измерений контрольной точки увеличивается реактивное сопротивление, через которое протекают высшие гармоники тока, при этом растет падение напряжения на каждой частоте и в конечном итоге коэффициент искажения синусоидальности формы кривой напряжения в рассматриваемой контрольной точке, где производятся измерения, будет больше, чем у отдельных потребителей объектов минерально-сырьевого комплекса. Согласно результатам экспериментальных исследований в условиях минерально-сырьевого комплекса величина k_U как правило в 2-3 раза ниже k_I . Таким образом, при наличии территориально-распределенных мощных нелинейных нагрузок, необходимо выбрать точку в электрической сети, где целесообразна установка активных, пассивных или гибридных фильтрокомпенсирующих систем. Также перед выбором типа системы коррекции формы кривых тока и напряжения необходимо провести комплексный анализ спектрального состава высших гармонических составляющих компенсируемой сети.

В качестве примера рассмотрим спектральный состав кривой напряжения на зажимах нелинейной нагрузки в условиях нефтепромыслов (рис.1).

Исходный коэффициент k_U без компенсации составляет 10,1 %, что не соответствует

норме ГОСТ 13109-97 (8 %), при компенсации 5 и 7 высших гармонических составляющих, предполагая включение пассивной системы коррекции, $k_U = 6,89\%$, что удовлетворяет норме.

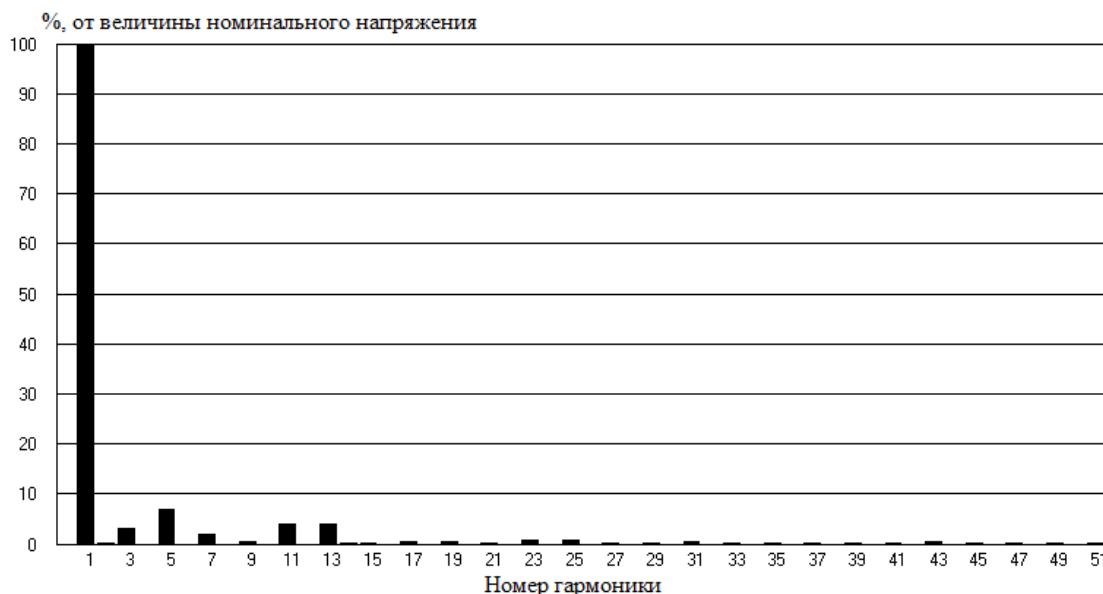


Рис. 1. Спектральный состав напряжения сети 0,4 кВ

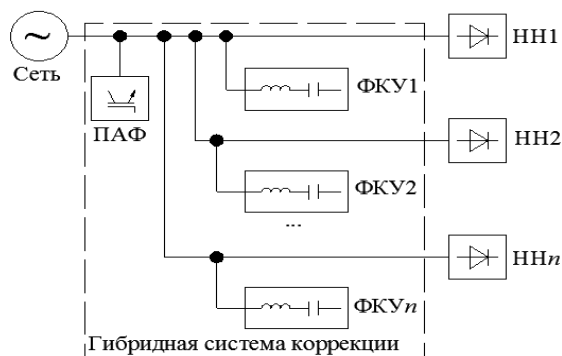
При компенсации только 5 гармоники $k_U = 7,15\%$, при компенсации только 7 - $k_U = 9,89\%$ [2, 3]. Таким образом, в данном случае основной вклад в искажение синусоидальности формы кривой напряжения вносит 5 гармоника, для устранения которой существует три варианта:

1. установка пассивного фильтрокомпенсирующего устройства, настроенного на подавление 5 гармоники;
2. установка активной системы коррекции формы кривых тока и напряжения в виде параллельного активного фильтра;
3. установка пассивного фильтрокомпенсирующего устройства, настроенного на подавление 5 и 7 гармоник.

Вариант №3 на практике не даст надлежащего результата, так как пассивные фильтрокомпенсирующего устройства, настроенные на подавление нескольких порядков гармоник, при компенсации выдают некоторую погрешность в отличие от фильтров, настроенных на подавление только одной гармоники. Этот факт связан с точностью настройки резонансных цепей пассивного фильтрокомпенсирующего устройства.

Вариант №2 исследован на практике [2, 3] и по результатам его применения $k_U = 5,9\%$.

Вариант №1 по сравнению с вариантом №2 менее эффективен по критерию минимизации k_U .



Таким образом, по критерию минимума величины k_U наиболее эффективен 2 вариант, но с экономической точки зрения он наиболее затратный.

Рис. 2. Гибридная система коррекции формы кривых тока и напряжения

Результаты теоретических исследований и математического моделирования показали, что наиболее эффективным техническим средством

компенсации высших гармоник в рассматриваемом случае являются гибридные системы коррекции формы кривых тока и напряжения, состоящие из пассивных и активных фильтров. Структура гибридной системы коррекции определяется исходя из конфигурации электрической сети, типа компенсируемой нелинейной нагрузки и характера амплитудно-частотной характеристики в месте установки устройства.

В условиях минерально-сырьевого комплекса нелинейные нагрузки территориально-рассредоточены, поэтому непосредственно у отдельных нелинейных потребителей устанавливаются пассивные фильтрокомпенсирующие устройства, настроенные на частоты канонических гармоник, а в узловых точках, от которых питается несколько нелинейных нагрузок, - параллельные активные фильтры. Все это в совокупности представляет собой гибридную систему коррекции формы кривых тока и напряжения, приведенную на рис.2 (ПАФ – параллельный активный фильтр; НН1, НН2, ... ННn – нелинейные нагрузки; ФКУ1, ФКУ2, ... ФКУn – пассивные фильтрокомпенсирующие устройства).

Таким образом, при наличии большого числа территориально-рассредоточенных нелинейных нагрузок в условиях минерально-сырьевого комплекса целесообразно применение гибридных систем коррекции формы кривых тока и напряжения.

Список литературы:

1. Сычев Ю.А. Измерение и анализ показателей качества электрической энергии в сетях нефтедобывающих предприятий // Записки Горного института. – 2007. – Т. 173. – С. 109-111.
2. Абрамович Б.Н., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболев Е.Н., Полищук В.В., Сычев Ю.А. Промышленные испытания активного фильтра в промышленных сетях ОАО «Оренбургнефть ТНК-ВР» // Промышленная энергетика. – 2008. - № 10 – С. 42-46.
3. Абрамович Б.Н., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболев Е.Н., Полищук В.В., Сычев Ю.А. Коррекция коэффициента мощности в сетях нефтепромыслов с помощью активного фильтра // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 5 – С. 88-90.

Повышение эффективности работы децентрализованных систем электроснабжения

Б.Д. Табалдиева, Ю.А. Краснятов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: kras@elti.tpu.ru

Сделан анализ низкой энергоэффективности децентрализованных систем электроснабжения, ориентировочно определена величина дотаций муниципального бюджета за оплату электроэнергии на одного жителя, потребляющего электрическую энергию от этой системы, показаны пути повышения энергоэффективности систем электроснабжения и снижения себестоимости электрической энергии

В зоне децентрализованного энергоснабжения России в настоящее время проживает около 10 млн. человек, в том числе на Крайнем Севере — 2,5 млн. человек. Районы децентрализованного электроснабжения распространены также на Дальнем Востоке, в Сибири, на Алтае, в Поволжье и на Северном Кавказе, в горных районах средней Азии. Надежное энергообеспечение населения децентрализованных зон является важнейшей государственной задачей, от успешного решения которой во многом зависит не только социально-экономическое развитие регионов, но и безопасность людей.

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 только России составляют дизельные электростанции, общее количество которых превышает 47 тыс., а установленная мощность достигает 15 млн. кВт.

Затраты только на топлива для выработки одного кВт*час электроэнергии составляет 5,2-5,5 руб.(225-250 г. дизельного топлива)[2]. Себестоимость одного кВт*час в зависимости от объема выработки электроэнергии и равна 12,7 – 14 руб. Объем потребления электрической энергии одним жителем таких населенных пунктов составляет 1340 -1686 кВт*час в год. При тарифе на электрическую энергию 1,51 руб. средняя доплата бюджета на одного жителя населенного пункта в год составляет более 17 тыс. рублей. В маленьких населенных пунктах себестоимость электроэнергии значительно выше. Энергетическое экспресс - обследование систем электроснабжения различных населенных пунктов показало, что в них практически одни и те же причины высоких потерь энергоресурсов. Точно определить потенциал энергосбережения и составить план мероприятий по его реализации можно определить только при проведении полного энергетического обследования. Только методически и инструментально достоверное обследование энергопотребления укажет места нерационального использования энергоресурсов, позволит составить достоверный энергетический баланс предприятия, сделать правильный выбор мероприятий по повышению энергоэффективности, разработать бизнес-плана по внедрению этих

мероприятий, сделать выбор контролируемых параметров энергоэффективности. При этом оценку потенциала энергоэффективности необходимо производить не от данных статистической отчетности за предшествующий период, а от расчетов режимов оптимального энергопотребления, сделанных нормативным методом.

Потребление и производство электрической энергии являются связанными технологическими процессами, на себестоимость которой оказывают непосредственное влияние множество самых разнообразных факторов: географические и климатические условия региона, численность населения, структура секторов экономики объектов электроснабжения, собственные и хозяйственные нужды электростанций, потери в электрических сетях, коммерческие потери, износ и эффективность работы основного генерирующего оборудования ДЭС.

Первоочередными задачами повышения эффективности выработки, передачи и распределения электрической энергии, является установка приборов учета потребления первичных энергоресурсов (дизельного топлива) и отпуска электрической энергии потребителям, а также снижение потерь в электрических сетях. Потери в распределительной сети каждой конкретной ДЭС во многом зависят от ее структуры: количества ступеней трансформации, класса напряжений, протяженности, характера нагрузок и т.п.

В соответствии с Законом РФ «Об энергосбережении...» [5] энергоснабжающие компании обязаны проводить раз в 5 лет энергетическое обследование предприятия, на основе которого должны разрабатываться и внедряться мероприятия по повышению энергетической эффективности с целью снижения потерь энергоресурсов и повышения эффективности их использования

В качестве первоочередных мероприятий должны быть следующие:

- установка электросчетчиков коммерческого и технического учета;
- организация равномерного снятия показаний электросчетчиков в строго установленные сроки;
- проведение рейдов по выявлению бездоговорного потребления электроэнергии;
- установка системы учета потребления нефтепродуктов;
- установление норматива потребления нефтепродуктов на выработку одного кВт*ч электрической энергии;
- определение коэффициента загрузки дизельгенераторов;
- усиление пропаганды среди населения по вопросу энергосбережения с разъяснением реальной стоимости электрической энергии и структуры ее оплаты.

Кроме того, необходимо провести энергетические обследования сетей энергопредприятия, с целью определения реального уровня потерь, надежности электроснабжения, качества электрической энергии, которое определяется нормативными документами [6]. На основе сравнительного анализа фактических и расчетных потерь определить для данных предприятий нормативы потерь электрической энергии.

Для определения эффективности работы предприятия в качестве основных технико-экономических показателей работы изолированных систем энергоснабжения можно взять следующие показатели:

- количество выработанной и отпущенной электроэнергии от ДЭС;
- отношение фактической электрической мощности к установленной;
- аварийность, наработка на отказ;
- себестоимость электроэнергии, отпущенной электростанцией;
- прибыль по предприятию;
- удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию;
- расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды энергоснабжающей организации;
- удельная численность рабочего персонала энергетического предприятия.

Повышение эффективности работы систем децентрализованного электроснабжения - важная компонента обеспечения экономии бюджета муниципального образования и повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергией.

Список литературы:

1. Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: материалы Всероссийский научно-технической конференции/НИТПУ. – Издательство ТПУ, 2010. -351с.
2. <http://www.biz.mk.ua/dieselmah>

3. Правила технической эксплуатации дизельных электростанций (ПТЭД)// Утверждены 09/02/1993г.
4. Парников Н.М. Повышение энергетической эффективности комплексов децентрализованного электроснабжения на примере Республики Саха, диссертация. 2009 г.
5. Закон РФ №261-ФЗ от 23.11.2009 «Об энергосбережении и повышения энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
6. ГОСТ 13109-97 «Показатели качества электрической энергии».

УДК 621.317

Обоснование способа контроля состояния контактов коммутационной аппаратуры**К.Ф. Сахибгареев, И.Ф. Суворов***Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия**E-mail: unc@chita.ru*

Приведены обзор характерных групп контактов, основные характеристики и методы контроля состояния. Обосновывается необходимость постоянного автоматического контроля их состояния.

Электрическим контактом называют место перехода тока из одной токоведущей части аппарата или иного токопровода в другую часть. В аппаратах контактом также называют конструктивный элемент, с помощью которого в процессе работы аппарата осуществляется периодическое замыкание и размыкание электрической цепи [1].

Контактные системы электрических аппаратов можно разделить на три характерные группы: 1) контакты аппаратов релейного типа, 2) контакты аппаратов управления и распределительных устройств (рис. 1); контакты аппаратов высокого напряжения [2].

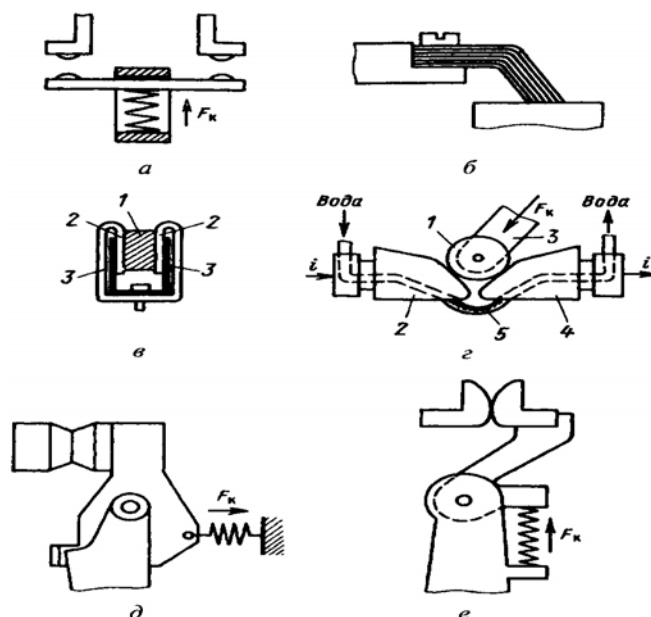


Рис. 1. Контакты управления коммутационных аппаратов и распределительных устройств

Под износом контактов понимают разрушение рабочей поверхности коммутирующих контактов, приводящее к изменению их геометрической формы, размера, массы и т.д. Износ, происходящий под действием электрических факторов, называется электрическим износом – электрической эрозией контактов. Износ под действием механических факторов меньше электрического [3]. Известно, что плохой контакт и неодновременность их размыкания (замыкания) приводит к перенапряжениям [4]. Основной характеристикой любого электрического контакта является его сопротивление, будь то разъемные или не разъемные соединения, которое можно рассматривать как сумму сопротивлений материала контактов и переходного сопротивления между контактами. Переходное сопротивление зависит от материала контактов, площади контакта и разнообразных пленок покрывающих контактирующие поверхности.

Электрические контакты являются слабым звеном в любых системах распределения энергии, управления промышленными процессами и машинами. Поэтому обеспечению их надежности и мониторингу уделяется все возрастающее внимание.

На данный момент существует несколько методов мониторинга состояния контактов.

1. Температурный мониторинг. Подразделяется на две основных группы методов – контактные и бесконтактные. Контактные датчики наиболее распространены в силу малой стоимости. Бесконтактные датчики измеряют энергию инфракрасного излучения объекта. К таким датчикам относятся ИК термометры, пирометры, ИК сканеры изображений, оптоволоконные термометры).

2. Мониторинг сопротивления. Измерители сопротивления представляют собой точные микроомметры на базе микропроцессора, которые могут измерять сопротивления от 1 мкОм до 50 кОм (рис. 2,а), при этом используется четырехпроводный зонд с позолоченными щупами очень малого радиуса (рис. 2,б). Недостаток данных измерителей – применение их только на обесточенных контактах.



Рис. 2. Микроомметр (а), четырехпроводный пробник (б)

3. Датчики контактной нагрузки. Мониторинг контактной нагрузки ведется, в основном, для болтовых соединений. В частности, применяют специальные болты со встроенными устройствами контроля затяжки болта, которое выполнено в виде тензодатчика из фольги, установленного внутри болта.

4. Ультразвуковые детекторы. Электрические контакты могут излучать звуковые волны в диапазоне выше 20 кГц в случае нарушения контакта. Модуляция позволяет выделить дифференциальный сигнал звуковой частоты, который слышит оператор[2].

Износ контактов вызывает рост переходного сопротивления контактов, контролируя который можно судить о необходимости проведения планово-предупредительного ремонта либо замене электрического аппарата. Данный контроль можно проводить в режиме реального времени, применяя для измерения переходного сопротивления косвенный метод ампер-вольтметра, с выдачей сигнала предупреждения (отключения) неисправных контактов. Этот метод применяется для измерения сопротивления на постоянном токе. Для адаптации вышеприведенного метода к переменному току, необходимо измерять мгновенные значения напряжения и тока. Для измерения предполагается использовать микроконтроллерную систему (МКС). Реализация измерения падения напряжения на контактах возможна двумя способами: 1) непосредственное измерение падения напряжения на контакте; 2) вычисление падения напряжения на контакте как разницы между напряжениями до контакта и после.

Первый способ реализации можно охарактеризовать как более точный, т.к. падение напряжения на контакте имеет малое значение, при токе через контакт 100 А и сопротивлении контакта 10мОм имеем падение напряжения 1 В. Реализация более сложная, т.к. в разомкнутом состоянии контакта на устройстве измерения будет находиться полное линейное или фазное напряжение, которое будет превышать измеряемое в сотни раз.

Второй способ имеет меньшую точность, ограниченную разрядностью аналого-цифрового преобразователя (АЦП), т.к. необходимо измерять непосредственно линейное или фазное напряжение. При разрядности АЦП равной 10 бит имеем 1024 значения, шаг измерения напряжения составит:

$$U_{ur}=(380*\sqrt{2}) / 1024\approx 0.525(\text{В}) \text{ или } U_{ur}=(220*\sqrt{2}) / 1024\approx 0.304(\text{В})$$

Список литературы:

1. Михайлов О.П., Стоколов В.Е. Электрические аппараты и средства автоматизации. – М.: Машиностроение, 1982. – 125 с.
2. Мышкин Н. К., Кончиц В.В., Браунович М. Электрические контакты. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2008. – 497 с.
3. Алиев И.И. Электрические аппараты. Справочник. – М.:
4. Суворов И.Ф., Портнягин А.В. Использование адаптивной защиты электродвигателей для обеспечения ЭМС в сети 0,4 кВ // Тезисы докладов девятой Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости (ЭМС-2006). – С-Петербург: ВИТУ, 2006. – С. 162-165.

УДК 621. 313.3

Разработка алгоритма и способа косвенного контроля электромагнитного момента асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором

А.Д. Умурзакова

*Инновационный Евразийский Университет, г. Павлодар, Республика Казахстан
granat_72@mail.ru*

В статье представлен способ измерения электромагнитного момента трехфазного асинхронного электродвигателя, который позволяет обеспечить требуемую точность результата.

Для определения электромагнитного момента асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором (АДКР) разработан способ косвенного контроля. Электромагнитный момент M АДКР получим с учетом фазных токов i_a , i_b и фазных напряжений u_a , u_b соответственно фаз А и В, известных значений числа пар полюсов p_n и активного сопротивления обмотки статора r_1 из выражения:

$$M = \sqrt{3} * p_n * \left[i_a * \left(\int u_b dt - r_1 \int i_b dt \right) - i_b * \left(\int u_a dt - r_1 \int i_a dt \right) \right], \quad (1.1)$$

где i_a , i_b - мгновенные значения фазных токов на фазах А и В;

u_a , u_b - мгновенные значения фазных напряжений на фазах А и В.

В соответствии с выражением (1.1) и алгоритмом, представленном на рис. 1 для определения электромагнитного момента АДКР необходимо произвести измерение мгновенных значений фазных напряжений и токов, произвести операции преобразования, перемножения, интегрирования.

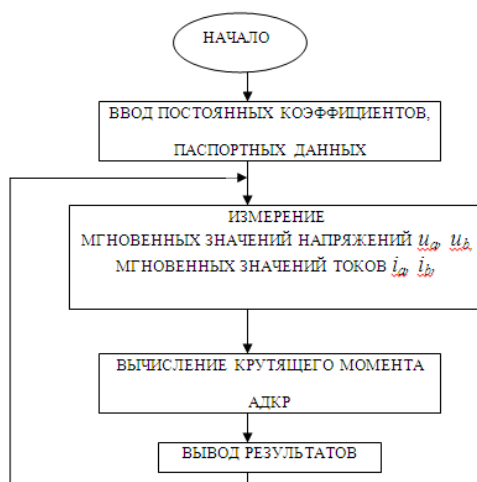


Рис. 1. Алгоритм косвенного контроля электромагнитного момента АДКР

В соответствии с выражением (1.1) построена обобщенная функциональная схема контроля крутящего момента асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором, представленная на рис. 2.

В соответствии с выражением (1.1) для определения крутящего момента асинхронного электродвигателя, с источника питания 1 (рис. 3) подают напряжение на асинхронный электродвигатель 2, измеряют мгновенные значения i_a, i_b фазных токов на фазах А и В с помощью датчиков тока 3, 4, измеряют мгновенные значения фазных напряжений u_a, u_b датчиками напряжения 5, 6. Далее с помощью блока вычисления момента 7 получаем сигнал, пропорциональный крутящему моменту, развиваемому асинхронным электродвигателем, и выводим его на блок индикации 8.

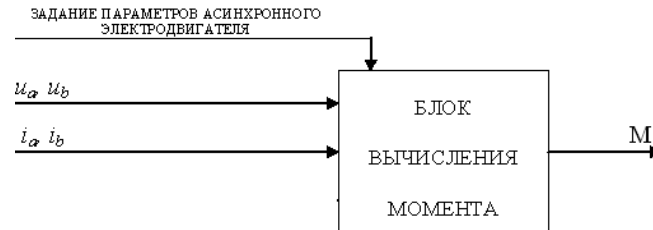


Рис. 2. Обобщенная функциональная схема контроля электромагнитного момента АДКР

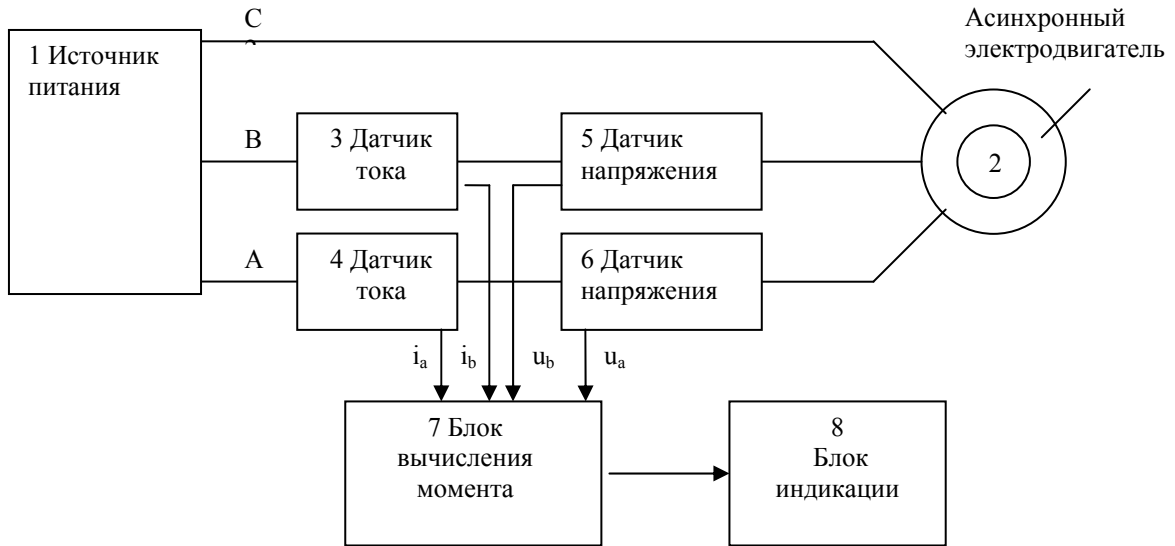


Рис. 3. Общая схема для измерения электромагнитного момента АДКР

Блок вычисления момента может быть реализован на основе структурной схемы, представленной на рис. 4.

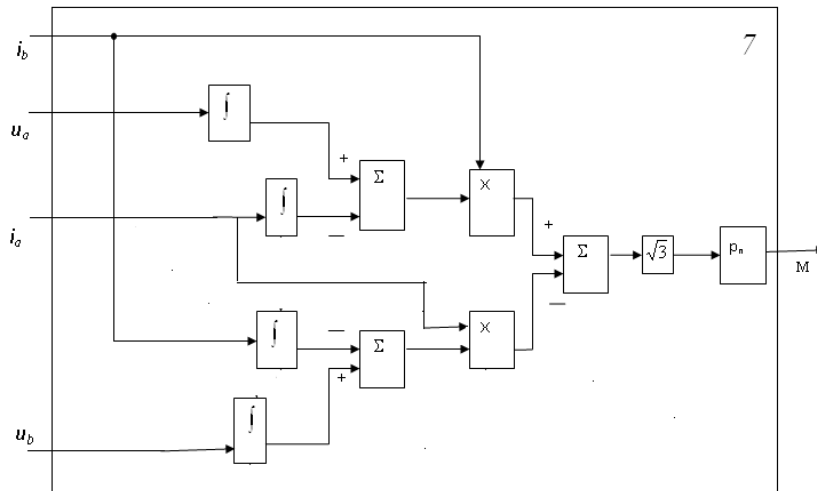


Рис. 4. Блок вычисления момента АДКР

Техническим результатом данного способа является повышение точности измерения электромагнитного момента трехфазного асинхронного электродвигателя в динамических режимах работы электропривода и упрощение способа измерения.

Список литературы:

1. Мельников, В. Ю., Умурзакова, А.Д. Способ измерения крутящегося момента асинхронного электродвигателя: Инновационный Патент РК № 21034, - бюллетень № 3, 2009. – 10 с.