



Обзорно-аналитическая статья / Analytical review article
УДК 621.321
DOI: <http://dx.doi.org/10.21285/1814-3520-2018-7-123-146>

К ВОПРОСУ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

© Р.А. Петухов¹, Е.Ю. Сизганова¹, Н.В. Сизганов², А.Н. Филатов¹

¹Сибирский федеральный университет,
660041, Российская Федерация, г. Красноярск, пр-кт Свободный, 79.

²ООО «НПЦ Магнитной гидродинамики»,
660074, Российская Федерация, г. Красноярск, ул. Академика Киренского, 9а.

РЕЗЮМЕ. ЦЕЛЬ. В данной работе представлен анализ нормативно-правового обеспечения проблемы компенсации реактивной мощности и экономического стимулирования коррекции коэффициента реактивной мощности в России, а также анализ исследований в области управления потоками реактивной мощности в системах электроснабжения. **МЕТОДЫ.** Проведена аналитическая экспертиза способов компенсации реактивной мощности. Процедура получения оценки проблемы автоматизации управления потоками реактивной мощности основана на мнении экспертов с целью последующего принятия решения. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** Обоснована необходимость автоматизации управления потоками реактивной мощности с использованием управляющих свойств автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии. **ВЫВОДЫ.** Повышение качества управления режимом реактивной мощности требует перехода к активно-адаптивным системам управления. Высокоадаптивным решением с необходимыми эксплуатационными характеристиками и высокой экономической эффективностью является применение средств СТАТКОМ для управления компенсацией реактивной мощности на стороне 10 кВ в совокупности с управлением РПН трансформаторов в центре питания, что позволит автоматизировать управление потоками реактивной мощности в системах электроснабжения предприятия.

Ключевые слова: компенсация реактивной мощности, оптимизация, активно-адаптивные элементы, SMART GRID, система электроснабжения, трансформатор, компенсирующее устройство, СТАТКОМ, энергосистема, уровень напряжения, коэффициент мощности.

Информация о статье. Дата поступления 20 мая 2018 г.; дата принятия к печати 20 июня 2018 г.; дата онлайн-размещения 31 июля 2018 г.

Формат цитирования. Петухов Р.А., Сизганова Е.Ю., Сизганов Н.В., Филатов А.Н. К вопросу автоматизации управления потоками реактивной мощности в системах электроснабжения // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 7. С. 123–146. DOI: 10.21285/1814-3520-2018-7-123-146

TO THE PROBLEM OF AUTOMATED CONTROL OF REACTIVE POWER FLOWS IN ELECTRICAL ENERGY SUPPLY SYSTEMS

R.A. Petukhov, E.Yu. Sizganova, N.V. Sizganov, A.N. Filatov

¹Петухов Роман Алексеевич, старший преподаватель кафедры электротехнических комплексов и систем, e-mail: rom_pet1@mail.ru

Roman A. Petukhov, Senior Lecturer of the Department of Electrotechnical Complexes and Systems, e-mail: rom_pet1@mail.ru

²Сизганова Евгения Юрьевна, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электротехнических комплексов и систем, e-mail: YSizganova@sfu-kras.ru

Evgeniya Yu. Sizganova, Candidate of technical sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Department of Electrotechnical Complexes and Systems, e-mail: YSizganova@sfu-kras.ru

³Сизганов Никита Вячеславович, инженер-исследователь отдела математического моделирования, e-mail: vitz1234@gmail.com

Nikita V. Sizganov, Research Engineer of the Department of Mathematical Modeling, e-mail: vitz1234@gmail.com

⁴Филатов Алексей Николаевич, кандидат технических наук, доцент кафедры электротехнических комплексов и систем, e-mail: AFilatov@sfu-kras.ru

Aleksey N. Filatov, Candidate of technical sciences, Associate Professor of the Department of Electrotechnical Complexes and Systems, e-mail: AFilatov@sfu-kras.ru



Siberian Federal University,
79, Svobodny pr., Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation
"Magnetic Hydrodynamics SPC" LLC,
9a, Academician Kirensky St., Krasnoyarsk, 660074, Russian Federation

ABSTRACT. PURPOSE. This work presents the analysis of the regulatory and legal support of the problem of reactive power compensation and economic incentives for the correction of the reactive power factor in Russia, as well as the analysis of researches in the field of control of reactive power flows in power supply systems. **METHODS.** The analytical expertise of reactive power compensation methods is carried out. The procedure of obtaining an assessment of the problem of reactive power flow automated control is based on the expert opinion with a view to the subsequent decision-making. **RESULTS.** The need for the automation control of reactive power flows by using the monitoring properties of the automated control and accounting system of electrical energy is substantiated. **CONCLUSIONS.** Improvement of the quality of reactive power mode control requires a transition to active-adaptive control systems. A highly adaptive solution with the necessary operating characteristics and high economic efficiency is the use of STATCOM tools to control reactive power compensation on the 10 kV side together with the load-sensing transformer control at the power center, which will allow to automate the control of reactive power flows in the company's power supply systems.

Keywords: reactive power compensation, optimization, active-adaptive elements, SMART GRID, power supply system, transformer, compensating device, STATCOM, power system, voltage level, power factor

Information about the article. Received May 20, 2018; accepted for publication June 20, 2018; available online July 31, 2018.

For citation. Petukhov R.A., Sizganova E.Yu., Sizganov N.V., Filatov A.N. To the problem of automated control of reactive power flows in electrical energy supply systems. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* = Proceedings of Irkutsk State Technical University, 2018, vol. 22, no. 7, pp. 123–146. DOI: 10.21285/1814-3520-2018-7-123-146 (In Russian).

Ведение

Для промышленных предприятий эффективность потребления электрической энергии определяется своевременным обеспечением технологического процесса требуемым количеством электроэнергии заданного качества при наименьших потерях и при условии сохранения надежной устойчивой работы электроприемников. Наиболее значимой частью мероприятий по повышению эффективности электропотребления до сих пор является снижение потерь за счет регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности (КРМ).

КРМ позволяет повысить эффективность использования электроэнергии в трех основных направлениях: увеличение пропускной способности линий и трансформаторов, снижение потерь активной энергии, нормализация напряжения. Установка компенсирующих устройств (КУ) позволяет снизить активные потери за счет снижения полного тока. Таким образом, КРМ может быть в полной мере названа одной из технологий энергосбережения. Даже на предприятиях, где нет проблем с перегрузкой электросетевого оборудования, за счет снижения актив-

ных потерь мероприятия по КРМ окупаются за сравнительно короткий период времени.

По величине коэффициента реактивной мощности можно судить о том, какая часть потребляемой энергии полезно используется для совершения работы. В возможном приближении коэффициента мощности приемных устройств к единице и заключается в основном технико-экономическая проблема КРМ.

Для возможности регулирования потоков реактивной мощности (РМ) при обеспечении допустимых государственными стандартами уровней напряжения в распределительных сетях промышленных предприятий и устойчивости нагрузки необходима разработка централизованной и адаптивной системы управления параметрами средств регулирования, способной мгновенно оценивать параметры текущего режима, находить актуальные причинно-следственные законы функционирования электрической системы, управлять группой разнообразных элементов системы с большим количеством свойств, также меняющихся со временем.



Хронология нормативно-правового обеспечения проблемы КРМ

Нормативы, касающиеся потребления предприятиями РМ, берут начало в 1930-е гг. на фоне активной индустриализации в СССР. Первый норматив подразумевал повышение основного критерия экономичности электроустановок – коэффициента мощности ($\cos\varphi$) промышленных предприятий на границах балансовой принадлежности с 0,815 до 0,85. В 1943 г. за низкий $\cos\varphi$ уже была введена надбавка к тарифу на электроэнергию. В 1951 г. был издан документ «О повышении коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий», а в 1961 г. он был переработан и назван «Руководящие указания по повышению коэффициента мощности». В 1975 г. введены «Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях», которые были ориентированы не на максимальное повышение $\cos\varphi$, а на обеспечение минимума приведенных затрат на электросеть и компенсирующие устройства [1]. В то время это было настоящим достижением в области нормативного регулирования.

В 1981 г. Министерством энергетики и электрификации СССР была утверждена «Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях»⁵, согласно которой, контроль за фактическим потреблением реактивной мощности должен был осуществляться у потребителей с заявленной мощностью более 750 кВА в режимах минимальных и максимальных нагрузок, для остальных величина потребляемой реактивной мощности должна была определяться расчетом. Величины реактивной мощности, которые необходимо было компенсировать потребителю, определялись для каждого квартала в режимах максимальных и минимальных нагрузок на основании экономически обоснованной реактивной нагрузки в узле,

рассчитанной энергоснабжающей организацией для получения оптимального народнохозяйственного эффекта. От выполнения/невыполнения указаний потребителю начислялась скидка/надбавка к тарифу за активную электроэнергию.

С 1 января 1992 г. Приказом Минтопэнерго РФ от 14 июля 1992 г. № АД-3866/19 Главгосэнергонадзор ввел в действие новую редакцию подраздела 2.3 «Правил пользования электрической энергией» в целях приведения его в соответствие с Прейскурантом № 09-01, утвержденным постановлением Госкомцен СССР от 28.02.1990 г. № 152. Данный документ определял начисление пени за несвоевременную оплату абсолютной величины потребленной или выработанной реактивной мощности.

Как показал проведенный анализ, развитие производства и электроэнергетической системы (ЭЭС) в России привело к тому, что начисление надбавок за превышение средневзвешенного коэффициента мощности превратилось в оплату абсолютной величины реактивной мощности, отличающейся от целесообразной для энергосистемы (потребляемой в часы максимальных нагрузок и вырабатываемой в часы минимальных нагрузок) с учетом народнохозяйственного эффекта для производителей, транспортировщиков и потребителей электрической энергии. На основании такого руководящего документа были разработаны методики по расчету КРМ в электрических сетях, основанные на получении народнохозяйственного эффекта. Переход к другому типу экономики в стране не отменял данный механизм КРМ за счет потребителей до 2001 г.

В процессе реформирования электроэнергетики и разработки новой нормативной базы в 2001 г. была отменена «Ин-

⁵Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях; утв. Министерством энергетики и электрификации СССР. М.: СПО Союзтехэнерго, 1981. 24 с. / Instruction on the system calculation of reactive power compensation in electric networks; approved by the Ministry of Energy and Electrification of the USSR. Moscow: SPO Soyuztekhenenergo Publ., 1981. 24 p.



струкция о порядке расчётов за электрическую и тепловую энергию», что привело к тому, что экономических рычагов воздействия на потребителей в части начисления надбавок за завышенные коэффициенты реактивной мощности не было более девяти лет (до 2010 г.). Это было связано с переходным периодом в электроэнергетике страны, в течение которого Инструкция «вошла в противоречие с законодательными и иными правовыми актами более высокого уровня» [2]. Изменение условий функционирования электроэнергетики России, связанное с коренными изменениями политической системы страны, разделением ЭЭС на субъекты электроэнергетики по видам деятельности и переходом к рыночной схеме взаимодействия субъектов между собой, привели к тому, что методы КРМ, основанные на реализации народнохозяйственного эффекта, перестали соответствовать

современным условиям функционирования электроэнергетики^{6,7}

Вышедшие в 2010 г. «Методические указания по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов ...»⁸ привели к тому, что для потребителей с присоединенной мощностью энергопринимающих устройств более 150 кВт (за исключением бытовых и приравненных к ним потребителей) рассчитываются повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифу и составляющая снижения тарифа по соотношению активной и реактивной мощности в часы больших суточных нагрузок⁹. При этом установленные Порядком⁹ коэффициенты РМ для потребителей, подключенных на напряжение 220 кВ и выше, могут быть изменены на основании расчетов электрических режимов для потребителей, значительно влияющих на электроэнергетические режимы работы энергосистем. Для потребителей, подклю-

⁶Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в некоторые законодательные акты российской федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов российской федерации в связи с принятием федерального закона «Об электроэнергетике»: федер. закон от 26.03.2003 г. № 36-ФЗ / On the operation features of the electric power sector and introduction of changes in some legislative acts of the Russian Federation and recognition of separate legislative acts of the Russian Federation void in connection with the adoption of the Federal Law "On Electric Power Industry": Federal Law of 26 March 2003 no. 36-FZ.

⁷О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности: постановление Правительства РФ от 03.03.2010 г. № 117 / On the selection procedure of the subjects of electric power industry and electric energy consumers that provide services on ensuring system reliability and provision of such services, as well as on the approval of changes introduced in the acts of the Government of the Russian Federation on the issues of the provision of services providing system reliability: Order of the Government of the Russian Federation of 3 March 2010 No. 117.

⁸Методические указания по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (договорам энергоснабжения); утв. приказом Федеральной службы по тарифам от 31.08.2010 г. № 219-э/6 / Methodical guidelines for calculating raising (decreasing) coefficients to the tariffs for electric power transmission services depending on the ratio of active and reactive power consumption for individual energy receivers (groups of energy receivers) of electric energy consumers used to determine the obligations of the parties under the agreements for rendering services for the transmission of electrical energy through the single national (all-Russian) electric grid (power supply contracts); approved by the Order of the Federal Tariff Service of 31 August 2010 No. 219-e /6.

⁹Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения); утв. приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 22.02.2007 г. № 49 / The procedure for calculating the values of the ratio of active and reactive power consumption for individual power receivers (groups of power receivers) of electric energy consumers used to determine the obligations of the parties in the contracts for the provision of electrical energy transmission services (energy supply contracts); approved by the Order of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation of 22 February 2007 No. 49.



ченных на напряжение 110 кВ (154 кВ) и ниже, установлены предельные коэффициенты РМ, относительно которых рассчитываются повышающие или понижающие коэффициенты к тарифу по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности. При этом если потребитель участвует в регулировании потоками РМ, то для него дополнительно рассчитывается «составляющая снижения тарифа за участие потребителя в регулировании реактивной мощности».

Таким образом, изменение нормативной базы в электроэнергетике России вновь привело к тому, что появились повышающие (понижающие) коэффициенты, применяемые к тарифу на услуги по передаче электрической энергии для потребителей в зависимости от соотношений активной и реактивной мощностей. При этом заданные предельные значения коэффициентов РМ на границе балансовой принадлежности определяются только условиями надежного и качественного электроснабжения потребителей (согласно Порядку⁹). Отказ от принципов выбора КУ по инструкции⁵, обеспечивающей народнохозяйственный эффект, закреплён и в Правилах устройства электроустановок¹⁰. Седьмая редакции ПУЭ регламентирует применение КУ для обеспечения требуемой пропускной способности сети, необходимых уровней напряжений и запасов устойчивости (п.п. 1.2.24 ПУЭ).

Основным акцентом принятых и принимаемых документов в части регулирования потоками РМ является повышение надёжности электроснабжения потребителей и поддержания устойчивости ЭЭС.

В связи с продолжительным отсутствием нормативных рычагов, эффективно регулирующих потребление (выработку) реактивной мощности, и принятием нового механизма расчетов за соотношение активной и реактивной мощностей, существующие методы КРМ перестали отвечать требованиям как региональных сетевых компаний

(РСК), так и потребителей. Это подтверждает и переход от административно-командной системы в сфере управления электроэнергетикой к рыночным взаимоотношениям. Однако окончательные выводы в отношении применения имеющихся методов можно сделать только на основе анализа самих методов КРМ.

Реформирование энергосистем РФ, принятие федеральных законодательных актов об энергосбережении и энергоэффективности, разработка и реализация ряда пилотных проектов и федеральных программ по энергосбережению и т.д. пока не изменили очевидности факта, что вопросы оптимизации энергопотребления и повышения качества покупаемой электроэнергии по-прежнему остаются в компетенции самих потребителей и практически вне реальной поддержки государства в виде преференций или налоговых льгот на модернизацию локальных электросетей предприятий. Наиболее наглядным примером этому остается проблема регулирования коэффициента мощности, по факту выгодная не только потребителям, но и всей ветке поставки электроэнергии – от генерирующих структур до передачи мощностей, установленных двусторонними договорами между потребителем и сетевой организацией.

Руководство производственных и производственно-коммерческих структур оплачивает проведение энергоаудита (своим подразделениям или сторонним организациям), разработку проектов оптимизации энергопотребления путем коррекции коэффициента мощности, изыскивает финансовые возможности на приобретение и монтаж установок компенсации реактивной мощности, счетчиков потребления реактивной энергии и т.д., и все это без каких-либо механизмов финансовой поддержки со стороны государства и/или поставщиков электроэнергии. В то же время производители устройств/установок КРМ и продающие компании в качестве основного аргумента необходимости регулирования коэффициента

¹⁰Правила устройства электроустановок. 7-е изд. СПб.: ДЕАН, 2008. 704 с. / Rules for the arrangement of electrical installations. 7th edition. SPb.: DEAN, 2008. 704 p.



мощности непосредственно в потребительских сетях приводят типовые формулы «усредненных» расчетов, правомерность

применения которых вызывает сомнение, особенно с учетом изменений в правовой базе последних лет.

История экономического поощрения регулирования коэффициента мощности в РФ

В 1991 г. в России были введены надбавки за услуги по поставке РМ, что побудило потребителей корректировать коэффициент мощности. Тем не менее, в начале 2000 г. Минэнерго России было вынуждено отменить «Правила пользования электрической и тепловой энергией», а в 2001 г. – и весь пакет правовых документов, которые регулировали механизм воздействия на значения критериальных функций, путем повышения тарифа за электроэнергию в связи с явной необоснованностью доходов электросетевых организаций. После принятия в 2002 г. закона «О техническом регулировании»¹¹ исполнение требований государственных стандартов в области электроэнергетики и стандартов организаций, которые были призваны помочь потре-

бителям электроэнергии скорректировать коэффициент мощности^{12–14} и др., стало обязательным.

Восстановить контроль за перетоками РМ позволил ряд нормативно-правовых документов, принятых Правительством Российской Федерации в разные годы^{15–20}.

Согласно изменениям, внесенным в «Основные положения функционирования розничных рынков электроэнергии»¹⁶ в переходный период функционирования электроэнергетики в 2007 г., сверхнормативное потребление РМ должно оплачиваться потребителями с применением к тарифам повышающих коэффициентов.

В целом вся накопленная нормативно-правовая база была ориентирована в основном на потребителей до 1000 кВ, при

¹¹О техническом регулировании: федер. закон от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ / On technical regulation: Federal Law of 27 December 2002 No. 184-FZ.

¹²РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей / RD 34.20.185-94. Instruction on the design of urban electrical networks.

¹³СО 153-34.20.118-2003. Методические указания по проектированию развития энергосистем; утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281 / SO 153-34.20.118-2003. Methodical instructions for design and development of energy systems; approved by the Order of the Ministry of Energy of Russia of 30 June 2003 no. 281.

¹⁴РД 34.20.112. Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании электроснабжения сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения / RD 34.20.112. Guidelines for selection voltage control and reactive power compensation means during the design of electric power supply systems for agricultural facilities and agricultural electrical circuits.

¹⁵Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правила недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы...; утв. постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861 (ред. от 18.04.2018 г.) / Rules for non-discriminatory access to the energy transmission services and provision of these services, the Rules for non-discriminatory access to the services for operational dispatch management in electric power industry and provision of these services, the Rules for non-discriminatory access to the services of the trading system administrator; approved by the Order of the Government of the Russian Federation of 27 December 2004. No. 861 (as amended on 18 April 2013).

¹⁶Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии; утв. постановлением Правительства РФ от 31.08.2006 г. № 530 / The main provisions of the operation of retail electrical energy markets; approved by the Order of the Government of the Russian Federation of 31 August, 2006. No. 530.

¹⁷О внесении изменений в некоторые Постановления Правительства Российской Федерации по вопросам электроэнергетики; пост. Правительства РФ от 21.03.2007 г. № 168 / On the introduction of amendments to some Resolutions of the Government of the Russian Federation on the issues of electric power industry; Order of the Government of the Russian Federation of 21 March 2007. No. 168.

¹⁸О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации; пост. Правительства РФ от 26.07.2007 г. № 484 / On taking electric power facilities out for repair and final shutdown; Order of the Government of the Russian Federation of 26 July 2007. No 484.



этом четких алгоритмов контроля соотношения потребления активной и реактивной мощностей прописано не было, а была лишь формализация заключения договоров. Кроме того, не решались проблемы экономической обоснованности доходов электросетевых организаций при введении стимулирующих добавок к оплате за электроэнергию и т.д.

Сегодня в России показателем потребления реактивной энергии, как правило, является коэффициент мощности $\cos \varphi = P / S$, а не коэффициент реактивной мощности ($\tan \varphi = Q / P$), в то время как точность $\cos \varphi$ в определении реального потребления реактивной энергии значительно ниже точности $\tan \varphi$ (табл. 1), который применяется в качестве показателя в странах ЕС и США.

Контроль над потреблением реактивной энергии возобновился с принятием Правительством РФ постановления «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» и «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии»²¹. Однако на текущий момент реальные изменения в оплате за

потребляемые объемы мощностей касаются только потребителей с максимальной мощностью энергопринимающих устройств в границах балансовой принадлежности не менее 670 кВт, а также потребителей (покупателей), к которым применялись положения постановления Правительства РФ от 31.08.2006 г. № 530¹⁶, установленные для потребителей, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых в границах балансовой принадлежности превышает 750 кВА, в том числе к потребителям (покупателям) на розничных рынках, функционирующих на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка (разд. 2 п. в).

Основными новациями можно считать [3]:

– введение терминов *максимальная мощность* («наибольшая величина мощности, определенная к одномоментному использованию энергопринимающими устройствами»¹⁵) и *резервируемая максимальная мощность* (РММ)²² (разность между максимальной мощностью энергопринимающих устройств потребителя и фактически потребленной по данным приборов учета в соответствующем расчетном периоде);

¹⁹О внесении изменений в «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»: пост. Правительства РФ от 01.03.2011 г. № 129 / On amendments to the Rules for the technological connection of energy-receiving devices of electric energy consumers, electric power production facilities, and electric grid facilities belonging to network organizations and other persons and to electric networks: Order of the Government of the Russian Federation of 1 March 2011 No.129.

²⁰Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения); утв. приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 22.02.2007 г. № 49 / Calculation procedure of the values of the active and reactive power consumption ratio for individual power receivers (groups of power receivers) of electrical energy consumers used to determine the obligations of the parties in the contracts for the provision of electrical energy transmission services (energy supply contracts); approved by the Order of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation of 22 February 2007 No. 49.

²¹О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»): пост. Правительства РФ от 04.05.2012 г. № 442 / On operation of retail electrical energy markets, full and (or) partial restriction of electrical energy consumption regime (together with the "Basic Regulations for the operation of retail electrical energy markets", "Rules for the full and (or) partial limitation of the electrical energy consumption mode"): The Order of the Government of the Russian Federation of 4 May 2012 No. 442.

²²Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации; утв. распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 г. № 511-п / Strategy for the development of the electric grid complex of the Russian Federation; approved by the Order of the Government of the Russian Federation of 3 April 2013 No. 511-р.



Таблица 1

Значение реактивной мощности (Q) в процентах от активной мощности
при разных значениях $\cos \varphi$ и $\tan \varphi$

Table 1

Reactive power value (Q) as a percentage of active power
under different values of $\cos \varphi$ and $\tan \varphi$

$\cos \varphi$	1,0	0,99	0,97	0,95	0,94	0,92	0,9	0,87	0,85	0,8	0,7	0,5	0,316
$\tan \varphi$	0,0	0,14	0,25	0,33	0,36	0,43	0,484	0,55	0,60	0,75	1,02	1,73	3,016
$Q, \%$	0,0	14	25	33	36	43	48,4	55	60	75	102	173	301,6

– включение в договоры электро-снабжения потребителей величины максимальной мощности энергоприемников, определяемой в соответствии с «Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг»¹⁵ соответственно сетевыми организациями и гарантирующими поставщиками – в 2-месячный срок с момента принятия постановления. В проекте Постановления²³, утверждающего «Изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам определения услуг по передаче электрической энергии с учетом оплаты резервируемой максимальной мощности», РММ определяется как «разность между максимальной мощностью энергопринимающего устройства ... потребителя (для ... потребителя I или II категории надежности – максимальной мощностью, умноженной на 1,5) и суммарного по всем уровням напряжения

объема услуг по передаче электрической энергии...». Причем «...в случае отсутствия данных о почасовых объемах потребления электрической энергии резервируемая максимальная мощность полагается равной максимальной мощности»;

– введение с середины 2014 г. оплаты РММ, т.е. потребитель с электрическими нагрузками от 750 кВА должен оплачивать РММ по установленным тарифам или же отказаться от резерва мощности, перезаключив договор. Тогда для такого потребителя перспективное расширение производства возможно только за счет максимального использования объемов резервной мощности, в том числе за счет КРМ (и это достаточная мотивация к внедрению установок КРМ). Однако вполне вероятно, что стоимость покупки, внедрения и обслуживания, в том числе обновление установок регулирования мощности, может оказаться больше, чем затраты на оплату РММ.

Анализ способов компенсации реактивной мощности

Цель КРМ неодинакова при проектировании и эксплуатации электрических сетей. При проектировании электроэнергетических систем целью КРМ является минимизация суммарных затрат на новое строительство за счет снижения потоков реактивной мощности по элементам сети, а при эксплуатации – надёжное и качественное обеспечение потребителей электриче-

ской энергией при минимальных дополнительных вложениях, а также снижение эксплуатационных издержек.

Традиционно КРМ направлена на решение балансовой, экономической задачи и задачи регулирования напряжения.

Решение балансовой задачи подразумевает исключение дефицита реактивной мощности в системе в целом, обеспе-

²³ Об определении стоимости услуг по передаче электрической энергии с учетом оплаты резервируемой максимальной мощности: проект постановления Правительства РФ от 2014 г. / On the determination of the cost of services for electrical energy transmission taking into account the cost of the reserved maximum capacity: draft decree of the Government of the Russian Federation of 2014.



чивая требуемые уровни напряжения на шинах генераторов электрических станций. Исключение местных дефицитов реактивной мощности позволяет отрегулировать напряжения в центрах питания. Экономическая задача является оптимизационной. При ее решении наиболее часто целевой функцией являются приведенные затраты²⁴ [4–14 и др.], которые в зависимости от предложенного метода включают различное сочетание таких параметров, как стоимость компенсирующего устройства, потери активной и реактивной мощности (или энергии) в сети, отклонение напряжений у потребителей, пропускная способность элементов сети, штрафные надбавки за сверхнормативное потребление реактивной мощности, стоимость генерации реактивной мощности на электрических станциях. Для решения оптимизационных задач все приведенные составляющие записываются как функции, зависящие от генерируемой РМ, рассматриваемыми (или предлагаемыми) источниками реактивной мощности.

Различие методик КРМ заключается в постановке и условиях решаемой задачи, виде целевой функции, количестве критериев оптимизации, типе используемых исходных данных, способах поиска решения.

Несмотря на различия в подходах к проведению КРМ основные технические ограничения, используемые при ее решении, всегда включали следующие неравенства [10–13 и др.]:

$$Q_{max} \geq Q \geq Q_{min}, \quad (1)$$

где Q_{max} , Q_{min} – пределы вырабатываемой (потребляемой) реактивной мощности рассматриваемого устройства; Q – фактическое значение реактивной мощности, полученное при оптимизации;

$$U_{max} \geq U \geq U_{min}, \quad (2)$$

где U_{max} , U_{min} – максимальное и минимальное значения напряжения; U – фактическое значение напряжения;

$$\operatorname{tg} \varphi \leq \operatorname{tg} \varphi_{max}, \quad (3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – фактическое значение коэффициента мощности в сети; $\operatorname{tg} \varphi_{max}$ – допустимое значение коэффициента мощности в сети.

При наличии в рассматриваемой сети нескольких источников реактивной мощности необходимо решение задачи оптимального распределения реактивной мощности между ними для снижения суммарных затрат, то есть совместное решение балансовой и экономической задач КРМ.

Ф.Ф. Карпов предложил метод КРМ для распределительных сетей, основанный на минимизации суммарных затрат на производство и передачу реактивной мощности в рассматриваемый узел в режиме максимальных нагрузок, в котором оптимальное значение целевой функции определяется методом неопределенных множителей Лагранжа с ограничениями в виде баланса реактивной мощности в рассматриваемом узле [10]. Данный подход подразумевает, что потенциальные источники реактивной мощности могут быть любыми: «генераторы электрических станций, синхронные компенсаторы, группы синхронных двигателей и конденсаторные установки», которые в современных условиях могут принадлежать разным собственникам, что сделает невозможным использование такого подхода без учета финансового интереса каждого из собственников. Кроме того, данный подход нацелен на решение задачи «доставки» реактивной мощности до конкретного узла, а не на оптимальное распределение реактивной мощности в сети, а также не учитывает потери активной мощности в самих компенсирующих устройствах.

²⁴Туликов А.Н. Управление режимами реактивной мощности и напряжения систем электроснабжения предприятий методами искусственного интеллекта: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. Красноярск, 2007. 171 с. / Tulikov A.N. Control of reactive power and voltage modes of power supply systems of enterprises by artificial intelligence methods: Candidate's dissertation in technical sciences: 05.14.02. Krasnoyarsk, 2007. 171 p.



В учебном издании коллектива авторов²⁵ управление потоками реактивной мощности для основных сетей ЭЭС выполняется также с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа для случая относительной независимости выработки реактивной мощности от затрат на топливо электрических станций.

Учет стоимости активной мощности в различных узлах рассмотрен в методе адресности, показанном в статье [15]. Однако крупные потребители электрической энергии в России оплачивают активную энергию с учетом повышающих или понижающих коэффициентов к тарифу в зависимости от соотношения потребляемой активной и реактивной мощности, а услуги по выработке реактивной мощности осуществляются электрическими станциями на конкурсной основе. Следовательно, использование метода адресности не по назначению, а для перераспределения потоков реактивной мощности в сети может не дать желаемых результатов.

Системный подход в классической постановке задачи поиска мест установки и мощности КУ, который первым применил Ю.С. Железко, позволил перейти к более прогрессивной методике оценки эффективности КРМ.

В работах Ю.С. Железко в качестве целевой функции используются приведенные затраты, которые в общем виде состоят из трех составляющих: затраты на электростанции системы, связанные с производством реактивной мощности, затраты на электрические сети, обусловленные передачей реактивной мощности, затраты на КУ [2, 7]. Задача решается в детерминированной постановке и не учитывает характер изменения нагрузки, что может привести к выходу решения из оптимальной области. Оптимизацию целевой функции предложено выполнять градиентным методом, используя при этом реактивные мощности режима максимальных нагрузок, а при вы-

боре нерегулируемых компенсирующих устройств – средние значения РМ. Оптимизационный алгоритм и оценка эффективности КУ строится только на эффекте снижения потерь активной мощности (энергии). Кроме того, ориентируясь на один из режимов – режим максимальных нагрузок, нельзя оптимизировать всю гамму складывающихся режимов в рассматриваемой схеме на различных временных интервалах. Однако с точки зрения подготовки исходных данных метод весьма подходит для условий эксплуатации.

Метод потенциалов затрат [13, 16 и др.] подразумевает поиск оптимального места и мощности КУ путем минимизации затрат, состоящих из трех составляющих: затраты на потери электроэнергии, затраты на генерацию существующими источниками реактивной мощности и затраты на дополнительные КУ. Дифференциал рассматриваемой части затрат по реактивной мощности узла и назван потенциалом затрат. Условие минимума функции приведенных затрат определяется с помощью частных производных по основным переменным. Дополнительная установка КУ считается целесообразной при условии, если экономический эффект от установки КУ превышает ее стоимость. При моделировании используются реактивные нагрузки узлов и активные сопротивления ветвей. Сравнение составляющих потенциалов затрат для узла позволяет определить наиболее приемлемый источник реактивной мощности. Данный подход достаточно эффективен при детерминированной постановке и зарекомендовал себя для сетей одного собственника – государства.

Стохастический характер электрических нагрузок ограничивает область его применения. Основным недостатком данного метода является использование времени потерь, что приводит к увеличению методической погрешности в расчетах потерь мощности [17].

²⁵Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Г.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник для вузов М.: Энергоиздат, 1981 г. 464 с. / Venikov V.A., Zhuravlev V.G., Filippova G.A. Optimization of power plants and power systems regimes: textbook for universities. M.: Energoizdat, 1981 464 p.



В работе [13] задача оптимизации мощности, мест размещения средств компенсации реактивных нагрузок и регулирования напряжения в общем виде представлена функцией приведенных затрат, которая включает:

- затраты на дополнительные компенсирующие устройства в каждом узле;
- затраты на дополнительные устройства, которые выполняют только функции регулирования напряжения в каждом узле;
- затраты, связанные соответственно с эксплуатацией дополнительных компенсирующих и регулирующих устройств;
- затраты, связанные с потерями мощности и энергии в существующих источниках;
- ущерб, возникающий у потребителей из-за неоптимальных напряжений в каждом узле.

При этом подчеркивается неоправданная трудоемкость решения, преодолеть которую можно пренебрежением некоторых наименее значимых составляющих, поэтому в расчетах экономического эффекта учитывается эффект от снижения потерь активной и реактивной мощностей, от нормализации качества напряжения в узлах и от увеличения пропускной способности элементов сети. Все составляющие эффекта определяются через градиент соответствующей функции. Наличие трех последних составляющих эффекта зависит от степени влияния дополнительных КУ на сеть, а основополагающим является эффект от снижения потерь активной мощности. Дополнительное КУ целесообразно устанавливать в первую очередь в узлах, где функция «эффектов» максимальна. В современных условиях реактивная энергия не оплачивается по абсолютному значению, поэтому данный подход не будет работать. В [13] уже рассмотрен не один режим, а основные характерные режимы, что, безусловно, предпочтительнее. Однако при укрупнении центров питания и рыночных условий транспорта мощности количество таких режимов неограниченно увеличивается, а эффективность результата умень-

шается.

В [8] минимизируется целевая функция затрат, включающая: нормативный коэффициент эффективности и отчисления на амортизацию и ремонт; стоимость высоковольтных и низковольтных конденсаторных батарей; тариф стоимости потерь; удельные потери в конденсаторах высокого и низкого напряжений.

Согласно [8] напряжения у удаленного и ближайшего потребителя должны быть в пределах $\pm 5\%$. После установки КУ во всех узлах для обеспечения условия минимизации целевой функции затрат, методично наращивается мощность КУ в узлах, где напряжения у удаленного и ближайшего потребителя не входят в пределы $\pm 5\%$. Далее формируется новый комплексный критерий, характеризующий относительный прирост затрат с учетом режима напряжения.

Метод, приведенный в [8], позиционируется как многокритериальный, но процесс решения сводится к выполнению двух последовательных этапов: поиска мест установки и мощности КУ по условию минимизации (критерию оптимизации) и увеличения мощности КУ в узлах, где ограничение не выполняется. При рассмотрении сетей РСК, питающих множество разных по структуре и назначению потребителей, такой эффект выявить гораздо сложнее.

При решении оптимизационных задач КРМ большое внимание уделяется многоцелевой оптимизации. Это обосновывается многокритериальностью и многогранностью воздействия КУ на ЭЭС.

В работе [18] предлагается механизм многоцелевой оптимизации, основанный на минимизации целевой функции, включающей:

- приведенные народнохозяйственные затраты на установку батарей конденсаторов;
- стоимость потерь электроэнергии в элементах сети;
- ущерб от отклонения напряжений;
- надежность, оцениваемую интенсивностью отказов батарей конденсаторов;
- потери мощности в элементах се-



ти и батареях конденсаторов.

Решение многокритериальной задачи выполняется в динамике, а именно, в расчетах учитывается ежегодное увеличение нагрузки. Для каждого года расчетного периода по принятым целевым условиям методом динамического программирования определяется оптимальное распределение конденсаторных батарей с учетом режимных и технических ограничений для каждого из рассматриваемого фактора. Ранжирование целевых условий производится с помощью метода главных компонент по возрастающему вкладу в суммарную дисперсию. Поиск оптимального результата выполняется после нанесения решений на трёхмерный график, где отображаются полученные решения и используемые стандартные ограничения. В [18] реализация метода рассматривается на примере трехузловой схемы, а в условиях эксплуатации при наличии в схеме даже десятков узлов определение области решения весьма затруднительно или плохо реализуемо. Ежегодное увеличение нагрузки – фактор неопределенный, то есть заранее неизвестный прирост нагрузки при расчете на перспективу внесет в решение только дополнительную погрешность.

О.И. Ерёмин в своей диссертационной работе²⁶ в качестве критериев оптимизации использует потери электрической энергии, штрафную функцию и средневзвешенное по мощности отклонение напряжения, при поиске оптимальных решений определяет область Парето искомого вектора. Использование штрафного коэффициента в данном случае позволяет «отсеять» решения по установке КУ, которые осуществить невозможно. Однако для снижения трудозатрат целесообразно и можно исключить такие узлы до решения

оптимизационной задачи. Кроме того, поиск оптимального решения им выполняется по одному из режимов работы сети, что также не позволяет считать результат оптимальным для всего множества режимов.

Описанные выше методы КРМ можно отнести к детерминированным, так как в качестве оптимизируемого они используют один или небольшое количество характерных режимов работы рассматриваемого участка сети, и не учитывают всё множество режимов. К подобным относятся: метод динамического программирования и покоординатного спуска²⁷ [19], метод нелинейного квадратичного программирования, матрично-вычислительный метод, в которых рассматриваются только основные режимы работы энергосистемы, что не позволяет получить наилучшее решение в условиях неопределенности. Кроме того, многие из них ориентированы на использование времени потерь, что вносит дополнительную методическую погрешность.

Стохастический характер электрических нагрузок и их неопределенность приводит к невозможности принятия решения только по одному из режимов и требует использования принципиально иного подхода. Поэтому для получения наиболее приемлемого варианта решения в работах [4, 11, и др.] используют серии расчетов режимов. Например, в [4] для решения задач оптимизации режимов в целом предложено проведение серии расчетов по параметрам режима, полученным «с помощью соображений о допустимом объеме расчетов». Здесь учет неопределенности при решении задачи КРМ заключается в рассмотрении множества исходных режимов в период максимальных и минимальных нагрузок. В работе [11] аналогичный подход используется уже в непосредствен-

²⁶Ерёмин О.И. Разработка методики решения задачи компенсации реактивной мощности с использованием многоцелевой оптимизации: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01. Н. Новгород, 2007. 116 с. / Eremin O.I. Development of the technique for solving the problem of reactive power compensation using multipurpose optimization: Candidate's dissertation in technical sciences: 05.14.01. N. Novgorod, 2007. 116 p.

²⁷Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Мызин А.Л. Модели оптимизации развития энергосистем: учебник для электроэнерг. спец. вузов. М.: Высш. шк., 1987. 272 с. / Arzamastsev D.A., Lipes A.V., Myzin A.L. Models for optimizing the development of energy systems: textbook for power engineering specialties of universities. Moscow: Higher School, 1987, 272 p.



ной задаче проведения КРМ.

Для каждого принятого набора данных (отклонения от максимумов) задача оптимизации решается в детерминированной постановке. При таком расчете получается некий диапазон, удовлетворяющий максимальной и минимальной величине отклонений нагрузки, что само по себе логично, но в результате каждого из таких расчетов могут получаться решения абсолютно «противоречащие» друг другу, поэтому возможен выход из диапазона оптимальных значений для рассматриваемого временного интервала в целом.

Механизм принятия оптимизационного решения в условиях неопределенности в работе [4] и учебнике коллектива авторов²⁷ основан на составлении платежной матрицы, отражающей изменение целевой функции от величины при различных значениях неопределенного параметра. В такой постановке можно получить результат, подходящий для рассмотренного сочетания режимов с определенной погрешностью, но не являющийся оптимальным ни для одного из них.

В случае, когда известен график нагрузки потребителей, можно использовать расчеты для каждой ступени такового.

В публикации [9] описана динамическая модель оптимального управления реактивной мощностью на промышленном предприятии, в которой минимизируются потери мощности на каждом из ступеней графика резкопеременной нагрузки с учетом характеристик устойчивости синхронных двигателей, которые участвуют в управлении потоками реактивной мощности. В данном методе наряду с традиционными вводятся ограничения по току возбуждения синхронных машин и по углам роторов. Результатом оптимизации является определение закона управления каждым синхронным двигателем. Алгоритм, представленный в [9], реализован в программе «ARENA». Предложенный способ подходит для оптимизации потоков реактивной мощности и предназначен для решения задачи КРМ на предприятии, где имеются синхронные машины, служащие для выработки

реактивной мощности, а график нагрузки потребителей является известным. Не все промышленные предприятия (ПП) имеют в наличии синхронные машины, а графики нагрузок достаточно нестабильные и непредсказуемые, поэтому применение такой методики не даст желаемого эффекта.

Авторы работы [14] задачу КРМ решают также для нескольких ступеней графика нагрузки с использованием генетического алгоритма. Целевой функцией здесь является суммарная стоимость покупки, установки и обслуживания компенсирующих устройств, при решении данной задачи накладывается стандартное ограничение (1.1) для всех узлов и добавляется ограничение по коэффициенту мощности (1.3 или $\cos\varphi$).

При определении мест установки и мощности КУ в качестве исходных нагрузок используется трехступенчатый график нагрузки, что не учитывает реального характера изменения нагрузки и изначально содержит методическую погрешность, которая может приводить к заведомо неоптимальным результатам. Применение такого подхода возможно только при проектировании, а не при эксплуатации. Его неэффективность доказана в [20], что подтверждается и сегодня. Введение дополнительного ограничения приводит только к усложнению поиска решения.

В [21] описан алгоритм КРМ, реализуемый в режиме реального времени и основанный на последовательном пересчете потерь мощности при различном размещении КУ в узлах сети при ее изменяющейся конфигурации, то есть на переборе вариантов, что увеличивает его трудоемкость. Такой подход может быть реализован только при наличии полной информации о потоках активной и реактивной мощностей в сети в режиме реального времени и возможности дистанционного управления как КУ, так и коммутационными аппаратами, позволяющими изменять ее конфигурацию. При этом оптимизация в [21] производится по одному текущему или ретроспективному параметру, то есть она основана на детерминированном подходе.



Использование в качестве метода оптимизации генетического алгоритма и его модификаций при решении оптимизационной задачи КРМ показано в работах как зарубежных [14, 22], так и отечественных авторов²⁶.

В диссертационной работе А.Н. Туликова²⁴ для решения оптимизационных задач по управлению потоками реактивной мощности на промышленном предприятии предложено использование нейронных сетей в сочетании с нечеткой логикой и генетическим алгоритмом. Но при этом используется лишь критерий максимального снижения потерь, а управление потоками реактивной мощности осуществляется по текущему распознанному состоянию (по данным АИИС КУЭ), что в условиях неопределенной информации в СЭС ПП не даст возможности получить действительно оптимальное управляющее воздействие.

Таким образом, все рассмотренные методы и методики КРМ используют в качестве целевой функции приведенные затраты, которые в зависимости от предложенного метода и области применения включают в себя различное сочетание таких параметров, как стоимость компенсирующих устройств, потери активной и реактивной мощности (или энергии) в сети, отклонения напряжений, пропускную способность элементов сети, штрафные надбавки за сверхнормативное потребление РМ, стоимость генерации реактивной мощности на электрических станциях и т.д. Использование приведенных затрат в качестве целевой функции абсолютно обосновано, и при разработке методики КРМ должны использоваться именно они, однако составляющие должны отвечать современным

условиям функционирования российской электроэнергетики.

Все авторы подтверждают многогранность воздействия КРМ на электрическую сеть, но при этом большинство из них показывают наиболее приемлемое решение по величине снижения потерь мощности и энергии.

Одни идут по пути упрощения оптимизационных расчетов, другие – по пути многоцелевой оптимизации, что встречает трудности при реализации таковых на реальных схемах электрических сетей.

Раскрытие неопределенности информации сводится к вариантному расчету серии характерных режимов с различными значениями неизвестных параметров, то есть к перебору вариантов, что не является решением проблемы.

Подходы, применяемые иностранными учеными [14, 21–27], основаны на использовании точной и полной информации о текущем состоянии сети и в принципе не рассматривают условия неопределенности.

Комплексное управление режимами СЭС по своей сути затруднительно, поскольку это связано с таким объектом управления, как СЭС предприятия, условия функционирования которого недостаточно изучены, а модель объекта и цель управления слабо формализованы. Применение искусственной нейронной сети для достижения достаточной скорости принятия решений управления, при этом схожесть эвристического алгоритма ИНС с мышлением человека (при достаточной эффективности обучения), дает нужное решение задачи в большинстве практически значимых случаев.

Характеристика устройств компенсации реактивной мощности

На современном этапе развития силовой энергетики разработано большое количество устройств, использующихся при регулировании уровней напряжений и потоков реактивной мощности, которые находят свое применение в сетях различных классов номинального напряжения различного

назначения [33–41 и др.]. Рассматривая всю гамму технических средств, использующихся для управления режимами реактивной мощности, необходимо выделить наиболее приемлемые и эффективные компенсирующие устройства.

Основную функцию по регулирова-



нию напряжения и управлению потоками реактивной мощности в распределительных сетях напряжением 35–110 кВ выполняют генераторы электрических станций и устройства РПН и ПБВ, установленные на подстанции (ПС), то есть централизованно решается балансовая задача КРМ и задача регулирования напряжения.

Крупные промышленные потребители, подключаемые к ПС РСК, как правило, самостоятельно проводят мероприятия по КРМ. Они используют синхронные двигатели (СД), участвующие в технологическом процессе [42], дополнительные конденсаторные установки, коммутируемые выключателями или включенными встречно-параллельно тиристорными вентилями, тиристорно-реакторные группы (ТРГ), преобразователи с естественной или искусственной коммутацией²⁸ [28, 33, 40, 41]. При наличии резко переменных нагрузок с набросами реактивной мощности в десятки и сотни Мвар применяются статические тиристорные компенсаторы (СТК), покрывающие такие пики²⁹ [40]. Кроме того, на промышленных предприятиях с электроприемниками, ухудшающими качество электрической энергии, применяются фильтрокомпенсирующие (ФКУ), симметрирующие и фильтросимметрирующие (ФСУ) устройства, снижающие уровень высших гармоник в сети и несимметрию напряжений и выполняющих КРМ.

Для сетей сверхвысоких классов напряжений рекомендуются СТК, СТАТКОМ, УШР, СК, асинхронизированные компенсаторы, управляемые УПК, а также устройства с комплексными функциями, управляющие как потоками мощности, так и параметрами сети – объединенные регуляторы потоков мощности [27, 43–46]. Они призваны управлять большими потоками мощности и, соответственно, имеют значительные единичные мощности и стоимости.

Их принято относить к активно-адаптивным элементам управления СЭС. Однако в приоритете для сетей сверхвысоких классов напряжений остаются устройства, ограничивающие уровни напряжений в узлах – ШР, УШР, УШРП, УШРТ и их различные варианты исполнения [27, 38, 43, 47], так как на первое место ставится надежность и безаварийность работы таких сетей.

В распределительных сетях 35–110 кВ основными источниками реактивной мощности являются конденсаторные установки. Они могут быть нерегулируемыми и регулируемыми.

Так как не каждое ПП имеет в наличии постоянно работающие СД и не может располагать генерирующими мощностями синхронных генераторов, то целесообразно рассматривать эффективность установки новых компенсирующих устройств.

Концепция управления Smart Grid подразумевает использование наиболее прогрессивных устройств, выполняющих как продольную, так и поперечную компенсацию реактивной мощности [51].

Подробное описание устройств, использующихся для управления потоками реактивной мощности, приведено в [5, 29–31, 33–35, 38, 40, 41, 43–46, 48–51 и др.]. На основании рассмотренных работ большого числа авторов сформирована табл. 2, в которой показано разделение типов устройств КРМ по уровням номинального напряжения сетей.

В России статические синхронные компенсаторы СТАТКОМ и СТК широко применяются для классов высокого и сверхвысокого напряжения, а их использование для классов среднего напряжения не наблюдается. Однако за рубежом уже существует положительная практика использования таких систем КРМ (например, [51]). Одно из таких устройств – высокоэкономичный статический регулируемый компен-

²⁸Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1990. 576 с. / Handbook on electrical energy supply design/ under edition of Yu.G. Barybin et al. Moscow: Energoatomizdat Publ., 1990, 576 p.

²⁹Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования. М.: Мастерство, 2002. 320 с. / Konyukhova E.A. Power supply of facilities: Learning aids for students of vocational educational institutions. Moscow: Masterstvo Publ., 2002, 320 p.



сатор SVC PLUS компании Siemens, который является усовершенствованной версией СТАТКОМ, позволяющий увеличить динамическую стабильность и качество электроэнергии в сетях различного напряжения (табл. 3).

SVC обеспечивает такие эксплуатационные преимущества, как минимальное техническое обслуживание, стабилизация сети и высокая динамичность за счет очень короткого времени срабатывания. Благодаря резервированию силовых модулей достигается очень высокая эксплуатационная готовность системы.

SVC PLUS обладает рядом преимуществ:

- повышение динамической стабильности систем передачи;
- повышение качества энергии, снижение риска падения напряжения и отключения электропитания;
- высокоэффективное снижение колебаний частоты в промышленности;
- низкая генерация гармоник и низкий уровень шума благодаря использованию технологии ММС (модульного многоуровневого конвертера);

Таблица 2

Рекомендуемые технические средства КРМ в зависимости от уровня напряжения сети в России

Table 2

Recommended technical means of reactive power compensation depending on the network voltage level in Russia

Уровень напряжения, кВ	Рекомендуемые типы оборудования	Источник
220 и выше	СТАТКОМ, СТК,	37, 39, 46
	УШР и БСК	34, 46, 47
	FACTS или ОРПМ	51, 53
	УПК и управляемые УПК	51
	СК	36
110	СТАТКОМ, СТК,	39, 46
	УШР + БСК или ИРМ	46
	БСК	39
0,4–35	СТК	35, 46, 57
	СКРМ (ФКУ и ТРГ)	39, 45, 46
	СД	8, 35, 38, 55, 58
	БК, КУ	35, 38–41, 48
	УКТИН	56

Таблица 3

Рекомендуемые типы SVC PLUS

Table 3

Recommended types of SVC PLUS

Реактивная мощность, Мвар	Уровень напряжения, кВ				
	8	11	14	36	110 и выше
25	S	M	L	C	S, M, L, C
35					
50					
100			2×L	2×C	4×L, 2×C
200			4×L		
400					4×C



- минимальный объем работ по проектированию благодаря стандартизированной компонентной конструкции;

- быстрое, эффективное модульное и экономически выгодное решение.

- SVC PLUS может быть адаптирован к индивидуальным характеристикам реактивной мощности: четыре стандартные конфигурации – SVC PLUS S (+/-25 Мвар), SVC PLUS M (+/-35 Мвар), SVC PLUS L (+/-50 Мвар) и SVC PLUS C (+/-100 Мвар) – поставляются как решения контейнерного типа. До четырех таких блоков могут быть объединены в одну систему и работать в полностью параллельном режиме. Решения без трансформаторов возможны до 36 кВ. Для более высоких напряжений си-

стемы используются стандартные трансформаторы переменного тока. Эта уникальная модульная конструкция делает SVC PLUS высокоадаптивным решением с прекрасными рабочими характеристиками и высокой экономической эффективностью.

Таким образом, модульная конструкция SVC PLUS становится высокоадаптивным решением с необходимыми рабочими характеристиками и высокой экономической эффективностью для управления КРМ на стороне 10 кВ, что в совокупности с управлением РПН трансформаторов на главной понизительной подстанции позволит автоматизировать управление потоками реактивной мощности в системах электроснабжения предприятия.

Обоснование автоматизации управления потоками реактивной мощности

Управление режимами функционирования СЭС делится на автоматическое и оперативное. Для них характерны ограничения, влияющие на качество управления режимами СЭС. Это такие, как недостаточная информационная обеспеченность, несовершенство методов обработки информации и принятия решений, ограниченное время для формирования управляющих воздействий, снять которые позволяют современные математические методы и средства вычислительной техники [52–54], а также применение микропроцессоров и систем управления на их основе. В практике управления режимами СЭС возможен качественно новый подход к принятию решения – от формирования оптимальных управляющих воздействий, соответствующих характеру возмущения в темпе процесса, до адаптации системы управления к текущему режиму.

Решению этих задач способствует объектно-функциональная интеграция систем управления на единой технической, информационной и модельно-программной основе [55], которая включает взаимодействие ряда систем, таких как автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированная система управления технологическими процессами

(АСУ ТП) объектов, автоматизированная система коммерческого и технического учета электроэнергии (АСКУЭ и АСТУЭ), система защиты, управления и контроля, средства управления в нормальных и аварийных режимах и т.д. В итоге формируется информационная сеть с интеллектуальными узлами, где происходит обработка информации и принятие локальных решений. Основу информационной сети в задачах оперативного управления режимами СЭС в реальном времени составляют телеметрические измерения перетоков мощности, уровней напряжения в узлах и теле сигналы о состоянии основного оборудования СЭС. Именно цикл их обновления определяет темп обработки информации²⁴.

В связи с этим одним из эффективных путей экономии электроэнергии является внедрение на промышленных предприятиях современных АСКУЭ. Но такие системы, уже установленные на промпредприятиях, работают далеко не на пределе своих технических и информационных возможностей [56]. В основном идет сбор информации о свершившихся событиях в СЭС и отсутствует какое-либо управление. Для того чтобы АСКУЭ играла активную роль в процессе электроснабжения, алгоритм ее работы, кроме сбора информации,



должен либо включать управляющие воздействия на этот процесс для потребителя, либо информировать потребителя и поставщика электроэнергии о принятом решении с указанием причин [57]. Такая реализация активной АСКУЭ является интегральным вариантом, при котором технологический комплекс решает технико-экономические задачи и выполняет функции АСУ ТП.

Таким образом, АСКУЭ используется как инструмент управления электропотреблением, обладающий характерными для применения исключительно в области управления режимами СЭС свойствами [56, 58–60]:

1) идентификационные свойства – однозначное определение режимов и параметров режимов работы объекта и элементов системы в любой момент времени. Другими словами – это наглядное представление картины электропотребления каждого подразделения предприятия и мгновенных значений параметров режима в контрольных точках, максимально приближенных к реальному времени (желательно с большой частотой снятия показаний со счетчиков, т.е. как 30-минутных максимумов нагрузки, так и на меньших интервалах времени);

2) управляющие свойства – принятие решений и формирование управляющих воздействий на элементы системы в различных режимах по заданным алгоритмам при сочетании централизованного и

местного управления исполнительными устройствами электроустановок (трансформаторов с РПН в центре питания, компенсирующих устройств) и наличии избираемости.

Элементами АСКУЭ являются различные микропроцессорные средства с достаточно большим объемом функций. Например, у счетчиков ЕвроАльфа имеются следующие основные возможности, которые можно использовать при управлении режимами СЭС³⁰:

а) измерение активной и реактивной энергии и мощности в двух направлениях;

б) измерение (вычисление) и отображение напряжения и тока пофазно, частоты сети, коэффициента мощности, фазных углов тока и напряжения.

В итоге АСКУЭ работает как человеко-машинная система, сочетающая использование эффективных современных средств вычислительной техники с деятельностью инженера, роль которого заключается в принятии окончательного решения по заданию энергоэффективного режима работы СЭС предприятия в масштабе реального времени.

В связи с проблемами по извлечению информации о режимах СЭС предприятий выявлена возможность использования АСКУЭ лишь в качестве информационной базы для управления режимами СЭС, но не более того. Поэтому в дальнейшем этот вопрос будет затрагиваться только с этой позиции³¹.

Заключение

1. Согласно нормативно-правовым документам, потребитель обязан:

– обеспечить функционирование средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, установ-

ленных в границах его балансовой принадлежности, для поддержания значений показателей качества электрической энергии, обусловленные работой его энергопринимающих устройств;

³⁰Руководство по эксплуатации. ДЯИМ.411152.003-11РЭ. Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА / Operator's manual. ДЯИМ.411152.003-11РЭ. Multifunctional microprocessor-based electric energy meter of Euroalfa type.

³¹Сизганов Н.В. Управление потоками реактивной мощности в системе электроснабжения с активно-адаптивными элементами: магистерская диссертация. Красноярск, 2016. 91 с. / Sizganov N.V. Control of reactive power flows in the power supply system with active-adaptive elements: Master's degree thesis. Krasnoyarsk, 2016. 91 p.



- соблюдать значения соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств);

- использовать приборы, позволяющие учитывать реактивную мощность и измеряющие почасовые объемы потребления (производства) реактивной мощности;

- поддерживать в надлежащем техническом состоянии принадлежащие ему устройства, обеспечивающие регулирование реактивной мощности, а также иные устройства, необходимые для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии.

Поставщик электроэнергии вправе ограничить потребителя за невыполнение всего вышесказанного.

2. Управление потоками реактивной мощности (УПРМ) возможно путем компенсации реактивной мощности. Решению задачи КРМ посвящены работы многих ученых, в трудах которых:

- раскрыты подходы, основанные как на детерминированном задании исходной информации, так и на вероятностном;

- проблема КРМ обозначена как многокритериальная, которую можно решить, оптимизируя целевую функцию либо по одному, либо по нескольким параметрам.

В работах последних лет при частных решениях задачи КРМ активно применяются эволюционные методы: генетические алгоритмы и искусственные нейронные сети, теория нечетких множеств и нечеткая логика в совокупности с ситуационным управлением.

3. Стремление в перспективе перейти к активно-адаптивному управлению тре-

бует повышения качества управления потоками РМ и, как следствие, определяет необходимость поиска новых принципов и подходов к их управлению.

4. Как правило, УПРМ осуществляется в распределительных сетях. Есть работы, посвященные СЭС, но их мало, в них не применялись активно-адаптивные элементы, и управления как такого не было.

5. Исходя из зарубежного опыта, установка СТАТКОМ на среднее напряжение промпредприятий без затрат на дополнительные трансформаторы в комплектации СТАТКОМ становится высокоадаптивным решением для установки УКРМ на стороне 10 кВ с необходимыми рабочими характеристиками и высокой экономической эффективностью. Это в совокупности с управлением РПН трансформаторов на ГПП позволит автоматизировать управление потоками реактивной мощности в СЭС предприятия.

6. Для успешной автоматизации УПРМ СЭС ПП АСКУЭ должна работать не только человеко-машинная система, сочетающая использование эффективных современных средств вычислительной техники с деятельностью человека-инженера, роль которого заключается в принятии окончательного решения по заданию экономического режима работы СЭС предприятия в масштабе реального времени как в ручном, так и в диалоговом режимах. Для достижения достаточной быстроты принятия решений управления необходимо применение искусственной нейронной сети. При этом схожесть эвристического алгоритма ИНС с мышлением человека (при достаточной эффективности обучения) дает нужное решение задачи УПРМ в большинстве практически значимых случаев.

Библиографический список

1. Кудрин Б.И. История компенсации реактивной мощности: комментарий главного редактора // Электрика. 2001. № 6. С. 26–29.
2. Железко Ю.С. Новые нормативные документы, определяющие взаимоотношения сетевых организаций и покупателей электроэнергии в части условий потребления реактивной мощности // Электрические станции. 2008. № 5. С. 27–31.

3. Экономические стимулы коррекции коэффициента мощности в России [Электронный ресурс] // Elec.ru. Электротехнический интернет-портал. URL: <https://www.elec.ru/articles/ekonomicheskie-stimuly-korrekcii-koefficienta-mosh/> (25.04.2018).
4. Арион В.Д., Каратун В.С., Пасинковский П.А. Компенсация реактивной мощности в условиях неопределенности исходной информации // Электричество.



1991. № 2. С. 6–11.

5. Красник В.В. Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1983. 136 с.

6. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. М.: Энергоатомиздат, 1981. 200 с.

7. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии: руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. 456 с.

8. Колибаба В.И., Жабин К.В. Особенности формирования и развития рынка реактивной мощности // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2017. Т. 10, № 4. С. 114–125. DOI: 10.18721/JE.10411.

9. Игуменцев В.А., Саламатов И.А., Коваленко Ю.П. Метод оптимального управления реактивной мощностью в системах электроснабжения // Электричество. 1987. № 1. С. 16–21.

10. Карпов Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. М.: Энергия, 1975. 184 с.

11. Ковалёв И.Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 1990. 200 с.

12. Мельников Н.А. Реактивная мощность в электрических сетях. М.: Энергия, 1975. 128 с.

13. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М., Федин В.Т. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах. М.: Энергоатомиздат, 1983. 112 с.

14. Ellithy K., Al-Hinai A., Moosa A. Optimal shunt capacitors allocation in distribution networks using genetic algorithm – practical case study // International Journal of Innovations in Energy Systems and Power. 2008. Vol. 3. No. 1.

15. Гамм А.З., Голуб И.И. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // Электричество. 2003. № 3. С. 9–16.

16. Колесников С.А. Алгоритм расчета оптимального размещения компенсирующих устройств в сложных энергосистемах // Электрические сети и системы. 1967. Вып. 3.

17. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2004. 280 с.

18. Борисов Р.И., Песиголовец Л.Ф. Размещение источников реактивной мощности на основе многоцелевой оптимизации // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1986. № 4. С. 155–159.

19. Арзамасцев Д.А., Скляр Ю.С. Выбор мощности и размещения компенсирующих устройств в электрической сети. Материалы II Республиканской научно-технической конференции по применению вычислительной техники. Минск: Изд-во БПИ. 1968. С. 20–24.

20. Тарабин И.В., Скоков Р.Б., Терехин И.А., Горба-

чев С.А. Компенсация реактивной мощности как метод повышения качества электрической энергии и сокращения потерь на примере данных «МРСК СИ-БИРИ» // Фундаментальные исследования. 2015. № 2 (ч. 22). С. 4876–4879.

21. Araujo W.J., Ekel P.Ya., Filho R.P.F., Kokshenev I.V., Schuffner H.S. Multicriteria decision making for reactive power compensation in distribution systems [Электронный ресурс] // Proceedings of the European Computing Conference (ECC '11). Paris, France, April 28–30, 2011. P. 56–62. URL: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2011/Paris/ECC/ECC-07.pdf> (25.04.2018).

22. Liu Yutian, Shi Jiachuan, Qian Xia. Reactive power compensation and voltage control in jinan power distribution system [Электронный ресурс] // 18th International Conference on Electricity Distribution. Turin, 6–9 June 2005. URL: http://www.cired.be/CIRED05/papers/cired2005_0057.pdf (25.04.2018).

23. Araujo W.J., Ekel P.Ya., Filho R.P.F., Kokshenev I.V., Schuffner H.S. Monocriteria and multicriteria based placement of reactive power sources in distribution systems // International journal of applied mathematics and informatics. 2011. Vol. 5. No. 3. P. 240–248.

24. Jerome J. Efficient reactive power compensation algorithm for distribution network // ATSTD. 2003. Vol. 20. P. 373–383.

25. Pourshafie A., Mortazavi S.S., Saniei M., Saidian A. Optimal compensation of reactive power in the restructured distribution network // World Academy of Science, Engineering and Technology. 2009. No. 54. P. 119–122.

26. Raap M., Raesaar P., Tiigimägi E. Reactive power pricing in distribution networks // Oil Shale. 2011. Vol. 28. P. 223–239.

27. Tenti P., Mattavelli P., Tedeschi E. Compensation techniques based on reactive power conservation // Electrical power quality and utilization. 2007. Vol. 8. No. 1. P. 17–24.

28. Брянецев М.А., Базылев Б.И., Дягилева С.В., Карымов Р.Р., Негрышев А.А. Автоматические системы компенсации реактивной мощности и стабилизации напряжения электрической сети на базе УШР и БСК // Электроэнергетика: сегодня и завтра. 2010. № 3. С. 47–50.

29. Manusov V.Z., Bumtsend U., Tretyakova E.S. Optimization Compensating Devices in the Power supply Systems Using Population Algorithms // 11th International Forum on Strategic Technology (IFOST-2016) (Novosibirsk, 01–03 июня 2016 г.). Novosibirsk, 2016. P. 276–280.

30. Веников В.А., Жуков Л.А., Карташев И.И., Рыжов Ю.П. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях. М.: Энергия, 1975. 136 с.

31. Тухватуллин М.М., Ивекеев В.С., Ложкин И.А., Урманова Ф.Ф. Анализ современных устройств FACTS, используемых для повышения эффективности функционирования электроэнергетических систем России // Электротехнические системы и ком-



- поненты. 2015. № 3 (28). С. 41–46.
32. Готман В.И., Маркман Г.З., Маркман П.Г. Задачи обследования системы компенсации реактивной мощности // Промышленная энергетика. 2006. № 8. С. 50–55.
33. Дьяков А.Ф., Никонец Л.А. Статические компенсаторы реактивной мощности прямого регулирования и их режимы М.: Изд-во МЭИ, 1991. 172 с.
34. Ли В.Н., Шурова Н.К. Особенности выбора компенсирующих устройств в тяговой сети по критериям оптимальности // Известия Транссиба. 2016. № 3 (27). С. 38–44.
35. Ильяшов В.П. Конденсаторные установки промышленных предприятий. 2-е изд., переработ. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1983. 152 с.
36. Каневский Я.М. Компенсация реактивной мощности на подстанциях насосных тепловых сетей // Промышленная энергетика. 1991. № 7. С. 39.
37. Корнилов Г.П., Николаев А.А., Пястолова Д.Ю. Технико-экономическое сравнение компенсирующих устройств для дуговых сталеплавильных печей широкого класса мощности // Электротехнические системы и компоненты. 2016. № 1 (30). С. 34–38.
38. Кондратенко Д.В., Шиваева Т.А., Виштинбеков А.В. Статический компенсатор реактивной мощности на базе УШР как необходимое средство повышения энергоэффективности в электроэнергетике // Электро. 2010. № 2. С. 43–48.
39. Корнилов Г.П., Шеметов А.Н., Храмшин Т.Р., Журавлёв Ю.П., Семёнов Е.А. Управление реактивной мощностью в системах электроснабжения с мощными тиристорными преобразователями прокатных станов // Промышленная энергетика. 2008. № 1. С. 39–44.
40. Кочкин В.И., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. М.: ЭНАС, 2002. 248 с.
41. Кочкин В.И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП. Управляемая передача мощности // Новости электротехники. 2007. № 4 (46). С. 2–5.
42. Шаров Ю.В., Пелымский В.Л., Гаджиев М.Г. Снижение потерь электроэнергии при внедрении Smart Grid // Электроэнергия: передача и распределение. 2011. № 6 (9). С. 60–64.
43. Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 336 с.
44. Вариводов В.Н., Мордкович А.Ш., Остапенко Е.И., Панибратец А.Н., Цфасман Г.М., Чемерис В.С., Шульга Р.Н. Основные направления создания комплекса оборудования для интеллектуальных электрических сетей [Электронный ресурс] // Электротехнический рынок (рекламно-информационный журнал). 2011. № 4 (40). URL: <https://market.elec.ru/nomer/37/osnovnye-napravleniya-sozdaniya-kompleksa-oborudov/> (25.04.2018).
45. Черепанов В.В., Басманов В.Г. О необходимости создания регуляторов реактивной мощности с использованием прогнозирования // Известия вузов. Проблемы энергетика. 2006. № 11-12. С. 38–40.
46. Чистяков Г.Н., Беляев Р.Ю. Применение методов нечеткой логики при оптимизации реактивных нагрузок систем электроснабжения // Электрика. 2006. № 12. С. 20–24.
47. Большаков О.В., Воронин В.В., Пелымский В.В., Шамонов Р.Г., Тульский В.Н., Толстов М.М. Управление качеством электроэнергии в ЕНЭС // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012. № 1 (10). С. 96–101.
48. Кронгауз Д.Э. Повышение качества электроэнергии в городских распределительных сетях посредством управления режимами реактивной мощности // Промышленная энергетика. 2010. № 10. С. 39–43.
49. Маслов А.А., Нечаев О.П., Польский М.О., Федотов А.И. Статические компенсирующие устройства для промышленных предприятий // Электрические станции. 2000. № 3. С. 47–52.
50. Попов Ю.П., Дмитриев Ю.А., Кирилина О.И. Управление компенсацией реактивной мощности в узлах промышленной нагрузки // Электрика. 2006. № 12. С. 15–20.
51. Siemens AG. FACTS – Flexible AC Transmission Systems. URL: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/facts/> (25.04.2018).
52. V.R. Pandi, A. Al-Hinai, A. Feliachi Adaptive coordinated feeder flow control in distribution system with the support of distributed energy resources IJEPES, 85 (2017), 10.1016/j.ijepes.2016.09.004
53. Qianggang Wang, Jianquan Liao, Yu Su, Chao Lei, Tao Wang, Niancheng Zhou. An optimal reactive power control method for distribution network with soft normally-open points and controlled air-conditioning loads // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. December 2018. Vol. 103. P. 421–430.
54. Soni J., Sen B., Kanakesh V.K., Panda S.K. Performance analysis and evaluation of reactive power compensating electric spring with linear loads(Article) // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. October 2018. Vol. 101. P. 116–126.
55. Тарасов В.Б. От искусственного интеллекта к искусственной жизни: новые направления в науках об искусственном // Новости искусственного интеллекта. 1995. № 4. С. 93–117.
56. Сапронов А.А. К вопросу о создании эффективного механизма контроля и учета энергопотребления в сетях 0,4 кВ // Промышленная энергетика. 2004. № 1. С. 22–28.
57. Пантелеев В.И., Туликов А.Н. Основы нечеткого управления режимами систем электроснабжения предприятий с помощью АСКУЭ // XII Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Современные техника и технологии» (Томск, 27–31 марта 2006 г.). В 2 т. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2006. Т. 2. С. 180–182.
58. Абакумов Ю.М., Мартынов А.А., Саламатов О.В.,



Орехов П.Ф., Бородин В.А., Коновалов Н.А., Матиго-
ров В.А. Опыт проектирования и внедрения АСКУЭ
промышленного предприятия на базе КТС «Энер-
гия» // Промышленная энергетика. 2002. № 6.
С. 28–33.

59. Алексейчик В.В., Болгов В.Т. Проблемы учета,
контроля и управления энергопотреблением на
промышленном предприятии и пути их решения //

Промышленная энергетика. 2002. № 3. С. 6–14.

60. Ваджилов Ф.Р., Шмыров В.А., Яковлев А.А.,
Надеина М.С. Автоматизированная система кон-
троля, учета и управления электропотреблением на
базе КТС «Энергия» в АО «Архангельский морской
торговый порт» // Промышленная энергетика. 2003.
№ 1. С. 6–11.

References

1. Kudrin B.I. History of reactive power compensation:
editor-in-chief's commentary. *Elektrika*. [Electrical engi-
neering]. 2001, no. 6, pp. 26–29. (In Russian).

2. Zhelezko Yu.S. New regulatory documents determin-
ing the relationships between network organizations
and electrical energy buyers in terms of reactive power
consumption conditions. *Elektricheskie stantsii*. [Electri-
cal Stations]. 2008, no. 5, pp. 27–31. (In Russian).

3. *Ekonomicheskie stimuly korrektsii koeffitsienta
moshchnosti v Rossii* [Economic incentives for power
factor correction in Russia]. Elec.ru. Elektrotekhnich-
eskii internet-portal. Available at:
[https://www.elec.ru/articles/ekonomicheskie-stimuly-](https://www.elec.ru/articles/ekonomicheskie-stimuly-korrektsii-koeffitsienta-mosh/)
[korrektsii-koeffitsienta-mosh/](https://www.elec.ru/articles/ekonomicheskie-stimuly-korrektsii-koeffitsienta-mosh/) (accessed 25 April 2018).

4. Arion V.D., Karatun V.S., Pasinkovskij P.A. Reactive
power compensation in conditions of initial information
uncertainty. *Elektrichestvo* [Electricity]. 1991, no. 2,
pp. 6–11. (In Russian).

5. Krasnik V.V. *Avtomatische ustroystva po kompen-
sacii reaktivnoi moshchnosti v elektrosetyakh predpri-
yatii* [Automatic devices for reactive power compensa-
tion in enterprise electrical networks]. Moscow: Ener-
goatomizdat Publ., 1983, 136 p. (In Russian).

6. Zhelezko Yu.S. *Kompensatsiya reaktivnoi
moshchnosti v slozhnykh elektricheskikh sistemakh*
[Reactive power compensation in complex electrical
systems]. Moscow: Energoatomizdat Publ., 1981,
200 p. (In Russian).

7. Zhelezko Yu.S. *Poteri elektroenergii. Reaktivnaya
moshchnost'. Kachestvo elektricheskoi energii:
rukovodstvo dlya prakticheskikh raschetov* [Electrical
energy losses. Reactive power. Quality of electrical
energy: a guide for practical calculations]. Moscow:
ENAS Publ., 2009, 456 p. (In Russian).

8. Kolibaba V.I., Zhabin K.V. Features of formation and
development of the reactive power market. *Nauchno-
tekhnicheskie vedomosti SPbGPU. Ekonomicheskie
nauki* [St. Petersburg Polytechnic University Journal of
Engineering Science and Technology. Economic sci-
ences]. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 114–125.
<https://doi.org/10.18721/JE.10411>. (In Russian).

9. Igumenshchev V.A., Salamatov I.A., Kovalenko Yu.P.
The method of optimal control of reactive power in
power supply systems. *Elektrichestvo* [Electricity]. 1987,
no. 1, pp. 16–21. (In Russian).

10. Karpov F.F. *Kompensatsiya reaktivnoi moshchnosti
v raspredelitel'nykh setyakh*. Reactive power compen-
sation in distribution networks. Moscow: Energia, 1975.
184 p.

11. Kovalyov I.N. *Vybor kompensiruyushchikh ustroystv
pri proektirovanii elektricheskikh setei* [Selection of
compensating devices in electrical network design].
Moscow: Energoatomizdat Publ., 1990, 200 p. (In Rus-
sian).

12. Mel'nikov N.A. *Reaktivnaya moshchnost' v el-
ektricheskikh setyakh* [Reactive power in electrical net-
works]. Moscow: Energiya Publ., 1975, 128 p. (In Rus-
sian).

13. Pospelov G.E., Sych N.M., Fedin V.T. *Kompensiruyushchie i reguliruyushchie ustroystva v
elektricheskikh sistemakh* [Compensating and regulat-
ing devices in electrical systems]. Moscow: Ener-
goatomizdat Publ., 1983, 112 p. (In Russian).

14. Ellithy K., Al-Hinai A., Moosa A. Optimal shunt ca-
pacitors allocation in distribution networks using genetic
algorithm – practical case study. *International Journal of
Innovations in Energy Systems and Power*. 2008,
vol. 3, no. 1.

15. Gamm A.3., Golub I.I. Target transfer of active and
reactive power in the electric power system. *Elektrich-
estvo* [Electricity]. 2003, no. 3, pp. 9–16. (In Russian).

16. Kolesnikov S.A. Calculation algorithm of optimal
arrangement of compensating devices in complex pow-
er systems. *Elektricheskie seti i sistemy* [Electrical net-
works and systems]. 1967, issue. 3. (In Russian).

17. Zhelezko Yu.S., Artem'ev A.V., Savchenko O.V. *Raschet, analiz i normirovanie poter' elektroenergii v
elektricheskikh setyakh: rukovodstvo dlya praktich-
eskikh raschetov* [Calculation, analysis and normaliza-
tion of electric power losses in electric networks: a
guide for practical calculations]. Moscow: ENAS Publ.,
2004, 280 p. (In Russian).

18. Borisov R.I., Pesigolovec L.F. Location of reactive
power sources on the basis of multipurpose optimiza-
tion. *Izvestiya AN SSSR. Energetika i transport* [Izvesti-
ya AN SSSR. Energy and transport]. 1986, no. 4,
pp. 155–159. (In Russian).

19. Arzamashev D.A., Sklyarov Yu.S. *Vybor
moshchnosti i razmeshcheniya kompensiruyushchikh
ustroystv v elektricheskoi seti* [Selection of power and
location of compensating devices in the electrical net-
work]. *Materialy II Respublikanskoi nauchno-
tekhnicheskoi konferentsii po primeneniyu vychislitel'noi
tekhniki* [Materials of II Republican scientific and tech-
nical conference on computer technology application].
Minsk: BPI Publ., 1968, pp. 20–24. (In Russian).

20. Tarabin I.V., Skokov R.B., Terekhin I.A., Gorbachev
S.A. Compensation of jet power as method of improve-



ment of quality of electric energy and reduction of losses on the example of data of «IDGC OF SIBERIA». *Fundamental'nye issledovaniya* [Fundamental research]. 2015, no. 2 (part 22), pp. 4876–4879. (In Russian).

21. Araujo W.J., Ekel P.Ya., Filho R.P.F., Kokshenev I.V., Schuffner H.S. Multicriteria decision making for reactive power compensation in distribution systems. Proceedings of the European Computing Conference (ECC '11). Paris, France, April 28–30, 2011. P. 56–62.

Available at: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2011/Paris/ECC/ECC-07.pdf> (accessed 25 April 2018).

22. Liu Yutian, Shi Jiachuan, Qian Xia. Reactive power compensation and voltage control in jinan power distribution system. 18th International Conference on Electricity Distribution. Turin, 6–9 June 2005. Available at: http://www.cired.be/CIRED05/papers/cired2005_0057.pdf (accessed 25 April 2018).

23. Araujo W.J., Ekel P.Ya., Filho R.P.F., Kokshenev I.V., Schuffner H.S. Monocriteria and multicriteria based placement of reactive power sources in distribution systems. *International journal of applied mathematics and informatics*. 2011, vol. 5, no. 3, pp. 240–248.

24. Jerome J. Efficient reactive power compensation algorithm for distribution network. *ATSTD*. 2003, vol. 20, pp. 373–383.

25. Pourshafie A., Mortazavi S.S., Saniei M., Saidian A. Optimal compensation of reactive and power in the restructured distribution network. *World Academy of Science, Engineering Technology*. 2009, no. 54, pp. 119–122.

26. Raap M., Raesaar P., Tiigimägi E. Reactive power pricing in distribution networks. *Oil Shale*. 2011, vol. 28, pp. 223–239.

27. Tenti P., Mattavelli P., Tedeschi E. Compensation techniques based on reactive power conservation. *Electrical power quality and utilization*. 2007, vol. 8, no. 1, pp. 17–24.

28. Brycev M.A., Bazylev B.I., Dyagileva S.V., Karymov R.R., Negryshev A.A. Automatic systems for reactive power compensation and electrical network voltage stabilization on the basis of USM and BSK. *Elektroenergetika: segodnya i zavtra* [Power generation: today and tomorrow]. 2010, no. 3, pp. 47–50. (In Russian).

29. Manusov V.Z., Bumtsend U., Tretyakova E.S. Optimization Compensating Devices in the Power supply Systems Using Population Algorithms. 11th International Forum on Strategic Technology (IFOST-2016). Novosibirsk, 2016, pp. 276–280.

30. Venikov V.A., Zhukov L.A., Kartashev I.I., Ryzhov Yu.P. *Sticheskie istochniki reaktivnoi moshchnosti v elektricheskikh setyakh* [Static sources of reactive power in electrical networks]. Moscow: Energiya Publ., 1975, 136 p. (In Russian).

31. Tuhvatullin M.M., Ivekeev V.S., Lozhkin I.A., Urmanova F.F. Analysis of the modern FACTS devices used for increasing the functioning efficiency of Russian electric power systems. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komponenty* [Electrotechnical systems and compo-

nents]. 2015, no. 3 (28), pp. 41–46. (In Russian).

32. Gotman V.I., Markman G.Z., Markman P.G. Problems of the reactive power compensation system examination. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Power Engineering]. 2006. No. 8. P. 50–55. (In Russian).

33. D'yakov A.F., Nikonec L.A. *Sticheskie kompensatory reaktivnoi moshchnosti pryamogo regulirovaniya i ih rezhimy* [Static compensators of reactive power of direct regulation and their modes]. Moscow: MEI Publ., 1991, 172 p. (In Russian).

34. Li V.N., Shurova N.K. Features of compensating devices choice in traction power supply system with using optimally criterion. *Izvestiya Transsiba* [Journal of Transsib Railway Studies]. 2016, no. 3 (27), pp. 38–44. (In Russian).

35. Il'yashov V.P. *Kondensatornye ustanovki promyshlennykh predpriyatii* [Condenser installations of industrial enterprises]. Moscow: Energoatomizdat, 1983, 152 p. (In Russian).

36. Kanevskii Ya.M. Reactive power compensation at pumping heat network substations. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Power Engineering]. 1991, no. 7, pp. 39. (In Russian).

37. Kornilov G.P., Nikolaev A.A., Pyastolova D.Yu. Technical and economic comparison of compensating devices for arc furnaces in broad class of power. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komponenty* [Electrotechnical Systems and Complexes]. 2016, no. 1 (30), pp. 34–38. (In Russian).

38. Kondratenko D.V., Shivaeva T.A., Vishtibeev A.V. Static reactive power compensator on the base of CSR as a requisite measure to enhance energy efficiency in electric power industry. *Elektro* [Elektro]. 2010, no. 2, pp. 43–48. (In Russian).

39. Kornilov G.P., Shemetov A.N., Hramshin T.R., Zhuravlyov Yu.P., Semyonov E.A. Control of reactive power in systems of electric power supply with powerful thyristor converters of rolling mills. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Power Engineering]. 2008, no. 1, pp. 39–44. (In Russian).

40. Kochkin V.I., Nechaev O.P. *Primenenie staticheskikh kompensatorov reaktivnoi moshchnosti v elektricheskikh setyakh energosistem i predpriyatii* [Application of static compensators of reactive power in electrical networks of power systems and enterprises]. Moscow: ENAS Publ., 2002, 248 p. (In Russian).

41. Kochkin V.I. New technologies to increase the power line transmission capacity. Controlled power transmission. *Novosti elektrotekhniki* [Electrical Engineering News]. 2007. No. 4 (46), pp. 2–5. (In Russian).

42. Sharov Yu.V., Pelymskij V.L., Gadzhiev M.G. Reduction of electrical energy losses at Smart Grid introduction. *Elektroenergiya: peredacha i raspredelenie* [Electric Power. Transmission and Distribution]. 2011, no. 6 (9), pp. 60–64. (In Russian).

43. Burman A.P., Rozanov Yu.K., Shakaryan Yu.G. *Upravlenie potokami elektroenergii i povyshenie effektivnosti elektroenergeticheskikh sistem* [Control of electrical energy flow and improvement of power grid efficiency]. Moscow: MEI Publishing House., 2012, 336 p.



(In Russian).

44. Varivodov V.N., Mordkovich A.Sh., Ostapenko E.I., Panibratov A.N., Cfasman G.M., Chemeris V.S., Shul'ga R.N. The basic directions of equipment complex creation for intelligent electric networks. *Elektrotekhnicheskij rynek (reklamno-informacionnyj zhurnal)* [Electrotechnical Market (information-advertising magazine)]. 2011, no. 4 (40). Available at: <https://market.elec.ru/nomer/37/osnovnye-napravleniya-sozdaniya-kompleksa-oborudov/> (accessed 25 April 2018).

45. Cherepanov V.V., Basmanov V.G. On the need to create reactive power regulators using forecasting. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki* [Proceedings of the Higher Educational Institutions. Energy Sector Problems]. 2006, no. 11-12, pp. 38–40. (In Russian).

46. Chistyakov G.N., Belyaev R.Yu. Application of fuzzy logic methods in the optimization of power supply system reactive loads. *Elektrika* [Electrical Engineering]. 2006, no. 12, pp. 20–24. (In Russian).

47. Bol'shakov O.V., Voronin V.V., Pelymskii V.V., Shamonov R.G., Tul'skii V.N., Tolstov M.M. Electrical energy quality management in UNEG. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie* [Electric Power. Transmission and Distribution]. 2012, no. 1 (10), pp. 96–101. (In Russian).

48. Krongauz D.E. Improving electrical energy quality in urban distribution networks by controlling reactive power regimes. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Power Engineering]. 2010, no. 10, pp. 39–43. (In Russian).

49. Maslov A.A., Nechaev O.P., Pol'skij M.O., Fedotov A.I. Static compensating devices for industrial enterprises. *Elektricheskie stantsii* [Electrical Stations]. 2000, no. 3, pp. 47–52. (In Russian).

50. Popov Yu.P., Dmitriev Yu.A., Kirilina O.I. Control of reactive power compensation in industrial load nodes. *Elektrika* [Electrical Engineering]. 2006, no. 12, pp. 15–20. (In Russian).

51. Siemens AG. FACTS – Flexible AC Transmission Systems. URL:

<http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/facts/> (accessed 25 April 2018).

52. V.R. Pandi, A. Al-Hinai, A. Feliachi Adaptive coordinated feeder flow control in distribution system with the support of distributed energy resources IJEPES, 85 (2017), 10.1016/j.ijepes.2016.09.004

53. Qianggang Wang, Jianquan Liao, Yu Su, Chao Lei,

Tao Wang, Niancheng Zhou. An optimal reactive power control method for distribution network with soft normally-open points and controlled air-conditioning loads. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. December 2018, vVol. 103, pp. 421–430.

54. Soni J., Sen B., Kanakesh V.K., Panda S.K. Performance analysis and evaluation of reactive power compensating electric spring with linear loads (Article). *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. October 2018, vol. 101, pp. 116–126.

55. Tarasov V.B. From Artificial Intelligence to Artificial Life: New Directions in the Artificial Sciences. *Novosti iskusstvennogo intellekta* [News of Artificial Intelligence]. 1995, no. 4, pp. 93–117. (In Russian).

56. Saprionov A.A. To the creation of an effective mechanism for monitoring and accounting of energy consumption in 0.4 kV networks. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Power Engineering]. 2004, no. 1, pp. 22–28. (In Russian).

57. Panteleev V.I., Tulikov A.N. *Osnovy nechetkogo upravleniya rezhimami sistem elektrosnabzheniya predpriyatii s pomoshch'yu ASKUE* [Fundamentals of fuzzy control of enterprise power supply system modes with the help of ASKUE]. XII Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya studentov, aspirantov i molodykh uchenykh "Sovremennye tekhnika i tekhnologii" [XII International scientific and practical conference of students, postgraduates and young scientists "Modern engineering and technologies"]. In 2 volumes. Tomsk: Tomsk polytechnical university Publ., 2006, vol. 2, pp. 180–182. (In Russian).

58. Abakumov Yu.M., Martynov A.A., Salamatov O.V., Orekhov P.F., Borodin V.A., Konovalov N.A., Matigorov V.A. Experience in the design and introduction of AM-RMS of an industrial enterprise on the basis of CTS "Energia". *Promyshlennaya energetika*. [Industrial Power Engineering]. 2002, no. 6, pp. 28–33. (In Russian).

59. Alekseichik V.V., Bolgov V.T. Problems of energy consumption accounting, control and management at an industrial enterprise and ways to solve them. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Power Engineering]. 2002, no. 3, pp. 6–14. (In Russian).

60. Vadzhilov F.R., Shmyrov V.A., Yakovlev A.A., Nadeina M.S. Automated system for control, accounting and management of power consumption on the basis of the CTS "Energia" in "Arkhangelsk Commercial Sea Port" JSC. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Power Engineering]. 2003, no. 1, pp. 6–11. (In Russian).

Критерии авторства

Авторы заявляют о равном участии в получении и оформлении научных результатов и в равной мере несут ответственность за плагиат.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Authorship criteria

The authors declare equal participation in obtaining and formalization of scientific results and bear equal responsibility for plagiarism.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.